

**DISEÑO DE UNA PLANTA DE TRATAMIENTO DE AGUA DE PRODUCCIÓN
EN UN CAMPO EN LA CUENCA DEL VALLE MEDIO DEL MAGDALENA**

WILLIAM ALEXANDER ORTIZ CERÓN

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICOQUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BUCARAMANGA**

2013

**DISEÑO DE UNA PLANTA DE TRATAMIENTO DE AGUA DE PRODUCCIÓN
EN UN CAMPO EN LA CUENCA DEL VALLE MEDIO DEL MAGDALENA.**

WILLIAM ALEXANDER ORTIZ CERON

**Trabajo de Grado presentado como requisito para optar el título de:
Ingeniero de Petróleos**

Director UIS:

ERIK GIOVANY MONTES PAEZ

Director Empresa:

ZAMIR QUIZENA ESPINOZA

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FISCOQUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BUCARAMANGA**

2013

DEDICATORIA

A mi DIOSITO, que fue quien me dio la fortaleza, el más que nadie creyó siempre en mí, me lleno de mucha sabiduría y depositó en mi corazón amor, salud, inteligencia para terminar con éxito uno de mis sueños.

A mi Papitos, DIONICIO y DOMINGA, que siempre me apoyaron en todo, me guiaron y me brindaron mucho amor, sin ellos esto hubiese sido imposible. Los amo con todo mi corazón.

A mis hermanos Liliana, Freddy, Ever Mauricio y María del pilar, por su apoyo incondicional, por querer siempre lo mejor para mí, por sus consejos y por sus regaños que siempre fueron una enseñanza para mí.

A mis hijos, Santiago, Valery y Jennifer, por ser el motor de mi vida y por alegrarme la vida en cada momento.

A mi Esposa Flor por apoyarme y darme todo su amor y comprensión, te amo.

A mi tutor, Zamir Quizena por creer en mí y darme esa gran oportunidad, por todas sus enseñanzas y su respaldo incondicional.

A mis grandes amigos Karin, Duban, Deisy, verdaderos amigos, los quiero mucho, gracias por acompañarme siempre.

WILLIAM ALEXANDER ORTIZ

AGRADECIMIENTOS

Nuevamente a DIOS por tenerme siempre entre sus hijitos preferidos, gracias a él obtengo una felicidad inmensa al igual que mi familia.

A mi familia que estuvo conmigo y me apoyo, mis padres, mis hermanos, mi esposa y mis hijos, que bonita familia tengo, los adoro con todo mi corazón.

A los Ingenieros Zamir Quizena, Julián Mendoza y Erik Montes por su apoyo incondicional y por creer en mí y en este proyecto.

A mis grandes amigos, muchos durante toda mi carrera, en especial, Karin, Duban, Deisy, Fula, Sabina, Rodolfo, Mirian, Nazareth, Fabio, Carlos, Diana, Emilio, Eliana, Fabiola, Olga, Hugo, Leo, Andrea, los quiero y gracias por la amistad brindada.

A mi primo Diego, gracias por ese gran apoyo.

A la señora Elsa que me trato como su hijo y siempre estuvo pendiente, la quiero mucho.

A Rocío por siempre cuidar de mí bebe, muchas gracias.

A todas y cada una de las personas que creyeron en mí y en este sueño, gracias.

CONTENIDO

	Pág.
INTRODUCCIÓN	18
GENERALIDADES	20
1. PROPIEDADES, CARACTERÍSTICAS Y DISPOSICIÓN DEL AGUA DE PRODUCCIÓN	23
1.1 COMPONENTES PRIMARIOS	23
1.1.1 Cationes	24
1.1.2 Aniones	25
1.2 PROPIEDADES FÍSICO-QUÍMICAS	27
1.2.1 Color y Turbidez.	27
1.2.2 Olor y Sabor.	28
1.2.3 Temperatura.	28
1.2.4 Dureza.	29
1.2.5 Contenido de PH.	29
1.2.6 Contenido de Grasas y Aceites.	29
1.2.7 Sólidos.	30
1.2.8 Demanda Química de Oxígeno.	31
1.2.9 Demanda Bioquímica de Oxígeno.	31
1.2.10 Bacterias.	31
1.2.11 Sólidos y Aceites en el Agua.	31
1.2.12 Problemas ocasionados por Sólidos suspendidos y el aceite en el agua de producción.	33
1.3 ORIGEN DE LAS AGUAS DE PRODUCCIÓN	34
1.3.1 Aguas Residuales de Proceso.	35
1.3.2 Purgas de Tanques.	35

1.3.3 Aguas Lluvias.	35
1.4 MÉTODOS DE DISPOSICIÓN	36
1.4.1 Vertimiento.	36
1.4.2 Normatividad Vigente Sobre Vertimientos.	37
1.4.3 Inyección .	40
1.4.4 Calidad del Agua de Inyección.	43
1.4.5 Compatibilidad del Agua.	43
1.4.6 Generación de Problemas en la Inyección de Agua.	45
1.4.7 Incrustaciones.	45
1.4.8 Tipos de Incrustaciones.	48
1.4.9 Problemas que Ocasionan las Incrustaciones en la Industria del Petróleo.	49
1.4.10 Presencia de Bacterias.	51
1.4.11 Corrosión.	54
1.4.12 Factores que Afectan el Proceso de la Corrosión	57
1.5 PRINCIPIOS SOBRE EL TRATAMIENTO DE AGUAS RESIDUALES	63
1.6 PRINCIPIOS DE SEPARACIÓN	65
1.6.1 Separación por Gravedad.	65
1.6.2 Dispersión.	66
1.6.3 Coalescencia.	67
1.6.4 Flotación.	67
1.6.5 Floculación.	67
1.6.6 Coagulación.	68
1.7 TIPOS DE SISTEMAS DE TRATAMIENTO DE AGUA	68
1.7.1 Sistemas Cerrados.	68
1.7.2 Sistemas Abiertos.	68
2. EQUIPOS PARA EL TRATAMIENTO DE AGUA	69
2.1 TANQUE DESNATADOR O SKIM TANK	69
2.2 PLATINAS COALESCEDORAS	75
2.3 INTERCEPTOR DE PLACAS PARALELAS	76

2.4 INTERCEPTOR DE PLACAS CORRUGADAS (CPI)	77
2.5 SEPARADOR DE FLUJO TRASVERSAL	79
2.6 UNIDADES DE FLOTACIÓN INDUCIDA POR GAS (IGF)	80
2.7 UNIDADES DE FILTRACIÓN	83
2.7.1 Secuencia de Operación de los Filtros	85
2.8 DECANTADOR	93
2.8.1 Secuencia de Operación de los Decantadores	94
2.9 LECHOS DE SECADO	99
2.10 TANQUES DE ALMACENAMIENTO DE AGUA	101
2.11 CAJA API O SEPARADOR API	103
2.12 PISCINAS DE OXIDACIÓN	105
3. EQUIPOS DE TRATAMIENTO DE AGUAS RESIDUALES EN LA INDUSTRIA DEL PETRÓLEO	107
3.1 NEW GAS AND OIL S.A.	107
3.2 VEOLIA WATER SOLUTIONS & TECHNOLOGIES	116
3.3 SERTEAGUA C.A.	123
3.4 BOLLAND Y CIA S.A.	131
3.5 EXTERRAN HOLDINGS	135
3.6 EMPRESA WEMCO	138
4. CAMPOS EN LOS CUALES SE HA IMPLEMENTADO PLANTAS DE TRATAMIENTO DE AGUAS DE PRODUCCION	146
4.1 CAMPO MORICHE	146
4.2 CAMPO UNDER RIVER	153
4.2.1 Marco Geológico Regional.	154
4.2.2 Características Del Proyecto.	154
4.2.3 Caracterización del Agua de Producción del Campo Under River.	156

5. DISEÑO DE LA PLANTA DE TRATAMIENTO DE AGUAS RESIDUALES PARA EL CAMPO UNDER RIVER	158
5.1 CONSIDERACIONES PRÁCTICAS PARA LA ETAPA DE DISEÑO	158
5.1.1 Evaluación de las Facilidades de Superficie del Campo Under River.	160
5.2 DISEÑO DE LA PLANTA DE TRATAMIENTO DE AGUA DE PRODUCCIÓN PARA EL CAMPO UNDER RIVER	161
5.3 DEFINICIÓN Y DIMENSIONAMIENTO DE EQUIPOS PRINCIPALES	165
5.3.1 Etapa de Estabilización.	166
5.3.2 Etapa de Flotación.	169
5.3.3 Etapa de Filtración.	172
5.3.4 Decantación de Lodos.	176
5.3.5 Lechos de Secado.	178
5.3.6 Tanque Sumidero.	180
5.3.7 Sistema de Bombeo.	180
6. ANALISIS ECONOMICO Y DE COSTOS.	185
6.1 RELACIÓN BENEFICIO- COSTO (RBC)	187
7. CONCLUSIONES	192
8. RECOMENDACIONES	193
BIBLIOGRAFIA	194

LISTA DE FIGURAS

	Pág.
Figura 1. Método de eliminación del agua producida por inyección	42
Figura 2. Presencia de Incrustaciones en Pozo Inyector	47
Figura 3. Proceso de la corrosión electroquímica	57
Figura 4. Esquema general de tratamiento de aguas residuales y de producción	64
Figura 5. Tanque desnatador o Skim Tank	70
Figura 6. Tanque desnatador o Skim Tank Vertical.	72
Figura 7. Tanque desnatador o Skim Tank Horizontal	74
Figura 8. Plato Coalescedor	75
Figura 9. Interceptor de placas paralelas (PPI) en un Separador API	77
Figura 10. Interceptor de Placas Corrugadas (CPI)	78
Figura 11: Separador de flujo transversal	80
Figura 12. Unidad de Flotación Inducida por Gas.	81
Figura 13. Filtro New Water	85
Figura 14.- Filtración en flujo vertical	86
Figura 15. Filtración segunda etapa	87
Figura 16. Filtración tercera etapa	88
Figura 17. Filtración cuarta etapa	89
Figura 18. Filtración quinta etapa	90
Figura 19. Filtración sexta etapa	91
Figura 20. Filtración séptima etapa	92
Figura 21. Filtración séptima etapa	93
Figura 22. Decantador.	94
Figura 23. Decantador primera etapa	95
Figura 24. Decantador segunda etapa	96

Figura 25. Decantador tercera etapa	97
Figura 26. Decantador cuarta etapa	98
Figura 27. Decantador quinta etapa	99
Figura 28. Lechos de Secado.	100
Figura 29. Tanque de Almacenamiento.	101
Figura 30. Caja API o separador API	104
Figura 31. Secciones del separador API	105
Figura 32. Piscina de Oxidación.	106
Figura 33. Skim Tank	110
Figura 34. Aireador New Water	112
Figura 35. Filtro New Water	113
Figura 36. Decantador.	115
Figura 37. Lechos de Secado	116
Figura 38. Filtro Hydrotech	119
Figura 39. Flotador por gas inducido.	121
Figura 40. Flotadores de gas disuelto, Idraflot	122
Figura 41. Equipo de flotación por aire disuelto	125
Figura 42. Equipo de flotación inducido por gas.	127
Figura 43. Filtro a presión.	128
Figura 44. Separador API	129
Figura 45. Separador de placas corrugadas.	130
Figura 46. Placas Corrugadas	131
Figura 47. Unidad de Flotación IGF Hidráulica	133
Figura 48. Filtros Duales	134
Figura 49. Filtro vertical	135
Figura 50. Hidrociclón.	137
Figura 51. Unidad de flotación inducida por aire. Sistema de microburbujas.	138
Figura 52. Separador Pacemaker Wemco	139
Figura 53. Depurador Wemco	141
Figura 54. Depurador Wemco	143

Figura 55. Planta de tratamiento campo Moriche	148
Figura 56. Comportamiento de los sólidos y aceites en agua en el SIAR.	150
Figura 57. Muestras representativas tomadas en los equipos.	150
Figura 58. Analizador Mastersizer.	152
Figura 59. Ubicación del proyecto en Colombia	155
Figura 60. Ubicacion Zona del Proyecto	156
Figura 61. Facilidades de superficie campo Under River.	161
Figura 62. Esquema del diseño del Campo Under River	184
Figura 63. Grafica de Tiempo Vs VPN	189

LISTA DE TABLAS

	Pág.
Tabla 1. Condiciones mínimas para vertimiento de aguas residuales	38
Tabla 2. Concentraciones para el control de la carga.	38
Tabla 3. Procedimientos adecuados para la toma de muestras.	39
Tabla 4. Parámetros a tener en cuenta en la inyección de agua.	41
Tabla 5. Aguas incompatibles mezcladas	44
Tabla 6. Composición de aguas diferentes	48
Tabla 7. Incrustaciones Solubles en Acido	48
Tabla 8. Incrustaciones Insolubles en Acido	49
Tabla 9. Tipos de corrosión.	60
Tabla 10. Categorización cuantitativa de las ratas de corrosión en sistemas de producción de hidrocarburos.	62
Tabla 11. Caracterización del agua de producción campo Moriche.	147
Tabla 12. Reporte diario Moriche.	148
Tabla 13. Eficiencia de los equipos según el reporte.	149
Tabla 14. Resultados Distribución Tamaño Partícula Campo Moriche	152
Tabla 15. Caracterización agua de producción campo Under River.	157
Tabla 16. Reporte de laboratorio caracterización fisicoquímica del agua de producción del Campo Under River	159
Tabla 17. Distribución de tamaño de partícula Campo Under River.	162
Tabla 18. Equipos de separación por gravedad.	163
Tabla 19. Equipos de Separación por Flotación.	164
Tabla 20. Unidades de Filtración.	165
Tabla 21. Parámetros de diseño para tanque de estabilización o Skim Tank.	167
Tabla 22. Dimensiones del tanque de estabilización.	169
Tabla 23. Parámetros de diseño para tanque de flotación DAF.	170

Tabla 24. Dimensiones del tanque de estabilización.	172
Tabla 25. Porosidad y eficiencias de flujo de la cascara de nuez.	174
Tabla 26. Dimensión del filtro de lecho	176
Tabla 27. Parámetros de diseño para tanques decantadores.	177
Tabla 28. Dimensión del tanque decantador de sólidos.	178
Tabla 29. Parámetros de diseño para los lechos de secado.	179
Tabla 30. Dimensión de los lechos de secado.	180
Tabla 31. Costos de inversión de equipos incluidos en el sistema de tratamiento del agua residual de Campo Under River	185
Tabla 32. Pronostico de Producción de agua para los próximos 5 años.	188
Tabla 33. Valor presente neto y punto de equilibrio	189
Tabla 34. Relación Beneficio-Costo.	190

RESUMEN

TITULO: DISEÑO DE UNA PLANTA DE TRATAMIENTO DE AGUA DE PRODUCCION EN UN CAMPO EN LA CUENCA DEL VALLE MEDIO DEL MAGDALENA*.

AUTOR: WILLIAM ALEXANDER ORTIZ CERON**

PALABRAS CLAVES: Aguas de producción, Vertimiento, Normas legales, Diseño, Medio Ambiente.

El agua producida para la industria petrolera se convierte en un problema ambiental, dado que se debe cumplir con ciertas normas para la disposición por vertimiento o para inyección. La solución es implementar plantas de tratamiento e inyección y así desarrollar proyectos de recuperación secundaria para aumentar la producción del campo. El agua de producción, con frecuencia, es tratada mediante procesos físicos, sin embargo, se hace necesario el uso de químicos. Para garantizar la calidad de esta agua se debe implementar equipos de alta eficiencia y calidad, de igual manera se debe hacer un estudio preliminar para conocer cuáles son los equipos que necesita la planta y como deberán ser diseñados e implementados. Para la inyección del agua a la formación receptora se debe asegurar su calidad retirándole algunos componentes que alteran la roca del yacimiento, como son los sólidos suspendidos, las grasas y aceites, estos dos parámetros son muy importantes y su remoción total beneficiará tanto la formación donde se está inyectando como la continuidad del proyecto de inyección. En el caso del vertimiento a cuerpos de agua es necesario cumplir las normas de vertimiento para evitar sanciones. En este trabajo se establecen las consideraciones básicas y los cálculos para desarrollar un diseño de los equipos mínimos necesarios de una planta de tratamiento de agua de producción en un Campo típico en la Cuenca del Valle Medio del Magdalena, además se dan bases para el dimensionamiento de los equipos principales del tratamiento de agua para vertimiento e inyección, que harán parte de dicha planta, como son: tanques de almacenamiento de agua de captación, tanques de estabilización, tanques de flotación, filtros, tanques decantadores y tanques de almacenamiento de agua filtrada.

* Trabajo de Grado

** Facultad de Ingenierías Físico-Químicas, Escuela Ingeniería de Petróleos. Directores Erik Giovany Montes Paez – Zamir Quizena Espinoza.

ABSTRAC

TITLE: DESIGN OF A TREATMENT PLANT OF PRODUCTION WATER IN A FIELD AT THE BASIN OF THE MIDDLE MAGDALENA VALLEY*

AUTHOR: WILLIAM ALEXANDER ORTIZ CERON**

KEYWORDS: Production water, shedding, legal standards, Design, environment.

Produced water for industry becomes in an environmental issue, due to the fact that it must accomplish with some kind of laws for inject or dispose by shedding. The solution is to implement treatment and injection plants and so, develop secondary recovery projects to improve the field production. Usually production water is treated with physical processes; however it is necessary to use some chemical products. To ensure the quality of this water it must be implemented high-efficiency equipment. Also a preliminary study must be done to know what kind of equipment is necessary and how should they be designed and used. For the water injection to the reception zone, water must be treated by withdrawing some components that may alter the rock, like suspended solids, fats or oils. Those parameters are very important and their complete removal would benefit the formation where the water is been injected and the injection project itself. Talking about shedding in water systems is necessary to accomplish some laws to avoid sanctions. This project show basic considerations and calculations to develop a design of the minimum equipment necessary in a treatment plant of production water in a typical field at the basin of the middle Magdalena valley. Besides, some bases for the main shedding and injection equipment dimensioning that would take part of that plant are presented like: storage, stabilization and flotation tanks, filters.

* Thesis

** Faculty of Physical-Chemical engineering. Petroleum Engineering School. Directores: Erik Giovany Montes Paez – Zamir Quizena Espinoza.

INTRODUCCIÓN

El tratamiento de agua se realiza para cumplir con las diferentes normas, leyes y decretos implementados para evitar la contaminación de las fuentes hídricas. En el caso de aguas de producción y bajo los reglamentos de cero “0” vertimientos para el año 2015 decretadas por el ministerio de medio ambiente, las empresas del sector de hidrocarburos están obligadas a inyectar el agua a la formación bajo diferentes parámetros de calidad que generen aumento de la producción de los campos como método de recobro secundario.

La empresa Colombiana New Gas And Oil S.A., facilita datos de importancia para el avance y desarrollo de este proyecto, ya que es una empresa pionera en la Operación, Diseño, Construcción de Equipos, Plantas de tratamiento para aguas residuales y asesorías en los sectores de gas, aguas residuales y petróleo, para los sectores energético-ambiental, entes territoriales e industria en general.

El siguiente proyecto se desarrollara de la siguiente forma:

Se recopila información sobre la necesidad de realizar el tratamiento de aguas de producción en Colombia, características y requerimientos exigidos para su inyección a la formación o vertimiento a cuerpos de agua, además se explica cada uno de los equipos utilizados, su funcionamiento, características y especificaciones.

Se revelan algunos estudios, diseños e investigaciones realizados de campo donde se implementaron plantas de tratamiento de agua de producción, en este caso campo Moriche, tomando la planta implementada allí, como una planta típica de un campo en la cuenca del valle medio del Magdalena.

Se exponen los análisis y las pruebas necesarias para proponer los equipos vitales dependiendo del tratamiento que necesite el agua de producción para la posterior inyección del agua a la formación o vertimiento a cuerpos de agua.

Para cada uno de estos campos se despliegan los antecedentes y la necesidad del uso de las plantas de tratamiento de aguas de producción, demostrando así la eficiencia de los equipos implementados en la planta, y la calidad del agua de salida por el uso de los equipos acordes según la necesidad, terminando con el campo Under River, que es el caso estudio, su historia, localización, que está sucediendo en el presente, con que equipos se está tratando el agua, eficiencia de los equipos y porque se requiere implementar una nueva planta de tratamiento de agua para luego realizar el diseño de los diferentes equipos necesarios.

Se realiza un análisis económico para conocer el tiempo en el cual se logra el equilibrio basados en el valor que la empresa ahorraría al implementar la planta de tratamiento de agua.

Finalmente se plasman las conclusiones y recomendaciones que se llega con el presente estudio y se publican las bibliografías consultadas para la elaboración de esta investigación.

GENERALIDADES

El tratamiento de aguas residuales, industriales y de producción son una necesidad que se presenta a diario, debido a la presencia de contaminantes que generan problemas ambientales a nivel mundial, para evitar estos inconvenientes es necesario el conocimiento de las características físicas, químicas y biológicas y de sus principales efectos sobre la fuente receptora, para luego diseñar diferentes equipos que eliminan o retiran los contaminantes y así lograr cumplir con los diferentes decretos, normas y leyes, para establecer la calidad del agua apropiada, de acuerdo con los diferentes usos aplicables a ella.

La legislación Colombiana pertinente está diseminada en diferentes textos legales, pero principalmente en el decreto 1594 de 1984, donde se establecen los criterios mínimos para el vertimiento del agua a afluentes con el objetivo de brindar protección del medio ambiente en Colombia.

La producción de agua en los campos petrolíferos al principio de la vida del yacimiento generalmente es de cantidades pequeñas, lo suficientemente pequeñas en algunas ocasiones como para cumplir con los límites exigidos en refinería o transporte, ($< 0.5\%$ BS&W), este es el contenido de agua y sedimentos iniciales producidos por el pozo. Pero a medida que el tiempo transcurre se empieza a incrementar el caudal de producción de agua. En resumen, todos los pozos producen agua y las cantidades varían desde muy pequeñas inicialmente hasta varias veces el volumen de petróleo en etapas posteriores.

El agua asociada a la producción de crudo transporta consigo impurezas tales como: materiales sólidos en suspensión, gotas de aceite dispersas en la fase agua y sólidos humedecidos con petróleo. Los sólidos suspendidos básicamente

pueden estar compuestos por: finos de formación, limos, arcillas, productos de corrosión, scale, sludge formados por las bacterias, cuerpos de bacterias muertas, etc.

El manejo apropiado del agua asociada a la producción de crudo, permite prevenir y controlar los problemas ocasionados por los fenómenos de incrustación, debido a la presencia de iones en el agua, que al combinarse forman compuestos de baja solubilidad, los cuales al sobrepasar el límite que tiene el agua para mantenerlos en solución, se precipitan formando depósitos sólidos que a su vez son adherentes y duros, y problemas ocasionados por fenómenos de corrosión debido a las condiciones y agentes corrosivos inherentes al fluido manejado en las líneas de conducción y equipos a través de todos los procesos que involucra la producción de petróleo.

Para tratar el agua y eliminar las impurezas que ella transporta, en la industria del petróleo, se hace uso de una serie de equipos de superficie, entre los cuales podemos enunciar: Oil Skimmer, Skim Tank, Filtros, Decantadores, entre otros. La forma de funcionamiento de estos equipos involucran mecanismos tales como: decantación (tiempo de retención), flotación por medio de inyección de gas, filtración, etc. Adicionalmente la eficiencia de los equipos para tratar el agua, puede ser mejorada con la inyección de productos químicos que actúan como rompedores de emulsión inversa, y/o clarificadores de agua.

En la formulación, planeamiento y diseño de un sistema de tratamiento se pueden considerar objetivos diferentes, teniendo en cuenta la disponibilidad de recursos económicos y técnicos, así como los criterios establecidos para descarga de efluentes o eficiencias mínimas y eventualmente, motivaciones ecológicas.

En Colombia existen diversos campos de petróleo, algunos ya implementaron plantas de tratamiento de agua de producción, pero otros utilizan métodos de

disposición no recomendados para el medio ambiente como por ejemplo la descarga controlada en aguas superficiales o vertimiento, debido a esto y a la necesidad de algunos campos en entrar en un proceso de recuperación por su tiempo de producción, llamados campos maduros, la opción más viable e inteligente para recuperar estos campos y a la vez mitigar el problema de los contaminantes del agua de producción, es el desarrollo de proyectos de inyección de agua, en donde se necesitarán diseños y de todas las consideraciones necesarias para la construcción y operación adecuada de una planta de tratamiento de agua.

En el mundo a partir de ahora y hacia el futuro más próximo el ingeniero de petróleos tendrá que lidiar con el agua de producción de una manera más activa y eficaz, sabiendo que este subproducto de los campos petrolíferos es de mucha importancia tanto para la industria del petróleo como para la humanidad. El manejo, tratamiento y disposición final de este fluido de producción dependerá no solo de las necesidades del campo para su beneficio propio sino también del bienestar y de la conservación del medio ambiente.

1. PROPIEDADES, CARACTERÍSTICAS Y DISPOSICIÓN DEL AGUA DE PRODUCCIÓN

1.1 COMPONENTES PRIMARIOS¹

Para determinar el tratamiento óptimo, previo al método de eliminación elegido y ciertamente, para determinar el método de eliminación a emplear, se requiere de un conocimiento de los componentes primarios y propiedades físico-químicas del agua producida para posteriormente obtener un análisis preciso. El análisis es un medio primario para detectar problemas actuales y potenciales, por lo que debería realizarse en forma rutinaria para todas las aguas producidas.

Los componentes primarios de las aguas producidas dependen del agua específica que se produce. La mayoría de los componentes han sido estudiados en forma extensa e individualmente en varias oportunidades por muchas razones. Por ejemplo, la preocupación con aguas de inyección tiende a realzar aquellos cationes que pueden formar sales o compuestos insolubles y que llevan a la obstrucción del sistema, mientras que el agua que se elimina al océano se analiza fundamentalmente para determinar el contenido de grasas y aceites.

- Es importante que cualquiera que esté involucrado en proyectos de aguas producidas tenga conocimiento de:
- Los componentes del sistema de agua producida de mayor importancia para los métodos de disposición en uso.
- La importancia de cada uno de ellos.

¹ BLANCO SIMBAQUERA Johanna y DELGADILLO AYA Claudia Lorena. Metodología Integrada para el Diseño de un Monitoreo de Inyección de Agua desarrollado en un Campo Petrolero. Universidad Industrial de Santander. Tesis 2006.

- Los métodos analíticos que típicamente se utilizan para medir las concentraciones de cada componente y las ventajas y desventajas de cada método.

A continuación se exponen los componentes primarios presentes en las aguas de producción llamados también sólidos iónicos disueltos, los comprenden cationes y aniones así:

1.1.1 Cationes

- **Calcio (Ca^{++}):** los iones son un componente principal de las salmueras de yacimientos petrolíferos. El ión calcio se combina fácilmente con bicarbonatos, carbonatos y sulfatos para formar precipitados insolubles. Contribuye de forma muy especial a la dureza del agua y a la formación de incrustaciones.
- **Magnesio (Mg^{++}):** los iones se presentan solamente en bajas concentraciones y también forman incrustaciones. Normalmente se encuentra como un componente de la incrustación del carbonato de calcio. Las aguas dulces suelen contener entre 1 y 100 ppm y el agua de mar contiene 1,300 ppm.
- **Sodio (Na^{+}):** es el catión más abundante en las aguas de producción. Generalmente se halla en concentraciones superiores a 35,000 ppm. El sodio generalmente no presenta problemas en el manejo, pero vuelve al agua no apta para el consumo humano o de animales, y es a menudo fatal para la vida vegetal.
- **Hierro (Fe^{+++}):** naturalmente se halla en concentraciones muy bajas. Su presencia muchas veces indica problemas de corrosión. El hierro también se combina con los sulfatos y materias orgánicas para formar un lodo de hierro, y es particularmente susceptible de formar lodos si hay ácidos presentes. La presencia de este ión puede afectar la potabilidad del agua y, en general, es un inconveniente en las aguas industriales por dar lugar a depósitos e incrustaciones.

- *Bario (Ba⁺⁺)*: es uno de los metales pesados, y se puede combinar con los sulfatos para formar sulfato de bario insoluble. Aún en cantidades pequeñas logra causar grandes problemas. El bario se queda en la superficie por mucho tiempo, por ende se debe evitar su descarga. En un sistema de tratamiento llega a formar incrustaciones en las líneas de flujo o dentro de la formación receptora si el caso es reinyección. Todos los metales pesados tienden a ser tóxicos para los seres humanos en cantidades muy pequeñas y concentrarse en la población marina (crustáceos, camarones, etc.).
- *Estroncio (Sr⁺⁺⁺) y Radio (Rd⁺⁺⁺)*: pueden ser radioactivos y concentrarse en moluscos tales como las ostras. También llegan a formar costras, pero generalmente solo se encuentran como trazas en productos de calcio. Se tienen algunos sólidos en suspensión que contienen trazas de metales pesados y, posiblemente, niveles excesivos de radiación en el estroncio y el radio.

1.1.2 Aniones

- *Cloruro (Cl⁻)*: es casi siempre uno de los componentes principales de las salmueras. El problema principal del manejo de los cloruros es que la corrosividad de la salmuera aumenta drásticamente con el contenido de cloruro. Además el contenido de este ión generalmente es demasiado elevado para que el agua sea utilizable como agua potable para los seres humanos o animales, y es muchas veces lo suficientemente elevado como para matar la mayor parte de la vegetación. La mayoría de las aguas de producción puede oscilar entre 2,000 a 3,000 ppm de cloruros. El ion cloruro es el principal constituyente de las aguas de los campos petroleros y las aguas frescas. La mayor fuente de los iones cloruros es el NaCl, por lo tanto este ion es utilizado para medir la salinidad del agua según su concentración se puede clasificar de la siguiente manera:

Agua dulce: 0 - 2000 ppm

Agua salobre: 2000 - 5000 ppm

Agua salada: 5000 - 40000 ppm

Salmuera: > 40000 ppm

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

- *Carbonatos (CO_3^{2-}) y Bicarbonatos (HCO_3^-):* pueden formar costras insolubles. Estos iones contribuyen fundamentalmente a la alcalinidad del agua. Los carbonatos precipitan formando escamas en presencia de iones calcio. Las aguas dulces suelen contener entre 50 y 350 ppm de ión bicarbonato. El agua de mar contiene 100 ppm de ión bicarbonato.
- *Sulfatos (SO_4^{2-}):* este ión, corresponde a las sales moderadamente solubles a muy solubles. También forman costras pero además son la fuente alimenticia para las bacterias reductoras de sulfatos que pueden llevar a la formación de H_2S en el yacimiento. Las aguas dulces contienen de 2 a 150 ppm y el agua de mar cerca de 3,000 ppm.

El agua producida contiene cantidades variables de sales y gases disueltos (CO_2 , H_2S , O_2). Fuera de los componentes primarios también existen estos gases que se encuentran disueltos en las aguas de producción, estos causan problemas en el tratamiento y por lo general son removidos. A continuación se describe brevemente cada uno de ellos:

- *Sulfuro de Hidrogeno (H_2S):* las salmueras de yacimientos petrolíferos que contienen H_2S se conocen como aguas amargas. En contacto con el hierro produce el sulfuro de hierro, el cual acelera la corrosión y actúa como un serio agente taponador. El ácido sulfhídrico, también conocido como sulfuro de hidrógeno, tiene la característica de tener un desagradable olor y ser muy tóxico.
- *Dióxido de Carbono (CO_2):* se conoce como gas ácido, porque en presencia de agua forman ácidos. Se presenta corrosión por presencia de este gas. El dióxido de carbono es soluble en agua y la solución resultante puede ser ácida como resultado de la formación de ácido carbonilo, he aquí la propiedad

corrosiva que el CO₂ presenta en presencia de agua. Por su parte el dióxido de carbono es un gas incoloro e inodoro, que a concentraciones bajas no es tóxico pero en concentraciones elevadas incrementa la frecuencia respiratoria y puede llegar a producir sofocación.

- *Oxígeno Disuelto (O₂):* los niveles de oxígeno disuelto, materia orgánica disuelta, organismos naturales y compuestos inorgánicos oxidantes son afectados por la temperatura. Estos niveles deben ser mantenidos en 5 mg/l ó más si el caso es la disposición por vertimiento de las aguas de producción. La presencia de altas concentraciones de sólidos en suspensión, así como también la presencia de películas aceitosas y color, interfieren con las reacciones de fotosíntesis y la aireación de la superficie, reduciendo de esta manera la re-aireación de los cuerpos de agua.

1.2 PROPIEDADES FÍSICO-QUÍMICAS

Generalmente, antes del tratamiento, el agua producida contiene niveles demasiado altos de gotas de aceite suspendidas y emulsificadas. Por lo general las salmueras de yacimientos petrolíferos no son aptas para el consumo humano ni para el uso de los animales. El agua producida también puede aparecer relativamente clara y a menudo es difícil distinguirla de otras aguas.

Es importante conocer las propiedades del agua de producción, ya que pueden dar otro indicativo de que tratamiento debe realizarse, para dejarla en especificaciones y una vez así proceder a la eliminación. A continuación se describen brevemente las propiedades más importantes de este subproducto asociado al petróleo.

1.2.1 Color y Turbidez. El color en los cuerpos de agua surge naturalmente a través de la degradación de materiales orgánicos e inorgánicos. Tales materiales

incluyen compuestos de hierro y manganeso, humus, turba, tanino, algas, malezas y organismos. Estos materiales, como también los sólidos suspendidos, no sólo dan color sino también turbidez, lo que hacen que el agua no sea clara y previene la penetración de la luz.

La turbidez también se podría decir que es la dificultad del agua para transmitir la luz, ósea que a mayor sea esta, mayor serán las partículas que impiden el paso de la luz y menor visibilidad a través de ella.

1.2.2 Olor y Sabor. Las aguas residuales tienen un olor característico desagradable, mientras que las aguas residuales sépticas tienen un olor muy ofensivo, generalmente producido por H_2S proveniente de la descomposición anaerobia de los sulfatos o sulfuros. Las aguas industriales residuales tienen a veces, olores característicos específicos del proceso industrial del cual provienen. Los olores de las aguas residuales constituyen una de las principales objeciones ambientales y su control en plantas de tratamiento es muy importante. Además del ácido sulfhídrico son causantes de olores ofensivos en aguas residuales los siguientes compuestos: aminas, amoniaco, diaminas, mercaptanos y sulfuros orgánicos.

Compuestos químicos presentes en el agua como fenoles, diversos hidrocarburos, cloro, materias orgánicas pueden dar olores y sabores muy fuertes al agua aunque estén en pequeñas concentraciones.

1.2.3 Temperatura. La temperatura de los yacimientos es una función de la profundidad. Las temperaturas de las aguas producidas reflejan la temperatura del yacimiento, la tasa de flujo, la geometría del agujero del pozo, la temperatura ambiente y el método de procesamiento en la superficie. En el punto de eliminación las aguas producidas tienen todavía temperaturas elevadas. Las descargas en aguas de superficie elevará su temperatura y este cambio disminuirá

los niveles de oxígeno disuelto, causando mortandad de peces, interferirá con la procreación y propagación de las especies, aumentará las tasas de crecimiento de las bacterias, de organismos benéficos y perjudiciales, acelerará las reacciones químicas y conducirá a la eutrofización.

1.2.4 Dureza. La dureza es una característica química del agua que está determinada por el contenido de carbonatos, bicarbonatos, cloruros, sulfatos y ocasionalmente nitratos de calcio y magnesio. El grado de dureza es directamente proporcional a la concentración de sales metálicas. Existen dos tipos: dureza temporal la cual está determinada por el contenido de carbonatos y bicarbonatos de calcio y magnesio. Puede ser eliminada por ebullición del agua y posterior eliminación de precipitados formados por filtración, también se le conoce como dureza de carbonatos. Y la dureza permanente está determinada por todas las sales de calcio y magnesio excepto carbonatos y bicarbonatos. No puede ser eliminada por ebullición del agua y también se le conoce como dureza de no carbonatos.

1.2.5 Contenido de PH. El PH es una medida del complejo equilibrio químico que existe en un cuerpo de agua, o de otra manera es una medida de acidez o alcalinidad. Las aguas superficiales normales contienen químicos disueltos tales como carbonatos, que ayudan al agua a amortiguar cambios rápidos en las concentraciones de iones de hidrógeno e hidroxilos. La vida acuática, las plantas y la vida silvestre sólo pueden sobrevivir dentro de un rango de PH entre 5 y 8.5. En ocasiones niveles excesivos de PH pueden causar problemas de corrosión en la industria.

1.2.6 Contenido de Grasas y Aceites. Es la cantidad de petróleo disperso en el agua producida. Muchas veces se ve como iridiscencia sobre las aguas donde se elimina o derrama, y causa problemas severos. Estos incluyen la toxicidad para los peces, la reducción de la aireación, sabores y olores y la interferencia con las

plantas de tratamiento de agua. Si se descarga el agua en la superficie es un problema estético y, a menudo, tóxico para los mamíferos marinos y para las aves. En pozos de inyección puede causar emulsión en la formación.

1.2.7 Sólidos. Los sólidos pueden ser incorporados al agua por diversas actividades industriales y domésticas. La mayor parte de las partículas presentes en las aguas residuales están en los rangos de $1 \cdot 10^{-7}$ milímetros en adelante. Las partículas sobre 10^{-3} milímetros pueden ser removidas por procesos de sedimentación o filtración, por debajo de estas medidas requieren ser removidas por procesos especiales. Por esta razón las pruebas analíticas, son comúnmente divididas en sólidos: sedimentables, suspendidos y disueltos.

- Sólidos sedimentables: Son aquellos que sedimentan bajo la acción de la gravedad. La determinación se realiza generalmente en un cono Imhoff dejando la muestra en reposo durante una hora. EL resultado se reporta en ml/L. Esta determinación evalúa la cantidad de sedimento que podría eventualmente ser lanzada a la fuente receptora; sirve además para dimensionar un sistema de remoción.
- Sólidos suspendidos: Pueden ser orgánicos e inorgánicos. Por lo general son partículas de óxido metálicos de la corrosión, hierro o manganeso presentes originalmente en el agua. Otros sólidos suspendidos pueden ser los sedimentos, arena, arcilla o cuerpos bacterianos. En la práctica se identifican y se estima su tendencia al taponamiento haciendo uso de un filtro de membrana de 0.45 micras. Es la cantidad de sólidos que pueden separarse por filtrado de un volumen dado, y la cantidad de estos sólidos sirven para estimar la tendencia de taponamiento de los sistemas de inyección. Los TSS son uno de los parámetros para el diseño de equipos de filtración y separación de aguas de producción
- Sólidos disueltos: Se consideran aquellos que pasan a través de la membrana de filtración. El TDS es simplemente la suma de las concentraciones de todos los iones individuales.

1.2.8 Demanda Química de Oxígeno. Llamada también demanda inmediata, es la cantidad de oxígeno que sustancias reductoras, como la materia orgánica, presentes en un agua residual necesitan para descomponerse, sin la intervención de microorganismos. La DQO no diferencia la materia orgánica biológicamente oxidable y la biológicamente inerte.

1.2.9 Demanda Bioquímica de Oxígeno. Se define como la cantidad de oxígeno requerido por las bacterias para descomponer la materia orgánica en condiciones aerobias. La DBO es una medida de la materia orgánica y por consiguiente una medida del grado de polución orgánica.

1.2.10 Bacterias. Las bacterias son extremadamente pequeñas (0.5 mm en diámetro) y hay miles de especies. Pueden configurarse como bastones, esferas o curvas. Algunas pueden duplicar su población en menos de 20 minutos, abrumando literalmente un fluido. Las bacterias pueden soportar variaciones amplias de temperatura (-10 a 100 °C), de valores de pH (0 a 10.5) y variaciones en las concentraciones de oxígeno (0 a 100%). En el agua se desarrollan mejor con un pH de 5 - 9, temperaturas menores de 80 °C y, aunque prefieren el agua dulce, se adaptan bastante a las salmueras.

Las bacterias pueden conducir a serios problemas en el yacimiento y en los sistemas de tuberías.

1.2.11 Sólidos y Aceites en el Agua². El agua asociada transporta consigo impurezas tales como: materiales sólidos en suspensión, gotas de aceite dispersas en la fase agua y sólidos humedecidos con petróleo. Muchas de las aguas de producción y/o inyección poseen sólidos suspendidos que están en el rango de 0.01 micrones a 100 micrones. Los sólidos suspendidos básicamente

² PEREZ AYA Fernando. Principios básicos del tratamiento químico de sólidos suspendidos y las emulsiones inversas en el agua. Perenco Colombia. S.A.

pueden estar compuestos por: finos de formación, limos, arcillas, productos de corrosión, scale, sludge formados por las bacterias, cuerpos de bacterias muertas, etc. Algunos de los más importantes son:

- Óxido de hierro:

Son dos las fuentes de óxido de hierro encontradas en las operaciones de producción: por producción natural y por precipitación de hierro (ferroso). El óxido de hierro que se produce naturalmente no es muy común.

- Sulfuro de hierro:

Es un sólido bastante taponante, muchas veces producto de la corrosión del H_2S con el hierro disuelto en el agua o con el hierro de las estructuras de acero.

- Arena y limo:

Son encontrados en más del 90% de las aguas tratadas en los campos petroleros. La cantidad en la cual ocurren es variada y frecuentemente son tan altas como 50-60 % del total de los sólidos contenidos en el agua. El tamaño de estas partículas se encuentra en el rango de 7 hasta 150 micras.

Muchos equipos de superficie excluidos los filtros remueven partículas de 50 micras o más grandes. Partículas de este rango estarán normalmente impregnadas con aceite y tienden a permanecer en suspensión debido a las velocidades de flujo o turbulencia en el sistema. El uso de surfactantes aumenta el remojo del agua de estas partículas y facilita su asentamiento.

Para tratar el agua y eliminar las impurezas que ella transporta, en la industria del petróleo, se hace uso de una serie de equipos de superficie, entre los cuales podemos enunciar: el oil skimmer, la IGF, el Skim tank, los filtros entre otros. La forma de funcionamiento de estos equipos involucran mecanismos físicos tales como: la decantación (tiempo de retención), la flotación por medio de la inyección de gas, la filtración, etc. Adicionalmente la eficiencia de las vasijas para tratar

aguas puede ser mejorada con la inyección de productos químicos que actúen como rompedores de emulsión y / o clarificadores de agua.

1.2.12 Problemas ocasionados por Sólidos suspendidos y el aceite en el agua de producción³. A continuación se enunciarán algunos de los principales problemas ocasionados por los sólidos suspendidos y el aceite disperso en las aguas manejadas.

- Incremento de la presión de inyección y disminución de las ratas de inyección ocasionada por el taponamiento de la cara de la formación.
- Cierres definitivos o parciales de los pozos inyectoros debido a daños severos en la formación.
- Necesidad de perforar o acondicionar nuevos pozos inyectoros para mantener los volúmenes de agua inyectada.
- Pérdidas de producción ocasionadas por el cierre de pozos productores con alto BSW debido a la imposibilidad de disponer del agua asociada al crudo.
- Excesivos costos en el tratamiento químico del agua asociada a la producción ya sea para inyectarla y/o verterla al medio ambiente.
- Aumento del costo por barril de agua utilizada de otras fuentes cuando las mismas contienen elevadas cantidades del Total de sólidos suspendidos (TSS).
- Desgaste excesivo de las piezas de las bombas de inyección de agua ya sea por abrasión de los sólidos o por sobre-esfuerzos cuando la presión de inyección se incrementa.
- Incremento de los costos operacionales por consumo de combustible y/o energía de los motores de las bombas, ocasionados por el trabajo extra que deben realizar los mismos para inyectar el agua cuando la presión del pozo aumenta.

³ PEREZ AYA Fernando. Principios básicos del tratamiento químico de sólidos suspendidos y las emulsiones inversas en el agua. Perenco Colombia. S.A.

- Cuando un agua está demasiado emulsionada, esta puede llegar a transportar grandes cantidades de crudo, conllevando a pérdidas de aceite.
- Disminución de los tiempos entre retrolavados de los filtros, para lograr mantener la calidad del agua en 2 ppm de aceite en agua y 2 ppm del Total de sólidos suspendidos (TSS).
- Aumento de los tiempos de retrolavado de los filtros para lograr una buena limpieza de los mismos. Implementación del uso de varsol y/o jabones para descontaminar los medios filtrantes de los trenes de filtración.
- Perturbación de la calidad del tratamiento del crudo ocasionado por :
Acumulación de grumos en las interfaces de las facilidades de producción.
Recuperación excesiva de crudo en los desnates de las vasijas de tratamiento de agua, lo que ocasiona agitación en la entrada de los fluidos a los equipos.
Acumulación de sólidos (óxido de hierro y sulfuro de hierro) en la interfase agua-aceite lo que obstruye la normal separación de las fases y el funcionamiento de los rompedores.
- Problemas en la calidad del agua inyectada y vertida al medio ambiente.
- Disminución en la capacidad y en el tiempo de retención de las facilidades de producción debido a la progresiva acumulación de arena en el interior de las mismas.

1.3 ORIGEN DE LAS AGUAS DE PRODUCCIÓN⁴

Para comprender el proceso de tratamiento y disposición de aguas de producción es importante conocer e identificar el origen de este subproducto, dentro del marco de las instalaciones petroleras.

⁴ ARNOLD, Richard. Manejo de la producción de agua, de residuo a recurso. Schlumberger

En general los campos petrolíferos constan de plantas y componentes para la producción, recepción, almacenamiento, tratamiento, y demás operaciones que se le realizan al petróleo para su destino final, como anteriormente se ha dicho se obtiene asociado al crudo el agua aceitosa como subproducto. Esta producción de agua se puede dar en cada una de las etapas del proceso, de manera que hay que saber, conocer y localizar la génesis de este residuo para obtener una secuencia lógica del recorrido del agua y su posterior tratamiento y eliminación.

De acuerdo en donde se originan las aguas de producción y de manera generalizada para la industria petrolera se pueden hablar de los siguientes tipos:

1.3.1 Aguas Residuales de Proceso. Normalmente en los procesos desarrollados en la producción de petróleo y en las facilidades de superficie para su tratamiento y entrega, se obtiene este tipo de aguas. Como por ejemplo: en los Gunbarrel se obtiene agua libre que se da por la separación del aceite, el agua de lavado de crudo de las plantas de desalación, en las unidades de tratamiento como deshidratación y en el almacenamiento. Las aguas residuales por lo general contienen sales, metales, aceites libres y emulsionados.

1.3.2 Purgas de Tanques. En donde se almacena y se mantiene el crudo para su posterior entrega, también se generan aguas aceitosas, debido al reposo del aceite. Se produce la separación entre hidrocarburo y el agua por diferencia de densidades. El agua queda en la parte inferior del tanque de manera que hay que controlar el nivel purgando el equipo.

Las purgas de los tanques contienen habitualmente sales disueltas, algunos metales, grasas y aceites, sólidos disueltos y suspendidos.

1.3.3 Aguas Lluvias. Las pueden haber contaminadas o no contaminadas, las contaminadas están compuestas principalmente por crudo, arrastran sólidos y

aceite que se encuentren por su cauce. Si la zona por donde se precipitan es limpia por lo general se consideran no contaminadas. Por su contenido de sólidos y aceite, estas aguas son un problema ambiental y a su vez se debe realizar un tratamiento antes de seleccionar su disposición.

En resumen, es evidente que en los procesos y acciones que se le realizan a cualquier hidrocarburo para su producción, se obtienen cantidades considerables de aguas contaminadas. Para una mayor comprensión se presenta en la figura 1, un diagrama general del origen de este residuo, dentro de las instalaciones de obtención del crudo.

1.4 MÉTODOS DE DISPOSICIÓN

Como se ha dicho anteriormente, el agua que se produce en un campo de petróleo posee variadas características y componentes, algunos deben ser retirados o minimizados para cumplir con normas ambientales. Dependiendo de la disposición o eliminación final del agua de producción previamente tratada, se tienen de manera general para la industria del petróleo dos soluciones o métodos para cumplir con este hecho.

Desde el punto de vista económico y del impacto ambiental, se describen los siguientes métodos de eliminación del agua de producción.

1.4.1 Vertimiento. Este proceso tiene como fin, verter el agua de producción en cuerpos de agua como son los ríos, arroyos y lagos, preferiblemente estos se deben encontrar en un zona cercana al campo donde se produce. Antes de ser vertida el agua contaminada debe ser tratada, cumpliendo con normas y reglas estipuladas por el país o zona donde se esté llevando a cabo la eliminación.

En el vertimiento de aguas de producción, a raíz del problema ambiental que se pueda causar en donde se esté realizando o se vaya a ejecutar, conlleva a cumplir ciertas normas y lineamientos a las compañías exploradoras y productoras de petróleo, tanto extranjeras como estatales

1.4.2 Normatividad Vigente Sobre Vertimientos. La planeación ambiental es el conjunto de lineamientos básicos que deben considerarse en una actividad productiva con el objeto de que se enmarque en la conservación del entorno natural, la eficiente utilización de los recursos, el aumento en la productividad y el cumplimiento de la normatividad ambiental.

En la actualidad la legislación ambiental colombiana ha obligado a las empresas petroleras a disponer de la manera más ecológica posible el agua asociada con la producción, ya sea que ésta se encuentre en grandes o pequeñas cantidades. Estas normas se encuentran expuestas en el decreto 1594 de 1984 - Usos del agua y residuos líquidos.

Para los efectos de este decreto se tendrá en cuenta los siguientes usos del agua para disposición final de ésta, sin que su enunciado indique orden de prioridad:

- a) Consumo humano y doméstico
- b) Preservación de flora y fauna
- c) Agrícola
- d) Pecuario
- e) Recreativo
- f) Industrial
- g) Transporte

Las normas de vertimiento serán fijadas teniendo en cuenta los criterios de calidad establecidos para el uso o los usos asignados al recurso. Las condiciones mínimas para vertimiento de aguas residuales se encuentran expuestas en el

decreto 1594 de 1984, en el artículo 72, para lo cual se establece en la tabla 1 lo siguiente:

Tabla 1. Condiciones mínimas para vertimiento de aguas residuales

Referencia	Usuario existente	Usuario nuevo
PH	5-9 unidades	5-9 unidades
Temperatura	<40 °C	<40 °C
Material flotante	Ausente	Ausente
Grasas y aceites	Remoción > 80% en carga	Remoción > 80% en carga
Sólidos suspendidos	Remoción > 50% en carga	Remoción > 80% en carga
Demanda bioquímica de O₂ Para desechos industriales	Remoción > 20% en carga	Remoción > 80% en carga

Fuente. Tomado del decreto 1594 de 1984. Art 72.

Entiéndase por usuario nuevo aquel cuya actividad se inicie después de la fecha de entrada de vigencia del presente Decreto (Artículo 8). El artículo 74 de este mismo decreto establece las concentraciones para el control de la carga de las sustancias de interés sanitario, las cuales se muestran en la tabla 2.

Tabla 2. Concentraciones para el control de la carga.

Sustancia	Expresada como	Concentración mg/L
Arsénico	As	0.5
Bario	Ba	5.0
Cadmio	Cd	0.1
Cobre	Cu	3.0
Cromo	Cr ⁺⁸	0.5
Mercurio	Hg	0.02
Níquel	Ni	2.0
Plata	Ag	0.5
Plomo	Pb	0.5
Selenio	Se	0.5
Cianuro	CN ⁻	1.0

Sustancia	Expresada como	Concentración mg/L
Difenil Policlorados	CAA	No detectable
Mercurio orgánico	Hg	No detectable
Tricloroetileno	Tricloroetileno	1.0
Cloroformo	Extracto carbón cloroformo (ECC)	1.0
Tetracloruro de carbono	Tetracloruro de carbono	1.0
Dicloroetileno	Dicloroetileno	1.0
Sulfuro de carbono	Sulfuro de carbono	1.0

Fuente. Tomado del decreto 1594 de 1984. Art 72.

El Ministerio de Salud también establece mediante este decreto los procedimientos adecuados para la toma y posterior análisis de las muestras, en la tabla 3 se explica el parámetro y el método por el cual se hace el calculo:

Tabla 3. Procedimientos adecuados para la toma de muestras.

Parámetro	Método
Grasas y aceites	Extracción Soxhlet
Solidos sedimentables	Cono Imhoff
Solidos suspendidos	Filtración Crisol Gooch
DBO	Incubación
DQO	Reflujo con dicromato
PH	Potenciómetro
Cloruros	Argentometrico

Fuente. Tomado del decreto 1594 de 1984.

De acuerdo con su caracterización, todo vertimiento además de las disposiciones del presente decreto deberá cumplir con las normas de vertimiento que establezca la EMAR (entidad encargada de la administración y el manejo del recurso).

En cuanto al contenido de aceites presente en el agua de descarga podría tomarse entre 30 y 50 ppm de aceite para lograr reducir los problemas ambientales que implica el vertimiento en sistemas de agua dulce.

1.4.3 Inyección⁵ . El método de eliminación del agua de producción conocido como inyección o reinyección de agua a la formación, ha sido utilizado en la industria del petróleo por más de 50 años, y en el transcurrir del tiempo se ha tomado un mayor interés en él, debido a la creciente conciencia pública por la conservación del medio ambiente. De acuerdo a lo anterior se podría decir que la inyección de agua de producción se considera generalmente de menor impacto ambiental y a su vez como el método de disposición más recomendado.

Uno de los objetivos de este proceso es llevar el agua producida en superficie obtenida por las operaciones de producción de crudo, a la formación o al yacimiento mismo donde se está produciendo. Cabe recordar que antes de realizar esta técnica se debe tratar el agua, de acuerdo con características y propiedades del propio reservorio, de tal forma que no se cause daño o pérdida total de la formación receptora.

Otro fin para el cual se realiza la inyección de agua es el de mantener la presión existente dentro del yacimiento, conocido como recuperación secundaria, mejorando el recobro de crudo residual y aumentando la producción acumulada del mismo. Se dice entonces que con este método no solo se soluciona el problema de los componentes dañinos para el medio ambiente que contiene el agua de producción, sino que además se puede obtener un beneficio adicional desde el punto de vista económico y manutención del campo petrolero, ya que se puede mejorar la producción de crudo o al menos mantenerla por un periodo mayor.

En términos generales para realizar la inyección de agua, ya sea para recobro o disposición del agua producida, se requiere realizar un estudio detallado de varios

⁵ GIRALDO Jorge y ESCALANTE Luis. Diseño Conceptual para la Construcción de una Planta de Tratamiento e Inyección de Agua en el Campo Cantagallo. Tesis. 2008.

factores que influyen directamente en el éxito de este tipo de procedimientos, entre los cuales se encuentran los siguientes:

- Criterios propios del yacimiento y del pozo inyector.
- Tipo de agua y características de la misma.
- Facilidades utilizadas para el tratamiento e inyección del agua.

No todos los yacimientos pueden recibir inyección de agua y este factor debe reconocerse de inmediato; si se inyecta a yacimientos no aptos o incompatibles puede causar el abandono prematuro del pozo y una pérdida económica importante.

Para una mayor seguridad y confiabilidad para realizar la inyección en una formación o yacimiento, se deberá efectuar un estudio completo. En la tabla 4 se presentan los parámetros que se deben tener en cuenta en la inyección de agua, para ser analizados.

Tabla 4. Parámetros a tener en cuenta en la inyección de agua.

Propiedades de las rocas Propiedades del fluido	
Porosidad	Viscosidad
Permeabilidad	Miscibilidad
Capilaridad	Movilidad
Humectabilidad	Compatibilidad
Heterogeneidad del yacimiento	Saturaciones irreducibles
Saturaciones iniciales	Tipo de agua de formación
Efectos de permeabilidad direccional	

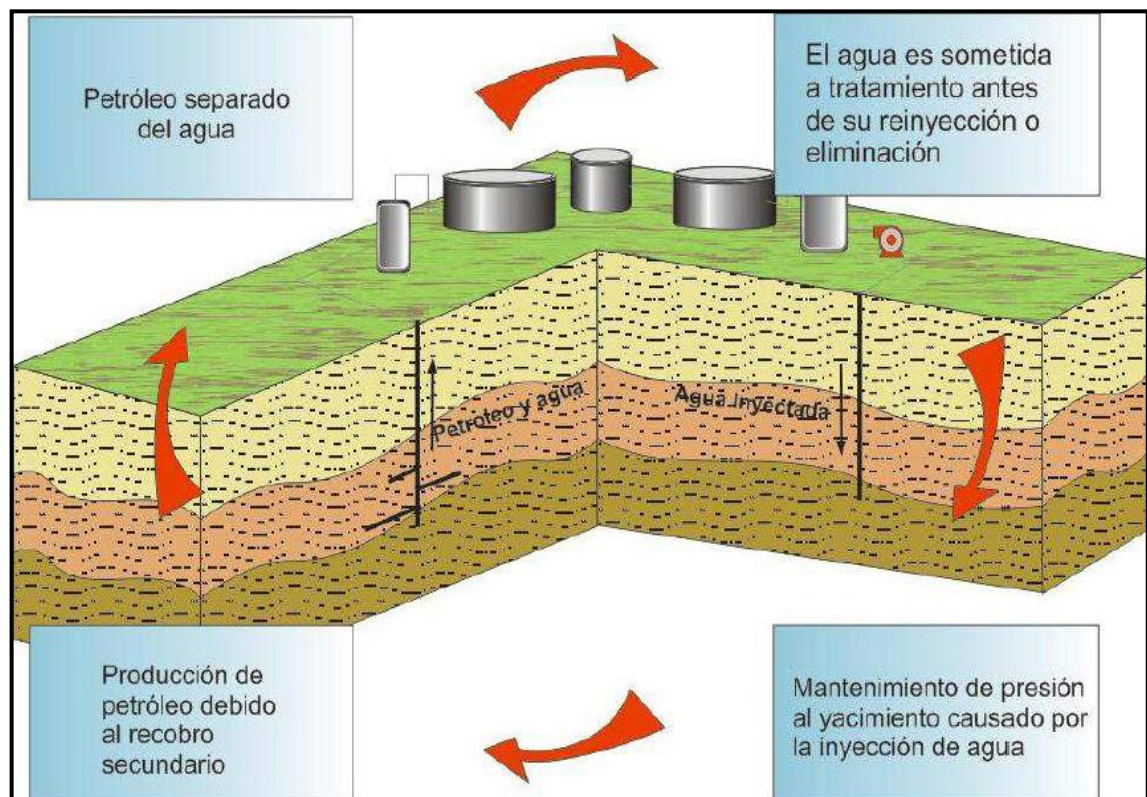
Fuente: El Autor

La mezcla de estos factores permite escoger el pozo inyector más adecuado dentro del yacimiento, minimizando los riesgos que implica la inyección de un fluido en un medio poroso.

Hasta ahora se ha considerado muy poco el factor económico. La decisión de inyectar se basará, por supuesto, en este factor, el cual deberá considerar la operación de producción que se obtendría sin la inyección, e incluyendo el costo de un plan alternativo para la eliminación del agua producida, las diferentes alternativas posibles propuestas por los estudios del yacimiento, y todos los costos de capital y de operación.

Para una mayor comprensión y visualización de este método de eliminación, se presenta en la figura 1, un esquema en donde se ve reflejado que después de implementarse la inyección como disposición final del agua de producción el proceso se transforma en un ciclo.

Figura 1. Método de eliminación del agua producida por inyección



Fuente: GIRALDO Jorge y ESCALANTE Luis. Diseño Conceptual para la Construcción de una Planta de Tratamiento e Inyección de Agua en el Campo Cantagallo. Tesis. 2008

1.4.4 Calidad del Agua de Inyección⁶. En los proyectos de inyección de agua se presentan problemas mecánicos, químicos y fisicoquímicos asociados a la geología del yacimiento y a las interacciones entre fluidos o entre la roca y el fluido. Por esta razón, es importante controlar, mantener y mejorar la calidad del agua de inyección.

El uso de agua de buena calidad aumenta la vida del reservorio, ayuda a mantener la inyectividad y reduce los costos de disposición para las operaciones de inundación artificial y la disposición de agua en superficie. La calidad del agua de inyección depende de algunos parámetros, que a su vez pueden ser afectados por factores externos o internos al proceso de inyección. A continuación se describen brevemente:

1.4.5 Compatibilidad del Agua. Cuando se habla de compatibilidad entre dos aguas, se refiere a que la mezcla entre ellas no produce ninguna reacción o precipitación química indeseable. Para el caso de la inyección, si el agua inyectada al yacimiento no es compatible con el agua de formación se pueden producir compuestos insolubles, tales como carbonatos de calcio, sulfato de calcio, de bario y óxidos de hierro, causando graves daños en el yacimiento como el taponamiento de la formación, reduciendo así la permeabilidad y porosidad de este mismo. También se pueden generar problemas en las líneas como la reducción del diámetro causado por la depositación de sólidos, formación de incrustaciones, corrosión entre otros.

Para predecir el comportamiento de compatibilidad entre dos aguas existen pruebas para determinar la tendencia de las aguas a formar precipitados, incrustaciones y corrosión, entre las cuales son:

- Índice de saturación de Langelier.

⁶ GIRALDO Jorge y ESCALANTE Luis. Diseño Conceptual para la Construcción de una Planta de Tratamiento e Inyección de Agua en el Campo Cantagallo. Tesis. 2008

- Índice de estabilidad de Ryznar.
- Índice de estabilidad de Stiff y Davis.

La formación de depósitos de baja solubilidad en la mezcla de aguas incompatibles dependerá básicamente de:

- La relación a la cual las aguas son mezcladas.
- El pH final.
- La temperatura resultante.

Cuando los iones de las aguas incompatibles reaccionan, no todas las sustancias en reacción se precipitan; solamente lo hacen las cantidades que exceden la concentración de saturación. La solubilidad de un compuesto depende de factores tales como presión, temperatura, pH y/o la presencia de otros iones.

En la práctica cuando se vayan a mezclar dos o más aguas, es necesario determinar la compatibilidad de las mismas realizando cálculos de solubilidad y/o haciendo pruebas en el laboratorio. A continuación en la tabla 5 se visualizara un ejemplo en el que dos aguas incompatibles son mezcladas.

Tabla 5. Aguas incompatibles mezcladas

IONES	Agua A	Agua B	Mezcla de Ay B 50% / 50%
Calcio	180	30	105
Bario	46	0	23
Bicarbonato	8	3000	1504
Sulfato	0	2000	1000

Fuente. PEREZ Fernando. Depósitos formados por el agua en la industria del petróleo. Perenco Colombia. 1998.

Nótese que las aguas por separadas no presentan un potencial alto de problemas de incrustación, pero al hacer una mezcla 50%/50% se crea un potencial alto de

formación de incrustaciones de carbonato de calcio, sulfato de bario y sulfato de calcio.

1.4.6 Generación de Problemas en la Inyección de Agua. Para cumplir con los volúmenes de agua previstos a inyectar en un proyecto de recuperación secundaria, se hace necesaria la toma de agua de las diferentes fuentes que se seleccionen para dicho propósito, de manera que la mezcla de aguas será inminente, además una vez se tenga el agua a inyectar es posible que al inicio del proceso se cree incompatibilidad de aguas con la agua de formación. Por tal motivo es importante conocer los riesgos y problemas que se puedan generar entre dos o más tipos de agua.

Dependiendo de las propiedades y características de un tipo de agua con respecto a otro, su combinación puede generar varios inconvenientes y situaciones que deben ser evitadas para no causar daño alguno a la planta de tratamiento o al yacimiento mismo, por eso es fundamental tener presente la raíz de estos problemas.

Los problemas más comunes que se presentan en las operaciones de inyección y tratamiento de aguas en campos petroleros son:

- Incrustaciones.
- Presencia de bacterias.
- Corrosión.

1.4.7 Incrustaciones⁷. La mayor parte de las incrustaciones se forman por precipitación de minerales presentes en el agua de formación, o bien como resultado de que el agua producida se sobresatura de componentes minerales, cuando dos aguas incompatibles se encuentran en el fondo del pozo. La formación

⁷ GARCIA Juan F. y ESCOBAR Juan D. Evaluación de los Requerimientos de Estimulación en Pozos Inyectores en Campo Guando. 2009

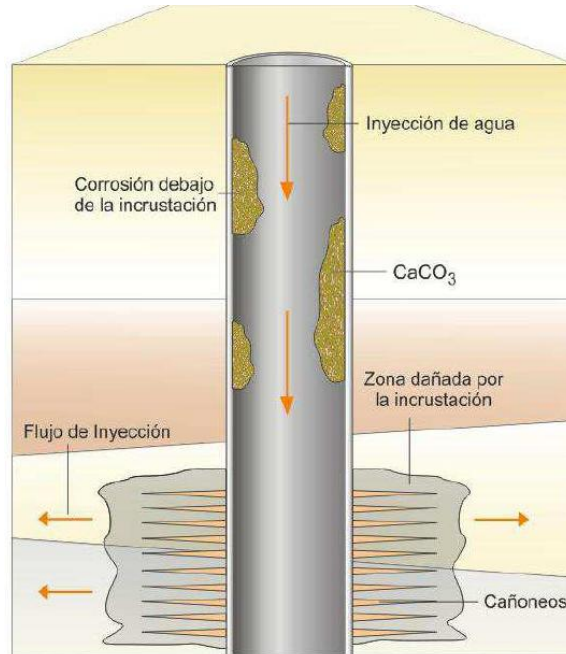
de las incrustaciones comienza cuando se perturba el estado de cualquier fluido natural de forma tal que se excede el límite de solubilidad de uno o más de sus componentes.

Se pueden depositar dentro del ciclo del agua, desde los pozos inyectoros hasta los equipos de superficie, pasando por la formación receptora como se muestra en la figura 2. Además pueden desarrollarse en los poros de la formación en las cercanías del pozo, con lo cual la porosidad y la permeabilidad de la formación se ven reducidas.

Las incrustaciones se generan por varias situaciones en un programa de inyección como son:

- La auto-sedimentación del agua de inyección puede ocasionar el desarrollo de incrustaciones, causando restricciones en la tubería de inyección.
- El aumento de la presión y la temperatura puede provocar la precipitación de incrustaciones, lo cual puede originar deposición y daño en las vecindades del pozo, particularmente en pozos con alta presión y alta temperatura.
- La mezcla de aguas incompatibles (agua de inyección y agua de la formación) puede provocar daño al comienzo del programa de inyección de agua.

Figura 2. Presencia de Incrustaciones en Pozo Inyector



Fuente. Diseño conceptual para la construcción de una planta de tratamiento e inyección de agua en el campo Cantagallo. Tesis 2008.

Por lo general, un incremento de la temperatura provoca el aumento de la solubilidad de un mineral en el agua, es decir que más iones se disuelven a temperaturas más elevadas. En forma similar, al descender la presión, la solubilidad tiende a disminuir y como regla de la mano derecha la solubilidad de la mayoría de los minerales disminuye por un factor de dos por cada 7,000 lpc [48-Mpa] de disminución de la presión.

La mezcla de aguas incompatibles provenientes de la inyección y la formación puede provocar el desarrollo de incrustaciones. En algunas ocasiones se inyecta agua de mar en los yacimientos durante las operaciones de recuperación secundaria y mejorada por inundación de agua. El agua de mar es rica en iones negativos de $(\text{SO}_4)^{-2}$ con concentraciones que en muchos casos superan los 2,000 mg/l, mientras que el agua de formación contiene cationes bivalentes de Ca^{++} y Ba^{++} . La mezcla de estos fluidos en la matriz cercana al pozo

generalmente produce nuevos fluidos con concentraciones combinadas de iones que superan los límites de solubilidad de los sulfatos. En la tabla 6 se presenta las diferencias típicas de concentración de iones que existen entre el agua de formación y el agua de mar.

Tabla 6. Composición de aguas diferentes

Especies de iones	Agua de formación (ppm)	Agua de mar (ppm)
Sodio	31,275	10,890
Potasio	654	460
Magnesio	379	1,368
Bario	269	0
Estroncio	771	0
Sulfato	0	2,960
Cloruro	60,412	19,766
Calcio	5,038	428

Fuente: "OIL FIELD REVIEW", 30. The BP Technology Magazine. 1998

1.4.8 Tipos de Incrustaciones. Las incrustaciones se pueden clasificar según la reacción que presente la escama al interactuar con el ácido clorhídrico o en la capacidad que muestre el ácido clorhídrico en eliminar la incrustación, de esta forma se pueden dividir en solubles o insolubles en ácido. En la tabla 7 y 8 se enuncian los tipos de incrustaciones.

Tabla 7. Incrustaciones Solubles en Acido

Depósitos solubles en ácido	Formula química	Nombre del mineral
Carbonato de calcio	CaCO ₃	Calcita
Carbonato de Hierro	FeCO ₃	Siderita
Sulfuro de Hierro	FeS	Trolita
Óxido de hierro	Fe ₃ O ₄ Fe ₂ O ₃	Magnetita Hematita
Hidróxido de magnesio	Mg(OH) ₂	Beustita

Fuente: "OIL FIELD REVIEW", 30. The BP Technology Magazine .1998

Tabla 8. Incrustaciones Insolubles en Acido

Depósitos solubles en ácido	Formula química	Nombre del mineral
Sulfato de Calcio	CaSO ₄ 2H ₂ O	Yeso
Sulfato de Calcio	CaSO ₄	Anhidrita
Sulfato de Bario	BaSO ₄	Barita
Sulfato de Estroncio	SrSO ₄	Celestita
Sulfato de Bario-estroncio	(BaSr(S) ₄) ₂	

Fuente: "OIL FIELD REVIEW", 30. The BP Technology Magazine. 1998.

Además del cloruro de sodio (NaCl), nombre del mineral es halita, que es un depósito de incrustaciones solubles en agua.

1.4.9 Problemas que Ocasionan las Incrustaciones en la Industria del Petróleo. Las incrustaciones generan gran cantidad de problemas en la industria del petróleo, algunos de los cuales serán nombrados a continuación:

- Taponamiento en la matriz y las fracturas de la formación productora y receptoras de agua.
- Taponamiento en la cara de la formación.
- Obstrucción de las perforaciones.
- Interferencias en la recuperación secundaria y terciaria.
- Creación de la necesidad del uso de tratamientos costosos y frecuentes de estimulación de pozos (trabajos de acidificación).
- Restricción del flujo a través de las tuberías (taponamiento del tubing y las líneas de flujo).
- Disminución de la capacidad de las líneas, vessels y tanques.
- Cambios totales o parciales de líneas y accesorios.
- Pérdida de tiempo y dinero en el mantenimiento de líneas y equipos.
- Reducción de la eficiencia de los equipos, vessels a presión y tanques involucrados en las operaciones de producción e inyección.

- Mal funcionamiento de los separadores y tratadores por la reducción del diámetro de la línea de salida de agua.
- Desgaste excesivo de las bombas de inyección.
- Pega de las válvulas.
- Aumento de las pérdidas de producción debidas a la imposibilidad de hacer una adecuada disposición de las aguas asociadas a la producción.
- Aumentos en la presión de inyección.
- Disminución de la inyectividad de las formaciones receptoras de agua.
- Creación de la necesidad de perforar nuevos pozos productores e inyectores.
- Problemas de corrosión por pitting (picadura) causados por la depositación irregular sobre las superficies metálicas, debido a que se crean zonas anódicas y catódicas. “las picaduras se observan debajo del scale”.
- Imposibilidad de mezclar aguas debido a su incompatibilidad.
- Incremento de los sólidos suspendidos en el agua.

Los scale más comunes son el carbonato de calcio, el sulfato de calcio, el sulfato de bario y el sulfato de estroncio, estos muy pocas veces se encuentran en estado puro, por lo general se encuentran mezclados entre sí, pero uno de ellos es el predominante.

La formación de algunos depósitos incrustantes puede ser predicha haciendo uso de los valores de solubilidad de los mismos. La solubilidad puede ser definida como la cantidad límite de soluto (sulfato de calcio, sulfato de bario, etc.) la cual puede ser disuelta en un solvente (agua y/o fluido de producción) a unas condiciones físicas dadas (temperatura, presión, pH, etc.).

Los cálculos de solubilidad son un modelo matemático que predice la tendencia de formación de incrustaciones basados en parámetros como: concentraciones iónicas, temperatura, pH, fuerza iónica y algunas veces presión del sistema. Estos

cálculos permiten al ingeniero de tratamiento químico, concentrar más su atención en los factores de formación de los depósitos más probables a presentarse en el sistema. La interpretación de estos cálculos debe ser usada como una guía y dependerá mucho de la experiencia y juicio del ingeniero y podrá convertirse en arma eficaz para prevenir, monitorear y controlar la formación de incrustaciones.

Los cálculos de solubilidad más usados en la industria del petróleo para determinar la tendencia de las incrustaciones son:

- Índice de estabilidad de Stiff & Davis para carbonato de calcio.
- Índice rígido de estabilidad de Skillman, McDonald y Stiff para sulfato de calcio.
- Índice de estabilidad Templeton para sulfato de bario.
- Índice de estabilidad Jacques & Bourland para sulfato de estroncio.
- Índice de estabilidad Thomson & Oddo para carbonato de calcio.

La mayoría de los cálculos de solubilidad son hechos a presión atmosférica.

1.4.10 Presencia de Bacterias. Es importante conocer cómo se comportan las bacterias, ya que se pueden encontrar en diferentes partes de un sistema de inyección de agua, provocando serios problemas en el yacimiento, en líneas y equipos de superficie. Como por ejemplo, debido a las alteraciones de flujo, se presenta la acumulación de material extracelular de origen bacteriano en soldaduras, válvulas, niples en líneas, filtros, tanques o unidades skimmer.

Las bacterias tienen una característica muy singular, la cual es multiplicarse con increíble velocidad en pocos minutos; de tal manera que una simple bacteria puede convertirse en una próspera colonia de millones de bacterias. Estas pueden ocasionar corrosión, generar sólidos en suspensión (sulfuro de hierro), taponamiento, etc.

Estos microorganismos pueden crecer mejor en rangos de pH entre 5 y 9 y temperaturas entre 0 y 180 °F, prefieren aguas frescas, pero pueden vivir muy bien en salmueras. La profundidad o altura no afecta su crecimiento.

A continuación se presenta una descripción de cada tipo de bacteria que se puede encontrar en los sistemas de inyección de agua.

- *Bacterias Aeróbicas*

Este tipo de bacterias requieren de oxígeno para vivir. Las bacterias aeróbicas son limo formador por excelencia, heterotrófico y metabolizan alcoholes, azúcares, ácidos y algunas también hidrocarburos.

Aunque pueden existir en aguas de cualquier salinidad, predominan en aguas de baja y media. En aguas muy salinas pueden sobrevivir en estado de latencia (espora) y desarrollarse exponencialmente al diluirse el agua, por ejemplo, con el agua dulce inyectada.

Algunas son generadoras de ácidos carboxílicos, que reducen el pH del hábitat generando corrosión ácida. Se sabe que la concentración de ácidos generados puede ser lo suficientemente alta como para llegar a disolver ciertas rocas reservorio (calcitas). Además, estos ácidos participan en el desarrollo de las bacterias reductoras de sulfatos, las cuales son de tipo anaeróbica.

Uno de los tipos de bacterias aeróbicas que causan problemas son las depositadoras de hierro. Este tipo de bacterias sedimentan hidróxido férrico alrededor de ellas a medida que crecen, el cual remueve el oxígeno del agua y crea condiciones anaeróbicas en el fondo de la masa de bacterias. El hierro lo obtienen de iones solubles presentes en el agua. Los géneros más abundantes de este tipo son: la siderocapsa, sphaerotilus, gallionella y crenothrix.

Pueden crecer en ambientes de hasta 0.5 ppm de oxígeno disuelto, y las cantidades de hidróxido férrico que forman, son capaces de taponar filtros y pozos inyectoros.

- *Bacterias Anaeróbicas*

Las bacterias anaeróbicas crecen mejor en ausencia del oxígeno, son autotróficas porque su fuente de energía es hidrógeno, aunque también en el medio deben existir sustratos orgánicos. Estas bacterias generan problemas de corrosión, sulfuros de hierro y de hidrógeno.

El hecho que esté presente en circuitos de agua con altas cantidades de oxígeno disuelto no invalida su existencia.

Uno de los tipos de bacterias anaeróbicas que causan los problemas más serios son las reductoras de sulfatos (SRB). Estas reducen los iones de sulfatos y sulfitos presentes en muchas aguas de campos petroleros a iones de sulfuros, y liberan el H₂S como subproducto. Pueden surgir cuatro problemas:

- Las bacterias pueden participar directamente en la reacción de corrosión, causando picadura severa en la tubería de acero.
- La generación de H₂S puede aumentar la corrosividad general del agua. Hay también varios casos en que yacimientos enteros dulces se han vuelto sulfurosos agrios.
- El H₂S libre puede conducir a la rajadura y empolladura sulfurosa de los aceros.
- La corrosión agria resulta en sulfuro ferroso (un polvillo negro que es un agente excelente de obturación de yacimientos).

Las bacterias reductoras de sulfatos requieren nutrientes para crecer. Entre los nutrientes primarios se hallan el carbono, el nitrógeno y el fósforo (generalmente

hallado en alcoholes, ácidos orgánicos, inhibidores de incrustación), el hierro disuelto y los iones de sulfatos o sulfitos.

En los sistemas de tratamiento de aguas, provenientes de la deshidratación del petróleo, para la inyección en pozos de yacimientos, debe eliminarse o reducirse la presencia de bacterias sulfato reductoras (SRB) hasta alcanzar una cantidad de 100 SRB/ml o menos; para evitar los problemas que las SRB causan como resultado de su actividad metabólica, asegurando la calidad del agua de inyección y garantizando la factibilidad del proceso de recuperación secundaria, necesario para mantener la presión y el nivel de producción de los pozos, del petróleo sin afectar los yacimientos respectivos.

- *Bacterias Facultativas*

Las bacterias facultativas son aquellas que pueden vivir tanto en la presencia de oxígeno como en su ausencia. Según esto, son capaces de proliferar en ambos sistemas.

Otras bacterias que causan inconvenientes son las formadoras de lama, las cuales se proliferan sobre las superficies metálicas produciendo grandes masas de lama que impiden la penetración del oxígeno, creando ambientes propicios para las bacterias SRB.

Las bacterias formadoras de lama son magníficos taponantes que contribuyen también a la corrosión; esta lama puede darse tanto en sistemas de salmueras como en aguas frescas, siendo más común en aguas de baja salinidad. Ellas constituyen un problema dentro de los sistemas aeróbicos o anaeróbicos; sin embargo estas son más problemáticas en sistemas aeróbicos.

1.4.11 Corrosión. Debido a las características del agua, los problemas de corrosión asociados a la operación de los sistemas de recuperación secundaria

son muy frecuentes y generalmente de origen biótico, produciendo corrosión localizada en el interior de líneas, tanques, y equipos presentes en plantas de tratamiento de agua para inyección.

La corrosión de un material metálico es la interacción electroquímica del mismo con el medio que lo rodea, produciendo un deterioro en sus propiedades físicas y químicas, acelerando su envejecimiento y destrucción.

Existen dos tipos de corrosión, corrosión química y corrosión electroquímica que es la única que se presenta en las operaciones de inyección de agua:

- *Corrosión electroquímica*

El tipo de corrosión frecuente en los campos petroleros es la electroquímica por la presencia de agua, en el cual es necesario que existan cuatro elementos básicos para que pueda desarrollarse el proceso de la corrosión, como lo son: cátodo, ánodo, La superficie conductora de electricidad, el electrolito y se explican a continuación:

- *El ánodo*

Es el lugar donde ocurren las reacciones de oxidación. En este punto el metal se disuelve o va a la solución, es decir, es la zona donde existe la pérdida del material metálico. Cuando el metal se disuelve, los átomos del metal pierden electrones y van a la solución como un ión. Dado que los átomos tienen igual número de protones y electrones, la pérdida de electrones deja un exceso de cargas positivas y el ión resultante es cargado positivamente. La pérdida de electrones se llama oxidación, el ión hierro va a la solución y los dos electrones son dejados en el metal.

- *El cátodo*

Es el área en donde se presentan las reacciones de reducción, esta es la superficie del metal que no se disuelve, pero en ella ocurre una reacción química necesaria para el proceso de la corrosión. Los electrones dejados durante la solución del hierro en el ánodo viajan a través del metal hacia el área de superficie catódica, en donde serán consumidos por reacción con un agente oxidante presente en el agua. Este consumo de electrones se le conoce como reacción de reducción. De esta manera, las reacciones en las áreas anódicas producen electrones y las reacciones en el área catódica consumen dichos electrones.

La superficie conductora de electricidad: es la superficie metálica.

- *El electrolito*

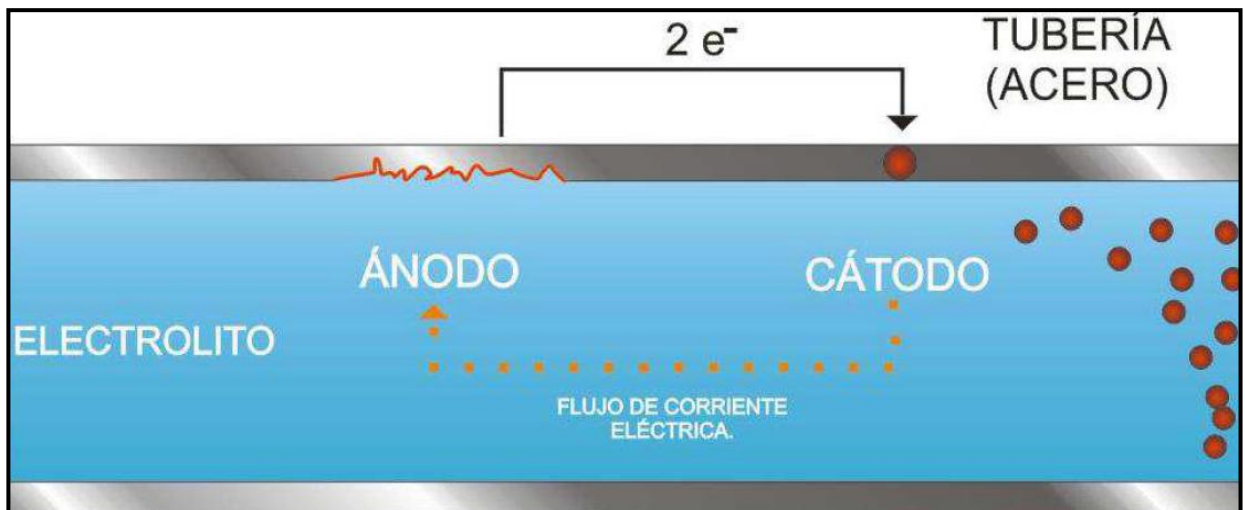
Este cubre la superficie metálica. De acuerdo al soporte de las reacciones previamente listadas para completar el circuito eléctrico, la superficie del metal (cátodo y ánodo) debe ser cubierta con una solución eléctricamente conductiva. Tal solución es denominada electrolito. El agua pura es un electrolito pobre, pero la conductividad eléctrica aumenta rápidamente con la adición de sales disueltas. El electrolito conduce la corriente desde el ánodo hasta el cátodo. La corriente regresa luego al ánodo a través del metal, completando el circuito.

Si alguno de estos elementos no está presente en la celda de corrosión electroquímica, el fenómeno corrosivo nunca ocurrirá.

En resumen los electrones son generados por una reacción de oxidación en un punto y luego viajan a otro punto donde serán consumidos por una reacción de reducción. El flujo de corriente eléctrica es realmente el paso de electrones de un punto a otro. La convención dice que el flujo de corriente eléctrica se da en dirección opuesta al flujo de electrones. Por lo tanto, como el flujo de electrones va desde el área anódica hacia la catódica, el flujo de corriente eléctrica se dará en

dirección opuesta, del cátodo al ánodo. Hay que recordar que este flujo de corriente se da dentro del metal, por lo tanto la ruta metálica entre el ánodo y el cátodo debe ser un conductor de electricidad. En la figura 4 para mayor comprensión se presenta un esquema representativo del proceso de la corrosión electroquímica.

Figura 3. Proceso de la corrosión electroquímica



Fuente. GIRALDO Jorge y ESCALANTE Luis. Diseño Conceptual para la Construcción de una Planta de Tratamiento e Inyección de Agua en el Campo Cantagallo. Tesis. 2008.

1.4.12 Factores que Afectan el Proceso de la Corrosión

- *PH del agua*

Es comúnmente expresado como un número entre 0 y 14 y es el logaritmo negativo de la concentración de iones hidrógeno, se aprecia en la ecuación 1.

$$pH = -\text{Log} [H^+]$$

Entre mayor sea la concentración de iones hidrógeno, más ácida será la solución y más bajo su valor de pH, la magnitud del pH indica la intensidad de la acidez ó la alcalinidad de las sustancias.

Un valor del pH del agua elevado favorecerá la velocidad de formación de óxidos, lo cual aumentará la posibilidad de que se produzca una corrosión por inversión de polaridad; por ello, es preferible que el valor del pH del agua se halle en valores poco alcalinos. Valores de pH inferiores a 7 son agresivos para las tuberías metálicas y deben evitarse.

- *Temperatura*

Como en la mayoría de las reacciones químicas, las tasas de corrosión se incrementan generalmente con la temperatura. Como regla del dedo gordo, se tiene que la tasa de reacción se duplica por cada 10 oC que aumente la temperatura. Esta regla aplica para sistemas cerrados como el de inyección de agua. En conclusión la corrosión aumenta con la temperatura en sistemas cerrados.

- *Presión*

La presión afecta la velocidad de las reacciones químicas y las reacciones de corrosión no son la excepción. En los sistemas de los campos de petróleo, la principal importancia de la presión es su efecto sobre los gases disueltos. A medida que la presión se incrementa, mayor cantidad de gases corrosivos entra en solución con el agua. Esto puede, a su vez, incrementar la corrosividad de la solución.

- *Velocidad*

La circulación de agua a baja velocidad permite que el metal esté constantemente en contacto con el oxígeno disuelto favoreciendo el proceso de la corrosión; pero también si es muy elevada puede eliminar las capas protectoras y favorecer su posterior ataque. Es conveniente que las velocidades de circulación del agua se mantengan entre 0.5 y 2 m/seg.

- *Presencia de partículas sólidas en suspensión*

Los sólidos en suspensión arrastrados por el agua generarán al depositarse procesos de corrosión de punto (pitting), por lo que deberá evitarse su entrada a la instalación mediante una filtración de protección.

- *Gases disueltos*

El oxígeno (O₂), el dióxido de carbono (CO₂) ó el sulfuro de hidrógeno (H₂S) disueltos en el agua incrementan drásticamente la corrosión. En efecto, los gases disueltos son la principal causa de la mayoría de los problemas de corrosión. Si estos se pueden excluir y el agua se mantiene a un pH neutro ó mayor, la mayoría de las aguas de los campos petroleros presentarán muy pocos problemas de corrosión. El oxígeno disuelto es el más corrosivo, este puede causar corrosión severa a muy bajas concentraciones (menor de 1 ppm) y si uno o ambos de los otros dos gases están presentes, éste incrementa drásticamente su corrosividad. Trazas de oxígeno en el rango de partes por billón pueden acelerar la corrosión cuando hay CO₂ disuelto en el agua. En aguas que no contengan gases ácidos disueltos, una cantidad de oxígeno de 20 a 50 ppb puede ser tolerable. El oxígeno generalmente causa picadura en los equipos.

Desde el punto de vista de cómo se presente la corrosión en el metal se puede clasificar en uniforme y localizada. En la tabla 9 se presenta un diagrama en donde se enuncia cada tipo de corrosión.

Tabla 9. Tipos de corrosión.

TIPOS DE CORROSION		
UNIFORME	LOCALIZADA	
<p>Está caracterizada por un desgaste general de la superficie del metal, ocasionada por la presencia natural de ánodos y cátodos cercanos e intercambiables sobre la superficie del metal, por lo tanto, no se puede distinguir, entre áreas anódicas y catódicas. El ataque de este tipo de corrosión es lento y generalizado.</p>	MACROCÓPICA	MICROSCÓPICA
	<ul style="list-style-type: none"> • Galvánica • Por Rozamiento • Por erosión • Daño por cavitación • Celdas de concentración • Por picadura • Selectiva • microbiológica • Termo galvánica • Por fatiga • Por corrientes extraviadas 	<ul style="list-style-type: none"> • Intergranular • Bajo esfuerzos • Daño por hidrogeno

Fuente: PEREZ AYA Fernando. Generalidades del fenómeno corrosivo en la industria del petróleo. Perenco Colombia. S.A.

Una de las formas de corrosión que más se presenta en la industria del petróleo es la biocorrosión, el cual es un proceso electroquímico que produce el deterioro de un material metálico en donde se encuentran involucradas bacterias, ya sea iniciando, facilitando o acelerando el proceso. El 40% de la corrosión interna en ductos y en sistemas de inyección de la industria petrolera es atribuida a la actividad microbiana.

Dentro de la recuperación secundaria del petróleo se ha visto cómo influyen los diferentes inconvenientes que se pueden presentar en la inyección de agua, haciendo que el proceso sea complicado de mantener y de asegurar su

continuidad. Por eso la industria en el afán de prevenir futuros problemas ha tenido que recurrir a determinados métodos para asegurar y controlar la calidad del agua para inyección, entre los cuales se han implementado ciertos aditivos que son agregados a las corrientes de agua en superficie, tales como: inhibidores de corrosión, inhibidores de incrustación, secuestrante de oxígeno, clarificadores y biosidas. Esto con el fin de reducir o evitar la ocurrencia de daños y pérdidas económicas.

El fenómeno de corrosión puede ser expresada como:

Intensidad de Corrosión: en términos de variación de peso por unidad de superficie y por unidad de tiempo. (Gramo por metro cuadrado, por año).

Velocidad de Corrosión: considerada como una disminución del espesor de la estructura en una unidad de tiempo determinada. Generalmente es expresada en milésimas de pulgada por año (m.p.y.) miles per year, que es la más utilizada en el medio petrolero. La medida de velocidad de corrosión es de gran ayuda para predecir la vida útil de la tubería.

A continuación se presenta una fórmula que permite hallar la velocidad de corrosión formulada por los alemanes HEYN y BAVER en 1910.

$$V = mpy = \frac{(perdida.peso.gramos) * (22274)}{A * d * t} \dots\dots Ecuación-1$$

V= velocidad de corrosión.

22274= número de conversión.

A= superficie total expuesta al ataque corrosivo (in²).

d= densidad del metal (gramos/centímetro cubico).

T= tiempo de exposición (horas).

Las formas de exposición antes descritas tienen un significado práctico, si se refieren a procesos de corrosión generalizada y uniforme y no funcionan en el caso de un ataque localizado, debido a que cuando el ataque de corrosión es localizado, la tasa de corrosión no se mantiene constante, sino que va aumentando a medida que se profundiza la picadura, además que las tasas de penetración de las picaduras en la tubería no son iguales.

Es muy importante saber que las tasas de corrosión en el pitting al comienzo son muy bajas, pero con el tiempo tienen un crecimiento exponencial, por lo tanto si se presenta pitting, el analista de corrosión no se puede confiar en los datos de las tasas obtenidos en los primeros análisis.

A continuación en la tabla 10 se mostrará una categorización cuantitativa de las tasas de corrosión en los sistemas de producción de hidrocarburos.

Tabla 10. Categorización cuantitativa de las tasas de corrosión en sistemas de producción de hidrocarburos.

CATEGORIA	RATA DE CORROSION (mpy)	RATA DE PICADO (mpy)
BAJAS	<1,0	< 5,0
MODERADA	1,0 - 4,9	5,0 - 7,9
ALTA	5,0 – 10	8,0 – 15,0
SEVERA	>10	>15,0

Fuente: PEREZ AYA Fernando. Generalidades del fenómeno corrosivo en la industria del petróleo. Perenco Colombia. S.A.

Mpy= milésimas de pulgada por año.

1.5 PRINCIPIOS SOBRE EL TRATAMIENTO DE AGUAS RESIDUALES

En operaciones de producción, con frecuencia es necesario utilizar equipos tratadores de agua, donde se relaciona el agua producida con el crudo, el agua de lluvia y el agua de lavado. El agua se debe manejar eficientemente para garantizar que no viole los criterios sobre control ambiental.

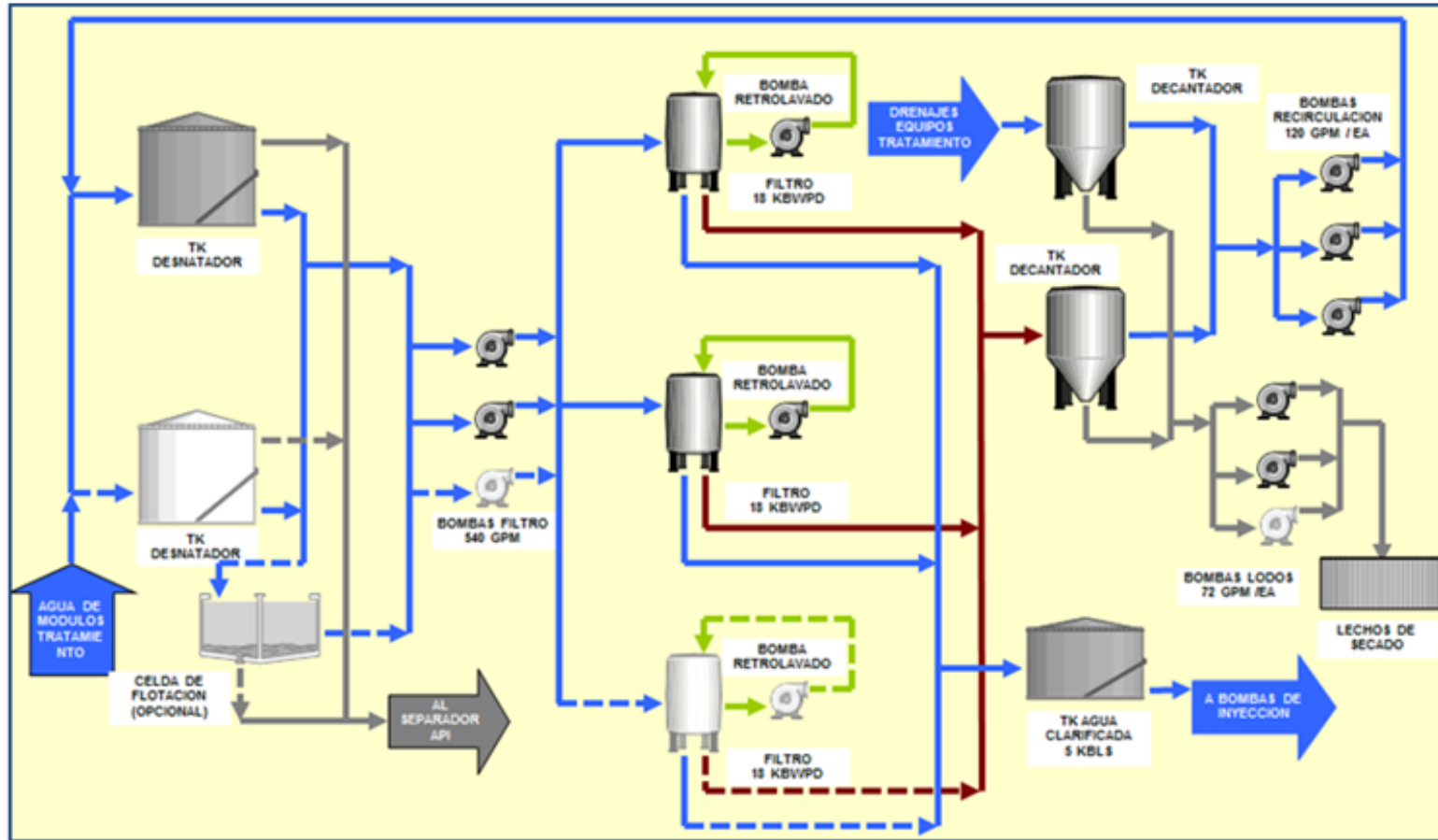
La planta de tratamiento de aguas producidas tienen por objeto hacer que el agua extraída de los pozos productores, mezclada con el petróleo, sea apta para reinyectarla en aquellos pozos que lo requieran por necesidades geológicas o para recuperación secundaria de crudo.

Consta de equipos para procesar el agua, separándola del petróleo y los sólidos, en varias etapas de acuerdo al contenido de contaminantes. También dispone del petróleo separado, añadiéndolo al extraído puro, y de los sólidos secándolos hasta hacerlos aptos para desecharlos sin consecuencias para el ambiente.

El agua producida requiere con frecuencia un tratamiento primario antes de su eliminación. Este tratamiento puede constar de un tanque desnatador, recipiente desnatador, interruptor de platos corrugados (CPI), o un separador de flujo transversal. Todos estos equipos emplean técnicas de separación gravitacional.

Si con el anterior tratamiento no se obtiene la calidad de agua deseada se debe hacer un tratamiento secundario utilizando una unidad de flotación. En actividades costa afuera la eliminación se realiza por medio de una pila desnatadora. El agua después de haber sido tratada se podrá reinyectar, evaporar o enviar a caños o ríos. En figura 5 se muestra un esquema general de tratamiento de aguas residuales y de producción para cualquier campo Colombiano.

Figura 4. Esquema general de tratamiento de aguas residuales y de producción



Fuente. NEW GAS and OIL. S.A.

1.6 PRINCIPIOS DE SEPARACIÓN

Una de las principales funciones de los equipos tratadores de agua es separar las gotas de aceite que están sujetas a una dispersión durante el recorrido ascendente en el pozo, a través de los estranguladores en superficie, líneas de flujo, válvulas de control y equipos procesadores.

En el instante de colocar una alta cantidad de energía dentro del sistema, las gotas se dispersan en pequeños tamaños. Cuando la energía impuesta es baja, las pequeñas gotas colisionan y coalescen. Para separar las gotas de aceite se usan varios procesos dentro de los cuales encontramos los siguientes:

1.6.1 Separación por Gravedad. Las gotas de aceite se separan por diferencia de densidades. Viajan a la superficie del agua y se acumulan formando una nata que posteriormente se retirará. Entre mayor sea el tamaño de la gota de aceite, esta ascenderá con mayor velocidad, lo que significa que el aceite se podrá retirar en menor tiempo. Entre más alta sea la temperatura, más baja es la viscosidad del agua y de esta manera es más grande la velocidad vertical; por ende es más fácil tratar el agua.

$$V_0 = 1.78 * \frac{(\Delta SG) * (dm^2)}{\mu_w} \dots\dots\dots Ecuación - 2$$

Ley de Stokes (1851).

Dónde:

Vo: Velocidad final de ascenso (ft/seg)

ΔSG: Diferencia de gravedades específicas

dm: Diámetro gota de aceite (μm)

μ_w : Viscosidad del agua (Cp)

1.6.2 Dispersión. Una gota de aceite llega a ser inestable u oscilante cuando la energía cinética es suficiente para compensar la diferencia en la energía superficial entre una sola gota y las dos más pequeñas formadas a partir de ella. Al mismo tiempo las gotas más pequeñas se juntan presentándose la coalescencia. Entre más grande sea la caída de presión y las fuerzas de cizallamiento que el fluido experimenta en un periodo de tiempo mientras fluye, más pequeño es el diámetro máximo de la gota de aceite como se muestra en la ecuación 3, modelo de Hinze (1955).

$$D_{\max} = 432 * \left(\frac{Tr}{\Delta P} \right)^{\frac{2}{5}} \left(\frac{\sigma}{\rho_w} \right)^{\frac{3}{5}} \dots\dots\dots \text{Ecuación - 3}$$

Dónde:

- Dmax: Diámetro máximo gota de aceite para el cual el agua puede contener un 5% en volumen de aceite (μm)
- σ : Tensión superficial (dinas/cm²),
- ρ_w : Densidad del agua (g/cm³)
- ΔP : Perdida de presión (psia)
- Tr: Tiempo de retención (min)

Entre mayor sea la caída de presión, y el esfuerzo cortante que el fluido experimente en el periodo de tiempo dado mientras fluye a través de los tratadores, menor será el diámetro máximo de la gota de aceite. Esto quiere decir que la mayor caída de presión ocurrida en una pequeña distancia a través del estrangulador, válvulas de control, desarenadores etc. da como resultado gotas más pequeñas; sin embargo, aun cuando ocurran grandes pérdidas de presión

todas las gotas mayores que el diámetro máximo pueden dispersarse instantáneamente.

1.6.3 Coalescencia. Es la unión de pequeñas gotas para formar gotas de mayor tamaño. A mayor tiempo de retención mayor coalescencia, y por tanto más eficiente es el tratamiento al agua.

1.6.4 Flotación. Este proceso mejora la separación de las gotas de aceite de la fase continua. Este objetivo es alcanzado por el incremento de la diferencia entre la densidad de los dos fluidos al juntar las burbujas de gas con las de aceite. Este proceso disminuye el proceso de retención en los equipos.

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

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

- Sólidos en suspensión;
- Partículas coloidales (menos de 1 micra),
- Sustancias disueltas

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

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

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

1.6.6 Coagulación. La coagulación es la desestabilización de las partículas coloidales causadas por la adición de un reactivo químico llamado coagulante el cual, neutralizando sus cargas electrostáticas, hace que las partículas tiendan a unirse entre sí y la sustancia que se coagula vaya al fondo para su posterior retiro.

1.7 TIPOS DE SISTEMAS DE TRATAMIENTO DE AGUA

Los dos tipos de sistemas conocidos en la industria petrolera son los descritos a continuación:

1.7.1 Sistemas Cerrados. Se conocen como sistemas cerrados los diseñado para evitar el contacto del agua con el oxígeno. La finalidad de este sistema es minimizar la captación de oxígeno que se disuelve en el agua y así evitar la oxidación de minerales como el hierro.

1.7.2 Sistemas Abiertos. En un sistema abierto no se excluye el oxígeno y por el contrario se busca airear el agua con el propósito de remover H₂S y/o CO₂, y se adicionan químicos para mantener los remanentes de oxígeno en estado de equilibrio.

2. EQUIPOS PARA EL TRATAMIENTO DE AGUA⁸

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

2.1 TANQUE DESNATADOR O SKIM TANK

El equipo más simple de tratamiento primario es un tanque desnatador. Estas unidades, que pueden ser a presión o atmosféricas, son diseñadas para proporcionar un alto tiempo de retención durante el cual pueda ocurrir la coalescencia y la separación gravitacional.

Este equipo funciona por acción de la gravedad, la cual permite la separación de las fases acuosa y aceitosa. A su vez, por el diseño de tanque vertical se permite el descenso de sólidos decantables que pueden ser arrastrados por la corriente del fluido.

Estos equipos se diseñan para remover gotas del orden de 150 μm , logrando eficiencias del orden de 70%. El tamaño del Skim tank aumenta de forma inversa al tamaño de la gota, por lo que generalmente se utiliza como una etapa previa a una fase de remoción de gotas de tamaño inferior. En la figura 6 se muestra un Skim Tank típico de la industria.

⁸ ARNOLD, Ken. STEWART Maurice. Surface Production Operations. Second edition, Volúmen 1.

Figura 5. Tanque desnatador o Skim Tank



Fuente: Ecopetrol S.A

Los tiempos de residencia de éstos equipos son del orden de 1 a 3 horas o dependen del caudal a manejar y de su capacidad. La separación de fases se mejora con la instalación de paquetes de coalescencia, que permiten elevar sustancialmente la eficiencia.

Los 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; algunos desnatadores verticales poseen propagadores en la entrada y colectores en la salida para ayudar a la distribución de flujo uniforme.

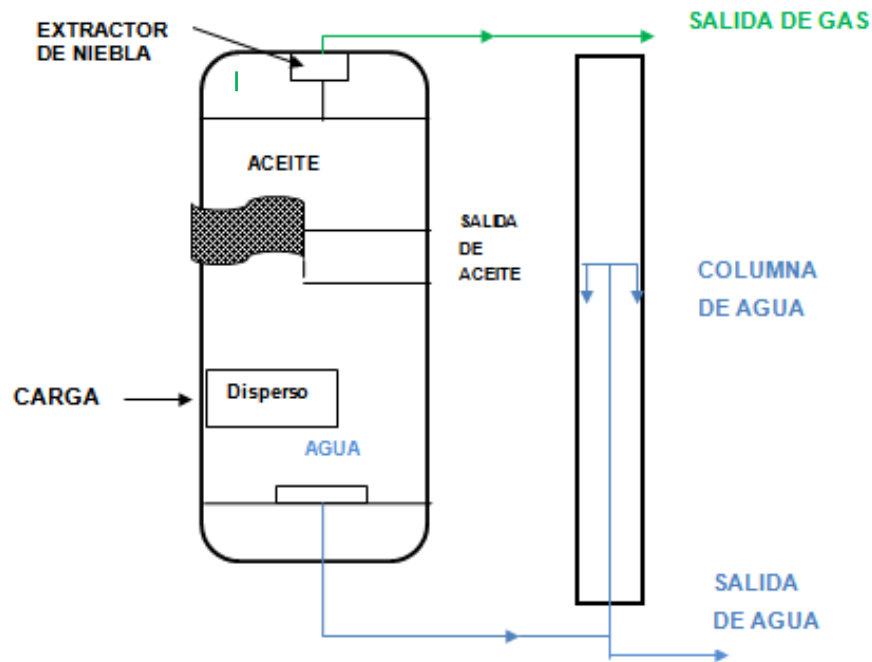
El flujo entra y pasa a un tubo que lo dirige hacia abajo permitiendo que se liberen pequeñas cantidades de gas. La entrada inferior dirige el flujo a través de la capa de aceite a un sistema propagador para permitir que el agua continúe su flujo hacia abajo con la velocidad uniforme sobre toda la sección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

El espesor de la capa de aceite depende de la altura relativa del vertedero de aceite y de la columna de agua, y sobre todo de la diferencia en gravedad específica de los dos líquidos. A menudo se usa un control de nivel de interfase en lugar de la columna de agua.

El tiempo que tarda una partícula de agua desde que entra al skim tank y viaja hacia abajo para luego salir de éste se llama tiempo de retención. El tiempo de retención del tanque está calculado para que las partículas de grasas y aceites se desprendan del flujo de agua. En la parte superior y alrededor del tanque existe una caja dentada sobre la cual se desnata la capa de grasas y aceites que se han separado del agua; estas grasas y aceites son recogidas en una caja superior en donde posteriormente son conducidas a una bota que posee una bomba, y el aceite retorna al sistema de tratamiento de crudo, o en algunos casos donde no existe esta bota, el agua simplemente viaja hacia la caja API por gravedad.

A continuación en la figura 7 se detalla el camino seguido por los fluidos al interior de un Tanque desnatador o Skim Tank vertical.

Figura 6. Tanque desnatador o Skim Tank Vertical.



Fuente: Modificado Kenn Arnold, Surface Production Operations, Volúmen 1.

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

El petróleo y el agua al salir de las perforaciones se difunden, lográndose la separación al coalescer en gotas más grandes de menor gravedad que las gotas de agua. Los fluidos, agua y petróleo, pasan a la zona de reposo o coalescencia. El petróleo asciende y flota sobre el agua formando la nata, la cual rebosa a la caja recolectora de aceite y posteriormente por gravedad es enviada a la caja API. El agua limpia sale por la parte inferior del skim tank y es succionada por bombas centrífugas que alimentan a los filtros.

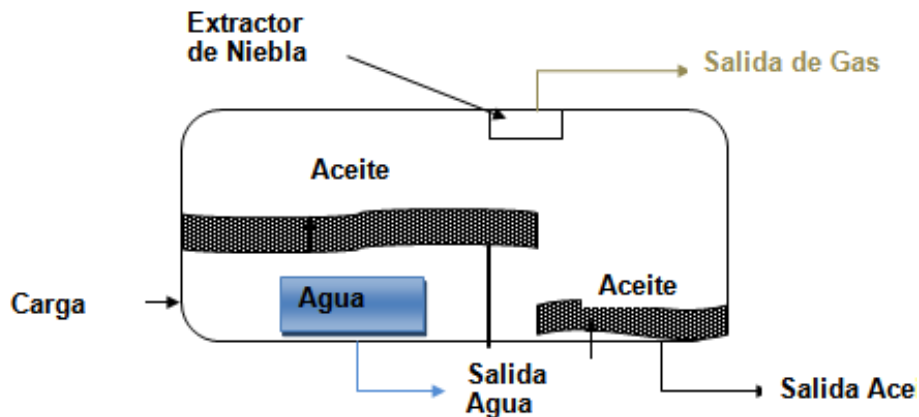
En un desnatador horizontal, Ver Figura 8, las gotas de aceite suben perpendicularmente al flujo de agua. El flujo fluye a través de una entrada inferior para permitir la separación del gas y llevar el flujo bajo la capa de aceite. El agua entonces se revuelve y fluye horizontalmente a lo largo del tanque. Se pueden instalar “baffles” para restringir el flujo. En esta sección del tanque las gotas de aceite coalescen y ascienden luego a la superficie donde son capturadas, agrupadas y posteriormente desnatadas sobre el vertedero de aceite. La altura de la espuma de aceite puede ser controlada por un control de interfase.

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

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

Donde se experimenta movimiento de líquidos: Las cámaras verticales son menos susceptibles a que se produzcan cierres en los niveles altos debido al movimiento de líquidos. Las olas y ondas internas que surgen en los tanques horizontales pueden dispersarse e igualar el nivel flotante, aunque el volumen de líquido entre en nivel de operación normal y el nivel alto de cierre sea igual o mayor que el de un tanque vertical. A continuación en la figura 8 se detalla el camino seguido por los fluidos al interior de un Tanque desnatador o Skim Tank horizontal

Figura 7. Tanque desnatador o Skim Tank Horizontal



Fuente: Modificado Kenn Arnold, Surface Production Operations, Volúmen 1.

Inicialmente el flujo entra a una bota de gas que sirve para hacer una separación previa del gas y el fluido; esta bota permite el ascenso de las burbujas de gas fuera de la corriente de flujo y conduce el gas separado al tope del skim tank. Posteriormente el flujo entra a un tubo que se dirige hacia el centro del tanque y luego sube verticalmente. Este tubo presenta unas ranuras situadas por debajo de la primera sombrilla. Las ranuras se emplean a manera de baffle ranurado, y su función es la distribuir el agua adecuadamente dentro del skim tank.

Las gotas de aceite se unen y tratan de buscar la parte superior de la sombrilla inferior acumulándose en el tope de la misma, la cual posee un tubo que permite el ascenso del crudo atrapado hacia la caja de aceite ubicada en el tope del skim tank. El aceite que no alcanza ser atrapado en la sombrilla inferior traspasa la misma por un costado y entra a una sección de asentamiento entre la sombrilla superior y la sombrilla inferior. Las gotas de aceite que lograron unirse ascienden hacia el tope de la sombrilla superior y por intermedio de un tubo son transportadas hacia la caja de aceite.

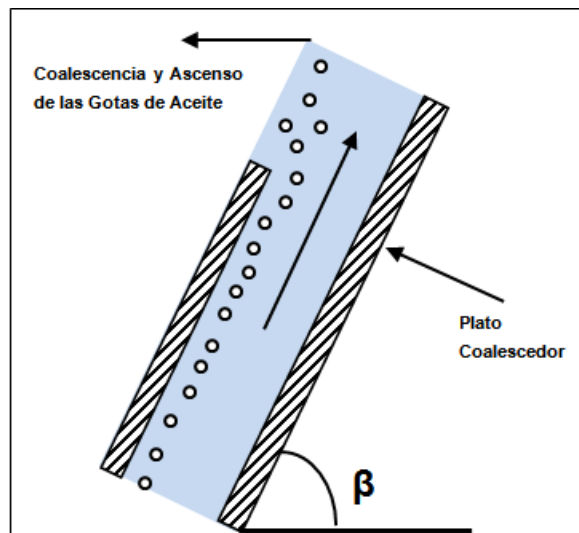
Finalmente, el aceite que no fue atrapado en la sombrilla superior pasa por un costado de la misma y trata de formar una nata en la parte superior del skim tank

la cual rebosa a la caja de aceite. El crudo acumulado en la caja de aceite posteriormente pasa a una bota la cual posee una bomba que evacua el aceite hacia algún equipo del sistema de tratamiento de aceite. Esta bomba se enciende cuando el nivel de crudo acumulado en la bota activa el swich de alto nivel, y se apaga cuando el nivel de crudo desciende y activa el swich de bajo nivel. El agua tiende a asentarse en la parte inferior del tanque y sale a través de un tubo que tiene perforaciones. El agua que entra al tubo perforado es succionada por unas bombas centrífugas las cuales alimentan los filtros.

2.2 PLATINAS COALESCEDORAS

Son placas disponibles en módulos que se pueden adaptar generalmente a un separador convencional sin modificaciones estructurales importantes como se detalla en la figura 9. Se debe tener un equipo mecánico de remoción de sedimentos, ya que la remoción manual de estos puede requerir el retiro del paquete de placas y por lo tanto no sería eficiente.

Figura 8. Plato Coalescedor



Fuente: Modificado Kenn Arnold, Surface Production Operations, Volúmen 1.

La instalación de módulos de placas puede mejorar el funcionamiento de dos maneras:

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

El espaciamiento entre platos y el ángulo de la placa son críticos para el apropiado funcionamiento del paquete de placas.

El Oil Skimmer cuenta con unas características de diseño específicas, y con un espacio que puede ser aprovechado para permitir el empleo de baffles o placas que aumentan el área de contacto con el fluido en un espacio relativamente pequeño, que al colocarlas en serie, paralelas, separadas a una corta distancia entre sí, e inclinadas respecto a la horizontal en forma de un paquete, permiten aumentar la frecuencia de colisión entre partículas, aglutinándose en partículas de mayor tamaño, fáciles de capturar, coalescer y posteriormente remover de la superficie.

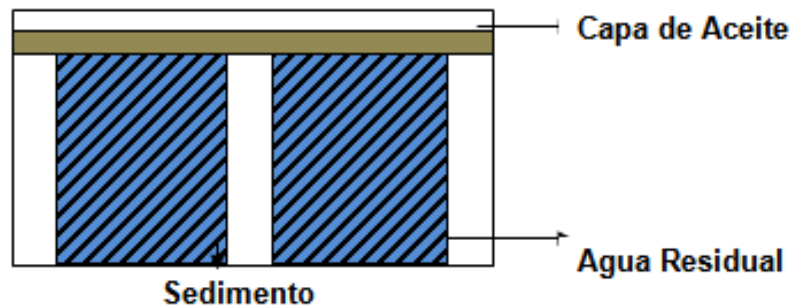
De este tipo de equipos se han diseñado varias configuraciones. Entre los más comunes se encuentran: los interceptores de platos paralelos (PPI), interceptor de platos corrugados (CPI) y separadores de flujo transversal. Estos equipos se basan en la separación gravitacional para permitir que las gotas de aceite suban a la superficie del plato donde ocurre la coalescencia y captura. Para facilitar la captura de las partículas de aceite, los platos van inclinados.

2.3 INTERCEPTOR DE PLACAS PARALELAS

Consiste en un grupo de platos lisos espaciados paralelamente entre si y a la longitud axial de un separador API o de un Desnatador de aceite u Oil Skimmer;

como se observa en la figura 10, se ubican allí con el fin de que las gotas de aceite suban por la superficie del plato y coalescan. Si el flujo es perpendicular al eje, los platos forman una “V” de manera que la película de aceite migra a la parte superior del plato coalescente y por los lados. Los sedimentos van al centro y se depositan en el fondo del separador y de allí son luego removidos.

Figura 9. Interceptor de placas paralelas (PPI) en un Separador API



Fuente: Modificado Kenn Arnold, Surface Production Operations, Volúmen 1

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

2.4 INTERCEPTOR DE PLACAS CORRUGADAS (CPI)

Es la unidad más comúnmente usada en “off shore” para el tratamiento de aguas residuales, y por lo general, la más eficiente cuando no se requiere trabajar a presión por posibles problemas de arrastre de gas, además que representa un refinamiento del interceptor de platinas pero que ocupa menos espacio para remover el mismo tamaño de partícula. Tiene el beneficio de hacer más fácil el manejo de sedimentos. En la figura 11 se muestra un ejemplo típico de un Interceptor de placas corrugadas ó CPI.

El eje de las corrugaciones, similares a un tejado, es paralelo a la dirección de flujo, con una inclinación estándar de 45° por donde el agua es forzada a fluir hacia abajo y así poder remover las partículas de aceite presentes en el agua.

Las gotas de aceite ascienden en sentido contrario al flujo de agua y se concentran en el tope de cada corrugación formando una capa en la superficie. Cuando el aceite alcanza el último paquete de platos se recoge en un canal y se lleva a la interface agua-aceite.

Experimentalmente se ha observado que la arena humedecida con aceite se adhiere a la platina cuando tiene una inclinación de 45°, por lo tanto tiende a taponarse.

Para esta situación en particular, es recomendado aumentar el ángulo de inclinación desde 45° hasta 60°, según las especificaciones.

Figura 10. Interceptor de Placas Corrugadas (CPI)



Fuente. New Gas and Oil S.A.

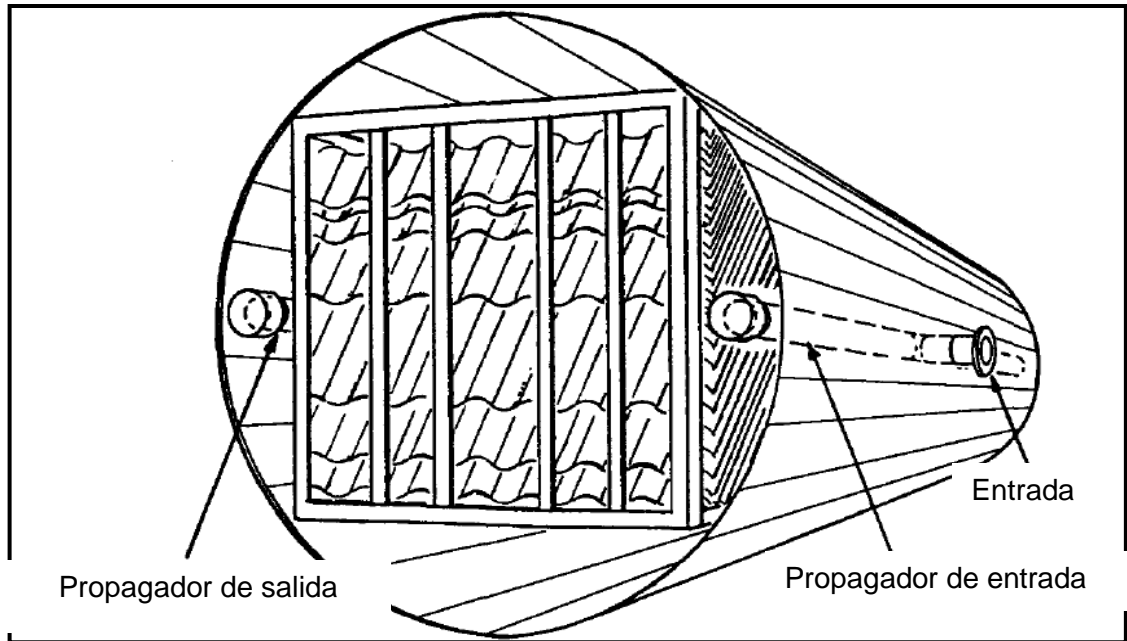
En áreas donde puede anticiparse producción de arena o sedimentos, es mejor removerla antes de llegar a la caja CPI. Debido a que el régimen laminar debe

mantenerse en el proceso y además pueden producir una obstrucción entre los platos al sedimentarse.

2.5 SEPARADOR DE FLUJO TRASVERSAL

Consiste en un mecanismo de platos corrugados donde el flujo de agua es horizontal y perpendicular al eje de las ondulaciones del plato, lo que permite su instalación en ángulos mayores a 45°, facilitando la remoción de sedimento y el empaquetamiento de platos a la presión del equipo. Se puede instalar en tanques horizontales o verticales. Aunque los interceptores de placas corrugadas son más económicos y eficientes, se recomienda el uso de separadores de flujo transversal cuando se requieren equipos a presión y hay presente mucho sedimento. Necesitan propagadores y colectores para distribuir uniformemente el flujo de agua en los platos. Se aplican para la separación de gotas de diámetro mayor a 30 μm . En tanques horizontales se fija 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 Tanque desnatador vertical como se observa en la figura 12..

Figura 11: Separador de flujo transversal



Fuente: Tomado Kenn Arnold, Surface Production Operations, Volúmen 1

2.6 UNIDADES DE FLOTACIÓN INDUCIDA POR GAS (IGF)

Estas unidades son los únicos equipos de tratamiento de agua residual cuyo principio de separación se fundamenta en el arrastre por gas de las partículas de aceite, aunque también ocurre la separación gravitacional, pero en menor proporción. Las unidades de flotación emplean un proceso en el cual pequeñas burbujas de gas son generadas y dispersadas en el agua, donde hacen contacto con las gotas de aceite y partículas sólidas.

Las burbujas de gas incrementan la diferencia de densidades y ayudan a las gotas de aceite a ascender rápidamente a superficie para su posterior recolección. Coagulantes, polielectrólitos, o desmulsificantes son agregados para optimizar el funcionamiento del equipo.

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

- Unidades de flotación por gas disuelto
- Unidades de flotación por gas disperso

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

Figura 12. Unidad de Flotación Inducida por Gas.



Fuente. Bolland y Cía S.A.

La separación ocurre cuando la gota de petróleo se junta con una burbuja de gas dando lugar a la formación de espuma sobre la superficie del líquido. La espuma se disuelve y permite la recuperación de aceite por despumación.

La unidad consta de un tanque separado internamente por celdas como se muestra en la figura 13. Son cuatro cámaras de flotación y dos bandejas laterales colectoras de natas. Cada cámara de flotación tiene un rotor/dispersor acoplado a

su propio motor. El agua sucia entra a la unidad y recorre todas las celdas de flotación antes de salir limpia.

Cada mecanismo rotor/dispersor tiene su propio eje sobre-dimensionado de una sola pieza y un rotor robusto. La rotación del rotor produce un remolino que aspira aire de la superficie del líquido, forzándolo junto con éste hacia el dispersor. Esto genera pequeñas burbujas que se esparcen por toda la celda.

Las pequeñas burbujas tienden a flotar arrastrando petróleo y sólidos, formando una especie de nata que es removida por medio de paletas a ambos lados de cada cámara. La nata baja por las bandejas laterales fuera de la unidad.

Como se mencionó anteriormente, la separación ocurre por flotación. Las gotas de aceite y las partículas de sólidos tienden a adherirse de las burbujas de aire, por lo que suben a la superficie para formar espuma que es removida mecánicamente.

Los diseños de gas disuelto toman una porción de agua tratada y la saturan con gas natural o aire en una contactora. A mayor presión, más cantidad de gas puede ser disuelto en el agua. La mayoría de las unidades están diseñadas para una presión de contacto de 20 a 40 psig. Normalmente del 20% al 50% del agua tratada es recirculada para que se contacte con el gas o el aire. El agua saturada, es luego inyectada en el tanque de flotación, allí el gas disuelto o el aire rompe la solución y se libera en forma de burbujas de pequeño diámetro que contactan las gotas de aceite en el agua y las llevan a la superficie en una espuma.

En los diseños de gas disperso, las burbujas son dispersadas en la corriente total por un aparato inductor o por un vórtice creado por un rotor mecánico.

En las celdas de flotación con eductor hidráulico, el agua limpia es bombeada a un cabezal de recirculación que alimenta una serie de eductores, el agua fluye por

estos eductores, succiona gas del espacio de vapor o aire inyectado al sistema, el cual es liberado en las boquillas como un jet de pequeñas burbujas, estas burbujas suben y arrastran consigo a las pequeñas gotas de aceite formando una espuma en superficie que posteriormente es desnatada. Estas unidades pueden tener de 1 a 4 cámaras y usan menos potencia y menos gas que las unidades de rotor mecánico.

En las celdas de flotación con rotor mecánico, se crea un vórtice y un vacío dentro del tubo de vórtice. Los anillos de refuerzo aseguran que el gas en el vórtice se mezcle y se introduzca en el agua. El rotor y el eje inductor causan que el agua fluya mientras crea un movimiento de remolino. En baffle en la cima dirige la espuma a una bandeja desnatadora como resultado del movimiento de remolino. Estas unidades pueden tener 3 o 4 cámaras.

2.7 UNIDADES DE FILTRACIÓN⁹

El sistema de tratamiento tiene como finalidad la optimización de la calidad del agua, para que sea lo más compatible con las formaciones a la que va a ser inyectada o vertida. Una parte importante en un proceso de tratamiento de aguas residuales es la existencia de las unidades de filtración.

Estas son tanques cerrados y a presión, que se usan para filtrar sólidos y aceites contenidos en el agua los cuales son indeseables o perjudiciales en la operación de inyección y /o vertimiento. Al pasar el fluido sucio a través del filtro, la mayoría de los sólidos y aceites son removidos. El fluido una vez ha sido filtrado fluye a la descarga de agua limpia. El flujo continúa de esta forma hasta que el lecho filtrante debe ser regenerado.

⁹ Manual de Equipos de Tratamiento de Agua de Producción. New Gas and Oil. S.A.

Los filtros, (figura 14) se utilizan para eliminar los sólidos en suspensión y los hidrocarburos insolubles del agua de producción, las aguas superficiales, agua de mar, río, lago, y agua de pozo.

Durante el proceso de filtración el agua entra cerca a la parte superior de la unidad y los flujos bajan a través del lecho filtrante. El agua filtrada fluye a través del lecho, y salen cerca de la base del filtro, mientras que las gotas de aceite y partículas sólidas se quedan atrapadas dentro del lecho.

El proceso de filtración continúa hasta que los lechos se convierten en un perjuicio considerable; para limpiar estos medios periódicamente se usa un ciclo de "retrolavado", que se realiza cuando se da una importante caída de presión dentro del sistema, o cuando el tiempo presente de ejecución es alcanzado, momento en el cual, la cámara se retrolava para limpiar los medios. Durante este proceso el aceite es despojado del lecho, el cual se vuelve a depositar en el interior del filtro y el proceso se repite. Se utilizan generalmente unidades de filtración de lecho suelto (arena, grava, antracita, carbón activado, cascarilla de nuez, otros) o de lecho fijo. Los más comunes son los filtros de cáscara de nuez, fabricados para el tratamiento de altos volúmenes de agua producida con sólidos en suspensión e hidrocarburos. Son capaces de remover aceites y grasa en concentraciones desde cuarenta a sesenta partes por millón (40 — 60 ppm) hasta menos de tres partes por millón (3 ppm). Las propiedades de la cáscara de nuez y el método de retrolavado empleado, tienen la gran ventaja que no requieren la aplicación de aditivos químicos para facilitar la filtración.

Figura 13. Filtro New Water



Fuente. New Gas and Oil S.A.

2.7.1 Secuencia de Operación de los Filtros¹⁰

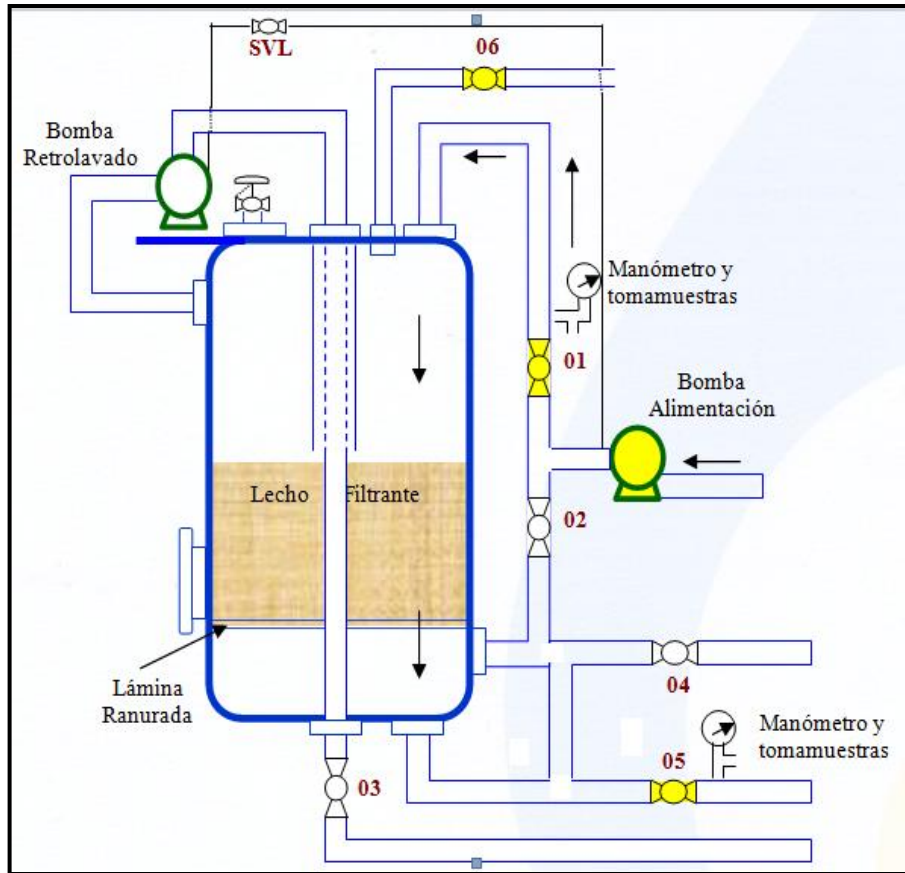
- *Filtración*

Durante la filtración en flujo vertical las válvulas 01, 05 y 06 se abren. Las válvulas 02, 03, 04 y SVL deben permanecer cerradas (figura 15).

El venteo del gas y aceite del techo a través de la válvula 06 es hecho únicamente media hora antes de entrar a retrolavado y media hora después del retrolavado. El tiempo de duración está determinado por lo programado inicialmente.

¹⁰ Manual de Equipos de Tratamiento de Agua de Producción. New Gas and Oil. S.A.

Figura 14.- Filtración en flujo vertical



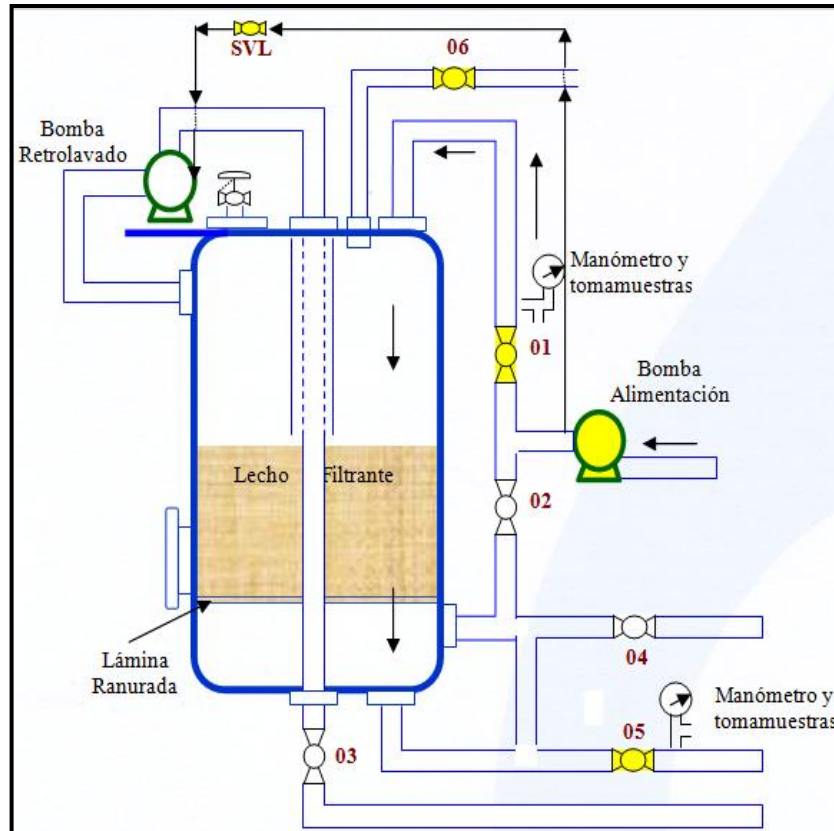
Fuente. New Gas and Oil S.A.

Retrolavado

Este periodo se divide en los siguientes pasos:

CIP: Etapa que realiza un barrido de la cámara del sello de la bomba, las válvulas 01, 05, 06 y SVL deben permanecer abiertas. Las válvulas 02, 03 y 04 deben permanecer cerradas. El flujo hacia el filtro es normal igual que en la etapa de filtración. El tiempo de duración está determinado por lo programado inicialmente, como se observa en la figura 16.

Figura 15. Filtración segunda etapa

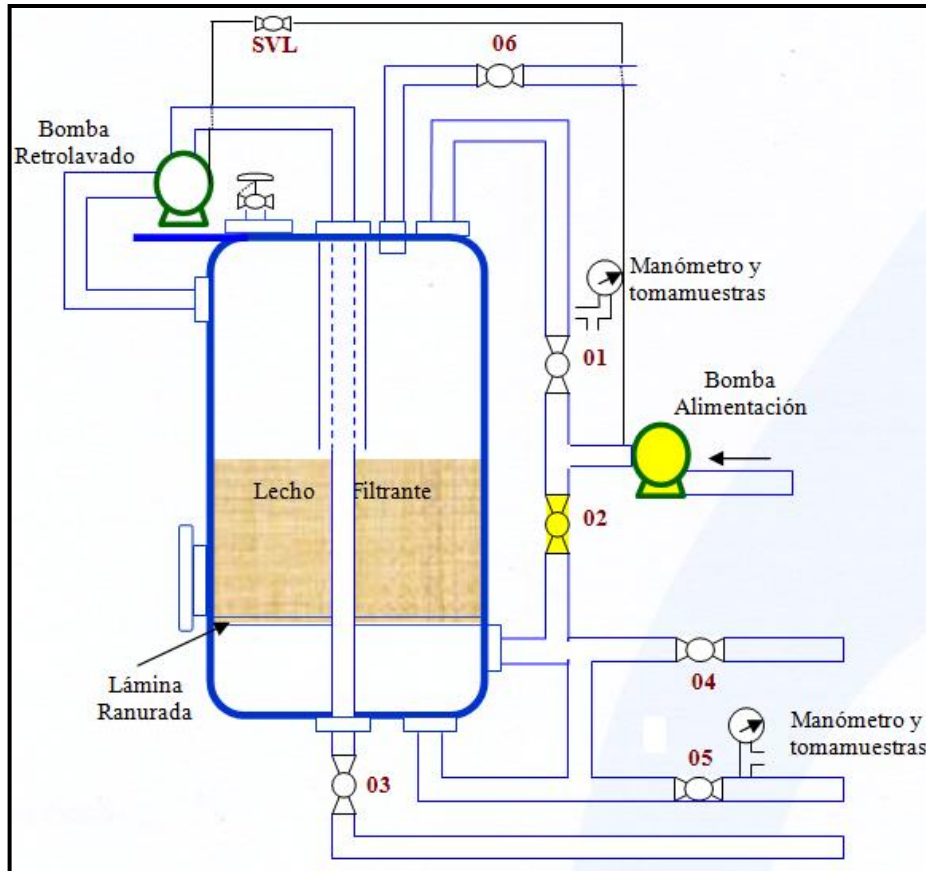


Fuente. New Gas and Oil S.A.

- Descompactación

Etapa que prepara el contenido de la vasija para el encendido de la bomba de retrolavado. La válvula 02 debe permanecer abierta. Las válvulas 01, 03, 04, 05, 06 y SVL deben permanecer cerradas (figura 17). Durante esta etapa no hay flujo hacia el filtro únicamente un aumento de presión dentro de la vasija. El tiempo de duración está determinado por lo programado inicialmente.

Figura 16. Filtración tercera etapa

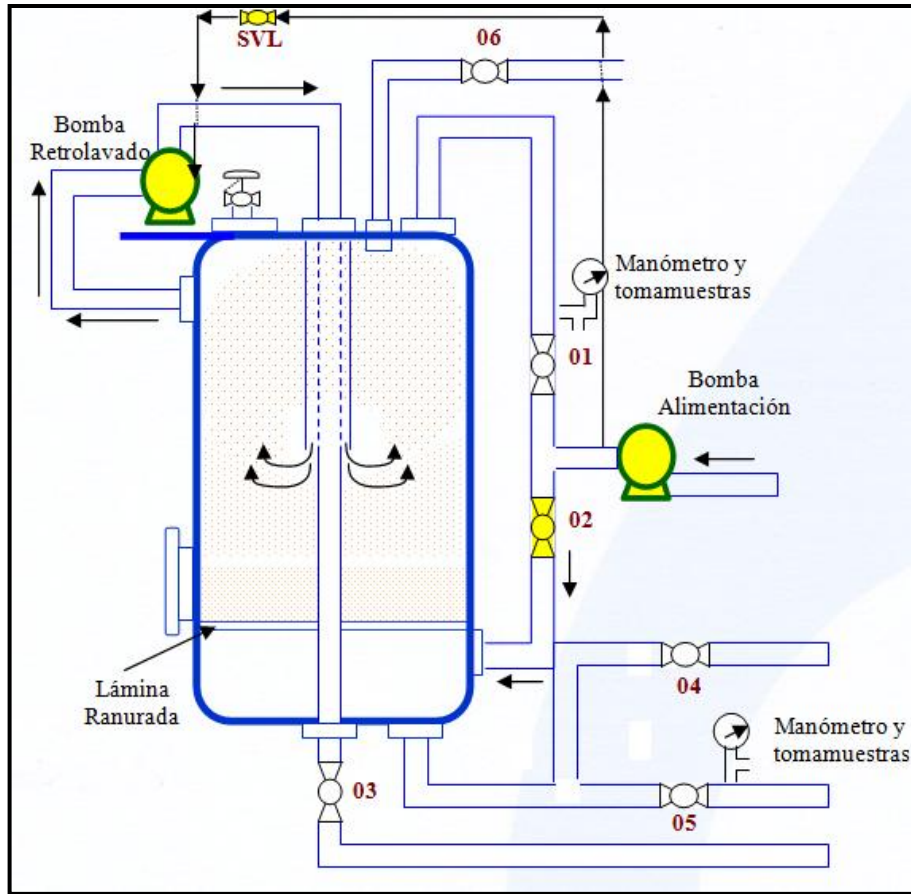


Fuente. New Gas and Oil S.A.

- *Fluidización 1*

Etapa que fluidiza el lecho filtrante para lograr el paso de los sólidos por el sistema de separación camisa – screen. Las válvulas 02 y SVL deben permanecer abiertas. Las válvulas 01, 03, 04, 05 y 06 deben permanecer cerradas y se enciende la bomba de retrolavado como se observa en la figura 18. Durante esta etapa no hay flujo hacia el filtro únicamente un aumento de presión dentro de la vasija. El tiempo de duración está determinado por lo programado inicialmente.

Figura 17. Filtración cuarta etapa

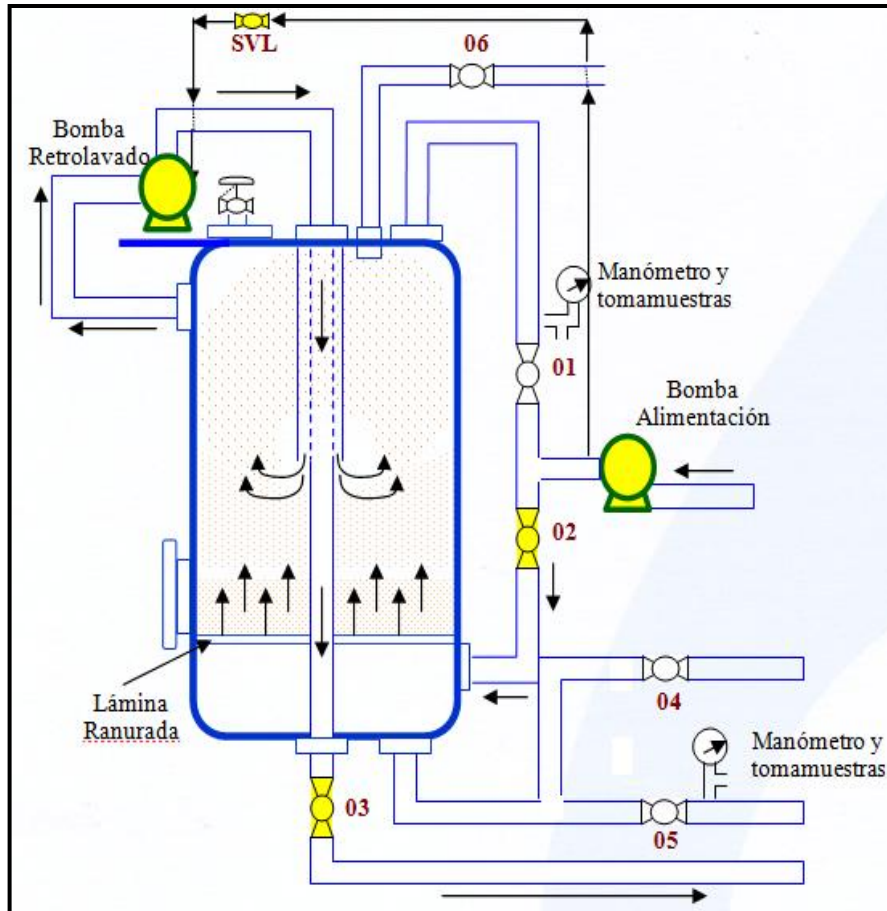


Fuente. New Gas and Oil S.A.

- *Descarga*

En este período el flujo es ascendente para remover el lecho filtrante y así retirar sólidos y residuos aceitosos. Durante esta fase se abren las válvulas 02, 03 y SVL, además la bomba de retrolavado sigue encendida, cumpliendo con un efecto de restregado del lecho filtrante. Las válvulas 01, 04, 05 y 06 estarán cerradas (figura 19). Durante esta etapa el flujo es total (20000 BWPD) hacia el filtro. El tiempo de duración está determinado por el llenado del Decantador.

Figura 18. Filtración quinta etapa

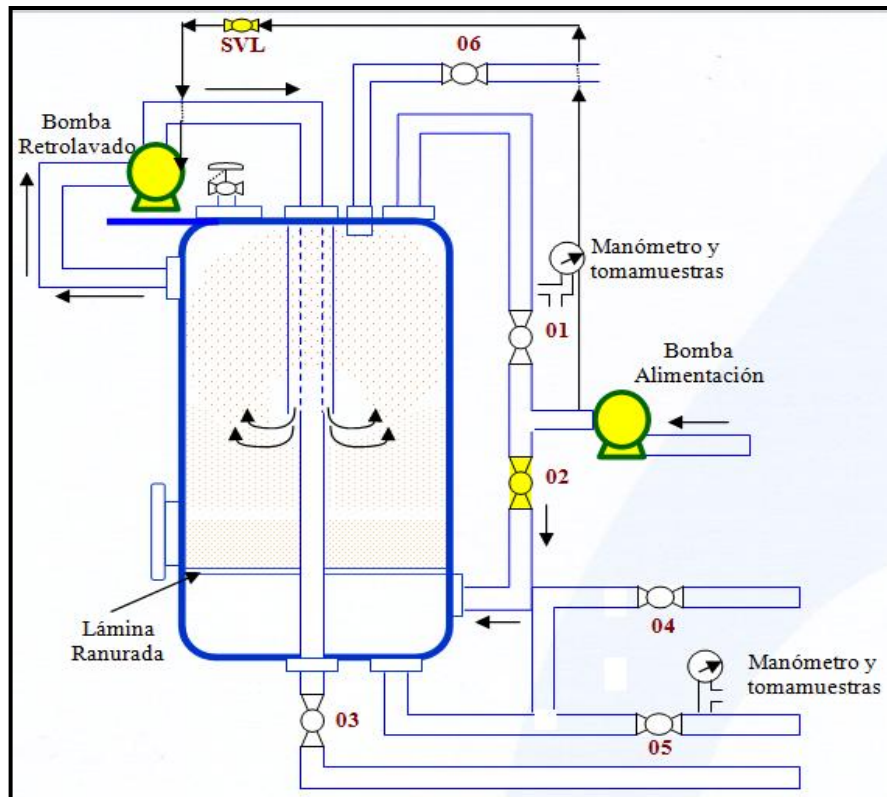


Fuente. New Gas and Oil S.A.

- *Fluidización 2*

Etapa que busca barrer los sólidos que pudieron quedar en la bomba, o en las líneas que la conectan. Las válvulas 02 y SVL deben permanecer abiertas. Las válvulas 01, 03, 04, 05 y 06 deben permanecer cerradas y sigue encendida la bomba de retrolavado, la cual se apaga al final de este paso (figura 20). El tiempo de duración está determinado por lo programado inicialmente.

Figura 19. Filtración sexta etapa

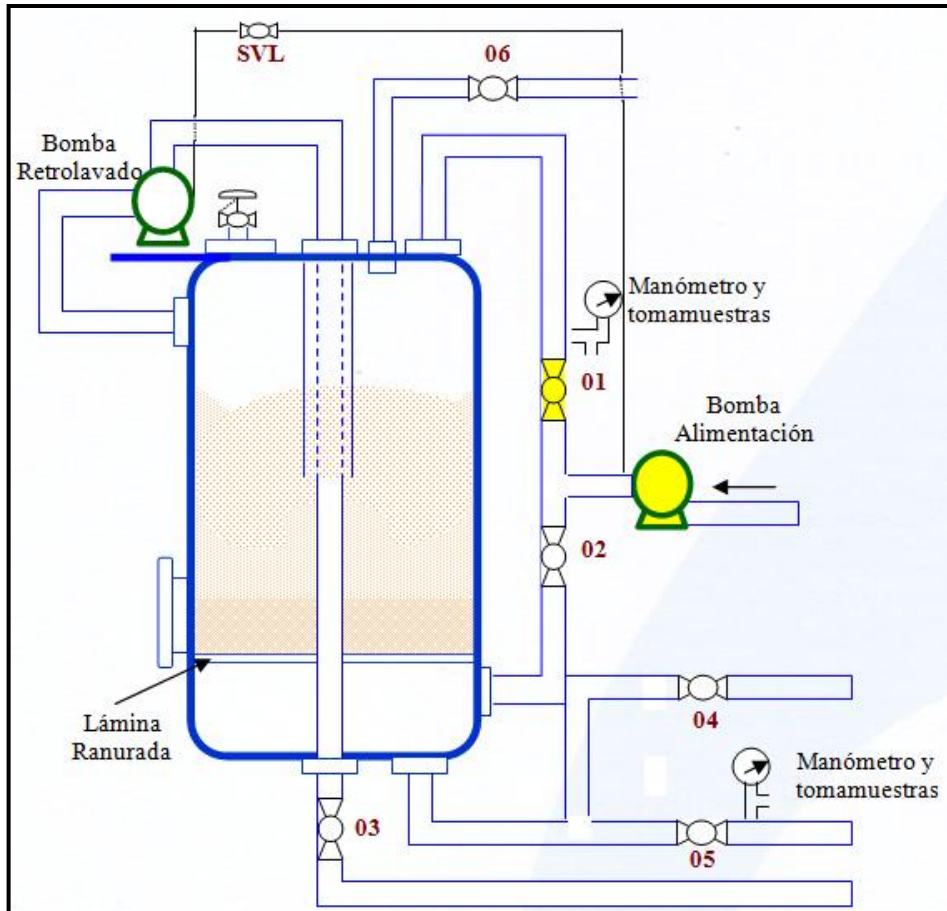


Fuente. New Gas and Oil S.A.

- *Asentamiento*

Etapa que empuja el lecho hacia la lámina ranurada inferior, buscando acomodarlo nuevamente. La válvula 01 debe permanecer abierta. Las válvulas 02, 03, 04, 05, 06 y SVL deben permanecer cerradas (figura 21). El tiempo de duración está determinado por lo programado inicialmente.

Figura 20. Filtración séptima etapa

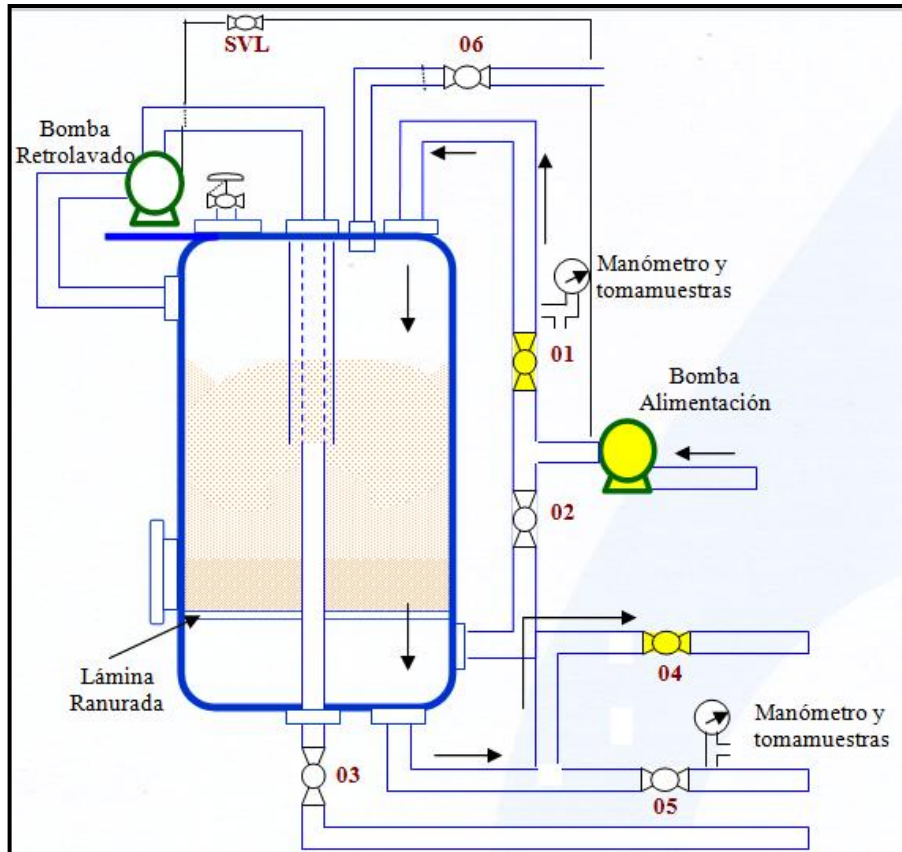


Fuente. New Gas and Oil S.A.

- *Normalización*

Este período corresponde al lavado final del lecho filtrante. Durante esta fase se retiran los últimos residuos contaminantes del lecho. Las válvulas 01 y 04, estarán abiertas y las válvulas 02, 03, 05, 06 y SVL estarán cerradas (figura 22). El tiempo de duración está determinado por el llenado del Decantador.

Figura 21. Filtración séptima etapa



Fuente. New Gas and Oil S.A.

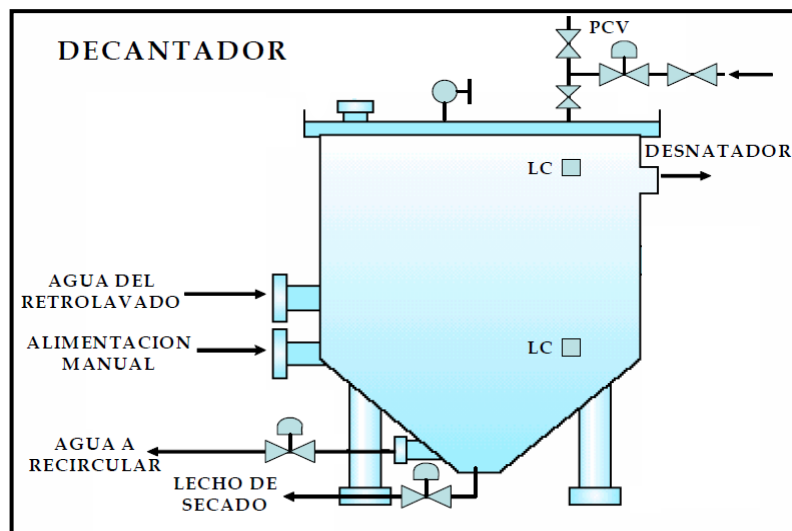
2.8 DECANTADOR¹¹

Es un tanque de fondo cónico con capacidad suficiente para mantener de dos a cuatro horas la totalidad del fluido descargado por el filtro en la etapa de retrolavado como se observa en la figura 23. Sirve para clarificar las aguas provenientes del retrolavado de las unidades de filtración, que luego se recircularán al sistema para ser tratadas en los equipos de tratamiento de aguas correspondientes a cada estación.

¹¹ Manual de Equipos de Tratamiento de Agua de Producción. New Gas and Oil. S.A.

El volumen y tiempo de residencia dependen de las condiciones de diseño del proceso y del fluido en particular, de la frecuencia del retrolavado y de las condiciones en las que se requiere el fluido resultante. El agua aceitosa concentrada se eleva a la superficie, en donde puede ser removida para reciclarla. La mayor parte del contenido del tanque, generalmente agua, es enviada aguas arriba del filtro para procesarla. Los sólidos concentrados en el fondo cónico son enviados a secamiento y disposición. Para su funcionamiento solo es necesario interruptores de nivel que controlan la actuación de las bombas asociadas al vaciado o llenado del tanque, temporizadores que aseguren residencia del fluido, según lo necesario.

Figura 22. Decantador.



Fuente. www.evironmental-expert.com

2.8.1 Secuencia de Operación de los Decantadores

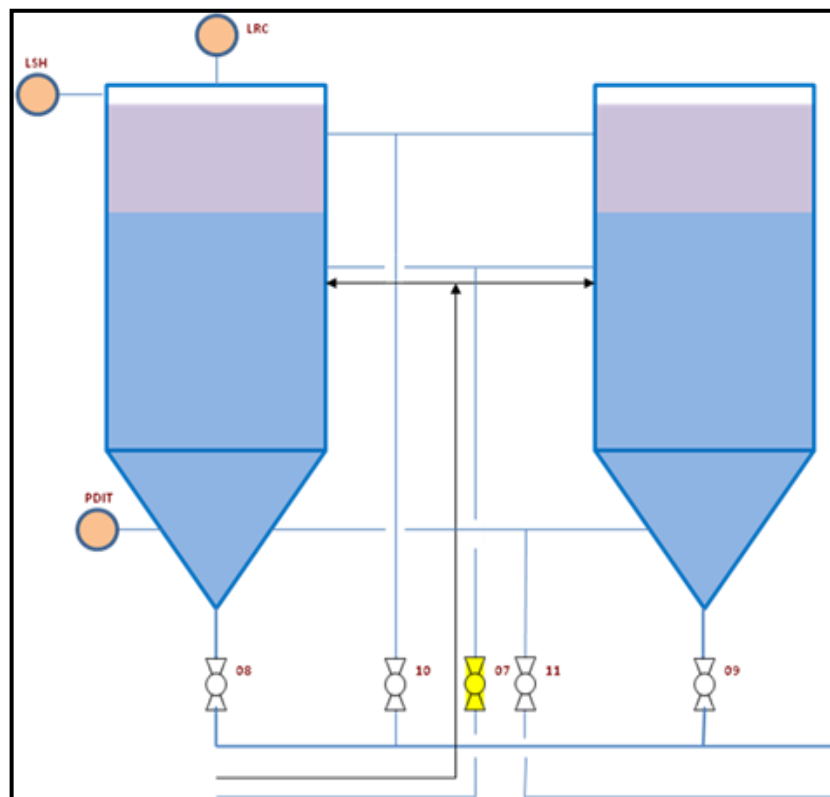
- *Llenado*

Para pasar a la etapa de llenado, previamente el decantador a través del transmisor de presión diferencial (PDIT) evalúa si está en capacidad de recibir el retrolavado del filtro.

Una vez, se haya dado el permiso de retrolavado al filtro se empieza con el llenado el cual abre la válvula 07. Las válvulas 08, 09, 10 y 11 deben permanecer cerradas (figura 24).

Cuando el transmisor alcanza el nivel de descarga termina la etapa de descarga en el filtro y da paso a la siguiente etapa de la secuencia. Cuando el transmisor alcanza el nivel de normalización termina la etapa de normalización en el filtro y llenado en el decantador.

Figura 23. Decantador primera etapa



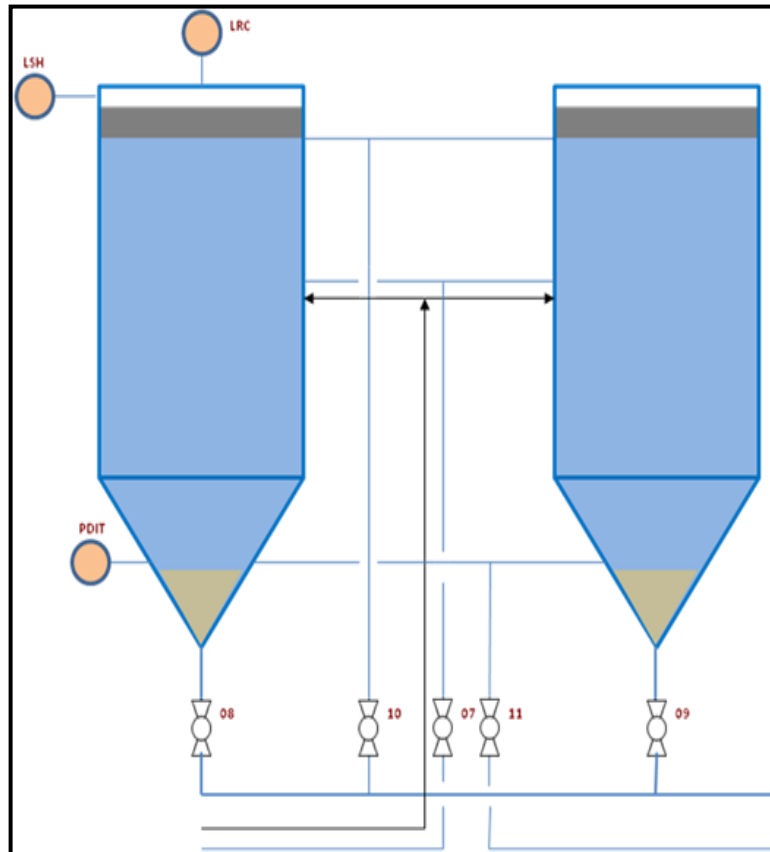
Fuente. New Gas and Oil S.A.

- *Decantación*

Consiste en mantener el líquido contenido en estado inmóvil para lograr separación gravitacional de las tres fases, natas, agua y lodos. Las válvulas 07,

08, 09, 10 y 11 deben permanecer cerradas (figura 25). La duración está determinada por lo programado.

Figura 24. Decantador segunda etapa



Fuente. New Gas and Oil S.A.

- *Desocupación*

Después del tiempo de decantación se pasa a desocupar el equipo. La desocupación se puede activar por tres razones: Automático (Tiempo programado), Manual (Desde la Panel View ordenar terminar decantación), Solicitud del filtro.

El filtro puede requerir hacer un retrolavado antes del tiempo previsto, por esto si el decantador no le da permiso para entrar a retrolavar el filtro automáticamente

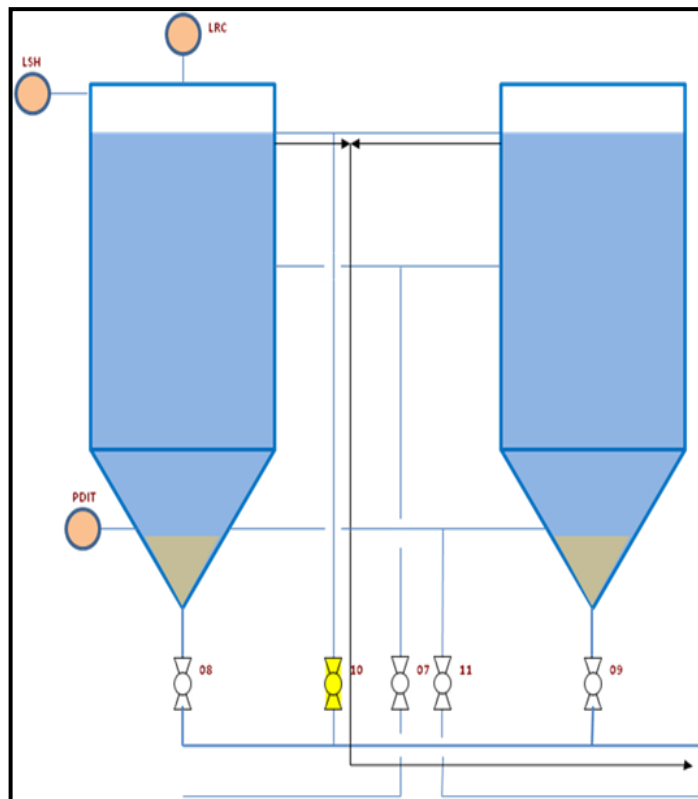
envía la señal de desocupar el decantador, para poder realizar su retrolavado una vez el decantador se desocupe.

La desocupación se divide en las siguientes etapas:

- *Desnate*

Etapa que realiza un desnate, sacando la fase separada de aceites y borras, la válvula 10 debe permanecer abierta. Las válvulas 07, 08, 09 y 11 deben permanecer cerradas (figura 26). La duración está determinada por el transmisor al llegar al nivel programado.

Figura 25. Decantador tercera etapa

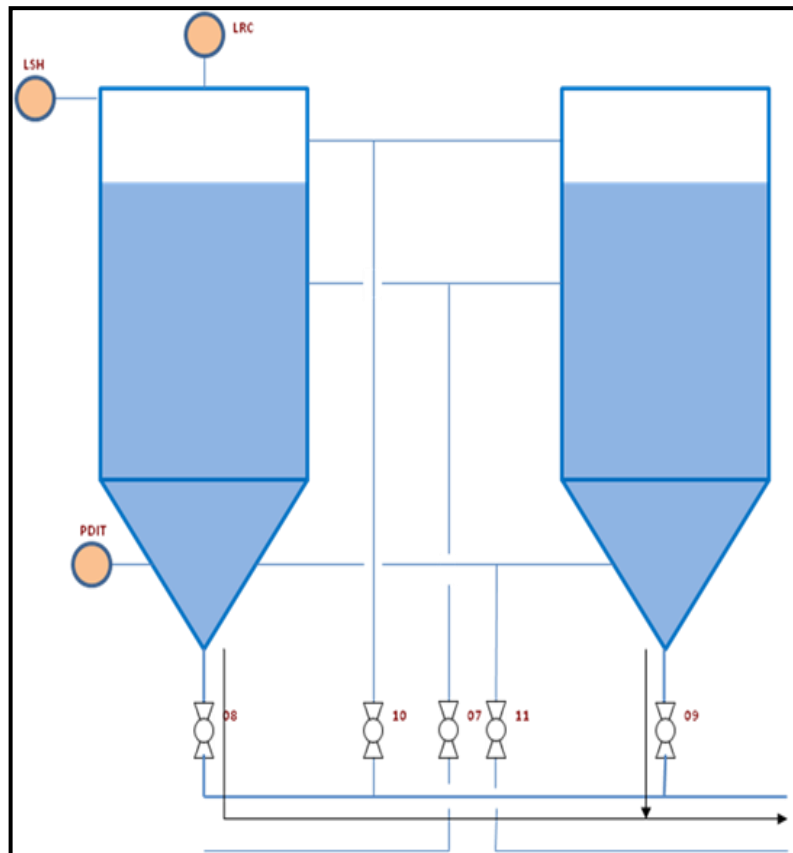


Fuente. New Gas and Oil S.A.

- *Salida Lodos*

Etapa que realiza salida de lodos, sacando la fase separada de lodos, las válvulas 08 y 09 deben permanecer abiertas. Las válvulas 07, 10 y 11 deben permanecer cerradas (figura 27). La duración está determinada por el transmisor al llegar al nivel programado.

Figura 26. Decantador cuarta etapa

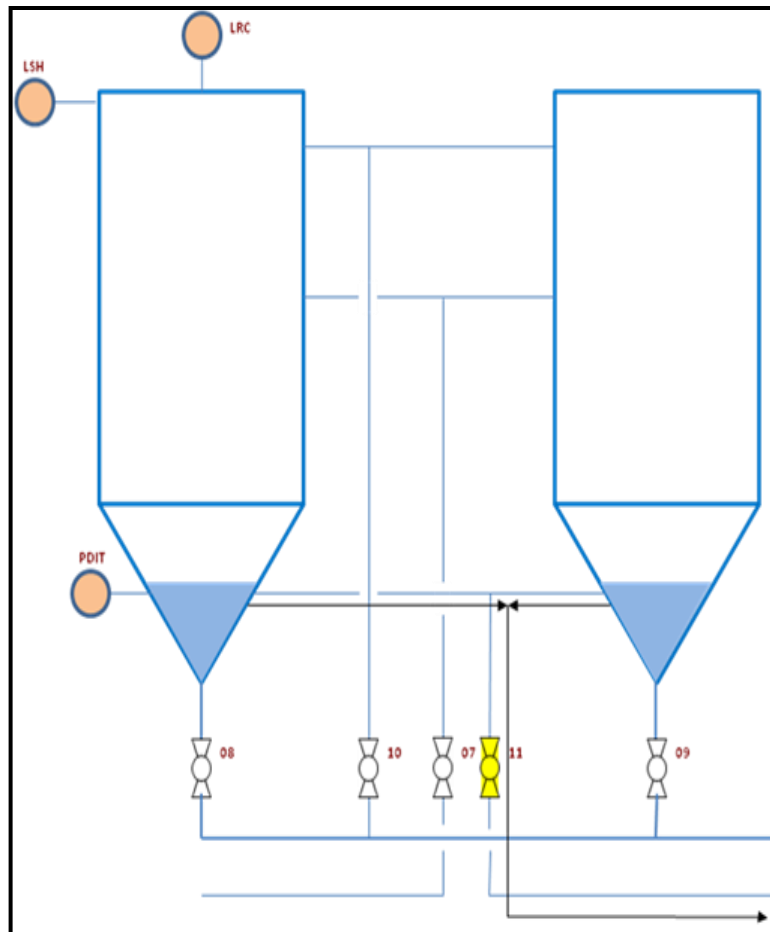


Fuente. New Gas and Oil S.A.

- *Salida Agua Clarificada*

Etapa que realiza salida de agua clarificada, sacando la fase separada de agua, la válvula 11 debe permanecer abierta. Las válvulas 07, 08, 09 y 10 deben permanecer cerradas (figura 28). La duración está determinada por el transmisor de presión diferencial PDIT al llegar al nivel programado.

Figura 27. Decantador quinta etapa



Fuente. New Gas and Oil S.A.

2.9 LECHOS DE SECADO¹²

Las aguas de la zona inferior del decantador son enviadas a estos equipos; esta agua posee un alto contenido de sólidos que no deben ser retornados al sistema. El propósito de los lechos de secado es facilitar la remoción de los sólidos en una forma semi seca, en donde un lecho de arena y grava los retienen, dejando pasar el agua la cual es drenada hacia una caja subterránea donde posteriormente es bombeada nuevamente, sin sólidos hacia el sistema de tratamiento de aguas

¹² Manual de Equipos de Tratamiento de Agua de Producción. New Gas and Oil. S.A.

asociadas por intermedio de una bomba de diafragma en la figura 29 se muestra el proceso de separación en los lechos de secado.

Figura 28. Lechos de Secado.



Fuente. New Gas and Oil S.A.

Los lechos de secado están conformados por dos secciones de cuatro cámaras cada una, construidas de cemento y ladrillo. Normalmente trabajan tan solo dos cámaras y las otras seis permanecen en stand- by. Una vez las dos cámaras que están en uso se saturan, son sacadas de servicio y se emplean dos de las restantes que se encuentran en stand- by. El lecho filtrante está constituido primordialmente en la parte superior por arena de río y en la parte inferior y cerca de los drenajes, por una capa de grava que permite el flujo de agua hacia un tanque subterráneo y evita que se taponen los drenajes con arena fina. Con el paso del tiempo, los lechos de secado se van contaminando debido a la acumulación progresiva de natas de crudo y sólidos, por lo tanto es necesario remover y cambiar la arena que sirve como material filtrante.

2.10 TANQUES DE ALMACENAMIENTO DE AGUA

La mayoría de los tanques de almacenamiento, están provistos con soportes para facilitar el apoyo seguro en el fondo del tanque. Los soportes están dispuestos en tres circunferencias concéntricas, una localizada en el pontón y las otras dos en la cubierta, los soportes están fabricados en tubería de 3" de diámetro que permiten soportar el techo de 5' de altura del fondo del tanque, con lo cual se deja el espacio para el funcionamiento de la hélice del agitador, colocado en hueco de 24" de diámetro como se muestra en la figura 30.

Figura 29. Tanque de Almacenamiento.



Fuente: Ecopetrol S.A

En el techo están instaladas bocas de inspección para revisión del pontón, y por una escotilla se mide el tanque con una cinta de inmersión. Dos bocas de inspección diametralmente opuestas complementan las facilidades para inspección del techo del tanque. Por dos desfogues colocados en el techo ingresa

y sale el aire, dependiendo de la operación que se esté desarrollando, desocupación o llenado.

Estos tanques tienen como función principal suministrar la cabeza hidrostática de succión que requieren las bombas de inyección de agua. Pueden ser fabricados de fibra de vidrio, acero al carbón, galvanizado u otro material resistente a la corrosión. A estos tanques llega el agua ya tratada del proceso con una calidad óptima para la inyección, es decir, libre de aceite (menor de 2ppm), libre de sólidos (menor de 2 ppm), y con productos químicos que previenen los problemas de corrosión e incrustaciones.

El agua entra por la parte inferior del tanque proveniente de la salida de los filtros haciendo uso de una línea de 6" o 8". Por lo general, entre los filtros y el tanque de succión se instala un contador el cual nos indica la cantidad de agua que posiblemente se inyecte. El agua sale regularmente por una línea de 20" la cual sirve de colector de succión de las bombas de inyección.

Además del tanque en si (base, cuerpo, y techo) se encuentran los siguientes accesorios:

- Escalera: Para tener acceso al techo, realizar y verificar mediciones.
- Indicadores de nivel: Muestra el nivel del producto almacenado.
- Válvulas: Generalmente de compuerta, ya que permiten una apertura parcial.
- Venteo: Para evacuar vapores que se acumulan en el tanque.
- Manhole: Para acceso del operador con el fin de realizar mantenimiento o reparaciones.
- Entradas de agua: Generalmente se encuentran en la parte inferior del tanque, y están unidas a un dispersor con el fin de evitar el flujo turbulento del fluido cuando ingresa al tanque.
- Boca de salida: Para evacuar el fluido almacenado a las líneas de transporte.

Los diques son barreras que se construyen alrededor de un tanque con el fin de evitar (en caso de que se presente alguna falla y posible derramamiento del producto contenido) que el producto se extienda y contamine poniendo en riesgo la seguridad e integridad del personal, así como también instalaciones y equipos.

Los aspectos más importantes de los diques que se construyen alrededor de los tanques de almacenamiento son:

- Contener la capacidad máxima del tanque
- Soportar las condiciones extremas de temperatura
- Deben tener una altura máxima 6´ y una mínima de 1´
- La altura y el área del dique debe proporcionar un volumen de tal forma que sea igual 1/3 por encima de la capacidad máxima del tanque
- La altura de un dique que se encuentra separando dos tanques debe ser menor 1´ de la altura total del dique
- Las bombas y equipos deben estar fuera de los diques
- La distancia mínima entre el dique y la pared del tanque debe ser de 10´

2.11 CAJA API O SEPARADOR API

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

La mezcla agua - aceite entra por medio de un tubo con codo descendente el cual pasa el fluido a la sección de separación, en donde tiene un tiempo de retención que le permite la separación del aceite y el agua. El aceite forma una nata en la

parte superior la cual es removida por medio de un colector cilíndrico que la envía a un compartimiento separado.

Este aceite recuperado es bombeado periódicamente a los tratadores y/o Gun Barrel. El agua limpia que se asienta en la caja API (figura 31) pasa a otro compartimiento por medio de unos tubos ubicados en la parte inferior de la caja, allí haciendo uso del mismo mecanismo (tubos ubicados en la parte inferior), el agua sale hacia las piscinas aldeanas a la estación.

Figura 30. Caja API o separador API



Fuente. Ecopetrol S.A.

Las cajas API constan de dos secciones básicamente. Ver Figura 32:

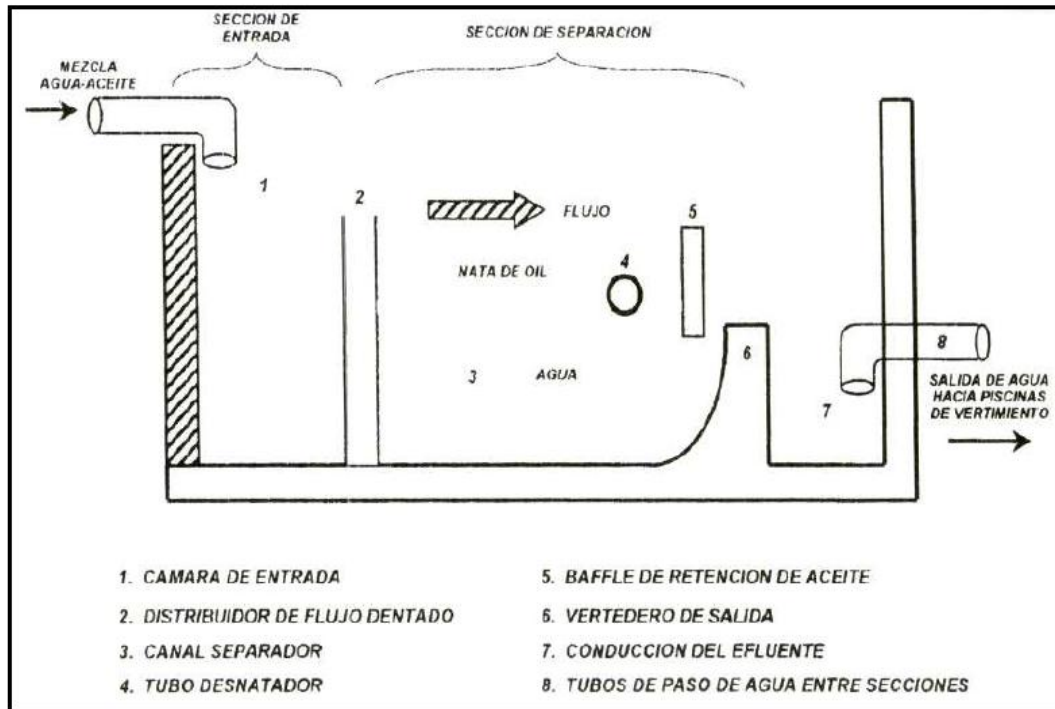
- *Sección de Entrada*

Corresponde a la zona de reducción de velocidad del flujo y de la turbulencia, remoción de sólidos y disminución de la carga a las cámaras de separación.

- *Sección de Separación*

Conformada por los conductos de entrada a las cámaras, los dispositivos de distribución de flujo, tubo desnatador, el baffle de retención de aceite y el colector de aceite recuperado.

Figura 31. Secciones del separador API



Fuente: Ruth Páez, Operaciones de recolección y tratamiento

2.12 PISCINAS DE OXIDACIÓN

Se basa en la separación gravitacional y, al igual que en algunos sistemas de tratamiento primario, se encuentran expuestos a la atmosfera para reducir la concentración de aceite soluble por efecto de la presión, disminuir la temperatura y eliminar el H₂S y CO₂ al permitirse la aireación del agua (figura 33). En ellas

también se produce la biodegradación de compuestos orgánicos disueltos y la sedimentación de sólidos.

Es necesaria grandes extensiones de tierra y además el estado del clima influye en su desempeño. Existen elementos que pueden degradarse o evaporarse con el sol e influir positiva o negativamente, dependiendo si la concentración del contaminante aumenta o disminuye. Además la lluvia ayuda a la oxigenación.

Cuando la oxigenación no es adecuada se recomienda el uso de aireadores mecánicos o biofiltros.

Figura 32. Piscina de Oxidación.



Fuente. New Gas and Oil S.A.

3. EQUIPOS DE TRATAMIENTO DE AGUAS RESIDUALES EN LA INDUSTRIA DEL PETRÓLEO¹³

A continuación se enunciarán algunas de las empresas nacionales y extranjeras que ofrecen equipos para el tratamiento de agua de producción.

3.1 NEW GAS AND OIL S.A.

Es una empresa de ingeniería y desarrollo tecnológico Colombiana con más de 15 años de experiencia comprometida, desde el inicio de operaciones, con la calidad, responsabilidad, seguridad y cumplimiento de la normatividad legal vigente para el óptimo desarrollo de las actividades enmarcadas en la Operación, Diseño, Construcción de Equipos, Plantas de tratamiento para aguas residuales y asesorías en los sectores de gas, aguas residuales y petróleo, para los sectores energético ambiental, entes territoriales e industria en general.

Son los equipos en su orden, mínimos necesarios para el proceso en el tratamiento de aguas de producción en cualquier campo.

- *Tanque Desnatador (Skim Tank)*

Este equipo funciona por acción de la gravedad, la cual permite la separación de las fases acuosa y aceitosa. A su vez, por el diseño de tanque vertical se permite el descenso de sólidos decantables que pueden ser arrastrados por la corriente del fluido.

¹³ Manual de Equipos de Tratamiento de Agua de Producción. New Gas and Oil. S.A.

Estos equipos se diseñan para remover gotas del orden de 150 μm , logrando eficiencias del orden de 70%. El tamaño del Skim tank aumenta de forma inversa al tamaño de la gota, por lo que generalmente se utiliza como una etapa previa a una fase de remoción de gotas de tamaño inferior.

Los tiempos de residencia de éstos equipos son del orden de 1 a 3 horas. La separación de fases se mejora con la instalación de paquetes de coalescencia, que permiten elevar sustancialmente la eficiencia. Las entradas de flujo se describen a continuación:

- La mezcla de agua, aceite y algo de sólidos remanentes de la etapa de desarenado entran a un distribuidor del líquido en la parte superior. Este distribuidor hace que el flujo dentro del tanque sea laminar y de forma descendente para permitir la acción de la gravedad en la separación de fases. Previamente el equipo cuenta con una trampa de sólidos en la bota de entrada.
- Las gotas de aceite que ascienden a través del equipo rebosan en la parte superior formando natas que son recogidas en un vertedero en la parte superior, separando así las dos fases.
- El agua libre de aceite sale por la parte inferior del tanque.
- El equipo puede funcionar con gas de cobertura con el fin de aislar el agua para evitar la absorción de oxígeno del aire.

Las ventajas del Skim tank son:

- Capacidad de manejar altos volúmenes de agua.
- Bajo costo de operación y limitado uso de utilidades (sólo se tiene consumo de gas).
- Fácil mantenimiento debido a que cuenta con internos estables que pueden ser de material de fibra de vidrio que evita su desgaste.
- Mantenimiento relativamente económico debido a que es un equipo estático.

Se compone de dos tanques. Internamente tiene dispuestos paquetes de coalescedores (depende del diseño), este equipo combina la separación por tiempo de permanencia según la Ley de Stokes ayudado por los paquetes coalescentes que favorecen la separación por su propiedad oleofílica.

Este equipo cuenta con un transmisor de presión diferencial el cual monitorea y controla el nivel del tanque operando una válvula de control de nivel (LCV) a la descarga de las bombas que alimentan el filtro. El nivel de control es sateado de manera que el aceite separado sea desnatado por la corona superior del tanque.

Como seguridad el tanque cuenta con switches de nivel (LSH y LSL) los cuales siendo seguridades últimas actúan para evitar derramamientos y daños en las bombas centrífugas.

El aceite desnatado del tanque (figura 34), por la corona superior es llevado a una bota que lo recolecta y que posee un control de nivel (LIT) encendiendo y apagando las bombas de despacho de aceite a reproceso.

El proceso de separación del tanque permite la adición de químicos (Rompedores de emulsión, inversos).

Figura 33. Skim Tank



Fuente. Ecopetrol S.A.

- *Equipo de Flotación (DAF)*

Los equipos de flotación son equipos desnatadores que utilizan como mecanismo de separación la inducción y/o disolución de gas.

En este caso se usa un tanque vertical normal con un generador de microburbujas que descarga su corriente a la línea de entrada al tanque y a un distribuidor interno que cubre toda el área de paso en el tanque, formando una espuma aceitosa en la parte superior la cual es retirada por medio de un colector.

Entre las ventajas de los equipos de flotación se encuentra que:

Son capaces de remover partículas entre 2 - 5 μm , llegando a eficiencias del orden de 90 – 95%.

El equipo puede funcionar con gas de cobertura con el fin de aislar el agua para evitar la absorción de oxígeno del aire.

Se compone de un tanque con entrada para estabilización y garantizar flujo laminar a la entrada del tanque. Dispone de un equipo reactor aire-agua mediante el cual se generan las microburbujas por disolución del aire o gas en el agua.

Este equipo cuenta con un transmisor de presión diferencial el cual monitorea y controla el nivel del tanque operando una válvula de control de nivel (LCV) a la descarga de las bombas que alimentan el filtro. El nivel de control es sateado de manera que el aceite separado sea desnatado por la corona superior del tanque.

Como seguridad el tanque cuenta con switches de nivel (LSH y LSL) los cuales siendo seguridades últimas actúan para evitar derramamientos y daños en las bombas centrífugas.

El aceite desnatado del tanque por la corona superior es llevado a una bota que lo recolecta y que posee un control de nivel (LIT) encendiendo y apagando las bombas de despacho de aceite a reproceso.

El proceso de separación del tanque permite la adición de químicos (ayudantes de flotación)

- *Aireador New Water*

Equipos mecánicos encargados de airear piscinas de oxidación Industriales y Municipales (figura 35).

Se emplean para disminuir la concentración de fenoles en el agua y la demanda biológica y bioquímica de oxígeno, mejorando la calidad de la misma.

El Aireador New Water es un equipo fabricado en fibra de vidrio y acero inoxidable, provisto de una bomba electrosumergible, con gran durabilidad y alto desempeño

Figura 34. Aireador New Water



Fuente. New Gas and Oil S.A.

- *Filtro Cáscara de Nuez*

Estos filtros constan de un lecho de cáscara de nuez con un sistema de agitación que permite mejorar la eficiencia del proceso. En rendimiento eliminan del 95 al 99% de los sólidos en suspensión y del 90 al 99% de los hidrocarburos insolubles sin emplear productos químicos. Estos filtros permiten la separación de gotas de un tamaño cercano a 2 μm (figura 36).

Figura 35. Filtro New Water



Fuente. New Gas and Oil S.A.

Como ventaja de estos filtros se encuentra que permiten el uso en concentraciones de entrada de aceite mayores a lo de otro tipo de filtros (del orden de 150 ppm) sin taparse. Además, los costos de operación y mantenimiento de estos equipos es menor debido a que el lecho es más durable y a la no necesidad de aditivos químicos (aunque es buena práctica adicionar HCl para evitar depósitos de precipitados de hierro).

Los filtros se diseñan para ser capaces de capturar y retener las cantidades de sólidos y aceites de las aguas de producción del Sistema de Tratamiento de Aguas de Producción (STAP) de la Estación, con una tasa de flujo entre 11 y 15 gpm/ft². El tiempo de retrolavado es máximo de 30 minutos dependiendo de las condiciones de campo.

Ventajas:

- No requiere tanque de agua limpia para retrolavado, utiliza la misma agua de proceso.
- Bajos costos de mantenimiento y asistencia técnica inmediata.
- La cáscara de nuez requiere ser revisada para adicionar máximo un 10-15% de la carga total al año.

- *Lecho Filtrante*

El lecho filtrante consiste en cáscara de palma africana molida. El sistema de molienda y selección garantiza un tamiz 12 – 20, además de una limpieza con aire para separar el polvo generado. El control de calidad en la producción del lecho garantiza menos del 5% de finos y pulpa. El medio filtrante se carga en sacos de 40 Kg.

- *Decantadores*

Los decantadores (figura 37), son equipos que funcionan por diferencia de densidad entre las fases de una mezcla heterogénea que pueden actuar de forma simple por gravedad. Para el propósito particular de recuperar el agua de máximo tres retrolavados, se utilizará un decantador estático sencillo donde se separen los lodos obtenidos en los filtros (arena, borras, natas) y el agua.

El agua decantada es retornada al proceso y las borras, natas y lodos a tratamiento.

Figura 36. Decantador.



Fuente. New Gas and Oil S.A.

- *Secadores (Lechos de secado)*

El lecho de secado es un sistema abierto que consiste en una pileta con un lecho de grava o arena que tiene unos canales por donde se filtra el agua para lo cual debe contar con un sistema de drenado (figura 38). Además, el agua superficial se seca y separa del sólido por evaporación debida al contacto con la atmósfera.

Como ventaja, los lechos de secado son económicos y ampliamente usados para el tratamiento de lodos.

Figura 37. Lechos de Secado



Fuente. New Gas and Oil S.A.

3.2 VEOLIA WATER SOLUTIONS & TECHNOLOGIES

Empresa Argentina líder mundial en el diseño, ingeniería, gestión y ejecución de plantas de tratamiento de agua y proyectos tipo "llave en mano". Dispone de la más amplia gama de tecnologías para el tratamiento del agua, que proporcionan a las industrias soluciones tecnológicas innovadoras y experiencia en el desarrollo de los sistemas. Además, ofrece un amplio abanico de servicios asociados para garantizar la eficacia técnica y vida útil de las instalaciones. De forma continua, Veolia Water Solutions & Technologies amplía y enriquece su oferta, aportando experiencia y competencia en cada etapa de los proyectos que emprende.

Entre los equipos que ofrece están:

- *Sistemas de clarificación*

Actiflo[™] es el proceso más avanzado de decantación lastrada para la clarificación de agua. Utiliza partículas de arena como precursor para la formación de flóculos, que proporcionan una superficie que facilita la floculación y actúan como lastre, permitiendo una velocidad de decantación hasta 60 veces mayor que cualquier otro proceso de decantación convencional.

Presenta altos rendimientos y alta eficiencia de tratamiento. Consigue una eliminación de más del 90% de sólidos en suspensión y materia coloidal, más de un 80% de eficacia en la eliminación de Fósforo, DQO y DBO y la reducción de la turbidez en el tratamiento del agua potable es superior al 99%.

Ventajas.

- Reducción del espacio de implantación entre 6 y 60 veces, frente a sistemas de clarificación convencional para capacidades de producción similares.
- Bajos costos de obra civil, gracias al diseño compacto.
- Mayor respeto medioambiental, por la eficiencia en el uso de los productos de acondicionamiento (coagulante y floculante).
- Alta y estable calidad del agua decantada, incluso ante grandes variaciones en la calidad del agua bruta.
- Rapidez de respuesta en puesta en servicio y paradas, lo que se traduce en ahorro de reactivos, energía y agua.
- *Actiflo*[™] puede ser implantado en instalaciones ya existentes para aumentar capacidades de producción, con aprovechamiento de la infraestructura.

- *Sistema de Filtración.*

Hydrotech es un sistema de filtración superficial por gravedad de gran eficacia y versatilidad, que utiliza micro tamices para la eliminación de sólidos en suspensión y turbidez.

Son equipos robustos y fiables, cuyas características de operatividad y rendimiento permiten su empleo en tratamiento terciario de aguas residuales, tratamiento de aguas pluviales, pre-tratamiento de agua potable, así como tratamiento de agua de procesos industriales.

Son filtros de gran capacidad de producción en un reducido espacio de implantación.

Así, por ejemplo, 108 m² de área de filtración, tan sólo requieren 13,6 m² de superficie de implantación.

Ventajas y beneficios

- Amplio rango en la concentración de sólidos del agua a tratar
- Malla filtrante desde 10 a 1.000 micras, según aplicación
- Equipos con caudales de producción desde 10 a 5.400 m³/h
- Diseño compacto que requiere hasta un 75% menos de superficie de implantación comparado con un filtro convencional de arena
- Bajos costos de inversión, gracias al diseño compacto
- Minimización de los costos de energía, ya que la filtración se realiza por gravedad
- Funcionamiento en continuo, incluso en fase de lavado
- Muy fácil accesibilidad a todos los elementos del filtro
- Fácil operación y mantenimiento (figura 39).

Figura 38. Filtro Hydrotech



Fuente. Veolia Water Solutions & Technologies

Características

- Adecuado para la filtración de partículas de pequeño tamaño.
- Sistema idóneo para aplicaciones de reutilización de aguas municipales.
- Gran área de filtración (desde 2,8 hasta 108 m²) en reducido espacio de implantación.
- Equipos disponibles en diferentes diámetros 1.7, 2.1, 2.2 y 3.1 m.
- Presenta posibilidades de ampliación del número de discos, hasta un máximo de 20.
- Sistema de limpieza automática con agua filtrada a presión, activado con sensor de nivel.
- Diferentes versiones y modelos estandarizados de equipos que permiten su adaptación a múltiples necesidades.

- Fabricado en acero inoxidable (AISI 304 ó AISI 316L) y disponible en otros materiales especiales dependiendo de la aplicación.

Características de los Paneles Filtrantes

- Diseño patentado.
- Malla filtrante de 10 a 1.000 micras fabricada en poliéster. También disponible en acero inoxidable AISI 316L (de 20 a 1.000 micras).
- Diseño modular.
- Fácil accesibilidad a los paneles desde el exterior del filtro, de forma rápida y sencilla.

- *Sistemas de Flotación*

Flotadores por gas inducido - IGF –

La separación por flotación por gas inducido se lleva a cabo al inducir burbujas del gas dentro de una corriente líquida químicamente tratada. Los productos químicos adicionados forman flocs con los contaminantes que luego, por efecto de las burbujas del gas que se adhieren a los mismos son llevados hasta la superficie en donde son eliminados del sistema mediante barrido mecánico.

El separador tipo IGF (figura 40), es una unidad de flotación por auto inducción mecánica de gas. Está diseñado para proveer grande capacidades y alta performance en el tratamiento de corrientes altamente contaminadas que requieren una aireación intensiva.

Figura 39. Flotador por gas inducido.



Fuente. Veolia Water Solutions & Technologies

Este sistema de flotación, utiliza cuatro celdas de flotación en serie lo que maximiza el contacto entre el líquido y el gas. Las celdas son ajustables individualmente de manera tal de lograr la máxima eficiencia de separación y optimizar la introducción del gas para las diferentes condiciones de trabajo.

En este diseño, un agitador mecánico produce un vórtice que obliga al gas a descender por el tubo de aspiración poniendo en íntimo contacto al gas con la corriente líquida produciendo la dispersión del gas. Las burbujas producidas arrastran a los contaminantes hasta la superficie en donde un sistema de barrido los remueve inmediatamente a fin de evitar una re-dispersión de los contaminantes en el líquido.

Características principales:

- Bajo costo de mantenimiento
- Reducida necesidad de expansión
- Construcción robusta

- Opciones de construcción anti-explosiva

Flotadores de gas disuelto - DAF –

Figura 40. Flotadores de gas disuelto, Idraflot



Fuente. Veolia Water Solutions & Technologies

DAF - Sistema de Flotación de tercera generación adecuado para retirar un porcentaje alto de sólidos en suspensión y remoción de grasa. Proceso químico y físico diseñado para la separación de sólidos en suspensión, aceites, grasas, sustancias coloidales. Compacto, fiable y eficiente como se muestra en la figura 41.

Se crean burbujas muy finas que se unen a las partículas y luego son retiradas, debido a la mezcla de aire y partículas bajo presión suben a la superficie del líquido y reduciendo la presión del líquido en una cámara de flotación.

Aplicaciones:

- DQO, sólidos en suspensión y remoción de grasas y aceites.

Características Principales Idraflot:

- Bajos costos de mantenimiento.
- Alta capacidad sin necesidad de espacios grandes.
- Separación tecnológica a través de la superficie de los paquetes de láminas onduladas.
- Acero inoxidable (304 o 316) monobloque con sistema de presurización (no soplador de aire) que garantiza una distribución completa y homogénea.
- Sistema que garantiza la saturación completa y homogénea, la liberación de burbujas microscópicas y el transporte de las partículas en suspensión a la superficie.

Operaciones:

- La mezcla de las aguas residuales con una parte del agua tratada.
- El agua tratada es previamente presurizada en un saturador de aire muy eficiente.
- Este sistema garantiza una saturación completa y homogénea, la liberación de burbujas microscópicas y el transporte de las partículas en suspensión a la superficie.
- La separación a través de la superficie de los paquetes de láminas onduladas, donde flóculos pequeños se agregan al tiempo que aumenta su velocidad ascensional.

3.3 SERTEAGUA C.A.

Serteagua es una empresa integral que diseña, fabrica equipos, sistemas y brinda suministros para aplicaciones en el campo del tratamiento de aguas residuales y aguas industriales. Satisfacemos las necesidades de nuestros clientes brindándole soluciones que agregan valor a su inversión.

Entre los equipos que ofrece la empresa están:

- *Equipos de Flotación.*

DAF (Flotación por Aire Disuelto)

El DAF (figura 42), es uno de los más económicos y efectivos métodos de recuperación-remoción de sólidos, iones, microorganismos, reducción de la Demanda Química (DQO) y Biológica de Oxígeno (DBO) y en el espesamiento de lodos.

La actual práctica de la flotación, tal y como se aplica en el tratamiento de aguas residuales, se limita al aire como agente de flotación. Las burbujas de aire se añaden, o se inducen su formación por alguno de los métodos.

Aplicación:

En América Latina las aplicaciones deben aumentar en el área industrial, en la recirculación (reciclo) de aguas de proceso, aguas residuales, potabilización de aguas y en plataformas marítimas.

Figura 41. Equipo de flotación por aire disuelto



Fuente. Serteagua C.A

Ventajas

La creciente utilización de la FAD en todos los campos, se debe a las diversas ventajas con relación al proceso de coagulación-sedimentación. Entre otras pueden ser citadas:

- Alta eficiencia (incluyendo cinética) en la remoción de sólidos.
- Menor área requerida para instalación. El equipo de flotación ocupa apenas una fracción del área ocupada por unidades de sedimentación (para capacidades similares).
- Mayor eficiencia en la remoción de DBO que otros procesos de separación.
- Alta tasa de separación (o flujo superficial). Esto permite su aplicación en efluentes voluminosos.
- Remoción de microorganismos y precipitados difíciles de sedimentar y filtrar.

Las desventajas observadas son:

- Comparada con la sedimentación, la FAD es más sensible a variaciones de temperatura, concentración de sólidos en suspensión (> 3-4 %), recargas hidráulicas y principalmente a variaciones en las características químicas (fase solución, pH, Eh, "especiación", entre otros) y fisicoquímicas de los sólidos en suspensión.
- Costos operacionales elevados, principalmente cuando existe necesidades de un riguroso control automático, de parámetros y dosis de reactivos.

Descripción del Proceso FAD:

El proceso se compone de los siguientes subprocesos:

- Saturación de agua con aire a presión > 3 atmósferas.
- Generación de microburbujas, vía cavitación-nucleación en constrictores de flujo (Venturi, válvulas de aguja, placas de orificio).
- Coagulación y/o floculación de las partículas a separar.
- Acondicionamiento para contacto y adhesión de microburbujas y partículas (zona de "captura").
- Flotación y remoción de sólidos flotados (zona de separación).

Flotación Inducida por Gas (IGF)

La flotación inducida de gas es un proceso que introduce las pequeñas burbujas de gas, o el aire, en una corriente aceitosa de agua para acelerar la separación de las gotitas del aceite de la fase de agua.

Las pequeñas burbujas se adhieren a las pequeñas gotitas del aceite, disminuyen la gravedad total específica de las gotitas del aceite y causan una subida rápida de las gotitas del aceite a la superficie del agua. Las gotitas del aceite y burbujas de gas acumulan sobre la superficie en forma de una espuma aceitosa que es

desnatada de la superficie de agua, por desnatadoras mecánicas, o por una presa de tipo de desbordamiento.

Varios tipos de gases pueden ser usados para la flotación de gas, incluyendo el aire, el gas natural, el nitrógeno o el dióxido de carbono. El aceite libre en el contenido de agua del efluente variará dependiendo las condiciones de funcionamiento. Generalmente, pueden esperar que ello ocurra entre 10 y 25% de la concentración del aceite de admisión bajo condiciones de funcionamiento normales (figura 43). La Mayor parte de unidades IGF trabajan mejor con concentraciones del aceite de admisión que se extienden entre 50 y 500 partes por millón.

Figura 42. Equipo de flotación inducido por gas.



Fuente. Serteagua C.A

- *Etapa de filtración*

El objeto básico de la filtración es separar las partículas y microorganismos objetables, que no ha quedado retenidos en los procesos de coagulación y sedimentación. La filtración puede efectuarse en muchas formas: con baja carga

superficial (filtros lentos) o alta carga superficial (filtros rápidos), en medios porosos (membranas) o en medios granulares (arena, antracita, granate o mixto), este puede ser de flujo ascendente o descendente, y puede trabajar a presión o por gravedad, según la magnitud de carga hidráulica que exista sobre el lecho filtrante.

La filtración se identifica por la velocidad de filtración de paso del agua a través del lecho filtrante, medido como rata superficial o carga superficial.

La selección del tipo de filtro (figura 44), debe hacerse teniendo en cuenta las características del agua por tratar, las condiciones técnico-económicas del proyecto, así como las condiciones de operatividad y mantenimiento del sistema, en una localidad dada. La selección del tipo de filtro debe justificarse, así como las características particulares del mismo, en cuanto al número de unidades, medio filtrante, lavado, recolección, drenaje, etc.

Figura 43. Filtro a presión.



Fuente. Serteagua C.A

Para la industria de Petróleo tanto en la áreas aguas arriba (Explotación costa afuera y en tierra) como en los sistemas que se encuentra aguas abajo

(Refinerías, Estaciones de flujo y terminales) la remoción de hidrocarburos libres y emulsionados de las aguas asociadas al crudo o los efluentes producidos en las operaciones normales de producción, para fines de disposición o para recuperación secundaria en las Plantas de Inyección de Agua (PIA) o para la disposición en cuerpos de agua ubicadas en la áreas de producción.

- *Separadores API*

Un separador API (figura 45) es un separador del aceite de agua que es diseñado por el Instituto Americano de Normas Petroleras "API", y es usado extensivamente en refinerías y muchas otras plantas industriales. Hay normas tanto para unidades rectangulares como para circulares. En general, este separador puede manejar flujos muy grandes. Sin embargo, su desventaja es el largo tiempo de retención requerido para la separación eficiente del aceite.

Figura 44. Separador API



Fuente. Serteagua C.A

La eliminación de la mayor parte de los aceites libres de grasas y de las corrientes de la planta de aguas residuales reduce los problemas de sobrecarga y otros

procesos de tratamiento de aguas abajo. Los separadores API son la elección correcta para las aguas residuales de refinería en general, tanque de lavado, agua de sentina y de lastre, residuos de desalación, así como de aguas residuales pluviales de escorrentía.

- *Separadores de Placas Corrugadas*

Figura 45. Separador de placas corrugadas.

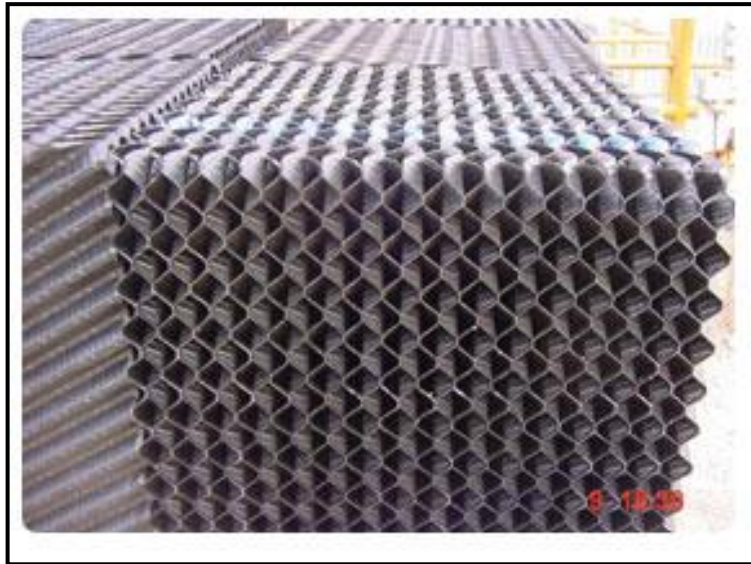


Fuente. Serteagua C.A

Interceptores de Plato Acanalados (CPI) (figura 46), Interceptores de Plato a veces llamados Incluidos (TPI), son reemplazos para separadores API y clarifiers primario. Ellos consisten en los montones de platos o bultos de tubos inclinados, por lo general en 60 grados, en un navío o el tanque. Ha sido encontrado esto si los platos son inclinados en 60 grados, los alimentos sólidos se deslizarán hacia abajo los platos y ser recogido en el inferior. Muestran un corte transversal en un típico abajo el flujo de unidades CPI.

El área proyectada horizontal de los platos forma la superficie de colocar, así una superficie CPI puede ser colocada en un pequeño espacio (figura 47). CPIs extensamente son usados para la separación del aceite de agua en muchas industrias, pero han encontrado la aceptación sólo limitada en refinerías. La razón es las unidades no puede tomar cargas de choque y altos flujos así como un separador diseñado de manera conservadora API, y engrasar en aguas negras de refinería por lo general separa bastante bien el no requerir la superficie grande o la unión el área. Ellos tienen algunas ventajas sobre separadores API. Ellos son por lo general más eficientes que separadores API y clarifiers primario en el quitar el aceite y alimentos sólidos, como pueden proporcionar más superficie.

Figura 46. Placas Corrugadas



Fuente. Serteagua C.A

3.4 BOLLAND Y CIA S.A.

Empresa argentina de servicios petroleros que, desde 1937, apuesta a la constante evolución de la industria hidrocarburífera del país. Con más de 1.000

colaboradores, está presente en Argentina, Brasil y Bolivia, además de exportar sus productos y servicios a más de 10 países.

De reconocido nombre en la Industria por su trayectoria y confiabilidad, Bolland desarrolla, fabrica y ofrece productos y equipamiento con tecnología propia y brinda soluciones integrales a la medida de sus clientes, siendo pionera en la provisión de equipamiento y servicios para la Industria del Petróleo, Gas, Petroquímica y Refinación.

Entre los equipos que ofrece esta empresa están:

- *Sistemas de flotación.*

Nuestro sistema de Flotación por Gas Inducido (IGF) es el método más eficaz utilizado en la segunda etapa de tratamiento de agua de formación, en la que se logra separar hidrocarburos y sólidos en suspensión con una eficiencia que alcanza valores superiores al 95%.

El método consiste en inducir burbujas de gas dentro de la corriente de agua. Los productos químicos, previamente adicionados, forman flocs con los contaminantes que se adhieren a las burbujas de gas y suben a la superficie en donde son eliminados mediante un sistema de barrido mecánico.

La unidad está integrada por cuatro celdas ajustables en serie, que maximizan el contacto del agua con el gas, y de un lazo de control de nivel en la salida que optimiza el funcionamiento del flotador.

Nuestra línea de fabricación incluye:

- Unidades Hidráulicas
- Unidades Mecánicas

En las unidades mecánicas, los agitadores generan vórtices que inducen al gas a descender por el tubo de aspiración poniendo en contacto al gas con la corriente de agua produciendo la dispersión del gas.

En las unidades hidráulicas (figura 48), una bomba de recirculación inyecta el agua a presión dentro de las celdas por toberas regulables, especialmente diseñadas, que inducen el gas por efecto Venturi.

Figura 47. Unidad de Flotación IGF Hidráulica



Fuente. Bolland y CIA S.A.

- *Sistemas de Filtrado*

En las aplicaciones de tratamiento de agua donde se requiera un nivel muy bajo de contenido de hidrocarburos, del orden de las 5 ppm (partes por millón), la tecnología recomendada es la de filtración como etapa final de tratamiento.

El funcionamiento de nuestros filtros se fundamenta en la capacidad de algunos elementos granulares de retener las pequeñas partículas suspendidas en el agua de producción consideradas como contaminantes.

Nuestra línea de fabricación incluye: Filtros Multilecho, Filtros Duales (Granate y Antracita), Filtros de Lechos Especiales (Cáscara de Nuez)

Dependiendo de las condiciones del fluido a tratar, la composición de los sólidos y los requerimientos de calidad, se realizan los estudios necesarios que permiten seleccionar la tecnología más adecuada a cada caso. Los sistemas están integrados por dos cuerpos filtrantes en paralelo con el objeto de no detener la producción cuando, por haberse alcanzado la colmatación del manto, es necesario realizar el lavado del mismo. La unidad cuenta con un sistema de control que comanda la secuencia de lavado en forma automática. El mismo puede iniciarse en forma manual, por tiempo transcurrido o por aumento de la presión diferencial. La construcción de la unidad de filtración es del tipo paquetizada sobre skid y está integrada por los cuerpos, los cuadros de válvulas automatizadas, las bombas y sopladores para el lavado, instrumentos y el tablero de comando y control, como se muestra en la figura 49.

Figura 48. Filtros Duales



Fuente. Bolland y CIA S.A.

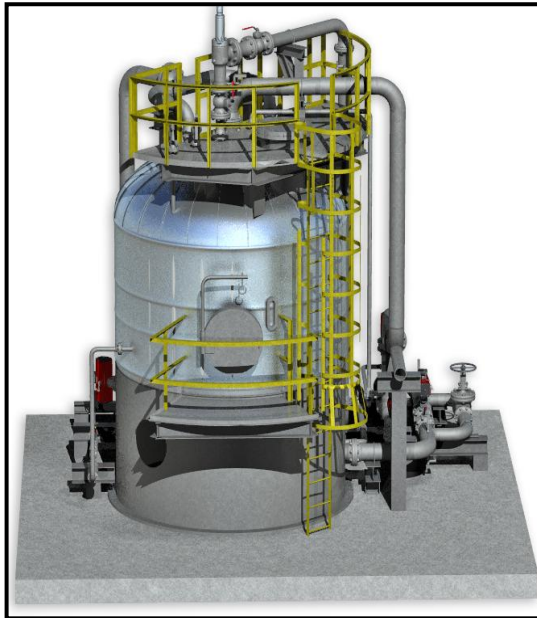
3.5 EXTERRAN HOLDINGS

Exterran es una empresa Estadounidense líder global en servicios completos de compresión de gas natural y un importante proveedor de servicios y equipos para la producción de petróleo y gas, procesamiento, tratamiento, transporte y almacenamiento. En cuanto al tratamiento de agua de producción, esta empresa ofrece.

- *Equipo de filtración.*

Filtros de alta eficiencia, ahorro de costos (figura 50). Un solo equipo puede entregar caudales de hasta 50.000 bwpd para filtros verticales y 125.000 bwpd para filtros horizontales en una calidad de agua de <3 ppm de aceite en agua. Unidad de pequeño impacto, fácil de instalar, incorpora un ciclo de retro-lavado interno que no utiliza partes móviles y minimiza el volumen de lavado a contracorriente.

Figura 49. Filtro vertical



Fuente. Exterran Holdings

Ahorro de costos

- Alta capacidad de un almacenamiento, menos tuberías y equipos auxiliares, y menos controles, lugar a menores costos de instalación.
- Tasa de flujo normal, menor frecuencia de lavado, consumo reducido de energía ahorra costos de operación.

Mejor rendimiento

- Debido a que la bomba del agua se utiliza para la alimentación y el lavado sin necesidad que se aumente la capacidad del filtro lo que permite utilizar los tanques existentes, sin desvío de flujo y necesita menos tiempo para el retrolavado.

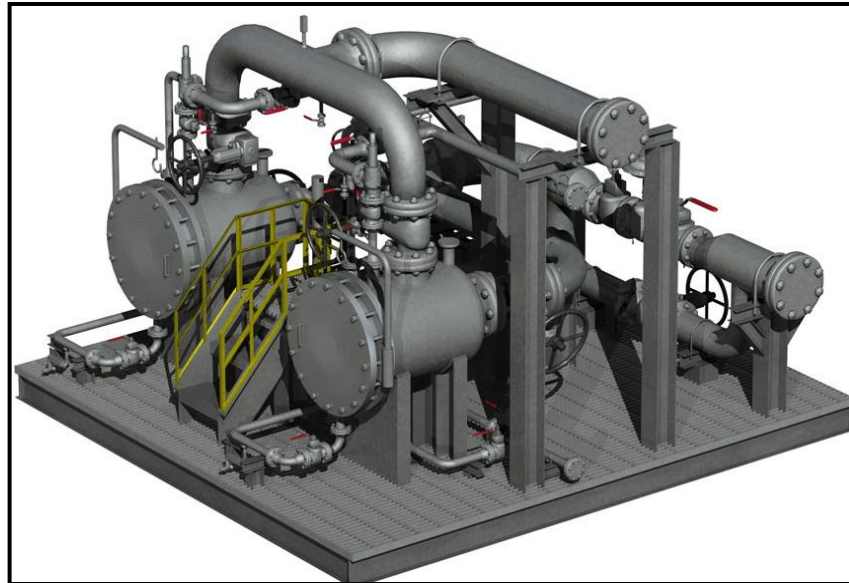
- *Hidrociclon.*

Económico y de alto volumen de separación (figura 51). P-Klone Hidrociclones usa la fuerza centrífuga, por lo general impulsada por la presión del proceso existente, para separar el aceite del agua en menos de dos segundos. Cada unidad es pequeña y ligera, por lo que es fácil de transportar, instalar y poner en marcha. Se adapta a entornos con limitaciones de espacio y no se ve afectada por la orientación o el movimiento, por lo que es perfecto para el uso en alta mar.

Características

- Rentable, eficiente para reducir la concentración de aceite.
- Elimina el costo de una bomba de alimentación mediante el uso de la presión del proceso existente.
- Fácil de transportar, instalar y poner en marcha, por lo que es ideal para proyectos temporales y de largo plazo.
- Tecnología de bajo riesgo, con casi 30 años de rendimiento comprobado y miles de unidades en servicio.
- Fácil mantenimiento, sin partes móviles, no hay mecanismos susceptibles de fallas.

Figura 50. Hidrociclón.



Fuente. Exterran Holdings

- *Micro-Bubble Flotación*

Con Exterran MBF. El aceite se elimina del agua producida de manera más eficiente y efectiva. A diferencia de flotación por aire disuelto (DAF), sistemas que dependen de la solubilidad o tecnologías típicas de IGF que utilizan grandes burbujas, nuestra tecnología introduce miles de millones de burbujas microscópicas en el agua no tratada. Debido a la mayor superficie y tiempo de contacto, micro-burbujas son superiores en la captura de la más pequeña de las partículas de aceite y llevarlos a la superficie para la espumación (figura 52). MBF tecnología le ayuda a obtener agua más limpia en los procesos más difíciles.

Figura 51. Unidad de flotación inducida por aire. Sistema de microburbujas.



Fuente. Exterran Holdings

3.6 EMPRESA WEMCO

Es una empresa internacional que diseña e implementa los diferentes equipos de tratamiento de agua de producción con una alta eficiencia y tiene un alto reconocimiento a nivel nacional.

- *Separador Pacesetter Wemco*

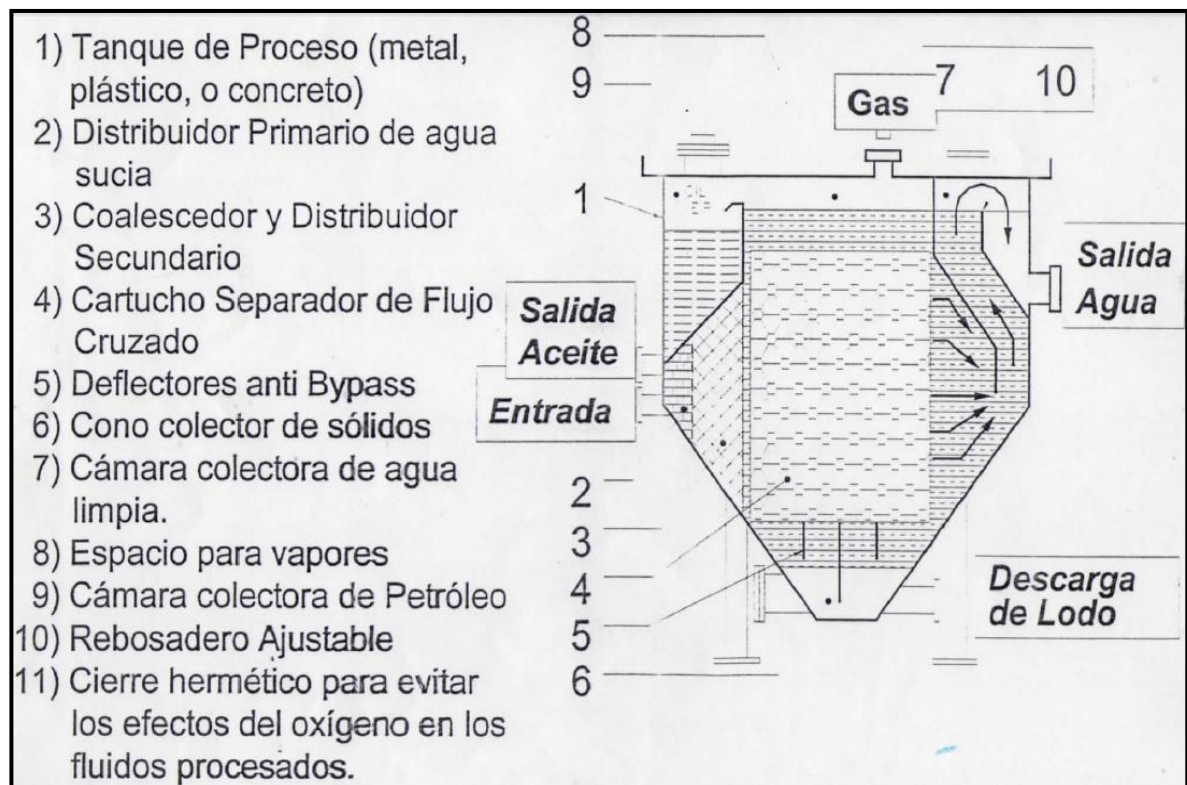
Es un separador por gravedad técnicamente superior y altamente eficiente en la remoción de aceites y sólidos en suspensión de aguas producidas y de desecho. El diseño de sus placas integradas en cartuchos remueve sólidos y aceite más eficiente y económicamente que cualquier otro separador por gravedad.

Este separador de placas de flujo cruzado (CPI), figura 53, se vale de sus placas, de geometría y material especiales, para eliminar aceite y sólidos de fluidos de proceso. Está integrado por módulos de separación y coalescedores que lo hacen compacto y eficiente. El aceite recuperado es virtualmente libre de agua. Su estructura interna, que integra las placas en cartuchos apilados, le brinda excelente rigidez y resistencia.

Operación

1. El tanque está dividido en varias secciones. La sección a la entrada disipa la energía del flujo. La sección media consta de los cartuchos coalescedores y reparadores. El comportamiento para aceite, con rebosadero ajustable, recibe todo el aceite. El comportamiento para agua tiene también rebosadero para ajustar el nivel del agua y recibe solo agua limpia. El fondo con forma de pirámide invertida reúne todos los sólidos en forma de lodo.
2. El agua sucia conteniendo aceite y sólidos en suspensión, entra al distribuidor primario, el cual se encarga en enviarla uniformemente al coalescedor.

Figura 52. Separador Pacesetter Wemco



Fuente. New Gas and Oil S.A.

3. El sistema coalescedor consta de placas diagonalmente corrugadas de diseño especial, que son ensambladas verticalmente formando un empaque. Este promueve la colisión aleatoria de las inicialmente pequeñas partículas de

aceite y sólidos, para formar otras más grandes (coalescer), que en el caso de los sólidos, puedan caer al fondo.

4. El agua aun sucia proveniente del coalescedor pasa horizontalmente por los módulos de flujo cruzado PROPAK, en los que, bajo condiciones de flujo laminar, se produce la separación. El agua fluye por los módulos del zigzag.
5. El Propak está compuesto por láminas termo-formadas en hexágonos tridimensionales. El aceite emigra a la superficie fuera de los módulos resbalando por la cara inferior de las láminas, el agua atraviesa los módulos horizontalmente, y los sólidos deslizan por la cara superior de las láminas y caen al fondo del tanque. El aceite y los sólidos siguen caminos completamente opuestos, por lo que no hay posibilidad de recirculación o mezcla.
6. El aceite se reúne en la superficie formando una capa e cierto espesor que rebosa hacia el compartimiento de aceite, para luego salir del Pacesetter.
7. El lodo formado por los sólidos se reúne en el fondo con forma de pirámide invertida, desde donde son periódicamente removidos.
8. El agua limpia fluye sobre el rebosadero ajustable del comportamiento correspondiente para salir del equipo.

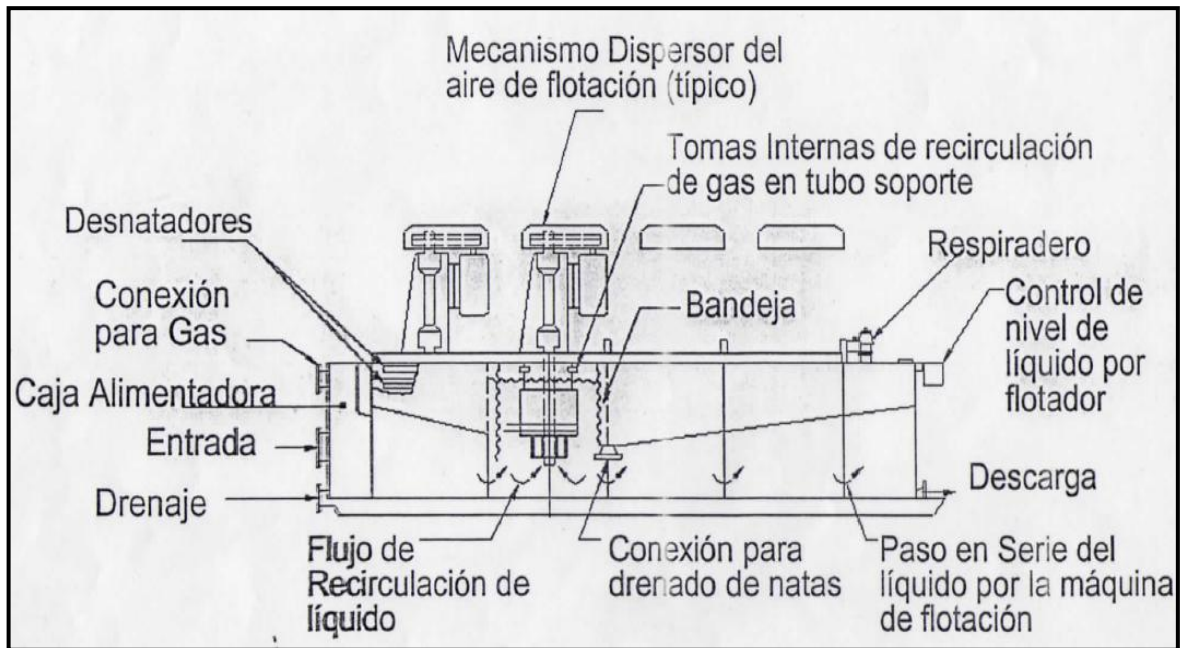
- *Depurador Wemco*

Es un equipo de separación por aire y de alta capacidad para la remoción de aceites emulsionados y sólidos en suspensión, de aguas producidas o de desecho. El Wemco se ha convertido en el estándar, debido que al contrario de los demás separadores por gravedad, es el único con capacidad de manejar emulsiones con la adecuada dosificación de químicos.

El Depurador es capaz de manejar hasta 170000 bpd de agua (figura 54), removiendo 1500 ppm de aceite en minutos. Y con la adición de químicos adecuados para atacar las emulsiones, ahorra la utilización de recipientes adicionales.

El Depurador es conocido como unidad de flotación inducida por gas (IGF), proviene de la industria minera y es actualmente el estándar de la industria petrolera para tratamiento secundario. Valiéndose del uso de burbujas dispersa de aire/gas y con adecuada dosificación química, el depurador es capaz de remover de 95 a 98% del aceite que ingresa mezclado con agua.

Figura 53. Depurador Wemco



Fuente. New Gas and Oil S.A.

Operación

1. La unidad consta de un tanque separado internamente en celdas. Son 4 cámaras de flotación y dos bandejas laterales colectoras de natas. Cada cámara de flotación tiene un rotor/dispersor acoplado a su propio motor dedicado. El agua sucia entra a la unidad y recorre todas las celdas de flotación, antes de salir limpia.
2. Cada mecanismo rotor/dispersor tiene su propio eje sobre-dimensionado de una sola pieza y un rotor robusto. La rotación del rotor produce un remolino

- que aspira aire de la superficie del líquido, forzándolo junto con este hacia el dispersor. Esto genera pequeñas burbujas que se esparcen por toda la celda.
3. Las pequeñas burbujas tienden a flotar arrastrando petróleo y sólidos, formando una especie de nata que es removida por medio de paletas a ambos lados de cada cámara. La nata baja por las bandejas laterales fuera de la unidad.
 4. Como se mencionó arriba, la separación ocurre por flotación. Las gotas de aceite y las partículas de sólidos tienden a adherirse de las burbujas de aire, por lo que suben a la superficie para formar espuma que es removida mecánicamente.

- *Wemco Silver Band*

Es un sistema de filtrado de cama profunda y flujo descendente, de calidad superior y alto desempeño, para remover aceite y sólidos en suspensión de aguas producidas o de desecho. El secreto de su superioridad es el exclusivo proceso de fluidización que elimina fácil y efectivamente todo rastro de aceite y sólidos que contaminan el medio filtrante compuesto por cascara de nuez común y de nogal. Esto elimina la necesidad de lavado con gasoil y la utilización de grandes volúmenes de agua de retrolavado.

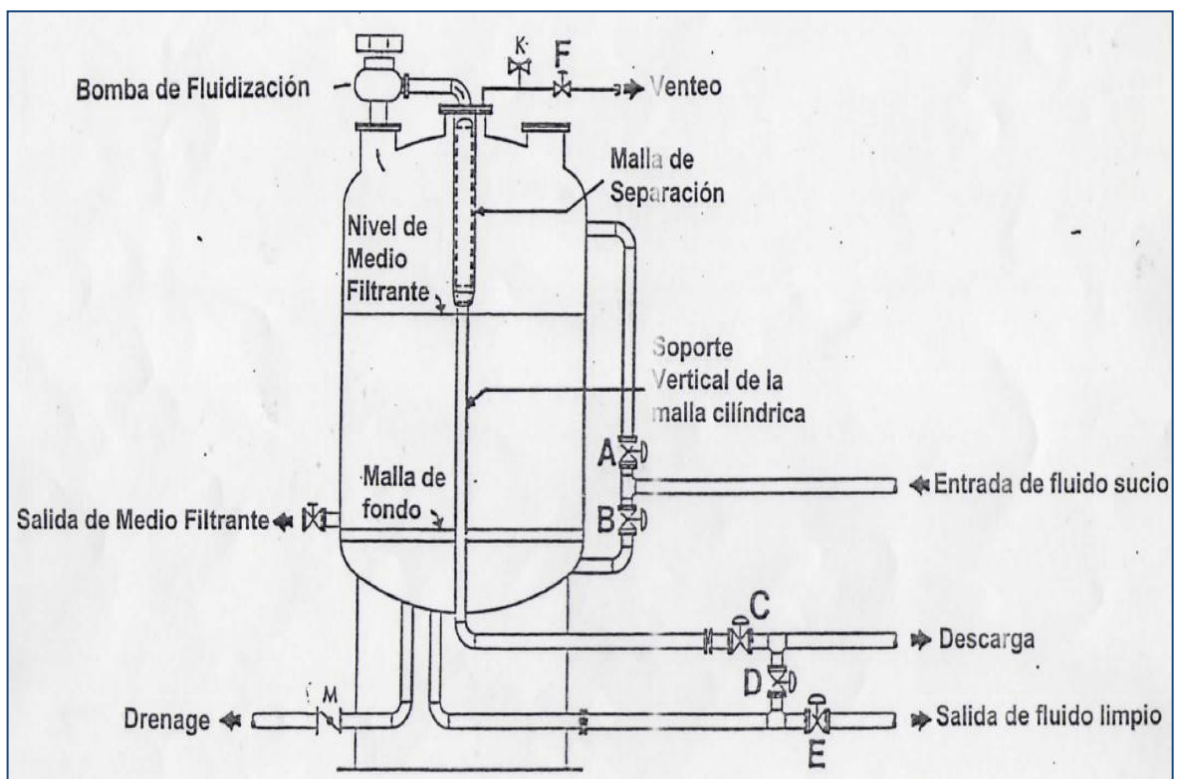
La combinación de diseño (figura 55) y exclusiva composición del medio filtrante, hace que el Silver Band pueda remover 98% de aceite y sólidos del fluido procesado, Aminorando el tiempo de parada por retrolavados, y los costos asociados a grandes volúmenes de agua requeridos en otros filtros para el lavado.

Operación

1. El agua contaminada entra al filtro por la válvula A.
2. Todo gas o aceite que se separe dentro del filtro es venteado periódicamente por la válvula F.

3. El medio filtrante retiene el aceite y los sólidos en suspensión, dejando salir agua limpia por la válvula E.
4. El ciclo de retrolavado comienza por exceso de presión diferencial, intervención manual o cuando el tiempo de filtración automática se cumpla. Las válvulas de entrada y salida antes mencionadas se cierran, la válvula B se abre y la bomba de fluidización arranca.

Figura 54. Depurador Wemco



Fuente. New Gas and Oil S.A.

El fluido pasa por la bomba y entra de nuevo al filtro hacia abajo pasando por la boquilla de fluidización que rodea la malla cilíndrica de separación. Esto rompe y dispersa la cama de medio filtrante, haciéndolo pasar por la bomba, la cual, produce un efecto de restregado que desprende el aceite, y otros contaminantes, en solo pocos segundos.

5. Luego de la fluidización, comienza la etapa de descarga de los contaminantes acumulados. El agua comienza a entrar al filtro por la válvula B de abajo hacia arriba, atravesando la malla principal de filtrado, limpiándola. El fluido conteniendo los contaminantes sueltos comienza a salir del filtro por la malla de separación mencionada anteriormente y la válvula C. El medio filtrante continua pasando por la bomba y por fuera de la malla de separación, con lo que se evita que eventualmente escape medio filtrante del tanque. La descarga toma típicamente 11 minutos.
6. Una vez que se ha dado tiempo de que escapen los contaminantes, se cierra la válvula C y la fluidización continua para mantener limpia la malla cilíndrica central.
7. Entonces la válvula B se cierra y la bombase detiene. La válvula A abre, dejando que el medio filtrante se asiente de nuevo por gravedad. Esto toma solo 30 segundos y se hace por gravedad para evitar la obstrucción temprana de la malla de fondo, causada por presiones de asentamiento mayores.
8. El proceso final de la regeneración del medio filtrante es conocido como normalización. Esto remueve todo contaminante presente debajo de la malla de fondo y contribuye a re-compactar el medio filtrante. La válvula D abre dejando salir los contaminantes gracias al llamado flujo de normalización, el cual es típicamente enviado aguas arriba del sistema de filtrado, con lo cual se reduce la pérdida de fluido por descarga de retrolavado en el 30% y el 50%, y también el tamaño de los equipos asociados al manejo de aguas de desecho.
9. La unidad es devuelta a la condición de filtración mediante el cierre de la válvula D y la apertura de la E. El proceso completo de fluidización, retrolavado y normalización toma alrededor de 14 minutos. El flujo entrante al filtro es solo interrumpido de uno a dos minutos.

- *Decant Tank*

El tanque de decantado típico es un recipiente de fondo cónico con capacidad suficiente para mantener de 2 a 4 horas la totalidad del fluido descargado por el

filtro en la etapa de retrolavado. El volumen y el tiempo de residencia dependen de las condiciones de diseño del proceso y del fluido en particular, de la secuencia de retrolavados y de las condiciones en que se requiera el fluido resultante.

El agua aceitosa concentrada se eleva a la superficie, de donde puede ser removida para reciclarla. El grueso del contenido del tanque, en su mayoría agua, es enviada aguas arriba del filtro para procesarla. Los sólidos concentrados en el fondo conico son enviados a secamiento y disposición.

Para su funcionamiento solo es necesario interruptores de nivel que controlan la actuación de las bombas asociadas al vaciado o llenado del tanque, además de temporizadores que aseguren la residencia del fluido según lo necesario para el proceso.

Esencialmente se requiere que no se sobrepase un nivel de capacidad llamado alto-alto, por razones de tamaño del decantador. En caso de encontrarse alto el nivel y recibir retrolavado, este será suspendido inmediatamente al alcanzar el alto-alto. El nivel alto hace actuar la bomba de desagüe con temporizador. En caso de encontrarse el nivel bajo, el decantador simplemente estará desde el punto de vista control, disponible para el próximo retrolavado y parara la bomba de desagüe para que nunca este vacío.

4. CAMPOS EN LOS CUALES SE HA IMPLEMENTADO PLANTAS DE TRATAMIENTO DE AGUAS DE PRODUCCION¹⁴

La empresa New Gas and Oil S.A. ha implementado a nivel nacional plantas de tratamiento de aguas residuales y de producción en diferentes campos petroleros, obteniendo excelentes resultados.

Entre los campos petroleros en los cuales se implementaron plantas de tratamiento de aguas residuales y de producción están: Campo Moriche (Mansarovar Energy Colombia LTD.), Campo Ocelote, Campo Rubiales (Rubiales Energy.)

En este caso se tratará el campo Moriche debido a los resultados o datos de laboratorio a los cuales se tiene acceso.

4.1 CAMPO MORICHE

El área del campo Moriche está localizada dentro de la estación Nare B, la cual está localizada estructuralmente sobre el flanco oeste de la cuenca del Valle Medio del Magdalena, en los departamentos de Boyacá, Santander y Antioquia y ubicado al noroeste a 90 millas de la ciudad de Bogotá, con un área de 1085 Acres.

Inicialmente el campo moriche no contaba con los equipos suficientes para el tratamiento de aguas de producción, los equipos de tratamiento del campo en su

¹⁴ Informe Geotécnico, Estudios de suelos en el área del proyecto. New Gas and Oil. S.A. Diciembre 2012.

momento eran, un tanque de almacenamiento que por tiempo de retención removía gran cantidad de sólidos en suspensión y aceites en agua y un separador API que recupera la mayor cantidad de aceite que se presenta en el agua de producción por rebose o tiempo de asentamiento. Después lo enviaban por una línea hasta la estación módulo de tratamiento del campo Jazmín. Debido a que no se producía la suficiente agua residual como para implementar una planta de tratamiento. A medida que el campo fue aumentando la producción de crudo, de igual forma aumento la producción de agua residual lo que obligo a implementar dicha planta de tratamiento de agua de producción.

En su momento la producción del campo estaba alrededor de los 12400 BOPD y la producción de agua en 6600 BWPD. A continuación en la tabla 11 se presenta la caracterización del agua de producción del campo Moriche.

Tabla 11. Caracterización del agua de producción campo Moriche.

Parámetro	
Solidos Suspendidos (ppm)	440
Aceite en Agua (ppm)	2660
BSW (%)	34.7
PH	8,62
Cond.(µS/cm)	581
Cl- mg/l	67
D. Total mg/l	0,2
Fe mg/l	0,01
Ba⁺⁺mg/l	4

Fuente. New Gas and Oil S.A.

De acuerdo a la caracterización del agua se diseña la siguiente planta de tratamiento (figura 56).

Figura 55. Planta de tratamiento campo Moriche



Fuente. New Gas and Oil S.A.

Se realizaron las pruebas respectivas para revisar la eficiencia de los equipos y se obtuvo los resultados de la tabla 12 y 13.

Tabla 12. Reporte diario Moriche.

Punto de monitoreo SIAR	08:00		11:00		14:00		17:00		promedio	
	O/W	TSS	O/W	TSS	O/W	TSS	O/W	TSS	O/W	TSS
	Ppm	mg/l	Ppm	mg/l	ppm	mg/l	ppm	mg/l	Ppm	mg/l
Entrada SK	1650	708	1780	644	1432	609	1830	707	1673	667
Entrada a Filtro B	247	140	249	125	325	102	247	137	267	126
Salida de Filtro B	14	11	19	8	11	9	16	12	15	10

Fuente. New Gas and Oil S.A.

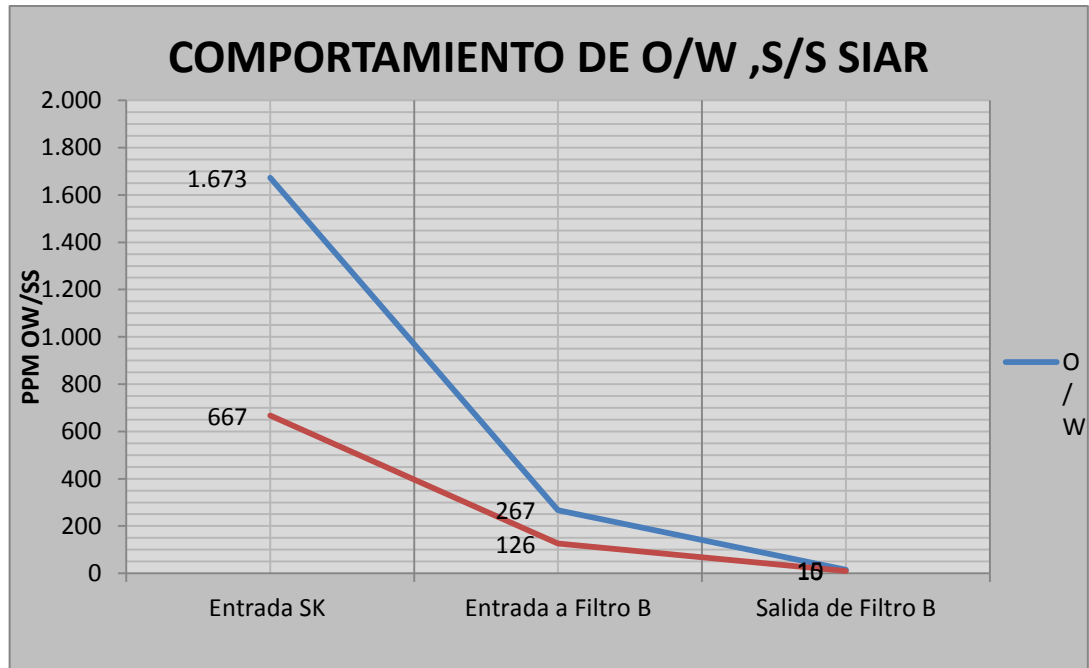
Tabla 13. Eficiencia de los equipos según el reporte.

HORA	SKIM TANK		FILTRO		Promedio SK		Promedio Filtro	
	O/W	TSS	O/W	TSS	O/W	TSS	O/W	TSS
8:00	85%	80.2%	94.3%	92,1%	83.7	81,15	94.2	92.05
11:00	86%	80,6%	92,4%	93,6%				
14:00	77.3%	83,2%	96,6%	91,2%				
17:00	86,5%	80,6%	93,5%	91,3%				

Fuente. New Gas and Oil S.A.

Como se puede apreciar en las tablas 12 y 13 y en la gráfica siguiente, figura número 57, la eficiencia de los equipos, es muy alta, pero se puede evidenciar que el agua al salir del sistema de filtración no cumple los requerimientos exigidos por el Ministerio de Medio Ambiente, debido a que el agua de producción trae consigo una alta concentración de sólidos suspendidos y aceites en agua que según los estudios hechos por la empresa no iba a suceder, por este motivo la empresa está instalando una celda de flotación “DAF”, que es un equipo que ayudara a la separación de los contaminantes, La empresa New Gas and Oil S.A. Sugirió la implementación de dicho equipo pero no se tuvo en cuenta la propuesta, ahora la instalación y montaje del equipo traerá gastos económicos elevados para la empresa operadora.

Figura 56. Comportamiento de los sólidos y aceites en agua en el SIAR.



Fuente. El Autor

De igual forma las muestras de laboratorio fueron las siguientes:

Figura 57. Muestras representativas tomadas en los equipos.



Fuente. New Gas and Oil S.A.

Se puede evidenciar el cambio en el color del agua en la figura 58, saliendo del filtro un agua mas clara y cristalina. En algunas muestras no ocurría estos cambios debido a baches de solidos suspendidos y agua que lograban pasar del skim tank hacia el filtro, lo que generaba que el filtro no retirara la totalidad de estos contaminantes y hubiese que enviarlos nuevamente al proceso.

Debido al aumento de la produccion del campo y a la alta concentracion de contaminantes, fue necesario enviar a la planta de tratamiento del campo Jazmin el agua que habia sido tratada en el campo Moriche porque los equipos habian sido diseñados para 15000 BWPD y para concentraciones de aceite en agua no superiores a 1200 ppm y de solidos suspendidos no superiores a 1000 mg/l, los equipos trabajaban a una elevada eficiencia pero no lograban retirar estos contaminantes para que el agua cumpliera con las normas ambientales, por este motivo fue necesario diseñar para este campo un equipo con un sistema de flotacion inducida por aire (DAF), para instalarlo enseguida del skim tank, el cual retirara en un 80% solidos suspendidos y aceites en agua, y un tamaño de particula superior a 8 micras.

Los estudios de laboratorio del ICP arrojaron los siguientes tamaños de particula para el agua de produccion del campo Moriche.

INFORMACION EXPERIMENTAL.

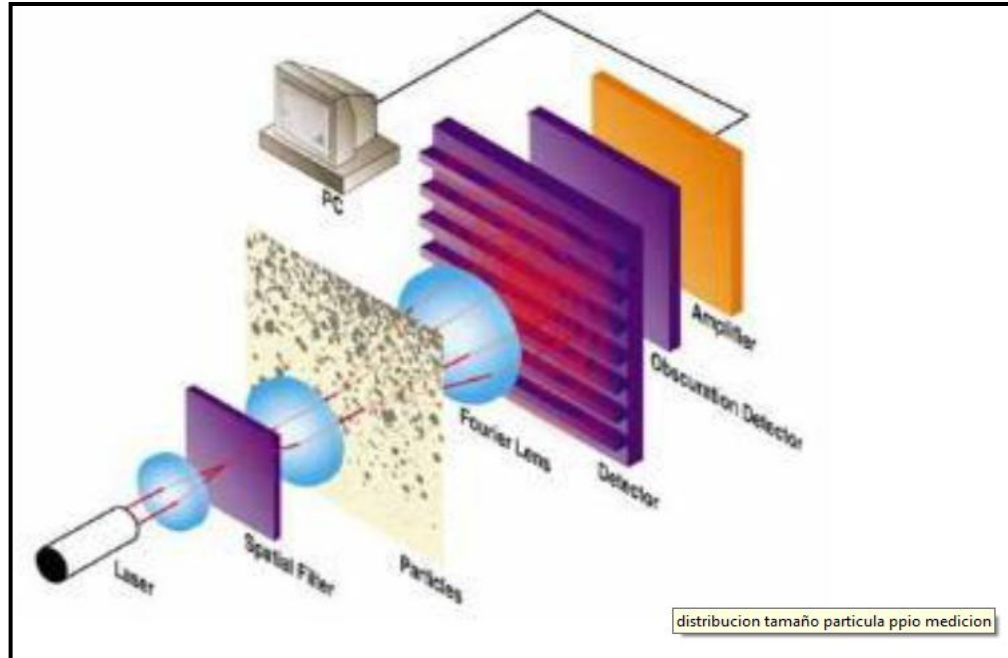
Metodología empleada:

UST-FIR-I-014 Distribución tamaño de partícula

EQUIPO: Analizador Mastersizer S (figura 59).

Principio Medición: Óptico: Difracción rayo láser

Figura 58. Analizador Mastersizer.



Fuente. New Gas and Oil S.A.

La Tabla 14 relaciona la distribución de tamaño de partícula de las muestras identificadas como Aguas Residuales del proceso de tratamiento de crudo; Entrada: SIAR. Para facilitar el entendimiento de la distribución se debe interpretar por ejemplo para la muestra FIR 12057-1 ENTRADA SIAR (tabla 14): El 100% de la Distribución de Tamaño de Partícula es inferior a 103.6 micras, el 90% inferior a 70.56 micras, el 50% inferior a 20.52 micras, etc.

Tabla 14. Resultados Distribución Tamaño Partícula Campo Moriche

Muestra 12057	DISTRIBUCION TAMAÑO DE PARTICULA, micras						
	5%	10%	20%	50%	70%	90%	100%
12057-1 Entrada SIAR	1.01	1.97	4.16	20.52	39.92	70.56	103.6

Fuente. New Gas and Oil S.A.

Como se evidencia en la tabla, el 80% de las partículas es mayor a 4.16 micras, esto quiere decir que los equipos retiraran en su mayoría estos contaminantes,

pues están diseñados para retirar partículas mayores a 3 micras o hasta 2 micras en algunos casos.

4.2 CAMPO UNDER RIVER

Debido a la elevada producción de agua y a la alta concentración de contaminantes presentes en el agua del campo UNDER RIVER, se evidencia la necesidad de implementar una planta de tratamiento de agua de producción, logrando obtener agua con niveles de contaminación bajos y que se encuentren entre los rangos permitidos por el ministerio del Medio Ambiente.

En la primera fase del proyecto se hizo un estudio de suelos, donde se realizó una caracterización del subsuelo en el sitio del proyecto y se dieron las recomendaciones de cimentación para diferentes equipos como lo son: 5 tanques, caseta de bombas, generadores, generadores de vapor, separadores electrostáticos, caseta eléctrica y variadores, Tea y zona de bombas y por ultimo planta de tratamiento de agua, que es el tema de prioridad para nosotros. Llegando a las siguientes conclusiones:

El subsuelo en el área del proyecto, está conformado por depósitos de arcillas habanas y grises de consistencia media a dura y arenas limosas de densidad media a alta. El material es de origen lacustre y aluvial de edad cuaternaria.

Los valores de capacidad portante del subsuelo para los tipos de cimentación recomendados de las diferentes estructuras, presentan factores de seguridad admisibles ante las solicitudes de carga suministradas.

Las concentraciones de aceite y solidos suspendidos en el agua son elevados, lo que obliga al tratamiento del agua de producción.

4.2.1 Marco Geológico Regional. El área de estudio se encuentra ubicada en el valle medio del Magdalena, el cual se desarrolla entre las cordilleras Central y la Oriental de los Andes. Corresponde a una depresión geomorfológica limitada al norte por la falla de Bucaramanga y al sur por la falla de Cambao. Su altitud a nivel del río Magdalena varía entre 130 y 140 msnm.

La morfología corresponde a un relieve ondulado, con pequeñas colinas y zonas bajas, con drenaje deficiente entre las mismas, que propicia la formación de suelos de tipo lacustre. En general el drenaje de la zona es detrítico y corresponde a la disección de antiguos depósitos aluviales del valle del Magdalena.

Las colinas, se encuentran conformadas principalmente por rocas sedimentarias de finales del terciario y principios del cuaternario y en menor proporción por rocas ígneas y metamórficas, además de depósitos aluviales y de ladera recientes.

Las rocas sedimentarias están representadas principalmente por la Formación Mesa (Ngm) y una pequeña parte por las Sedimentitas del este de Segovia (Ksh). Sobre estas unidades se presentan Depósitos Aluviales (Qal) no consolidados de edad recientes conformados por gravas, arenas y materiales finos de origen aluvial y lacustre que conforman terrazas, llanuras de inundación, bajos y complejos cenagosos.

Las secciones litológicas se caracterizan por estratos levemente inclinados ($< 3^\circ$), con intercalaciones irregulares de materiales finos a gruesos poco consolidados. Se evidencian condiciones predominantemente fluviales con características energéticas variables en el tiempo, que permitieron depósitos de diferentes tamaños de material.

4.2.2 Características Del Proyecto. El proyecto se encuentra ubicado en la margen izquierda del Río Magdalena, en el municipio de Puerto Nare (Antioquia),

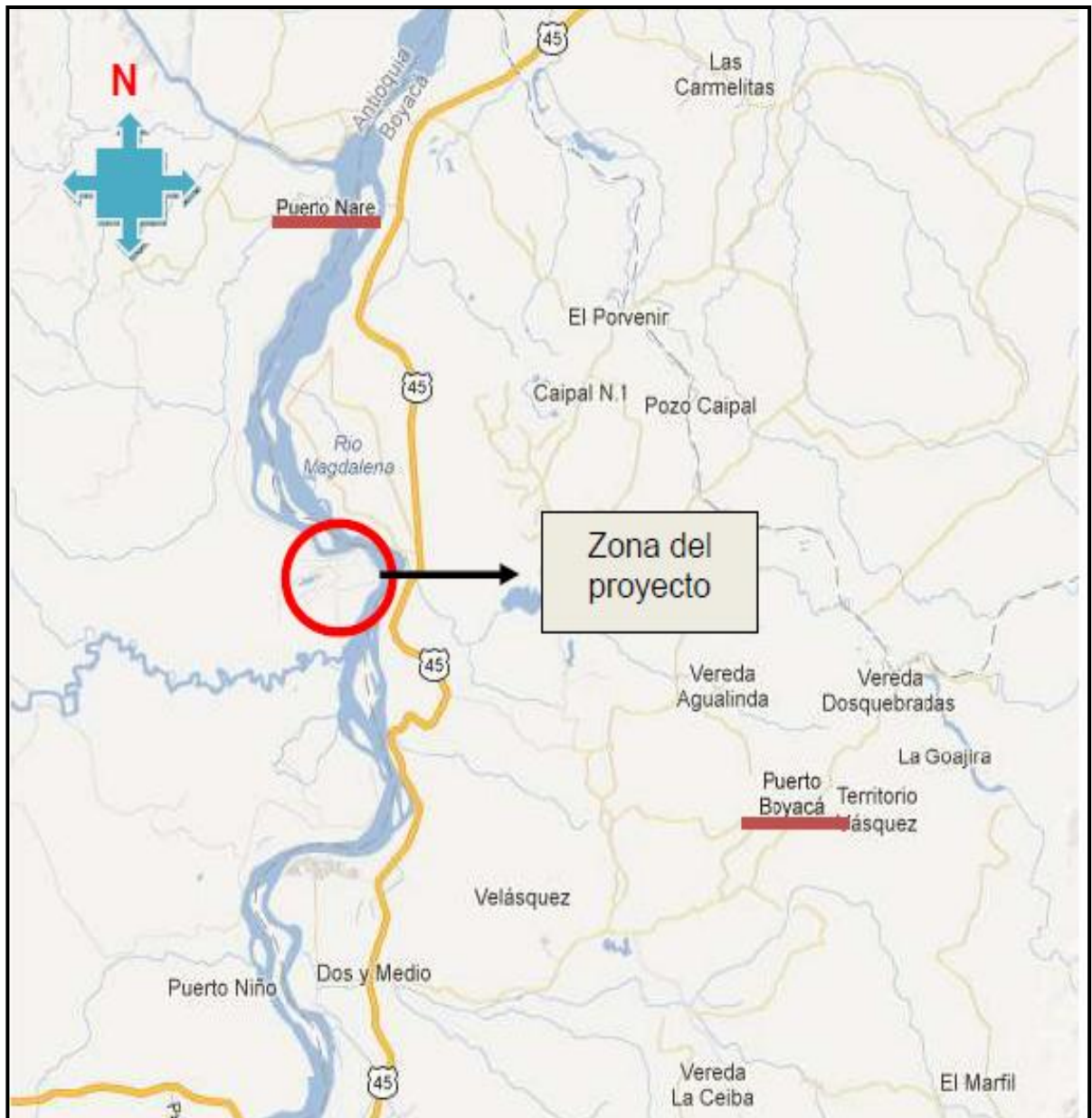
aproximadamente a 13 km al sur de la zona urbana como se evidencia en la figura 60 y 61.

Figura 59. Ubicación del proyecto en Colombia



Fuente. New Gas And Oil S.A.

Figura 60. Ubicacion Zona del Proyecto



Fuente. Estudio de Suelos para Ampliación Módulo Nare Campo Under River Mecl. New Gas And Oil S.A.

4.2.3 Caracterización del Agua de Producción del Campo Under River. A continuación se presentan los resultados obtenidos de las pruebas realizadas a

una muestra de agua de producción obtenida de la estación de recolección del Campo Under River (Puerto Boyacá).

La muestra para la realización de esta prueba fue tomada el 14 de enero de 2013, los análisis fueron realizados por el Laboratorio de la empresa operadora Mansarovar Energy, los cuales fueron entregados el día 26 de febrero de 2013 (tabla 15).

Tabla 15. Caracterización agua de producción campo Under River.

PROPIEDAD	UNIDAD	VALOR
pH	(Unidades de pH)	8.37
Bario	(mg Ba/L)	7
Sulfatos	(mg SO ₄ ⁻² / L)	50.4
Calcio	(mg Ca/L)	1346
Magnesio	(mg Mg/L)	54.4
Cloruros	(mg CL-/L)	1300
Carbonatos	(mg CO ₃ /L)	192
Grasa y Aceites (mg/L)	(mg/L)	6000
SST (mg/L)	(mg/L)	1200
Turbiedad	(NTU)	134
Salinidad	(ppm CaCO ₃)	8500
Conductividad	(μS/cm)	3500
Hidrocarburos Totales	(mg/L)	6.74
Alcalinidad Total	(mg CaCO ₃ /L)	320
Dureza Total	(mg CaCO ₃ /L)	6000
Color	(UPC)	37
DBO	(mg O ₂ /L)	120
DQO	(mg O ₂ /L)	150.7
Solidos Totales	(mg/L)	1486
Solidos Disueltos	(mg/L)	286
Solidos Sedimentables	(ml/L)	4.5
Fenoles	(mg/L)	0.08

Fuente. New Gas and Oil S.A.

5. DISEÑO DE LA PLANTA DE TRATAMIENTO DE AGUAS RESIDUALES PARA EL CAMPO UNDER RIVER

Con base en los conceptos y definiciones dadas en los capítulos anteriores, se procede a plantear una alternativa de diseño que logre ajustar los parámetros que no cumplen la norma legal vigente para vertimiento de agua.

5.1 CONSIDERACIONES PRÁCTICAS PARA LA ETAPA DE DISEÑO

Dado que la prevención es el sistema que logra la calidad, se debe primero establecer los requisitos que debe cumplir el agua a inyectar y/o verter y luego proceder a determinar los procesos, equipos e insumos necesarios para cumplir los requisitos. Esto significa que primero se plantean los resultados que se van a obtener, y después se lleva a cabo lo que se ha decidido.

El primer paso en la etapa de diseño del sistema de tratamiento de aguas residuales y de producción es conocer las propiedades físico-químicas del agua; esto nos permite establecer los requisitos que debe cumplir el agua para que el proyecto sea exitoso.

En la tabla 16 se encuentran los valores más relevantes obtenidos para el agua de producción del Campo Under River Vs. Los valores permisibles para vertimientos a cuerpos de agua presentados en el Decreto 1594 de 1984; los primeros de estos fueron facilitados por el laboratorio de la empresa operadora del campo en febrero de 2013.

Tabla 16. Reporte de laboratorio caracterización fisicoquímica del agua de producción del Campo Under River

AGUA DE PRODUCCION CAMPO UNDER RIVER			
CARACTERISTICA FISICOQUIMICA	VALORES PARA EL AGUA DE PRODUCCION CUR	NORMA	CUMPLIMIENTO NORMA
Demanda Bioquímica de Oxígeno “DBO”	120 mg O ₂ /L	Remoción >80% en carga	X
Demanda Química de Oxígeno “DQO”	150.7 mg O ₂ /L	< 5 mg/L	X
Sólidos Suspendidos	1200 mg/L	Remoción >80% en carga	X
Bario	7 mg/L	5 mg/L	X
Cl-	1300 mg/L	Máx. 500 ppm	X
Salinidad	8500 mg/L		
Fenoles	0.08 mg/L	0.2 mg/L	SI
Grasas y Aceites	6000 mg/L	Remoción > 80% en Carga	X
PH	8.37	5 a 9 unidades	SI
Ca+	1346 mg/L	30000 mg/L	SI
Temperatura	34 °C	< 40°C	SI

Fuente. New Gas and Oil S.A.

X: No cumple la norma legal vigente. **SI:** Cumple la norma legal vigente.

De acuerdo a estos análisis se puede ver que los valores para fenoles, pH, iones Ca⁺ y temperatura se encuentran dentro del rango permitido; caso contrario ocurre con los valores de Ba, iones Cl⁻, salinidad, grasas y aceites, sólidos suspendidos, Demanda Bioquímica de Oxígeno y Demanda Química de Oxígeno, por tanto se hace necesario tomar medidas correctivas sobre éstos dentro del diseño de la planta de tratamiento de aguas residuales.

Conociendo estas condiciones, el siguiente paso consiste en hacer el diseño propiamente dicho para el tratamiento del agua, con fines de vertimiento o para inyección dado que el caudal de agua de Campo Under River es de 12500 BWPD

pero se espera que máximo la producción de agua ascienda a 18000 BWPD; además, si se desea combinar con otra fuente de agua (generalmente de algún río) necesariamente se debe ajustar el agua de producción del campo a condiciones de norma ambiental seguida del trámite de licencias ambientales para ello. Sin embargo, existe la posibilidad y el planteamiento a futuro de la inyección de agua como método de recuperación secundaria para aumentar la producción, de aquí la importancia de este proyecto.

El diseño consiste básicamente en identificar claramente los contaminantes que presentan el agua de producción, el tamaño de partícula a retirar y la concentración de dichos contaminantes en el agua para lograr cumplir con las normas ambientales colombianas establecidas para vertimiento a cuerpos de agua y así determinar los equipos necesarios a diseñar.

Cada equipo a diseñar tendrá la capacidad de eliminar la cantidad o concentración necesaria de contaminantes, para que el siguiente equipo en la planta trabaje con mayor eficiencia de la siguiente forma.

Si en la entrada a la planta hay 3000 ppm de sólidos suspendidos en el agua de producción, el Skim tank elimina el 85% de esta concentración, lo que quiere decir que a la entrada del siguiente equipo que puede ser un equipo de flotación inducido por aire estaría en 450 ppm, ahora este equipo elimina el 90%, quiere decir que a la entrada al filtro tendremos 45 ppm, ahora el filtro elimina del 90 al 95%, entonces a la salida del filtro que sería el último equipo, tendríamos de 2.5 ppm a 4.5 ppm, cumpliendo así con los requerimientos exigidos.

5.1.1 Evaluación de las Facilidades de Superficie del Campo Under River. El agua de producción no presenta ningún tipo de tratamiento previo que este destinado a mejorar las condiciones de ésta para vertimiento a algún efluente o para inyección (figura 62).

Figura 61. Facilidades de superficie campo Under River.



Fuente. Autor

Por ende, la implementación del sistema de tratamiento del agua residual y de producción debe ser completa, sin omitir ningún paso que imposibilite la probabilidad de vertimiento o inyección, en este momento el agua de producción del campo Under River está siendo tratada en el campo Teca, generando para la empresa operadora del campo elevados gastos económicos. Este campo cuenta con tanques de estabilización y luego separadores API, de ahí es llevada el agua de producción al campo Teca en carro tanque para su tratamiento.

5.2 DISEÑO DE LA PLANTA DE TRATAMIENTO DE AGUA DE PRODUCCIÓN PARA EL CAMPO UNDER RIVER

El propósito es realizar un tratamiento del agua in situ, por lo que el manejo adecuado de sus características fisicoquímicas que no cumplen la norma es el

objetivo principal; básicamente se propondrá un diseño, evaluando los diferentes equipos proporcionados por las empresas, ya sea nacionales o extranjeras.

Por otro lado, la planta de tratamiento debe diseñarse asumiendo el peor escenario, en este caso la mayor producción posible del campo. Se asumirá entonces una planta para 18000 BWPD puesto que la producción alrededor de 12500 BWPD y va en aumento, lo cual me asegura que la planta esta apta para recibir la suficiente carga y funcionar eficientemente.

Para el diseño de la planta de tratamiento de agua de producción para el campo Under River, se evaluaron diferentes equipos teniendo en cuenta el tamaño de partícula y la concentración de solidos suspendidos y aceites en agua principalmente.

Según el análisis de tamaño de partícula se obtuvieron los resultados de la tabla 17.

Tabla 17. Distribución de tamaño de partícula Campo Under River.

Muestra 17985	DISTRIBUCION TAMAÑO DE PARTICULA, micras						
	5%	10%	20%	50%	70%	90%	100%
17985-1 Entrada SIAR	1.01	3.2	12	45	78	150	300

Fuente. New Gas and Oil S.A.

Según los resultados mostrados se observa que el tamaño de partícula máximo a retirar es de 300 micras, el 50% es mayor a 45 micras, quiere decir que las partículas se retiraran casi en su totalidad, pues no se presentan tamaños muy pequeños, por debajo de 3 micras, solo hay alrededor del 5%, asegura una elevada eficiencia en los equipos. Ahora se evaluarán los diferentes equipos que por medio de la gravedad realizan su separación para seleccionar el óptimo para el proceso, tabla18.

Tabla 18. Equipos de separación por gravedad.

SEPARACION POR GRAVEDAD					
	Remoción SS. (%)	Remoción Aceite en Agua. (%)	Tamaño de Partícula a Retirar (µm).	Capacidad (BWPD)	Costo Total
SKIM TANK VERTICAL	80	80	100	5000	Bajo
SKIM TANK HORIZONTAL	80-90	80-90	100	5000	Bajo

Fuente. El Autor.

En este caso se seleccionó el skim tank vertical por la facilidad de retirar los sólidos que han sido separados y se almacenan en el fondo del tanque. Generalmente los dos equipos ofrecen la misma eficiencia de separación. Debido a las bajas concentraciones de bario y cloruros que me puedan generar problemas en el desempeño de la planta, se pueden utilizar químicos para atacar directamente y eliminar estos contaminantes, generalmente los químicos utilizados entre los que están, inhibidores de corrosión e incrustación, clarificador, secuestrante de oxígeno, controlador de espuma y rompedor de emulsiones se agregan en punto llamado punto de inyección de químicos o bomba de inyección de químicos a la entrada del Skim Tank. A continuación la selección de equipos se realizara para aquellos que su separación es por flotación, tabla 19.

Tabla 19. Equipos de Separación por Flotación.

SEPARACION POR FLOTACIÓN					
	Remoción SS. (%)	Remoción Aceite en Agua. (%)	Tamaño de Partícula a Retirar (µm).	Capacidad. (BWPD)	Costo total
SEPARADOR VERTICAL IGF	85-90	85-90	-	2000-20000	Bajo
SEPARADOR HORIZONTAL IGF	85-90	85-90	-	5000-20000	Bajo
EQUIPO DE FLOTACION DAF	90-95	90-95	-	5000-50000	Bajo

Fuente. El autor.

Flotación Inducida de Gas (IGF), vertical y horizontal. Esta tecnología ha sido popular en el pasado de la industria del petróleo, pero está limitada en dimensión por el tamaño de los tanques e hidráulica, además manejan capacidades hasta de 20000 BWPD, pero trabaja usando gas como métodos de inducción, lo que genera tener disponibilidad del gas en todo momento, entonces no sería recomendable implementarlos. Por tal motivo se seleccionó el equipo de flotación DAF, por su alta capacidad, alta eficiencia y mayor economía en costos de operación y mantenimiento debido a que es una tecnología netamente nacional y trabaja con aire y no con gas. Ahora con el aire quiere decir que hay presencia de oxígeno en el agua, que puede favorecer la corrosión o demás procesos perjudiciales para la planta, es necesario a la salida del equipo DAF, inyectar químicos para inhibir posible presencia de contaminantes. De igual forma en la tabla 20 se exponen los diferentes equipos o unidades de filtración para seleccionar la más adecuada.

Tabla 20. Unidades de Filtración.

UNIDADES DE FILTRACIÓN					
	Remoción SS. (%)	Remoción Aceite en Agua. (%)	Tamaño de Partícula a Retirar (µm).	Capacidad (BWPD)	Costo total
NEW WATER (Cascarilla de Palma Africana)	95-98	95-98	3	5000-50000	Bajo
WEMCO (Cascara de Nuez)	90-95	90-95	5	5000-50000	Bajo
CARBON ACTIVO	95	95	5	5000-50000	Bajo
HYDROTECH^oES (Arena)	85-90	85-90	10	2000-80000	Elevado

Fuente. El Autor

En las unidades de filtración se descarta el equipo HYDROTECH^oES (Arena), por su elevado costo y su baja eficiencia. Los otros tres equipos, cualquiera de ellos tiene la suficiente eficiencia para remover los sólidos suspendidos y aceites en agua. En este caso se seleccionó el equipo de filtración New Water debido a que es una tecnología nacional y ahorraría costos de importación, transporte, mantenimiento del equipo y la empresa directamente produce y comercializa la cascarilla de palma africana que es la base del filtro de lecho vegetal New Water obteniendo a nivel nacional resultados excelentes.

5.3 DEFINICIÓN Y DIMENSIONAMIENTO DE EQUIPOS PRINCIPALES

La planta de tratamiento de agua para inyección a construir en el Campo Under River, consta de los siguientes equipos principales, se describen por etapa o sección y se presenta su respectivo dimensionamiento.

De acuerdo con la capacidad de la planta de tratamiento e inyección que será de 18000 BWPD, se determinó un flujo de 18000 BWPD para el cálculo individual de diseño de los tanques de almacenamiento de agua de estabilización, de flotación y de filtración. Para el dimensionamiento de estos equipos se tendrá como base las ecuaciones 4 y 5 deducidas de la ecuación de velocidad de asentamientos de las partículas propuesta en la Ley de Stokes en 1851.

$$d^2 = 6691 \frac{(F)(Q_w)(\mu_w)}{\Delta SG \cdot (d_m)_o^2} \dots\dots\dots \text{Ecuacion - 4}$$

Donde:

d: diámetro del equipo, pulgadas

F: factor de corto circuito

Q_w: caudal de diseño, BWPD

μ_w: Viscosidad del agua, Cp

ΔSG: Diferencia en gravedad específica entre agua y aceite

(d_m)_o: diámetro de la partícula, micrones

$$H = 0.7 \frac{(t_R)_W (Q_w)}{(d)^2} \dots\dots\dots \text{Ecuacion - 5}$$

Dónde:

H: altura de la columna de agua

d: diámetro del equipo, pulgadas

t_R: tiempo de residencia, minutos

Q_w: caudal de diseño, BWPD

5.3.1 Etapa de Estabilización. La etapa de estabilización consta de tanques cuyo principio de operación es el de estabilizar el volumen de agua que entra a la planta

de tratamiento e inyección, además sirven como sistema primario de separación de aceite y de sólidos suspendidos (TSS) presentes en el agua de producción.

De acuerdo a que los tanques de estabilización, requieren un mayor mantenimiento se decidió la siguiente configuración: dos tanques debido a que por operación de mantenimiento se debe tener la disposición de uno de ellos. Los parámetros que se tienen en cuenta para el diseño de este equipo se muestran en la tabla 21.

Tabla 21. Parámetros de diseño para tanque de estabilización o Skim Tank.

Parámetro	Cantidad	Unidad
Flujo de agua	18000	BWPD
Viscosidad del agua	1	CP
Gravedad específica del agua	1.02	
Gravedad específica del petróleo	0.942	
Diferencia de gravedad específica	0.0725	
Diámetro de partícula	100	Micrones
Eficiencia	90	%
Tiempo de residencia	4	Horas

Fuente. New Gas and Oil S.A.

Teniendo en cuenta los parámetros de diseño y la ecuación 6 para el tanque de estabilización de agua de producción, se calculó el factor de corto circuito asumiendo una eficiencia para el equipo del 90 % y se obtuvo el siguiente resultado:

$$F = \frac{1}{E} \Rightarrow F = \frac{1}{0.90} \Rightarrow F = 1.1111.....Ecuacion - 6$$

Para hallar el diámetro del tanque, se asumió un diámetro de partícula a remover de 120 micrones, dado que hay que contribuir a la separación de aceite y de

Ahora esta altura se corrige, (ecuación 8) ya que la calculada hace referencia al nivel de líquido, esta es el 90% del total del equipo, entonces.

$$H_{CORR} = \frac{H * 100}{Eficiencia - equipo} \dots\dots\dots Ecuacion - 8$$

$$H_{CORR} = \frac{H * 100}{90} = \frac{26.5 * 100}{90} = 29.44 Ft \approx 30 Ft$$

El volumen del tanque se calcula en la ecuación 9.

$$V = \frac{\pi}{4} d^2 H \dots\dots\dots Ecuacion - 9$$

$$V = \frac{\pi(34.5)^2(30)}{4} = 28044.67 ft^3 \Rightarrow V = 4995 Bls \approx 5000 Bls$$

Resumiendo los resultados obtenidos para el tanque de estabilización se presenta la tabla 22 con sus respectivas dimensiones.

Tabla 22. Dimensiones del tanque de estabilización.

Parámetro	Cantidad	Unidad
Diámetro	34.5	Ft
Altura	30	Ft
Capacidad neta	5000	Bls

Fuente. Autor.

5.3.2 Etapa de Flotación. Para esta etapa de separación y tratamiento del agua se cuenta con tanques de flotación, en los cuales también ocurre separación de aceites y sólidos en suspensión. En este caso se usa un tanque vertical normal con un generador de microburbujas que descarga su corriente a la línea de entrada al tanque y a un distribuidor interno que cubre toda el área de paso en el

tanque, formando una espuma aceitosa en la parte superior la cual es retirada por medio de un colector.

Se compone de un tanque con entrada para estabilización y garantizar flujo laminar a la entrada del tanque. Dispone de un equipo reactor aire-agua mediante el cual se generan las microburbujas por disolución del aire o gas en el agua.

El proceso de separación del tanque permite la adición de químicos (ayudantes de flotación)

Los parámetros para dimensionar el tanque de esta etapa de flotación se enuncian en la tabla 23.

Tabla 23. Parámetros de diseño para tanque de flotación DAF.

Parámetro	Cantidad	Unidad
Flujo de agua	18000	BWPD
Viscosidad del agua	1	CP
Gravedad específica del agua	1.02	
Gravedad específica del petróleo	0.942	
Diferencia de gravedad específica	0.0725	
Diámetro de partícula	300	Micrones
Eficiencia	90	%
Tiempo de residencia	0.37	Horas

Fuente. New Gas and Oil S.A.

Teniendo en cuenta los parámetros de diseño y la ecuación 6 para el tanque de flotación, se calculó el factor de corto circuito asumiendo una eficiencia para el equipo del 90 % y se obtuvo el siguiente resultado:

$$F = \frac{1}{E} \Rightarrow F = \frac{1}{0.90} \Rightarrow F = 1.1111$$

Para encontrar el diámetro del tanque, se asumió un diámetro de partícula a remover de 70 micrones, ya que en la etapa de flotación se debe tener una consideración mayor en cuanto a diámetro de partícula a remover dado que hay que separar en mayor cantidad tanto aceite como sólidos suspendidos y aprovechar al máximo el proceso de flotación inducido por el reactor aire-agua. A continuación se presentan los cálculos respectivos para el diámetro del equipo según la Ley de Stokes:

$$d^2 = 6691 \frac{(1.1111)(18000)(1)}{0.078(90)^2} \Rightarrow d = 460in \Rightarrow d = 38.33ft$$

Para encontrar la altura se debe considerar un tiempo residencia de dos horas para favorecer el proceso de flotación y por ende la separación de aceite y sólidos suspendidos en el agua, de manera que se obtuvieron los siguientes cálculos:

$$t_R = 6horas \Rightarrow 360min$$

$$H = 0.7 \frac{(360)(18000)}{(460)^2} \Rightarrow H = 21.43ft$$

Para corroborar su dimensionamiento óptimo se calcula la relación de esbeltez:

$$Esbeltez = \frac{21.43}{38.33} = 0.559 \leq 3$$

La altura debe ser corregida ya que la calculada hace referencia al nivel de líquido, esta es el 90 % del total del equipo.

Ahora esta altura se corrige ya que la calculada hace referencia al nivel de líquido, esta es el 90% del total del equipo, entonces.

$$H_{CORR} = \frac{H * 100}{90} = \frac{21.43 * 100}{90} = 23.8Ft \approx 24Ft$$

El volumen del tanque se calcula utilizando la ecuación 9, de la siguiente forma.

$$V = \frac{\pi(38.33)^2(24)}{4} = 27693.62 \text{ ft}^3 \Rightarrow V = 4932 \text{ Bls}$$

Resumiendo los resultados obtenidos para el tanque de flotación se presenta la tabla 24 con sus dimensiones.

Tabla 24. Dimensiones del tanque de estabilización.

Parámetro	Cantidad	Unidad
Diámetro	38.33	Ft
Altura	24	Ft
Capacidad neta	4932	Bls

Fuente. Autor.

5.3.3 Etapa de Filtración. Para la etapa de filtración se cuentan con filtros verticales de flujo descendente, teniendo como material de lecho filtrante cascarilla de palma africana. Estos equipos realizan la retención final del aceite y de los sólidos suspendidos o TSS que pudieran aún estar presentes en la corriente de agua. Esta es la etapa crítica del proceso, de aquí el agua debe salir en condiciones para vertimiento o para ser inyectada a la formación.

El filtro sólo puede producir agua con determinada calidad durante un periodo de tiempo fijo, a partir del cual empiezan a quedar impurezas en el agua filtrada. Esto se debe a que las partículas removidas en la parte superior del lecho filtrante forman un manto con las impurezas retenidas por la filtración que obstruye el paso del flujo e impide el uso de la parte profunda del filtro. Por eso, el medio poroso debe regenerarse periódicamente dándole un retrolavado para desalojar esas impurezas y así restaurar la eficiencia del proceso. El retrolavado consiste en cambiar el flujo de descendente a ascendente con ayuda de una bomba de retrolavado, este se puede realizar por tiempo programado o por caída de presión en el filtro.

pérdida del material filtrante. Tomando el valor de 1 ft/s de velocidad y un caudal de 18000 BWPD se reemplazó en la ecuación 10 y se obtuvo lo siguiente:

$$Q = 18000 \text{ BWPD} \Rightarrow 1.17 \frac{\text{ft}^3}{\text{s}}$$

$$A_F = \frac{Q}{V_F} \Rightarrow A_F = \frac{1.17}{1} \Rightarrow A_F = 1.17 \text{ ft}^2$$

Teniendo en cuenta que el área del lecho filtrante es menor que el área real de flujo, debido a que existe espacio libre entre el material filtrante, se debe tener en cuenta la porosidad de este y un factor de eficiencia de flujo a través del mismo, para obtener la verdadera área a ocupar por el filtro. El lecho de cascarilla de palma africana se caracteriza por tener una porosidad y unas eficiencias de flujo (Ver tabla 25).

Tabla 25. Porosidad y eficiencias de flujo de la cascara de nuez.

Parámetro	Cantidad	Unidad
Porosidad	25	%
Eficiencia vertical	50	%
Eficiencia areal	65	%
Eficiencia de desplazamiento	35	%

Fuente. New Gas and Oil S.A.

De acuerdo a lo anterior se tiene lo necesario para relacionar el espacio que hay entre partículas del lecho y la eficiencia del flujo a través del medio filtrante. Para hallar la eficiencia total se tiene la ecuación 11.

$$A_{TOTAL} = E_A * E_V * E_D \Rightarrow E_{TOTAL} \dots \dots \dots \text{Ecuacion} - 11$$

$$E_{TOTAL} = 0.65 * 0.5 * 0.35 \Rightarrow E_T = 0.1137$$

Ahora se reemplaza la Eficiencia total en la ecuación 12 para encontrar el área real:

$$A_{real.flujo} = \frac{A_F}{E_{TOTAL} * \phi} \dots\dots\dots Ecuacion - 12$$

Reemplazando en la ecuación 12 se tiene:

$$A_{real.flujo} = \frac{1.17}{0.11375 * 0.25} \Rightarrow A_{real.flujo} = 41.14 ft^2$$

Bien, ya que se conoce el área real de flujo que es la misma área para el filtro, se puede encontrar el diámetro de este equipo con la ayuda del área del cilindro (ecuación 13).

$$A = \frac{\pi}{4} D^2 \dots\dots\dots Ecuacion - 13$$

Despejando el diámetro de la ecuación 13 se tiene:

$$D_{filtro} = \sqrt{\frac{4 * A_r}{\pi}} \Rightarrow D_{filtro} = \sqrt{\frac{4 * 41.14}{\pi}} \Rightarrow D_{filtro} = 7.24 ft$$

Para los parámetros de diseño dados, el diámetro del equipo es de 7.24 ft y su altura se asume de 8ft generalmente en los diseños distribuidos de la siguiente forma, 4ft de lecho filtrante y 4 ft en altura de agua. Debe tener en cuenta el tiempo de adhesión de las partículas al lecho filtrante. Se asume un valor de un minuto. A continuación se presenta el cálculo respectivo.

$$V_{filtro} = 1.17 \frac{ft^3}{s} * \frac{60s}{1min} * 1min \Rightarrow V_{filtro} = 70.2 ft^3 \dots\dots\dots Ecuacion - 14$$

En la tabla 26 se presenta la dimensión del filtro con los resultados obtenidos.

Tabla 26. Dimensión del filtro de lecho

Parámetro	Cantidad	Unidad
Diámetro	7.24	Ft
Altura	8	Ft
Capacidad	12.5	Bls/min

Fuente. El Autor.

5.3.4 Decantación de Lodos. La etapa de decantación de sólidos consta de tanques en los cuales se hace la separación del aceite, el agua y los sólidos presentes en el agua de retrolavado de filtros y de los demás tanques mencionados en el ítem anterior. En estos equipos por medio del proceso de decantación se recupera aceite, este es enviado al sistema de recuperación de aceite API y en el fondo del tanque decantador se acumulan tanto lodos como agua, estos son enviados a los lechos de secado. Los tanques de decantación de lodos deben tener la instrumentación adecuada para control de nivel de la interfase crudo-agua, para así asegurar la correcta disposición de sus efluentes.

Teniendo como base el caudal de operación de los filtros que es de 18000 BWPD, se asume un flujo de agua de retrolavado de la misma cantidad para el diseño del tanque de decantación. La planta de tratamiento requiere dos tanques decantadores iguales en dimensión y capacidad. Sus parámetros de diseño son presentados en la tabla 27.

Tabla 27. Parámetros de diseño para tanques decantadores.

Parámetro	Cantidad	Unidad
Flujo de agua	18000	BWPD
Viscosidad del agua	1	CP
Gravedad específica del agua	1.02	
Gravedad específica del petróleo	0.942	
Gravedad específica del lodo	1.15	
Diferencia de gravedad específica lodo-agua	0.13	
Diferencia de gravedad específica agua-aceite	0.0725	
Diámetro de partícula	300	Micrones
Eficiencia	90	%
Tiempo de residencia	0.78	Horas

Fuente. El Autor

Teniendo en cuenta los parámetros de diseño y la ecuación 6 para el tanque de decantación, se calculó el factor de corto circuito asumiendo una eficiencia para el equipo del 90 % y se obtuvo el siguiente resultado:

$$F = \frac{1}{E} \Rightarrow F = \frac{1}{0.90} \Rightarrow F = 1.1111$$

Dado que hay que tener en cuenta tanto aceite como lodo presentes en la corriente de retrolavado, debemos calcular el diámetro para ambos y seleccionar el diámetro crítico para asegurar la separación. Para encontrar el diámetro del tanque, se asumió un diámetro de partícula a remover de 300 micrones, ya que este valor no es tan importante porque lo único que se quiere es separar algo de aceite de los lodos. A continuación se presentan los cálculos respectivos para la selección del diámetro crítico utilizando la ecuación 4.

$$d^2 = 6691 \frac{(1.1111)(18000)(1)}{0.0725 (300)^2} \Rightarrow d = 143.2in \Rightarrow d = 11.93ft$$

$$d^2 = 6691 \frac{(1.1111)(18000)(1)}{0.13 (300)^2} \Rightarrow d = 106.95in \Rightarrow d = 8.92ft$$

Según los datos obtenidos, el diámetro de 11.93 ft contiene al otro y por ende se separaría tanto aceite como lodo. De acuerdo a esto, este sería el diámetro mínimo del tanque decantador de sólidos que se necesita para separar partículas de 300 micrones.

Su altura se determinó asumiendo un valor de 0.78 horas, esto debido a que este equipo solo necesita el tiempo necesario para llevar a cabo el proceso de decantación. Reemplazando en la ecuación 5 se tiene:

$$t_R = 0.87h \Rightarrow 46.8 \text{ min}$$

$$H = 0.7 \frac{46.8 * 18000}{(143.2)^2} \Rightarrow H = 28.756 \text{ ft}$$

La altura debe ser corregida ya que la calculada hace referencia al nivel de líquido, esta es el 90 % del total del equipo utilizando la ecuación 8.

$$H_{CORR} = \frac{H * 100}{90} \Rightarrow H_{CORR} = \frac{28.756 * 100}{90} \Rightarrow H_{CORR} = 31.95 \text{ ft}$$

Resumiendo los resultados obtenidos para el tanque de decantación se presenta en la tabla 28 sus dimensiones.

Tabla 28. Dimensión del tanque decantador de sólidos.

Parámetro	Cantidad	Unidad
Diámetro	11.93	Ft
Altura	31.95	Ft
Capacidad	360	Bls

Fuente. El Autor

5.3.5 Lechos de Secado. Los lechos de secado permiten separar la mezcla lodo-agua por medio de tanques, de manera que el agua se separe por diferencia de

densidades y se retire por la parte inferior. El agua es enviada al sistema de recuperación de aceite API y los sólidos son llevados al área de tratamiento en donde se realiza su disposición final.

Los lechos deben tener una capacidad tal que permitan tratar en uno solo los efluentes del sistema de decantación. La cantidad de lechos debe ser tal que debe garantizar la disponibilidad de uno de los lechos en el caso de que los demás se encuentren en limpieza.

De acuerdo a lo anterior para la planta de tratamiento se tiene los siguientes parámetros de diseño (tabla 29) para el cálculo del área a ocupar por los lechos de secado:

Tabla 29. Parámetros de diseño para los lechos de secado.

Parámetro	Cantidad	Unidad
Capacidad de la planta	36000	BWPD
Contenido de solidos suspendidos	0.15%	Masa
Contenido de solidos suspendidos	5.08	Toneladas/día
Altura de lechos	1	M
Densidad de lodos	1,15	TM/m ³
Capacidad de almacén de lodos	5	Días

Fuente. El Autor

Tomando los valores asumidos de contenido de sólidos suspendidos, altura de lechos, densidad de lodos y para una capacidad de almacén de cinco días, se calculó el área ocupada para los lechos de la siguiente forma:

$$Area = 5.08 \frac{toneladas}{dia} * \frac{1TM}{0.9842toneladas} * \frac{m^3}{1.15TM} * 5días$$

$$Area = 22.44m^2 \Rightarrow 241.54ft^2$$

De acuerdo a los cálculos obtenidos se presenta la tabla 30 con las dimensiones respectivas para los lechos de secado a implementar en la planta de tratamiento.

Tabla 30. Dimensión de los lechos de secado.

Parámetro	Cantidad	Unidad
Altura de los lechos	3.28	Ft
Área a ocupar	241.54	Ft ²
Capacidad de almacén de lodos	5	Días

Fuente. El Autor

5.3.6 Tanque Sumidero. El sumidero tiene dos compartimentos, uno tiene como finalidad recibir agua-crudo de drenajes, psv, desnates y agua de lechos. El segundo compartimento tiene como finalidad recibir las borras del clarificador.

Como no se sabe con exactitud la cantidad de agua-crudo y borras que llegaran al tanque, se diseñó un tanque con las siguientes dimensiones.

Capacidad agua-crudo: 16 m³

Dimensiones sección agua-crudo: 4m * 2m * 2m

Capacidad sección Borras: 32 m³

Dimensiones sección Borras: 8m * 2m * 2m

5.3.7 Sistema de Bombeo. El sistema de bombeo que hará parte de la planta de tratamiento de agua de producción en el Campo Under River comprende los siguientes tipos de bombas:

- *Bombas de Transferencia*

Su función principal es bombear aguas a bajas y medias presiones, que son requeridas para transportar el agua entre cada etapa o equipo de separación en la planta de tratamiento. Entre las más utilizadas se encuentran las bombas

centrífugas o de desplazamiento positivo, su elección depende especialmente de los caudales y características de los fluidos que se manejen.

Para las condiciones de los líquidos a bombear en la planta de tratamiento a construir en el Campo Under River el desempeño de las bombas centrífugas es el más adecuado para el proceso. A continuación se presenta cada una de las bombas de este tipo y se define el servicio que prestara cada una de ellas dentro del proceso de tratamiento de agua en la planta a implementar.

- *Bombas para Recirculación del Agua en los Tanques de Flotación “DAF”*

Su objetivo es favorecer el proceso de separación dentro del tanque de flotación generando microburbujas en la fase agua, tomando parte de este líquido para realizar la recirculación.

Para los dos tanques de flotación a implementar en la planta, se requieren dos bombas centrífugas, se necesita para cada bomba una capacidad de 100 GPM, con un diferencial de presión de 60 psi que necesitan las boquillas para realizar la succión y generar las microburbujas.

- *Bombas de Agua de Tanques de Flotación a Filtros*

Debido a que los filtros trabajan a presión se requiere que la corriente de entrada a estos equipos tenga un diferencial de presión, por eso es necesaria la implementación de una serie de bombas que transporten el agua de los tanques de flotación hacia la etapa de filtración.

Para esta situación se requieren de seis bombas con capacidades iguales y cada una de ellas abastecerá el flujo de agua hacia los filtros, teniendo en cuenta que los filtros fueron diseñados para un flujo 18000 BWPD entonces la capacidad de cada bomba es:

Capacidad = 18000 BWPD ⇒ 540 GPM, $\Delta P = 60$ psi

Estas bombas serán construidas de acuerdo a la construcción de los filtros.

- *Bombas Para Retrolavado*

Como su nombre lo dice estas bombas cumplen la función de retrolavar los filtros y de agitar el lecho filtrante para remover las partículas y sólidos que se adhirieron a este para después de un tiempo ser retirados.

Debido a que cada filtro fue diseñado para un caudal de 36000, con una capacidad hasta de 1500 GPM, se debe tener bombas de retrolavado con la misma capacidad y un diferencial de presión que no exceda los 40 psi ya que si es mayor arrastrara el lecho filtrante. Su construcción se desarrollara en compañía con los filtros.

- *Bombas para Remoción de Lodos, Agua-Crudo y Borrás*

Después de estar el tiempo suficiente el agua de retrolavado en los tanques decantadores para que se separe el aceite, el agua y lodos; se necesitan bombas para enviar el crudo hacia el API y la mezcla agua – lodo hacia los lechos de secado. Según lo anterior se requiere el uso de bombas de igual número que de tanques de decantación, es decir dos bombas, una por cada decantador. Las bombas para remoción de lodos tendrán una capacidad de 60 GPM y un diferencial de presión de 30 psi que es el adecuado para descargar a los lechos de secado que se encuentran expuestos a la atmosfera.

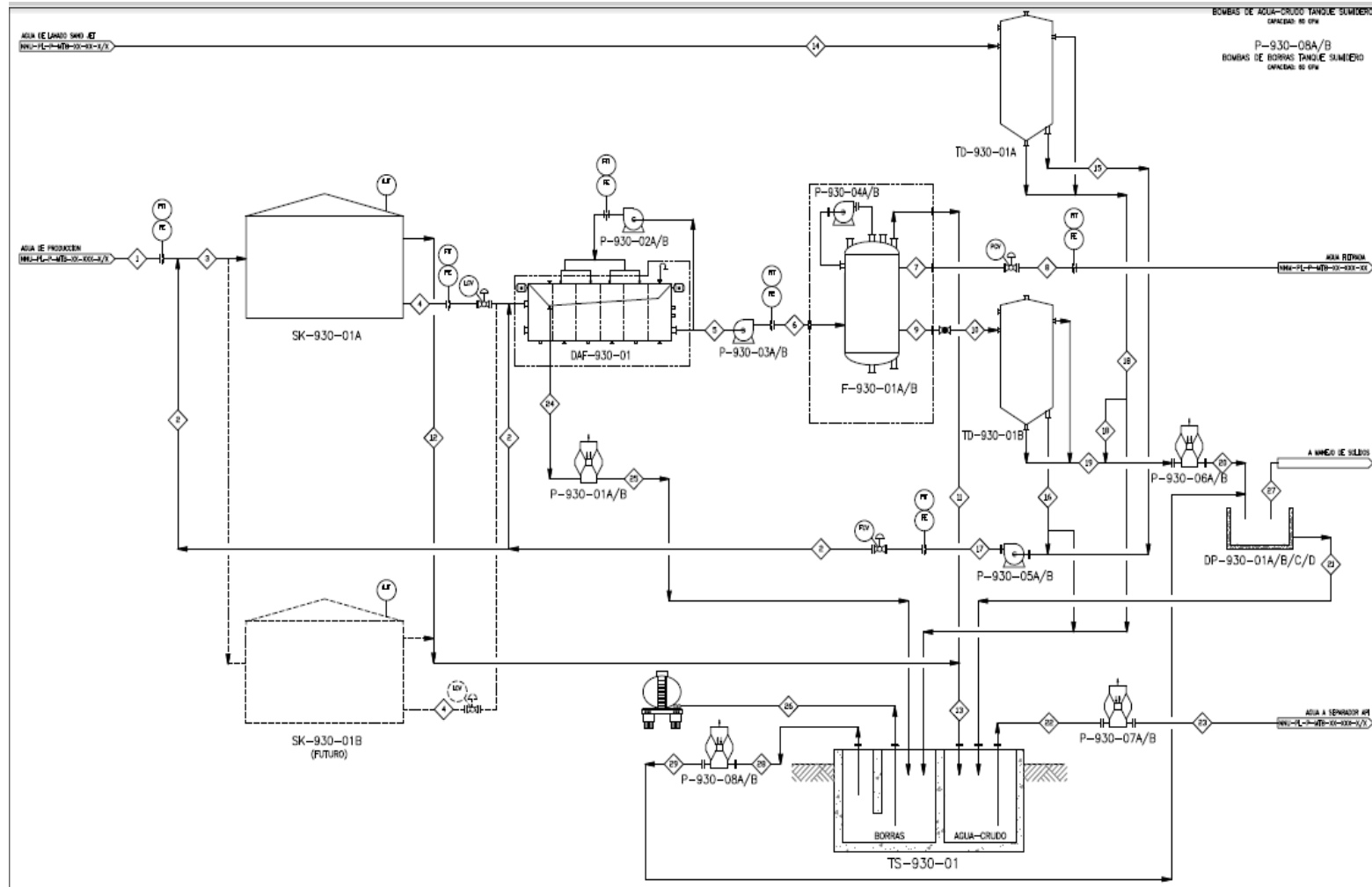
- *Bomba de Agua Clarificada.*

Encargada de sacar el agua clarificada de los decantadores, y retornarlas a los tanque Skim. A las descarga de estas bombas se encuentra la válvula automática, encargada de controlar el flujo de agua que se retorna hacia los skim tank, con una capacidad de 120 GPM. Consta de dos bombas donde se tiene un transmisor

de presión a la descarga de cada bomba y un transmisor de succión a la entrada de la bomba, un medidor de flujo tipo orificio y una válvula de control de flujo.

A continuación se presenta un esquema (figura 63), donde se muestran las partes básicas del sistema de tratamiento de agua propuesto para el campo Under River.

Figura 62. Esquema del diseño del Campo Under River



Fuente. New Gas and Oil S.A.

6. ANALISIS ECONOMICO Y DE COSTOS.

En el campo Under River en el municipio de Puerto Boyacá era necesario implementar una planta de tratamiento de agua debido al aumento de la producción del campo, y al mismo tiempo la planta de tratamiento del módulo Nare, campo Teca, no era suficiente para tratar el agua de producción; se parte de la base en que de cualquier modo, con todos los equipos o solo algunos de ellos definitivamente se implementaría una planta de tratamiento de agua de producción para el campo Under River. A continuación en la tabla 31 se presentan los costos de inversión de los equipos incluidos en el sistema de tratamiento de agua residual para el campo Under River.

Tabla 31. Costos de inversión de equipos incluidos en el sistema de tratamiento del agua residual de Campo Under River

Cant.	Descripción	Valor Unid. Millones	Valor Total. millones
2	SKIM TANK	1100	2200
1	Ingeniería básica de detalle de la planta incluyendo Tks desnatadores, celdas de flotación, bombas de alimentación, paquetes de filtración, tanques decantadores, bombas de retorno a Tks desnatadores, bombas de lodos y lecho de secado y demás requeridos.	170	170
2	Bomba centrifuga de alimentación a los filtros de 540 GPM en su punto de máxima eficiencia, con variador de velocidad.	100	200
2	Sistema clarificador de agua DAF	300	600
2	Filtro de cascara de Nuez de 18000 BWPD (completo, válvulas automáticas e instrumentación, incluye la carga de lecho	500	1000

Cant.	Descripción	Valor Unid. Millones	Valor Total. millones
	filtrante).		
2	Bomba de retrolavado de los filtros acorde con la capacidad de los filtros, se requiere una por cada filtro.	60	120
2	Tanque decantador 360 Bls, completo con válvulas automáticas, instrumentación, válvulas de presión, válvulas de emergencia. Uno para el drenaje de los filtros y otro para el drenaje de los equipos de tratamiento (Tk lavador, FWKO, EHTs).	300	600
3	Bombas centrifugas para el retorno de agua clarificada a los tanques desnatadores de 120 GPM cada una.	50	150
2	Bombas de diafragma para el desalojo de lodos de los tanques decantadores hacia los lechos de secado de 72 GPM cada una.	10	20
1	Válvulas automáticas y manuales de interconexión de los diferentes equipos del sistema, no incluidos en los ítems 3 y 5	130	130
1	Control de control de motores	80	80
1	Instrumentación del sistema tales como indicadores de presión y temperatura, transmisores de presión, temperatura, flujo y nivel, no incluidos en los ítems 3 y 5.	250	250
1	Panel de control PLC local	150	150
2	Acompañamiento a la operación inicial	3	6
1	Montaje de la planta	2000	2000
Total		7676	

Fuente. New Gas and Oil S.A.

Los valores descritos anteriormente incluyen IVA

Tasa representativa del Bbl Petróleo: U\$ 106, julio de 2013

Valor del Dólar: 1878.42 pesos, julio de 2013

Los costos totales del diseño de la planta de tratamiento de agua de producción para el campo Under River ascienden a 7676 millones de pesos, sin tener en cuenta los químicos necesarios que se deben agregar al agua de producción para que eliminen algunos de los contaminantes que presenta, debido a no tener acceso a dichos datos y a que en este momento no está en funcionamiento la planta, hasta ahora se empezara a implementar.

6.1 RELACIÓN BENEFICIO- COSTO (RBC)

La relación Beneficio- Costo refleja las ganancias extras en dinero de hoy que se producen por encima de la tasa de oportunidad por cada dólar invertido. Y se calcula de la siguiente manera:

- Se calcula el valor presente de los ingresos asociados con el proyecto en cuestión.
- Se calcula el valor presente de los egresos del proyecto.
- Se establece una relación entre el VPN (Valor Presente Neto) de los ingresos y el VPN de los egresos, al dividir la primera cantidad por la segunda se obtiene el valor del RBC.

El análisis económico se realiza en base al pronóstico realizado por la empresa operadora del campo Under River de la producción de agua para los próximos 5 años, que es el tiempo máximo en el que se espera recuperar la inversión en el campo, hallando el valor presente neto (VPN), para cada año, hasta el año 2018. Según el pronóstico de la empresa, la producción de agua aumentara a una razón de 2 barriles por día ó 730 barriles por año. El campo Nare en este momento está tratando el agua de producción del campo Under River a razón de 0.3 dólares por barril, ahora tomando como referencia el valor del dólar en este momento que es de 1878.42 pesos (tabla 32). Entonces se tiene lo siguiente.

Tabla 32. Pronostico de Producción de agua para los próximos 5 años.

Tiempo	Producción en barriles de agua	Dinero ahorrado por tratamiento anual ©	Variable
2014	12,500	2'571,087,375	C1
2015	13,230	2'721,238,878	C2
2016	13,960	2'871,390,380	C3
2017	14,690	3'021,541,883	C4
2018	15,420	3'171,693,386	C5
2019	16,150	3'321,844,889	C6

Fuente. New Gas and Oil S.A.

$$Ingresos = 12500 \frac{B.W}{Dia} * \frac{365Dias}{Año} * \frac{0.3Dolares}{1BW} * \frac{1878.42pesos}{1Dolar} = 2'571.087.375Pesos$$

Ahora se halla el valor presente neto para cada año, que sería el valor que se dejaría de pagar al campo Teca para que tratara el agua de producción del campo Under River, pues el agua sería tratada directamente por el campo Under River.

Para hallar el valor presente neto (VPN), se tiene la ecuación número 15.

$$VPN = -A + \frac{C1}{(1+i)^1} + \frac{C2}{(1+i)^2} + \frac{C3}{(1+i)^3} + \frac{C4}{(1+i)^4} + \frac{C5}{(1+i)^5} \dots\dots\dots Ecuacion - 15$$

Dónde:

A: capital invertido

C: Dinero ahorrado

i: interés o tasa mínima de rendimiento anual: 0.36 anual.

El capital invertido será el valor total de la planta de tratamiento, en este caso, 7'676 millones de pesos. Se hallara el valor presente neto a los 3 y 4 años, para conocer el tiempo en el cual se logra el equilibrio o se recupera el valor de la inversión.

A = 7'676'000000 pesos

$$VPN_3 = -A + \frac{2'571,087,375}{(1+0.36)^1} + \frac{2'721,238,878}{(1+0.36)^2} + \frac{2'871,390,380}{(1+0.36)^3} = -1'673.267.182 \text{ pesos}$$

$$VPN_3 = -A + \frac{2571087375}{(1+0.36)^1} + \frac{2721238878}{(1+0.36)^2} + \frac{2871390380}{(1+0.36)^3} + \frac{3021541883}{(1+0.36)^4} = 548454791 \text{ pesos}$$

Los resultados se resumen en la tabla 33.

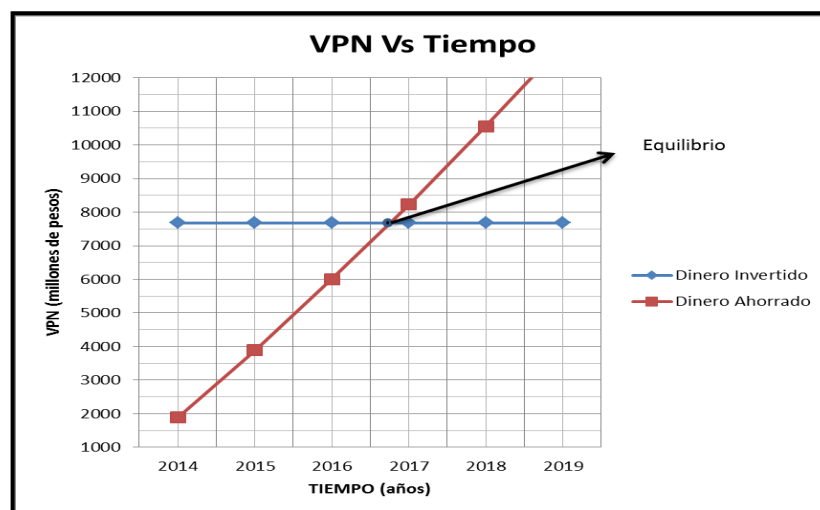
Tabla 33. Valor presente neto y punto de equilibrio

Tiempo	VPN
2014	-5'785.494.580
2015	-3'784.583.640
2016	-1'673.267.180
2017	548.454.791
2018	2'880.582.281
2019	5'323.115.287

Fuente. El Autor

Ahora gráficamente se tiene la figura 63 para corroborar en qué momento se llega al equilibrio.

Figura 63. Grafica de Tiempo Vs VPN



Fuente. El Autor

Como se observa en la grafica, el equilibrio se logra despues de 3 años de implementada la planta de tratamiento. Ahora en la ecuacion 16 se halla la relacion Beneficio costo para saber si el proyecto es economicamente viable y sus resultados se obseravan en la tabla 34.

$$RBC = \frac{VPN..Ingresos}{VPN..Egresos} \dots\dots\dots Ecuacion - 16$$

- Cuando el RBC es > 1 El VPN es > 0 El proyecto es atractivo
- Cuando el RBC es = 1 El VPN es = 0 El proyecto es indiferente
- Cuando el RBC es < 1 El VPN es < 0 El proyecto no es atractivo

Tabla 34. Relación Beneficio-Costo.

tiempo	VPN ingresos	VPN egresos	VPN total	RBC
2014	1'890.505.423	7'676.000.000	-5'785.494.580	0,24628784
2015	3'891.416.362	7'676.000.000	-3'784.583.640	0,50695888
2016	6'002.732.818	7'676.000.000	-1'673.267.180	0,78201313
2017	8'224.454.791	7'676.000.000	548.454.791	1,0714506
2018	10'556.582.280	7'676.000.000	2'880.582.281	1,37527127
2019	12'999.115.290	7'676.000.000	5'323.115.287	1,69347515

Fuente. El Autor

Según los pronosticos se esperaba recuperar el dinero invertido en la planta de tratamiento de agua de produccion en los proximos 5 años, analizando los resultados obtenidos se establece que el proyecto es economicamente viable pues apartir de los 3 años de funcionamiento de la planta, el ahorro de dinero por parte de la empresa es mayor a la inversion realizada, lo que quiere decir que la relacion beneficio-costo es mayor a 1 y el valor presente neto es mayor que cero. El proyecto es economicamente viable y el ahorro despues de 3 años de funcionamiento de la planta va a ser elevado.

Además es necesaria la implementación de la planta por la elevada producción de agua del campo Under River.

7. CONCLUSIONES

La eficiencia de los equipos diseñados e implementados en otros campos, dan una medida favorable, que la planta de tratamiento de agua para el campo Under River cumplirá con las especificaciones expuestas en el decreto 1594 de 1984.

Los equipos se diseñaron para 18000 barriles de agua, lo que asegura que si aumenta considerablemente la producción, estos equipos están capacitados para tratar el agua con la misma eficiencia en todo momento.

El conocimiento del funcionamiento de los equipos de tratamiento de aguas de producción y del decreto 1594 son de gran importancia debido a las exigencias cada vez más radicales por parte del Ministerio de ambiente en cuanto a vertimiento a cuerpos de agua o inyección.

La importancia de apoyar la empresa nacional y adquirir equipos nacionales con altas eficiencias, genera ganancias para la empresa operadora y del mismo modo para la economía nacional.

La información necesaria para el desarrollo del proyecto fue muy limitada por políticas internas de la empresa, por este motivo no se lograron hacer algunos análisis importantes, como los son pruebas de compatibilidad en el agua y nuevos análisis para la caracterización del agua de producción, pues fue tomada una sola prueba para laboratorio, de donde se tomaron los resultados.

8. RECOMENDACIONES

Realizar seguimiento a los equipos implementados en la planta de tratamiento de agua del campo Under River para ratificar su eficiencia y prevenir complicaciones a futuro.

Diseñar equipos para diferentes caudales a manejar y así obtener una base de datos con las dimensiones específicas para la producción de agua de cualquier campo petrolero en Colombia.

Realizar un diseño tanto para la producción de agua, como para la producción de crudo y de Gas, para obtener un plop plan de la planta completa en un campo petrolero en Colombia.

Lograr convenios con las diferentes empresas del sector donde el estudiante Tesista tenga más acceso a la información y no sea tan limitado.

Realizar las pruebas de laboratorio varias veces para lograr mayor exactitud en la distribución de tamaño de partícula a retirar y lo resultados sean fiables a la hora de utilizarlos para diseñar los diferentes equipos, pues para este proyecto solo se tuvo acceso a una prueba.

BIBLIOGRAFIA

- AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE. Monographs on Refinery Environmental Control, Management of Water Discharges. API 421.
- ARNOLD, Ken. STEWART Maurice. Surface Production Operations. Second edition, Volúmen 1.
- ARNOLD, Richard. Manejo de la producción de agua, de residuo a recurso. Schlumberger.
- BLANCO SIMBAQUERA Johanna y DELGADILLO AYA Claudia Lorena. Metodología para el Diseño de un Monitoreo de Inyección de Agua Desarrollado en un Campo Petrolero. 2006.
- B y P. M. Wilson. Introduction to Hydraulic Pumping. California. 1976.
- GARCIA Juan F. y ESCOBAR Juan D. Evaluación de los Requerimientos de Estimulación en Pozos Inyectores en Campo Guando. 2009.
- Informe Geotécnico, Estudios de suelos en el área del proyecto. New Gas and Oil. S.A. Diciembre 2012.
- Manual de Equipos de Tratamiento de Agua de Producción. New Gas and Oil. S.A.
- Manual para el manejo de incrustaciones solubles en agua y problemas de corrosión asociados. Perenco Colombia. 2004.

- MANUCCI V. Jesús E. Control de Proyectos de Inyección. Capítulo 3. 2003.
- NIÑO HERNANDEZ Luzmila. Análisis del Taponamiento de Pozos Inyectores del Campo Caño Limón – Arauca. Práctica Empresarial. Occidental Colombia. 2004.
- PEREZ AYA Fernando. Principios básicos del tratamiento químico de sólidos suspendidos y las emulsiones inversas en el agua. Perenco Colombia. S.A.
- Programa de capacitación personal de producción Modulo 2: Circuito del agua. PERENCO COLOMBIA LTD.2000
- Tratamiento de aguas residuales Eduardo Ospina y Cia S.A.2000