



**DISEÑO CONCEPTUAL PARA LA CONSTRUCCIÓN DE UNA PLANTA DE
TRATAMIENTO E INYECCIÓN DE AGUA EN EL CAMPO CANTAGALLO**

**JORGE FRANK GIRALDO ESPITIA
LUIS ALBERTO ESCALANTE TORRES**

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

2008

Diseño conceptual para la construcción de una planta de tratamiento e inyección de agua en el Campo Cantagallo



**DISEÑO CONCEPTUAL PARA LA CONSTRUCCIÓN DE UNA PLANTA DE
TRATAMIENTO E INYECCIÓN DE AGUA EN EL CAMPO CANTAGALLO**

**JORGE FRANK GIRALDO ESPITIA
LUIS ALBERTO ESCALANTE TORRES**

**Trabajo de Grado presentado como requisito para optar al título de:
INGENIERO DE PETRÓLEOS**

**Ing. FREDY ABELARDO NARIÑO REMOLINA
DIRECTOR**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICOQUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BUCARAMANGA
2008**

Diseño conceptual para la construcción de una planta de tratamiento e inyección de agua en el Campo Cantagallo



DEDICATORIA

A mis padres amados que son mi apoyo incondicional que me han entregado su amor, su comprensión y su ejemplo impulsándome a desplegar mis alas hacia el horizonte.

A Paola, por su confianza y fortaleza, a María Camila, Junior C. y demás familiares.

A Diego, Gustavo, Carlos, Jhon Javer, Fabio, Wilson, Roberto, Cesar y demás amigos con quienes compartí momentos gratos.

A mi abuelo Francisco y a mi Tío José Q.E.P.D

Jorge Frank Giraldo Espitia.



DEDICATORIA

A Dios creador del universo y dueño de mi vida por permitir realizar mis sueños.

A mis padres porque gracias a su cariño, guía y apoyo he llegado a realizar uno de los logros más grandes de mi vida, por lo cual les viviré eternamente agradecido.

A mi hermano José por su amistad y apoyo incondicional.

A mi tío Efraín por su gran colaboración, por creer en mí y estar presente en los momentos más difíciles de mi vida.

A mis grandes amigos Pilin, Roberto, Chechi, Andrés, el Negro, Jhon, Wilson y demás amigos que hicieron parte de los mejores momentos en la universidad, brindándome su confianza y lealtad.

Luis Alberto Escalante Torres.



AGRADECIMIENTOS

Agradecimiento especial al Ingeniero Fredy A. Nariño Remolina por su tiempo, dedicación y confianza. Además de su valiosa colaboración para la consecución de este proyecto.



CONTENIDO

	Pág.
INTRODUCCIÓN	21
1. GENERALIDADES	23
2. PROPIEDADES, CARACTERÍSTICAS Y DISPOSICIÓN DEL AGUA DE PRODUCCIÓN	26
2.1 COMPONENTES PRIMARIOS	26
2.1.1 Cationes	27
2.1.2 Aniones	28
2.2 PROPIEDADES FISICO-QUÍMICAS	30
2.3 ORIGEN DE LAS AGUAS DE PRODUCCIÓN	36
2.3.1 Aguas residuales de proceso.	36
2.3.2 Purgas de tanques.	36
2.3.3 Aguas lluvias.	37
2.4 METODOS DE DISPOSICIÓN	39
2.4.1 Vertimiento.	39
2.4.2 Inyección.	41
2.5 SELECCIÓN DE LA FUENTE DE AGUA	44
2.5.1 Tipo de agua a inyectar.	45
2.5.2 Calidad del agua de inyección.	47
2.5.3 Generación de problemas en la inyección de agua.	49
3. SISTEMAS DE TRATAMIENTO E INYECCION DE AGUA	65
3.1 TRATAMIENTO FÍSICO	66
3.1.1 Etapa de estabilización.	72
3.1.2 Etapa de flotación.	79
3.1.3 Etapa de filtración.	86
3.2 TRATAMIENTO QUIMICO	103
3.3 SISTEMA DE BOMBEO	107



3.3.1 Bombas centrifugas.	108
3.3.2 Bombas reciprocantes.	109
4. . DESCRIPCIÓN DE LA PLANTA PILOTO DE TRATAMIENTO E INYECCIÓN DE AGUA ACTUALMENTE EN EL CAMPO CANTAGALLO	112
4.1 DESCRIPCIÓN Y UBICACIÓN DEL CAMPO CANTAGALLO	112
4.2 DESCRIPCION DE LA PLANTA PILOTO DE REINYECCION DE AGUA DE PRODUCCION	114
4.2.1 Descripción del proceso actual en la planta piloto de reinyección de agua de producción.	119
5. INGENERIA CONCEPTUAL PARA LA PLANTA DE TRATAMIENTO E INYECCION DE AGUA EN EL CAMPO CANTAGALLO	127
5.1 TRATAMIENTO DE AGUA DE CAPTACIÓN Y DE PRODUCCIÓN	127
5.1.1 Pruebas de compatibilidad.	128
5.1.2 Descripción del proceso según el tipo de agua a tratar.	133
5.1.3 Capacidad y localización de las plantas.	138
5.2 DEFINICIÓN Y DIMENSIONAMIENTO DE EQUIPOS PRINCIPALES	138
5.2.1 Almacenamiento de agua de captación	139
5.2.2 Etapa de estabilización.	143
5.2.3 Etapa de flotación.	146
5.2.4 Etapa de filtración.	150
5.2.4.1 Mecanismos de la filtración.	153
5.2.4.2 Parámetros de diseño para filtros.	156
5.2.5 Almacenamiento de agua filtrada.	159
5.2.6 Decantación de lodos.	161
5.2.7 Lechos de secado.	164
5.2.8 Sistema de bombeo.	165
5.3 BASES PARA LA FILOSOFÍA DE OPERACIÓN	174
5.4 BASE PARA LA DEFINICIÓN DE LAS FILOSOFÍAS DE MANTENIMIENTO Y CONFIABILIDAD	174
5.5 REQUERIMIENTOS DE SERVICIOS AUXILIARES E INDUSTRIALES	176



CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	177
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS	179
BIBLIOGRAFIA	181
ANEXOS	182



LISTA DE FIGURAS

	Pág.
Figura 1. Diagrama general del origen de las aguas de producción	38
Figura 2. Esquema del método de eliminación del agua producida por inyección	44
Figura 3. Presencia de incrustaciones en pozo inyector.	51
Figura 4. Proceso de nucleación	53
Figura 5. Proceso de la corrosión electroquímica	61
Figura 6. Tipos de corrosión.	63
Figura 7. Proceso de flotación con sus cuatro etapas básicas	71
Figura 8. Tanques desnatadores	73
Figura 9. Unidad de flotación por gas disuelto DAF	81
Figura 10. Unidad de flotación por gas inducido IAF	84
Figura 11. TSS generando taponamiento externo	88
Figura 12. TSS generando taponamiento interno	89
Figura 13. TSS Sin taponamiento	89
Figura 14. Filtro de lecho	94
Figura 15. Filtro de cascarilla de nuez.	97
Figura 16. Muestras de agua no filtrada y filtrada.	98
Figura 17. Tanque decantador	100
Figura 18. Lechos de secado.	102
Figura 19. Sistema de filtración PIA monal Campo San Francisco.	102
Figura 20. Procesos de coagulación y floculación.	105
Figura 21. Bomba de transferencia. Campo Jazmín.	109
Figura 22. Sistema de bombas de alta presión para inyección.	110
Figura 23. Diagrama del sistema de tratamiento e inyección de agua	111
Figura 24. Localización Campo Yariguí – Cantagallo	113



Figura 25. Diagrama de proceso de la planta piloto de inyección	116
Figura 26. Tanques de estabilización K-711 A/B	120
Figura 27. Sistema Stage - sistema de flotación inducida	121
Figura 28. Filtro F-711	122
Figura 29. Decantador de sólidos ST-711	123
Figura 30. Lechos de secado AD-711	124
Figura 31. Tanque de almacenamiento de agua filtrada K-712	125
Figura 32. Bombas booster P-713 A/B, Sand-jet P-713 C y de inyección P-714 A/B	125
Figura 33. Bulk drum	126
Figura 34. Diagrama de proceso de la planta de tratamiento e inyección a implementar en el Campo Cangallo	134
Figura 35. Sistema Stage	147
Figura 36. Filtro de flujo descendente	150
Figura 37. Mecanismos de transporte	155
Figura 38. Diagrama de la planta de tratamiento e inyección a implementar en el Campo Cantagallo	173



LISTA DE TABLAS

	Pág.
Tabla 1. Componentes y propiedades del agua de producción	35
Tabla 2. Estándares mínimos para vertimiento	40
Tabla 3. Parámetros a tener en cuenta en la inyección de agua.	43
Tabla 4. Composición de dos aguas diferentes	52
Tabla 5. Incrustaciones solubles en acido	54
Tabla 6. Incrustaciones insolubles en acido	54
Tabla 7. Rangos de diámetro para cada factor de turbulencia.	77
Tabla 8. Parámetros de diseño unidades de gas disuelto.	82
Tabla 9. Tamaños críticos de poro para una formación especifica	92
Tabla 10. Parámetros de operación para filtro de lecho.	94
Tabla 11. Propiedades físicas y químicas de la cáscara de nuez	99
Tabla 12. Parámetros de operación para decantador.	101
Tabla 13. Propiedades actuales del agua producida para tratamiento e inyección	115
Tabla 14. Calidad de agua para inyección	117
Tabla 15. Equipos presentes en la planta piloto de reinyección	118
Tabla 16. Aditivos empleados en la planta piloto de reinyección de agua.	126
Tabla 17. Resultados prueba de compatibilidad	131
Tabla 18. Resultados prueba de corrosividad de agua de producción	132
Tabla 19. Calidad del agua de producción Isla VI	135
Tabla 20. Parámetros de diseño tanque de almacenamiento de agua de captación	140
Tabla 21. Dimensión del tanque de almacenamiento de agua de captación	143
Tabla 22. Parámetros de diseño para tanque de estabilización	144
Tabla 23. Dimensión del tanque de estabilización	146
Tabla 24. Parámetros de diseño para tanque de flotación o Sistema Stage	148



Tabla 25. Dimensión del tanque de flotación	150
Tabla 26. Alternativas para selección de número de filtros	151
Tabla 27. Operación de filtros alternativa 2	152
Tabla 28. Porosidad y eficiencias de flujo del lecho de cascara de nuez	157
Tabla 29. Dimensión del filtro de lecho	159
Tabla 30. Parámetros de diseño para tanque de almacenamiento de agua filtrada	159
Tabla 31. Configuraciones para seleccionar la dimensión del tanque de almacenamiento de agua filtrada.	160
Tabla 32. Dimensión del tanque de almacenamiento de agua de filtración	161
Tabla 33. Parámetros de diseño para tanques decantadores	162
Tabla 34. Dimensión del tanque decantador de sólidos	163
Tabla 35. Parámetros de diseño para los lechos de secado	164
Tabla 36. Dimensión de los lechos de secado	165
Tabla 37. Características de las bombas de transferencia a implementar	169
Tabla 38. Alternativas para selección de bombas de inyección	171
Tabla 39. Equipos a implementar en la planta de tratamiento e inyección	172



LISTA DE ANEXOS

	Pág.
ANEXO A. ACIPET	183
ANEXO B. Resultados pruebas de compatibilidad	187
ANEXO C. Requerimientos de energía	194



NOMENCLATURA

Bls : barriles

BPD : barriles por día

BS & W : contenido de agua y sedimentos

BWPD : barriles de agua por día

$^{\circ}\text{C}$: grados centígrados

cm : centímetros

cp : centipoises

dinas/cm² : dinas por centímetros cuadrados

$^{\circ}\text{F}$: grados Fahrenheit

ft : pies

ft³ : pies cúbicos

ft / seg : pies por segundo

ft³ / s : pies cúbicos por segundo

ft³ / ft² s : pies cúbicos por pie cuadrado por segundo

g/cm³ : gramos por centímetro cúbicos

g/ml : gramos por mililitro

GPM : galones por minuto

GPM / ft² : galones por minuto por pie cuadrado

in : pulgadas

lpc : libra por pulgada cuadrada

mg/l : miligramos por litro

min : minutos

mm : milímetros

Mpa : Megapascales

Diseño conceptual para la construcción de una planta de tratamiento e inyección de agua en el
Campo Cantagallo



mpy : milipulgadas de penetración por año

m/seg : metros por segundo

ppb : partes por billón

ppm : partes por millón

psi : libras por pulgada cuadrada

$psia$: libras por pulgada cuadrada absoluta

$psig$: libras por pulgada cuadrada manométrica

$SCF / Barril$: pies cúbicos estándar por barril

SRB/ml : bacterias sulfato reductoras por mililitro

TM / m^3 : TM/m^3 : toneladas métricas por metro cúbico

μm : micrón

V_o : velocidad final de ascenso, ft/seg

$(dm)_o$: diámetro de la gota de aceite, micrones

μ_w : viscosidad del de agua, cp

$(\Delta SG)_{w/o}$: diferencia de gravedad específica entre aceite y agua

d_{max} : diámetro máximo, micrones.

σ : tensión superficial, dinas/cm²

ρ_w : densidad del agua, g/cm³

ΔP : caída de presión, psia

ϕ : porosidad, fracción

K_S : constante del sistema

H : altura de la columna de agua, pies

d : diámetro del equipo, pulgadas

t_R : tiempo de residencia, minutos

Q_w : caudal del agua, BWPD

E_{TOTAL} : eficiencia total



E : eficiencia

T_g : tamaño promedio de la superficie entre los poros, micrones.

K : permeabilidad, md

F : factor de corto circuito

d : diámetro, pulgadas

V_F : velocidad de filtración, ft/s

A_F : área del lecho filtrante

q_F : tasa de carga, ft³/ft²s



RESUMEN

TÍTULO:
DISEÑO CONCEPTUAL PARA LA CONSTRUCCIÓN DE UNA PLANTA DE TRATAMIENTO E INYECCIÓN DE AGUA EN EL CAMPO CANTAGALLO.*

AUTORES:
JORGE FRANK GIRALDO ESPITIA
LUIS ALBERTO ESCALANTE TORRES**

PALABRAS CLAVES:
Diseño, conceptual, separación, tratamiento, tanques, filtros, bombas, agua de producción.

DESCRIPCIÓN:

El agua producida para la industria petrolera se convierte en un problema ambiental, dado que hay que cumplir con ciertas normas para la disposición por vertimiento. Una de las soluciones para mitigar el problema, es inyectar el agua de producción al yacimiento mismo donde se está produciendo, mediante las plantas de tratamiento e inyección que son el resultado de la implementación de proyectos de recuperación secundaria.

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 tener como base tres etapas de separación fundamentales las cuales son: Etapa de estabilización, de flotación y de filtración.

Para la inyección del agua a la formación receptora se debe asegurar su calidad retirándole algunos componentes que son perjudiciales para el yacimiento, como son los sólidos suspendidos y las grasas y aceites, estos dos parámetros son muy importantes y su remoción total beneficiara tanto la formación donde se está inyectando como la continuidad del proyecto de inyección.

En este trabajo se establecen las consideraciones básicas para desarrollar la ingeniería conceptual de una planta de tratamiento e inyección de agua a implementar en el Campo Cantagallo, además se dan bases para el dimensionamiento de los equipos principales del tratamiento de agua para 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 fisicoquímicas, Escuela de Ingeniería de Petróleos, Ing. Fredy Abelardo Nariño Remolina.



SUMMARY

TITLE:
CONCEPTUAL DESIGN FOR THE CONSTRUCTION OF A TREATMENT AND WATER INJECTION PLANT ON CANTAGALLO`S FIELD*.

AUTHORS:
JORGE FRANK GIRALDO ESPITIA
LUIS ALBERTO ESCALANTE TORRES**

KEY WORDS:
Design, conceptual, separation, treatment, tanks, filters, water

DESCRIPTION:

The water produced by the oil industry becomes an environmental problem, since there is a need to meet certain standards for disposal by dumping. One solution to alleviate the problem is to inject water production at the same reservoir, which is taking place through treatment and injection plants that are the result of the implementation of secondary recovery projects.

Water production, often is treated by physical processes, however, it becomes necessary to use chemicals. To ensure the quality of this water, the process should be based on three stages of separation: stabilization phase, flotation and filtration.

For the injection of water to the receiving formation, we have to ensure their quality withdrew some components that are harmful for the reservoir, such as suspended solids, oils and fats, these two parameters are very important and its total removal benefit both the formation where is injecting the water and also for the continuity of the project injection.

This paper sets out the basic considerations to develop conceptual engineering of a treatment and water injection plant to be implemented in Cantagallo`s Field, in addition there are bases for the sizing of major equipment for processing water for injection, which will be part of the plant, such as water storage tanks catchment, stabilization tanks, flotation tanks, filters, decanters tanks and water storage tanks leaked.

* Degree Project.

** Physical-Chemical Engineerings Faculty, Petroleum Engineering, Eng. Fredy Abelardo Nariño Remolina



INTRODUCCIÓN

En la producción de los campos petrolíferos del mundo se obtiene del yacimiento una mezcla de fluidos, principalmente aceite (petróleo), gas y agua. Debido a las propiedades físicas diferentes de los fluidos y a su uso es necesario manejarlo en superficie en forma diferente. A causa de esto se debe contar con las facilidades de producción, en donde se realiza una separación de fases, las cuales por aparte se someten a tratamiento y se realiza la fiscalización del crudo y la disposición del agua.

El agua producida en un campo de petróleo contiene en su gran mayoría agentes contaminantes como pueden ser: sales disueltas, metales, sólidos suspendidos y grasas y aceites, estos se convierten en un problema ambiental, dado que hay que cumplir con ciertas normas para la disposición por vertimiento. Una de las soluciones para mitigar el problema, es inyectar el agua de producción a la formación, donde se está produciendo. Para esto se necesita del diseño y construcción de una planta de tratamiento e inyección de agua, que beneficiara no solo al medio ambiente sino también al yacimiento, ya que al realizar la inyección se mantiene presión y se aumenta la producción de aceite, proceso conocido como recobro secundario.

Teniendo en cuenta lo anterior, Ecopetrol S. A. Empresa Colombiana del Petróleo, la cual tiene la operación directa del Campo Cantagallo, ha tomado la decisión de realizar un proyecto de inyección de agua en este campo; debido a que este es un campo maduro y se encuentra en proceso de mejoramiento y recuperación de los niveles de producción, por eso se hace necesario la construcción de una planta de tratamiento e inyección de agua, para el beneficio propio del yacimiento y de su producción.



El presente libro expone las consideraciones y conceptos básicos, para el desarrollo de la ingeniería conceptual de la planta de tratamiento e inyección de agua a implementar en el Campo Cantagallo.



1. GENERALIDADES

El mayor producto de residuo en la producción de petróleo y gas, y durante la vida de casi todos los pozos y yacimientos es el agua. Este subproducto es conocido como salmuera de yacimiento petrolífero, agua salada, agua producida, etc. La producción de este líquido históricamente, ha promediado seis veces la producción de petróleo durante la vida de todos los pozos petroleros. Todos los días deben manejarse millones de barriles de agua, conteniendo grandes cantidades de sales disueltas, sólidos en suspensión, metales pesados e hidrocarburos dispersos y disueltos.

Debido a la gran cantidad de agua que viene asociada a la producción de petróleo se hace necesario crear y desarrollar plantas de separación, manejo y tratamiento de estos fluidos de producción, en donde el agua debe ser tratada y manejada de acuerdo a la disposición final que se necesite o se requiera.

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.

Tanto los pozos de petróleo como los de gas producen agua, aunque por lo general, en los pozos de gas las cantidades son considerablemente más pequeñas que en los pozos de petróleo. El gas también es compresible y los campos de gas no están sujetos a inyección de agua. Se puede esperar que los volúmenes se encuentren entre los 0.5 y 5 barriles por millón de pies cúbicos,



creando serios problemas en la manipulación, particularmente de hidratos, aún en bajos volúmenes. Estas aguas son a menudo separadas del gas en la misma área del pozo, mediante el uso de deshidratadores, para luego ser evaporadas durante el ciclo de regeneración del equipo de deshidratación.

El agua producida puede ser tratada y eliminada por varios métodos, la mayoría de los cuales ya han sido probados y muchos de ellos aún se usan en varias partes del mundo. Entre los métodos más importantes de eliminación o disposición del agua producida que se utilizan, se encuentran algunos como son: descarga controlada en aguas superficiales, descarga controlada en ambientes marinos costeros, inyección para mantenimiento de presión o también conocido como método de recuperación secundaria y en algunas ocasiones también se realiza la inyección en pozos profundos, pero no es muy viable debido a su costo y comparado con la recuperación secundaria no da ningún beneficio.

Se podría decir entonces que el método más conveniente para la eliminación del agua de producción, es el de inyección para mantenimiento de presión, debido a que este presenta menor impacto ambiental, además soluciona el problema del cumplimiento de normas de vertimiento de agentes contaminantes presentes en las corrientes de aguas de producción, tales como sales disueltas, metales, etc. Sumado a esto se obtiene el beneficio adicional de mantener la presión del yacimiento con lo cual la producción tiende a mejorar o en el peor de los casos a permanecer constante. Las recuperaciones de petróleo se pueden aumentar hasta un 40% con este método de disposición o eliminación del agua de producción.

En un proyecto de inyección de agua se necesita del desarrollo de plantas de tratamiento e inyección, en donde se debe tener en cuenta factores determinantes para el diseño, los más importantes son algunas propiedades del agua de producción como: grasas y aceites, sólidos suspendidos y contenido de sales, estas propiedades son un factor determinante para definir los equipos e



instrumentación que se necesitaran para dicho diseño. En términos generales para realizar la inyección de agua, se requiere realizar un estudio detallado de los parámetros que influyen directamente en el éxito de este tipo de procedimientos, entre estos factores se encuentran: 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.

En Colombia existen diversos campos de petróleo, algunos ya implementan plantas de tratamiento e inyección de agua, 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 e inyección 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.



2. PROPIEDADES, CARACTERÍSTICAS Y DISPOSICIÓN DEL AGUA DE PRODUCCIÓN

2.1 COMPONENTES PRIMARIOS

Al agua se le ha llamado el solvente universal, ya que hasta cierto punto disolverá a casi todos los compuestos inorgánicos. La mayoría de los problemas con el agua producida se originan en este hecho. Las aguas producidas han estado presentes en la capa freática asociada al petróleo y al gas que se producen, durante cientos de millones de años, estas han tenido amplio contacto con las diferentes formaciones rocosas, disolviendo exitosamente a ciertos compuestos. 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.
- ✓ 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:

2.1.1 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.

2.1.2 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.

- ✓ 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 CO_2 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 (O_2): 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 reaeración de los cuerpos de agua.

2.2 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.

➤ 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.

➤ 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 eutroficación.



➤ 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.

➤ 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.

➤ 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.

➤ **CONTENIDO DE SÓLIDOS SUSPENDIDOS (TSS)**

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.

➤ **CONTENIDO DE SÓLIDOS DISUELTOS (TDS)**

El TDS es simplemente la suma de las concentraciones de todos los iones individuales.

➤ **DEMANDA QUÍMICA DE OXIGENO**

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.

➤ **DEMANDA BIOQUÍMICA DE OXIGENO**

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 contaminación orgánica.



➤ RADIOACTIVIDAD

Tanto el Radio 226 como el Estroncio 90 son radioactivos y a menudo se presentan en el agua producida. Ambos son concentrados por los mismos organismos que concentran a los otros metales pesados. Los niveles máximos recomendados son una Beta total de 1000 pCi/l, menos de 3 pCi/l de Radio 226, y menos de 10 pCi/l de Estroncio 90.

➤ ALCALINIDAD

Indicación de los compuestos alcalinos o básicos que están presentes en el agua. Regularmente se presentan en forma de hidróxidos, carbonatos y bicarbonatos: de calcio, potasio, sodio y magnesio. Los límites razonables de la alcalinidad están entre 30 mg/l y 250 mg/l. Una alcalinidad inferior a 10 mg/l no es deseable porque convierte el agua en muy corrosiva.

➤ 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.

En la tabla 1 se presenta un resumen de los componentes y propiedades del agua de producción.



Tabla 1. Componentes y propiedades del agua de producción

Cationes	Aniones	Gases Disueltos	Propiedades Físico – Químicas
Calcio (Ca^{++})	Cloruro (Cl^-)	Sulfuro de Hidrogeno (H_2S)	Color y turbidez
Magnesio (Mg^{++})	Carbonatos (CO_3^-)	Dióxido de Carbono (CO_2)	Temperatura y dureza
Sodio (Na^+)	Bicarbonatos (HCO_3^-)	Oxigeno disuelto (O_2)	Alcalinidad y radioactividad
Hierro (Fe^{+++})	Sulfatos (SO_4^-)		Bacterias
Bario (Ba^{++})			Contenido de pH y de grasas y aceites
Estroncio (Sr^{+++})			Contenido de sólidos suspendidos (TSS) y disueltos (TDS)
Radio (Rd^{+++})			Demanda química y bioquímica de oxigeno

Fuente: El Autor.



2.3 ORIGEN DE LAS AGUAS DE PRODUCCIÓN

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.

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:

2.3.1 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 gun barrel 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.

2.3.2 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.



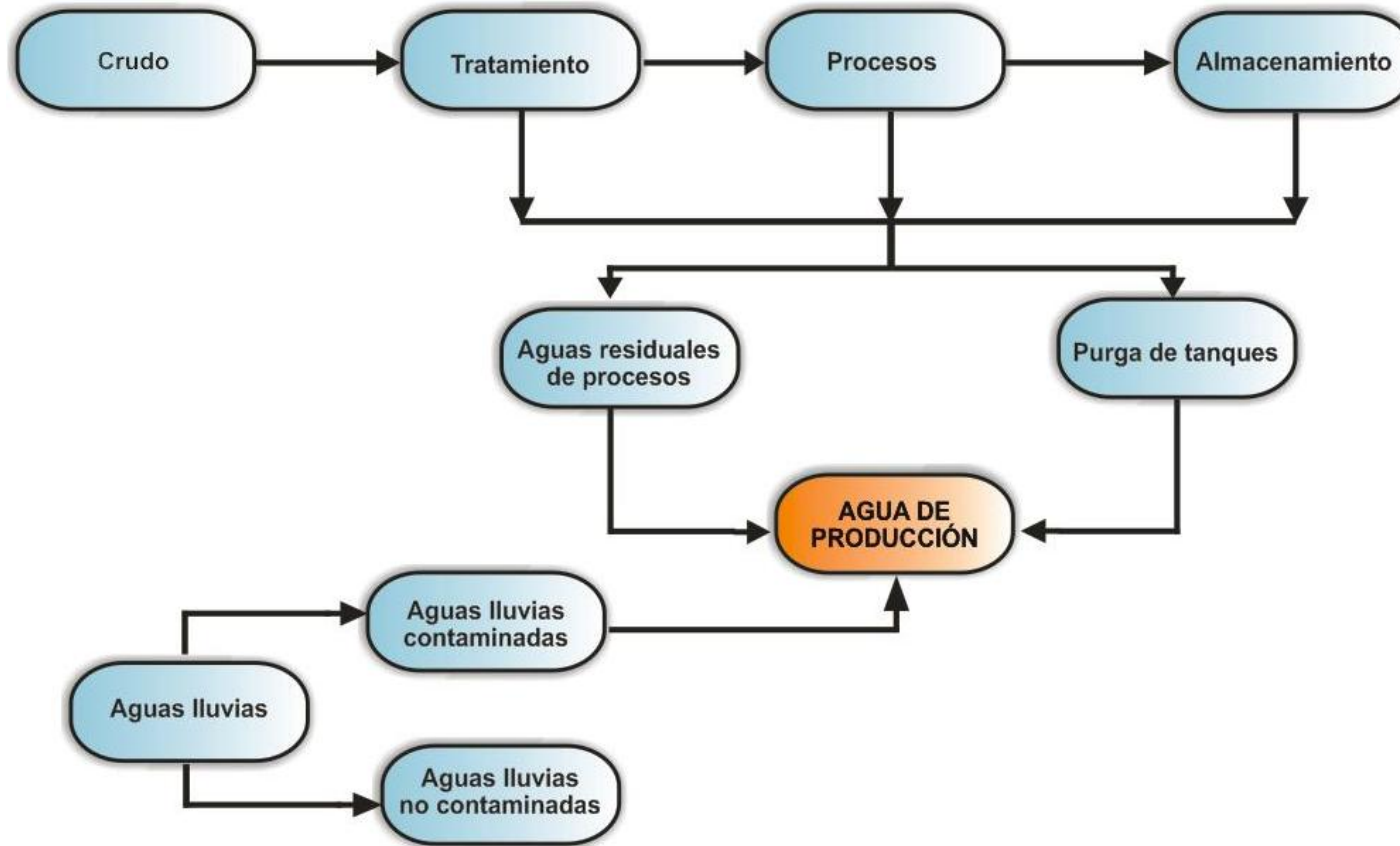
Las purgas de los tanques contienen habitualmente sales disueltas, algunos metales, grasas y aceites, sólidos disueltos y suspendidos.

2.3.3 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.



Figura 1. Diagrama general del origen de las aguas de producción



Fuente: El Autor.



2.4 METODOS 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.

2.4.1 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 una 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.

En Colombia el vertimiento está regulado por entidades del estado como son: el Ministerio de Ambiente, Vivienda y Desarrollo Territorial y las Corporaciones Autónomas Regionales. Estas se encargan de reglamentar los permisos y requerimientos mínimos, para el monitoreo de la descarga sobre los cuerpos de agua.



Las condiciones mínimas de vertimiento están definidas en el Decreto 1594 de 1984 Art. 72. En la tabla 2 se muestran los estándares de las características y componentes del agua de producción mínimos para el vertimiento.

Tabla 2. Estándares mínimos para vertimiento

Parámetro	Rango
pH	5 - 9
Temperatura	< 40 °C
Material flotante	Ausente
Grasas y aceites	Remoción > 80%
Sólidos suspendidos	Remoción > 80% en carga
D.B.O	Remoción > 80% en carga
D.Q.O	Remoción > 80% en carga
Fenoles	< 0.2 mg/l
Bario	< 5 mg/l

Fuente: Decreto 1594 de 1984, Art. 72.

Por fuera de los rangos anteriores no se permite la eliminación, hasta que no se alcance el mínimo valor de cada uno de los parámetros. Esto con el fin de preservar y mantener las condiciones naturales del medio ambiente.

Este método de disposición del agua de producción ha sido objeto de varias críticas a nivel mundial en las últimas décadas por algunas entidades gubernamentales y no gubernamentales, está catalogado como no recomendable. Por esta razón y por muchas más de carácter ambiental, se quiere para un futuro cercano prescindir de este método y buscar nuevas formas de eliminar las aguas contaminadas en la producción del petróleo, sin causar daño alguno al medio ambiente.



Una de las razones por las cuales este método es viable en el momento, es debido a su bajo costo comparado con otros.

2.4.2 Inyección. 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 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 3 se presentan los parámetros que se deben tener en cuenta en la inyección de agua, para ser analizados.



Tabla 3. 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

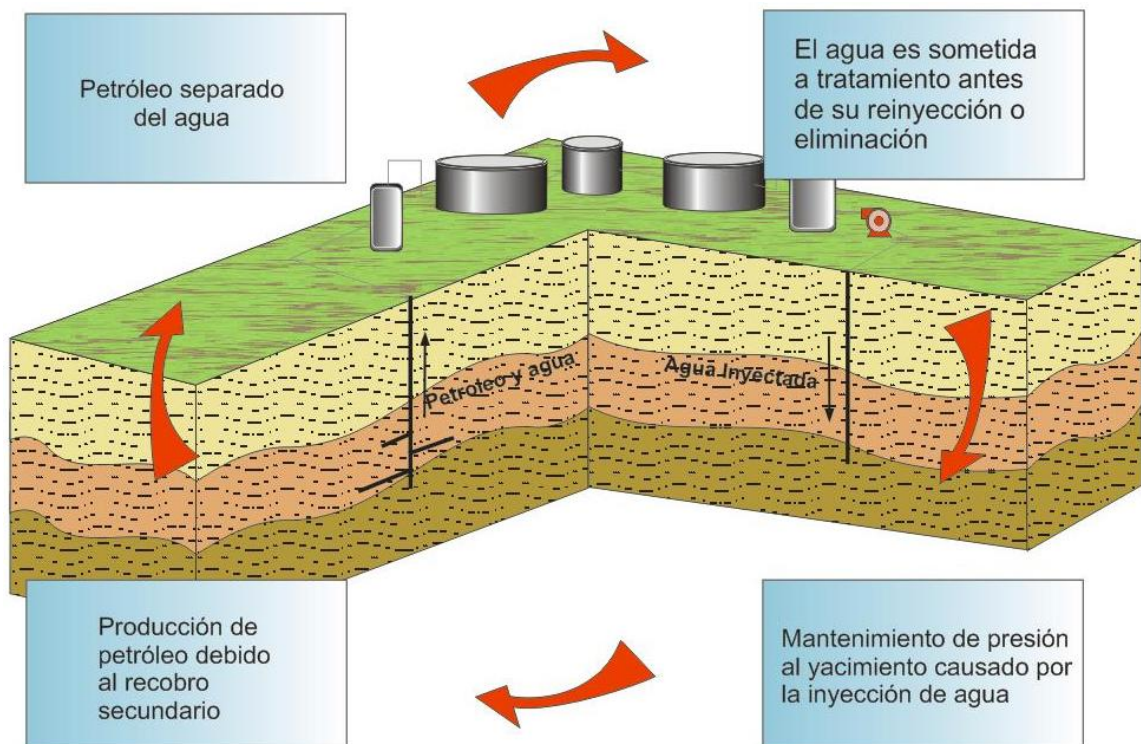
La mezcla de estos factores permite escoger el pozo inyector más adecuado dentro del yacimiento, minimizando los riesgos que implica la inyección de un fluido en un medio poroso.

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 2 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 2. Esquema del método de eliminación del agua producida por inyección



Fuente: El Autor

2.5 SELECCIÓN DE LA FUENTE DE AGUA

Como bien se vio en la sección anterior, la inyección de agua es un método de disposición muy práctico y actualmente está en aumento su aplicación en campos petroleros de Colombia y en el mundo entero. Por ende es importante conocer los factores que lo afectan tanto en superficie como en el yacimiento.

Un proyecto de inyección se ve obligado a realizarse debido a que se pueden presentar dos situaciones, en la producción de petróleo, como son:

- ✓ Disposición de aguas de producción



✓ Recobro secundario

Estos dos escenarios se presentan de manera conjunta, puede ser que uno de ellos sea el resultado del otro o viceversa, como por ejemplo: en la mayoría de los campos colombianos, los yacimientos petrolíferos no inician con una producción considerada de agua, sino hasta cierto tiempo después que se les aplique el recobro secundario por inyección de agua, para ayudar a la recuperación de crudo.

Dado en el momento en que la inyección de agua se requiera realizar, se necesitara de una fuente independiente de agua para cumplir con los volúmenes a inyectar y se deberá tener cuidado en la selección de esta misma.

En la selección de la fuente de agua se deben tener en cuenta parámetros esenciales como: el tipo de agua a inyectar en la formación, su disponibilidad y el tratamiento que debe realizarse para poder llevar a cabo el proceso de forma permanente a las tasas requeridas y que no produzca efectos negativos en las propiedades del yacimiento, asegurando que el agua y el equipo sean compatibles con el agua producida (cuando llegue) y con el yacimiento.

2.5.1 Tipo de agua a inyectar. Un parámetro esencial a tener en cuenta para llevar a cabo la inyección de agua es el tipo de agua a inyectar en la formación, su disponibilidad y el tratamiento que debe realizarse sobre la misma para que no produzca efectos negativos en las propiedades del yacimiento.

Generalmente se utiliza la fuente de agua que presente la mayor disponibilidad y mejores características dentro del área cercana al yacimiento o pozo inyector, los tipos de agua utilizados para la inyección se describirán brevemente a continuación.



2.5.1.1 Agua de producción. Esta fuente de agua siempre se tiene en cuenta, ya que se obtienen de la misma producción de crudo, aunque antes y al inicio de la inyección generalmente es de cantidades pequeñas comparadas con las requeridas para el proceso. Requiere tratamiento para remoción de sólidos suspendidos y aceite emulsionado.

2.5.1.2 Agua de superficie. Comprende todos los cuerpos de agua naturales existentes sobre la tierra, entre los cuales están los ríos, lagos, mares etc. Las principales desventajas de las fuentes de superficie son la poca confianza en cuanto a calidad y cantidad, el alto costo del equipo de tratamiento y el costo de químicos y operación. Requiere tratamiento por sólidos suspendidos, oxígeno disuelto y carga orgánica, puede presentar hinchamiento de arcillas e incompatibilidad con el agua de formación.

2.5.1.3 Agua subterránea. El agua subterránea es uno de los componentes del ciclo del agua en la tierra. El ciclo del agua abarca el movimiento del agua como vapor, lluvia, nieve, aguas de superficie y aguas subterráneas. El agua en la tierra está circulando constantemente entre la superficie y la atmósfera y regresa a la tierra como precipitación. Algunas de las aguas que se precipitan a la tierra se filtran en esta y se convierten en aguas subterráneas. El agua subterránea se define como agua del subsuelo que llena los espacios porosos de una capa de roca, a esto también se le conoce como acuífero. Estas se encuentran en formaciones a un rango de profundidad desde la superficie hasta 1,000 ft o más.

Cada una de estas fuentes presenta diferentes problemas potenciales para su manejo. Muchas veces es necesario mezclarlas para lograr el volumen deseado de inyección.



La calidad del agua que se va utilizar, debe ser la misma durante la vida del proceso, es por eso que se debe escoger una fuente de agua que sea sencilla de tratar y a bajos costos, siempre y cuando las características del yacimiento y el agua de formación lo permitan.

Generalmente dentro de la selección del tipo de agua a inyectar debemos tener en cuenta la calidad del agua, dependiendo si es baja, media o alta nos dirá que tan factible es la elección. A su vez esta depende de algunos parámetros como son: compatibilidad del agua, sensibilidad de la formación, corrosividad del agua, tendencia a la formación de incrustaciones, sólidos en suspensión, bacterias, contenido de aceite, etc.

2.5.2 Calidad del agua de inyección. 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:

2.5.2.1 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.
- ✓ Índice de estabilidad de Ryznar.
- ✓ Índice de estabilidad de Stiff y Davis.

2.5.2.2 Sensibilidad de la formación. Tiene que ver con la interacción roca - fluido. Aquí lo relevante es la sensibilidad de los fluidos de inyección y formación con el medio poroso, la interacción entre ellos pueden ocasionar hinchamiento y migración de arcillas, taponando las gargantas de los poros, reduciendo la permeabilidad. También pueda que el agua que se inyecta produzca daños en la cara del pozo, debido a que las características químicas del agua son sensibles a la formación.

Por ende debe existir compatibilidad de la formación receptora con el agua a inyectar. Si no es así puede verse afectado un factor importante en la inyección de agua a la formación llamado inyectabilidad.



No solo los anteriores parámetros influyen sobre la calidad del agua, también durante el proceso constantemente hay que cuidarse de otros agentes como las bacterias presentes en las aguas de inyección. Por eso es importante el diseño de las facilidades de tratamiento para dichas aguas antes de ser inyectadas al yacimiento y además conjuntamente aplicar el tratamiento químico óptimo para controlar, prevenir y corregir cualquier problema en las propiedades físico-químicas del agua.

2.5.3 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:

2.5.3.1 Incrustaciones. 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 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.

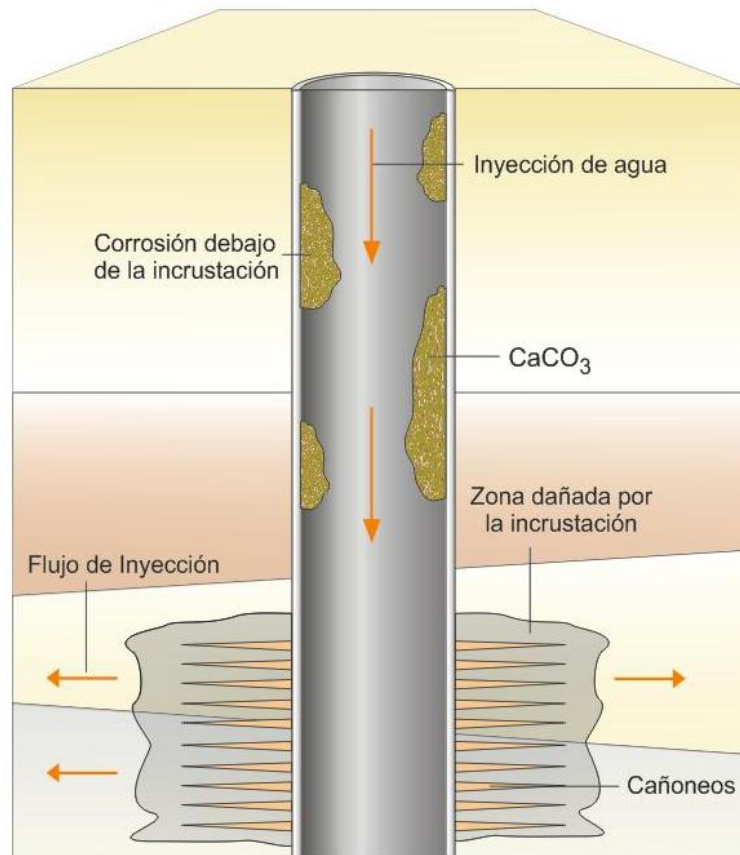
Se pueden depositar dentro del ciclo del agua, desde los pozos inyectoros hasta los equipos de superficie, pasando por la formación receptora. Además pueden desarrollarse en los poros de la formación en las cercanías del pozo, con lo cual la porosidad y la permeabilidad de la formación se ven reducidas.

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

- ✓ La autosedimentación 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 (Ver figura 3), 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 3. Presencia de incrustaciones en pozo inyector.



Fuente: El Autor

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 $(SO_4)^{-2}$ 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 4 se presenta las diferencias típicas de concentración de iones que existen entre el agua de formación y el agua de mar.

Tabla 4. Composición de dos aguas diferentes

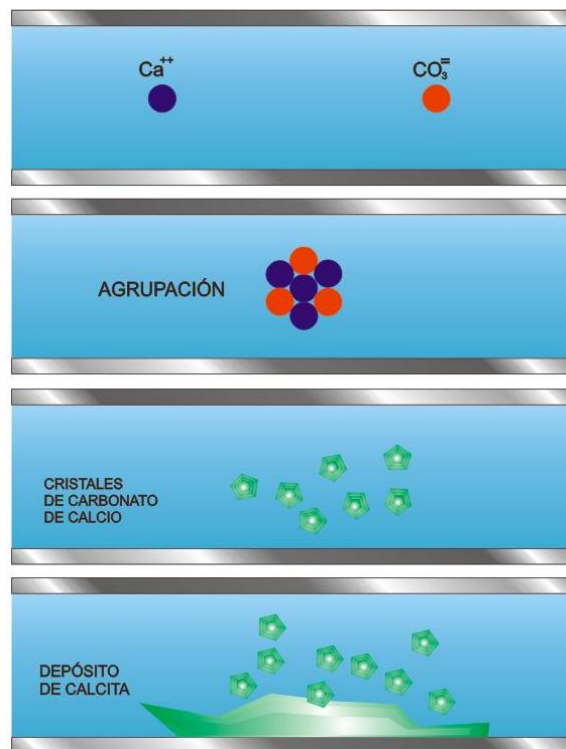
Especies de iones	Agua de formación (ppm)	Agua de mar (ppm)
Sodio	31,275	10,890
Potasio	654	460
Magnesio	379	1,368
Bario	269	0
Estroncio	771	0
Sulfato	0	2,960
Cloruro	60,412	19,766
Calcio	5,038	428

Fuente: "OIL FIELD REVIEW", 30. The BP Technology Magazine (Octubre - Diciembre 1998)

Para que se formen las incrustaciones se necesita que se lleve a cabo dos procesos. Uno de ellos es la nucleación homogénea en donde la solución se encuentra sobresaturada de iones, promoviendo que entre pares de iones se formen cristales individuales. Y el otro es la nucleación heterogénea, este se caracteriza por qué ocurre sobre defectos preexistentes en la superficie de la tubería en contacto con el líquido. En la figura 4 se representa el proceso de nucleación.



Figura 4. Proceso de nucleación



Fuente: El Autor

➤ 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 5 y 6 se enuncian los tipos de incrustaciones.



Tabla 5. Incrustaciones solubles en ácido

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
Oxido 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 (Octubre - Diciembre 1998)

Tabla 6. Incrustaciones insolubles en ácido

Depósitos insolubles 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 (Octubre - Diciembre 1998)

2.5.3.2 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 limoformadoras por excelencia, heterotróficas 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 estén presentes 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 H_2S 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 H_2S puede aumentar la corrosividad general del agua. Hay también varios casos en que yacimientos enteros dulces se han vuelto sulfurosos agrios.
- ✓ El H_2S libre puede conducir a la rajadura y ampolladura 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.

2.5.3.3 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, pero solo uno de ellos se presenta en las operaciones de inyección de agua:

- ✓ Corrosión química

- ✓ 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, estos componentes son:

- ✓ 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



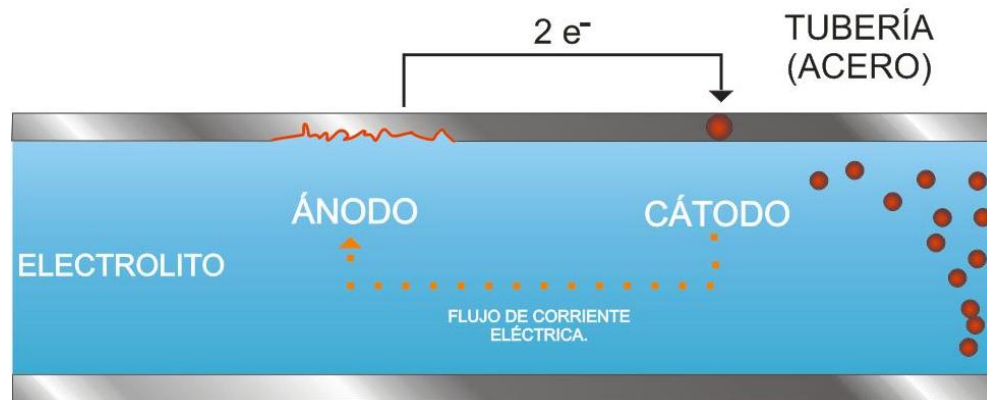
del metal (cátodo y ánodo) debe ser cubierta con una solución eléctricamente conductiva. Tal solución es denominada electrolito. El agua pura es un electrolito pobre, pero la conductividad eléctrica aumenta rápidamente con la adición de sales disueltas. El electrolito conduce la corriente desde el ánodo 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 5 para mayor comprensión se presenta un esquema representativo del proceso de la corrosión electroquímica.



Figura 5. Proceso de la corrosión electroquímica



Fuente: El Autor

➤ 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.

$$pH = -\text{Log} [H^+] \quad (1)$$

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 °C 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.

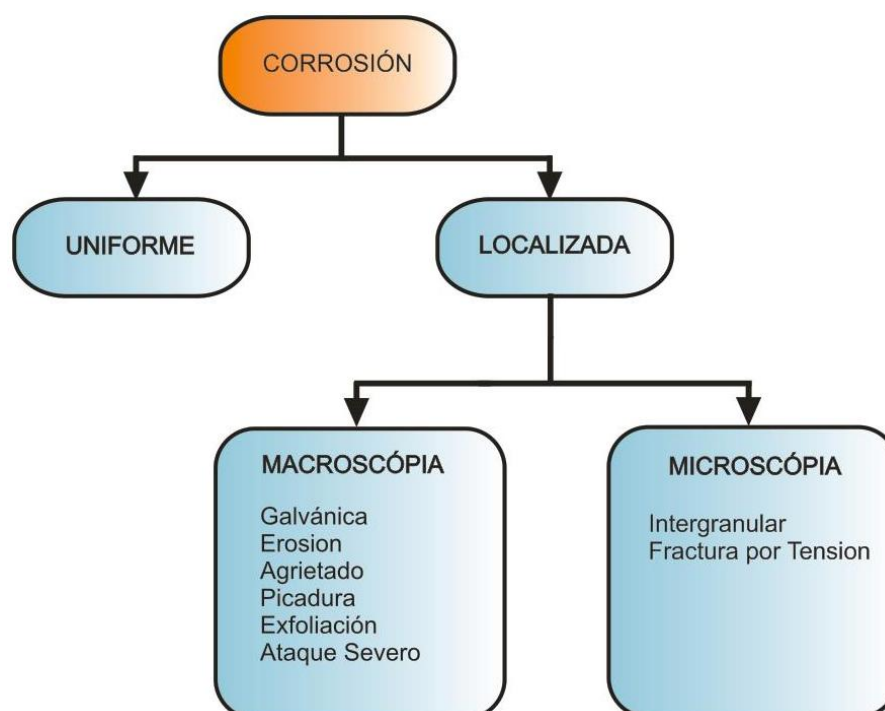
- ✓ Gases disueltos: el oxígeno (O₂), el dióxido de carbono (CO₂) ó el sulfuro de hidrógeno (H₂S) disueltos en el agua incrementan drásticamente la corrosión. En efecto, los gases disueltos son la principal causa de la mayoría de los problemas de corrosión. Si estos se pueden excluir y el agua se mantiene 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 figura 6 se presenta un diagrama en donde se enuncia cada tipo de corrosión.

Figura 6. Tipos de corrosión.



Fuente: El Autor



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 como 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 biocidas. Esto con el fin de reducir o evitar la ocurrencia de daños y pérdidas económicas.

Posteriormente a esta sección se describen estos aditivos en el tratamiento químico que se le debe realizar al agua, para el manejo y control de la calidad de la misma. (Ver capítulo 3.2 tratamiento químico).



3. SISTEMAS DE TRATAMIENTO E INYECCION DE AGUA

En operaciones de producción, generalmente es necesaria la implementación de plantas de tratamiento de agua de producción, para la disposición final que se requiera hacer, entre las que ya se han mencionado esta el vertimiento a cuerpos de agua y la inyección al yacimiento mismo. Como bien se ha dicho hasta ahora, es importante el control y manejo de las propiedades físico - químicas del agua producida antes de realizar la eliminación. Por eso es primordial el diseño y la construcción de equipos en superficie que conformen un sistema integrado para obtener un tratamiento eficaz frente a las consideraciones que se tomen, evitando así problemas operacionales y pérdidas económicas.

Los sistemas de tratamiento de agua se pueden dividir o clasificar en dos tipos:

- ✓ Sistema Abierto

- ✓ Sistema Cerrado

Cuando se habla de un sistema abierto se refiere a que el tratamiento que se le realiza al agua, normalmente se encuentra expuesto a la atmosfera, ósea, todos los equipos utilizados para tal fin, están en presencia de oxígeno. Esto con el fin de ayudar a la liberación de gases como el H_2S y CO_2 presentes en el agua de producción. Un ejemplo claro de este tipo de tratamiento es el que se le efectúa al agua para vertimiento.

A diferencia del sistema abierto, el sistema cerrado se caracteriza por estar presurizado, este se aplica en el tratamiento para agua de inyección, en donde los equipos manejados tienen una capa de gas en los espacios libres, para evitar que el agua entre en contacto con el oxígeno atmosférico, por eso se dice que es un



sistema presurizado. De no ser así o estar expuesto a la atmósfera, aumentaría la cantidad de oxígeno en el agua, y esto conllevaría a inconvenientes tanto en las líneas de tratamiento como en las de inyección, además se presentarían problemas en la formación receptora causando incompatibilidad de aguas.

En este capítulo de una manera general para la industria petrolera, se da una descripción teórica del tratamiento para las aguas de inyección y de los componentes necesarios para dicho proceso, conjuntamente se presenta un esquema de cada uno de ellos.

3.1 TRATAMIENTO FÍSICO

Para garantizar la calidad del agua a inyectar, se debe tener como base tres etapas de separación fundamentales, para el tratamiento del agua de producción dispuesta a ser inyectada al yacimiento, las cuales son:

- ✓ Etapa de estabilización

- ✓ Etapa de flotación

- ✓ Etapa de filtración

De igual manera, las tres etapas nombradas anteriormente están gobernadas por procesos físicos entre los cuales se encuentran la separación gravitacional, dispersión, coalescencia, sedimentación y precipitación mecánica, flotación y filtración. A continuación se describen detalladamente los más relevantes.



➤ SEPARACIÓN GRAVITACIONAL

En los equipos de tratamiento de agua se utiliza fundamentalmente la fuerza gravitacional para separar las gotas de aceite de la fase continua. Las gotas de aceite empiezan a ser más livianas que el volumen de agua que los está desplazando y está ejerciendo sobre ellas una fuerza de boyanza. A este movimiento ascendente se opone la fuerza de fricción debida a la fase continua agua. Cuando las dos fuerzas son iguales, se logra una velocidad constante de modo que se puede calcular por la ley de Stokes ^[1], la formulación se muestra en la ecuación 2.

$$V_o = \frac{1.78 * 10^{-6} * (\Delta SG)_{w/o} * (dm)_o^2}{\mu_w} \quad (2)$$

Donde:

V_o : velocidad final de ascenso, ft/seg

$(dm)_o$: diámetro de la gota de aceite, micrones

μ_w : viscosidad de la fase continua de agua, cp

$(\Delta SG)_{w/o}$: diferencia de gravedad específica entre aceite y agua

De la anterior ecuación se concluye lo siguiente:

- ✓ A mayor tamaño de gota de aceite, mayor es la velocidad ascendente. Esto significa que cuanto más grande sea la gota de aceite, se requiere menor tiempo para subir y agruparse en superficie, por lo tanto hace más fácil su remoción.



- ✓ Entre mayor sea la diferencia de densidades entre las gotas de aceite y la fase continua, aumenta la velocidad ascendente. Ósea que, a medida que el crudo sea más liviano, el agua será más fácil de tratar.
- ✓ A mayor temperatura, disminuye la viscosidad del agua, y aumenta la ascendente. Por lo tanto a altas temperaturas es más sencillo el tratamiento del agua.

Por lo general si no se conoce el diámetro de partícula, entonces se puede asumir un diámetro de partícula de 150 μm .

➤ DISPERSIÓN

Cuando hay suficiente energía cinética no sólo para levantar las gotas de aceite sino para hacerlas oscilar, éstas se volverán inestables (se dispersarán) debido a la diferencia de tensión superficial entre una sola gota y dos gotas que se han agrupado. En el mismo instante en que ocurre este proceso, el movimiento de pequeñas partículas de aceite está causando coalescencia. Debido a lo anterior se tendría que definir estáticamente una medida máxima de gota de aceite para una energía dada por una unidad de masa y tiempo, en la cual la tasa de fusión es igual a la tasa de dispersión [2].

Se puede establecer una relación para el tamaño máximo de partícula que pueda estar en equilibrio usando la ecuación 3 dada por Hinze:

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



Donde:

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

σ :tensión superficial, dinas/cm²

ρ_w : densidad del agua, g/cm³

ΔP : caída de presión, psia

t_r : tiempo de retención, minutos

De la ecuación (3) se puede decir que entre mayor sea la caída de presión, menor será el diámetro máximo de la gota de aceite. Esto quiere decir que a mayor caída de presión ocurrida en una pequeña distancia a través del estrangulador, válvulas de control, desarenadores, etc., da como resultado gotas más pequeñas. De la experiencia se puede tomar, para propósitos de diseño, que aún cuando ocurran grandes pérdidas de presión todas las gotas de diámetro mayor que el máximo pueden dispersarse instantáneamente.

➤ COALESCENCIA

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

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



El tiempo necesario para que ocurra la coalescencia está dado en la ecuación 4.

$$t = \left(\frac{(d_m)_o^4}{2\phi K_s} \right) \quad (4)$$

Donde:

$(d_m)_o$: diámetro de la gota de aceite, micrones

ϕ : fracción en volumen de la fase dispersa aceite

K_s : constante del sistema

➤ FLOTACIÓN

La flotación es un proceso de separación aceite – agua, el cual convierte las gotas de aceite y algunas sustancias coloidales emulsionadas en materiales fácilmente removibles. En el tratamiento de agua producida este proceso mejora la separación de las gotas de aceite de la fase continua agua y es logrado gracias al incremento de la diferencia de densidad entre los dos fluidos, al saturar el fluido con gas o dispersando en el sistema burbujas de gas, que arrastran a superficie las gotas de aceite. Este proceso disminuye el tiempo de retención en los recipientes.

El proceso de flotación consta de cuatro etapas básicas que se observan en la figura 7, las cuales se dan en ascenso de manera secuencial y repetitiva después de la generación de burbujas; las cuales son:

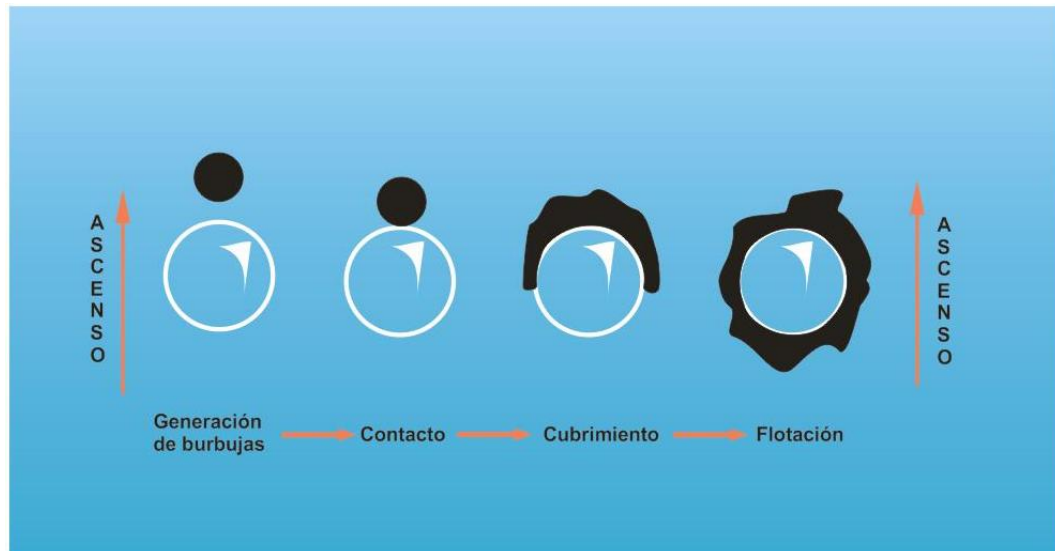
- ✓ Generación de burbujas en el agua residual aceitosa.

- ✓ Contacto entre la burbuja de gas y las gotas de aceite suspendidas en el agua.



- ✓ Cubrimiento de la gota de aceite a la burbuja.
- ✓ Flotación de la mezcla burbuja – aceite

Figura 7. Proceso de flotación con sus cuatro etapas básicas



Fuente: Modificado de diplomado en facilidades de superficie.

De manera que los anteriores procesos físicos son esenciales para el tratamiento y manejo del agua de producción, además de regir las tres etapas principales de separación nombradas al comienzo de esta sección estos se manifiestan activamente dentro de los equipos de superficie, necesarios para obtener la calidad de agua que se requiere para la disposición final, en este caso la inyección.

A continuación se explica cada etapa de separación y se describen las unidades presentes en cada una de ellas, también se suministran ecuaciones teóricas y pautas empíricas necesarias para obtener medidas del dispositivo a utilizar en el sistema de tratamiento.



3.1.1 Etapa de estabilización. El objetivo primordial de la etapa de estabilización como su nombre lo dice, es estabilizar la carga o volumen de agua, que entra a la planta de tratamiento e inyección, en presencia de una variable importante para esta parte del proceso como lo es el tiempo de retención, esto con el fin de conseguir un equilibrio entre las fases presentes, en este caso agua – aceite. Además se produce la primera remoción de aceite y de sólidos suspendidos, debido a procesos físicos ya antes mencionados como la separación gravitacional y la coalescencia.

Esta sección debe estar presente como mínimo en el tratamiento de aguas para inyección, dado que da la pauta para la caracterización de las siguientes etapas y a su vez hace parte de la importancia de remover las partículas de mayor tamaño y aceites, para no afectar la calidad del agua y producir posibles daños en la formación receptora. A continuación se da una descripción detallada del equipo más utilizado para esta parte del tratamiento.

➤ TANQUE DESNATADOR

La etapa de estabilización generalmente está compuesta por un skimmer o tanque desnatador, cuyo principio de operación se basa en procesos físicos, diseñado para proporcionar el tiempo de retención necesario, para que el aceite suba a la superficie donde puede ser desnatado y recogido, optimizando la separación y permitiendo la máxima remoción de crudo.

Se clasifican de acuerdo a su forma como cilíndricos o rectangulares, por su ubicación en el campo en horizontales o verticales, por presión de operación en tanques atmosféricos o recipientes a presión, trabajando entre 13 y 15 psi. Conduciendo posteriormente el agua tratada hacia otro equipo para que continúe su proceso de purificación en caso tal que se necesite. Utilizando como elementos



de optimización platinas coalescedoras, baffles o tabiques divisorios y paquetes de tubería en serpentín.

Seguidamente, se presentan las características de estos equipos según su ubicación en el campo, como son:

- ✓ Skimmer vertical presurizado: el flujo de caudal de agua a la entrada del equipo siempre entra por debajo de la interfase agua/aceite, entrando por un costado del Oil Skimmer, donde ocasionalmente se conduce el fluido hasta llegar al centro del tanque bajando verticalmente hasta una distancia próxima al fondo en donde está un propagador (tubos de 4" ranurados y perpendiculares al tubo central), que ayuda a la distribución de flujo uniforme. En la figura 8 se presenta un tanque desnatador.

Figura 8. Tanques desnatadores



Fuente: El Autor

En el recipiente las gotas de aceite se mueven en contracorriente al flujo de agua ayudadas por mínimas cantidades de gas que pueden estar atrapadas en el agua por arrastre, favoreciendo la flotación de las gotas de aceite que aumentan la velocidad de ascenso de éstas y obteniendo un rápido vertimiento en el colector de aceite para su posterior recolección.



En el espacio entre el propagador y el colector de agua, se presenta la coalescencia y la fuerza de Boyanza de las gotas de aceite, esto causará que éstas asciendan contra el flujo de agua. El espesor de la capa de aceite o la nata depende del nivel relativo entre la compuerta de aceite y la pierna de agua, y ante todo de la diferencia en gravedad específica de los dos fluidos. A menudo se usa un control de nivel tipo interfase en lugar de la pierna de agua.

- ✓ Skimmer horizontal presurizado: el flujo de caudal de agua entra a través de un “down comer”, para permitir la separación del crudo y el gas del agua, y dirigirlo hacia la parte inferior de la interfase agua/aceite para combinarse y distribuirse de forma uniforme a lo largo del recipiente, en este caso las gotas de aceite coalescen y ascienden perpendiculares a las gotas de agua.

En este recipiente tipo horizontal a presión, se puede optimizar el tratamiento mediante la instalación de platinas coalescedoras, baffles o tabiques divisorios para homogeneizar el flujo horizontal y reducir el fenómeno de “corto circuito”. El espesor de la capa de aceite es controlado a través de una compuerta o pierna de agua como en el Skimmer vertical.

Los recipientes horizontales no aplican para el tratamiento de agua a inyección por lo general se utilizan los verticales, debido a que se necesita manejar sólidos suspendidos en el agua y para la estabilización de esta misma. Los verticales se usan cuando:

- ✓ Se necesita manejar arena y sólidos. Esto puede hacerse en recipientes verticales con desagües o drenajes de arena en el fondo del recipiente. Estos drenajes en recipientes horizontales no han sido satisfactorios.



- ✓ Se experimenta movimientos turbulentos del fluido. Son menos susceptibles a que se produzcan cierres en los niveles altos debido al movimiento del líquido.
- ✓ Sólidos suspendidos (TSS) presentes en el agua de producción.

En general los desnatadores son mucho más grandes en diámetro que en altura, de modo que las gotas de aceite tienen menos distancia para ascender a la superficie, a diferencia de la separación gravitacional que se ve favorecida debido a las dimensiones del equipo. Alturas muy superiores no contribuirán a mejorar la eficiencia de remoción de aceite.

La elección de una cámara de presión contra una de atmosfera para el tanque desnatador no se determina solamente porque se requiera el tratamiento de agua para inyección, sino también en el caso en que el sistema lo necesite. Los recipientes presurizados son más costosos, sin embargo se recomiendan cuando:

- ✓ Existen problemas de arrastre de gas en el líquido debido a la sobrepresión en el sistema.
- ✓ El agua debe ser descargada a un nivel superior para otro tratamiento (se requiere una bomba si se instala una cámara atmosférica).
- ✓ Proyecto de inyección.

Algunas de las variables que se deben tener en cuenta en los desnatadores es el tamaño de la gota de aceite, esta depende de la caída de presión antes de la entrada al sistema y la concentración de aceite del agua residual. Para propósitos de diseño, el diámetro máximo de la partícula de aceite se asume entre 250 y 500 micrones.



El diámetro de partícula ^[1] a tratar se puede calcular mediante la ecuación 5.

$$d_m = \frac{\text{concentracion de aceite a la salida}}{\text{concentracion de aceite a la entrada}} * d_{\max} \quad (5)$$

Además para que la separación gravitacional, coalescencia, flotación y posterior remoción del aceite sea llevado a cabo, se debe dar al agua un tiempo de residencia aproximado entre 10 y 30 minutos y así evitar el efecto de la turbulencia y corto circuito.

A continuación se describen los parámetros de diseño, que se utilizan para el desnatador vertical, con sus respectivas formulas para el dimensionamiento:

El Instituto Americano del Petróleo (API) ha establecido ciertos criterios del diseño para determinar las dimensiones críticas y las características físicas para tanques o equipos. Éstos se presentan en una serie de cálculos paso a paso del diseño. Los cálculos del diseño requieren que ciertos parámetros de las aguas residuales sean especificados. En cuanto las propiedades del agua sean conocidas más a fondo, más confiable será el funcionamiento del separador.

- a. Flujo de diseño (Q_w), flujo máximo de aguas residuales que podría esperarse durante la vida productiva del yacimiento.
- b. Temperatura de las aguas residuales. Bajas temperaturas son usadas para la conservación del diseño del separador.
- c. Gravedad específica de las aguas residuales (SG)_w.



d. Viscosidad absoluta (dinámica) de las aguas residuales μ_w . Si no se dispone de esta información se asume una viscosidad de 1 cp.

e. Gravedad específica del aceite presente en las aguas residuales $(SO)_o$. Valores altos se utilizan para aumentar la diferencia de gravedades específicas y mejorar así el tratamiento.

f. Tamaño de partícula a remover $(d_m)_o$. El tamaño nominal es 150 μm , aunque otros valores se pueden usar. Además, es importante conocer la distribución del tamaño de la gota de aceite en el agua producida, antes de entrar al sistema de tratamiento.

➤ DESNATADOR CILÍNDRICO VERTICAL PRESURIZADO

✓ Ecuación de asentamiento

$$d^2 = 6691 \frac{(F)(Q_w)(\mu_w)}{(\Delta SG)_{w/o} (d_m)_o^2} \quad (6)$$

Donde:

F : Factor de turbulencia y corto circuito, depende del diseño de entrada y salida de los colectores y baffles. A continuación se dan los rangos en la tabla 7.

Tabla 7. Rangos de diámetro para cada factor de turbulencia.

Rango del diámetro	Factor F
$d \leq 48''$	1.0
$48'' \leq d \leq 120''$	2.0
$d > 120''$	Se descarta por turbulencia

Fuente: Kenn Arnold, Surface Production Operations, Volumen 1



- ✓ Ecuación de tiempo de residencia

$$H = 0.7 \frac{(t_R)_w (Q_w)}{d^2} \quad (7)$$

Donde:

H : altura de la columna de agua, pies

d : diámetro del equipo, pulgadas

t_R : tiempo de residencia, minutos

Q_w : caudal del agua a tratar, BWPD

La longitud del recipiente puede hallarse sumando tres pies a la altura de la columna de agua.

Además de los Skimmer, en el manejo y tratamiento de agua de producción es común también el uso de otros equipos, aunque estos ya están siendo reemplazados por desnatadores ya que son más prácticos, sencillos y efectivos en el proceso. Sobre todo no aplican para plantas de tratamiento de aguas para inyección. Seguidamente se enuncian algunos de estos dispositivos:

- ✓ Separadores de placas paralelas: es un separador por gravedad que consiste en una pila de placas paralelas separadas por un espacio de 4 a 10 cm. El agua aceitosa pasa entre las placas y las partículas de aceite suben a la superficie de la placa superior donde coalescen. El aceite aglutinado se traslada por la placa hasta llegar a la superficie de agua, donde se desnata. Básicamente, las placas paralelas reducen la distancia que debe viajar el aceite antes de llegar a una superficie donde puede coalescer. El espaciamiento entre las placas es muy importante en el diseño. Existen dos tipos básicos de coalescedor de placa



paralela, el interceptor de placa paralela y el separador de placa inclinada. El separador de placa inclinada utiliza una pila de placas inclinada a 45° .

- ✓ **Coalescedores:** son recipientes que tienen una gran superficie. A medida que el agua aceitosa fluye, las gotas de aceite finamente dispersas coalescen hasta tener el tamaño suficiente como para flotar hacia la superficie y ser recogidas. Los coalescedores de medios granulares usan sistemas de flujo ascendente y descendente similares a filtros. Frecuentemente se utilizan los mismos medios. El poliuretano es usado en forma de un paquete mojado en aceite. El aceite y los sólidos mojados en aceite se juntan sobre el paquete de poliuretano y se retiran automáticamente. A medida que se junta el aceite la caída de presión a través de la unidad aumenta y se requiere la regeneración. La regeneración se hace comprimiendo y expandiendo alternativamente el paquete y colectando los fluidos exprimidos.

3.1.2 Etapa de flotación. Después de la etapa de estabilización se necesita de una segunda etapa de tratamiento, llamada de flotación, esta se implementa con el fin de mejorar y asegurar la calidad del agua dispuesta a ser inyectada a la formación. En esta parte del sistema se presentan procesos físicos como el de la flotación, que a su vez está acompañado de procesos químicos que son inducidos por medio de inyección de aditivos, entre los cuales se encuentra la coagulación y floculación. Posteriormente a esta sección se analiza la importancia de estos procesos en el tratamiento químico que se le debe realizar al agua, para el manejo y control de la calidad de la misma. (Ver capítulo 3.2 tratamiento químico).

Uno de los fines de esta etapa secundaria de tratamiento es continuar con la remoción de sólidos y aceites que están presentes en el agua de producción. Para tal fin, esta sección se caracteriza por poseer unidades de flotación, en las cuales



se obtiene más remoción de aceite que de sólidos. Para estos equipos se habla de una concentración final entre 15 y 30 ppm de aceite en agua tratada.

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

La generación de estas microburbujas constituye un factor clave para el proceso de flotación, ya que como lo reportan Strickland ^[3] y Sander ^[4] es necesario que las microburbujas generadas se distribuyan en el cuerpo de agua a tratar, colisionen con el material a remover y que este conjunto ascienda de tal manera que se facilite su remoción.

A continuación se describen detalladamente los dos tipos de unidades de flotación que se usan para esta etapa del tratamiento, desde el punto de vista del método de generación de burbujas en el agua residual.

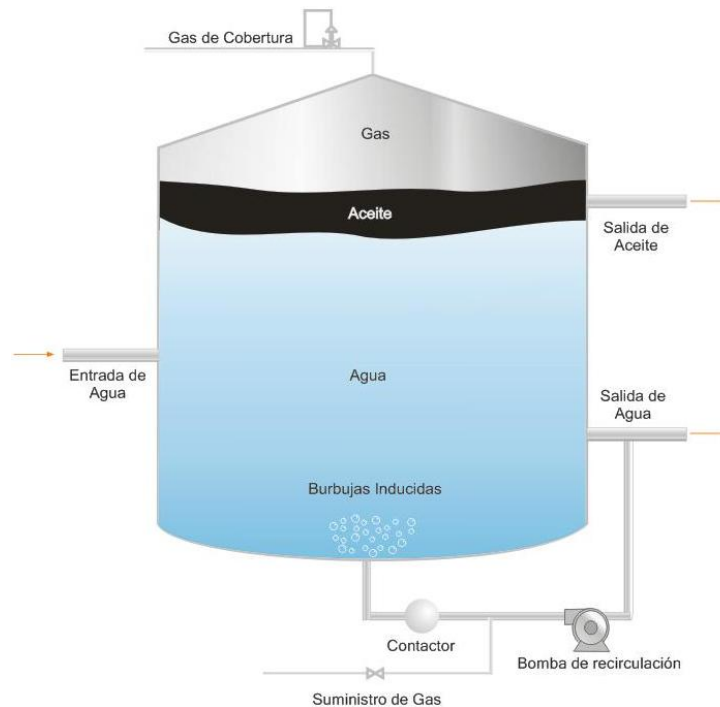
➤ UNIDADES DE FLOTACIÓN POR GAS DISUELTO (DAF)

En este sistema se toma parte del agua que ha sido tratada, se satura con gas mediante un contactor, el cual trabaja a una presión que puede variar entre 30 a 85 psig y luego es inyectada al equipo. Al entrar al recipiente el gas disuelto en el agua recirculada se rompe formando pequeñas burbujas que hacen contacto con



el aceite, causando el arrastre de este hasta superficie formando una capa de espuma que es removida posteriormente, en la figura 9 se muestra la unidad de flotación por gas disuelto.

Figura 9. Unidad de flotación por gas disuelto DAF



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

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



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

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

Para el diseño de este tipo de unidades el ingeniero debe considerar los siguientes criterios de operación que se observan en la tabla 8, los cuales ya se encuentran establecidos y son proporcionados al fabricante para la consecución del equipo.

Tabla 8. Parámetros de diseño unidades de gas disuelto.

Parámetro	Rango		Unidades
	Máximo	Mínimo	
Agua recirculada	20 %	50 %	Del agua tratada
Gas a inyectar	0.2	0.5	SCF/Barril de agua a tratar
Agua tratada + recirculada	2	4	gpm/pie ²
Tiempo de residencia	10	40	minutos
Altura de la columna de agua	6	9	pies
Presión de operación	20	40	psig

Fuente: Kenn Arnold, Surface Production Operations, Volumen 1

➤ UNIDADES DE FLOTACIÓN POR GAS DISPERSO O INDUCIDO (IAF)

En estos equipos el gas es dispersado en el agua utilizando un mecanismo de inducción o por un rotor mecánico, de tal forma que se formen burbujas y se sature el agua residual. Los mecanismos de generación de burbujas pueden ser



del tipo eyector que usa menos energía y menos gas que el rotor y tiene una relación de gas – agua de alrededor de 10 pies cúbicos por barril.

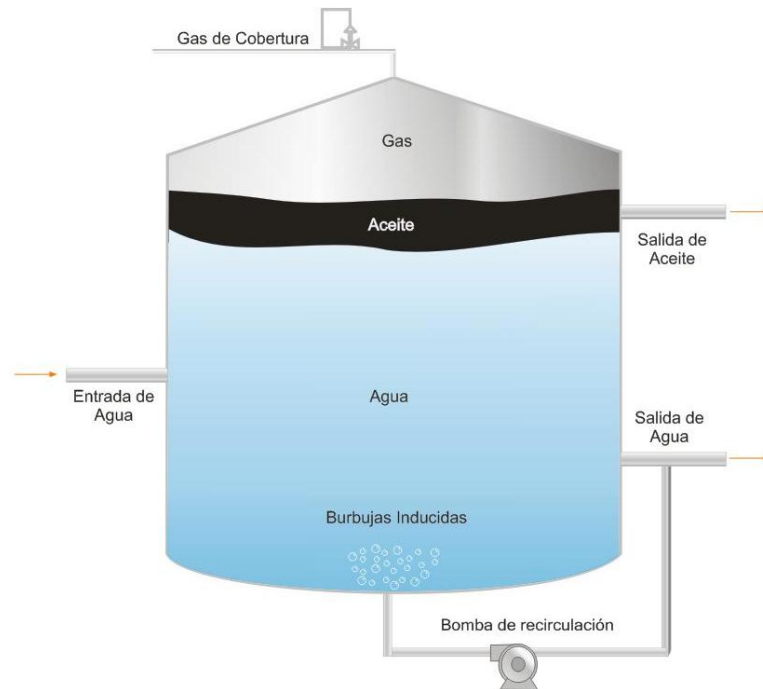
Las burbujas generadas en este tipo de unidades son de mayor tamaño que en las unidades de flotación tipo gas disuelto, dado que no se encuentran en solución con el fluido y el ascenso de las burbujas a superficie será más rápido, ocasionando así un tiempo de residencia menor. Estas burbujas en ocasiones son también más grandes que la mayoría de las partículas o agregados a ser flotados, de esa manera se pierde entonces la ventaja de una alta relación de diámetro partícula – burbuja y el proceso físico como tal debe ser mejorado mediante el aumento de la frecuencia de colisión o de la hidrofobicidad de la superficie. En la figura 10 se aprecia la unidad de flotación por gas inducido.

Para el dimensionamiento de estos equipos de tratamiento secundario, el diseño debe basarse en los valores máximos de cada uno de los parámetros para evitar problemas operacionales en caso de presentarse un aumento significativo en la producción de agua.

Matemáticamente puede ser demostrado que para obtener una mayor eficiencia en el diseño se debe cumplir que exista una alta tasa de inducción de gas, diámetros de partículas de gas pequeños y una zona de mezcla relativamente grande.



Figura 10. Unidad de flotación por gas inducido IAF



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

Basados en experiencia de campo, se ha observado que estas unidades tienden a remover una cantidad constante de aceite. Un tiempo de residencia de 1 minuto en cada celda permite que las burbujas de gas se rompan, se dispersen y asciendan hasta formar una capa de aceite en superficie.

Cada fabricante proporciona dimensiones estándar y establece el caudal máximo de operación basado en su criterio. Generalmente, en la ecuación 8 se asume una eficiencia del 90% como criterio de diseño de la unidad y una remoción del 50% en cada celda.

$$E_t = 1 - (1 - E)^N \quad (8)$$

Donde:



E_t : eficiencia total del sistema implementando varias etapas.

E : eficiencia de cada una de las celdas.

N : número de celdas

La eficiencia real de los equipos de flotación está influenciada por la concentración de gas, la salinidad, la temperatura, el pH, el tipo de crudo, la concentración de aceite, y los aditivos químicos para flotación.

En general, para el diseño se debe tener en cuenta:

- ✓ Sección de inducción de burbujas.
- ✓ Sección de mezcla (zona de saturación de gas).
- ✓ Sección de separación. Donde ocurre el fenómeno de flotación que permite el arrastre hasta superficie de las gotas de aceite.
- ✓ Sección de recolección.

Experimentalmente se ha observado que a mayor salinidad se obtiene un menor tamaño de burbuja. Para valores inferiores al 3% el tamaño de burbuja depende de la concentración de sal. Valores superiores al 3% hacen que el tamaño de burbuja se mantenga constante, y la recuperación de aceite sea aún mayor.

La remoción de aceite depende, en cierta medida, del diámetro de partícula de aceite dado que, para valores entre 2 y 5 μm la flotación influye muy poco. En este tipo de unidades, como la remoción de aceite es casi independiente del diámetro de partícula, la disminución del diámetro generado por las caídas de presión en válvulas y líneas, no debe ser tomada en cuenta para efectos de diseño. Tamaños



de partícula entre 10 y 20 μm no afectan la remoción de crudo, por ello, no es necesario instalar elementos de optimización para la coalescencia de las gotas.

Generalmente, el volumen de aceite removido puede ser desde un 2% hasta un 5% del volumen total de fluido presente en la unidad, llegando hasta un valor de 10% en casos excepcionales.

3.1.3 Etapa de filtración. Finalmente el agua que viene tratada de las dos etapas anteriores de estabilización y flotación, respectivamente, debe de finalizar su proceso de calidad con la última sección de tratamiento para aguas de producción previas a la inyección, llamada etapa de filtración, la cual es una de las más importantes, ya que con esta se logran las últimas consideraciones y propiedades que debe de poseer el agua antes de ser inyectada a la formación sin causar daño alguno a esta.

En la etapa de filtración no se presentan procesos físicos como la separación gravitacional, coalescencia o flotación, estos solo se presentan en etapas anteriores. Esta sección se caracteriza por utilizar el proceso de filtrado en donde el objetivo primordial es conseguir la remoción máxima que se pueda alcanzar o que se requiera de aceite y sólidos en el agua residual, con el fin de no causar taponamiento o incompatibilidad del agua en la formación receptora.

La filtración es una operación por la cual se separan los sólidos finamente divididos del agua en cuyo seno están suspendidos, utilizando una superficie o un volumen permeable a esta misma.

Hay muchas razones por las cuales la filtración es indispensable en el tratamiento del agua para inyección y una de las más importantes es el tamaño de partícula



que poseen los sólidos suspendidos o TSS presentes en el agua de producción. Este factor es una medida para el diseño de los equipos de filtrado.

3.1.3.1 Importancia del tamaño de partícula de los TSS. Para entender el por qué de la importancia y necesidad del filtrado de partículas en suspensión, se debe tener en cuenta la teoría de apuntalamiento causado por las partículas y los efectos del taponamiento en la permeabilidad de la formación a nivel micro. A su vez esto ayuda a determinar el rango crítico de tamaño de las partículas contaminantes del agua a inyectar.

Cuando se da la invasión de un fluido con TSS a la formación, la roca actúa como un filtro reteniendo las partículas en su espacio poroso (gargantas) o bien acumulándose externamente cuando las partículas no pueden penetrar. Si los TSS presentan una amplia distribución de tamaño ambos mecanismos pueden suceder simultáneamente. Según el tamaño de las partículas pueden suceder dos tipos de daños:

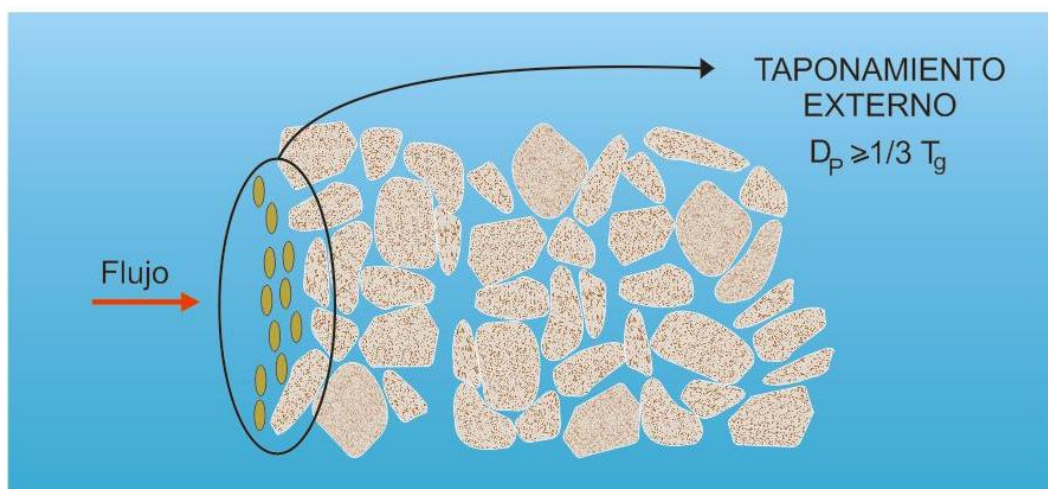
- ✓ Reversible: se acumulan en la cara las partículas con diámetro mayor que el diámetro de garganta poral (Ver figura 11). Un back – flow (contra flujo) si el pozo lo permite remueve los TSS.
- ✓ Irreversible: partículas menores o aproximadamente iguales al diámetro de gargantas porales, obstruyen los poros reduciendo la permeabilidad de la formación. La presión del reservorio puede no ser suficiente para restaurar la permeabilidad.

Se han realizado numerosos estudios para determinar el rango del tamaño de las partículas que invadan las arenas y que taponen los poros, uno de ellos conformado por A. Abrams ^[5], expresa:



- ✓ Partículas con un rango de diámetro entre $1/3$ a $1/7$ del diámetro de la garganta poral taponaran los canales del mismo (Ver figura 12).
- ✓ Partículas con tamaño diámetro de $1/7$ del diámetro de garganta poral o menores pueden migrar libremente a través de la matriz de la formación (Ver figura 13).

Figura 11. TSS generando taponamiento externo

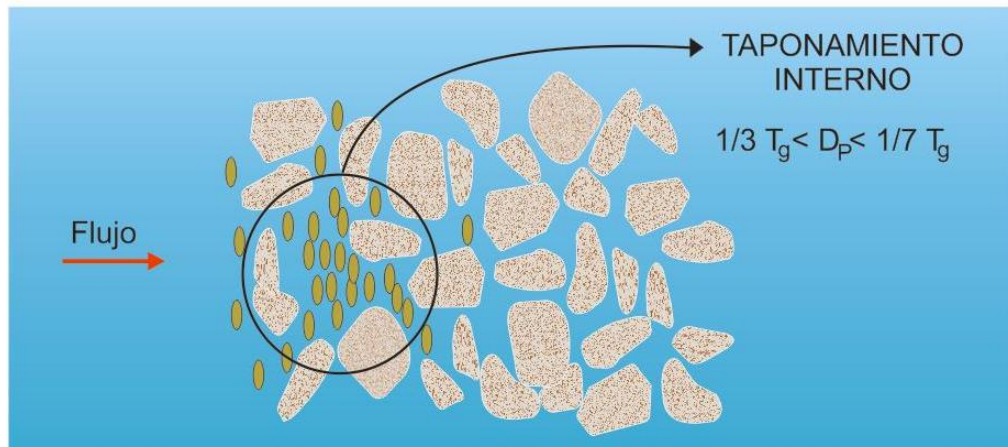


Fuente: Modificado de diplomado en facilidades de superficie.

Estas consideraciones se toman como una regla de la mano derecha y es una de las más aplicadas para relacionar el tamaño de partículas que pueden invadir seguramente una formación.

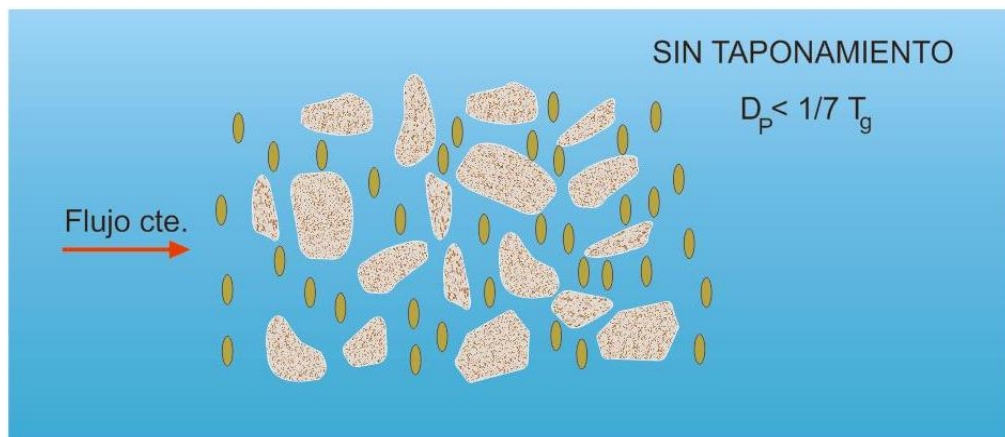


Figura 12. TSS generando taponamiento interno



Fuente: Modificado de diplomado en facilidades de superficie.

Figura 13. TSS Sin taponamiento



Fuente: Modificado de diplomado en facilidades de superficie.

Para entender como estas partículas tan pequeñas quedan atrapadas, es necesario comprender que las formaciones que producen petróleo actúan como excelentes filtros a nivel de yacimiento. Hay una gran cantidad de poros interconectados, sus diámetros varían considerablemente, la entrada y la salida a los poros es generalmente más pequeña que la superficie entre ellos. Esta estructura provoca que los fluidos que pasen a través de la formación, cambien de



dirección y velocidad frecuentemente, al mismo tiempo encuentra muchos y variados cambios de presión.

Las características físicas de la matriz y la no uniformidad en el flujo, inducen a tres procesos o mecanismos básicos de filtración:

- ✓ Apuntalamiento (apertura de los poros)
- ✓ Absorción (una mayor área superficial)
- ✓ Sedimentación (profundidad del poro)

Las partículas que son transportadas por el flujo, pueden ser apuntaladas cuando las restricciones que encuentren a su paso, sean menores que el diámetro de ellas mismas. Formaran taponamientos estables si las restricciones son de dos a tres veces el diámetro de las partículas.

Aun cuando las partículas sean lo suficientemente pequeñas para que físicamente puedan pasar a través de las restricciones en los poros, hay posibilidades de que puedan atraparse por los otros mecanismos de filtrado. Las partículas que entran en contacto con las paredes de los poros pueden quedar adheridas a las paredes debido a las fuerzas iónicas cuando la velocidad del fluido no sea lo suficientemente alta para contrarrestar estas cargas. Si la superficie del poro tiene la profundidad suficiente y la velocidad del fluido es muy baja, las fuerzas gravitacionales pueden tener la potencia suficiente para que estas partículas se decanten y depositen en el fondo.

De manera que es importante y vital identificar el tamaño de partícula, por eso si sabemos el tamaño promedio de la superficie entre los poros de una formación en



especial, podemos fácilmente calcular el tamaño en micrones de las partículas que pueden invadir la matriz de la formación y causar taponamientos. Por ejemplo, si una formación tiene un promedio de tamaño de poro de 15 micrones, el rango crítico del tamaño de los TSS será de 5 a 2.1 micrones, de acuerdo con los estudios de A. Abrams.

Sin embargo, debido a que no siempre disponemos de muestras de núcleo para determinar los tamaños de los poros, sería de gran ayuda tener un método que nos ayudara a calcular esto.

Según un artículo de Harris y Odom, titulado “Un eficaz filtrado en la terminación y otras operaciones en los pozos pueden ser una buena inversión”, ellos formulan una regla para estimar el tamaño promedio de la superficie entre los poros así:

- ✓ El tamaño de poro, en micrones, es igual a la raíz cuadrada de la permeabilidad expresada en milidarcies.

$$T_g = \sqrt{K} \quad (9)$$

Donde:

T_g : tamaño promedio de la superficie entre los poros, micrones.

K : permeabilidad en milidarcys, md

Haciendo uso de esta regla, en la tabla 9 se muestra los tamaños críticos de las partículas que taponaran formaciones con diferentes permeabilidades.



Tabla 9. Tamaños críticos de poro para una formación específica

Permeabilidad (md)	Tamaño poro (micrones)	Rango critico (micrones)
100	10	3.3 a 1.4
250	15.8	5.2 a 2.2
500	22.4	7.4 a 3.2
750	27.4	9.1 a 3.9
1000	31.6	10.5 a 4.5

Fuente: El Autor

Teniendo en cuenta los resultados de la tabla 9, es obvio que aun arenas con muy altas permeabilidades siguen estando sujetas a taponamientos cuando los TSS tiene un tamaño mucho menor. El potencial que tienen estas pequeñas partículas de causar daños irreversibles a la formación, ha forzado a muchas compañías a establecer el siguiente lineamiento:

- ✓ El agua de producción o el agua a inyectar en un proyecto de inyección deberá filtrarse para remover partículas con diámetro mayor a dos micrones.

El análisis de tamaño de partícula se emplea actualmente:

- ✓ Para controlar la calidad del agua de inyección.
- ✓ Para verificar cumplimiento de especificaciones.
- ✓ Para evaluar y seleccionar filtros.
- ✓ Para diseñar instalaciones de tratamiento de agua de producción.
- ✓ Para especificar calidad de aguas de inyección.



De acuerdo a lo anterior se tendría un criterio muy importante para la selección y diseño de equipos de filtración, los cuales son indispensables para esta etapa de tratamiento al agua de inyección.

La etapa de filtración consta de unidades de filtrado o filtros, estos son recipientes cerrados a presión con dimensiones específicas, cuyo objetivo principal es remover todas las partículas sólidas de tamaño mayor que el de las gargantas porosas de la formación receptora y a su vez disminuir la carga de aceites y grasas que pueda contener el agua a inyectar.

Los filtros según su forma de operar se clasifican en variados tipos pero gracias al crecimiento de la tecnología y a la necesidad de crear nuevos o mejores equipos más eficientes se puede mencionar los filtros de lecho. A continuación en este texto se hará sólo énfasis en las unidades de filtración tipo lecho y se describe su modo de operar y sus características principales.

➤ FILTRO DE LECHO

Especialmente diseñados para remover sólidos suspendidos y aceite libre de fuentes de agua de producción e industriales que requieran cumplir con parámetros y condiciones de inyección ó vertimiento. Los filtros de lecho (Ver figura 14) usan un medio granular para filtrar los sólidos, entre los cuales se pueden usar: arena, grava, antracita, carbón activado, cascarilla de nuez (Ver figura 15), entre otros.



Figura 14. Filtro de lecho



Fuente: Bawer Company

Pueden trabajar con los siguientes parámetros de operación mostrados en la tabla 10.

Tabla 10. Parámetros de operación para filtro de lecho.

Parámetro	Medida
Presión operación	25 – 40 psig
Temperatura operación	Hasta 200 °F
Max. carga de aceite entrada	50 ppm
Máx. Sólidos suspendidos entrada	50 ppm
Máx. carga de aceite salida	2 ppm
Máx. Sólidos suspendidos salida	2 ppm
Eficiencia de remoción	98% partículas mayores a 5 micras y 95% mayores a 3 micras.

Fuente: Bawer Company



En el filtro la remoción de material contaminante presente en el agua residual se lleva a cabo en dos etapas principales, las cuales son descritas a continuación:

➤ FILTRACIÓN

La filtración es un proceso que separa impurezas suspendidas y coloidales del agua por su paso a través de un medio poroso, usualmente un lecho de arena u otro medio. El agua llena los poros (espacios abiertos) entre las partículas del lecho y las impurezas son eliminadas debido a obstrucción en los espacios abiertos o fijación al material filtrante por sí mismas.

Durante la etapa de filtración la dirección del flujo es descendente, el agua entra por la parte superior del filtro y pasa a través del lecho filtrante que remueve sólidos suspendidos y gotas de aceite libre presentes en corrientes de agua de producción.

El ciclo de filtración puede terminar dependiendo de: si cumplió con el tiempo de filtración normal de 24 horas, alta presión diferencial a través del lecho filtrante de 15 psig o por acción manual, a partir de aquí se da inicio a la etapa de retrolavado.

Para evitar la pérdida de material filtrante, se debe colocar una malla que soporta tanto el lecho como las diferencias de presión generadas dentro del equipo.

➤ RETROLAVADO

Una vez se inicia el ciclo de retrolavado, la dirección de flujo es ascendente, el agua de proceso entra por la parte inferior de la vasija para fluidizar el lecho filtrante. Desde este momento se presentan seis subetapas dentro del proceso de retrolavado las cuales son:



- ✓ Venteo: etapa que permite remover aceite y gas acumulado en la parte superior. Se abre la válvula de venteo que queda en la parte superior.
- ✓ Presurización: mantener el filtro a una presión adecuada y aflojar el lecho filtrante.
- ✓ Recirculación: prende la bomba de retrolavado, recircula el lecho filtrante sucio para aflojar contaminantes.
- ✓ Evacuación: continúa la recirculación de lecho y se descarga el agua contaminada. Esta se conduce a un decantador, mientras la otra corriente es recirculada.
- ✓ Limpieza Internos: permite limpiar el impeler de la bomba y mantenerlo libre de cáscara de nuez o lecho filtrante.
- ✓ Normalización: permite acomodar nuevamente el lecho filtrante de manera aleatoria y remueve contaminantes ubicados en la parte inferior.

La finalidad de cada etapa de retrolavado es eficientemente limpiar el lecho filtrante de manera adecuada y garantizar la eficiencia de retención del lecho una vez retorne a servicio o a la etapa de filtración nuevamente.



Figura 15. Filtro de cascarilla de nuez.



Fuente: Bawer Company

Dependiendo del caudal de agua en la línea o de los requerimientos de agua a filtrar pueden encontrarse dimensiones según el volumen de agua a tratar, desde 3,000 BWPD hasta 55,000 BWPD. Si se requiere mayores flujos a tratar estos se construyen en el campo.

El filtro de lecho puede alcanzar eficiencias de remoción de partícula y de aceites cerca del 98%, aunque se pueden alcanzar mayores eficiencias dependiendo del sistema de filtración. En la figura 16 se puede visualizar la diferencia entre dos muestras de agua, una a la entrada del equipo de filtración y la otra a la salida después de cumplir el proceso de remoción de sólidos y aceites.



Figura 16. Muestras de agua no filtrada y filtrada.



Fuente: El Autor

Algunas de las características generales de los filtros tipo lecho de cascarilla de nuez es que el ciclo de retrolavado se realiza con la misma agua de proceso generando bajos volúmenes de agua residual, posee un sistema de válvulas automáticas, su manejo y control se da gracias a un control neumático con panel de solenoides y van conectados a un PLC integrado, también tiene un bombamotor de retrolavado en plataforma independiente, brazo superior para trabajos de mantenimiento, dos plataformas amplias y cómodas para realizar trabajos de mantenimiento e inspección y la entrada o manhole para poder revisar o hacer mantenimiento interno cuando se saque de servicio.

Entre las ventajas de estos equipos tenemos que no requiere tanque de agua limpia para retrolavado, no requiere uso de productos químicos durante el ciclo de retrolavado, bajos costos de operación y mantenimiento por ser un sistema automático y si el material filtrante es cáscara de nuez requiere ser revisada anualmente para adicionar máximo un 10% de la carga total.



➤ CARACTERÍSTICAS DEL LECHO FILTRANTE

Como material filtrante generalmente se utiliza la cáscara de nuez de origen vegetal, extraída del fruto de la palma africana, la cual es seleccionada con una malla especial, dando como resultado una malla ASTM. Gracias a sus propiedades oleofílicas (absorción y retención de aceite) permiten la remoción de hidrocarburo y sólidos de grandes volúmenes de aguas residuales producto de la industria petrolera. Pueden remover concentraciones de aceite y grasa desde 40 a 60 ppm hasta un valor aproximado de 3 ppm.

En la tabla 11 se presentan algunas de las propiedades físicas y químicas de la cáscara de nuez.

Tabla 11. Propiedades físicas y químicas de la cáscara de nuez

Aspecto físico	Granulado tamizado de color café
PH	6.5 a 8.5
Densidad	0.7 – 0.8 g/ml
Humedad	10.27%
Grasa	0.86 %
Coefficiente de uniformidad	Menor a 1.5
Granulometría	Malla 8 – 12, 12 – 20, 20 – 30, 30 – 40

Fuente: El Autor

De la etapa de retrolavado los residuos deben ser enviados a un decantador en donde es separada el agua libre de los sólidos y aceite por diferencia de gravedades específicas. Posteriormente los sedimentos son enviados a lechos de secado.



➤ TANQUE DECANTADOR

Especialmente diseñados para almacenar las aguas contaminadas de aceite y sólidos provenientes del ciclo de retrolavado y normalización de los sistemas de filtración de lecho ya sea de arena-antracita, cáscara de nuez ó antracita-granate. En general se recomiendan instalar cuando se requiere separar por gravedad los sólidos decantables del agua aceitosa, clarificar el agua y separar el crudo presente (Ver figura 17).

Figura 17. Tanque decantador



Fuente: Bawer Company

Su funcionamiento inicia cuando el agua de retrolavado generada durante la limpieza de los filtros se envía a estos tanques decantadores. La presión del decantador es mantenida ligeramente por encima de la presión atmosférica (20z/Sq-In) mediante la inyección de gas de cobertura con el fin de evitar cualquier contacto con oxígeno. Los sólidos impregnados de crudo que por acción de la diferencia de gravedad específica se decantan, ocupan la sección cónica del tanque, desde donde son enviados periódicamente a los lechos de secado



mediante bombas operadas con un temporizador. El agua clarificada en el decantador se retorna al proceso usando las mismas bombas.

Los tanques decantadores son sistemas cerrados ya que no debe estar en presencia de oxígeno del aire o de la atmósfera. En la tabla 12 se muestran los parámetros de operación que se pueden trabajar.

Tabla 12. Parámetros de operación para decantador.

Parámetro	Medida
Presión operación	2 Oz/Sq-In
Temperatura operación	Hasta 200 °F
Sistema cerrado	Gas de cobertura

Fuente: Bawer Company

Los decantadores se caracterizan generalmente por ser del tipo techo fijo, posee un sistema de válvulas automáticas, control neumático con válvulas solenoides integradas, así como el filtro este equipo también está controlado por un PLC integrado al sistema de filtración en donde se ejecuta los tiempos, conteos y secuencias de control del tanque decantador, conjunto bomba-motor de transferencia de agua clarificada y lodos, escalera y barandas para realizar trabajos de mantenimiento e inspección, válvulas de presión y vacío, emergencia y reguladora de gas de cobertura, accesorios e instrumentación como manómetro, transmisor de nivel tipo radar e indicador de nivel magnético y tiene facilidades para venteo a la tea de baja presión.

Los residuos sólidos que se obtiene por la acción del decantado pasan a tanques de concreto o lechos de secado (Ver figura 18) para que después de un tiempo de retención sean retirados.



Figura 18. Lechos de secado.



Fuente: El Autor

Dependiendo de los requerimientos de calidad de agua para inyección se pueden implementar varios filtros para obtener un filtrado de TSS y aceites adecuados para la inyección al yacimiento. Al conjunto de filtros en una planta de tratamiento de agua se le conoce como sistema de filtración (Ver figura 19).

Figura 19. Sistema de filtración PIA monal Campo San Francisco.



Fuente: El Autor



3.2 TRATAMIENTO QUIMICO

Para garantizar y controlar la calidad del agua a inyectar no es suficiente efectuar el tratamiento físico, se debe realizar conjuntamente con un tratamiento químico con el fin de evitar problemas en el transcurso de la operación. De igual manera que el físico, el químico hace parte de las tres etapas de separación básicas para el tratamiento del agua, implementándolo de tal forma que se obtenga los resultados deseados al final de el tratamiento o en cada etapa por separado.

El tratamiento químico está gobernado por procesos químicos, los cuales son inducidos por medio de inyección de aditivos al agua, y a su vez favorecen a los procesos físicos que se presentan en las etapas de separación descritas anteriormente en el tratamiento físico. A continuación se describe cada uno de ellos.

En el sistema de inyección, el agua contiene sustancias tanto disueltas como en suspensión, que pueden ser orgánicas e inorgánicas, dentro de ellas se encuentran partículas y gotas de aceite que pueden tener un tamaño y densidad tal que puedan eliminarse del agua por simple sedimentación o flotación respectivamente, pero algunas no se separan tan fácilmente debido a la presencia de una carga eléctrica superficial que las hace repelerse continuamente, impidiendo su aglomeración y posterior separación.

Para ayudar a la separación de las partículas y gotas de aceite se necesita de un proceso llamado clarificación del agua, el cual se subdivide en dos subprocesos químicos entre los cuales se tiene la coagulación y floculación.



➤ COAGULACIÓN

La coagulación dentro del tratamiento de agua tiene por objeto neutralizar las cargas superficiales presentes en las partículas o gotas de aceite que se encuentran dispersas en el agua, de manera que las fuerzas de repulsión entre ellas se anulen.

Estas sustancias suspendidas en el agua, se encuentran estabilizadas por cargas eléctricas negativas sobre su superficie, causando que se repelen, ya sea entre partículas o entre gotas de aceite. La adición de coagulantes químicos al agua, hacen que se reduzcan estas cargas eléctricas.

Las reacciones de coagulación son muy rápidas, duran fracciones de segundo desde que se pone en contacto el coagulante con el agua.

➤ FLOCULACIÓN

Tras la neutralización de las partículas y gotas de aceite suspendidas en el agua, es conseguida la desestabilización, a partir de este instante están en disposición de aglomerarse. Esta aglomeración puede verse favorecida por una agitación lenta, de modo de facilitar la separación, es lo que se conoce como el proceso de la floculación.

La floculación está relacionada con los fenómenos de transporte entre partículas o gotas de aceite en el agua, que son los que ocasionan el contacto entre estas. Este proceso requiere un cierto período de tiempo.

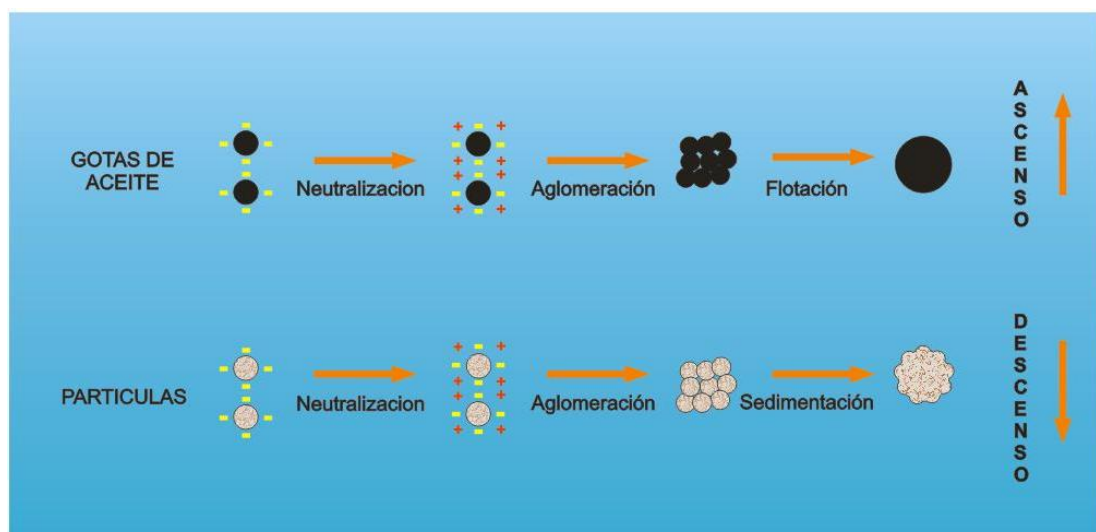
En la etapa de estabilización y flotación del tratamiento físico se pueden implementar estos procesos químicos, ya que allí se presentan tiempos de



retención suficientes para la separación tanto del aceite como de sólidos en suspensión en el agua.

De manera que la coagulación y floculación (Ver figura 20) son fundamentales para el tratamiento de agua para inyección, ya que se debe presentar compatibilidad entre el agua a inyectar y el agua de formación.

Figura 20. Procesos de coagulación y floculación.



Fuente: El Autor

Además de la clarificación en el tratamiento de agua, se debe agregar otros productos químicos que se necesitan para el manejo y control de las propiedades físicos – químicas del agua con el fin de evitar futuros problemas en el sistema de inyección. Estos deberán añadirse en el proceso, ya sea antes o después de cada equipo según se requiera. Entre los principales aditivos utilizados para el tratamiento del agua de inyección se encuentran los siguientes:



- ✓ Clarificadores: se utilizan para inducir los procesos de coagulación y floculación. Son sustancias que colaboran en el proceso de separación para remover tanto sólidos como aceite suspendido en el agua

- ✓ Secuestrante de oxígeno: inhibe la actividad orgánica y la corrosión. Se emplea como secuestrante para remover el oxígeno disuelto en el agua a inyectar. Químicamente es una solución de bisulfito de sodio con una concentración media del 26% expresado como SO_2 . Esta solución puede estar catalizada, según requerimientos para acelerar las propiedades secuestrantes. Es menos soluble que los bisulfitos de amonio por lo que necesita dosificarse en cantidades mayores.

- ✓ Inhibidor de incrustaciones: mejoran la calidad e inhiben la formación de sedimentos e incrustaciones. Son sustancias químicas que sirven como retardantes o reductores, utilizados a menudo en áreas de alto corte de agua para impedir la deposición de costras de carbonatos y sulfatos. Cuando las incrustaciones se empiezan a formar, se precipitan pequeños cristales, en ese momento actúa el inhibidor evitando el crecimiento de estos pequeños cristales.

- ✓ Inhibidor de corrosión: mejoran la calidad del agua y minimizan la velocidad de corrosión en los equipos y líneas utilizadas. Son productos que actúan ya sea formando películas sobre la superficie metálica, tales como los molibdatos o fosfatos, o bien entregando sus electrones al medio.

- ✓ Biocidas: detiene la actividad microbiológica. Son productos químicos usados en el control del crecimiento de los microorganismos en los sistemas de tratamiento de agua. Estos contienen uno o más compuestos químicos tales como aldehídos, compuesto de amonio cuaternario y aminas. El glutaraldehído es ampliamente usado para el control bacteriano en las aguas de producción.



Frecuentemente se mezcla con otros productos químicos tales como sales de amonio cuaternario para aumentar su eficiencia. El período de tratamiento puede estimarse a través de pruebas de tiempo-dosis de control bacteriano.

3.3 SISTEMA DE BOMBEO

Dentro de las instalaciones petroleras para el tratamiento del agua dispuesta a ser inyectada, es necesario un cien número de partes o instrumentos, uno de los más importantes para poder transportar el agua de un punto a otro punto son las bombas, sin ellas sería casi imposible mantener los caudales y la operación constante de una planta. En este texto se hace solo énfasis a la importancia de estos equipos para conformar un sistema de bombeo, necesario para cumplir con las necesidades y requerimientos de caudales a transportar entre equipos y para finalmente favorecer la inyección de agua a una formación.

Las bombas son dispositivos que se encargan de transferir energía a la corriente del fluido, impulsándolo desde un estado de baja presión estática a otro de mayor presión. El funcionamiento en si de una bomba consta de un convertidor de energía, el cual transformara la energía mecánica en energía cinética, generando presión y velocidad en el fluido. Están compuestas por un elemento rotatorio denominado impulsor, el cual se encuentra dentro de una carcasa llamada voluta.

Las bombas se clasifican según dos consideraciones generales:

- ✓ características del movimiento de los fluidos
- ✓ tipo o aplicación específica para el cual se ha diseñado.



Hay tres tipos de bombas de uso común: reciprocante o de émbolo rotativo, rotatoria y centrífugas, los nombres de estas bombas, son aplicados de acuerdo a la mecánica del movimiento y no para el servicio que se ha diseñado.

Las más usadas en la industria del petróleo y por ende aplicables para plantas de tratamiento de agua de producción, son las de tipo reciprocantes y centrifugas. A continuación se presenta una breve descripción de cada una de ellas.

3.3.1 Bombas centrifugas. Son el tipo más corriente de bombas rotodinámicas, y se denomina así porque la cota de presión que crean es ampliamente atribuible a la acción centrífuga. Una bomba centrífuga es una máquina que consiste de un conjunto de paletas rotatorias encerradas dentro de una caja o cárter, o una cubierta o coraza. Las paletas imparten energía al fluido por la fuerza centrífuga.

Para conducir el agua de producción o la mezcla de aguas a través de todas las líneas y equipos que se encuentran en una planta de tratamiento de agua para inyección, se requieren bombas tipo booster o conocidas también como bombas de transferencia. Estas se ubican de acuerdo en donde se necesite aumento de presión o de caudal (Ver figura 21). Se usan generalmente para transportar el agua de las etapas de estabilización y flotación a los filtros o etapa de filtración, ya que estos equipos operan a una determinada presión.



Figura 21. Bomba de transferencia. Campo Jazmín.



Fuente: El Autor

3.3.2 Bombas reciprocantes. Las bombas reciprocantes son unidades de desplazamiento positivo que descargan una cantidad definida de líquido durante el movimiento del pistón o émbolo a través de la distancia de carrera.

Existen básicamente dos tipos de bombas reciprocantes: las de acción directa movidas por vapor y las bombas de potencia. Pero existen muchas modificaciones de los diseños básicos, construidas para servicios específicos en diferentes campos.

Las bombas de potencia se encuentran particularmente bien adaptadas para servicios de alta presión y tiene algunos usos en la alimentación de calderas, bombeo de líneas de tuberías, procesos petroleros y aplicaciones similares. Cuando se mueve a velocidad constante, las bombas de potencia proporcionan un gasto casi constante para una amplia variación de columna y tienen buena eficiencia.

Este tipo de bombas se emplean para la inyección de agua a la formación receptora, de manera que cuando el agua tratada esté lista para ser inyectada al



yacimiento; las bombas de alta presión o bombas de desplazamiento positivo (figura 22), transportan el volumen de agua requerido para la operación de inyección.

Las bombas de potencia de tipo émbolo de alta presión, pueden ser horizontales o verticales y permiten alcanzar altas presiones que pueden llegar a valores de 3,000 hasta 5,000 psi.

Figura 22. Sistema de bombas de alta presión para inyección.

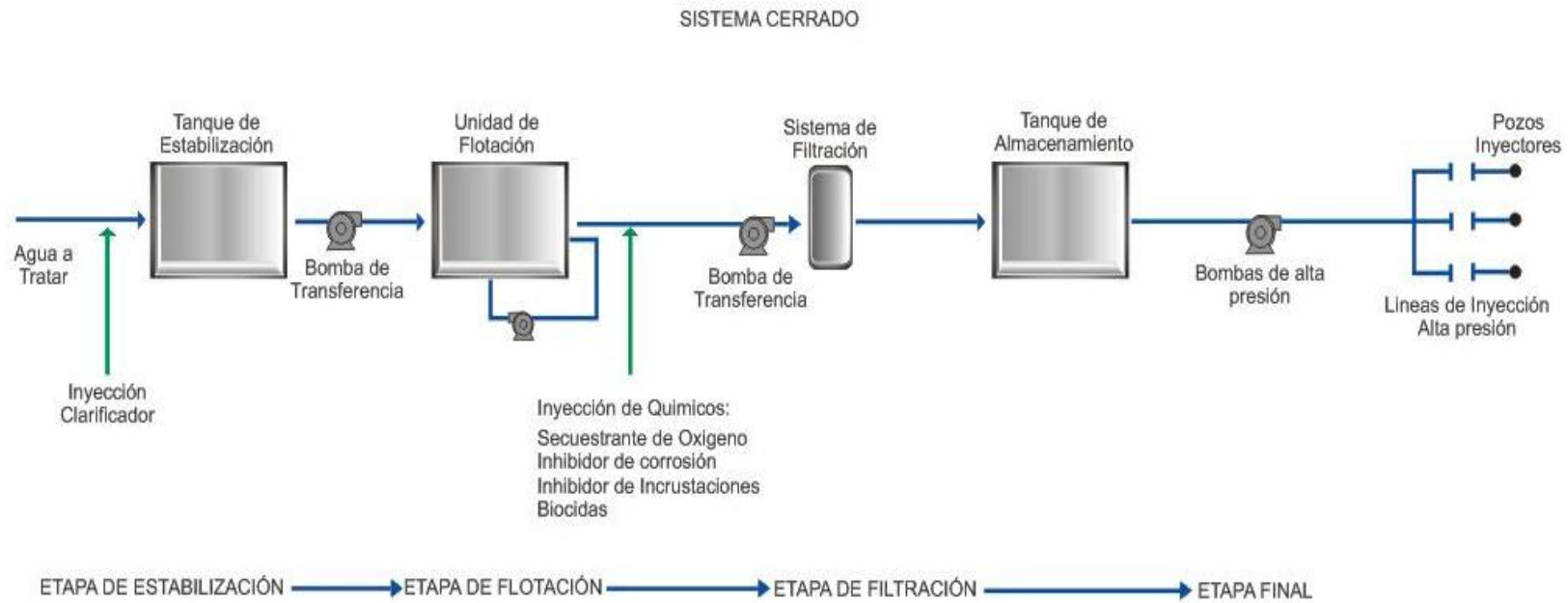


Fuente: El Autor

En la figura 23 se presenta un esquema representativo con las etapas, equipos y aditivos químicos que son agregados en un sistema de tratamiento e inyección.



Figura 23. Diagrama del sistema de tratamiento e inyección de agua



Fuente: El Autor



4. DESCRIPCIÓN DE LA PLANTA PILOTO DE TRATAMIENTO E INYECCIÓN DE AGUA ACTUALMENTE EN EL CAMPO CANTAGALLO

4.1 DESCRIPCIÓN Y UBICACIÓN DEL CAMPO CANTAGALLO

El Campo Yariguí – Cantagallo está ubicado en la cuenca del Valle Medio del Magdalena, entre los límites de los departamentos de Bolívar y Santander, más exactamente en las márgenes del río Magdalena a la altura del municipio de Puerto Wilches. Es un campo atípico: sus más de 100 pozos se distribuyen a lo largo de cuatro islas con el río Magdalena como vecino principal. La localización del Campo Cantagallo se puede ver en la figura 24.

Siempre bajo la operación directa de Ecopetrol S.A Empresa Colombiana del Petróleo, Cantagallo como generalmente se le conoce, fue uno de los campos insignia de Colombia en las décadas de los cincuenta y los sesenta. Su clímax de producción se dio en 1963, cuando de sus pozos se extrajeron 20,000 barriles diarios. Pero desde 1965 comenzó una declinación continúa que llegaría a su punto más bajo en 2003, cuando produjo menos de 5,000 barriles diarios. Esa situación, y un plan articulado para mejorar el recobro en muchos de sus campos maduros, lo tienen en proceso de recuperación de los niveles de producción.

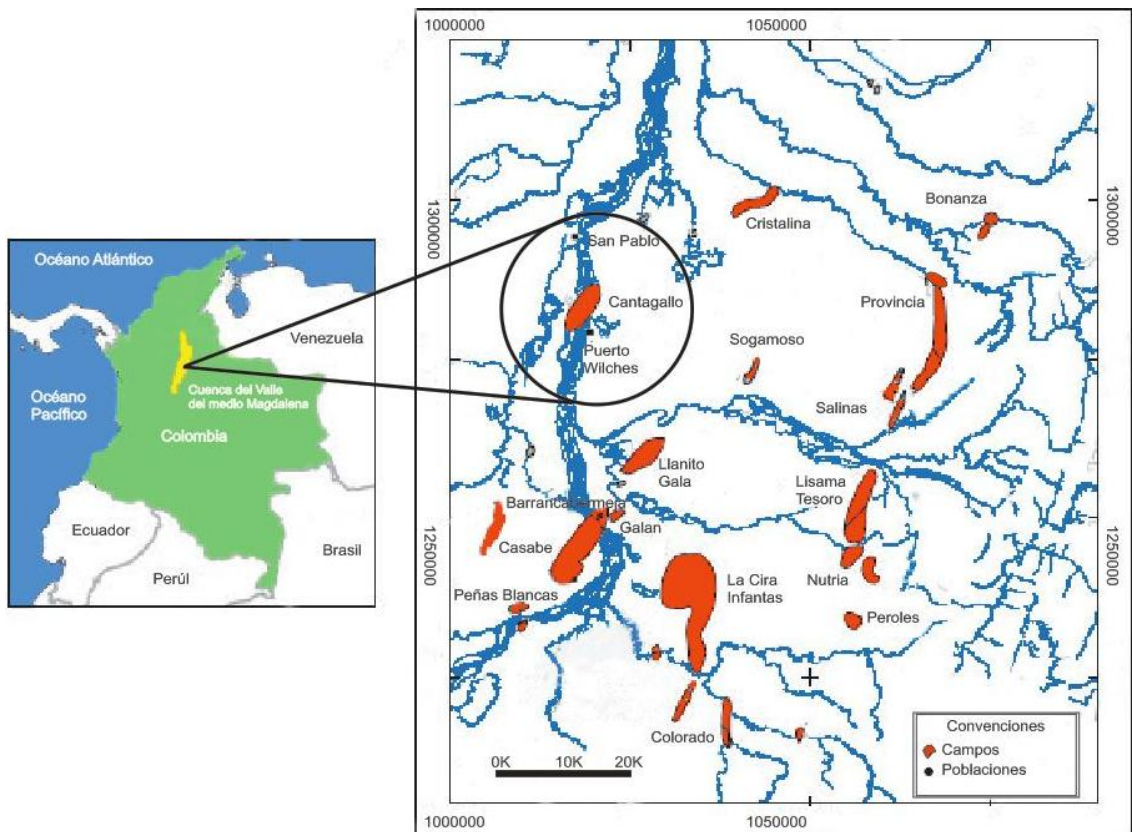
En 1995 Ecopetrol S.A inicia el proyecto de reinyección de aguas producidas, con el cual se buscaba eliminar los vertimientos de esta agua al río Magdalena y de esta manera dar cumplimiento a las políticas gubernamentales y de la empresa sobre conservación ambiental.

El Campo Cantagallo está conformado por estaciones de producción o islas en donde se hallan equipos tanto de producción como de tratamiento de petróleo,



estos sectores del campo se encuentran clasificados como: Estación Auxiliar, Isla I, Isla II, Isla III, Isla IV, Isla V e Isla VI.

Figura 24. Localización Campo Yariguí – Cantagallo



Fuente: El Autor

En la Superintendencia de Rio (SAR) – Campo Cantagallo, actualmente existe una planta piloto de inyección de agua de producción, ubicada en la Isla VI del campo Cantagallo, fue construida en el año de 1996 con un costo aproximado de 1.5 millones de dólares.

El objetivo principal de la implementación de esta planta piloto fue de contribuir a la preservación del medio ambiente, de tal manera que se pueda mitigar el impacto negativo ocasionado sobre el ecosistema por el vertimiento de cloruros y



metales pesados presentes en el agua producida, mediante la inyección de las mismas en las formaciones productoras. Desde su arranque ha funcionado de manera intermitente, debido a problemas operacionales como la alta salinidad del agua, debido a esto, se ha visto en la necesidad de excluirse del proceso de tratamiento de las aguas de producción del Campo Cantagallo, mientras se hace el respectivo mantenimiento, para nuevamente regresar a su funcionamiento.

En la actualidad la planta de reinyección de aguas de producción de Isla VI maneja un flujo de agua que alcanza los 4,000 BWPD y tiende a aumentar debido a las operaciones de incremento de la producción llevadas a cabo en el Campo Cantagallo.

4.2 DESCRIPCION DE LA PLANTA PILOTO DE REINYECCION DE AGUA DE PRODUCCION

La producción de aceite y agua recolectadas en las plantas de tratamiento y recolección (Auxiliar, Isla III, IV, V y VI), es bombeada hacia la planta deshidratadora, en donde se somete a tratamiento para separar el agua y el aceite. El crudo es enviado a la estación de bombeo y el agua drenada hacia el separador API o sistema de recuperación de aceite.

En la estación Isla VI se encuentra ubicadas tanto la planta deshidratadora como la planta de reinyección de agua de producción (Ver figura 25), esta última es alimentada por medio de un by-pass, realizado a la línea que lleva todos los reboses y aguas aceitosas de la planta deshidratadora, purgas, aceite desnatado, aguas aceitosas de los lechos de secado hacia el separador API.

Con el fin de asegurar el continuo funcionamiento de todo el proceso, en caso tal de presentarse algún problema en la planta de reinyección, esta puede sacarse



del sistema sin ningún inconveniente, enviando los drenajes hacia el separador API por medio del by-pass antes mencionado.

No se requiere energía para llevar el volumen de agua a la planta de reinyección, la presión de los drenajes (gun barrels, calentadores, tratadores termoelectrostáticos, etc.) es suficiente para llegar a los tanques de estabilización. La producción aproximada es de 3,500 BWPD, la cual incluye 900 BWPD de lavado para el desalado del crudo y el resto de agua de producción. La capacidad de diseño de la planta es de 5,000 BWPD (146 GPM). En la tabla 13 se presenta algunas propiedades físico – químicas del agua de producción en el Campo Cantagallo:

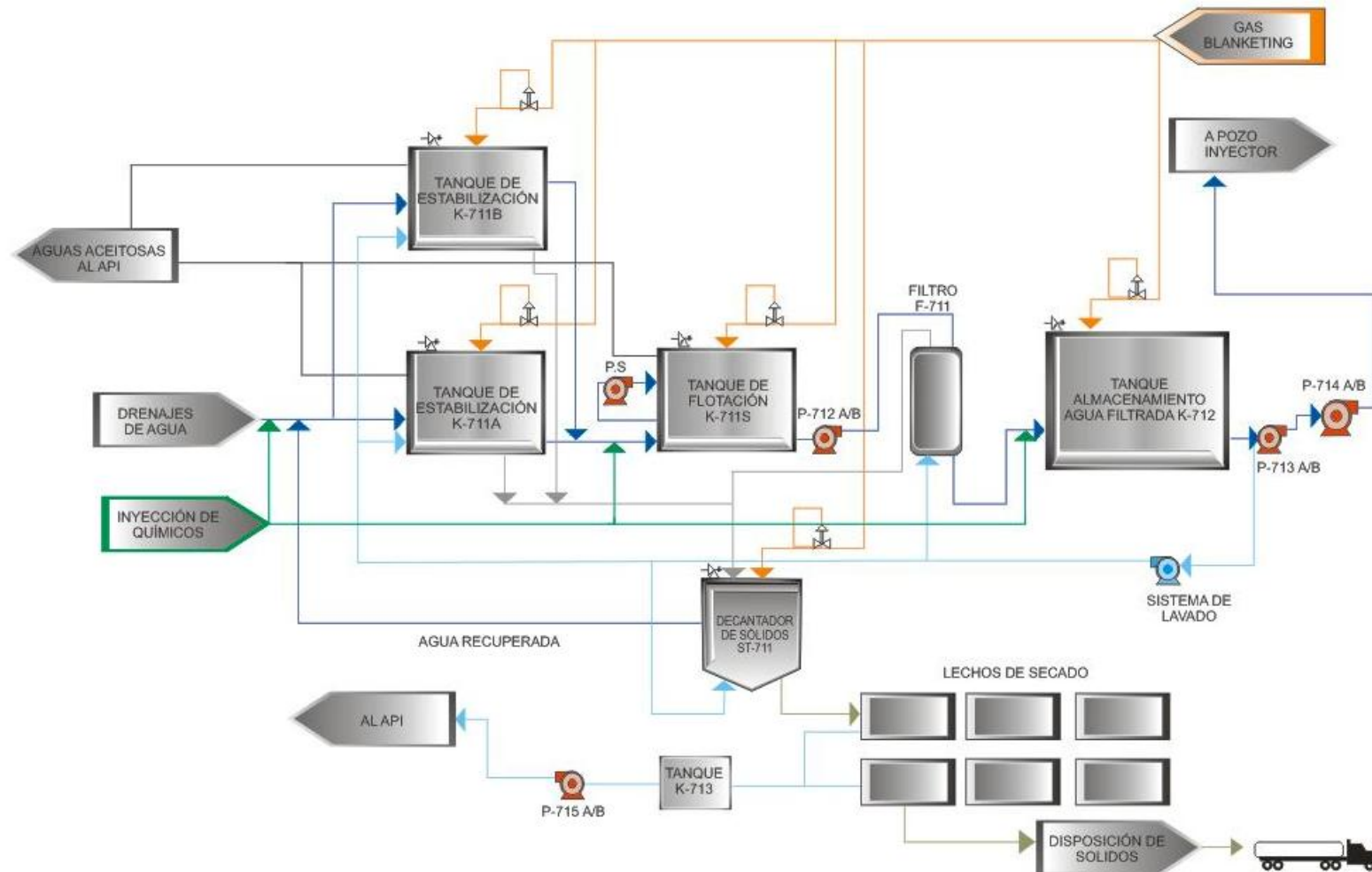
Tabla 13. Propiedades actuales del agua producida para tratamiento e inyección

Parámetro	Unidades	Concentración
Cloruros	(mg Cl ⁻ /l)	30,000
Conductividad	(micros/cm)	62,400
Dureza total	(mg CaCO ₃)	2,458
Grasas y aceites	(mg/l)	200
pH		6.7
Sólidos Disueltos	(% peso)	4.43
Sólidos suspendidos	(mg/l)	50
Sólidos totales	(% peso)	4.6

Fuente: Ecopetrol S.A



Figura 25. Diagrama de proceso de la planta piloto de inyección



Fuente: El Autor



Para la calidad del agua de inyección se tomaron en cuenta las condiciones petrofísicas del yacimiento, las cuales para el caso de Cantagallo no son las más favorables, con una porosidad del 16 % y permeabilidad de 56 md. El tratamiento del agua de producción en la planta se caracteriza por eliminar las grasas y aceites totalmente y el máximo contenido de sólidos suspendidos, con un tamaño mayor a 5 micrones. De acuerdo a esto no debe ser mayor de 2 mg/l para que no haya disminución en la inyectividad de los pozos debido a la reducción de permeabilidad en el yacimiento. En la tabla 14 se muestra las características de la calidad del agua para inyección.

Tabla 14. Calidad de agua para inyección

Parámetro	Cantidad
Sólidos suspendidos	2.0 ppm
Tamaño sólidos suspendidos	5 micrones
Oxígeno	< 20 ppb
Grasas y aceites	Eliminación
Rata de corrosión	3 mpy

Fuente: Ecopetrol S.A



La planta de reinyección en la estación isla VI está conformada por los equipos que se enuncian en la tabla 15.

Tabla 15. Equipos presentes en la planta piloto de reinyección

Equipo	Código	Cantidad	Capacidad
Tanque Estabilización	K-711 A/B	2	1,000 Bls
Sistema Stage	K-711 S	1	1,000 Bls
Bomba de recirculación sistema Stage	P 711 S	1	35 GPM
Bombas de alimentación al Filtro	P-712 A/B	2	175 GPM
Filtro Retrolavable	F-711	1	5,828 BPD
Decantador de sólidos	ST-711	1	5,828 BPD
Tanque de almacenamiento	K-712	1	1,500 Bls
Bombas Booster	P-713 A/B	2	175 GPM
Bomba de Sand – Jet	P-713 C	1	31 GPM
Bombas de inyección	P-714 A/B	2	108 GPM
Sistema de aire comprimido	C-711	1	-----
Bulk drum	-----	3	-----
Lechos de secado	AD-711	6	-----
Tanque de concreto	K-713	1	28 Bls
Bombas verticales	P-715 A/B	2	160 GPM
Secador de gas	S-711	1	-----

Fuente: Ecopetrol S.A



4.2.1 Descripción del proceso actual en la planta piloto de reinyección de agua de producción. La planta de reinyección de agua cuenta con facilidades de recepción, bombeo, tratamiento y almacenamiento del agua tratada para su posterior inyección en los pozos YR-8 y YR-43.

La capacidad nominal de tratamiento de la planta es de 5,000 BWPD (146 GPM). El rango en el que ha operado la planta está entre 2,720 BWPD (80 GPM) y 3,740 BWPD (110 GPM).

Esta se encuentran dividida en varias etapas, cada una de las cuales realiza una labor específica que proporciona agua de bajos niveles de sólidos suspendidos, grasas y aceites, contenido de oxígeno y agua compatible con el agua de formación.

Las etapas presentes en el proceso de reinyección de agua son:

4.2.1.1 Etapa de estabilización. Esta etapa está compuesta por un tanque que proporciona el tiempo suficiente para estabilizar la entrada de agua a la planta de reinyección, (si se presentan baches de aceite), y a su vez proporciona un medio primario de separación de aceite y sólidos suspendidos presentes en el agua, disminuyendo su concentración a menos de 100 ppm.

En esta parte del proceso de la planta se hallan dos tanques de estabilización identificados como K-711 A/B (Ver figura 26) con capacidad efectiva de 1000 barriles cada uno, estos reciben el agua producida de drenajes de equipos como, gun barrels, calentadores, y de los tratadores termoelectrostáticos presentes en la planta deshidratadora Isla VI a través de un colector de 8 in, estas corrientes llegan por gravedad, debido a que la planta de reinyección de agua se encuentra más baja que los niveles de piso de los gun barrels, el agua de los calentadores se drena con una presión mayor, lo cual garantiza su llegada al sistema.



Figura 26. Tanques de estabilización K-711 A/B



Fuente: Ecopetrol S.A

Los tanques de estabilización proporcionan un mayor tiempo de funcionamiento de la planta en caso de una parada en la planta deshidratadora.

4.2.1.2 Etapa de Flotación. En esta etapa se utiliza un Sistema Stage de flotación inducida (Ver figura 27), que consta de un tanque de 1,000 barriles identificado como K-711S que posee una bomba de recirculación identificada como P 711-S, que succiona gas del interior del tanque a través de una boquilla especial y lo inyecta por medio de un sistema de distribución ubicado dentro del tanque.



Figura 27. Sistema Stage - sistema de flotación inducida



Fuente: Ecopetrol S.A

Este sistema es usado en plantas de reinyección de agua como el campo San Francisco a cargo de Hocol (Neiva), proporcionando una calidad de agua a la salida del sistema con menos de 5 ppm en sólidos suspendidos (mayores de 2 micras).(Ver anexo A).

Los drenajes de los tanques de estabilización y sistema Stage son enviados a los lechos de secado para su tratamiento, el aceite recuperado es enviado a la piscina API. La descarga del sistema Stage es conectada a la succión de las bombas P-712 A/B que alimentan el filtro F-711.

4.2.1.3 Etapa de filtración. Esta etapa está compuesta por el filtro F-711(Ver figura 28), que retiene la mayor cantidad de aceite residual (aproximadamente el 100%) y de un 98 – 100 % de los sólidos mayores de 2 micras de diámetro. Se caracteriza por tener un lecho filtrante de tipo oleofílico, facilitando la retención del



aceite presente en la corriente de entrada, para este fin utiliza internamente un lecho de cáscara de nuez y avellana.

Figura 28. Filtro F-711



Fuente: Ecopetrol S.A

El filtro F-711 posee un sistema de retrolavado compuesto por una bomba que se encuentra en la parte superior del equipo, este permite remover las partículas suspendidas y el crudo presente en la unidad de filtrado. A partir de este momento entra en el proceso el decantador de sólidos ST-711 (Ver figura 29), cuyo fin es recibir las aguas contaminadas de aceite y sólidos provenientes del ciclo de retrolavado. Esta operación es controlada de manera automática utilizando un PLC.

El proceso de retrolavado consiste en una inversión del flujo a través del F-711, es decir que la alimentación en lugar de entrar por la parte superior del F-711 lo hace



por la parte inferior, junto con una fuerte agitación del lecho filtrante que produce abrasión entre las partículas y liberación de los sólidos y el aceite que se puedan encontrar atrapados para que puedan ser desalojados hacia el decantador de sólidos ST-711.

El periodo de retrolavado puede tener una duración total de hasta 30 minutos, dividida a su vez en periodos más cortos (asentamiento, fluidización, descarga y normalización), después de los cuales el F-711 pasa automáticamente al periodo de filtración normal.

Figura 29. Decantador de sólidos ST-711



Fuente: Ecopetrol S.A

El decantador de sólidos ST-711 tiene la función de almacenar las corrientes de retrolavado del F-711 (máximo tres retrolavados), proporcionando el tiempo de asentamiento suficiente para que los sólidos, agua y aceite se separen por diferencia de densidades.



El decantador de sólidos ST-711, después de homogeneizar los lodos y crudos extraídos de la corriente de agua, utiliza bombas neumáticas de doble diafragma para enviar el crudo hacia al API y los lodos se envían a los lechos de secado AD-711 (Ver figura 30) conformados por seis compartimentos cuya función es la de separar y secar estos mismos, para que puedan ser biodegradados en un proceso posterior. Finalmente se separa el agua aceitosa por drenaje hacia el tanque K-713, que posee una capacidad de 28 barriles y de allí se envía con ayuda de dos bombas verticales P-715 A/B hacia al API.

Los lodos aceitosos sedimentados en los lechos de secado son llevados fuera del área de tratamiento donde se realiza su disposición final.

Figura 30. Lechos de secado AD-711



Fuente: Ecopetrol S.A

4.2.1.4 Etapa final de inyección. Finalmente, el agua tratada es enviada al tanque de almacenamiento K-712 (Ver figura 31), de una capacidad de 1,500 Barriles, donde se tiene además un sistema de bombeo compuesto por bombas booster P-713 A/B (Ver figura 32), las cuales proporcionan caudal y presión inicial entre 60 y 80 psi, a las bombas de pistón P-714 A/B (Ver figura 32), aumentando



finalmente la presión hacia los pozos de inyección YR – 8 y YR – 43 entre 3,000 y 5,000 psi.

Figura 31. Tanque de almacenamiento de agua filtrada K-712



Fuente: Ecopetrol S.A

El tanque de almacenamiento de agua tratada alimenta a las bombas booster P-713 A/B y Sand – jet P-713 C (Ver figura 32) cuando se requiere la homogeneización de lodos en el decantador de sólidos ST-711 para su retiro.

Figura 32. Bombas booster P-713 A/B, Sand-jet P-713 C y de inyección P-714 A/B



Fuente: Ecopetrol S.A



Todos los equipos presentes funcionan con una capa de gas blanketing para evitar que el agua a inyectar entre en contacto con el oxígeno del aire, además como el agua inyectada debe ser compatible con el agua de formación, se inyectan una serie de químicos durante el proceso de tratamiento para garantizarlo, evitando cualquier daño al yacimiento o a la misma planta. Los aditivos empleados en la planta de inyección de agua se presentan en la tabla 16.

Tabla 16. Aditivos empleados en la planta piloto de reinyección de agua.

Aditivo	Punto de Inyección
Inhibidor de incrustaciones	Salida Tanque de estabilización K-711 A/B
Biocida	Salida sistema Stage K-711 S
Inhibidor de incrustaciones	Salida sistema Stage K-711 S
Clarificador	Salida sistema Stage K-711 S
Biocida – Secuestrante de O ₂	Descarga bombas P-712 A/B
Biocida – Secuestrante de O ₂	Entrada tanque K-712

Fuente: Ecopetrol S.A

Existe un sistema de inyección de aditivos compuesto por tres “Bulk Drum” (Ver figura 33) y bombas neumáticas, estas alimentan la planta reinyección en los puntos descritos en la tabla 16, estos son requeridos para el tratamiento del agua en la planta.

Figura 33. Bulk drum



Fuente: Ecopetrol S.A



5. INGENIERIA CONCEPTUAL PARA LA PLANTA DE TRATAMIENTO E INYECCION DE AGUA EN EL CAMPO CANTAGALLO

ECOPETROL S.A. en los últimos años ha tomado un tinte de empresa innovadora en Colombia con sus nuevas políticas de inversión y desarrollo, razón por la cual está invirtiendo en proyectos de recuperación en campos maduros en el país, con el fin de obtener y mantener una producción de petróleo en alza y en crecimiento constante. Por tal motivo el Campo Cantagallo no es la excepción y desde el año 2005 ha venido mejorando su producción gracias a las operaciones realizadas en él, las cuales se le seguirán implementando para aprovechar al máximo su potencial.

Para el Campo Cantagallo, Ecopetrol S.A. decidió realizar un proyecto de recuperación secundaria, ya que este tiene un tiempo de producción con recobro primario de más de 50 años, por eso se hace necesario el diseño y construcción de una planta de tratamiento e inyección de agua para cumplir con este propósito.

En este texto se presenta las consideraciones básicas para desarrollar la ingeniería conceptual de una planta de tratamiento e inyección de agua a implementar en el Campo Cantagallo, además se dan bases para el dimensionamiento de los equipos principales del tratamiento del agua de producción, que harán parte de dicha planta.

5.1 TRATAMIENTO DE AGUA DE CAPTACIÓN Y DE PRODUCCIÓN

Las plantas de tratamiento de agua para inyección tienen como objetivo básico la adecuación del agua de producción y del agua captada de pozos, para posteriormente ser inyectada a la formación, de forma tal que no se generen problemas en la planta o en la zona receptora.



La adecuación de los dos tipos de agua a ser inyectados, consiste en disminuir la concentración de sólidos suspendidos (TSS), de grasas y aceites y de oxígeno hasta valores que no causen ningún tipo de daño en el yacimiento y en los equipos de tratamiento.

Para la inyección de agua en el Campo Yariguí – Cantagallo se contará con agua fresca suministrada por pozos de captación y agua de producción separada en las estaciones de tratamiento del área. Inicialmente el volumen de agua mayor será proporcionado por los pozos de captación y se le añadirá el volumen de agua de producción para cumplir con los requerimientos de agua para inyección. A medida que el caudal de agua de producción vaya aumentando producto del recobro secundario, el requerimiento de agua captada disminuirá con el tiempo.

El tratamiento necesario para que el agua fresca pueda ser inyectada a la formación, depende de las características físico – químicas de la misma. Sin embargo generalmente se requiere de un proceso de filtración, para retener los sólidos e impurezas que puedan presentarse, así como la adición de algunos agentes químicos, tales como, secuestrante de oxígeno, inhibidores de corrosión e incrustación y biocidas.

Debido a que en la planta de tratamiento e inyección de agua en el Campo Cantagallo tendrá dos líneas de recibo, una para el agua de producción y otra para el agua captada, se debe tener en cuenta un parámetro importante en el momento en que estos dos tipos de agua sean mezclados en el proceso de tratamiento, el cual es la compatibilidad entre ellas.

5.1.1 Pruebas de compatibilidad. La factibilidad de un proyecto de inyección está amarrado principalmente por la compatibilidad entre aguas a inyectar, si no existe compatibilidad alguna entre ellas no sería viable la ejecución de la



inyección, ya que se podrían generar problemas o daños irreversibles tanto en el yacimiento como en los equipos de tratamiento.

Para el caso del Campo Cantagallo se realizó un estudio de factibilidad del agua que se inyectara, se realizaron pruebas de compatibilidad entre las distintas aguas de producción y de captación que son mezcladas en superficie para ser inyectadas, y entre esta mezcla final y el agua de formación.

Adicionalmente a las pruebas de compatibilidad, se caracterizaron todas las muestras de agua involucradas en el proceso, mediante análisis fisicoquímicos y bacteriológicos completos.

El objetivo del estudio fue determinar la compatibilidad de la inyección de la mezcla conformada por las aguas de producción de isla VI y el pozo de captación ECP – 2 en las arenas C y CG del campo Yariguí – Cantagallo, además se caracterizó fisicoquímicamente y se evaluó la calidad de estas aguas a inyectar.

A continuación se presentan los puntos seleccionados para tomar las muestras de agua de producción y de captación:

- ✓ Pozo de captación ECP – 2
- ✓ TK 10 – 1 y TK 10 – 2 (planta deshidratadora isla VI)
- ✓ Drenaje del tratador (planta de desalado isla VI)
- ✓ Salida del TK stage (planta piloto de reinyección de aguas de producción)
- ✓ Pozo productor YR – 57



➤ PARAMETROS EVALUADOS

En los puntos mencionados anteriormente se evaluaron los siguientes parámetros: pH, conductividad, gases disueltos (H_2S , CO_2 y O_2), alcalinidad, turbidez y iones de Fe.

Las mezclas entre las aguas de producción y de estas con el agua fresca (ECP-2), no presentan incompatibilidades. Se presentaron partículas de scale de carbonato propias de la naturaleza incrustante del agua de producción, la cual disminuyó al ser mezclada con el agua fresca.

Para el caso del agua tratada proveniente de la planta piloto de reinyección de agua de producción en isla VI (salida TK stage), se produce incompatibilidad con la de la formación receptora, debido a que la formación de scale de carbonato se ve aumentada en las mezclas con mayor proporción de agua de la planta. Adicionalmente, hay un aporte de hierro disuelto al yacimiento, que podría producir la formación de óxidos de hierro. En anexos se presenta el total de los resultados. (Ver anexo B).

La NACE ^[6] en sus publicaciones acerca de la calidad del agua de inyección recomienda que las aguas de inyección no deben contener gases disueltos como H_2S , O_2 y CO_2 , el contenido de hierro debe estar por debajo de 1.0 mg/l, la turbidez menor de 2.0 NTU.

Según lo anterior para el agua del pozo de captación ECP – 2 y para el agua de producción y su mezcla entre ellas, deben cumplir con esas especificaciones establecidas para un agua de inyección.

En la tabla 17 se hace un resumen comparativo de las pruebas de compatibilidad realizadas.



Tabla 17. Resultados prueba de compatibilidad

Prueba	Resultado	Observación
YR – 57 Vs ECP – 2	Compatible	Disminuye la tendencia incrustante de YR – 57.
TK 10 – 1 Vs TK 10 – 2	Compatible	El scale formado es propio de cada agua.
TK 10 – 1 Vs ECP – 2	Compatible	Disminuye la tendencia incrustante de TK 10 – 1.
TK 10 – 2 Vs ECP – 2	Compatible	Disminuye la tendencia incrustante de TK 10 – 2.
Drenaje Tratador Vs ECP – 2	Compatible	No se observan incrustaciones.
Mezcla (TK 10 – 1 + TK 10 – 2) Vs ECP – 2	Compatible	Disminuye la tendencia incrustante del agua producida.
TK Stage (Planta piloto de reinyección) Vs YR - 57	Incompatible	Aumenta la tendencia incrustante de YR – 57. Aporte de Fe.

Fuente: Ecopetrol S.A

Según lo anterior el proyecto de inyección es viable, aunque hay que tener en cuenta algunas consideraciones en cuanto a tratamiento químico del agua para no generar daño en la formación.

Fuera de la prueba de compatibilidad entre aguas, se realizó una prueba de corrosividad de las aguas producidas en el Campo Cantagallo, los puntos seleccionados para tomar las muestras fueron:

- ✓ TK 10 – 1 (planta deshidratadora isla VI)

- ✓ TK 10 – 2 (planta deshidratadora isla VI)

El objetivo de la prueba consistió en determinar la velocidad de corrosión general de una muestra de agua de los tanques TK 10-1 y TK 10-2 que hacen parte de la planta deshidratadora de isla VI, en condiciones estáticas y dinámicas, mediante la aplicación de técnicas electroquímicas de corriente directa.



Las pruebas se realizaron en celda balón y en electrodo de cilindro. La muestra de agua evaluada de los tanques TK 10-1 y TK 10-2 mostró, en celda balón, una velocidad de corrosión severa y en el electrodo de cilindro rotatorio moderada.

De acuerdo a los resultados se puede decir que en condiciones estáticas o de estanqueidad el agua ofrece un alto poder corrosivo y en condiciones dinámicas, tiende a ser moderada. En la tabla 18 se presentan los resultados de velocidad de corrosión estática y dinámica.

Tabla 18. Resultados prueba de corrosividad de agua de producción

Solución de evaluación	Tiempo de exposición (min)	Rp (ohm)	β_a mv/Dec	β_c mv/Dec	Velocidad corrosión (mpy)
Muestra tanque 10 – 1 y 10 – 2 Estática	60	97.8	57	304	10.94
	90	78.9			13.56
	120	76.9			13.92
	150	87.6			12.23
	180	98.0			10.93
	210	102.9			10.40
Promedio		90.35			12.00
Muestra tanque 10 – 1 y 10 – 2 Dinámica	60	92.0	109.4	13.79	2.97
	90	89.9			3.04
	120	58.7			4.65
	150	67.7			4.03
	180	73.9			3.70
	210	80.4			3.40
Promedio		77.09			3.63

Fuente: Ecopetrol S.A



Se puede decir entonces que el agua de producción puede generar algún daño considerable en las líneas o equipos y se debe considerar la inyección de inhibidores de corrosión para controlar la velocidad de corrosión.

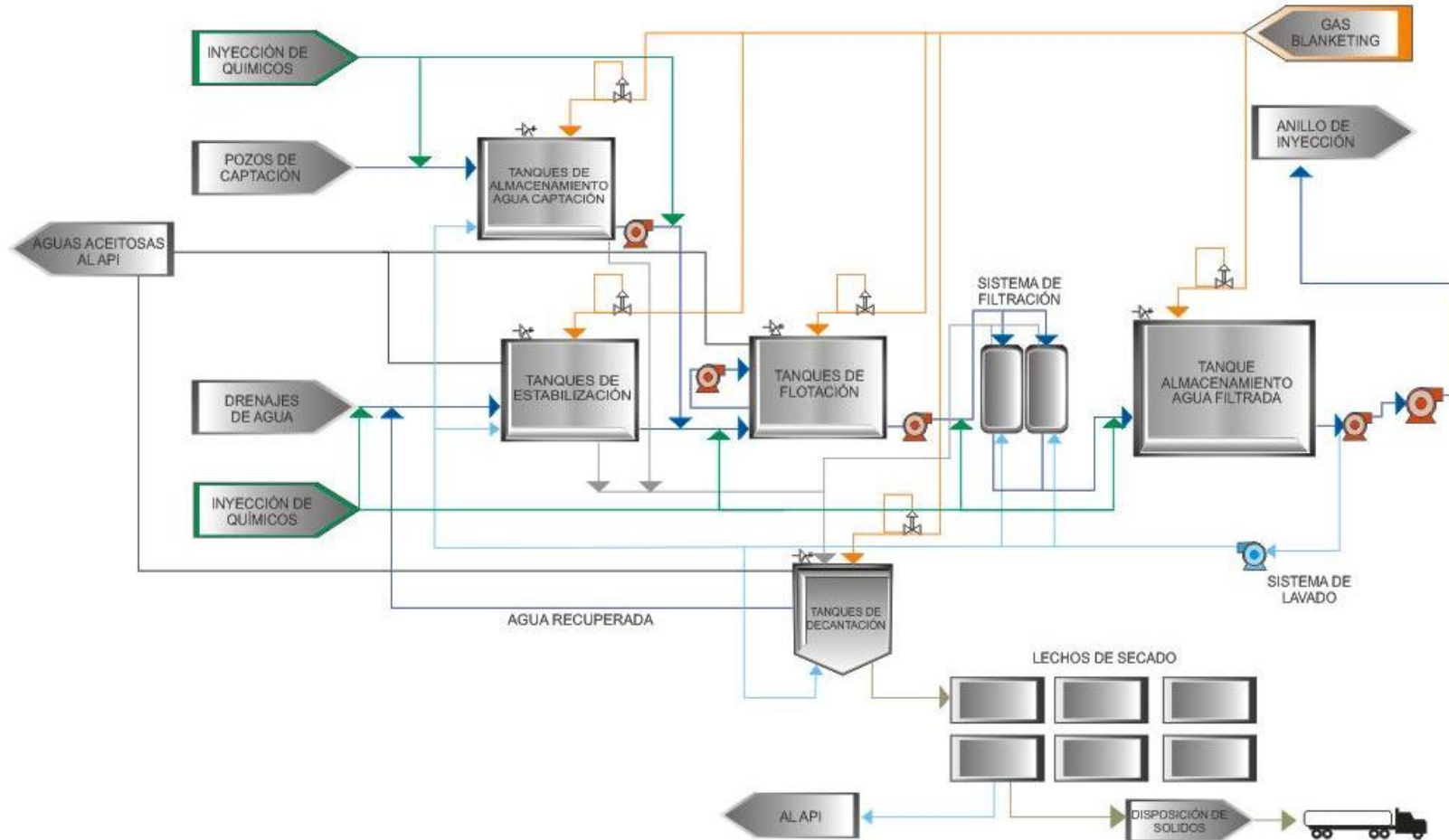
5.1.2 Descripción del proceso según el tipo de agua a tratar. La descripción del proceso a llevar a cabo en la planta de tratamiento e inyección de agua en el Campo Cantagallo se centraliza en el tratamiento necesario para el agua de producción y de captación. El número de equipos y las capacidades de los mismos son establecidos de acuerdo con la capacidad de diseño requerida para el tratamiento del agua producida.

5.1.2.1 Procesamiento de agua de producción. El proceso de tratamiento de agua de producción consiste en hacer fluir esta agua a través de una serie de equipos, cuyo objetivo principal es el de remover el aceite y los sólidos suspendidos (TSS) presentes en dicha corriente. Esta separación se efectúa en tres etapas básicas (estabilización, flotación y filtración). Para hacer más eficiente dicha remoción se inyectan aditivos químicos, entre los cuales se tienen: secuestrante de oxígeno, clarificador, biocidas, inhibidores de corrosión e incrustación, estos se añaden en dosis controladas ya sea antes o después de cada etapa dependiendo de las características físico – químicas del agua.

El volumen de agua que cumple con los características como agua de inyección y con el paso a través de las tres etapas básicas de separación, es almacenada en tanques, de donde es tomada por bombas que la envían a la succión de las bombas de inyección para finalmente ser inyectada a la formación receptora. En la figura 34 se da un esquema representativo del proceso de la planta de tratamiento e inyección de agua a implementar en el Campo Cantagallo.



Figura 34. Diagrama de proceso de la planta de tratamiento e inyección a implementar en el Campo Cangallo



Fuente: El Autor



El aceite y los sólidos del agua de producción retenidos en los filtros, tanques de decantación y estabilización, deben ser eliminados para darle continuidad al proceso y esto implica que se debe realizar un retrolavado.

El agua contaminada producto del retrolavado de estos equipos va a unos tanques de decantación de lodos, en los cuales, se hace la separación y envío de crudo hacia el separador API, sólidos hacia los lechos de secado y el agua que se regresa al proceso.

Los lodos de los tanques de decantación se envían a los lechos de secado en donde se separa el agua, enviándola al separador API. Los sólidos que quedan en los lechos de secado son llevados fuera del área de tratamiento donde se realiza su disposición final.

La calidad del agua de producción, que se constituye en una de las cargas de la planta para tratamiento de agua e inyección a instalarse en el Campo Cantagallo se presenta en la tabla 19.

Tabla 19. Calidad del agua de producción Isla VI

Parámetro	Unidades	Concentración
Cloruros	(mg Cl ⁻ /l)	30,000
Conductividad	(Micros/cm)	62,400
Dureza total	(mg CaCO ₃)	2,458
Grasas y aceites	(mg/l)	200
pH		6.7
Sólidos Disueltos	(% peso)	4.43
Sólidos suspendidos	(mg/l)	50
Sólidos totales	(% peso)	4.6

Fuente: Ecopetrol S.A



La calidad del agua a ser inyectada en la formación debe cumplir con ciertos parámetros, según publicaciones de la Asociación Nacional de Ingenieros en corrosión (NACE) ^[6], la calidad del agua a inyectar tiene que caracterizarse por contener sólidos suspendidos menores a 5 mg/l, bacterias sulfato reductoras menores a 10^4 ufc/ml y grasas & aceites dependiendo del campo varía sustancialmente pero en general se recomienda valores por debajo de 2.0 mg/l.

Para el agua a inyectar en el Campo Cantagallo se tomaron los siguientes parámetros:

- ✓ Grasas y aceites: menos de 5 ppm.
- ✓ Sólidos en suspensión: menos de 5 ppm.
- ✓ Oxígeno: 0 ppm
- ✓ Bacterias: menor de 10.000 ufc/ml

Los sólidos a retirarse en el tratamiento del agua de producción serán los que se hallan suspendidos en el agua y corresponden aproximadamente a la diferencia entre los sólidos totales y los sólidos disueltos (TDS) presentes en dicha agua (0.17% aprox.).

5.1.2.2 Procesamiento de agua de captación. El proceso de tratamiento del agua de captación, es similar al del agua de producción y las diferencias que existen radican en los tipos de contaminantes y en las concentraciones de estos en el agua. Dependiendo de ello, el agua de captación almacenada puede ser enviada: a los tanques de estabilización, a los tanques de flotación o directamente a los filtros. Para el caso de la planta del Campo Cantagallo se decidió que el agua



de captación debe ir a la entrada de los tanques de flotación o etapa de flotación, esto con el fin de controlar el proceso.

El agua de captación se almacenará en tanques específicos y se le realizara un tratamiento químico con inyección de aditivos, antes de ser bombeada a la etapa de flotación, mientras que el agua de producción irá directamente a los tanques de estabilización o etapa de estabilización.

La planta de tratamiento debe contar con los siguientes servicios auxiliares:

- ✓ Sistema de recuperación de aceite (separador API), a donde se envían los reboses de los tanques de estabilización, flotación y de sedimentación.
- ✓ Sistema de gas de blanqueo (blanketing) para todos los tanques.
- ✓ Sistema de inyección de químicos.

Los puntos de inyección y químicos a utilizar en el proceso de tratamiento del agua para inyección serán los siguientes:

- ✓ Inhibidor de incrustaciones en descarga de las bombas que succionan del tanque de almacenamiento de agua de captación.
- ✓ clarificador y secuestrante de oxígeno a la corriente de entrada del tanque de estabilización.
- ✓ Biocida, clarificador, inhibidor de incrustaciones y de corrosión a la entrada del tanque de flotación.



- ✓ Biocida y secuestrante de oxígeno en descarga de las bombas que conducen el agua del tanque de flotación a los filtros.

- ✓ Biocida, secuestrante de oxígeno, inhibidores de corrosión e incrustación a la entrada del agua a los tanques de almacenamiento de agua filtrada.

5.1.3 Capacidad y localización de las plantas. El proyecto de inyección de agua en el Campo Cantagallo contempla la construcción de dos plantas de tratamiento de agua, con características iguales en número de equipos y capacidad. Estas serán ubicadas en dos zonas o estaciones importantes dentro del campo, en donde se recibe y se trata la producción total de petróleo. Estos dos puntos donde se implementaran dichas plantas son la Estación Auxiliar y la Estación Isla VI.

Su construcción debe hacerse de manera modular y en dos fases: la primera fase debe construirse en el año 2008 y la segunda fase en el año 2009; cada fase tendrá una capacidad equivalente al 50% de la capacidad total de las plantas. El volumen máximo que manejará cada una de ellas será de 70,000 BWPD.

5.2 DEFINICIÓN Y DIMENSIONAMIENTO DE EQUIPOS PRINCIPALES

La planta de tratamiento de agua para inyección a construir en el Campo Cantagallo, 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 70,000 BWPD, se determinó un flujo de 35,000 BWPD para el cálculo individual de diseño de los tanques de almacenamiento de agua de captación, de estabilización, de flotación y de almacenamiento de agua filtrada. Para el dimensionamiento de estos equipos se tendrá como base la ecuación de 6 y 7 descritas en el capítulo tres.



$$d^2 = 6691 \frac{(F)(Q_w)(\mu_w)}{(\Delta SG)_{w/o} (d_m)_o^2} \quad (6)$$

Donde:

d : diámetro del equipo, pulgadas

F : factor de corto circuito

Q_w : caudal de diseño, BWPD

μ_w : viscosidad del agua, cp

$(\Delta GE)_{w/o}$: diferencia en gravedad específica entre agua y aceite

$(d_m)_o$: diámetro de la partícula, micrones

$$H = 0.7 \frac{(t_R)_w (Q_w)}{d^2} \quad (7)$$

Donde:

H : altura de la columna de agua, pies

d : diámetro del equipo, pulgadas

t_R : tiempo de residencia, minutos

Q_w : caudal de diseño, BWPD

5.2.1 Almacenamiento de agua de captación. Los tanques que se requieren en esta etapa, tienen como función principal almacenar el volumen de agua de captación y favorecer el asentamiento de sólidos suspendidos. Para el caso de la planta de tratamiento se decide implementar dos tanques de almacenamiento, con el fin de asegurar el funcionamiento continuo de la planta y utilizar el menor número de tanques posibles, facilitando así las operaciones de mantenimiento.



La construcción de estos equipos con características iguales en dimensión, se realizara uno en la primera fase y otro en la segunda. En la tabla 20 se presentan los parámetros utilizados para el diseño.

Tabla 20. Parámetros de diseño tanque de almacenamiento de agua de captación

Parámetro	Cantidad	Unidad
Flujo de agua	35,000	BWPD
Viscosidad del agua	1	cp
Gravedad especifica del agua	1	
Gravedad especifica de sólidos	2.5	
Diferencia de gravedad especifica	1.5	
Diámetro de partícula	100	Micrones
Eficiencia	90	%
Tiempo de residencia	2	Horas

Fuente: El Autor

Para el diseño del tanque de almacenamiento de agua de captación, se utilizo la ecuación 6 para encontrar su diámetro mínimo, garantizando, que la velocidad de asentamiento no sea superada por la velocidad del fluido y que las partículas de diámetro de 100 micrones sean separadas.

Teniendo en cuenta los parámetros de diseño se calculo el factor de corto circuito asumiendo una eficiencia para el equipo del 90 % y se obtuvo el siguiente resultado:

$$F = \frac{1}{E} \Rightarrow F = \frac{1}{0.9} \Rightarrow F = 1.11$$

Para calcular el diámetro del tanque, se asumió un diámetro de partícula a remover de 100 micrones, con el fin de beneficiar la separación de sólidos



suspendidos en el agua de captación y tomarse como primera medida para el tratamiento de agua captada. A continuación se presentan los cálculos respectivos para el diámetro del equipo:

$$d^2 = 6,691 \frac{1.11 \times 35,000 \times 1}{1.5 \times 100^2} \Rightarrow d = 131.64 \text{ in} \Rightarrow d = 10.97 \text{ ft}$$

En el cálculo de la altura se debe considerar un factor importante para la separación de partículas suspendidas en el agua, como lo es el tiempo de residencia, asumiendo un valor de dos horas con el objeto de asegurar el proceso de asentamiento de sólidos suspendidos. Reemplazando en la ecuación 7 se obtiene:

$$t_R = 2 \text{ horas} \Rightarrow 120 \text{ min}$$

$$H = 0.7 \frac{120 \times 35,000}{131.64^2} \Rightarrow H = 169.66 \text{ ft}$$

Según los resultados obtenidos el diámetro del tanque de captación debe ser mayor o igual a 10,97 ft, asegurando que se remuevan partículas con un diámetro de 100 micrones o mayores a este. Dado que el valor de altura es desproporcionado en comparación con el diámetro mínimo, se dice que este tanque está gobernado por el tiempo de residencia.

La norma API 650 ^[7] establece una relación entre diámetro y altura (ecuación 10), optima para el dimensionamiento de tanques, la cual dice:

$$Esbeltz = \frac{H}{D} \leq 3 \quad (10)$$



Al utilizar la ecuación 10 con el diámetro y la altura calculada anteriormente para el tanque de captación de agua, se tiene:

$$Esbeltez = \frac{169.66}{10.97} \Rightarrow Esbeltez = 15.47$$

Al hallar la relación de esbeltez confirmamos que el valor de la altura no es el adecuado dado que esta por fuera del rango de selección. Por tal motivo se debe recalcular tanto diámetro como altura, de manera que se cumpla con la relación de esbeltez.

Debido a que los cálculos se realizaron conjuntamente para todos los equipos, se decidió estandarizar la altura a 25 ft en las unidades presentes en la etapa de almacenamiento de agua de captación, de estabilización y flotación, ya que estos operan por columna hidrostática o se encuentran conectados por vasos comunicantes, evitando así posibles derrames y asegurando el proceso continuo en la planta de tratamiento. De acuerdo a lo anterior se da solución al dimensionamiento del tanque de captación. Seguidamente se presentan los nuevos cálculos teniendo en cuenta la estandarización del equipo.

Primero calculamos el volumen del tanque con las dimensiones halladas para la selección propuesta así:

$$V = \frac{\pi}{4} d^2 H \Rightarrow V = \frac{\pi}{4} (10.97)^2 (169.66) \Rightarrow V = 16,035.54 \text{ ft}^3$$

Con el volumen del tanque de captación hallado anteriormente, encontramos la configuración apropiada teniendo en cuenta la altura a la cual se va a estandarizar el equipo:



$$d = \sqrt{\frac{4}{\pi} \left(\frac{V}{H} \right)} \Rightarrow d = \sqrt{\frac{4}{\pi} \left(\frac{16,035.54}{25} \right)} \Rightarrow d = 28.58 \text{ ft}$$

Ahora bien las nuevas dimensiones del tanque de captación son: un diámetro de 28.58 ft y una altura de 25 ft, para verificar que es una configuración adecuada para el tanque, se halla la relación de esbeltez a partir de la ecuación 10.

$$Esbeltez = \frac{25}{28.58} \Rightarrow Esbeltez = 0.87 \leq 3$$

La altura del equipo encontrada hace referencia al nivel de líquido en el tanque, por esta razón se calcula la verdadera con una proporción del 90 %. Resumiendo los resultados obtenidos para el tanque de almacenamiento de agua de captación se presenta la tabla 21 con sus dimensiones.

Tabla 21. Dimensión del tanque de almacenamiento de agua de captación

Parámetro	Cantidad	Unidad
Diámetro	28.58	ft
Altura	27.78	ft
Capacidad neta	2856.05	Bls

Fuente: El Autor

5.2.2 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 en la primera fase debido a que por operación de mantenimiento se debe tener la disposición de uno



de ellos y uno en la segunda fase para cumplir con el caudal de agua a tratar, programado para esta. Los parámetros que se tienen en cuenta para el diseño de este equipo se muestran en la tabla 22.

Tabla 22. Parámetros de diseño para tanque de estabilización

Parámetro	Cantidad	Unidad
Flujo de agua	35,000	BWPD
Viscosidad del agua	1	cp
Gravedad específica del agua	1.03	
Gravedad específica del petróleo	0.9327	
Diferencia de gravedad específica	0.0973	
Diámetro de partícula	120	Micrones
Eficiencia	95	%
Tiempo de residencia	3	Horas

Fuente: El Autor

Teniendo en cuenta los parámetros de diseño y la ecuación 6 para el tanque de estabilización de agua de producción, se calculo el factor de corto circuito asumiendo una eficiencia para el equipo del 95 % y se obtuvo el siguiente resultado:

$$F = \frac{1}{E} \Rightarrow F = \frac{1}{0.95} \Rightarrow F = 1.053$$

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 sólidos suspendidos presentes en el agua de producción. A continuación se presentan los cálculos respectivos para el diámetro del equipo:



$$d^2 = 6,691 \frac{1.053 \times 35,000 \times 1}{0.0973 \times 120^2} \Rightarrow d = 419.52 \text{ in} \Rightarrow 34.96 \text{ ft}$$

Para encontrar la altura se debe considerar un factor elemental para la separación de aceite y sólidos suspendidos como lo es el tiempo de residencia, debido a esto se asume un valor de tres horas para estabilizar el volumen de agua que entra, favoreciendo a los procesos de separación gravitacional y coalescencia que gobiernan esta etapa del tratamiento del agua de producción. Reemplazando en la ecuación 7 se obtiene:

$$t_R = 3 \text{ horas} \Rightarrow 180 \text{ min}$$

$$H = 0.7 \frac{180 \times 35,000}{419.52^2} \Rightarrow H = 25 \text{ ft}$$

De acuerdo a la altura del tanque de estabilización, fue que se tomo el criterio de estandarización descrito anteriormente en la sección de agua de captación, por ende este equipo ya tiene las dimensiones óptimas para realizar el proceso de estabilización. A continuación se verifica con la ecuación 10.

$$Esbeltez = \frac{25}{34.96} \Rightarrow Esbeltez = 0.72 \leq 3$$

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

Resumiendo los resultados obtenidos para el tanque de estabilización se presenta la tabla 23 con sus respectivas dimensiones.



Tabla 23. Dimensión del tanque de estabilización

Parámetro	Cantidad	Unidad
Diámetro	34.96	ft
Altura	27.78	ft
Capacidad neta	4,273.88	Bls

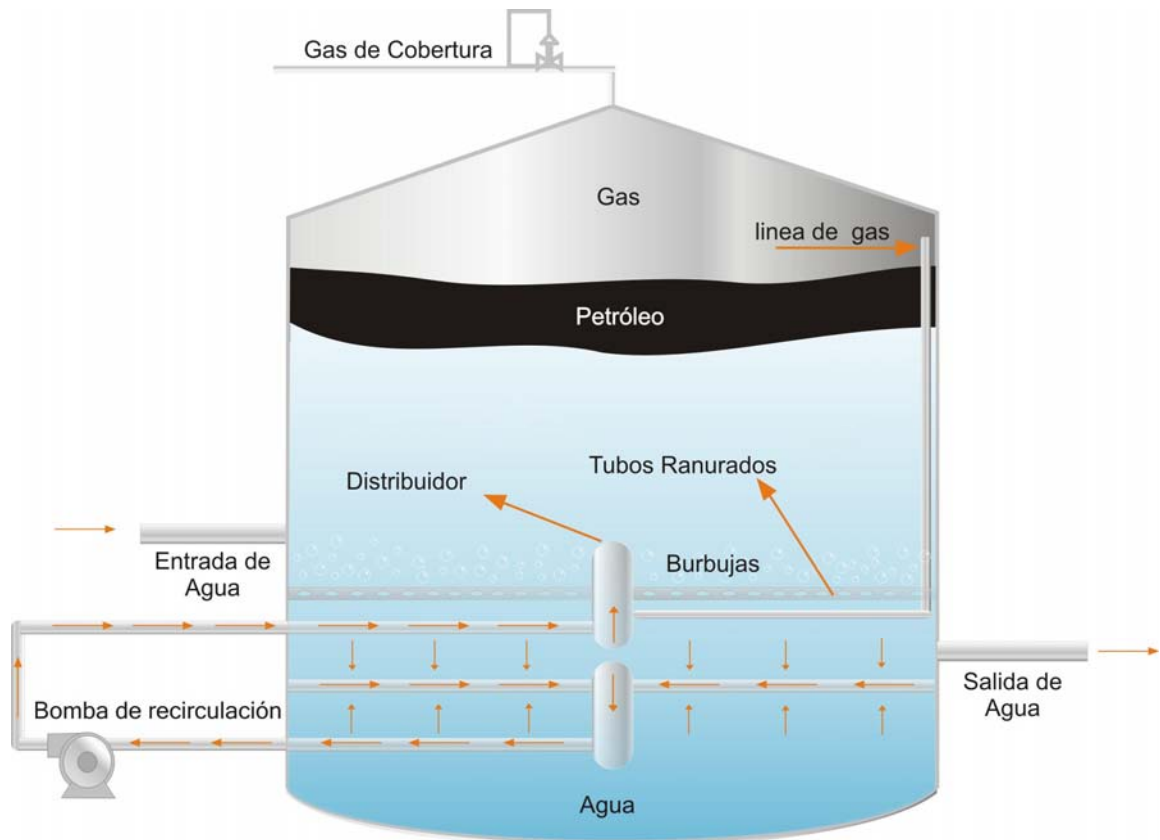
Fuente: El Autor

5.2.3 Etapa de flotación. Para esta etapa de separación y tratamiento del agua se cuenta con tanques de flotación o Sistema Stage ^[8], en los cuales también ocurre separación de aceites y sólidos en suspensión. Esto se logra mediante el uso de una bomba de recirculación que induce a la formación de microburbujas dentro del tanque, haciendo que las partículas presentes en el agua se adhieran a ellas, generando su aglomeración y ayudándolas a flotar en la superficie de donde son separadas mediante un skimer flotante, ubicado en el interior de los tanques.

Esta tecnología fue patentada por el Instituto Colombiano del Petróleo ICP ^[8] obteniendo buenos resultados con un promedio de eficiencia de remoción de hidrocarburos del 70%. (Ver anexo A). En la figura 35 se presenta un esquema representativo del proceso llevado a cabo en el Sistema Stage.



Figura 35. Sistema Stage



Fuente: Modificado ACIPET “Reducción del contenido de hidrocarburos en el agua de inyección del Campo San Francisco de Hocol S.A. mediante la tecnica de flotación”

El flujo de agua de los tanques de estabilización hacia el sistema stage se hace mediante el mecanismo de vasos comunicantes. Para la planta de tratamiento se determino el uso de dos tanques de flotación con características similares, teniendo en cuenta el mismo criterio para los anteriores tanques y además por geometría. Su construcción se realizara uno en la primera fase y otro en la segunda fase.

Los parámetros para dimensionar el tanque de esta etapa de flotación se enuncian en la tabla 24.



Tabla 24. Parámetros de diseño para tanque de flotación o Sistema Stage

Parámetro	Cantidad	Unidad
Flujo de agua	35,000	BWPD
Viscosidad del agua	1	cp
Gravedad específica del agua	1.03	
Gravedad específica promedio gas - aceite	0.7914	
Diferencia de gravedad específica	0.2386	
Diámetro de partícula	70	Micrones
Eficiencia	90	%
Tiempo de residencia	2	Horas

Fuente: El Autor

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

$$F = \frac{1}{E} \Rightarrow F = \frac{1}{0.90} \Rightarrow F = 1.11$$

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 la bomba de recirculación. A continuación se presentan los cálculos respectivos para el diámetro del equipo:

$$d^2 = 6,691 \frac{1.11 \times 35,000 \times 1}{0.2386 \times 70^2} \Rightarrow d = 471.53 \text{ in} \Rightarrow 39.29 \text{ ft}$$



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:

$$t_R = 2 \text{ horas} \Rightarrow 120 \text{ min}$$

$$H = 0.7 \frac{120 \times 35,000}{471.53^2} \Rightarrow H = 13.22 \text{ ft}$$

Ya que hay que cumplir con el criterio de estandarización, se recalcula un nuevo tiempo de residencia teniendo en cuenta una altura de 25 ft y el diámetro mínimo hallado anteriormente, ya que este tanque está gobernado por la velocidad de asentamiento, despejando el tiempo de residencia de la ecuación 7 se tiene:

$$H = 0.7 \frac{t_R \times Q_W}{d^2} \Rightarrow t_R = \frac{H \times d^2}{0.7 \times Q_W} \Rightarrow t_R = \frac{25 \times (471.53)^2}{0.7 \times 35,000} \Rightarrow t_R = 226.88 \text{ min}$$

$$t_R = 226.88 \text{ min} \Rightarrow 3.78 \text{ horas}$$

Según lo anterior se tiene un tanque de 39.39 ft de diámetro con una altura de 25 ft y un tiempo de residencia de 3.78 horas. Para corroborar su dimensionamiento óptimo se calcula la relación de esbeltez:

$$\text{Esbeltez} = \frac{25}{39.39} \Rightarrow \text{Esbeltez} = 0.64 \leq 3$$

La altura debe ser corregida ya que la calculada hace referencia al nivel de líquido, esta es el 90 % del total del equipo. Resumiendo los resultados obtenidos para el tanque de flotación se presenta la tabla 25 con sus dimensiones.



Tabla 25. Dimensión del tanque de flotación

Parámetro	Cantidad	Unidad
Diámetro	39.39	ft
Altura	27.78	ft
Capacidad neta	5,398.14	Bls

Fuente: El Autor

Para la bomba de recirculación que hace parte del proceso de separación en este equipo se define en la sección de sistema de bombeo.

5.2.4 Etapa de filtración. Para la etapa de filtración se cuentan con filtros verticales de flujo descendente, teniendo como material de lecho filtrante cascarilla de nuez o de avellana. 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 ser inyectada a la formación.

Figura 36. Filtro de flujo descendente



Fuente: El Autor



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.

Los filtros deben tener la instrumentación suficiente y adecuada para determinar la caída de presión a través del lecho filtrante y las facilidades para realizar el retrolavado.

De acuerdo a la capacidad de la planta de tratamiento (70,000 BWPD), se presentan cuatro alternativas para seleccionar el número de filtros que harán parte de la etapa de filtración (tabla 26).

Tabla 26. Alternativas para selección de número de filtros

Alternativas	Equipos en filtración	Retro.	Stand by	Capacidad por equipo BWPD	Total a tratar BWPD
1	5	1	1	15,000	75,000
2	4	1	1	17,500	70,000
3	4	1	1	20,000	80,000
4	3	1	1	25,000	75,000

Fuente: El Autor



Como a estos equipos se les debe realizar un retrolavado para retirar aceites y sólidos retenidos en el material filtrante, que reducen la eficiencia del filtrado y la calidad del agua tratada; entonces se considero necesario un equipo adicional, para asegurar el caudal a tratar y por ende la operación de limpieza de cada uno de ellos. Además por seguridad y por operaciones de mantenimiento se considero el uso de otro filtro en Stand By.

Se selecciono la alternativa dos debido a que es la más económica en cuanto a costo de equipos y porque facilita la operación en secuencia de todos los filtros para que cada seis horas se realice un retrolavado por equipo. Su selección se explica en la tabla 27.

Tabla 27. Operación de filtros alternativa 2

Filtro Hora	1	2	3	4	5	6
0	Retro.	Filtración	Filtración	Filtración	Filtración	Stand by
0.30	Stand by	Filtración	Filtración	Filtración	Filtración	Stand by
1	Stand by	Retro.	Filtración	Filtración	Filtración	Filtración
1.30	Stand by	Stand by	Filtración	Filtración	Filtración	Filtración
2	Filtración	Stand by	Retro.	Filtración	Filtración	Filtración
2.30	Filtración	Stand by	Stand by	Filtración	Filtración	Filtración
3	Filtración	Filtración	Stand by	Retro.	Filtración	Filtración
3.30	Filtración	Filtración	Stand by	Stand by	Filtración	Filtración
4	Filtración	Filtración	Filtración	Stand by	Retro.	Filtración
4.30	Filtración	Filtración	Filtración	Stand by	Stand by	Filtración
5	Filtración	Filtración	Filtración	Filtración	Stand by	Retro.
5.30	Filtración	Filtración	Filtración	Filtración	Stand by	Stand by
6	Retro.	Filtración	Filtración	Filtración	Filtración	Stand by

Fuente: El Autor



Se puede observar en la tabla anterior que cada seis horas se repetirá el ciclo, asegurando la limpieza de cada filtro y por lo tanto la calidad del agua filtrada. De esta manera se mantendrá un proceso de filtración seguro y eficiente. Las demás alternativas no son viables puesto que la uno y la cuatro no cumplirían con el ciclo de seis horas, la alternativa tres se descarta en comparación con la dos por que los equipos serian de mayor tamaño y su costo se incrementaría.

Según la selección realizada se determinaron seis equipos de filtración con características iguales para una capacidad de flujo de 17,500 BWPD, su construcción se realizara de la siguiente manera: tres en la primera fase y tres en la segunda fase.

Antes de entrar al dimensionamiento del filtro es importante conocer y diferenciar los procesos de filtración que ocurren dentro de este equipo, para comprender el porqué de la importancia de realizar un filtrado al agua.

5.2.4.1 Mecanismos de la filtración. El proceso de filtración usualmente es considerado como el resultado de dos mecanismos distintos pero complementarios según Arboleda^[9], estos mecanismos son:

- ✓ Transporte de las partículas dentro de los poros.
- ✓ Adherencia a los granos del medio filtrante.

El transporte de partículas es un fenómeno físico e hidráulico, afectado principalmente por los parámetros que gobiernan la transferencia de masas. Los siguientes son los mecanismos que pueden realizar el transporte.

- ✓ Cernido: ocurre cuando las partículas son de mayor tamaño que los poros del lecho filtrante y por lo tanto quedan atrapadas en los intersticios. En general



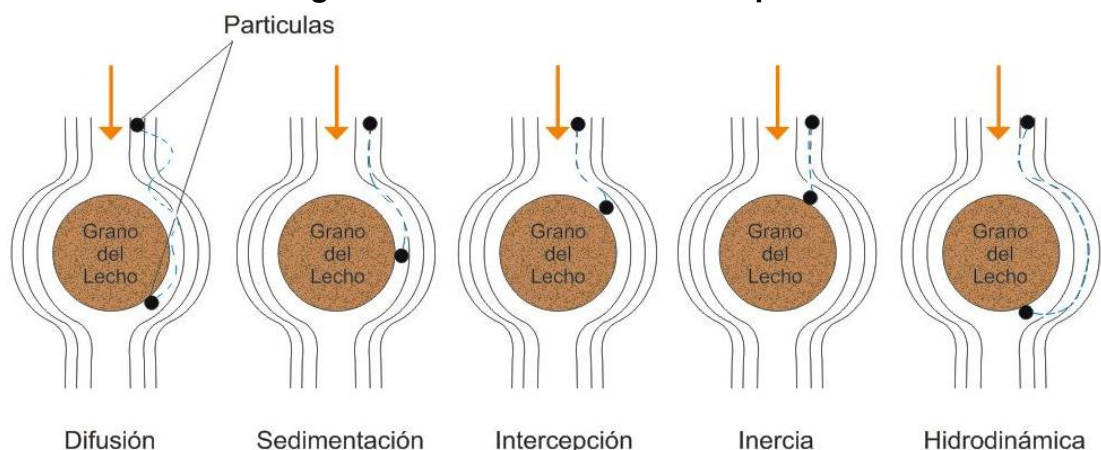
sólo actúa en las capas más superficiales del lecho y con partículas relativamente fuertes capaces de resistir los esfuerzos cortantes producidos por el flujo, cuya velocidad aumenta en las constricciones.

- ✓ Sedimentación: la remoción de partículas menores que el tamaño de los poros puede hacerse por sedimentación de ellas en la superficie de los granos del medio filtrante. La sedimentación sólo se puede producir con material suspendido relativamente grande (mayor de $1 \mu\text{m}$) y denso cuya velocidad de asentamiento sea alta, y en zonas del lecho donde la carga hidráulica sea baja.
- ✓ Intercepción: a velocidades bajas el régimen de flujo es generalmente laminar y, por lo tanto, las partículas contaminantes se mueven a lo largo de líneas de corriente. En la constricción las partículas contaminantes que viajan cerca son removidas por contacto con el lecho o con otras partículas ya depositadas o adheridas a él. La intercepción es más efectiva a medida que el tamaño de las partículas aumenta. La eficiencia del filtro debida a la intercepción es directamente proporcional al cuadrado del diámetro de la partícula e inversamente proporcional al diámetro del grano.
- ✓ Difusión (movimiento browniano): es el movimiento errático de las partículas pequeñas (con tamaño $< 1 \mu\text{m}$, que son la mayoría de las partículas que llegan al filtro), que depende de la energía térmica del agua y controla el impacto con el medio poroso. Las partículas pequeñas tienden a difundirse desde las áreas de mayor concentración a las áreas de menor concentración. Por esto se pueden encontrar sólidos adheridos a los granos del medio filtrante en puntos donde la velocidad del flujo es prácticamente nula. La eficiencia del filtro debida a la difusión es directamente proporcional a la temperatura e inversamente proporcional al diámetro de la partícula y del grano.



- ✓ Impacto inercial: cuando la velocidad del flujo es alta y las partículas son grandes, los efectos de la inercia pueden hacer que aquéllas sigan una trayectoria distinta a la de las líneas de flujo. Esto implica que al pasar una suspensión alrededor de un obstáculo, como sucede en la figura 36, mientras las líneas de flujo se curvan, la partícula continúa su trayectoria original debido a la inercia y choca con el grano del filtro adhiriéndose a él. La eficiencia de este mecanismo es directamente proporcional a la velocidad del flujo e inversamente proporcional al diámetro del medio filtrante. Sin embargo, la viscosidad del fluido hace difícil que la materia suspendida pueda adquirir suficiente cantidad de movimiento como para que el impacto inercial sea significativo.
- ✓ Acción hidrodinámica: el gradiente de velocidades puede provocar que las partículas de tamaño relativamente grande en un medio viscoso en movimiento laminar puedan tener en sus extremos velocidades diferentes. La diferencia de esas velocidades hace girar a la partícula, produciendo una diferencia de presión perpendicular al escurrimiento, lo cual provoca que la partícula sea conducida a una región de velocidad menor (Ver figura 36).

Figura 37. Mecanismos de transporte



Fuente: Modificado Arboleda, J. *Teoría y práctica de la purificación del agua*.



Por otro lado adherencia entre las partículas suspendidas y los granos del lecho filtrante depende de las características de ambos. Las partículas se adhieren al medio poroso siempre y cuando resistan las fuerzas ejercidas por el flujo del agua.

Esto se debe a fenómenos de acción superficial que son influenciados por parámetros físicos y químicos. Hay varios fenómenos químicos y electroquímicos que controlan la efectividad de la adherencia de las partículas al medio filtrante. La adherencia se atribuye a dos tipos de fenómenos: interacción entre las fuerzas eléctricas y las de Van der Waals, y al enlace químico entre las partículas y la superficie de los granos de un material intermediario.

5.2.4.2 Parámetros de diseño para filtros. Para dimensionar filtros se debe tener en cuenta un parámetro de diseño importante como lo es la velocidad a través del lecho filtrante, es decir, la velocidad con la que pasa el agua por el medio filtrante, de acuerdo a esto se tiene la ecuación 11.

$$V_F = \frac{Q}{A_F} = q_F \quad (11)$$

Donde:

V_F : velocidad a través del medio filtrante, ft/s

Q : caudal de flujo de entrada al filtro, ft³/s

A_F : área del lecho filtrante

q_F : tasa de carga, ft³/ft².s

A su vez aparece otro concepto que es el de tasa de carga el cual se utiliza para clasificar los filtros como: filtros lentos, filtros rápidos y filtros de alta tasa. Para el diseño de los filtros que harán parte de la planta de tratamiento se tiene un medio filtrante de cáscara de nuez, el cual maneja velocidades a través del lecho filtrante



entre 1 a 3 ft/s, ya que si es mayor se podría generar arrastre y pérdida del material filtrante. Tomando el valor de 1 ft/s de velocidad y un caudal de 17,500 BWPD se reemplazo en la ecuación 11 y se obtuvo lo siguiente:

$$Q = 17,500 \text{ BWPD} \Rightarrow 1.137 \frac{\text{ft}^3}{\text{s}}$$

$$A_F = \frac{Q}{V_F} \Rightarrow A_F = \frac{1.137}{1} \Rightarrow A_F = 1.137 \text{ ft}^2$$

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 cascara de nuez se caracteriza por tener una porosidad y unas eficiencias de flujo (Ver tabla 28).

Tabla 28. Porosidad y eficiencias de flujo del lecho de cascara de nuez

Parámetro	Cantidad	Unidad
Porosidad	20	%
Eficiencia vertical	50	%
Eficiencia areal	60	%
Eficiencia de desplazamiento	30	%

Fuente: Bawer Company

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

$$E_{TOTAL} = E_A \times E_V \times E_D \Rightarrow E_{TOTAL} = 0.6 \times 0.5 \times 0.3 \Rightarrow E_{TOTAL} = 0.09$$



Ahora para poder encontrar el área real de flujo se tiene la ecuación 12:

$$A_{real\ flujo} = \frac{A_F}{E_{TOTAL} \times \phi} \quad (12)$$

Reemplazando en la ecuación 12 se tiene:

$$A_{real\ flujo} = \frac{1.137}{0.09 \times 0.20} \Rightarrow A_{real\ flujo} = 63.17\ ft^2$$

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 ayuda del área del cilindro (Ecuación 13).

$$A = \frac{\pi}{4} D^2 \quad (13)$$

Despejando el diámetro de la ecuación 13 se tiene:

$$D_{filtro} = \sqrt{\frac{4 \times A_{real\ flujo}}{\pi}} \Rightarrow D_{filtro} = \sqrt{\frac{4 \times 63.17}{\pi}} \Rightarrow D_{filtro} = 8.97\ ft$$

Para los parámetros de diseño dados, el diámetro del equipo es de 8.97 ft y para hallar su altura se debe tener en cuenta el tiempo de adhesión de las partículas al lecho filtrante. Se asume un valor de diez minutos. A continuación se presenta el cálculo respectivo.

$$V_{filtro} = 1.14 \frac{ft^3}{s} \times \frac{60\ s}{1\ min} \times 10\ min \Rightarrow V_{filtro} = 684\ ft^3$$



$$H = \frac{V_{\text{filtro}}}{A_{\text{real flujo}}} \Rightarrow H = \frac{684}{63.17} \Rightarrow H = 10.83 \text{ ft}$$

En la tabla 29 se presenta la dimensión del filtro con los resultados obtenidos.

Tabla 29. Dimensión del filtro de lecho

Parámetro	Cantidad	Unidad
Diámetro	8.97	ft
Altura	10.83	ft
Capacidad	121.83	Bls

Fuente: El Autor

5.2.5 Almacenamiento de agua filtrada. Los tanques que se requieren en esta etapa, tienen como función principal almacenar el volumen de agua filtrada o agua en condiciones propicias para la inyección. Para el caso de la planta de tratamiento se decide implementar dos tanques de almacenamiento con las mismas características, uno se construirá en la primera fase y otro en la segunda. En la tabla 30 se muestran los parámetros utilizados para el diseño este equipo.

Tabla 30. Parámetros de diseño para tanque de almacenamiento de agua filtrada

Parámetro	Cantidad	Unidad
Flujo de agua	35,000	BWPD
Capacidad de almacenamiento	8	Horas

Fuente: El Autor

En el dimensionamiento del tanque de almacenamiento de agua filtrada se tiene en cuenta el tiempo que se necesita para almacenar un volumen de agua, que permita abastecer los pozos inyectoros en caso de que se presente algún problema en el proceso de tratamiento. En esta etapa no es razonable hablar de



separación ya que esta agua está en condiciones para la operación de inyección, por este motivo es que no se utiliza la ecuación de asentamiento.

Para el diseño del tanque de almacenamiento de agua filtrada, se tuvo en cuenta una capacidad de almacenamiento de ocho horas de agua filtrada y un flujo de agua de 35,000 BWPD. A continuación se presentan los cálculos respectivos:

$$35,000 \frac{Bbl}{dia} \times \frac{5.615 ft^3}{1 Bbl} \times \frac{1 dia}{24 horas} \times 8 horas = 65,508.33 ft^3$$

El valor hallado anteriormente corresponde al volumen necesario para abastecer en ocho horas la operación de inyección.

Para encontrar tanto la altura como el diámetro, debemos realizar varias configuraciones teniendo en cuenta el volumen hallado anteriormente y la norma API 650 para seleccionar la configuración más adecuada. En la tabla 31 se presenta las diferentes configuraciones para seleccionar el tamaño del equipo.

Tabla 31. Configuraciones para seleccionar la dimensión del tanque de almacenamiento de agua filtrada.

Altura H	Diámetro D	Relación de esbeltez H/D
15	74.57	0.20
25	57.76	0.43
40	45.66	0.88

Fuente: El Autor

Ya que las anteriores configuraciones cumplen con la relación de esbeltez, se puede seleccionar cualquiera de ellas, para nuestro criterio decidimos manejar la misma altura de los tanques anteriores. La altura debe ser corregida ya que la calculada hace referencia al nivel de líquido, esta es el 90 % del total del equipo.



Resumiendo los resultados obtenidos para el tanque de almacenamiento de agua de filtración con una capacidad de almacenamiento de ocho horas se da la tabla 32 con sus dimensiones.

Tabla 32. Dimensión del tanque de almacenamiento de agua de filtración

Parámetro	Cantidad	Unidad
Diámetro	57.76	ft
Altura	27.78	ft
Capacidad neta	11,664.34	Bls

Fuente: El Autor

5.2.6 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 17,500 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. Se construirán los dos en la primera fase y sus parámetros de diseño son presentados en la tabla 33.



Tabla 33. Parámetros de diseño para tanques decantadores

Parámetro	Cantidad	Unidad
Flujo de agua de retrolavado	17,500	BWPD
Viscosidad del agua	1	cp.
Gravedad específica del agua	1.03	
Gravedad específica del petróleo	0.9327	
Gravedad específica del lodo	1.15	
Diferencia en gravedad específica lodo - agua	0.12	
Diferencia en gravedad específica agua - aceite	0.0973	
Diámetro de partícula	300	Micrones
Eficiencia	90	%
Tiempo de residencia	0.35	Horas

Fuente: El Autor

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

$$F = \frac{1}{E} \Rightarrow F = \frac{1}{0.9} \Rightarrow F = 1.11$$

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:



$$d^2 = 6,691 \frac{1.11 \times 17,500 \times 1}{0.0973 \times 300^2} \Rightarrow d = 121.83 \text{ in} \Rightarrow 10.15 \text{ ft}$$

$$d^2 = 6,691 \frac{1.11 \times 17,500 \times 1}{0.12 \times 300^2} \Rightarrow d = 109.70 \text{ in} \Rightarrow 9.14 \text{ ft}$$

Según los datos obtenidos, el diámetro de 10.15 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 0.35 horas, esto debido a que este equipo solo necesita el tiempo necesario para llevar a cabo el proceso de decantación. Reemplazando en la ecuación 7 se tiene:

$$t_R = 0.35 \text{ h} \Rightarrow 21 \text{ min}$$

$$H = 0.7 \frac{21 \times 17,500}{121.83^2} \Rightarrow H = 17.33 \text{ ft}$$

La altura debe ser corregida ya que la calculada hace referencia al nivel de líquido, esta es el 90 % del total del equipo. Resumiendo los resultados obtenidos para el tanque de decantación se presenta en la tabla 34 sus dimensiones.

Tabla 34. Dimensión del tanque decantador de sólidos

Parámetro	Cantidad	Unidad
Diámetro	10.15	ft
Altura	19.26	ft
Capacidad neta	249.73	Bls

Fuente: El Autor



5.2.7 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 35) para el cálculo del área a ocupar por los lechos de secado:

Tabla 35. Parámetros de diseño para los lechos de secado

Parámetro	Cantidad	Unidad
Capacidad de la planta	70,000	BWPD
Contenido de sólidos suspendidos	0.17 %	Masa
Contenido de sólidos suspendidos	18.9	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 calculo el área ocupada para los lechos de la siguiente forma:



$$Area = 18.9 \frac{\text{toneladas}}{\text{dia}} \times \frac{1 \text{ TM}}{0.9842 \text{ toneladas}} \times \frac{m^3}{1.15 \text{ TM}} \times 5 \frac{\text{dias}}{m}$$

$$Area = 83.49 \text{ m}^2 \Rightarrow 878.71 \text{ ft}^2$$

De acuerdo a los cálculos obtenidos se presenta la tabla 36 con las dimensiones respectivas para los lechos de secado a implementar en la planta de tratamiento.

Tabla 36. Dimensión de los lechos de secado

Parámetro	Cantidad	Unidad
Altura de los lechos	3.28	ft
Área a ocupar	878.71	ft ²
Capacidad de almacén de lodos	5	días

Fuente: El Autor

5.2.8 Sistema de bombeo. El sistema de bombeo que hará parte de la planta de tratamiento e inyección de agua en el Campo Cantagallo comprende los siguientes tipos de bombas:

5.2.8.1 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 Cantagallo 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 DE AGUA DE CAPTACIÓN A TRATAMIENTO

Estas bombas tienen la función de succionar el agua almacenada en los tanques de agua de captación y bombearla hacia la entrada de los tanques de flotación para cumplir con el volumen requerido de inyección.

De acuerdo a la capacidad que se requiere de volumen de agua para el inicio del proyecto de inyección, que será de 60,000 BWPD de captación, mas 10,000 BWPD de producción, teniendo una suma total de 70,000 BWPD para inyectar a la formación, se necesitan de dos bombas al principio del proyecto, ya que en este momento se maneja el volumen máximo de agua de captación. Después de un tiempo se requerirá reemplazar estas bombas por otras de menor capacidad, debido a que el volumen de agua de producción ira aumentado producto de la recuperación secundaria y por ende el volumen de agua de captación será menor, manteniendo constante el caudal total de inyección.

Las bombas deberán tener una capacidad de 30,000 BWPD cada una, las cuales manejaran el caudal mayor al inicio del proyecto, estas serán construidas en la primera fase. Su diferencial de presión tiene que vencer la caída de presión en la línea y la contra presión que genera el nivel de fluido en el tanque de flotación, ya que hacia este punto se transportara el agua de captación. A continuación se presenta tanto la tasa de trabajo de la bomba como su diferencial de presión.

$$\text{Capacidad} = 30,000 \text{ BWPD} \Rightarrow 880 \text{ GPM}, \Delta P = 60 \text{ psi}$$



Dado que hay que tener en cuenta la disminución de volumen de captación a través del tiempo, las bombas se reemplazaran de la siguiente manera:

- ✓ En el 2011, por una bomba de capacidad de 730 GPM, Δp de 60 psi.
- ✓ En el 2012, por una bomba de capacidad de 580 GPM, Δp de 60 psi.
- ✓ En el 2014, por una bomba de capacidad de 440 GPM, Δp de 60 psi.

➤ BOMBAS PARA RECIRCULACIÓN DEL AGUA EN LOS TANQUES DE FLOTACIÓN O SISTEMA STAGE

Su objetivo es favorecer el proceso de separación dentro del tanque de flotación generando microburbujas en la fase agua, tomando parte de este liquido para realizar la recirculación. (Ver anexo A)

Para los dos tanques de flotación a implementar en la planta, se requieren tres bombas centrifugas, donde dos serán construidas en la primera fase y una más en la segunda fase del proyecto de inyección. Según la patente de la tecnología del Sistema Stage – ICP, se necesita para cada bomba una capacidad de 510 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 17,500 BWPD entonces la capacidad de cada bomba es:

$$\text{Capacidad} = 17,500 \text{ BWPD} \Rightarrow 510 \text{ GPM}, \Delta P = 60 \text{ psi}$$

Estas bombas serán construidas tres en la primera fase y tres en la segunda fase, 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 17,500 BWPD (510 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

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 pero esto aplicaría solo para la primera fase, en la segunda se requiere de una tercera de capacidad similar ya que para esta fase se aumenta la capacidad de tratamiento



de la planta. Las bombas para remoción de lodos tendrán una capacidad de 102 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.

En la tabla 37 se presentan las características de las bombas de transferencia a implementar en la planta de tratamiento e inyección.

Tabla 37. Características de las bombas de transferencia a implementar

Servicio	Capacidad	Cantidad
Bombas de agua de captación a tratamiento	880 Gpm, 60 psi	2
Bombas de agua de captación a tratamiento	730 Gpm, 60 psi	1
Bombas de agua de captación a tratamiento	580 Gpm, 60 psi	1
Bombas de agua de captación a tratamiento	440 Gpm, 60 psi	1
Bombas de recirculación Sistema stage	510 Gpm, 60 psi	3
Bombas de Sistema stage a filtros	510 Gpm, 60 psi	6
Bombas para retrolavado de filtros	510 Gpm, 40 psi	6
Bombas para remoción de lodos	102 Gpm, 30 psi	3

Fuente: Ecopetrol S.A

5.2.8.2 Bombas de Inyección. Los sistemas de bombeo utilizados para alta presión son principalmente tres, entre los cuales están las bombas de desplazamiento positivo (reciprocantes), bombas centrifugas multietapas de carcaza partida y bombas multietapas centrifugas horizontales.

Considerando el uso de bombas de desplazamiento positivo para las presiones requeridas, de 3.000 Psi, los equipos adecuados para la operación de inyección en la planta son las bombas reciprocantes.

Para mantener el balance de operación de los equipos de bombeo se requiere además de las bombas de inyección, bombas booster las cuales entregan presión



y caudal de succión a las bombas de inyección. A continuación se describen el tipo de bombas que serán implementadas en la operación de inyección en la planta:

➤ BOMBAS BOOSTER

Este tipo de bombas tienen como objetivo principal succionar de los tanques de almacenamiento de agua filtrada el fluido y elevar la presión al nivel requerido por succión de las bombas de inyección.

➤ BOMBAS DE INYECCIÓN

Las bombas de inyección reciben el caudal de las bombas booster, suben la presión requerida e inyectan el agua a los pozos de inyección.

De acuerdo a los volúmenes de líquido bombeado se estudiaron las siguientes configuraciones para la planta de inyección, tanto en Isla VI como en la Estación Auxiliar con unos requerimientos de inyección de 70,000 BWPD. En la tabla 38 se presentan las tres alternativas propuestas.

De acuerdo a la descripción de alternativas a escoger y al proceso en general de la planta de tratamiento e inyección de agua, se seleccionó la alternativa uno que corresponde a cinco unidades de 20,000 BIs incluyendo una unidad en Stand By.

Se optó por la alternativa uno porque mantiene las mejores ventajas de equipos e instalaciones y proporciona una medida de garantía del proceso de inyección, ya que con cuatro de ellas se puede abarcar el volumen de inyección, y sacarse de servicio una del total para efectos de mantenimiento o cambio, además el costo de instalación es menor en comparación con las otras dos alternativas



Tabla 38. Alternativas para selección de bombas de inyección

Descripción de alternativas	Alternativa 1	Alternativa 2	Alternativa 3
	20,000 BIs	15,000 BIs	10,000 BIs
Para el caudal de diseño se requieren en operación más un Stand By	5 Bombas	6 Bombas	8 Bombas
Espacio requerido	Menor	Medio	Mayor
Costo del equipo e instalación	Menor	Medio	Mayor
Capacidad a instalar, manteniendo una unidad en Stand By	100,000 BIs	90,000 BIs	80,000 BIs
Facilidad de operación	Menor	Medio	Mayor

Fuente: Ecopetrol S.A

De acuerdo al desarrollo de la ingeniería conceptual expuesto en este texto para el proceso de la planta de tratamiento e inyección de agua a implementar en el Campo Cantagallo, se elaboro una tabla (tabla 39) y un diagrama de proceso para identificar los equipos principales y sus respectivas dimensiones (figura 37).



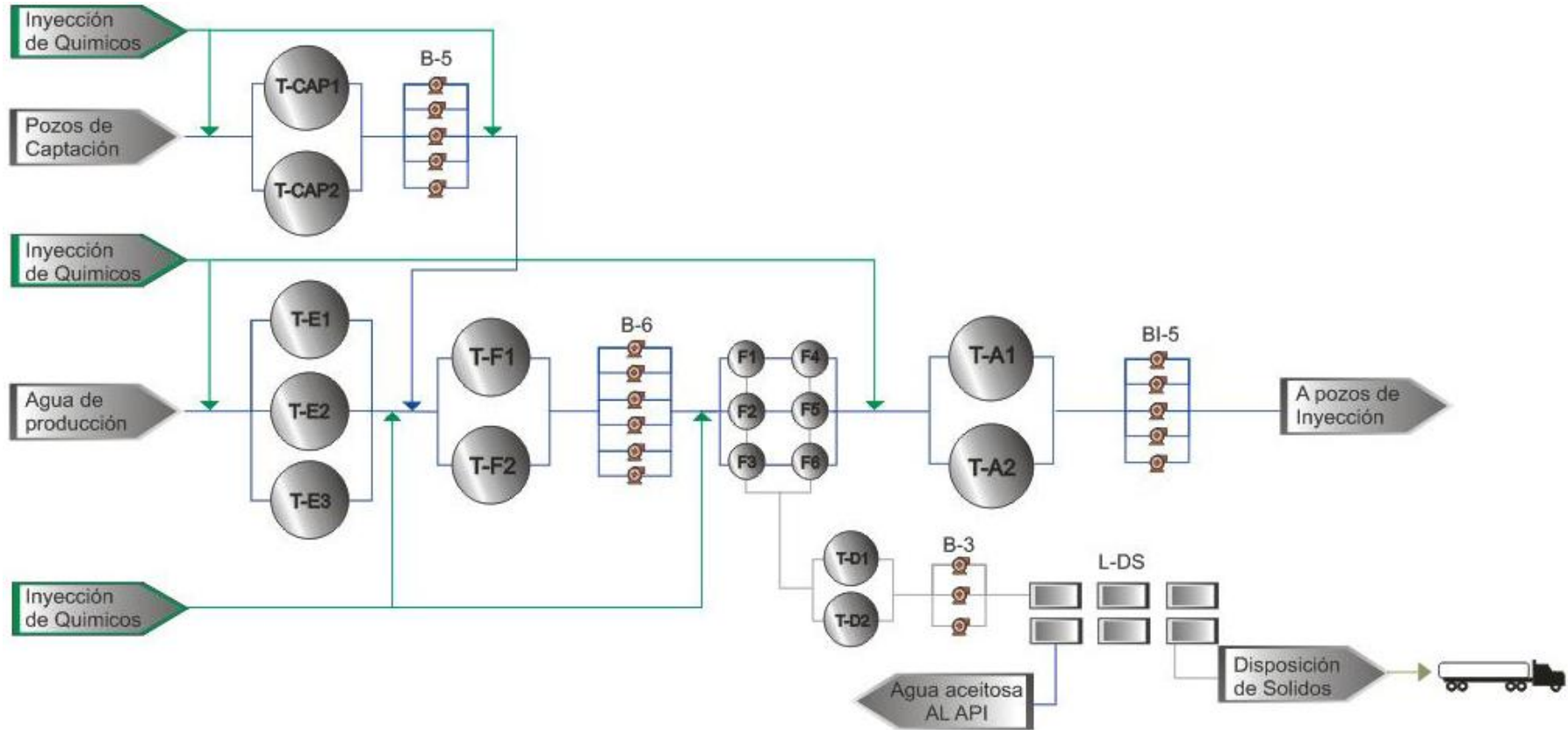
Tabla 39. Equipos a implementar en la planta de tratamiento e inyección

Servicio	Código	Capacidad y Dimensión	Cantidad
Tanques de almacenamiento de agua de captación	T – Cap 1/2	2,856 Bls; 29 ft x 28 ft	2
Tanques de estabilización	T – E 1/2/3	4,274 Bls; 35 ft x 28 ft	3
Tanques de flotación	T – F 1/2	5,399 Bls; 40 ft x 28 ft	2
Tanques de almacenamiento de agua filtrada	T – A 1/2	11,665 Bls; 58 ft x 28 ft	2
Tanques de decantación de sólidos	T – D 1/2	250 Bls; 11 ft x 20 ft	2
Filtros de cascara de nuez	F (1 – 6)	121.83 Bls; 8.97 ft x 10.83 ft	6
Lechos de secado	L-DS		
Bombas de agua de captación a tratamiento	B – 5	880 GPM, 60 psi	2
Bombas de agua de captación a tratamiento	B – 5	730 GPM, 60 psi	1
Bombas de agua de captación a tratamiento	B – 5	580 GPM, 60 psi	1
Bombas de agua de captación a tratamiento	B – 5	440 GPM, 60 psi	1
Bombas de recirculación Sistema stage	-----	510 GPM, 60 psi	3
Bombas de agua de Sistema stage a filtros	B – 6	510 GPM, 60 psi	6
Bombas para retrolavado	-----	510 GPM, 40 psi	6
Bombas para remoción de lodos	B – 3	102 GPM, 30 psi	3
Bombas para inyección	BI – 5	584 GPM, 100 psi	5

Fuente: El Autor



Figura 38. Diagrama de la planta de tratamiento e inyección a implementar en el Campo Cantagallo



Fuente: El Autor



5.3 BASES PARA LA FILOSOFÍA DE OPERACIÓN

La operación de las plantas de tratamiento e inyección de agua, debe ser continua debido a que su parada podría afectar las estaciones de recolección, si esta se prolonga por mucho tiempo.

Si no se tiene la capacidad suficiente para recibir el agua de producción de las estaciones, la planta se ve obligada a enviar el agua al separador API.

La parada de la planta básicamente se presenta por daño en su sistema de bombeo (líneas de succión o descarga o en las bombas), incluidos los equipos de relevo, por pérdida de nivel en tanques, o por falla en el suministro de energía eléctrica; por daño mecánico en equipo estático y rotativo.

Lo anterior no debería presentarse ya que se dispone de equipos de relevo, que me permiten hacer un mantenimiento programado, esto implica que se debe contar con programas de mantenimiento predictivo, preventivo y correctivo adecuados y que se cumplan satisfactoriamente.

5.4 BASE PARA LA DEFINICIÓN DE LAS FILOSOFÍAS DE MANTENIMIENTO Y CONFIABILIDAD

Para garantizar una operación continua y óptima de la planta de tratamiento e inyección de agua, esta debe diseñarse de tal manera que los equipos que requieran de mantenimiento frecuente, como las bombas y válvulas de control, cuenten con equipos de respaldo y de by-pass respectivamente.

Para el equipo estático como los tanques de almacenamiento de agua de captación, tanques de estabilización, tanques de flotación, filtros, tanques de almacenamiento de agua filtrada y tanques de decantación de sólidos, para los



cuales se dispone de varios equipos, su retirada de servicio para mantenimiento puede ser programado. Igualmente el equipo rotatorio (bombas), también cuenta con equipos de relevo.

Otro aspecto que influye en la confiabilidad de la operación y el mantenimiento de la planta es el disponer de procedimientos operacionales actualizados y adecuados para el proceso por lo tanto, la ingeniería detallada debe incluir la elaboración de tales procedimientos operacionales.

Además, debe desarrollarse un programa de entrenamiento y formación para el personal encargado de la operación y el mantenimiento de la planta y de los equipos que la integran.

El sistema de control debe ser apropiado, tecnológicamente actualizado y que le permita operar automáticamente.

El programa de mantenimiento predictivo, preventivo y correctivo a desarrollar en la planta de tratamiento e inyección de agua de producción debe cumplir con lo siguiente:

- ✓ Toda la instrumentación de todos los tanques (indicadores de nivel, presión, alarmas por alto y bajo nivel y presión, transmisores de nivel y presión).
- ✓ Sistema de bombeo.
- ✓ Equipo estático: condición mecánica de los tanques de almacenamiento de captación, tanques de estabilización, tanques de flotación, filtros, tanques de decantación de sólidos.



5.5 REQUERIMIENTOS DE SERVICIOS AUXILIARES E INDUSTRIALES

La planta de tratamiento e inyección de agua para una operación de manera óptima, segura y confiable requiere de los siguientes servicios auxiliares e industriales:

- ✓ Sistema contra incendio.
- ✓ Sistema de tratamiento de aguas lluvias y aceitosas (Separador API).
- ✓ Sistema de inyección de químicos.
- ✓ Sistema de gas de blanqueo para los tanques que integran la planta.
- ✓ Sistema de aire para instrumentos.
- ✓ Sistema de gas para el proceso de flotación.
- ✓ Agua potable.
- ✓ Energía eléctrica: requerimientos energía por bombas de las plantas de agua para las Estaciones Auxiliar e Isla VI. (Ver Anexo C)

La ingeniería básica debe revisar la disponibilidad de todos los servicios auxiliares e industriales requeridos por las plantas de tratamiento e inyección de agua para su operación normal.



CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Los resultados de las pruebas de compatibilidad de aguas tanto de captación como de producción y su mezcla con la de la formación, dan una medida favorable y de factibilidad para el proyecto de inyección en el Campo Cantagallo, además da la pauta para realizar el tratamiento físico y químico al agua que se inyectara en la formación.

El sistema de tratamiento e inyección de agua a implementar en el Campo Cantagallo, descrito en este texto, se basa en conceptos físicos de separación entre agua, aceite y sólidos, como son: la velocidad de asentamiento, tiempo de residencia y velocidad a través de un lecho poroso, teniendo en cuenta que en conjunto forman un proceso que trata el agua, obteniendo una calidad apropiada para la inyección.

El desarrollo de la ingeniería conceptual para la planta de tratamiento e inyección de agua en el Campo Cantagallo realizada en este proyecto, contiene las consideraciones básicas y necesarias para el dimensionamiento de equipos principales, como son: tanques de almacenamiento de agua de captación, tanques de estabilización, tanques de flotación, filtros y tanques de almacenamiento de agua filtrada.

Para un óptimo tratamiento del agua de producción se deben tener en cuenta características del fluido tales como viscosidad, densidad, diámetro de partícula a tratar, contenido de aceites y sólidos suspendidos (TSS), por tal motivo estas propiedades establecieron el sistema de tratamiento definido en este libro.



Se recomienda que para la consecución de la planta de tratamiento e inyección de agua a implementarse en el Campo Cantagallo, las posteriores ingenierías de diseño consideren para el proceso de tratamiento del agua y el control de su calidad el comportamiento que ha mostrado la planta piloto de reinyección de aguas de producción que actualmente se encuentra instalada.



REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

1. ARNOLD, Kenn y STEWART, Maurice. Surface Production Operations. Design of Oil -Handling Systems and Facilities. Segunda Edición. Vol.1.
2. VELANDIA GALEANO, Daniel. Facilidades de Producción en Campos Petroleros. 1 ed. Bogotá. Cargraphics S.A. 2002. 138 - 177 p.
3. Strickland, T. Jr., 1980. "Laboratory Results of Cleaning Produced Water by Gas Flotation", Flotation", *SPE Journal 7805*, Shell Development Co., p: 175-190
4. Sander, E. De Rijk., Jaap, H.J.M., Van D. G. And Jan G.D.B. 1994. Bubble size in flotation thickening, Delft University of Technology, Faculty of Civil Engineering and Water Management, The Netherlands, p.: 465-473.
5. A. Abrams. Artículo 5713 SPE "Diseño de lodos para minimizar daños a la roca debido a la invasión de partículas"
6. OSTROFF, A.G. "Introduction to Oilfield Water Technology", NACE, Houston, 1979.
7. AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE. Standards API 650.
8. ACIPET. Artículo técnico preparado para presentación en el Congreso Colombiano del Petróleo organizado por ACIPET en Bogotá D.C. Colombia, 14-17 de Octubre de 2003. "Reducción del contenido de hidrocarburos en el agua de inyección del campo san francisco de Hocol S.A. mediante la tecnica de flotación"



9. Arboleda, J. *Teoría y práctica de la purificación del agua*. Vol. 2. Tercera Edición. 2000.



BIBLIOGRAFIA

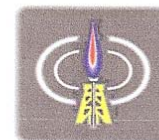
- ✓ MINISTERIO DE AMBIENTE, VIVIENDA Y DESARROLLO TERRITORIAL. Usos del agua y residuos líquidos. Decreto 1594 del 26 de junio de 1984. Colombia.
- ✓ PÁEZ CAPACHO, Ruth. Diplomado en facilidades de Superficie. Módulo 3. Operaciones de recolección y Tratamiento de Fluidos Producidos. Apiay 2000.
- ✓ OIL FIELD REVIEW, 30. The BP Technology Magazine (Octubre - Diciembre 1998)



ANEXOS



ANEXO A. ACIPET



ACIPET

REDUCCIÓN DEL CONTENIDO DE HIDROCARBUROS EN EL AGUA DE INYECCIÓN DEL CAMPO SAN FRANCISCO DE HOCOL S.A. MEDIANTE LA TÉCNICA DE FLOTACION

Jorge Enrique Forero Sanabria. Ecopetrol – ICP
Olga Patricia Ortiz Cancino. Ambiocoop Ltda
Fredy Abelardo Nariño. Ambiocoop Ltda

Omar Cáceres Rodríguez. Ecopetrol - ICP
José Javier Duque Osorio. Ambiocoop Ltda
Carlos Alberto Leal Niño. Hocol S.A.

Derechos de Autor 2003, ACIPET

Este artículo técnico fue preparado para presentación en el I Congreso Colombiano del Petróleo organizado por ACIPET en Bogotá D.C. Colombia, 14-17 de Octubre de 2003.

Este artículo fue seleccionado para presentación por el comité técnico de ACIPET, basado en información contenida en un resumen enviado por el autor(es).

Resumen

El agua empleada para inyección como mecanismo de recobro mejorado debe cumplir con unos requerimientos mínimos en cuanto a contenido de hidrocarburos y sólidos. Con el objeto de reducir el contenido de hidrocarburos en el agua que se envía a la Planta de Inyección de Agua (PIA) Monal de HOCOL S.A., el ICP diseñó un sistema de flotación específico para las condiciones de las Baterías El Monal y Satélite del campo San Francisco. Este sistema fue instalado en los tanques de transferencia de cada una de las baterías y actualmente se encuentra en operación. Los resultados obtenidos muestran que con la instalación de este sistema se obtuvo en promedio una eficiencia de remoción de hidrocarburos del 70%.

Es importante resaltar que el sistema desarrollado en el ICP, fue seleccionado por Hocol después de evaluar otros procesos todos de tecnología internacional, los cuales fueron superados por factores como costos, confiabilidad, eficiencia, mantenimiento, control, entre otros.

Introducción

HOCOL S.A., en el campo San Francisco, utiliza el mecanismo de inyección de una mezcla de agua de producción y agua de fuente externa como método de recuperación de secundaria de crudo. El agua necesaria para este proceso debe ser tratada previamente con el fin de cumplir unos requisitos mínimos en cuanto a contenido de sólidos y contenido de hidrocarburos (concentración $< 3 \text{ mg/dm}^3$), tendientes a mantener la eficiencia del proceso. Este tratamiento exige un alto esfuerzo en la adecuación de tecnologías para los procesos de limpieza del agua.

Existen muchas tecnologías a nivel mundial disponibles para el procesamiento de este tipo de agua, sin embargo ninguna de ellas compitió con la propuesta por el ICP, teniendo en cuenta factores como costos de instalación y operación, eficiencia,

sensibilidad a cambios en la carga, mantenimiento, complejidad entre otros. Esta información se resume en la tabla 1 del anexo 1.

El sistema diseñado por el ICP, según estudios realizados por Forero¹, está basado en la inyección de aire atmosférico utilizando agua como fluido motriz a través de boquillas inyectoras, simulando un proceso de flotación por aire disuelto (DAF) pero combinando características de la flotación por aire inducido (IAF). El sistema desarrollado, además de ser muy eficiente, es flexible, lo cual le permite ser adaptado a condiciones geométricas específicas y a procesos adicionales como despojo de sustancias contaminantes, aireación, homogeneización, entre otros.

Dado el alto contenido de hidrocarburos presente en el agua asociada a la producción de crudo del campo San Francisco, se hizo necesario desarrollar una técnica alternativa desde el punto de vista costo/beneficio, para lograr su remoción a niveles permisibles, de tal manera que el agua que se reinyecte no ocasione daño en la formación productora con lo cual se afectaría el proceso de recobro. Esta técnica es una adaptación del sistema de flotación diseñado por el ICP acorde con las características particulares de los fluidos y de la infraestructura disponible en las baterías Satélite y El Monal del campo San Francisco.

Descripción del Sistema

El arreglo que se instaló en los tanques de transferencia de las baterías El Monal y Satélite, se observa en la figura 1.

Los tanques de transferencia tienen una capacidad de 477 m^3 (3000 Bbls), un diámetro de 7,62 m (25 pies) y una altura de 10,97 m (36 pies). Los arreglos y/o modificaciones que se realizaron en estos tanques fueron los siguientes:



Instalación de un distribuidor central de 30.48 cm (12") de diámetro y 7 metros (23 pies) de longitud, con perforaciones de 3.81 cm (1,5") de diámetro el cual permite que el agua de carga al tanque de transferencia permanezca dentro del mismo, el tiempo requerido para lograr la remoción del hidrocarburo que contiene, dado que en el arreglo que se tenía antes de la instalación del sistema de flotación, el agua que ingresaba al tanque era succionado casi inmediatamente por las bombas de transferencia. A través de esta línea ingresa el agua proveniente de los *Gun Barrels* y del *Free Water Knock Out* (FWKO) (carga a tratar). Se encuentra ubicado a 2,40 m (8 pies) del fondo del tanque.

Instalación de una línea de 7.62 cm (3") de diámetro que descansa sobre la pared del tanque, la cual permite el paso del gas desde el sistema de *blanket* hacia las boquillas, mediante el uso de collarines de derivación y mangueras de alta resistencia.

Instalación de un sistema de recirculación que permite que parte del agua que ha sido tratada reingrese al sistema como fluido motriz para proceso de generación de microburbujas de gas. Este sistema está conformado por un tanque de 40 cm (16") de diámetro y 60 cm (2 pies) de longitud, fijado al piso mediante soportes, del cual se desprenden cuatro brazos de 10 cm (4") de diámetro y 3 m (10 pies) de longitud cada uno. En estos brazos se ubican, de acuerdo a un patrón geométrico establecido, las boquillas generadoras de microburbujas.

La mayor parte de los elementos instalados fueron construidos en fibra de vidrio, aunque se instalaron algunos accesorios en PVC y en *Kynar*.

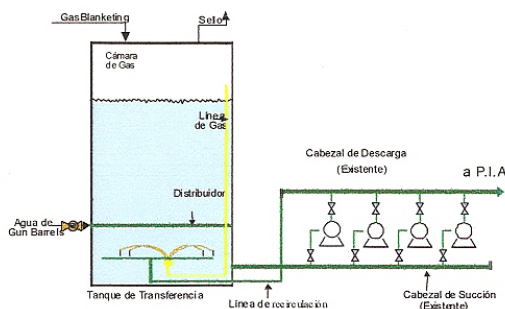


Figura 1. Sistema de flotación instalado en los tanques de transferencia de las baterías El Monal y Satélite del campo San Francisco.

Operación del Sistema

La operación del sistema es como sigue: El agua a tratar ingresa al tanque de transferencia desde los *gun barrels* y del *FWKO* a través del distribuidor central. Teniendo en cuenta

los resultados obtenidos por Forero¹, el funcionamiento del sistema de flotación requiere recircular parte del agua por tratar, por lo cual se tomó el agua de la descarga de las bombas de transferencia, de tal manera que se recircula un 15% del agua que se está tratando. Para la generación de microburbujas de gas natural se utilizaron boquillas *Mazzei* usando el agua recirculada como fluido motriz. La generación de estas microburbujas constituye un factor clave para el proceso de flotación, ya que como lo reportan Strickland² y Sander³ es necesario que las microburbujas generadas se distribuyan en el cuerpo de agua a tratar, colisionen con el material a remover y que este conjunto ascienda de tal manera que se facilite su remoción. Con los elementos instalados se logra obtener una capa de hidrocarburos sobrenadante sobre el agua que se está tratando; para lograr su remoción se instaló un Skimmer Flotante modelo YD-300-FS.

Resultados Obtenidos

Aunque debido a factores operacionales el sistema está operando bajo condiciones diferentes a las contempladas en el diseño original (más carga y mayor contenido de aceite a remover) se han obtenido eficiencias de remoción superiores al 50%.

Con el fin de determinar si el aumento en la remoción de aceite era ocasionado por el sistema de flotación o por el skimmer flotante instalado, se cerró la válvula de recirculación de tal manera que quedó inoperante el sistema de flotación. Inicialmente esta prueba se realizó durante cuatro horas durante las cuales se disminuyó notablemente la remoción del hidrocarburo contenido en el agua (remoción de 20-25%).

Dado que el tiempo de prueba fue corto, ésta se repitió por un periodo de 24 horas obteniéndose los mismos resultados que en la prueba inicial, de esta manera se pudo determinar que el sistema de flotación favorece en gran proporción la reducción del contenido de aceite en el cuerpo de agua tratado.

En las figuras 2 y 3 se presentan algunos de los resultados obtenidos.

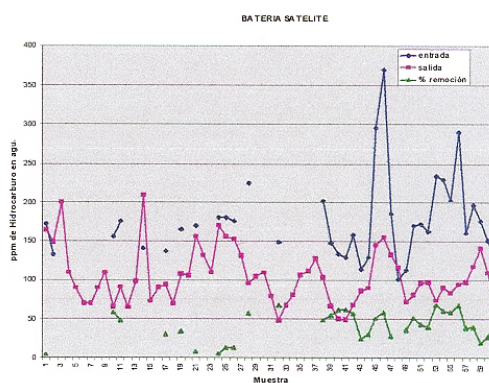


Figura 2.

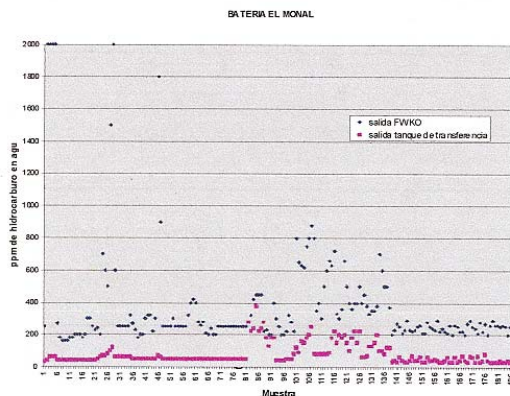


Figura 3.

se recomienda tomar la fuente de recirculación de manera independiente con su propio sistema de bombeo.

Referencias

1. Forero, J. E., Diaz, J. & Blandón, V. R., 1999. "Diseño de un nuevo sistema de flotación para tratamiento de aguas industriales", *CT&F- Ciencia Tecnología y Futuro* – Vol 1 Num 5, p.: 67-75.
2. Sander, E. De Rijk., Jaap, H.J.M., Van D. G. And Jan G.D.B., 1994. *Bubble size in flotation thickening*, Delft University of Technology, Faculty of Civil Engineering and Water Management, The Netherlands, p.: 465-473.
3. Strickland, T. Jr., 1980. "Laboratory Results of Cleaning Produced Water by Gas Flotation", *SPE Journal 7805*, Shell Development Co., p.: 175-190

Conclusiones

1. Este sistema de flotación desarrollado por Ecopetrol-ICP es una solución económica y eficiente para el tratamiento de aguas para inyección en campos de producción.
2. Los costos de instalación, operación y mantenimiento del sistema de flotación implementado, no superan el 30% de la alternativa más económica de las otras propuestas presentadas para el tratamiento de las aguas de inyección en el campo San Francisco (ciclones, tanques desnatadores, separadores de placas, celdas de flotación)
3. Además de la alta eficiencia de separación a las condiciones de diseño, el sistema demostró ser muy estable a cambios de presión, flujos y concentración de hidrocarburos en el agua a tratar, a diferencia de algunas de las otras alternativas que son muy sensibles a dichos cambios.
4. Se comprobó que la operación del proceso es simple y sin riesgos operacionales.
5. El diseño de los internos de los tanques en fibra de vidrio debe ser muy bien calculados y un factor de seguridad de por lo menos el 25% debe contemplarse en el refuerzo de espesores y grapas de sustentación.
6. Los skimmer flotantes son una muy buena alternativa para la remoción del aceite sobrenadante producto de la flotación. Sin embargo, debe tenerse especial cuidado y continuo monitoreo durante la operación para garantizar su integridad y operabilidad.
7. El sistema diseñado en este caso utilizó como fluido motriz agua de la línea de descarga hacia la PIA Monal, cuyas bombas de transferencia poseen un VFD el cual afecta la tasa de recirculación. Para futuras aplicaciones

**ANEXO 1**

Tabla 1
Principales características de los procesos de tratamiento
evaluados por Hocol.

TECNOLOGIA	Instalación MMU\$	Operación KUS	Eficiencia	Estabilidad
T. Desnatador	0.1-0.4	7	BAJA	BAJA
Ciclones	0.8	160	ALTA	BAJA
Placas	.04-0.6	7	ALTA	BAJA
IAF	1.5	350	ALTA	ALTA
Flotación ICP	0.08	3	ALTA	ALTA

TECNOLOGIA	Complejidad	Mantenimiento	Capacidad
T. Desnatador	SIMPLE	BAJO	BAJA
Ciclones	COMPLEJA	ALTO	BAJA
Placas	MEDIA	ALTO	BAJA
IAF	MEDIA	BAJO	ALTA
Flotación ICP	SIMPLE	BAJO	ALTA



ANEXO B. Resultados pruebas de compatibilidad

Análisis fisicoquímico de las aguas de inyección / Producción del campo YR – CG

No	Fecha de muestreo	Muestra	Parámetro	Fe ⁺⁺ mg/l	Turbidez N.T.U	pH / ° C	Resistividad Ωm @ 25 °C	H ₂ S mg/l	O ₂ Dis. pbb
1	Enero-19-08	Pozo de captación ECP – 2		N.D	0.20	7.54 / 29.6	50.25	N.D	N.D
2	Enero-19-08	TK 10 – 1		12.0	43.50	7.02 / 35.6	0.27	N.D	N.D
3	Enero-19-08	TK 10 – 2		2.0	N.R	7.24 / 32.4	0.22	N.D	N.D
4	Enero-19-08	Drenaje del tratador		3.0	48.10	7.04 / 38.8	0.75	N.D	N.D
5	Enero-19-08	Salida Stage- Pta. Piloto reinyección		30.0	40.10	6.52 / 21.0	0.21	N.D	N.D
6	Enero-19-08	Pozo productor YR – 57		0.6	N.R	7.69 / 21.0	0.18	N.D	N.R

No	Fecha de muestreo	Muestra	Parámetro	CO ₂ mg/l	HCO ₃ ⁻ mg/l	CO ₃ ⁼ mg/l	Conductividad mS/cm @ 25 °C
1	Enero-19-08	Pozo de captación ECP – 2		<10	145	0.0	0.20
2	Enero-19-08	TK 10 – 1		35	290	0.0	37.40
3	Enero-19-08	TK 10 – 2		30	503	0.0	45.60
4	Enero-19-08	Drenaje del tratador		13	198	0.0	13.39
5	Enero-19-08	Salida Stage- Pta. Piloto reinyección		60	210	0.0	46.60
6	Enero-19-08	Pozo productor YR – 57		50	1,129	0.0	55.60

OBSERVACIONES:

ND: No detectado

STD: Sólidos Disueltos Totales

NR: No realizado



Prueba de compatibilidad experimental entre agua TK 10 – 1 Y TK 10 – 2 ISLA VI

Mezcla N°	Agua 1 % (v/v)	Agua 2 % (v/v)	pH / °C t=0	pH / °C t=f	Ca (mg/L) t=0	Ca (mg/L) t=f	% de Transmitancia			
							0 Horas	2 Horas	6 Horas	24 Horas
1	0	100	8.02 / 22.4	7.33 / 25.3	498	444	100.0	96.9	97.0	97.9
2	10	90	7.94 / 22.0	7.02 / 24.3	518	499	100.0	98.3	98.6	100.0
3	30	70	7.90 / 21.5	7.44 / 23.4	557	536	100.0	100.0	100.0	100.0
4	50	50	7.86 / 20.8	7.61 / 24.2	596	574	100.0	100.0	100.0	100.0
5	70	30	7.91 / 20.8	7.53 / 24.2	635	611	100.0	100.0	100.0	97.8
6	90	10	7.94 / 21.0	7.61 / 24.4	674	649	100.0	100.0	100.0	100.0
7	100	0	7.90 / 22.8	6.94 / 24.0	693	666	100.0	97.4	95.2	90.8

OBSERVACIONES

AGUA 1 = TK 10 – 1

t = 0 Tiempo cero

T= 60 ° C

AGUA 2 = TK 10 – 2

t = f Tiempo final 24 Horas

- ✓ Al inicio de la prueba no se observan precipitados en ninguna de las mezclas.
- ✓ Luego de 2 horas todas las mezclas presentaron trazas de partículas blancas adheridas a las paredes del recipiente. (Carbonato de calcio)
- ✓ Luego de 6 horas se observa el mismo comportamiento que a las 2 horas de prueba.
- ✓ Al final de la prueba no se presentaron cambios adicionales en las mezclas.
- ✓ las partículas observadas corresponden a scale de carbonato y su formación es inherente a la naturaleza incrustante de estas aguas.



Prueba de compatibilidad experimental entre agua TK 10 – 1 y ECP – 2

Mezcla N°	Agua 1 % (v/v)	Agua 2 % (v/v)	pH / °C t=0	pH / °C t=f	Ca (mg/L) t=0	Ca (mg/L) t=f	% de Transmitancia			
							0 Horas	2 Horas	6 Horas	24 Horas
1	0	100	8.86 / 21.1	8.38 / 23.4	14	14	100.0	100.0	100.0	100.0
2	10	90	8.33 / 22.2	7.85 / 23.3	82	82	100.0	100.0	100.0	98.4
3	30	70	8.12 / 21.2	7.54 / 22.8	218	218	100.0	100.0	99.0	96.7
4	50	50	7.94 / 20.8	7.50 / 24.0	354	354	100.0	99.0	98.0	97.0
5	70	30	7.96 / 21.9	7.26 / 24.0	489	480	100.0	99.1	98.3	94.0
6	90	10	7.92 / 20.7	7.39 / 24.0	625	605	100.0	97.6	96.0	92.6
7	100	0	7.90 / 22.8	6.94 / 24.0	693	666	100.0	97.2	95.6	90.7

OBSERVACIONES

AGUA 1 = TK 10 – 1

t = 0 Tiempo cero

T= 60 ° C

AGUA 2 = ECP – 2

t = f Tiempo final 24 Horas

- ✓ Al inicio de la prueba no se observan precipitados en ninguna de las mezclas
- ✓ A las 2 horas las mezclas 5, 6, y 7 presentaron trazas de partículas blancas adheridas a las paredes del recipiente.(Posible carbonato de calcio)
- ✓ Luego de 6 horas se observa el mismo comportamiento que a las 2 horas de prueba.
- ✓ Al final de la prueba no se presentaron cambios adicionales en las mezclas.
- ✓ las partículas observadas corresponden a scale de carbonato y su formación es inherente a la naturaleza incrustante del agua del TK 10 – 1



Prueba de compatibilidad experimental entre agua TK 10 – 2 y ECP – 2

Mezcla N°	Agua 1 % (v/v)	Agua 2 % (v/v)	pH / °C t=0	pH / °C t=f	Ca (mg/L) t=0	Ca (mg/L) t=f	% de Transmitancia			
							0 Horas	2 Horas	6 Horas	24 Horas
1	0	100	8.86 / 21.1	8.38 / 23.4	14	14	100.0	100.0	100.0	100.0
2	10	90	8.26 / 20.7	8.00 / 22.0	63	63	100.0	100.0	100.0	100.0
3	30	70	8.11 / 20.7	7.69 / 22.0	159	159	100.0	100.0	100.0	100.0
4	50	50	8.11 / 22.2	7.57 / 21.8	256	256	100.0	100.0	100.0	100.0
5	70	30	8.06 / 20.9	7.53 / 22.2	353	343	100.0	99.6	99.0	96.2
6	90	10	8.02 / 21.6	7.46 / 21.9	450	415	100.0	98.0	97.5	96.9
7	100	0	8.02 / 22.4	7.33 / 25.3	498	444	100.0	96.9	97.2	97.4

OBSERVACIONES

AGUA 1 = TK 10 – 2

t = 0 Tiempo cero

T= 60 ° C

AGUA 2 = ECP – 2

t = f Tiempo final 24 Horas

- ✓ Al inicio de la prueba no se observan precipitados en ninguna de las mezclas
- ✓ A las 2 horas las mezclas 5, 6, y 7 presentaron trazas de partículas blancas adheridas a las paredes del recipiente. (Posible carbonato de calcio)
- ✓ Luego de 6 horas se observa el mismo comportamiento que a las 2 horas de prueba.
- ✓ Al final de la prueba no se presentaron cambios adicionales en las mezclas.
- ✓ las partículas observadas corresponden a scale de carbonato y su formación es inherente a la naturaleza incrustante del agua del TK 10 – 2



Prueba de compatibilidad experimental entre Mezcla de agua producida y ECP – 2

Mezcla N°	Agua 1 % (v/v)	Agua 2 % (v/v)	pH / °C t=0	pH / °C t=f	Ca (mg/L) t=0	Ca (mg/L) t=f	% de Transmitancia			
							0 Horas	2 Horas	6 Horas	24 Horas
1	0	100	8.86 / 21.1	8.38 / 23.4	14	14	100.0	100.0	100.0	100.0
2	10	90	8.22 / 20.6	8.15 / 25.6	63	63	100.0	98.7	99.2	100.0
3	30	70	8.17 / 20.3	7.85 / 26.2	161	161	99.8	98.0	97.5	99.0
4	50	50	8.05 / 20.4	7.76 / 26.5	260	260	97.3	95.7	98.2	96.8
5	70	30	7.94 / 20.4	7.17 / 28.1	358	350	94.5	96.3	97.6	98.6
6	90	10	7.97 / 20.4	7.64 / 27.7	456	445	92.5	96.2	94.2	97.1
7	100	0	7.91 / 20.3	6.77 / 28.1	505	490	92.90	97.1	93.2	98.6

OBSERVACIONES

AGUA 1 = Mezcla (20% drenaje tratador, 40% TK 10 – 10,40% TK 10 – 2) t = 0 Tiempo cero T= 60 ° C

AGUA 2 = ECP – 2

t = f Tiempo final 24 Horas

- ✓ Al inicio de la prueba no se observan precipitados en ninguna de las mezclas
- ✓ A las 2 horas las mezclas 5, 6, y 7 presentaron trazas de partículas blancas adheridas a las paredes del recipiente.
- ✓ Luego de 6 horas se observa mayor cantidad de partículas que las observadas a 2 horas.
- ✓ Al final de la prueba las condiciones son similares a las observadas a las seis horas, con presencia de partículas en la mezcla 4.
- ✓ las partículas observadas corresponden a scale de carbonato y su formación es inherente a la naturaleza incrustante del agua de producción (Mezcla)



Prueba de compatibilidad experimental entre Drenaje de tratador y ECP – 2

Mezcla N°	Agua 1 % (v/v)	Agua 2 % (v/v)	pH / °C t=0	pH / °C t=f	Ca (mg/L) t=0	Ca (mg/L) t=f	% de Transmitancia			
							0 Horas	2 Horas	6 Horas	24 Horas
1	0	100	8.86 / 21.1	8.38 / 23.4	14	14	100.0	100.0	100.0	100.0
2	10	90	7.78 / 20.7	7.93 / 29.0	34	34	96.5	100.0	100.0	99.0
3	30	70	7.90 / 20.7	7.77 / 29.5	73	73	100.0	100.0	99.4	99.0
4	50	50	7.65 / 20.6	7.57 / 31.5	112	112	100.0	98.2	96.3	99.7
5	70	30	7.66 / 20.6	7.36 / 31.9	151	151	95.4	97.3	94.6	96.8
6	90	10	7.54 / 20.6	7.36 / 31.7	190	190	92.5	97.8	97.2	91.7
7	100	0	7.41 / 20.0	7.25 / 32.7	209	209	100.0	98.5	98.5	96.8

OBSERVACIONES

AGUA 1 = Drenaje de tratador

t = 0 Tiempo cero

T = 60 ° C

AGUA 2 = ECP – 2

t = f Tiempo final 24 Horas

- ✓ Al inicio de la prueba no se observan precipitados en ninguna de las mezclas
- ✓ A las 2 horas las mezclas 7 presentó trazas de partículas blancas adheridas a las paredes del recipiente. (carbonato de calcio)
- ✓ Luego de 6 horas las mezclas no presentaron cambios visibles (similar que a dos horas).
- ✓ Al final de la prueba las condiciones son similares a las observadas a las seis horas.
- ✓ No se observaron incompatibilidad entre las mezclas.



Prueba de compatibilidad experimental entre salida TK Stage y YR – 57

Mezcla N°	Agua 1 % (v/v)	Agua 2 % (v/v)	pH / °C t=0	pH / °C t=f	Ca (mg/L) t=0	Ca (mg/L) t=f	% de Transmitancia			
							0 Horas	2 Horas	6 Horas	24 Horas
1	0	100	8.22 / 22.8	6.25 / 22.8	14	14	98.1	94.0	96.8	99.2
2	10	90	8.06 / 20.6	6.56 / 22.5	34	34	94.6	90.3	95.3	98.6
3	30	70	7.85 / 22.1	7.44 / 22.4	73	573	80.7	79.1	82.7	83.3
4	50	50	7.65 / 22.0	6.48 / 22.5	784	714	65.3	60.0	65.2	70.4
5	70	30	7.61 / 22.1	6.50 / 22.1	939	855	45.3	41.7	49.9	55.0
6	90	10	7.54 / 20.9	6.81 / 22.1	1,094	996	55.8	44.1	44.0	59.9
7	100	0	7.47 / 22.2	6.61 / 21.8	1,171	1,056	72.9	38.9	40.6	73.2

OBSERVACIONES

AGUA 1 = Salida TK – Stage (Planta piloto reinyección)

t = 0 Tiempo cero

T= 60 ° C

AGUA 2 = Productor YR – 57

t = f Tiempo final 24 Horas

- ✓ Al inicio de la prueba no se observa turbidez en las mezclas 4 a 7. Orden de intensidad: 7 > 6 > 5 > 4.
- ✓ A las 2 horas las mezclas presentaron trazas de partículas blancas adheridas a las paredes del recipiente.
- ✓ A las seis horas el comportamiento es similar que a las dos horas.
- ✓ Al final, en las mezclas 1 a 5 se evidencia mayor formación de partículas blancas adheridas a la pared de los recipientes.
- ✓ Se observan incompatibilidades entre las mezclas debido a que la formación de scale de carbonato se ve aumentada en las mezclas con mayor proporción de agua de producción. Adicionalmente hay un aporte de hierro disuelto al yacimiento que puede producir la formación de óxidos de hierro.



ANEXO C. Requerimientos de energía

Requerimientos de energía por planta

Variables	SERVICIO DE LAS BOMBAS								
	Agua de tanques de Captación a tratamiento				Circulación tanques de flotación	De Tk's flotación a filtros	De retrolavado	Remoción de lodos	Agitación y contraflujo en filtros
Capacidad	880	730	580	440	510	510	520	102	
Cabeza, psi	30	30	30	30	30	60	60	30	
Eficiencia bomba, %	60	60	60	60	60	60	60	60	
BHP de la bomba	25.2	21.3	16.9	12.8	14.9	30.3	30.3	3.0	
Eficiencia motor, %	90	90	90	90	90	90	90	90	
Consumo energía por motor, kW	21.2	17.6	14.0	10.6	12.32	25.12	25.12	2.46	11.19
Numero de bombas	2	1	1	1	3	6	2	2	6
Requerimiento total energía , kW	42.5	17.6	14.0	10.6	36.95	147.81	32.85	4.93	67.14
Requerimiento total de energía para la planta de tratamiento, kW								374.45	