

# **ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL**

## **FACULTAD DE INGENIERÍA EN GEOLOGÍA Y PETRÓLEOS**

### **ESTUDIO PARA LA IMPLEMENTACIÓN DE UN SISTEMA CERRADO DE REINYECCIÓN DE AGUA PARA EL CAMPO SACHA, ESTACIÓN NORTE 2**

#### **PROYECTO PREVIO A LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO DE INGENIERO EN PETRÓLEOS**

**BRAULIO ANDRÉS NARANJO IZURIETA**

brauliorock@hotmail.com

**DIRECTOR: ING. JOSÉ CEPEDA Msc.**

pepecepe@hotmail.com

**Quito, Junio 2008**

## **DECLARACIÓN**

Yo Braulio Andrés Naranjo Izurieta, declaro bajo juramento que el trabajo aquí descrito es de mi autoría; que no ha sido previamente presentada por ningún grado o calificación profesional; y, que he consultado las referencias bibliográficas que se incluyen en este documento.

A través de la presente declaración cedo mis derechos de propiedad intelectual correspondientes a este trabajo, a la Escuela Politécnica Nacional, según lo establecido por la Ley de Propiedad Intelectual, por su Reglamento y por la normatividad institucional vigente.

---

Braulio Andrés Naranjo Izurieta

## **CERTIFICACIÓN**

Certifico que el presente trabajo fue desarrollado por Braulio Andrés Naranjo Izurieta, bajo mi supervisión.

---

Ing. José Cepeda Msc.  
DIRECTOR DEL PROYECTO

## AGRADECIMIENTOS

*A mi amada esposa por todos los momentos lindos y todo el empeño que me ayudó a ponerle a este proyecto, mil gracias reina linda.*

*Al mejor hijo del mundo, Neithan, por brindarme una sonrisa cuando más lo he necesitado, gracias papito por darme ganas de levantarme cada mañana.*

*A mis queridos padres por el amor incondicional, confianza y el apoyo más allá de lo requerido, ya que gracias a sus esfuerzos me hicieron comprender que puedo lograr todo lo que me proponga.*

*A mi hermano Edison el mejor amigo y ejemplo a seguir gracias por creer siempre en mí.*

*AL Ing. José Cepeda, Director de este proyecto, por el impulso e interés para el desarrollo del mismo.*

*A los Ingenieros Pedro e Iván Estrella y sus respectivas familias, gracias por el afecto y la ayuda para la culminación de esta etapa.*

*A todos mis amigos de hoy y de siempre gracias por estar ahí en los momentos alegres y tristes de mi vida.*

*A los profesores de la Escuela Politécnica Nacional por haber sido pilares fundamentales en mi desarrollo estudiantil.*

*Al personal de Petroproducción por la apertura para la realización de este proyecto.*

*A todas las personas que de una u otra manera ayudaron a sacar este proyecto adelante, gracias.*

## DEDICATORIA

*A mi esposa Paola.*

*A mi hijo Neithan.*

*A mis padres Edmundo y Hermelinda.*

*A mi hermano Edison.*

## ÍNDICE

ÍNDICE .....	i
ÍNDICE DE TABLAS .....	vi
ÍNDICE DE FIGURAS .....	vii
PRESENTACIÓN .....	1
CAPÍTULO I .....	4
IDENTIFICACIÓN DE LAS ACTUALES CONDICIONES OPERACIONALES DE LAS FACILIDADES DE SUPERFICIE DEL SISTEMA DE REINYECCIÓN DE AGUA .....	4
1.1. ANÁLISIS TEÓRICO DEL AGUA DE FORMACIÓN .....	5
1.1.1 ASPECTOS PRELIMINARES .....	5
1.1.2. COMPOSICIÓN FÍSICO-QUÍMICA DEL AGUA DE FORMACIÓN .....	6
1.1.2.1. PROPIEDADES .....	6
pH:.....	6
BACTERIAS:.....	6
OXÍGENO:.....	6
DIÓXIDO DE CARBONO: .....	7
PETRÓLEO RESIDUAL: .....	7
SÓLIDOS DISUELTOS:.....	7
SÓLIDOS SUSPENDIDOS: .....	7
RESISTIVIDAD Y CONDUCTIVIDAD: .....	8
1.1.2.2. COMPONENTES .....	8
ANIONES:.....	9
CATIONES: .....	9
METALES PESADOS: .....	11
SUSTANCIAS RADIOACTIVAS:.....	11
RESIDUOS:.....	11
1.1.3. TEORÍA DE LA CORROSIÓN.....	12

1.1.3.1 DEFINICIÓN .....	12
1.1.3.2 TIPOS DE CORROSIÓN .....	13
CORROSIÓN UNIFORME: .....	13
CORROSIÓN LOCALIZADA: .....	13
1.1.3.3 FACTORES QUE ALTERAN LA CORROSIÓN .....	16
COMPOSICIÓN:.....	16
FACTORES EXTERNOS:.....	17
1.1.3.4 MÉTODOS DE PREVENCIÓN Y ELIMINACIÓN DE LA CORROSIÓN...	18
INHIBIDORES QUÍMICOS DE CORROSIÓN: .....	19
RECUBRIMIENTO O AISLAMIENTO ESPECIAL:.....	19
ALTERACIÓN EN LA COMPOSICIÓN DEL AGUA: .....	19
MATERIALES DE ALTA RESISTENCIA: .....	19
PROTECCIÓN CATÓDICA: .....	20
1.1.4. EFECTOS DEL AGUA DE FORMACIÓN EN LA SALUD .....	21
1.1.4.1. EFECTOS EN LA SALUD DE SUSTANCIAS QUÍMICAS DEL AGUA DE FORMACIÓN .....	22
1.1.4.2. EFECTOS EN LA SALUD DE SUSTANCIAS ADICIONADAS EN LOS PROCESOS DE PRODUCCIÓN.....	23
<b>1.2 DESCRIPCIÓN DEL CAMPO SACHA .....</b>	<b>24</b>
1.2.1 ANTECEDENTES .....	24
1.2.2 UBICACIÓN .....	24
1.2.3 PRODUCCIÓN .....	24
<b>1.3 ANÁLISIS OPERACIONAL DEL SISTEMA DE REINYECCIÓN DE AGUA DE LA ESTACIÓN NORTE 2 .....</b>	<b>26</b>
1.3.1 DESCRIPCIÓN DE SISTEMA DE REINYECCIÓN .....	27
1.3.1.1 PROCESO MECÁNICO.....	27
1.3.1.2 TRATAMIENTO QUÍMICO .....	28
1.3.1.3 EQUIPOS DE REINYECCIÓN .....	30
1.3.2 FUNCIONAMIENTO ACTUAL DEL SISTEMA .....	31

CAPÍTULO II .....	43
DESCRIPCIÓN DE UN SISTEMA CERRADO DE TRATAMIENTO Y REINYECCIÓN DE AGUA; ANÁLISIS DE SUS VENTAJAS Y DESVENTAJAS .....	43
2.1. DESCRIPCIÓN DE UN SISTEMA CERRADO DE TRATAMIENTO Y REINYECCIÓN DE AGUA .....	43
2.1.1 NECESIDAD DE UN SISTEMA DE TRATAMIENTO Y REINYECCIÓN .....	44
2.1.2 HISTORIA DE LOS SISTEMAS DE REINYECCIÓN .....	45
2.1.3 TIPOS DE SISTEMAS DE REINYECCIÓN .....	46
2.1.3.1 SISTEMA ABIERTO .....	47
2.1.3.2 SISTEMA SEMIABIERTO .....	48
2.1.4 SISTEMA CERRADO .....	49
2.1.4.1 TEORÍA DE FUNCIONAMIENTO .....	49
2.1.4.1.1 REMOCIÓN DE PETRÓLEO Y SÓLIDOS SUSPENDIDOS .....	50
SEPARACIÓN GRAVITACIONAL: .....	50
FILTRACIÓN: .....	53
2.1.4.1.2 REMOCIÓN DE SÓLIDOS DISUELTOS .....	55
EVAPORACIÓN: .....	55
ELECTRODIÁLISIS: .....	55
ÓSMOSIS INVERSA: .....	56
2.1.4.1.3 TRATAMIENTO QUÍMICO .....	56
INHIBIDORES DE ESCALA: .....	57
INHIBIDORES DE CORROSIÓN: .....	58
CONTROL QUÍMICO DE BACTERIAS: .....	60
DEMULSIFICANTES: .....	63
COAGULANTES Y FLOCULANTES: .....	64
2.1.4.2 APLICACIÓN .....	64
2.1.4.2.1 EQUIPOS Y APLICACIONES PARA REMOCIÓN DE PETRÓLEO Y SÓLIDOS SUSPENDIDOS .....	65



SEPARACIÓN GRAVITACIONAL:.....	65
FILTRACIÓN: .....	68
2.1.4.2.2 REMOCIÓN DE SÓLIDOS DISUELTOS.....	81
EVAPORACIÓN:.....	81
2.1.4.2.3 TRATAMIENTO QUÍMICO .....	82
INHIBIDORES DE ESCALA: .....	82
INHIBIDORES DE CORROSIÓN:.....	82
CONTROL QUÍMICO DE BACTERIAS:.....	83
DEMULSIFICANTES:.....	84
COAGULANTES Y FLOCULANTES: .....	84
2.1.4.2.4 EQUIPO DE BOMBEO DE AGUA DE REINYECCIÓN.....	84
<b>2.2. VENTAJAS Y DESVENTAJAS .....</b>	<b>85</b>
2.2.1 CONTACTO CON EL OXÍGENO.....	86
2.2.2 CRECIMIENTO DE BACTERIAS .....	87
2.2.3 MANTENIMIENTO .....	87
<b>CAPÍTULO III .....</b>	<b>90</b>
<b>SELECCIÓN DEL SISTEMA CERRADO DE REINYECCIÓN DE AGUA PARA REEMPLAZAR EL ACTUAL SISTEMA ABIERTO .....</b>	<b>90</b>
<b>3.1 PROCESO MECÁNICO .....</b>	<b>91</b>
3.1.1. SEPARACIÓN GRAVITACIONAL .....	91
3.1.2. FILTRACIÓN .....	93
<b>3.2 TRATAMIENTO QUÍMICO.....</b>	<b>95</b>
3.2.1. INHIBIDORES DE ESCALA .....	95
3.2.2. INHIBIDORES DE CORROSIÓN.....	96
3.2.3. CONTROL QUÍMICO DE BACTERIAS.....	98
<b>3.3 BOMBEO DE SUPERFICIE .....</b>	<b>100</b>
<b>CAPÍTULO IV .....</b>	<b>101</b>
<b>ANÁLISIS TÉCNICO ECONÓMICO DEL PROYECTO.....</b>	<b>101</b>

CAPÍTULO V .....	111
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES .....	111
5.1. CONCLUSIONES .....	111
5.2 RECOMENDACIONES .....	113
BIBLIOGRAFÍA .....	115

## ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1.1. Estado de los Pozos Campo Sacha .....	24
Tabla 1.2. Producción de Estaciones Campo Sacha .....	25
Tabla 1.3. Métodos de Producción, Pozos y Barriles Producidos .....	25
Tabla 1.4. Estaciones y Métodos de Producción .....	26
Tabla 1.5 Bombas Incrementadoras de Presión (Booster) / Motores.....	30
Tabla 1.6 PRODUCCIÓN DE AGUA DE FORMACIÓN SACHA .....	34
Tabla 1.7. REINYECCIÓN DE AGUA DE FORMACIÓN SACHA .....	36
Tabla 1.8 BOMBAS REDA DE ALTA PRESIÓN .....	38
Tabla 1.9 CONSUMO DE QUÍMICOS ESTACIÓN NORTE 2.....	40
Tabla 1.10 ANÁLISIS QUÍMICO DE POZOS REINYECTORES.....	42
Tabla 4.1 COSTO DE APLICACIÓN DEL INHIBIDOR DE CORROSIÓN ...	103
Tabla 4.2 COSTO DE APLICACIÓN DEL INHIBIDOR DE ESCALA .....	105
Tabla 4.3 COSTO DE APLICACIÓN DEL QUÍMICO DETERGENTE .....	107

## ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1.1 Protección Catódica .....	21
Figura 2.1 Esquema de un tanque desnatador o Skimmer Horizontal .....	66
Figura 2.2 Esquema de un tanque desnatador o Skimmer Vertical .....	67
Figura 2.3 Filtro de flujo ascendente .....	69
Figura 2. 4 Filtro de flujo descendente .....	70
Figura 2. 5 Filtro de medio granular .....	72
Figura 2. 6 Filtro coalescente flujo ascendente .....	74
Figura 2.7 Filtro de cascara de nuez .....	75
Figura 2. 8 Filtro de bolsa.....	76
Figura 2. 9 Hidrociclón Estático.....	79
Figura 2. 10 Hidrociclón Dinámico .....	80
Figura 2. 11 Centrifuga.....	81

## PRESENTACIÓN

La extracción de petróleo trae consigo agua de formación, la cual es un elemento no deseado dentro de las operaciones en superficie debido a su naturaleza nociva que incluye tanto características naturales como añadidas durante los procesos de producción y separación de hidrocarburos y que durante mucho tiempo fue desechada sin las mas mínimas medidas de control provocando graves daños en el ecosistema tanto en flora y en fauna del oriente ecuatoriano.

La presencia de metales pesados, restos de hidrocarburos, sustancias añadidas como antiparafrínicos o demulsificantes aumentan la nocividad del agua de formación siendo imprescindible su tratamiento e inmediata reinyección al subsuelo donde puede permanecer sin afectar el medio ambiente.

Este tratamiento debe ser realizado de manera correcta y responsable dándonos cuenta que es un aspecto importante en la industria y mas aún conociendo el progresivo aumento de producción de agua de nuestros campos en estos momentos y hacia el futuro.

Este proyecto está enfocado al mejoramiento paulatino de las instalaciones de reinyección de agua de formación del Distrito Amazónico en donde Petroproducción actualmente si bien es cierto reinyecta la totalidad de agua producida esta no es sometida a un verdadero tratamiento previa la reinyección y en la mayoría de casos se tienen sistemas antiguos procesando cantidades de agua cada vez mayores y mas difíciles de tratar.

El Capítulo I presenta una evaluación de las características actuales del sistema de reinyección de agua de formación de la Estación Norte 2 del Campo Sacha, en donde se han incluido para un mejor conocimiento aspectos teóricos referidos al agua de formación, tanto sus características, constituyentes,

problemas frecuentes, y una grave consecuencia de su mal manejo que es la corrosión de la cual se menciona su definición, tipos, causas y principales métodos de prevención.

Con este conocimiento previo se presenta una ligera descripción del campo Sacha con valores de producción y reinyección actuales así como la plena identificación de las condiciones actuales de operación del sistema de reinyección de agua en la Estación Norte 2, tomando en cuenta tanto los equipos existentes como su calidad de funcionamiento.

En el Capítulo II se menciona toda la teoría referente a un sistema cerrado de tratamiento y reinyección, el cual es analizado desde dos perspectivas: primero revisando la parte teórica de funcionamiento donde se encuentran todos los procesos físicos y químicos a los cuales es sometida el agua de formación para su correcto tratamiento, y en segundo lugar los equipos encargados de realizar la aplicación de estos métodos dentro de los procesos mecánico, químico y de bombeo, especificando tanto características, tipos, funcionamiento con el afán de facilitar la escogencia de alguno de ellos con miras a una futura implementación.

Adicionalmente se encuentra un análisis de las ventajas y desventajas de un sistema cerrado de reinyección de agua, donde se especifica el porque si se debe implementar sistemas de este tipo en todas las estaciones productoras de petróleo.

El Capítulo III encierra parte de la aplicación descrita anteriormente, enmarcada a la implementación en este sistema específico, mencionando las características y necesidades del sistema actual y describiendo los equipos que pueden potencialmente implementarse en la misma, así como partes del sistema que se pueden mantener o mejorar para un funcionamiento óptimo futuro.

Dentro del Capítulo IV se mencionan los aspectos técnico-económicos que encierran el proyecto, enfocándonos principalmente a tomar en cuenta que es

un proyecto netamente de desarrollo y un aspecto ineludible dentro del mejoramiento de las instalaciones del Distrito Amazónico.

Finalmente el Capítulo V describe las conclusiones tanto generales como específicas del proyecto así como las recomendaciones para la futura optimización del sistema.

# CAPÍTULO I

## IDENTIFICACIÓN DE LAS ACTUALES CONDICIONES OPERACIONALES DE LAS FACILIDADES DE SUPERFICIE DEL SISTEMA DE REINYECCIÓN DE AGUA

Para iniciar con el análisis de las actuales condiciones operativas de este sistema se parte de los parámetros que se toman en cuenta para la reinyección, empezando con el aspecto teórico del agua de formación, llamada a ser la parte principal de nuestro análisis.

Se debe tomar en cuenta las propiedades, características, componentes, naturaleza, y efectos de la corrosión, que es descrita como aspecto teórico con definiciones y explicaciones útiles para el desarrollo del proyecto aplicado a una estación de producción de petróleo.

Se realizará una breve descripción del Campo Sacha, tomando en cuenta los principales aspectos del mismo, con el fin de ubicarnos geográficamente en el panorama hidrocarburífero nacional, se incluye una reseña histórica y la información actual de productividad.

En este campo existen dos estaciones de producción en la zona norte, Estación Sacha Norte 1 y Norte 2, la primera cuenta con un sistema de tratamiento de agua de formación que una vez tratada es reinyectada a las formaciones U y T, la segunda estación, en la cual se va a desarrollar el proyecto, cuenta con un sistema de reinyección de agua, originalmente abierto, al que últimamente se acopló un tanque desnatador.



## **1.1. ANÁLISIS TEÓRICO DEL AGUA DE FORMACIÓN**

### **1.1.1 ASPECTOS PRELIMINARES**

Los hidrocarburos vienen acompañados de gas y agua salada, llamada agua de formación, que será materia de este proyecto, así como sus características físico - químicas y su tratamiento.

El agua de formación debe ser reinyectada a su sitio donde permanecerá sin producir daño al ambiente, debido a la gran cantidad de contaminantes naturales y adicionados en los procesos de producción, un aspecto importante es la temperatura del agua, la cual se encuentra normalmente entre 65 a 82°C (150 – 180°F).

El agua presente junto con el crudo producido representa el foco más grande de contaminación ambiental de la actividad petrolera por la presencia de metales pesados como magnesio, calcio, azufre, hierro, estroncio, entre otros; también lleva hidrocarburos, lo cual aumenta su efecto nocivo para la flora, la fauna y el hombre.

Hasta hace unos pocos años y sin considerar ningún aspecto ambiental, era desechada al ambiente, en ríos y esteros de la Amazonía, para por dilución disminuir la concentración, lo cual a provocando daños irreversibles a la plantas y animales especialmente en épocas de verano, donde los caudales eran mínimos, y lo cual aparentemente ha provocado enfermedades de varios tipos entre los habitantes de las zonas afectadas.

Las sustancias químicas que se inyectan para la tratar el petróleo, como antiparafínicos, demulsificantes, entre otros contribuyen a que el agua sea más contaminante.

## 1.1.2. COMPOSICIÓN FÍSICO-QUÍMICA DEL AGUA DE FORMACIÓN

### 1.1.2.1. PROPIEDADES

Se analizará algunas propiedades que tiene el agua de formación, y que son importantes para determinar que tratamiento va a necesitar, y cuales de estas propiedades perjudican con su presencia y contrarrestelas para lograr la reinyección de un agua óptima.

Las características principales son: el pH, presencia de bacterias, de oxígeno, dióxido de carbono, petróleo residual, sólidos disueltos y suspendidos, resistividad y conductividad.

**pH:** es el grado de alcalinidad o acidez que presenta el agua, y cuya escala varía entre 0 a 14, donde valores menores a 7 representan agua acida y mayores a 7 alcalina, un valor de 7 representa un pH neutro.

Si el pH se encuentra elevado, el carbonato de calcio y compuestos de hierro se precipitan más fácilmente.

Cuando se reduce el pH se facilita el proceso de corrosión.

**BACTERIAS:** la población de estas en especial las sulfato-reductoras, produce el agua más o menos corrosiva, de acuerdo a la ausencia o presencia de las mismas.

En general hablamos de considerar indeseables a las bacterias sulfato reductoras con más de 100 colonias/ml.

**OXÍGENO:** este al encontrarse disuelto, tiene una alta capacidad de producir reacciones químicas, con el hierro, aumenta notoriamente el grado de corrosividad del agua, adicionalmente provee un medio de reproducción de bacterias aeróbicas.

**DIÓXIDO DE CARBONO:** igualmente se encuentra disuelto y contribuye también a la corrosión, mediante la formación de ácido carbónico.

**PETRÓLEO RESIDUAL:** este se puede encontrar en emulsión o disperso en el agua de formación, en cantidades superiores a 10 o 20 ppm, no es adecuado por cuanto al momento de inyectar el agua al subsuelo reduce el poder de inyectividad del sistema ya que los sólidos se adhieren formando bloques de emulsión, lo cual taponan la roca donde esta siendo inyectada el agua.

**SÓLIDOS DISUELTOS:** es el total de la materia sólida que se encuentra dentro de una determinada cantidad de agua de formación.

Para tener una estimación rápida de la cantidad de sólidos que se encuentran disueltos dentro del agua de formación, se puede recurrir al concepto de gravedad específica.

Esto es simplemente una relación de densidades; entre la de nuestra muestra y la de agua pura, esta última al ser constante permite mediante el proceso de comparación entre los valores de gravedad específica de varias muestras, al tener un volumen común dichas muestras, conocer el valor de la masa, es decir los sólidos suspendidos y analizarlos en varias muestras al mismo tiempo.

Es de considerar y tomar en cuenta que la gravedad específica como propiedad se ve afectada por la temperatura a la cual se realiza la medición, por lo cual es aconsejable tomar todas las medidas que se vayan a comparar a un tiempo o a una temperatura similar.

**SÓLIDOS SUSPENDIDOS:** estos pueden ser determinados usando microscopios o incluso con una inspección visual, es un punto de alta importancia ya que ayuda a darnos cuenta de la tendencia de esta agua a causar taponamientos, debido a los sólidos en suspensión

Adicionalmente se debe realizar un análisis para encontrar su procedencia, y poder evitar que dichos sólidos sigan sumándose al agua de formación,

teniendo en cuenta en tener una medida menor a 5 mg/l, el cual es el referente para operaciones de reinyección.

**RESISTIVIDAD Y CONDUCTIVIDAD:** la resistividad nos indica una alta o baja concentración de iones dentro del agua de formación, esta relación es inversa, es decir mientras mas iones contenga el agua menos resistividad tendrá; mientras la conductividad maneja el mismo concepto pero a la inversa, o sea a mas iones mas conductividad, y a menos iones menos conductividad.

Resistividad y conductividad como se notará denotan lo mismo al ser la una inversa de la otra.

Estas son consideradas la principales propiedades que posee el agua de formación, teniendo en cuenta que se puede encontrar menos o mas de las mismas dependiendo del tipo de agua, el lugar, las condiciones y otros factores que caracterizan normalmente el agua obtenida durante la producción de hidrocarburos.

Sin embargo se pueden mencionar brevemente un par de propiedades extras que si bien no son fundamentales, también aportan para poder caracterizar nuestra agua como son la turbidez y la calidad de agua

La primera menciona los sólidos insolubles que tornan oscura la misma, teniendo medidas arbitrarias para denotar si el agua no es turbia (clara) y si aumenta la turbidez (oscura)

La segunda se refiere al grado de taponamiento relativo al hacer pasar agua por un orificio o membrana.

#### **1.1.2.2. COMPONENTES**

El agua extraída junto con los hidrocarburos y que se ha logrado separar en los diferentes separadores y tanques para luego ser tratada y reinyectada, tiene

muchos elementos en su composición química, dentro de estos los más significativos son los Aniones y Cationes.

**ANIONES:** Son átomos cargados negativamente presentes en el agua de formación, los de mayor presencia son:

**Carbonato:**  $\text{CO}_3^-$ ; esta prácticamente en toda agua de formación, sobre todo si tiene un pH no muy elevado.

**Bicarbonato:**  $\text{HCO}_3^-$ ; este ion se encuentra en la mayoría de las aguas de formación en ocasiones en concentraciones mayores a 800 ppm, lo cual es bastante perjudicial ya que pueden reaccionar fácilmente con los cationes hierro, bario, magnesio y calcio.

**Sulfato:**  $\text{SO}_4^-$ ; normalmente es el alimento de las bacterias sulfato reductoras, como su nombre lo indica, este anión tiene tendencia a reaccionar con los cationes estroncio, bario o calcio y llegar a formar incrustaciones poco solubles.

**Cloruro:**  $\text{Cl}^-$ ; el ion más predominante en el agua de formación, que caracteriza a la misma y se diferencia del agua dulce, en donde nunca se lo encuentra.

Su mayor concentración es el cloruro de sodio y nos permite tener un parámetro cuantitativo para la medición de la salinidad del agua, la cual la consideramos indeseable si supera las 5000 ppm de concentración.

Su presencia no tuviera mayores consecuencias, de no ser porque en grandes concentraciones este ion pasa a ser uno de los componentes importantes en el grado de corrosividad del agua que siempre se debe considerar a fin de proteger las instalaciones.

**CATIONES:** Por su parte son los iones positivos encontrados en el análisis del agua de formación, entre los más importantes tenemos a los siguientes:

**Calcio:**  $\text{Ca}^{++}$ ; de presencia mas significativa dentro del agua de formación, en ocasiones dichas concentraciones pueden llegar hasta valores de 20000 o incluso 30000 mg/l.

En estos casos es fácilmente combinable con aniones ya mencionados que también se encuentran dentro del agua como el anión bicarbonato y el carbonato, llegando incluso a formar incrustaciones.

**Sodio:**  $\text{Na}^+$ ; este junto con el anión cloruro ( $\text{Cl}^-$ ) son los iones mas comúnmente encontrados y que se caracterizan por ser los de mayor cantidad dentro del agua de formación, en condiciones normales.

Se considera únicamente problemático al precipitarse formando cloruro sódico en grandes concentraciones teniendo agua extremadamente salada.

Estos son los dos cationes comúnmente encontrados en mayores cantidades dentro de los análisis químicos, a la par existen algunos otros que se los encuentran en menor cantidad, igualmente son los causantes de serios problemas si no se los logra identificar, estos son:

**Magnesio:**  $\text{Mg}^{++}$ ; como se mencionó su concentración ha demostrado a lo largo de los análisis no ser tan alta como el sodio ( $\text{Na}^+$ ) o el calcio ( $\text{Ca}^{++}$ ), pero precisamente tiene tendencia a provocar incrustaciones en conjunto con el carbonato de calcio.

En compensación, este ión tiene trascendencia al bajar las cantidades de sulfato de calcio, junto con el ión sulfato logra que los mismos queden sin la posibilidad de formar ningún tipo de incrustación.

**Bario:**  $\text{Ba}^{++}$ ; un elemento no tan común, pero que a pesar de encontrarlo en pocas cantidades suele ocasionar muchos problemas, por la tendencia a formar sulfato de bario, un compuesto no soluble.

**Hierro:**  $\text{Fe}^{+++}$ ,  $\text{Fe}^{++}$ ; la presencia de este elemento se observa cuando se examina la corrosividad del agua de formación, en donde su contenido, cuando se lo encuentra como precipitado, forma incrustaciones.

Es importante indicar que este ión se lo encuentra en dos formas, pudiendo ser cationes férricos ( $\text{Fe}^{+++}$ ) o ferrosos ( $\text{Fe}^{++}$ ).

Los cationes y aniones presentes en el agua de formación, son muy comunes en los diferentes campos petroleros del oriente, los mencionados anteriormente son los mas significativos que de alguna manera alteran las propiedades del agua tornándola mas difícil de manejar y tratar para ser reinyectada en el subsuelo.

Vale la pena mencionar que aparte de todos los iones que hemos mencionado y las propiedades que hemos analizado en el agua de formación en ocasiones pueden venir inmersos diversos residuos y sustancias en extremo tóxicas, incluso radioactivas y metales pesados como los que mencionamos a continuación:

**METALES PESADOS:** cromo, níquel, vanadio, bario, mercurio, arsénico, selenio, antimonio, cadmio, cobalto, plomo, manganeso, zinc.

Estos son encontrados en el agua de formación y a pesar de ser en proporciones ínfimas son muy peligrosos, tóxicos y difíciles de eliminar.

**SUSTANCIAS RADIOACTIVAS:** estroncio 90, radio 226; poco comunes, igualmente muy peligrosas si entran en contacto con el ambiente.

**RESIDUOS:** pueden ser de demulsificantes (formaldehidos): metilbenceno, xileno, etileno, tolueno; de inhibidores de escala (fosfatos); de inhibidores de corrosión (aminas); de bactericidas, fungicidas; antiespumantes, dispersantes y floculantes.

Este análisis en forma resumida de la composición del agua de formación nos presenta una idea de la complejidad de la misma y la cantidad de componentes que posee ya sea en grandes, medianas o pequeñas cantidades.

Adicionalmente nos lleva a analizar que los tratamientos en superficie deben ser realizados siempre con responsabilidad, con mucho cuidado y precaución para llegar a nuestro objetivo que es devolver al subsuelo esta agua, tratándola, cumpliendo con las normas de ambiente, con el menor número de contaminantes y residuos presentes en la misma.

### **1.1.3. TEORÍA DE LA CORROSIÓN**

Este es un fenómeno ampliamente estudiado y combatido bajo todo ámbito y que no únicamente se presenta cuando existe agua de formación, sino que es un enemigo constante de todas las operaciones petroleras a nivel mundial.

Para entender como se presenta este fenómeno, que tanto afecta nuestros intereses, debemos empezar entendiendo qué es y como se produce, cuales son las formas en las que se presenta, como combatirlo, especialmente, al ser uno de los objetivos de este trabajo por lo cual se hace énfasis en la prevención y eliminación de esta molestia en los sistemas de reinyección, donde se presentan a menudo por las características propias del agua de formación.

#### **1.1.3.1 DEFINICIÓN**

Podemos definir la corrosión como la degradación de un metal, entendiendo como degradación el regreso de las características primitivas de este metal, por acción del medio que lo rodea; mediante reacciones electroquímicas produciendo el deterioro en sus propiedades tanto físicas como químicas.

Debemos tomar en cuenta que la corrosión es un fenómeno espontáneo y gradual, que se lleva a cabo en el ambiente que circunda al metal.



Este ambiente combinado con el tipo de metal, son los responsables que el proceso sea mas rápido o lento, y visualmente se manifiesta a medida que pasa el tiempo, al irse creando una capa fina de material en la superficie, que inicialmente se van formando como manchas hasta que llegan a aparecer imperfecciones en la superficie del metal.

Un claro ejemplo se observa a menudo en materiales a base de hierro, formándose un óxido rojizo en su superficie llamado “herrumbre” la cual es una muestra clara de corrosión.

### 1.1.3.2 TIPOS DE CORROSIÓN

Se conocen varios tipos de corrosión, en esta tesis se estudiará desde el punto de vista de la apariencia del metal corroído.

**CORROSIÓN UNIFORME:** todo el metal se va oxidando a la misma velocidad, sobre toda la superficie, puede ser del tipo seca cuando considera una reacción con gases a altas temperaturas o húmeda cuando para su formación se requiere un medio líquido.

**CORROSIÓN LOCALIZADA:** esta únicamente afecta ciertas zonas del material, normalmente pequeñas, pero su acción se considera devastadora dentro de la industria, tenemos corrosión macroscópica y microscópica.

**Corrosión Macroscópica:** se representa en formas localizadas de mayor magnitud, tenemos varios tipos:

*Corrosión Galvánica:* para que este tipo de corrosión se presente se necesita la presencia de dos metales diferentes puestos en contacto, por lo cual también se la llama corrosión bimetálica

Cada metal posee una cantidad de energía denominada potencial eléctrico, la misma que determina en este caso la aparición de uno de

los metales como ánodo siendo este el de mayor potencial, y el de menor energía obviamente actuará como cátodo.

Se debe tomar en cuenta que un punto importante en esta clase de corrosión es la relación entre áreas expuestas de ánodo y cátodo, se toma en cuenta también que el efecto se acelera y maximiza en el punto de unión o de contacto de los metales.

Esta corrosión puede estar presente en puntos de soldadura o cerca de ellos, por consiguiente afecta tanto al material de la soldadura como al que se encuentra soldado.

Se recomienda tener en cuenta aplicar una suelda que tenga la menor diferencia posible en cuanto a energía o potencial con el material soldado.

*Corrosión por Erosión:* este tipo de corrosión es común en algunas partes dentro de maquinaria, tal como ejes, o engranajes; se caracteriza al igual que la galvánica por tener dos metales en contacto, pero la diferencia radica en el movimiento o vibración al que están expuestos, lo cual en la mayoría de casos aumenta la velocidad del fenómeno al provocar la pérdida por fricción de alguna película que pueda proteger las superficies de los metales que están en contacto.

*Corrosión Selectiva:* para entender este tipo de corrosión recurrimos al concepto de descincado que no es mas que un tipo específico de corrosión que se presenta el aleaciones de zinc, y se caracteriza porque la aleación que la ha sufrido mantiene su forma original, presenta un aspecto sano a excepción de un empañó en la superficie, pero su ductilidad se halla reducida en gran proporción al igual que su resistencia mecánica.

La corrosión selectiva es bastante similar al descincado, teniendo corroídos uno o mas componentes de la aleación, y deja un residuo poroso que ayuda a conservar la forma original de la aleación.

*Corrosión por Picaduras:* es el nombre con que se denomina al tipo de corrosión que se forma debido a que la velocidad de corrosión es mayor en unas determinadas zonas que en otras.

**Corrosión Microscópica:** por su parte representa el tipo de corrosión localizada que se da únicamente por aspecto minúsculo y se ve reflejada principalmente en los siguientes tipos:

*Corrosión Intergranular:* este es un tipo de corrosión que ocurre en los espacios que limitan los granos de un metal, produciendo pérdida de resistencia mecánica y ductilidad, que provocan la desintegración de los bordes del grano.

En este caso microscópico también encontramos un ánodo y un cátodo, el primero representado por el área que forma los espacios intergranulares, y el segundo por la superficie de los granos, naturalmente de mayor tamaño.

Este tipo de corrosión es normalmente rápido, profundo y con consecuencias bastante graves.

*Corrosión por Esfuerzo:* esta se produce cuando un material se encuentra en un medio corrosivo conocido y mediante un esfuerzo de tensión se corroe en ese momento o un tiempo después; por lo cual se hace necesario aumentar los conocimientos sobre los medios específicos que causan este tipo de corrosión, así como las tensiones límites que soportan los diversos materiales, para evitar estos inconvenientes en estructuras metálicas.

### 1.1.3.3 FACTORES QUE ALTERAN LA CORROSIÓN

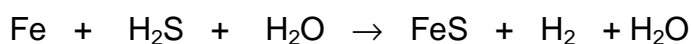
Se va a analizar algunos aspectos que pueden variar el nivel de corrosión dentro de nuestro sistema de reinyección de agua, primeramente refiriéndonos a su composición y luego a los factores externos

**COMPOSICIÓN:** podemos empezar mencionando que de manera especial se debe tomar en cuenta el hecho de que el pH del agua de formación sea factor importante, y determinante al momento de darnos cuenta si el agua tiende o no a ser corrosiva, ya que mientras este parámetro se mantenga en valores ácidos, es decir por debajo de 7, el agua tiende a ser mas corrosiva sobre todo a medida que va disminuyendo ese valor; mientras al ser alcalina, con pH mayor a 7, encontramos un agua con cada vez menos tendencia a la corrosión.

Esencialmente la composición de nuestra agua de formación contiene gases disueltos que aumentan y aceleran notablemente este proceso, dentro de los que se encuentran el oxígeno, sulfuro de hidrógeno y dióxido de carbono, descritos a continuación:

**OXÍGENO:** esencialmente el mayor productor de corrosión presente en el agua de formación, y aún presente en pequeñas cantidades es capaz de incrementar la corrosividad del agua en niveles alarmantes, más aún si cuenta con la presencia de los otros dos gases mencionados, el sulfuro de hidrógeno y el dióxido de carbono.

**SULFURO DE HIDRÓGENO:** la corrosión de este ácido, se llama igualmente corrosión ácida, y se produce de la siguiente manera:



**DIÓXIDO DE CARBONO:** la corrosión que provoca este gas se denomina corrosión dulce, y lo hace disolviéndose en agua produciendo

ácido carbónico, el cual baja el pH del agua y esto lo hace más corrosiva.

La reacción que se produce es la siguiente:



**FACTORES EXTERNOS:** debemos tomar en cuenta algunos aspectos ajenos al agua de formación que también de una u otra manera intervienen en el desarrollo del proceso corrosivo entre los que podemos mencionar los siguientes:

**AMBIENTE:** es de suma importancia el tipo de ambiente donde se desarrolla la corrosión, ya que no siempre las condiciones son las mismas, entre algunos ejemplos tenemos los siguientes:

- El aire húmedo es más corrosivo que el aire seco.
- El aire caliente es más corrosivo que el aire frío.
- El agua caliente es más corrosiva que el agua fría.
- El aire contaminado es más corrosivo que el aire limpio.
- El agua salada es más corrosiva que el agua dulce.
- En el vacío no ocurre corrosión, aun a temperaturas muy altas.

**TEMPERATURA:** se facilita y aumenta la corrosión mientras mas alta sea esta.

**TRATAMIENTO TÉRMICO:** cuando tenemos aleaciones, el comportamiento de la corrosión se puede ver influenciado por el historial térmico que antecede a la formación de dicha aleación.

**CONDICIÓN DE LA SUPERFICIE:** de existir presencia de materiales extraños, películas sobre la superficie o esta no se encuentra limpia, puede darse aceleramiento al inicio del proceso de corrosión.

**EROSIÓN:** esta como tal no se considera corrosión, pero puede facilitar su presencia, al atacar bajo ciertas condiciones las películas protectoras que cubren normalmente a los metales, dando vía libre para el inicio de la corrosión, acelerando el proceso.

**RADIACIÓN:** es bastante poco lo que actualmente se conoce acerca de los efectos de la radiación en metales dentro de ambientes corrosivos, pero se ha identificado un incremento pequeño en el nivel de la corrosión.

**IMPUREZAS:** este es un factor que relativamente cobra importancia en el proceso de la corrosión

**TIEMPO:** como se puede predecir la corrosión aumenta con el transcurso del tiempo.

**EFFECTO DE TENSIÓN:** se conoce que los materiales sometidos a algún tipo de esfuerzo se corroerán más rápidamente que los que no están sometidos a estos.

**PRESIÓN:** esta afecta las reacciones químicas, alterando por lo tanto también el proceso de corrosión.

#### **1.1.3.4 MÉTODOS DE PREVENCIÓN Y ELIMINACIÓN DE LA CORROSIÓN**

Existen muchas medidas utilizadas industrialmente para combatir la corrosión, la mayoría de ellas se rigen por el factor económico, y por las condiciones a las que se aplican.

Entre las técnicas más difundidas y usadas encontramos las siguientes: uso de inhibidores químicos de corrosión, recubrimiento o aislamiento especial, alteración en la composición del agua, uso de materiales de gran resistencia, o protección catódica, se describen brevemente a continuación:

**INHIBIDORES QUÍMICOS DE CORROSIÓN:** se utiliza estos compuestos con el fin de impedir algunos tipos de reacciones químicas, que ayuden a reducir los efectos corrosivos que caracterizan al agua de formación, siendo estos ampliamente difundidos y usados en la industria hidrocarburífera nacional y mundial.

Esto es debido a los buenos resultados que se han obtenido tomando en cuenta también el factor económico.

**RECUBRIMIENTO O AISLAMIENTO ESPECIAL:** en los sistemas de tratamiento y reinyección es una práctica común el uso de revestimientos anticorrosivos o aislantes como son las cubiertas protectoras que pueden ser a su vez capa de cemento, hormigón, pintura anticorrosiva, brea, alquitrán, o algunos otros medios o compuestos químicos que evitan en mayor o menor grado la corrosión.

Igualmente las cubiertas de cinta o plástico se usan para protección específica de la tubería.

**ALTERACIÓN EN LA COMPOSICIÓN DEL AGUA:** esto normalmente se lo puede hacer en el campo aumentando el pH del agua, mezclándola con agua más alcalina o eliminando los gases disueltos en la misma, siendo una técnica bastante aceptada y conocida.

**MATERIALES DE ALTA RESISTENCIA:** para no usar acero al carbón que es un material no muy resistente a la corrosión, se puede preferir algún metal no ferroso o la presencia de elementos de adición en aleaciones como por ejemplo aceros inoxidable.

La limitación del uso de materiales más resistentes está en relación al factor económico que debe ser analizado para decidir la implementación o no de este tipo de elementos.

**PROTECCIÓN CATÓDICA:** Esta es una de las técnicas con mayor aceptación y difusión en el mundo entero por brindar muy buenos resultados.

Se puede aplicar en metales como el acero, plomo, latón, cobre o aluminio, en todos los suelos y la mayoría de medios acuosos, atacando principalmente la corrosión que se produce por esfuerzo, intergranular, y por picaduras.

Este método se basa en convertir enteramente la estructura metálica en un cátodo, es decir bloquear los sitios anódicos, suministrando corriente eléctrica en toda la superficie que se desea proteger, esta corriente actúa protegiendo a la estructura de la corrosión.

Como condición fundamental del proceso se debe tener un elemento de sacrificio o ayuda, que es un material anódico que como su nombre lo indica se sacrifica por la salida de la corriente, adicionalmente tanto este componente como el objeto que se va a proteger deben estar en contacto eléctrico e inmersos en un electrolito.

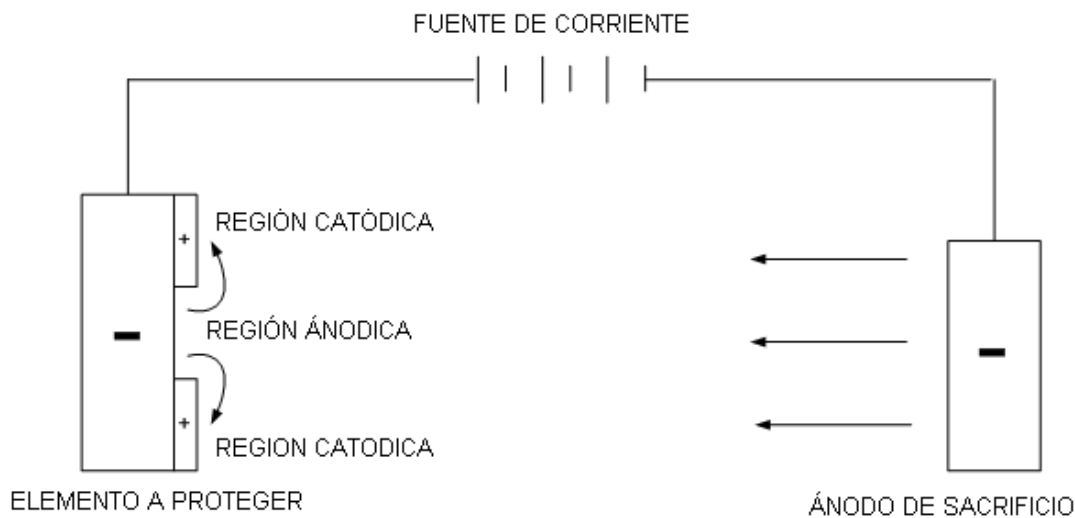
Mientras que la cantidad de corriente que fluye, se ajuste apropiadamente logrando vencer la corriente de corrosión y siendo descargada sobre todas las áreas anódicas, habrá sobre la superficie un flujo neto de corriente con lo que esta llega a ser un cátodo por completo.

Al ser un cátodo completo la corrosión habrá cesado, pero no significa que se elimine, sino mas bien esta es removida de la estructura y concentrada en el punto donde se descarga la corriente.

La figura 1.1 nos clarifica el concepto de protección catódica, en esta encontramos una fuente que es la que nos proporciona la energía necesaria para el proceso, pudiendo tratarse de una batería, u generador de corriente directa o una fuente de corriente alterna rectificada.



Figura 1.1 Protección Catódica



Esta fuente está conectada al material que se desea proteger y al ánodo de sacrificio, inmersos los dos en un electrolito.

El ánodo debe tener necesariamente un potencial mayor al del elemento que se desea proteger, para tener un flujo de corriente; completándose el circuito con un cable que une estos elementos, y así se transfiere la corrosión al ánodo de sacrificio, logrando nuestro objetivo.

Aluminio, zinc o aleaciones de magnesio son comúnmente usadas como ánodos de sacrificio en este tipo de técnica.

#### 1.1.4. EFECTOS DEL AGUA DE FORMACIÓN EN LA SALUD

Este es un tema recurrente sobre todo si se toma en cuenta la negligencia con la que se ha tratado el agua de formación en años anteriores, en especial en el comienzo de la explotación petrolera en nuestro país, cuando se carecía de leyes, normas y reglamentos que regulen el manejo de dicha agua.

En un inicio era desechada a ríos y esteros, provocando daños irreversibles en nuestra Amazonía, y ahora conocemos todos los componentes indeseables que contienen; así como todo el mal que puede provocar si llega a estar en contacto con la naturaleza o aún peor si llega a ser consumido por animales o humanos

Estos son los efectos más importantes en la salud de las personas que provoca el estar en contacto con dicha agua de formación.

#### **1.1.4.1. EFECTOS EN LA SALUD DE SUSTANCIAS QUÍMICAS DEL AGUA DE FORMACIÓN**

En los siguientes cuadros se especifica la sustancia y el efecto que puede causar en animales y humanos si entra en contacto o es consumida.

<b>Sustancias</b>	<b>Efectos en la salud</b>
Sales: de calcio, cianuro, magnesio y manganeso.	Dolores de cabeza, problemas de olfato y gusto, convulsiones - Bocio - Irritante de piel, ojos y respiratorio. - Muerte
Sales de sodio, cloruro y azufre: Se eliminan en muy altas concentraciones (seis veces más saladas que el agua del mar).	No es apta para el consumo humano ni animal y es letal para las plantas. Las de azufre dan mal olor y sabor al agua
Gases: monóxido de carbono (CO), dióxido de carbono (CO <sub>2</sub> ), ácido sulfhídrico (SH <sub>2</sub> ).	Disminuyen la sobrevivencia de peces en el agua y aumenta la desnutrición.

Metales pesados: bario, mercurio, arsénico, selenio, antimonio, cromo, cadmio, cobalto, plomo, manganeso, vanadio, zinc.	Muy tóxicos para los humanos. Se acumulan en peces y moluscos que al consumirlos se acumulan en la persona. -Intoxicación crónica.
Elementos radioactivos: estroncio 90, radio 226	Se acumulan en los peces y moluscos.
Hidrocarburos aromáticos: benceno, xileno, tolueno	Son muy tóxicos, cancerígenos y productores de malformaciones.
Hidrocarburos poli cíclicos: antraceno, pireno, fenantreno, benzopirenos, (Por su alto riesgo de producir cáncer se acepta sólo un nivel cero en agua)	Muy irritantes de piel. Cáncer de piel, de testículos y de pulmones.

#### EFFECTOS EN LA SALUD DE SUSTANCIAS QUÍMICAS DEL AGUA DE FORMACIÓN<sup>1</sup>

#### 1.1.4.2. EFECTOS EN LA SALUD DE SUSTANCIAS ADICIONADAS EN LOS PROCESOS DE PRODUCCIÓN

Químicos usados	Efectos a la salud
Demulsificantes: metilbenceno, xileno, etileno, tolueno. Antiespumantes, dispersantes y floculantes Inhibidores: etilenglicol, dietilenglicol Anticorrosivos, bactericidas y fungicidas	Irritantes de piel y vías respiratorias. Son muy peligrosos si se ingieren Convulsiones, problemas digestivos, insuficiencia renal y muerte.

#### EFFECTOS EN LA SALUD DE SUSTANCIAS ADICIONADAS EN LOS PROCESOS DE PRODUCCIÓN<sup>2</sup>

La mayoría de estos químicos se venden bajo nombres comerciales cuyos constituyentes son secretos de las empresas por lo que es difícil conocer los posibles efectos en la salud.

<sup>1</sup> Fuente: Acción Ecológica {Almeida, Maldonado 2002}

<sup>2</sup> Fuente: Acción Ecológica {Almeida, Maldonado 2002}

## 1.2 DESCRIPCIÓN DEL CAMPO SACHA

### 1.2.1 ANTECEDENTES

Este campo históricamente ha sido uno de los de mayor producción de petróleo en la Región Amazónica, manejado actualmente por Petroproducción, fue descubierto en 1969 por la Texaco Gulf, perforando el primer pozo, llamado Sacha 1 a mas de 10000 pies, obteniendo crudo de casi 30<sup>a</sup> API, con un corte casi nulo de agua en Hollín, a partir de este pozo se desarrolló hasta llegar a ser pilar fundamental en la producción nacional durante los últimos años.

### 1.2.2 UBICACIÓN

Las coordenadas exactas donde se encuentra este campo son entre 00°11'00" y 00°24'30" de Latitud Sur y entre los 76°49'40" hasta los 76°54'16" de Longitud Oeste, ubicándose en la parte noroeste de la cuenca oriental ecuatoriana teniendo aproximadamente un área total de 124 Km<sup>2</sup>.

### 1.2.3 PRODUCCIÓN

En este campo tenemos una totalidad de 210 pozos, repartidos como lo muestra la tabla 1.1.

Tabla 1.1.<sup>3</sup> Estado de los Pozos Campo Sacha

<b>ESTADO DE LOS POZOS CAMPO SACHA ENERO 2008</b>	
PRODUCIENDO	133
CERRADOS	55
ABANDONADOS	11
ESPERANDO SER ABANDONADOS	1
INYECTORES	6
REINYECTORES	4
<b>TOTAL</b>	<b>210</b>

<sup>3</sup> Fuente: Petroproducción, Ing. De Petróleos Sacha, Informe Enero 2008

En esta tabla no se incluyen los pozos Sac-84 y Sac-86, que son reinyectores, pero no se encuentran activos por la falta de líneas de flujo de reinyección.

La totalidad del campo produce alrededor de 87000 BFPD, con BSW promedio de 45,66%, lo que representa aproximadamente 47000 BPPD, y 40000 BAPD, repartidos en las 5 estaciones como lo muestra la tabla 1.2.

Tabla 1.2.<sup>4</sup> Producción de Estaciones Campo Sacha

<b>PRODUCCIÓN POR ESTACIONES SACHA ENERO 2008</b>				
<b>ESTACIONES</b>	<b>BFPD</b>	<b>BPPD</b>	<b>BAPD</b>	<b>BSW</b>
PUCUNA	2296	1830	466	20,30
SACHA CENTRAL	13168	10073	3095	23,50
SACHA NORTE 1	33336	14999	18337	55,01
SACHA NORTE 2	14993	6479	8514	56,79
SACHA SUR	23174	13877	9297	40,12
<b>TOTAL</b>	<b>86967</b>	<b>47258</b>	<b>39709</b>	<b>45,66</b>

Cabe mencionar los diferentes tipos de métodos por los cuales producen los 133 pozos del campo como se puede ver en la tabla 1.3.

Tabla 1.3.<sup>5</sup> Métodos de Producción, Pozos y Barriles Producidos

<b>MÉTODO</b>	<b># POZOS</b>	<b>BPPD</b>	<b>BAPD</b>	<b>TOTAL</b>
PPF (Flujo Natural)	5	4782	4316	9098
PPS (Bombeo Eléctrico)	21	9048	6334	15382
PPH (Bombeo Hidráulico)	107	33428	29059	62487
<b>TOTAL</b>	<b>133</b>	<b>47258</b>	<b>39709</b>	<b>86967</b>

En este campo no encontramos ningún pozo produciendo por bombeo mecánico ni por levantamiento por gas, la mayoría como se nota es bombeo

<sup>4</sup> Fuente: Petroproducción, Ing. De Petróleos Sacha, Informe Enero 2008

<sup>5</sup> Fuente: Petroproducción, Ing. De Petróleos Sacha, Informe Enero 2008

hidráulico, lo que también se refleja al observar los métodos de producción en cada una de las estaciones como se ve en la tabla 1.4.

Tabla 1.4. <sup>6</sup> Estaciones y Métodos de Producción

<b>ESTACIONES PRODUCTORAS Y MÉTODOS</b>				
<b>ESTACIONES</b>	<b>PPF</b>	<b>PPS</b>	<b>PPH</b>	<b>TOTAL BPPD</b>
PUCUNA	-	-	1830	<b>1830</b>
SACHA CENTRAL	-	-	10073	<b>10073</b>
SACHA NORTE 1	2255	855	11889	<b>14999</b>
SACHA NORTE 2	1926	3735	818	<b>6479</b>
SACHA SUR	601	4458	8818	<b>13877</b>
<b>TOTAL BPPD</b>	<b>4782</b>	<b>9048</b>	<b>33428</b>	<b>47258</b>

Estos datos operativos de producción nos muestran que la estación con mayor volumen de agua producida es la Norte 1, la cual al contar con un sistema de tratamiento e inyección no forma parte de nuestro estudio, por lo que el proyecto se enfoca esencialmente a la optimización del sistema de reinyección de la Estación Norte 2, evaluando la posibilidad de implementar equipo faltante para obtener un sistema cerrado que se desarrolle de una manera óptima, eficiente y acorde con las normas ambientales.

### **1.3 ANÁLISIS OPERACIONAL DEL SISTEMA DE REINYECCIÓN DE AGUA DE LA ESTACIÓN NORTE 2**

Al ser este el principal objetivo de este trabajo se analizará en dos partes, primeramente se describirá en forma general los equipos utilizados en la actualidad para posteriormente revisar el funcionamiento de los mismos, basándonos en los reportes diarios de reinyección, de tratamiento químico y en el funcionamiento real del sistema, mediante visitas y monitoreos a la misma.

---

<sup>6</sup> Fuente: Petroproducción, Ing. De Petróleos Sacha, Informe Enero 2008

### **1.3.1 DESCRIPCIÓN DE SISTEMA DE REINYECCIÓN**

#### **1.3.1.1 PROCESO MECÁNICO**

La Estación Sacha Norte 2 posee como ya se mencionó un Sistema de Reinyección Semiabierto, de donde el agua se direcciona hacia dos pozos reinyectores, el Sacha 117 y el Sacha 65, los cuales son los encargados de canalizar a la formación Tiyuyacu, ubicada entre los 7.000 y 7.500 pies de profundidad, los alrededor de 8.500 barriles que diariamente se obtienen en dicha estación.

El proceso se inicia en la separación de petróleo y agua, lo que ocurre en el separador de producción y adicionalmente en el tanque de lavado (Wash Tank), donde se mantiene de manera constante un nivel de agua el cual varía de altura de acuerdo a las condiciones de producción.

Cabe mencionar las capacidades de estos dos recipientes, el Tanque de Lavado tiene una capacidad para almacenar 15.000 barriles, mientras que el separador de producción puede procesar hasta 52.000 barriles de fluido por día.

De estas dos fuentes el agua de formación llega a un recientemente incorporado tanque desnatador o de pulido mediante líneas de flujo independientes teniendo adicionalmente una válvula de bola en cada entrada y salida del tanque en la parte inferior del mismo.

El paso por este tanque es el único tratamiento mecánico que recibe el agua de esta estación, es donde se separa una gran parte del petróleo residual que contiene la misma.

Cuando el nivel del tanque es lo suficientemente alto se procede a extraer la película de petróleo que se forma por acción de la gravedad en la parte superior, mediante una línea que posee el tanque en la parte mas alta del

mismo la cual lleva dicho petróleo hacia un sumidero para ser devuelto al tanque de lavado y volver a formar parte de la producción.

El tanque descrito tiene las siguientes especificaciones:

MARCA AQUASTORE

MODELO 3925 ST

DIÁMETRO NOMINAL 39,16 ft

ALTURA NOMINAL 24,52 ft

CAPACIDAD 214000 gls (5095 bls)

Adicionalmente se almacena agua en dos piscinas con capacidad de aproximadamente 750 barriles cada una, la misma que proviene de cubetos de pozos transportados mediante tanqueros de vacío (Vacuum), los cuales la depositan aquí y como es obvio recibe un nulo tratamiento mecánico previa su reinyección.

### **1.3.1.2 TRATAMIENTO QUÍMICO**

Este se lo realiza una vez que el agua pasa ya sea por el tanque de pulido o por las piscinas de almacenamiento, antes de ingresar al sistema de bombeo para su reinyección.

Constantemente se inyectan 3 compuestos químicos diferentes: antiescala, anticorrosivo y detergente, para mejorar las condiciones del agua con el objetivo de precautelar las instalaciones, en especial las bombas de alta presión.

Se inyecta un compuesto antiescala de nombre MX 592 pudiendo cambiarse por uno de similares características, el MX 503; cualquiera de los dos es inyectado mediante una bomba de pistón por pequeñas líneas a la salida del tanque o piscinas como se dijo, en cantidades de entre 11 y 12 ppm, lo que quiere decir que la dosificación va a la par del volumen de agua tratado, ya que para su transformación a galones se recurre a la siguiente expresión:



$$ppm = \frac{23810 * \text{dosificación}}{\text{volumen de agua tratada}}$$

Donde la dosificación está expresada en galones, y el volumen de agua en barriles, lo en este caso da un uso de entre 2 y 4 galones de antiescala por día.

La inyección del anticorrosivo es similar tanto en la bomba que lo realiza como el punto de uso al anterior, se usa el llamado comercialmente compuesto P 1106, determinándose la cantidad con la misma expresión, y teniendo casi el mismo parámetro se inyectan entre 3 y 4 galones por día

El último compuesto inyectado es el detergente de limpieza, el cual se conoce como Determiquim DT 272, y cuya dosis es menor que las anteriores ya que está entre 1 y 2 galones por día, inyectado con una bomba pistón similar a las otras dos y en el mismo punto que el anticorrosivo y antiescala.

El principal problema del agua de este campo son las bacterias, por lo cual se las combate con un biocida en forma de bacheo, es decir una dosificación alta de compuesto pero no de manera continua, esto se lo realiza con el Bac 91 o Bac 98 en el tanque empernado directamente mediante la acción de una bomba, requiriendo estos compuestos un considerable tiempo de residencia superior a 3 horas para poder actuar, lo cual a veces complica y limita su acción de acuerdo al funcionamiento y al nivel que posea el tanque en ese momento.

Esto se lo realiza aproximadamente 3 veces por mes, usándose cantidades de alrededor de 55 galones cada vez, y usando alternadamente los dos biocidas, para evitar que las bacterias se acostumbren a uno de ellos.

La manipulación y mantenimiento de esta parte del sistema corre a cargo de la Empresa Quimipac quien reporta diariamente las cantidades usadas de químicos a Petroproducción.

### 1.3.1.3 EQUIPOS DE REINYECCIÓN

El agua una vez que a pasado por el proceso mecánico y químico es receptada por dos tipos de bombas, Bombas incrementadoras de presión (booster) y centrífugas multietapa horizontales de alta presión, las cuales proporcionan la presión suficiente para su reinyección.

Las bombas (booster) se encargan de proporcionar la presión necesaria de succión a las bombas horizontales de alta presión, la cual debe ser aproximadamente 100 psi; en esta estación encontramos 3 booster, dos de las cuales son utilizadas para transferir el agua a las bombas horizontales, mientras que la otra se encarga de bombear el petróleo desnatado del tanque desde el sumidero hacia el Tanque de lavado.

Las dos primeras son similares en sus características y en las especificaciones del motor que posee teniendo únicamente una leve diferencia en las RPM que posee el mismo, como se observa en la tabla 1.5, a continuación:

Tabla 1.5 Bombas Incrementadoras de Presión (Booster) / Motores

<b>BOMBAS BOOSTER DE TRANSFERENCIA / MOTORES</b>						
	HP	VOLTS	HZ	FASES	AMP	RPM
MOTOR #1	25	460	60	3	30	1770
MOTOR #2	25	460	60	3	30	1750
MOTOR #3	10	230/460	60	3	22.1/11.1	1800

Una vez con la presión necesaria para la succión de las bombas horizontales de alta presión, el agua ingresa a las mismas; en este caso se tiene tres tipos de estas bombas, las cuales están en funcionamiento a medida que la situación lo amerite.

La primera posee 36 etapas, la segunda 31; en conjunto son capaces de bombear alrededor de 7.200 barriles por día, lo cual se realiza por una línea de

flujo de 4 pulgadas direccionada al pozo reinjector Sacha 65, sus presiones de succión y descarga están entre 60 y 80; y entre 1300 y 1400 psi respectivamente

Estas poseen un motor eléctrico de 250 HP; 3560 RPM; 60 HZ; 272 AMP; 460 VOLT.

La restante bomba horizontal tiene 41 etapas, y puede bombear 12.000 barriles de agua diariamente, por una línea de 6 pulgadas directamente al pozo reinjector Sacha 117.

Esta bomba tiene igualmente un motor eléctrico de 500 HP; 3580 RPM; 60 HZ; 547 AMP; 460 VOLT; y sus presiones de succión y descarga igualmente están entre 60 y 80; y entre 1300 y 1400 psi.

### **1.3.2 FUNCIONAMIENTO ACTUAL DEL SISTEMA**

El funcionamiento de este sistema como el de la Estación Sur, ambas reinjectoras, es reportado diariamente por el operador encargado; en estos reportes encontramos valores de producción total de agua del campo, los barriles totales reinjectados en las dos estaciones del día y acumulado, la producción de agua en cada una de las estaciones, la rata reinjectada a través de cada equipo y a cada pozo, así como las cantidades de agua receptadas en el sistema provenientes de fuera de ella.

También constan los datos de las cantidades de químicos utilizados y el análisis del agua en la cabeza de los pozos; los niveles de los colchones de agua en los tanques de lavado, que para nuestro caso se mantuvo constante en 8 pies, y los parámetros en los cuales las bombas reinjectan el agua.

En la Estación Norte 2 aparte de la producción de agua propia se receptan cantidades de agua de la Estación Pucuna, de cubetos de algunos pozos, de sumideros de otras estaciones; en ocasiones también se incluye el agua

proveniente del proyecto PEPDA (Plan de Eliminación de Piscinas del Distrito Amazónico).

Los valores que se han obtenido de dichos reportes nos dan una primera idea del funcionamiento actual del sistema, entre el primero de enero hasta el 18 de febrero de 2008, los cuales se presentan divididos para un mejor análisis e interpretación.

La tabla 1.6 nos muestra los valores de producción de agua en el campo, de la estación en particular y los valores adicionales que llegaron a la misma provenientes de Pucuna, PEPDA y mas lugares indicados día por día, todos en barriles de agua en la fecha señalada.

El agua que llegó al sistema de reinyección de la Estación Norte 2, fue reinyectada a los pozos Sacha 65 y 117, como se observa en la tabla 1.7, coincidiendo el total de agua reinyectada con la totalidad de agua producida y alojada en la estación, lo cual en primer término cumple el objetivo del sistema, aunque sin las condiciones necesarias de tratamiento al agua.

Adicionalmente se presenta la reinyección total del campo, de las dos estaciones, notándose la diferencia con la producción total de agua en el valor que se trata en la planta de la Estación Norte 1 para inyección en arenas productivas.

En la tabla 1.8 se detallan los parámetros de funcionamiento de las bombas de alta presión durante el mismo período de tiempo, los cuales incluyen presiones de succión y descarga, rata de reinyección, y horas de trabajo de cada bomba en particular, tomando en cuenta que funcionan individualmente de acuerdo al momento que se requiera.

Para complementar este aspecto se encuentra tabulada la presión a la cual el agua llega a la cabeza de los pozos 65 y 117, la cual permite su ingreso al subsuelo.

El tratamiento químico que detalla el reporte incluye la cantidad de galones utilizados diariamente de cada uno de los compuestos en la estación de reinyección, así como el almacenamiento que se mantiene en los recipientes y cuando se realiza el llenado correspondientes a fin de no correr riesgo de que alguno de ellos se agote.

Estos datos se pueden observar en la tabla 1.9 donde consta este tratamiento en los mismos días que el resto de parámetros.

Finalmente encontramos los análisis de los parámetros químicos de los pozos reinyectores, en este caso el 65 y el 117, los cuales se los realiza periódicamente, y donde se puede apreciarlos altos contenidos de sólidos, hierro, cloro y una alta dureza en el agua que se apresta a ingresar por el pozo; estos datos se presentan en la tabla 1.10.

Los datos obtenidos sirven para tener clara la idea del funcionamiento actual del sistema, el cual como se dijo cumple con reinyectar toda el agua producida en la estación aunque con mínimo tratamiento.

**Tabla 1.6 PRODUCCIÓN DE AGUA DE FORMACIÓN SACHA (parte 1)**

FECHA	PRODUCCIÓN CAMPO SACHA	PRODUCCIÓN SACHA NORTE 2	AGUA DE PUCUNA A SACHA NORTE 2	AGUA DEPOSITADA EN SACHA NORTE 2		TOTAL AGUA EN SACHA NORTE 2
01/01/2008	39732	7539	320	360	Pozo 221= 300; Pozo 191= 60	8219
02/01/2008	40818	8154	320	360	Pozo 147= 360	8834
03/01/2008	40028	8192	640	480	Pozo 147= 480	9312
04/01/2008	40852	8192	480	900	Pozo 221= 420; Pozo 147= 480	9572
05/01/2008	39983	7992		660	Pozo 221= 360; Pozo 147= 300	8652
06/01/2008	39806	7992	960	420	Pozo 221=300; Pozo 147= 120	9372
07/01/2008	38861	7883	480	420	Pozo 221= 420	8783
08/01/2008	40328	7883	640	780	Pozo 221= 660; Pozo 147= 120	9303
09/01/2008	38158	8442	160	660	Pozo 221= 480; Pozo 147= 180	9262
10/01/2008	43138	8593	160	360	Pozo 221= 240; Pozo 147= 120	9113
11/01/2008	41137	8553	640	1140	Pozo 221= 720; Pozo 147= 420	10333
12/01/2008	38950	8540	160	790	Pozo 221= 480; Pozo 147= 240; Pozo 120= 70	9490
13/01/2008	40717	8559	480	1040	Pozo 221= 600; Pozo 147= 300; Pozo 120= 140	10079
14/01/2008	44102	8285	320	650	Pozo 221= 240; Pozo 1= 90; PEPDA= 320	9255
15/01/2008	40542	8285		550	Pozo 221= 180; Pozo 1= 90; Pozo 196= 160; PEPDA= 120	8835
16/01/2008	41477	8065	640	560	Pozo 221= 120; Pozo 64= 320; PEPDA= 120	9265
17/01/2008	36100	8065	640	120	Pozo 221= 120	8825
18/01/2008	33040	8812	480			9292
19/01/2008	35722	8223	320			8543
20/01/2008	35923	8223	720	60	Pozo 196= 60	9003
21/01/2008	36931	8046	1120			9166
22/01/2008	38491	8238	320	480	Pozo 147= 480	9038
23/01/2008	37754	8191	480	350	Pozo 147= 260; Pozo 89= 60; Pozo 168= 30	9021
24/01/2008	40457	8212	320	1210	Recuperado Norte 2= 1210	9742
25/01/2008	37393	8212	240	430	Pozo 175= 160; Pozo 147= 180; Norte 1= 90	8882

**Tabla 1.6 PRODUCCIÓN DE AGUA DE FORMACIÓN SACHA (parte 2)**

<b>FECHA</b>	<b>PRODUCCIÓN CAMPO SACHA</b>	<b>PRODUCCIÓN SACHA NORTE 2</b>	<b>AGUA DE PUCUNA A SACHA NORTE 2</b>	<b>AGUA DEPOSITADA EN SACHA NORTE 2</b>		<b>TOTAL AGUA EN SACHA NORTE 2</b>
26/01/2008	41200	8212	240	930	Pozo 147= 630; PEPDA= 300	9382
27/01/2008	38871	8334	80	490	Pozo 168= 140; Pozo 178= 200; PEPDA= 150	8904
28/01/2008	39969	8238		150	PEPDA= 150	8388
29/01/2008	39451	8124	320	350	Pozo 168= 200; PEPDA= 150	8794
30/01/2008	44335	8124	320	370	Pozo 173= 90; Norte 1= 160; PEPDA= 120	8814
31/01/2008	41662	8124	320	150	PEPDA= 150	8594
01/02/2008	45311	8271	640			8911
02/02/2008	45440	8271	960	270	Pozo 178= 270	9501
03/02/2008	41634	8271	320	50	Pozo 178= 50	8641
04/02/2008	43090	8271	480	320	Relleno Sanitario= 320	9071
05/02/2008	42287	8271	640	50	Pozo 168= 50	8961
06/02/2008	39076	8168	480	230	Pozo 178= 230	8878
07/02/2008	36556	8731	480			9211
08/02/2008	42756	8271	160	350	Pozo 178= 90; Sumidero Norte 1= 160; Sumidero Norte 2= 100	8781
09/02/2008	42332	8271	480	340	Pozo 168= 180; Sumidero Norte 1= 160	9091
10/02/2008	42363	8271	320	230	Pozo 168= 140; Sumidero Central= 90	8821
11/02/2008	40822	8502	1120	140	Pozo 168= 50; Pozo 147= 90	9762
12/02/2008	40414	8588	480			9068
13/02/2008	40249	7275	480	100	Cubetos Central= 100	7855
14/02/2008	38417	8750	320	50	Pozos 168-178= 50	9120
15/02/2008	38784	9016	320	160	Tanques Norte 1= 160	9496
16/02/2008	40220	8903	640	80	Pozos 168-178-204= 80	9623
17/02/2008	41906	9117	320	480	Pozo 186= 320; Sumidero Sur= 160	9917
18/02/2008	41475	9110	480	100	Pozo 186= 100	9690

**Tabla 1.7. REINYECCIÓN DE AGUA DE FORMACIÓN SACHA (parte 1)**

FECHA	REINYECCIÓN TOTAL	REINYECCIÓN SACHA NORTE 2			ACUMULADO		
	SUR + NORTE 2	POZO 65	POZO 117	NORTE 2 (65+117)	POZO 65	POZO 117	NORTE 2 (65+117)
01/01/2008	20676	2876	5343	8219	9862569	11174496	21037065
02/01/2008	21407	3148	5686	8834	9865717	11180182	21045899
03/01/2008	20089	3260	6052	9312	9868977	11186234	21055211
04/01/2008	21151	3624	5948	9572	9872601	11192182	21064783
05/01/2008	20711	3029	5623	8652	9875630	11197805	21073435
06/01/2008	21953	3280	6092	9372	9878910	11203897	21082807
07/01/2008	21252	3074	5709	8783	9881984	11209606	21091590
08/01/2008	22742	3256	6047	9303	9885240	11215653	21100893
09/01/2008	21250	3242	6020	9262	9888482	11221673	21110155
10/01/2008	20571	3189	5924	9113	9891671	11227597	21119268
11/01/2008	21116	3617	6716	10333	9895288	11234313	21129601
12/01/2008	21714	3322	6168	9490	9898610	11240481	21139091
13/01/2008	21971	3528	6551	10079	9902138	11247032	21149170
14/01/2008	21344	3239	6016	9255	9905377	11253048	21158425
15/01/2008	23189	3092	5743	8835	9908469	11258791	21167260
16/01/2008	22408	3243	6022	9265	9911712	11264813	21176525
17/01/2008	20354	3088	5737	8825	9914800	11270550	21185350
18/01/2008	19387	3242	6050	9292	9918042	11276600	21194642
19/01/2008	19085	2990	5553	8543	9921047	11282153	21203200
20/01/2008	18313	3151	5852	9003	9924198	11288005	21212203
21/01/2008	18671	3208	5958	9166	9927406	11293963	21221369
22/01/2008	20498	3163	5875	9038	9930569	11299838	21230407
23/01/2008	20316	3158	5863	9021	9933727	11305701	21239428
24/01/2008	20071	3410	6332	9742	9937137	11312033	21249170
25/01/2008	19945	3109	5773	8882	9940246	11317806	21258052



**Tabla 1.7. REINYECCIÓN DE AGUA DE FORMACIÓN SACHA (parte 2)**

FECHA	REINYECCIÓN TOTAL SUR + NORTE 2	REINYECCIÓN SACHA NORTE 2			ACUMULADO		
		POZO 65	POZO 117	NORTE 2 (65+117)	POZO 65	POZO 117	NORTE 2 (65+117)
26/01/2008	23727	3656	5786	9442	9943902	11323592	21267494
27/01/2008	18897	3221	5683	8904	9947123	11329275	21276398
28/01/2008	21782	3005	5583	8588	9950128	11334858	21284986
29/01/2008	21174	3008	5586	8594	9953136	11340444	21293580
30/01/2008	22569	3085	5729	8814	9956221	11346173	21302394
31/01/2008	22064	3008	5586	8594	9959229	11351759	21310988
01/02/2008	22559	3119	5792	8911	9962348	11357551	21319899
02/02/2008	24478	3325	6176	9501	9965673	11363727	21329400
03/02/2008	21966	3024	5617	8641	9968697	11369344	21338041
04/02/2008	22176	3175	5896	9071	9971872	11375240	21347112
05/02/2008	22899	3136	5825	8961	9975008	11381065	21356073
06/02/2008	20594	3107	5771	8878	9978115	11386836	21364951
07/02/2008	19853	3223	5988	9211	9981338	11392824	21374162
08/02/2008	22493	3073	5708	8781	9984411	11398532	21382943
09/02/2008	21593	3181	5910	9091	9987592	11404442	21392034
10/02/2008	21443	3087	5734	8821	9990679	11410176	21400855
11/02/2008	19756	3416	6346	9762	9994095	11416522	21410617
12/02/2008	21269	3173	5895	9068	9997268	11422417	21419685
13/02/2008	19018	2853	5002	7855	10000121	11427419	21427540
14/02/2008	18883	3192	5928	9120	10003313	11433347	21436660
15/02/2008	18776	3323	6173	9496	10006636	11439520	21446156
16/02/2008	19249	3368	6255	9623	10010004	11445775	21455779
17/02/2008	20599	3470	6447	9917	10013474	11452222	21465696
18/02/2008	20622	3391	6299	9690	10016865	11458521	21475386

**Tabla 1.8 BOMBAS REDA DE ALTA PRESIÓN (parte 1)**

FECHA	PRESIONES (psi)		RATA	HORAS DE TRABAJO			PRESION CABEZA (psi)	
	SUCCIÓN	DESCARGA	bl/minuto	REDA 1 (POZO 117)	REDA 2 (POZO 65)	TOTAL	POZO 117	POZO 65
01/01/2008	70	1350	7	12	6	18	1050	1010
02/01/2008	70	1360	6,2	16	6	22	950	1010
03/01/2008	70	1400	6,4	17	4	21	960	1020
04/01/2008	70	1300	6,6	14	9	23	950	1000
05/01/2008	70	1300	6	12	10	22	950	1000
06/01/2008	70	1350	6,5	15	6	21	950	1010
07/01/2008	70	1350	6	12	10	22	950	1010
08/01/2008	70	1350	6	15	6	21	950	1010
09/01/2008	70	1350	7,7	14	6	20	980	1050
10/01/2008	70	1300	7,6	12	8	20	950	1020
11/01/2008	70	1340	7,8	14	8	22	980	1060
12/01/2008	70	1320	7,1	14	8	22	950	1000
13/01/2008	70	1300	7	14	8	22	940	980
14/01/2008	70	1300	6,4	12	8	20	950	1000
15/01/2008	70	1330	8,1	12	6	18	960	1040
16/01/2008	70	1330	8,1	13	6	19	960	1020
17/01/2008	70	1200	7,4	12	8	20	1060	1020
18/01/2008	70	1200	7,2	12	8	20	1050	1020
19/01/2008	70	1200	7,1	12	8	20	1040	1010
20/01/2008	70	1350	7,5	14	6	20	1050	1030
21/01/2008	70	1350	7,6	14	6	20	1050	1030
22/01/2008	70	1350	7,5	14	6	20	1050	1030
23/01/2008	70	1270	6,3	13	10	23	980	1020
24/01/2008	70	1330	6,8	20	1	21	980	1020
25/01/2008	70	1400	6,2	16	4	20	1020	1050

**Tabla 1.8 BOMBAS REDA DE ALTA PRESIÓN (parte 2)**

FECHA	PRESIONES (psi)		RATA	HORAS DE TRABAJO			PRESION CABEZA (psi)	
	SUCCION	DESCARGA	bl/minuto	REDA 1 (POZO 117)	REDA 2 (POZO 65)	TOTAL	POZO 117	POZO 65
26/01/2008	70	1300	6,5	13	8	21	990	1020
27/01/2008	70	1400	6,2	16	4	20	1020	1050
28/01/2008	70	1330	6	12	6	18	1000	1030
29/01/2008	70	1300	6	12	8	20	960	1000
30/01/2008	70	1300	7,3	12	8	20	960	1000
31/01/2008	70	1350	7,3	13	6	19	970	1010
01/02/2008	70	1380	7,8	14	4	18	970	1020
02/02/2008	70	1350	7,9	14	6	20	960	1010
03/02/2008	70	1330	8	12	6	18	980	1000
04/02/2008	70	1300	7,5	12	8	20	960	980
05/02/2008	70	1330	8,2	12	6	18	980	1000
06/02/2008	70	1350	7,3	14	6	20	960	1010
07/02/2008	70	1350	7,3	12	8	20	960	1000
08/02/2008	70	1350	7,3	12	8	20	960	980
09/02/2008	70	1300	7,5	12	8	20	940	980
10/02/2008	70	1300	7,5	12	8	20	940	980
11/02/2008	70	1310	7,3	14	8	22	940	980
12/02/2008	70	1330	7,2	12	8	20	950	980
13/02/2008	70	1270	5,3	10	8	18	950	970
14/02/2008	70	1350	6,3	14	6	20	980	1020
15/02/2008	70	1360	6,6	15	6	21	980	1020
16/02/2008	70	1360	6,6	15	6	21	980	1020
17/02/2008	70	1360	6,9	17	6	23	980	1020
18/02/2008	70	1350	6,7	16	6	22	980	1010

**Tabla 1.9 CONSUMO DE QUÍMICOS ESTACIÓN NORTE 2 (parte 1)**

FECHA	ANTICORROSIVO PI 106			ANTI ESCALA MX 592 (MX 503)			DETERMIQUIM DT-272		
	STOCK	TANQUEO	CONSUMO	STOCK	TANQUEO	CONSUMO	STOCK	TANQUEO	CONSUMO
01/01/2008	63		2	50		3	49		1
02/01/2008	60		3	47		3	47		2
03/01/2008	58		2	43		4	44		3
04/01/2008	55		3	39		4	43		1
05/01/2008	103	55	7	74	40	5	41		2
06/01/2008	100		3	72		2	40		1
07/01/2008	97		3	70		2	39		1
08/01/2008	95		2	67		3	38		1
09/01/2008	92		3	63		4	92	55	1
10/01/2008	89		3	61		2	91		1
11/01/2008	87		2	57		4	89		2
12/01/2008	85		2	55		2	86		3
13/01/2008	82		3	52		3	80		6
14/01/2008	79		3	49		3	79		1
15/01/2008	76		3	46		3	79		0
16/01/2008	73		3	96	55	5	77		2
17/01/2008	68		5	92		4	76		1
18/01/2008	65		3	88		4	75		1
19/01/2008	61		4	84		4	74		1
20/01/2008	58		3	80		4	73		1
21/01/2008	55		3	77		3	72		1
22/01/2008	51		4	74		3	71		1
23/01/2008	48		3	71		3	69		2
24/01/2008	46		2	69		2	68		1
25/01/2008	42		4	65		4	66		2

**Tabla 1.9 CONSUMO DE QUÍMICOS ESTACIÓN NORTE 2 (parte 2)**

FECHA	ANTICORROSIVO PI 106			ANTIESCALA MX 592 (MX 503)			DETERMQUIM DT-272		
	STOCK	TANQUEO	CONSUMO	STOCK	TANQUEO	CONSUMO	STOCK	TANQUEO	CONSUMO
26/01/2008	88	55	9	119	55	1	65		1
27/01/2008	85		3	116		3	63		2
28/01/2008	79		6	112		4	61		2
29/01/2008	77		2	110		2	60		1
30/01/2008	76		1	107		3	58		2
31/01/2008	75		1	105		2	57		1
01/02/2008	74		1	101		4	56		1
02/02/2008	73		1	96		5	54		2
03/02/2008	73		0	92		4	53		1
04/02/2008	71		2	89		3	52		1
05/02/2008	69		2	80		9	50		2
06/02/2008	68		1	79		1	49		1
07/02/2008	67		1	75		4	48		1
08/02/2008	65		2	72		3	47		1
09/02/2008	64		1	69		3	46		1
10/02/2008	62		2	66		3	45		1
11/02/2008	60		2	63		3	44		1
12/02/2008	58		2	60		3	43		1
13/02/2008	57		1	56		4	41		2
14/02/2008	107	55	5	54		2	40		1
15/02/2008	105		2	51		3	39		1
16/02/2008	104		1	49		2	38		1
17/02/2008	102		2	45		4	37		1
18/02/2008	100		2	43		2	36		1

**Tabla 1.10 ANÁLISIS QUÍMICO DE POZOS REINYECTORES**

POZO 65				
FECHA	Hierro (Fe)	Dureza (Ntu)	Sólidos (Sts)	Cloro (Cl)
			PPM	
04/01/2008	5,75	49	22	3000
06/01/2008	7,25	38	22	3800
08/01/2008	3,75	28,2	20	2950
11/01/2008	2,55	80	27	2600
13/01/2008	3,2	40	25	2600
19/01/2008	2,5	140	39,5	2700
21/01/2008	3,5	83	17,5	2400
25/01/2008	10,75	32,1	15	5700
31/01/2008	4	136	39	6300
02/02/2008	3,5	142	35,5	2550
04/02/2008	5,3	8,5	7,5	3000
13/02/2008	4,6	7,1	8,5	2400
15/02/2008	2,75	71,5	18	1850

POZO 117				
FECHA	Hierro (Fe)	Dureza (Ntu)	Sólidos (Sts)	Cloro (Cl)
			PPM	
04/01/2008	5,15	35,7	15,5	4000
06/01/2008	8,45	30,4	20,5	4200
08/01/2008	2,5	30,2	25	1900
11/01/2008	4,25	71	40	2500
13/01/2008	2,7	79	20	2500
19/01/2008	1,9	120	39	2550
21/01/2008	3,3	86	56,5	2200
25/01/2008	6,5	48,9	22,5	2800
31/01/2008	2,5	27,4	14	6500
02/02/2008	3	31,5	40	2800
04/02/2008	2	40	17	2450
13/02/2008	5,2	42,6	30	2200
15/02/2008	5	27,2	7	2800

## **CAPÍTULO II**

### **DESCRIPCIÓN DE UN SISTEMA CERRADO DE TRATAMIENTO Y REINYECCIÓN DE AGUA; ANÁLISIS DE SUS VENTAJAS Y DESVENTAJAS**

Para poder empezar a enfocarnos en nuestro estudio en particular, tomamos en cuenta antecedentes como la necesidad de un sistema de tratamiento y reinyección, como se dio el inicio de la aplicación de estos sistemas en el país, como han ido evolucionando y mejorando las técnicas utilizadas, y cuales han sido los principales sistemas usados en estos años en la industria nacional e internacional.

Con estos conocimientos previos pasamos a analizar detenidamente el funcionamiento del sistema cerrado, objeto del estudio a realizarse, definiendo la teoría de funcionamiento, y su aplicación en los equipos encargados de aplicarla para que el tratamiento y reinyección se de de manera óptima; poniendo atención a las ventajas y desventajas que nos presentan los cambios que se han dado a través de los años en comparación a sus antecesores los sistemas abiertos y semiabiertos.

#### **2.1. DESCRIPCIÓN DE UN SISTEMA CERRADO DE TRATAMIENTO Y REINYECCIÓN DE AGUA**

Como se dijo anteriormente empezamos con los aspectos teóricos fundamentales para luego pasar a la descripción completa propiamente dicha en donde se consideran los parámetros que se mencionan a continuación, y a partir de los cuales se realizará el estudio del sistema cerrado de tratamiento y reinyección.

### **2.1.1 NECESIDAD DE UN SISTEMA DE TRATAMIENTO Y REINYECCIÓN**

Como hemos podido analizar las características tanto físicas como químicas del agua de formación la convierten en la parte más indeseable de las operaciones petroleras a nivel mundial, y el más angustioso problema al momento de iniciar o continuar el desarrollo de un campo independientemente del lugar en que se desarrollen los proyectos.

Como es de conocimiento público esta no siempre se trató con el carácter que ameritaba y se dio un manejo irresponsable al desecharla durante mucho tiempo al medio ambiente, cuando hoy en día conocemos la necesidad de tratar esa agua en superficie con el fin de devolverla al subsuelo y así evitar se siga maltratando al entorno y quienes lo habitamos.

Los volúmenes de agua que se producen sobre todo en la actualidad en los campos maduros del oriente ecuatoriano, hacen indispensable tener completamente actualizados estos sistemas, más aun cuando se ha visto un aumento progresivo de la producción de esta a través de los últimos años, al entrar nuestros yacimientos en etapas de depletación.

No solo es necesario reinyectar el agua de formación, se debe realizar un óptimo tratamiento de la misma con miras a tener la menos cantidad de componentes indeseables, y mantener las instalaciones alejadas de problemas tan graves como son la corrosión, la escala o las bacterias como las principales.

Debemos considerar este aspecto como una necesidad básica dentro de las operaciones de producción de petróleo, ya que si bien no representan ganancias monetarias, el correcto manejo e implementación de modernos sistemas de tratamiento y reinyección de agua de formación, nos permite tener un ambiente sano, instalaciones mejor mantenidas, y suprimir al mínimo el problema que causa la producción de dicha agua.



Todo esto hace necesario e indispensable un sistema eficaz para el tratamiento y la reinyección de agua de formación con miras a la optimización de la totalidad de las operaciones hidrocarburíferas, que con las condiciones actuales necesitan de un gran impulso para sobresalir aún más en el panorama económico mundial.

### **2.1.2 HISTORIA DE LOS SISTEMAS DE REINYECCIÓN**

No está por demás volver a mencionar el trato indiscriminado que se le daba al agua en épocas pasadas, por falta de investigación y mucho interés en generar ganancias a corto tiempo sin pensar en que pasó a mediano y largo plazo.

En nuestro país principalmente Texaco y luego CEPE han sido atacadas y juzgadas por la historia como las grandes causantes del deterioro ambiental que a sufrido gran parte de la Amazonía, por el mal manejo del agua de formación, empezando en la época del primer boom petrolero nacional, en la década de los setentas.

Afortunadamente esa tendencia no continúa y desde un tiempo atrás hemos venido mejorando cada vez mas en el trato que se le da a esta parte fundamental dentro del proceso de extracción y producción de petróleo.

Ecuador tuvo que esperar hasta la década de los noventa para que se empiece a tomar en cuenta al agua de formación con la importancia que se merece, es en los primeros años de esta década en las cuales se hace los primeros intentos por empezar a tratar dicha agua y mejorar sus condiciones para ser desechada.

En esos años se construyó algunas piscinas de hormigón y separadores gravitacionales, los cuales se encargaban de sedimentar sólidos encontrados en la composición del agua y bajaban el contenido de crudo residual en la misma.

Se ha de mencionar que este aspecto era cumplido con relación a la ley ambiental de ese entonces, bajando la concentración de petróleo residual a menos de

10ppm, pero estos intentos se veían frustrados con el incumplimiento del resto de parámetros requeridos para el tratamiento óptimo del agua de formación.

Se tuvo que esperar a que estos intentos no rindieran los resultados necesarios para que la petrolera estatal, empiece a ejecutar los proyectos de tratamiento y reinyección de agua, mediante inversiones en la instalación de sistemas abiertos en las diversas estaciones de producción en el Distrito Amazónico.

Con el transcurso del tiempo, el deterioro de las instalaciones y los resultados obtenidos, se ha ido dando un progreso paulatino en los sistemas reinyectores antes mencionados, algunos se han modernizado pasando a cumplir mas estrictos parámetros, convirtiéndolos en sistemas semiabiertos y en algunos casos sistemas completamente cerrados, lo que lleva al objetivo principal de este proyecto.

Lamentablemente la empresa estatal no logra manejar estos sistemas de la manera más adecuada, necesitando en la actualidad una gran inversión para mejorar, optimizar y cambiar algunos de los mismos que no satisfacen las necesidades operativas.

Con esta premisa esperamos que el presente documento ilustre y ayude a la mejora de dichos sistemas que son parte vital de las estaciones productoras.

### **2.1.3 TIPOS DE SISTEMAS DE REINYECCIÓN**

Los sistemas de tratamiento y reinyección de agua de formación, han ido evolucionando a través del tiempo de acuerdo a las necesidades, efectividad e inconvenientes que se han encontrado en su uso.

El mecanismo probado ser el más eficiente y rentable, se logra evitando el contacto del oxígeno con el agua de formación, ya que esto motiva la formación de compuestos altamente corrosivos que afectan notoriamente las operaciones.

Vamos a continuación a revisar los tipos de sistemas que se han usado y se siguen usando en la industria hidrocarburífera, los cuales son: abierto, semiabierto y cerrado.

### **2.1.3.1 SISTEMA ABIERTO**

Este fue el pionero de los sistemas de reinyección y ha sido ampliamente usado a través de los tiempos, pero sin las especificaciones requeridas para que se de un óptimo manejo del agua de formación.

El principal problema de este sistema es el contacto que tiene el oxígeno con el agua que se piensa reinyectar, adicionalmente en este método no se ha contado con verdaderos procesos de tratamiento, lo cual ha dejado un agua prácticamente igual a la obtenida de la producción, y aún peor una mas corrosiva luego de las reacciones que genera el contacto con el aire.

Dentro del procedimiento encontramos que el agua obtenida de los tanques de lavado, directamente va a una piscina de almacenamiento, donde se intenta retirar el crudo remanente con el que llega el agua del tanque.

Luego de esto y con la adición de algunos químicos, se procede a la inyección del agua a través de las bombas booster la cuales la entregan a las bombas elevadoras las que se encargan de proveer la presión necesaria para que esta agua sea depositada en el subsuelo.

Como se indicó este fue el primer sistema conocido, y fue también el primero implementado en el país, lo que ha ocasionado muchos inconvenientes por sus falencias, y poco a poco se ha dado una evolución en este aspecto dentro de Petroecuador, cambiando y mejorando a sistemas mas modernos y eficaces, como los semiabiertos y cerrados.

### **2.1.3.2 SISTEMA SEMIABIERTO**

Este tipo de sistemas es bastante común en las instalaciones del país, esto debido a que ha dado buenos resultados, en relación a su antecesor el sistema abierto.

Su diseño se acerca bastante a lo que significa un sistema cerrado, omitiendo parte del proceso de tratamiento y con algún tipo de variaciones, que hace que en algunas partes del proceso se tenga contacto entre el agua que se está tratando y el aire del ambiente.

Un ejemplo de estas variaciones es tener una ventana en la parte superior de algunos tanques, lo que provoca el contacto agua – oxígeno, desfavoreciendo el desenvolvimiento óptimo del sistema, esto se da por la presencia de gases en los tanques y la necesidad de evacuar los mismos.

Típicamente en las estaciones de Petroproducción este sistema cuenta con un tanque de lavado, de donde viene el agua que ahí se separa del petróleo; un tanque de pulido o desnatador donde se tiene dichas ventanas, y donde se logra separar gran parte del aceite residual que contiene el agua; cuenta con la inyección de químicos para prevenir incrustaciones o corrosión a medida de las posibilidades, bombas incrementadoras de presión, que suben la misma para ser captadas por las otras bombas, las de alta presión, que al igual que en el sistema anterior se encargan de aumentar drásticamente la presión hasta superar los 1250 psi, logrando así completar el proceso de inyección.

El sistema cerrado se incluye en el siguiente punto, puesto que se realiza un análisis más extenso de su labor, incluyendo la parte teórica de su funcionamiento, los elementos que lo constituyen, y el tratamiento químico necesario para obtener un proceso óptimo y eficiente.

## **2.1.4 SISTEMA CERRADO**

El sistema cerrado lo podemos considerar como la evolución mas reciente en reinyección, su concepto básico es evitar el contacto entre el agua de formación y el oxígeno; y proveer un tratamiento capaz de mejorar notablemente las características y disminuir drásticamente los componentes indeseables del agua de formación, lo que beneficia enormemente al proceso, por razones ya mencionadas anteriormente, y que se detallan en el punto 2.2.

Como ya se habló este sistema y el semiabierto tienen gran parecido, contando incluso en general con los mismos elementos básicos.

Dentro de este punto vamos a hablar de dos aspectos importantes dentro de este sistema, los cuales son: teoría de funcionamiento, donde se explicará brevemente los métodos aplicados para un adecuado tratamiento y reinyección; y aplicación, donde describiremos adecuadamente los equipos, sus funciones y etapas que cumplen para realizar eficazmente este proceso.

### **2.1.4.1 TEORÍA DE FUNCIONAMIENTO**

En este punto encontramos los diferentes pasos que se siguen en el tratamiento y reinyección del agua entre los que encontramos los siguientes: remoción de petróleo y sólidos suspendidos, sólidos disueltos, y tratamiento químico.

En cada uno de estos puntos vamos a revisar cuales son los principios básicos que rigen su funcionamiento, para facilitar la comprensión y el entendimiento de la labor de los equipos en el proceso.

### 2.1.4.1.1 REMOCIÓN DE PETRÓLEO Y SÓLIDOS SUSPENDIDOS

La función principal de todo el equipo tratamiento de agua es causar la separación de las gotas de aceite que existen en la fase continua para flotar a la superficie. El objetivo es obtener agua libre de aceite y de otros componentes indeseables presentes en la misma, como son los sólidos suspendidos, para ello se recurre a los siguientes mecanismos físicos:

**SEPARACIÓN GRAVITACIONAL:** es el mecanismo mas comúnmente usado para la remoción de petróleo y sólidos suspendidos de agua producida.

Este proceso principalmente afecta al petróleo libre; emulsiones firmes y petróleo disuelto no logran ser removidos únicamente aplicando separación gravitacional.

Este principio se basa en la fuerza de gravedad para separar las gotas de aceite y el agua en fase continua; debido a que las gotas de petróleo son más ligeras o livianas que las de agua.

Las gotas de petróleo están influenciadas principalmente por dos tipos de fuerzas:

- La primera, es una fuerza flotante ejercida por ellas que le hace tender a subir a la superficie de la fase del agua.
- La segunda, es una fuerza de arrastre que se opone a la anterior, y aparece cuando las gotas de petróleo se mueven verticalmente a través de la fase de agua.

Cuando estas dos fuerzas se logran equilibrar, se puede calcular la llamada velocidad terminal constante, dada por la Ley de Stokes, mediante la siguiente expresión:

$$V_t = \frac{g * d_m^2 (\rho_w - \rho_o)}{18\mu}$$

La cual tiene las siguientes expresiones y unidades:

$V_t$  = Velocidad vertical terminal, (cm/s)

$g$  = Aceleración de la gravedad, 981 (cm/s<sup>2</sup>)

$d_m$  = diámetro de la gota de petróleo, (cm)

$\rho_w$  = densidad del agua, (g/cm<sup>3</sup>)

$\rho_o$  = densidad del petróleo, (g/cm<sup>3</sup>)

$\mu$  = viscosidad de la fase de agua a la temperatura de operación, (poise)

Esta misma expresión la podemos usar, con los datos en unidades de campo, realizándole unas ligeras variaciones, de acuerdo a dichas unidades, quedándonos lo siguiente:

$$V_t = \frac{1.78 * 10^{-6} * \Delta SG * d_m^2}{\mu}$$

Esta usa expresiones y unidades de campo como dijimos y son:

$V_t$  = Velocidad vertical terminal, (ft/s)

$d_m$  = diámetro de la gota de petróleo, ( $\mu\text{m}$ )

$\Delta SG$  = Diferencia de gravedades específicas (sin unidades)

$\mu$  = viscosidad de la fase de agua a la temperatura de operación, (cp)

La ecuación que hemos descrito se puede usar tanto para gotas de petróleo como para partículas sólidas que se necesiten extraer del agua de formación.

Cabe indicar que la expresión asume flujo laminar y comportamiento completamente esférico de la gota de petróleo en cuestión.

De la Ley de Stokes, podemos recoger sus aspectos más importantes, dentro de la gran influencia que tienen en ciertos parámetros en el levantamiento de petróleo en el agua de formación, por separación gravitacional, estos son: el

tamaño de la gota, la diferencia de gravedades específicas y la temperatura de operación.

**Tamaño de la Gota:** de todos los factores que afectan esta ley, este es el principal, y el de mayor impacto en el momento de elevar a la superficie del agua las gotas de petróleo, esta elevación se incrementa cuando lo hace el tamaño del diámetro, en una relación cuadrática, consecuentemente un tamaño mayor representa una mayor rapidez al momento de subir el petróleo a la superficie del agua en este proceso.

**Gravedades Específicas:** este es el segundo mayor factor al momento de analizar el efecto de separación gravitacional, ya que mientras mayor es la diferencia de gravedades específicas mayor será la velocidad vertical terminal, por lo tanto mientras mas ligero es el crudo que tengamos mas fácil será el tratamiento del agua.

**Temperatura de Operación:** mientras mas baja es la viscosidad del agua, mayor es la velocidad terminal, como conocemos que la viscosidad y la temperatura son inversamente proporcionales, esto resulta dándonos una razón proporcional directa entre la temperatura y la velocidad, lo que significa que será mas fácil el tratamiento de un agua mientras mas caliente se encuentre esta.

La temperatura se rige normalmente a condiciones de yacimiento y al tren de tratamiento en superficie, pero en ocasiones puede ser controlada para reforzar el proceso de separación.

A continuación mencionamos dos mecanismos son factores trascendentales en la separación gravitacional, ya que su importancia radica en el impacto que tienen en el tamaño de la gota de petróleo dentro de este proceso.

**DISPERSIÓN:** El mecanismo de dispersión disminuye el tamaño de la gota.



Esto se da por el aumento de presión que sufre el interior de la gota de petróleo, sobre todo cuando fluyen a niveles altos.

Se puede dar a atravesar válvulas de control, equipo de procesamiento, bombas o líneas de flujo, lo que ocasiona agua mas difícil de tratar mientras mas se de este proceso, afectando obviamente al mecanismo de separación gravitacional.

**COALESCENCIA:** es el proceso mediante el cual, gotas pequeñas de petróleo chocan entre si resultando una unión entre ellas, combinándose y juntándose dando lugar a gotas de diámetros mayores.

El tamaño de la gota en procesos de separación se ve aumentado por este fenómeno, sobre todo cuando se aumenta el tiempo de retención del equipo.

Finalmente es útil conocer que esta ocurre más rápidamente en dispersiones concentradas; y, se puede mencionar que el proceso de coalescencia se ve incrementado por la diferencia de tensiones interfaciales entre la gota de petróleo y la de agua, es decir a mayor diferencia entre estas, existe mayor presencia de este fenómeno.

**FILTRACIÓN:** en este mecanismo el agua de formación es pasada a través de un medio poroso con o sin la adición de sustancias químicas.

Aquí la presión aplicada es con el fin de superar la resistencia al flujo de la membrana del filtro, en donde normalmente deben ser retenidos sólidos y petróleo suspendidos, en algunos casos el petróleo puede coalescer pero no ser retenido.

Normalmente es agua pasa a través de varias capas escalonadas, las cuales se encargan de retener sólidos, los cuales son retirados luego en el proceso denominado retrolavado, estas capas pueden ser de carbón, arena, u otros materiales.

**Mecanismos:** Los mecanismos más relevantes por los cuales un filtro puede separar petróleo suspendido y sólidos del agua son los siguientes:

*Intercepción Directa:* es el mecanismo predominante. Si las partículas son del tamaño suficientemente más grande que los poros del filtro, son detenidas y removidas por intercepción directa por los poros del filtro.

En este tipo las partículas también pueden ser removidas interceptándolas directamente a lo largo del espesor del medio si las aberturas de los poros varían en tamaño.

Se supone que lo óptimo será que el tamaño poral disminuya en dirección del flujo, y la intercepción sea cada vez de partículas de menor tamaño.

*Adhesión:* las partículas considerablemente más pequeñas que el tamaño del poro pueden atarse a la superficie del medio del filtro. La adhesión es muy relevante en las partículas menores de 5  $\mu\text{m}$  y bajo condiciones bajas de flujo.

*Adición Química:* La separación por los mecanismos anteriores se refuerza por el uso de químicos en el tratamiento (usualmente polímeros de peso moleculares altos), que promueve la unión de la gota, y adhesión de aceite y sólidos a los medios de comunicación del filtro.

Adicionalmente podemos encontrar el fenómeno de coalescencia antes mencionado también en este punto, actuando el medio del filtro como coalescedor, proveyendo una superficie sólida que puede ser contactada y mojada por pequeñas gotas de petróleo formando una película que a la larga puede taponar el filtro y causar problemas.

Encontramos de igual manera varios tipos de filtros que se mencionan oportunamente en la sección 2.1.4.2.1.

### 2.1.4.1.2 REMOCIÓN DE SÓLIDOS DISUELTOS

Los constituyentes que forman la mayor parte de los sólidos disueltos que se encuentran en la composición del agua de formación son: sodio, potasio, calcio y magnesio; estos como constituyentes de carbonatos, sulfatos, cloruros y componentes orgánicos disueltos.

Los sólidos disueltos se suelen mencionar con las siglas TDS, por su nombre en inglés, Total Dissolved Solids, y suelen variar de acuerdo a la zona o región donde se encuentran.

Los TDS pasan a tener particular significado e importancia si su concentración se encuentra por encima de los 8000 mg/l, debiendo usar métodos para disminuir estas cantidades, estos métodos los analizamos en este punto y son los siguientes:

**EVAPORACIÓN:** este es un proceso industrial bien establecido que tiene muchas aplicaciones.

Dentro de estas aplicaciones encontramos que nos sirve también como un método de remoción de los sólidos disueltos del agua de formación que queremos tratar.

Para darse este proceso se debe aplicar una cantidad de calor la cual termina produciendo vapor en el agua de formación, y nos brinda luego la remoción de los TDS, teniendo en la concentración del vapor de agua producido una baja concentración de los mismos.

**ELECTRODIÁLISIS:** este es un sistema usado para la remoción de sales disueltas en el agua de formación, con miras a producir agua apta para el consumo humano.

Este proceso es capaz de reducir la concentración de TDS de aproximadamente 10000 mg/l a menos de 1000 mg/l, y es más económico su uso que otros

procesos de reducción de TDS menos óptimos, esto con miras a tener un agua fresca y bebible.

Al no ser el objetivo del presente documento producir agua apta para el consumo no se profundizará en este aspecto, sin embargo se debería considerar para futuras aplicaciones, sobre todo tomando en cuenta que en la actualidad se tienen únicamente pocos proyectos pilotos de este aspecto instalados en la industria.

**ÓSMOSIS INVERSA:** este sistema tiene la misma aplicación que el anterior, usándose incluso en agua marina para tratarla con miras a tener una bebible y consumible.

Este proceso puede reducir los TDS de 35000 mg/l a una cantidad menor a 1000 mg/l, aunque el tratamiento por encima de los 10000 mg/l no ha sido extensivamente evaluado y comprobado.

Estos dos métodos son la base para un lograr en un futuro el tratamiento completo del agua que no solamente sea para reinyectarse, sino se la pueda usar como beneficio para todos nosotros.

Claro que de estos métodos mencionados la evaporación es el único que se lo puede aplicar con miras a reducir considerablemente los TDS para reinyección de agua de formación, de acuerdo a los parámetros necesarios.

#### **2.1.4.1.3 TRATAMIENTO QUÍMICO**

Los químicos se usan para una variedad amplia de propósitos dentro el proceso de tratamiento y posterior reinyección del agua de formación, normalmente en respuesta a los problemas que se presentan día a día en dichos procesos.

Se debe mencionar que dentro de este aspecto, el costo directos del químico aplicado es solo una parte de del costo que representa su uso, ya que se debe incluir costos indirectos como la compra del equipo de inyección, el transporte, y

monitoreo como algunos de los factores a considerar para un completo mecanismo de aplicación del tratamiento químico al agua de formación a reinyectarse.

Se tiene en ocasiones diferentes tipos de químicos que sirven para los mismos propósitos, estos normalmente realizan la misma función al tener componentes similares, diferenciándose cuando se trata de químicos para propósitos específicos; los que vamos a analizar a continuación son los mas generales y comunes en la industria, e igualmente los de mayor uso y distribución para contrarrestar los problemas mas frecuentes en el tratamiento, revisamos sus conceptos y funcionamiento general, dejando su aplicación propiamente dicha para ser detallada en la sección 2.1.4.2.

Se consideran los siguientes tipos de químicos:

**INHIBIDORES DE ESCALA:** llamados también inhibidores de incrustaciones, son químicos que retrasan, reducen o previenen la formación de escala cuando son añadidos en pequeñas cantidades a un agua propensa a formar escala.

Cuando las incrustaciones empiezan a formar cristales muy pequeños se precipitan en el agua, entonces el inhibidor se adsorbe en la superficie de los cristales mientras todavía son muy pequeños y previenen futuros crecimientos.

En algunos casos los inhibidores previenen que los cristales de incrustación de adhieran a las superficies sólidas tales como tanques o tuberías.

Un inhibidor es preferible para aplicaciones de tratamiento de agua cuando es capaz de prevenir todo tipo de precipitaciones, cuando esta ocurre las partículas de escala todavía pueden formar depósitos y contribuir a taponar aun cuando se haya prevenido la formación de escala adherente.

**Tipos de Químicos:** pueden ser de dos tipos: orgánicos e inorgánicos:

*Orgánicos:* son la mejor vía con miras a realizar un buen control de escala o incrustaciones en la industria y pueden ser los siguientes: *Esteres Fosfatos*, que son normalmente más efectivos para contrarrestar el Sulfuro de Calcio, los cuales pierden efectividad y pueden producir hidrólisis, o separación en iones de las moléculas por sobre los 100 °C; *Fosfonatos*, que son generalmente más efectivos para combatir las incrustaciones por Carbonato de Calcio, resultando más estables que los esterres brindando protección por sobre los 175 °C; y, *Polímeros*, como los acrílicos los cuales son usados para aplicaciones de altas temperaturas, sobre los 175 °C.

*Inorgánicos:* el control de escala se puede dar también con el uso de polifosfatos inorgánicos, los cuales pueden ser de dos tipos: los primeros se presentan como polifosfatos llanos sólidos no cristalinos que se disuelven rápido y fácilmente en agua; los segundos son polifosfatos de solubilidad controlada que se disuelven más lentamente y a un costo más elevado; si se llegan a necesitar su elección depende del tipo de tratamiento y el costo relativo que estos representan.

Estos poseen un problema ya que con el tiempo pueden cambiar de forma y ya no actuar más tiempo como inhibidores de incrustaciones o escala.

**INHIBIDORES DE CORROSIÓN:** estos son químicos orgánicos o inorgánicos que son inyectados en un sistema para prevenir la corrosión de los componentes metálicos.

La teoría de la corrosión y fue analizada anteriormente y por ende solo nos referiremos a los inhibidores y su acción como tales, a las formas de actuar y a los diferentes tipos que encontramos en la industria.

Su acción se basa en interferir las reacciones anódica o catódica, formando una barrera protectora en la superficie del metal; los compuestos más usados en el medio contienen amina o sea compuestos orgánicos de nitrógeno, se los

consigue sin mayor dificultad y son bastante efectivos, teniendo como componentes usuales un disolvente base, componentes inhibidores y algunos tipos de aditivos como por ejemplo: dispersantes, los cuales aumentan el ya mencionado efecto de dispersión; surfactantes, para limpieza de la tubería antiespumantes, encargados de evitar la presencia de burbujas; y, demulsificantes, separadores de petróleo residual que acentúan la acción del químico únicamente en el agua de formación.

Es de mencionar que para realizar una selección adecuada del inhibidor a usarse se recurre a diversos pasos como por ejemplo la experiencia, pruebas de laboratorio y de campo, suposiciones empíricas, o el consejo de las personas de las empresas proveedoras, aconsejándose valerse de algunos de estos parámetros para tener como resultado un químico óptimo y eficaz para el tratamiento.

**Tipos de Químicos:** primeramente podemos mencionar dos tipos de inhibidores de corrosión los cuales pueden ser solubles o dispersos (poco solubles) en agua, los primeros mas comúnmente usados, los segundos brindan mejor protección pero tienden a provocar incrustaciones debido a su poca solubilidad en el agua.

Ahora si se considera la presencia de oxígeno existen algunos tipos de inhibidores que se pueden usar, entre ellos los que previenen que el oxígeno ingrese al sistema, los que remueven el oxígeno presente mediante químicos o medios mecánicos, o los que proveen una cubierta al sistema; los cuales no analizaremos a profundidad ya que el presente documento se encamina al estudio de un sistema sin presencia de oxígeno, por lo que el análisis de estos tipos de inhibidores es innecesario.

Tomando en cuenta el principio de funcionamiento fundamental de los inhibidores que es no permitir las acciones catódicas o anódicas, nos encontramos con 4 tipos de estos, que se mencionan a continuación:

*Catódico:* estos provocan una demora en la reacción catódica dentro del material, o a su vez precipitan las áreas catódicas aumentando la resistencia en el circuito de corrosión, un ejemplo de estos es el arsénico.

*Anódico:* como los cromatos o los nitratos, los cuales polarizan el ánodo interfiriendo en su reacción, pero su uso en cantidades menores a las adecuadas pueden elevar la corrosión por picaduras.

*Óhmico:* este igualmente aumenta la resistencia del circuito de corrosión, formando un tipo de películas de protección tanto en zonas catódicas como anódicas.

*Orgánico:* estos son efectivos en sistemas que contienen sulfuro de hidrógeno ( $H_2S$ ) y/o dióxido de carbono ( $CO_2$ ), pero no son efectivos en sistemas que contienen oxígeno, lo cual nos beneficia dado el sistema que estudiamos, actúan sobre las dos áreas tanto anódica como catódica, en proporciones diferentes dependiendo de algunos factores como el tamaño de la molécula, el potencial propio del metal o la estructura química del inhibidor.

**CONTROL QUÍMICO DE BACTERIAS:** de tener presencia de microorganismos como las bacterias en el agua de formación, nos exponemos a tener una alta corrosión así como un taponamiento del equipo o incluso del pozo inyector.

Para dar la debida atención que se merece este punto debemos partir desde el comienzo, es decir que son las bacterias, cuales son sus tipos, de ellos cuales afectan nuestros intereses, y prácticamente como manejar su presencia con determinados químicos que contrarrestan sus efectos.

Las bacterias son como dijimos microorganismos, que se encuentran en el agua de formación, no son los únicos ya que también existen protozoos, algas y hongos.



Son visibles solo en laboratorio bajo microscopio, su célula selecciona las sustancias que pasan entre el ambiente externo y su organismo, mediante una membrana poco permeable.

Se clasifican desde varios puntos de vista como son:

*Forma y Tamaño:* considerando que las bacterias son sumamente pequeñas (no superan la media micra de diámetro), pueden ser *esféricas*, en donde encontramos los estreptococos, estafilococos, entre otros; o *rodillos*, como los bacilos (rectos), y el siognoide, espirilo o vibrio (curvos).

*Presencia De Oxígeno:* esta es una clasificación muy usual y conocida, además de útil para nuestro estudio; se mencionan: las *aeróbicas*, que requieren de oxígeno para crecer; las *anaeróbicas*, que crecen mejor sin la presencia del mismo; y las *facultativas* que pueden crecer con o sin oxígeno.

Un punto importante es el ambiente donde se desarrollan, ya que de una sola bacteria pueden llegar a obtenerse millones de las mismas, tomando en cuenta la alta velocidad de reproducción de estas.

Viven y crecen bien en rangos de temperatura menores a 180°, aunque soportan situaciones más difíciles de entre pocos grados hasta mas de 200°F; igualmente el pH óptimo es neutro con una tolerancia de 2 grados (entre 5 y 9), aunque se las ha visto resistir pH completamente ácido e incluso alcalino de mas de 10; estas se desenvuelven bien en agua salada, aun cuando prefieran el agua dulce, su resistencia y adaptabilidad las ha hecho soportar altas concentraciones salinas de incluso 100000 ppm de NaCl.

Las bacterias afectan aumentando la corrosión de diversas maneras, como la producción de sulfuro de hidrógeno, ácidos orgánicos, enzimas, o produciendo oxidación en el hierro presente en el agua de formación.

Como se conoce las bacterias que mas afectan nuestros intereses son las sulfato-reductoras (BSR), produciendo sulfuro de hidrógeno ( $H_2S$ ), de la reducción de los iones sulfatos a iones sulfuros, de ahí su nombre.

Estas actúan principalmente en aguas estancadas, dándose sus principales apariciones en lugares como piscinas, filtros y tanques.

Toleran altas presiones y al aumentar esta parece ser que las BSR's aumentan el rango de temperatura a la que sobreviven.

Finalmente vale mencionar que las BSR's se nutren de nitrógeno, fósforo, carbón, hierro (disuelto), y especialmente iones sulfato.

Para contrarrestar el efecto de estos microorganismos se puede recurrir a varias alternativas químicas que bien las matan, inhiben o retardan su crecimiento.

**Tipos de Químicos:** los químicos usados para el control bacteriano se pueden clasificar de acuerdo a su función, así:

*Bactericida:* este es el químico que mata las bacterias.

*Bacteriostato:* este químico retarda o inhibe el crecimiento bacteriano.

*Biocida:* evitan que las bacterias se reproduzcan con rapidez, matando incluso otro tipo de vida además de las bacterias, son los mas conocidos y de uso mas común en nuestro medio.

*Biostato:* retarda el crecimiento de otras formas de vida además de las bacterias.

Se debe mencionar el hecho de que en ocasiones el tratamiento químico de control de bacterias asume más importancia al tener un tratamiento mecánico limitado, esto de acuerdo al sistema que tengamos y a las necesidades que se presenten.

**DEMULSIFICANTES:** la separación del agua emulsificada del petróleo puede ser realizada con un tipo de aditivos químicos llamados rompedores de emulsiones o más comúnmente demulsificantes, los que se encargan de atacar la interface entre la gota de petróleo y agua.

Este químico puede causar la dispersión de las gotas por ruptura y darse la unión de las mismas en gotas más grandes.

Esto resulta en la diferencia de densidades entre las dos fase líquidas, haciendo que la separación se torne más rápida, adicionalmente ningún sólido se encontrará presente en la interface petróleo-agua.

Los demulsificantes más comunes en la industria suelen ser la mezcla de dos o más productos, dispuestos con el afán de obtener el mejor balance de velocidad de reacción, limpieza de petróleo y claridad del agua.

Generalmente en estas mezclas se tienen dos componentes; el primero es la base solvente normalmente un corte de nafta aromática constituyendo entre un 50 a 70% del total; el restante porcentaje, de 30 a 50%, lo constituyen los varios tipos de químicos demulsificantes; tomando en cuenta que hay compuestos en los que se incluye una mínima cantidad de un agente mojante soluble en agua (<0.01%), que puede ser sodio, sal de amonio o detergente casero.

Adicionalmente se conocen los llamados rompedores inversos, que cuando muchas de las gotas de petróleo en emulsiones inversas tienen una carga negativa, estos llegan con una carga positiva, neutralizan la carga de la gota y promueven que las gotas se junten.

Estos rompedores inversos tienen propiedades surfactantes para reducir la tensión interfacial, permitiendo a las gotas de petróleo unirse y formar gotas más grandes, los más comunes de estos químicos son la poliaminas y los compuestos de poliaminas cuaternarias.

**COAGULANTES Y FLOCULANTES:** estos son químicos que se usan normalmente para la remoción de los sólidos suspendidos en el agua de formación.

Normalmente son similares a los rompedores inversos, con la diferencia de no causar una disminución en los valores de tensión interfacial.

*Los coagulantes* trabajan por precipitación, con el precipitado se puede realizar las labores de neutralizar y entrapar las partículas sólidas suspendidas.

Estos son generalmente polímeros catiónicos de bajo peso molecular, por ejemplo las poliaminas, otros coagulantes usados son aluminio, hierro y zinc.

*Los floculantes* son igualmente polímeros catiónicos, pero con la diferencia de poseer un alto peso molecular, y adicionalmente pueden encontrarse tipos aniónicos o no iónicos, el mencionado peso molecular es de cien a mil veces mayor que el de los coagulantes.

#### **2.1.4.2 APLICACIÓN**

Es en este punto en donde vamos a mencionar y detallar como los diferentes principios analizados anteriormente teóricamente se llevan a cabo en los diferentes equipos que encontramos para el tratamiento del agua de formación.

Básicamente la estructura para ser explicativos se la realizará en el mismo orden y tomando en cuenta los procesos vistos anteriormente, analizando las aplicaciones específicas de cada uno.

Se debe mencionar que no todos los equipos que se detallan a continuación son empleados normalmente dentro de un sistema de tratamiento y reinyección, eso depende de las necesidades y configuración del diseño que se vaya a implementar, pero típicamente los equipos mas comunes son los Skimmers, filtros con retrolavado incluido, equipo de inyección de químicos, tanques de almacenamiento y bombas tanto boosters como de alta presión, pudiendo

añadirse de acuerdo a las necesidades mas equipo de tratamiento; tanto los mencionados como otros equipos necesarios en alguna ocasión se encuentran descritos a continuación, dependiendo de la función que desempeñen.

#### **2.1.4.2.1 EQUIPOS Y APLICACIONES PARA REMOCIÓN DE PETRÓLEO Y SÓLIDOS SUSPENDIDOS**

Como se mencionó el objetivo es separar las gotas de petróleo que todavía existen en el agua de formación, igualmente se espera hacerlo con los sólidos suspendidos, mencionamos los equipos necesarios en los mismos procesos que son:

**SEPARACIÓN GRAVITACIONAL:** dentro de este aspecto encontramos la forma más simple de aplicarlo en los tanques desnatadores o skimmers, descritos a continuación.

**SKIMMERS:** llamados comúnmente tanques desnatadores, es un cilindro vertical u horizontal cuyo propósito básico es eliminar el contenido de aceite residual.

Estos proveen un tiempo de retención prudente y necesario para que las gotas de petróleo suban a la superficie de la fase del agua por diferencia de densidades y para los sólidos se sitúen en el fondo del mismo, la película de aceite que se forma en la superficie del equipo es retirada automáticamente, para ser retornada al proceso.

Este tiempo puede tener valores variables, pero media hora es un valor típico para este aspecto, aunque tratándose de crudos pesados este tiempo aumenta notoriamente llegando a superar las 12 horas y necesitándose mas de un tanque desnatador para su tratamiento.

Junto al tiempo de retención se ha establecido de acuerdo a la experiencia que otros aspectos importantes que definen la eficiencia del skimmer son: la carga hidráulica, proporción área-profundidad, y la configuración interna del tanque.

En los desnatadores se adicionan floculantes para ayudar a la formación de gotitas grandes de petróleo, por coalescencia, al igual que pueden ser reforzados con la adición de químicos demulsificantes, cuyas dosis normalmente pueden estar entre los 5 a los 20 mg/l.

Este tipo de tanques poseen un sistema de venteo de gas en la parte superior, accionado por un extractor de niebla; igualmente en la parte inferior se procede a retirar el agua que debe tener la menor cantidad de aceite residual, considerando pertinente menos de 20 ppm.

Las figuras 2.1 y 2.2 nos muestran los esquemas típicos de este tipo de tanques, tanto uno horizontal como uno vertical.

Figura 2.1 Esquema de un tanque desnatador o Skimmer Horizontal

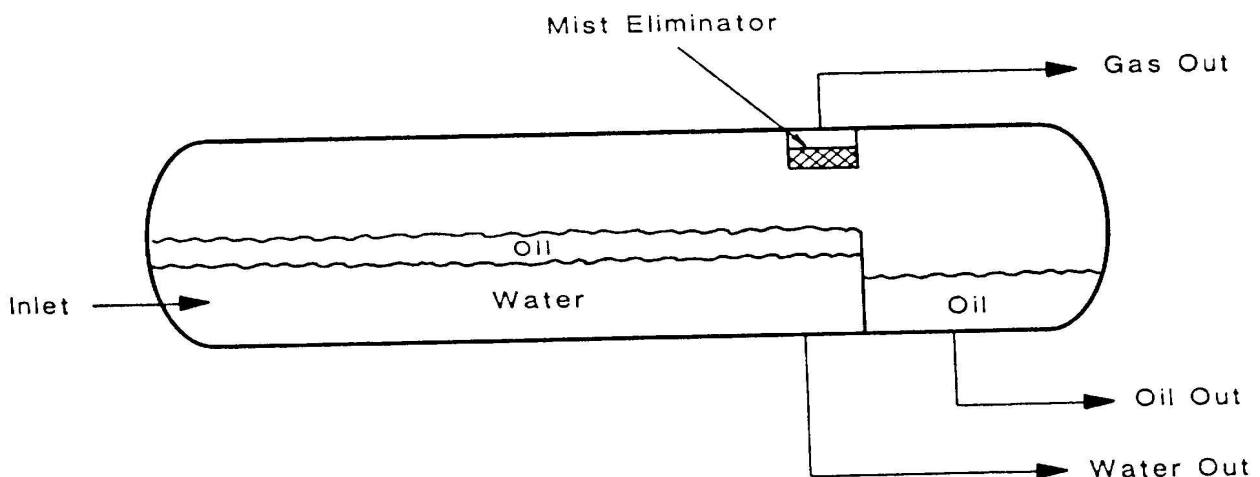
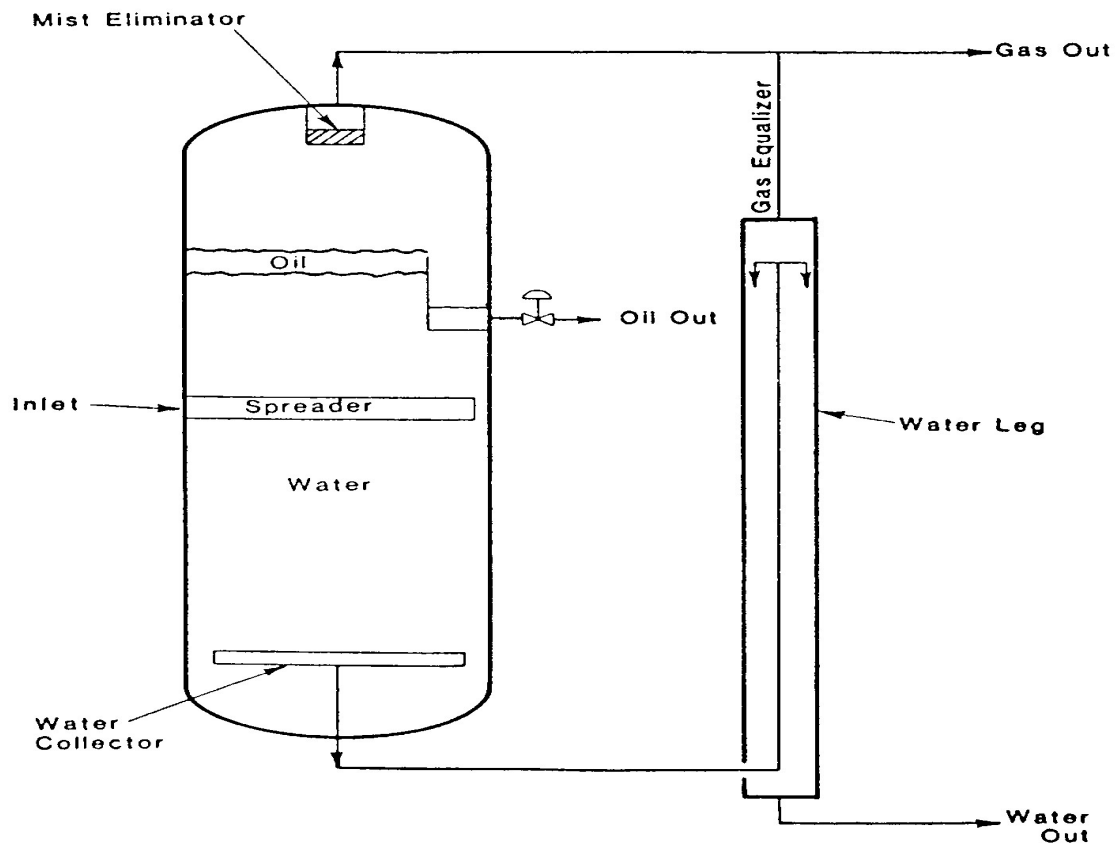


Figura 2.2 Esquema de un tanque desnatador o Skimmer Vertical



Entre las características generales de los skimmers encontramos el estar limitado por la gravedad del petróleo y el tamaño de la gota; ser eficiente para manejo de sólidos; la remoción se puede dar de manera manual o automática; y el no requerir mucho mantenimiento.

La información necesaria para realizar el diseño de estos equipos incluye la cantidad y tipo de sólidos contenidos; la concentración y distribución de gotas de petróleo; la capacidad de tratamiento; la diferencia de gravedades específicas entre agua y petróleo; y la temperatura del agua, como los más importantes.

**FILTRACIÓN:** estos como se revisó previamente son los equipos encargados de retener partículas del agua de formación a través de medios porosos.

Se considera importante en estos equipos el mantenimiento que debe realizarse periódicamente retirando el material que ocupa el medio filtrante, con el objetivo de no saturar el mismo.

Para un correcto entendimiento vamos a analizar los diferentes tipos de filtros que encontramos en la industria, dividiéndolos básicamente en dos tipos de los cuales desencadenamos toda la gama de filtros existen y se encuentran descritos a continuación.

**Tipos de Filtros:** los dividimos de acuerdo al tipo de medio que operan siendo estos suelto y fijo.

**Filtros de Medio Suelto:** este tipo de filtros posee una cama de material granular que permite tanto el filtrado de sólidos suspendidos como facilita la coalescencia de gotas de petróleo residual.

Estos filtros usan como medio, cama o también llamado lecho materiales como granate, arena, antracita, cáscara de nuez o resinas.

Dentro de este tipo se incluyen los filtros de cama profunda y los precubiertos.

**Filtros de cama profunda:** en este tipo el medio mojante es esencial para la eficacia del proceso, y los dos tipos principales de equipos son los filtros de medio granular y de medio coalescente, siendo estos dos parte de los diferentes tipos de filtros que existen clasificados por diferentes aspectos como: la dirección del flujo y el tipo de medio filtrante, los cuales se analizan a continuación.

- **Dirección del Flujo:** de acuerdo a este aspecto encontramos filtros de flujo ascendente y descendente.



*Filtros de flujo ascendente:* en este tipo el agua fluye de abajo hacia arriba, el medio se sujeta por una rejilla de acero, el mecanismo de retrolavado se lo realiza en la misma dirección que el filtrado con aire y agua no filtrada.

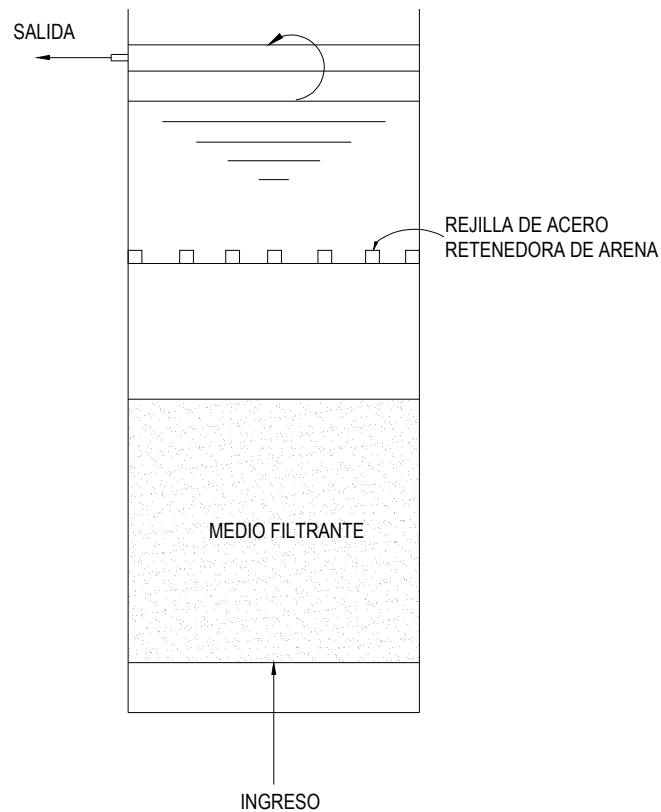
*Filtros del flujo descendente:* como se supone en este tipo el agua ingresa por la parte superior fluyendo hacia abajo, funcionando a mayor velocidad que los anteriores, retienen partículas más grandes que los de flujo ascendente.

Los esquemas de estos dos tipos de filtros pueden observarse en las figuras 2.3 y 2.4 respectivamente.

Figura 2.3 Filtro de flujo ascendente



Figura 2. 4 Filtro de flujo descendente



- **Tipo de Medio Filtrante:** estos pueden ser de medio simple, doble o múltiple.

*Medio Simple:* estos filtros son más simples y tienen menor costo de implementación, pero a su vez necesitan una cama de material más profundo para equiparar resultados con los demás equipos, esto a más de que la calidad del agua filtrada no es tan alta como con más medios.

Estos tipos de filtros pueden ser por ejemplo de arena, cuyo costo es bajo y está comúnmente disponible, pero su porosidad es menor que la antracita, que es otro de los medios disponibles para este proceso.

*Medio Doble:* normalmente tienen una mayor eficiencia que los de medio simple, pero a su vez necesita más mantenimiento y su costo igualmente se incrementa en relación al anterior.

*Medio Múltiple:* estos proveen la mayor calidad de filtración de estos tipos, bastante más costoso y similar al de medio doble, su elección depende de las necesidades y economía del proyecto.

Los dos tipos de filtros mas representativos de cama profunda de acuerdo a las divisiones mencionadas son los filtros de medio granular y los coalescentes.

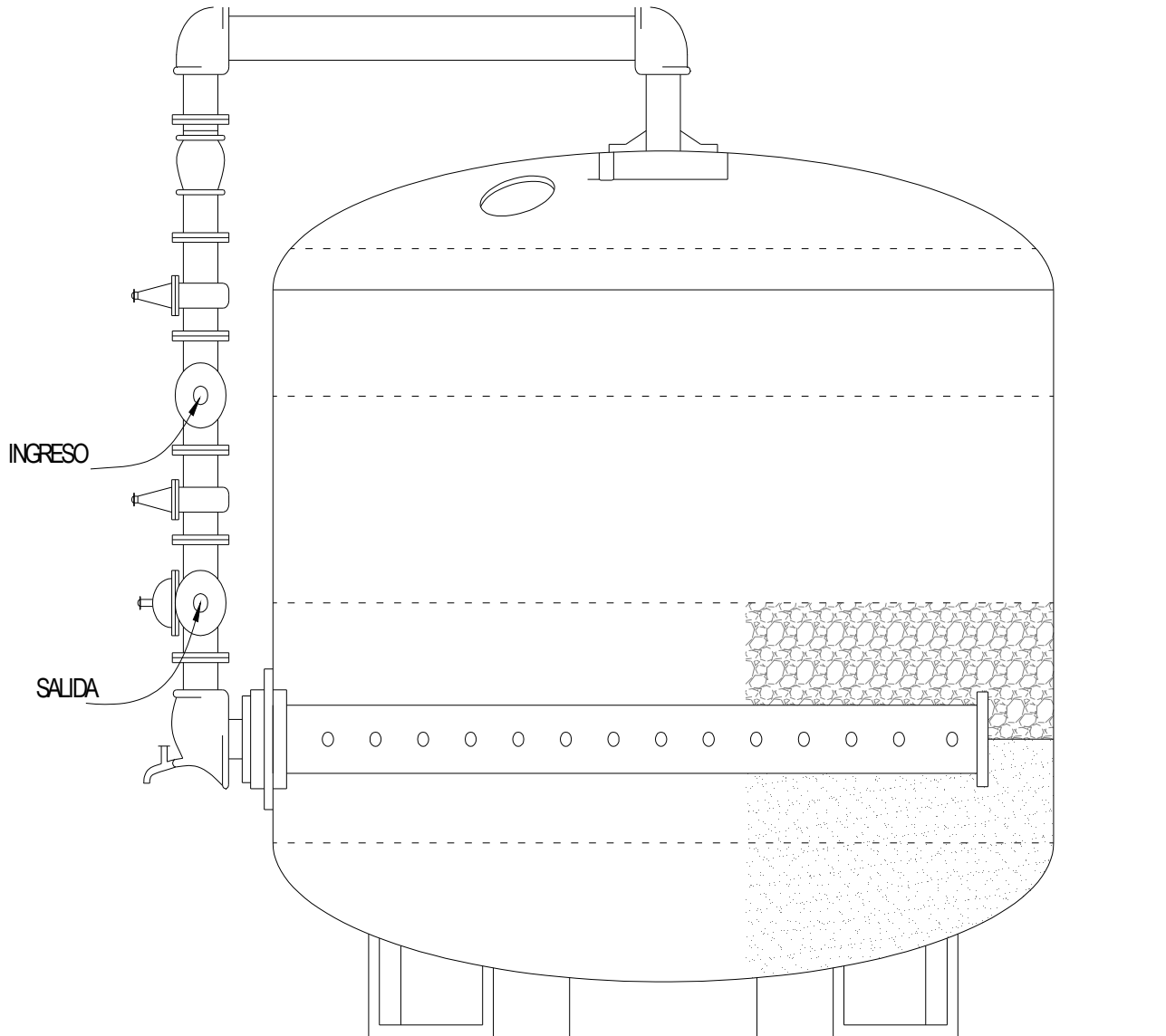
*Filtros de medio granular:* se encuentran comúnmente en flujo descendente, aunque en ocasiones es posible que existan en flujo ascendente; teniendo medio o cama simple, doble o múltiple de acuerdo a la necesidad.

Se componen generalmente de un cilindro colocado en forma vertical, con un espacio graduado de medio filtrante de los materiales ya mencionados anteriormente, siendo la mas común la arena, siendo usada como medio simple en filtros granulares para el tratamiento del agua de formación.

El retolavado consiste en un flujo de limpieza a través del medio filtrante con el fin de remover posibles contaminantes presentes, pudiendo adicionarse químicos para facilitar la tarea, y se encuentra incluido tanto en este tipo como en todos los filtros comúnmente usados en la industria.

Un esquema común de este tipo se encuentra en la figura 2.5

Figura 2. 5 Filtro de medio granular



*Filtros coalescentes:* operados ocasionalmente en flujo descendente y con un medio simple, obteniéndose el mejor resultado cuando el medio se lo direcciona de mas grande a mas pequeño de acuerdo a la dirección del flujo, en caso de estar en flujo ascendente puede ayudar a la flotación de gotas de petróleo y a su transporte en el medio.

Este último se observa en la figura 2.6, y se encuentra dividido en tres zonas que de abajo hacia arriba son: zona condicionada, donde se asegura la acción y se puede adicionar químicos; la cama o medio granular donde coalescen las gotas y se remueven los sólidos; y, la zona de separación donde se recolecta el petróleo producto de la coalescencia, y donde se descarga el mismo.

Un ejemplo específico de este tipo es el *filtro de cáscara de nuez*, cuyo diseño se basa en el uso de estas como medio filtrante, adicionándole cáscaras de pacana, siendo un medio efectivo y que favorece la coalescencia de gotas de aceite.

Ampliamente usados en nuestro medio, se puede apreciar un diagrama de este tipo de filtro en la figura 2.7.

***Filtros Precubiertos:*** estos operan alimentando el medio filtrante de agua, y cuando este se encuentra saturado con petróleo y sólidos suspendidos es expulsado mediante el sistema de retrolavado, luego de este procedimiento una nueva capa precubierta es colocada, de ahí el nombre del filtro.

**Filtros de Medio Fijo:** este tipo de aplicaciones utilizan únicamente un medio poroso para retirar los sólidos suspendidos y lograr la coalescencia de las gotas de petróleo también suspendidas, aquí el medio filtrante es cambiado luego de ser severamente dañado por el aceite y los sólidos, aunque en ocasiones y dependiendo del tipo estos se pueden limpiar y reutilizar.

Estos incluyen dos tipos de filtros: de bolsa y de cartuchos.

Figura 2. 6 Filtro coalescente flujo ascendente

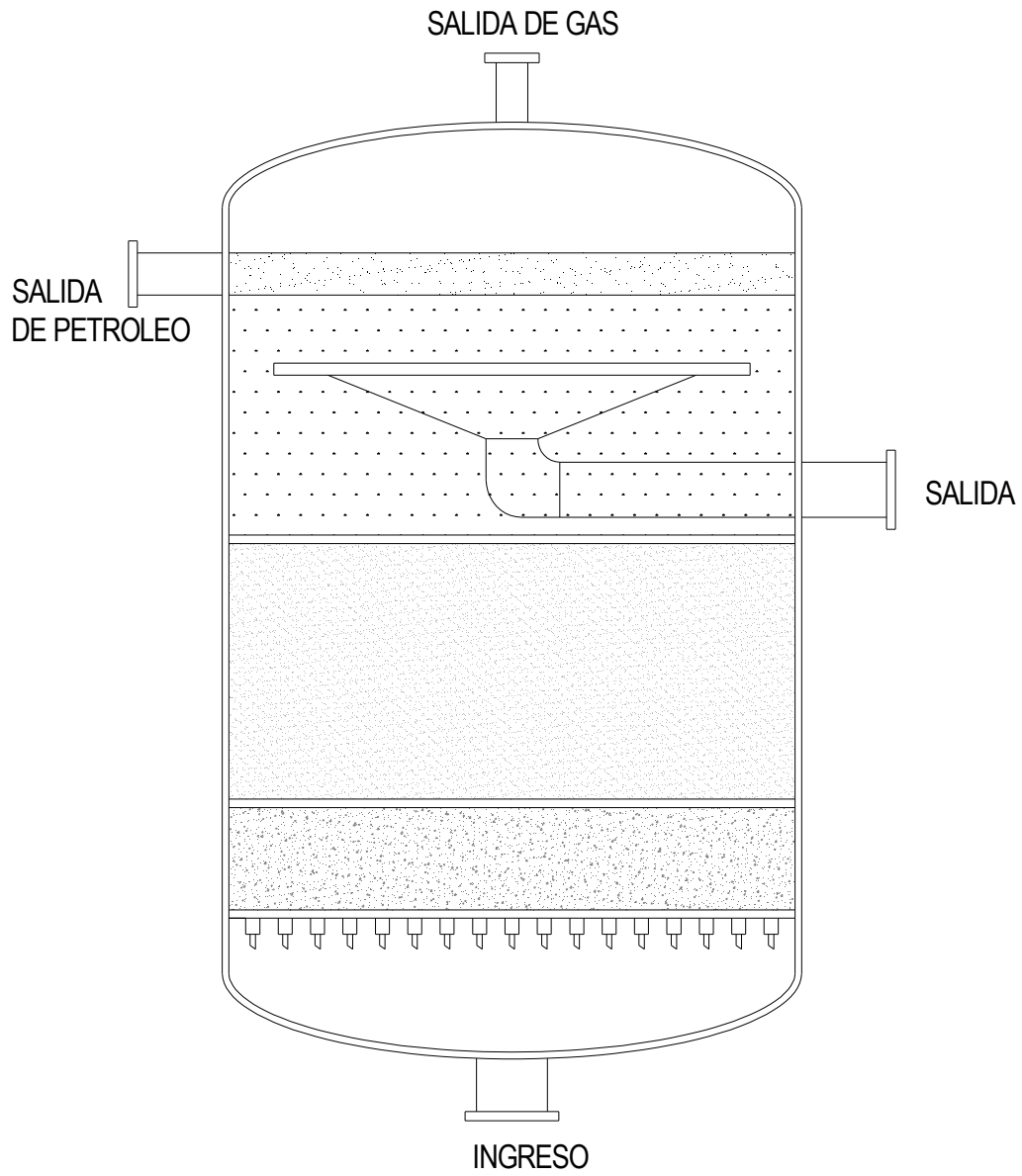
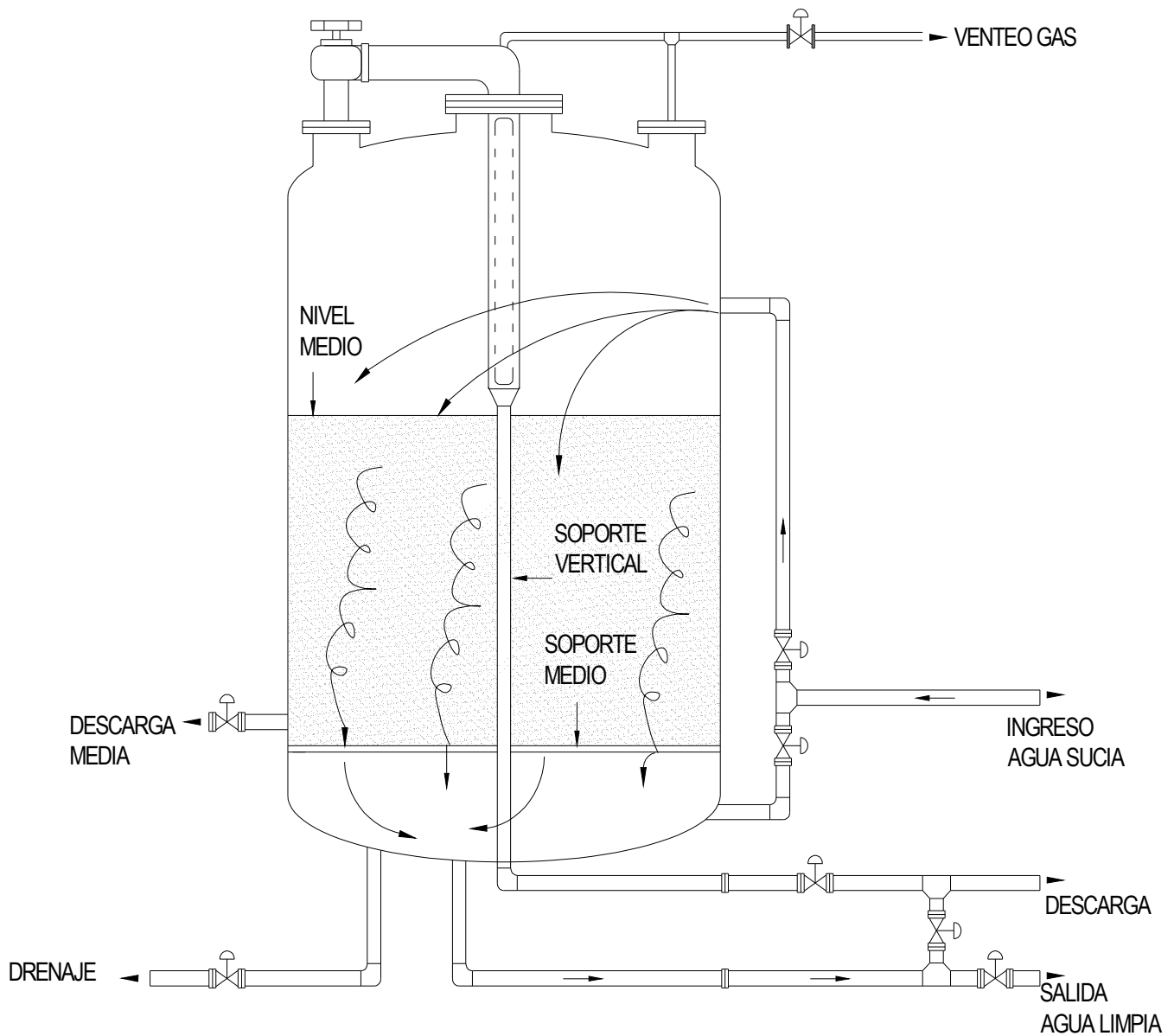
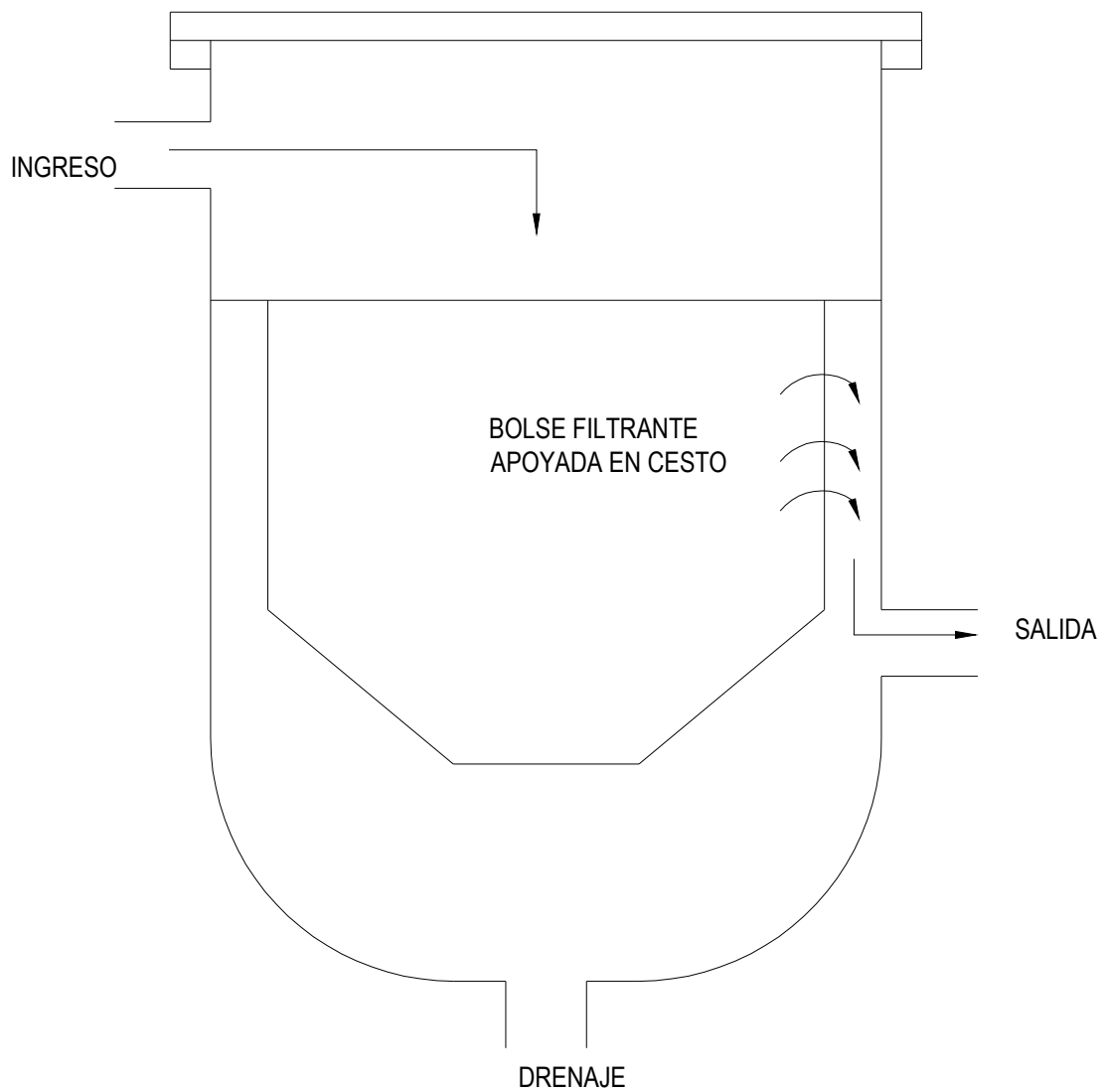


Figura 2.7 Filtro de cascara de nuez



**Filtros de bolsa:** estos consisten en una bolsa tejida apoyada en un cesto, cuyo esquema se muestra en la figura 2.8.

Figura 2. 8 Filtro de bolsa





De diseño simple, los materiales usados pueden ser polietileno, polipropileno, nylon, fieltro; y estos filtros tienen un rango de tamaño nominal de poro entre 1000 y 1  $\mu\text{m}$ .

**Filtros de cartucho:** pueden ser o bien tubos plásticos ranurados o metal perforado, con un material permeable o envuelto con filamentos con el fin de formar una estructura permeable, que normalmente tienen rangos de tamaño nominal entre 1 y 25  $\mu\text{m}$ .

Estos pueden ser de dos formas: de poro fijo o de poro variable, los primeros no se ven afectados por la dureza o carga de sólidos, nos proveen un valor absoluto del mayor diámetro de partícula que podría atravesarlo en condiciones operacionales normales, son mayormente de polipropileno, y si se requiere que el cartucho sea reutilizable puede ser de acero limpio o cerámica; los segundos pueden ser cambiados durante el proceso de filtración, pudiendo atrapar partículas de menor tamaño en determinadas oportunidades, y dándonos un nivel de retención mayor en sólidos suspendidos y petróleo residual, pudiendo ser también de polipropileno, llegando en ocasiones a tener una eficiencia hasta del 98%.

En todos estos tipos de filtros que se ha revisado encontramos algo en común, y esto es el procedimiento y las consideraciones necesarias a tomar en cuenta para su selección, los principales puntos a considerar son los siguientes:

- Carga de contaminantes influyentes
- Calidad deseada de filtración
- Integridad de filtración
- Requerimientos de flujo
- Aspecto económico

A esto debe agregarse los diversos aspectos que se deben considerar en el momento del diseño propiamente dicho de estos elementos tomando en cuenta principalmente: presión de operación, carga de sólidos, tipo de medio, profundidad de las cama (si es del caso), tamaño del poro, sistema de drenaje y retrolavado (incluyendo el agua y la rata que vaya a usarse en este), ciclo de filtración, y el número de filtros que se necesiten de acuerdo al tipo de instalación que se tenga o se quiera obtener.

Adicionalmente en el aspecto de remoción de petróleo y sólidos disueltos encontramos otros equipos que pese a no constar en la parte teórica vale la pena mencionarlos, estos son:

**Hidrociclones:** es un elemento que libera y separa petróleo de agua producida con la aplicación de fuerza centrífuga en comparación mucho más elevada que la fuerza de gravedad, teniendo dos tipos principales que son: estáticos y dinámicos.

*Hidrociclones Estáticos:* una ilustración de este equipo se ilustra en la figura 2.9, y su funcionamiento empieza cuando el agua se ingresa tangencialmente a la sección de remolino cilíndrico, y se acelera a través de la reducción paulatina del diámetro del equipo, por la parte superior se extrae el exceso de petróleo que tenía el agua, la que es obtenida por la parte, con un tiempo de residencia normalmente menor a 2 segundos.

*Hidrociclones Dinámicos:* en este caso el cuerpo completo del equipo está rotado, el agua ingresa por la parte superior en forma axial, la fuerza centrífuga obliga al petróleo a la parte central saliendo por un orificio en la parte inferior, el agua puede salir por la parte inferior o bien puede volver a ser ingresada para un tratamiento re circulatorio, una figura de este equipo se observa en la figura 2.10.

Estos hidrociclones tienen ventajas en comparación a los estáticos, como el uso de una geometría simple rotatoria que disminuye presiones y en ocasiones evita el uso de bombas, así como una mayor eficiencia de separación sobre todo en gotas de petróleo menores a 10 o 15  $\mu\text{m}$ .

Figura 2. 9 Hidrociclón Estático

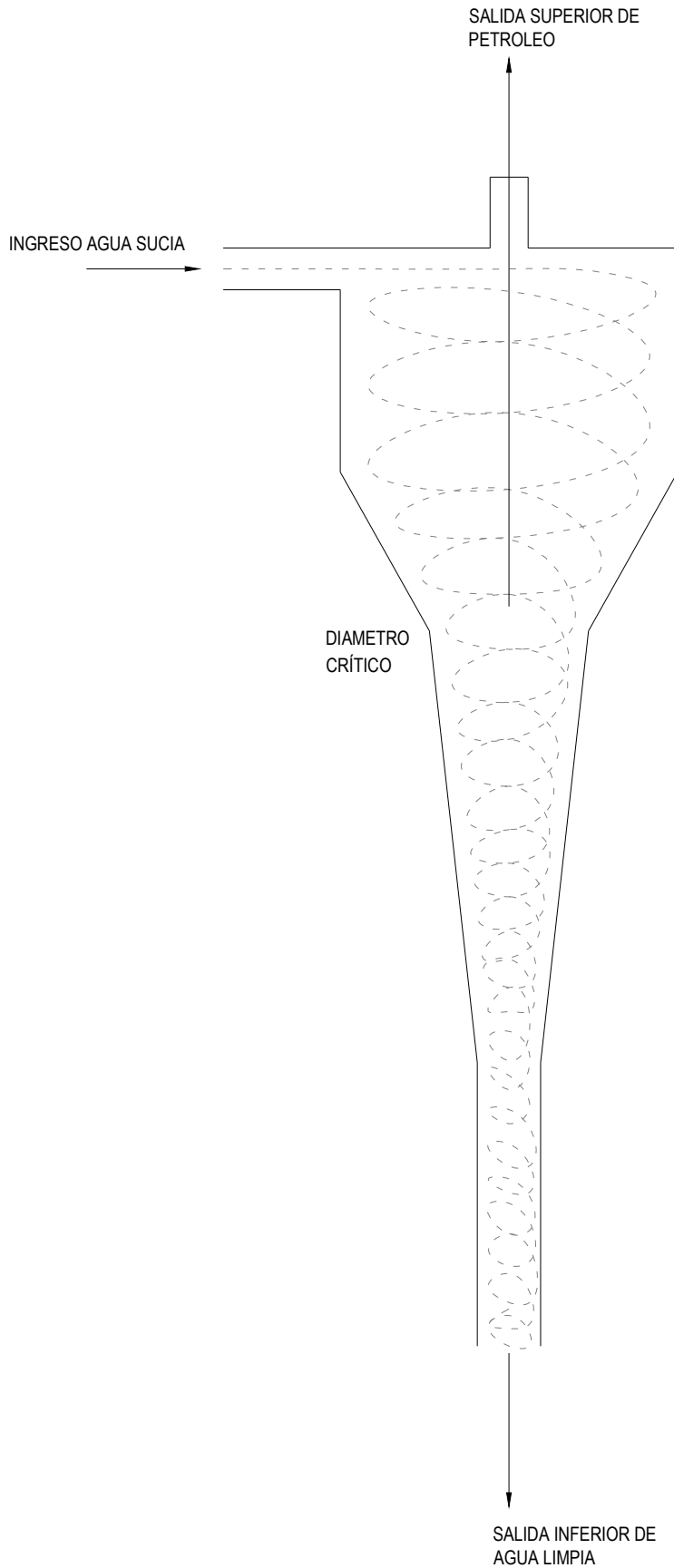
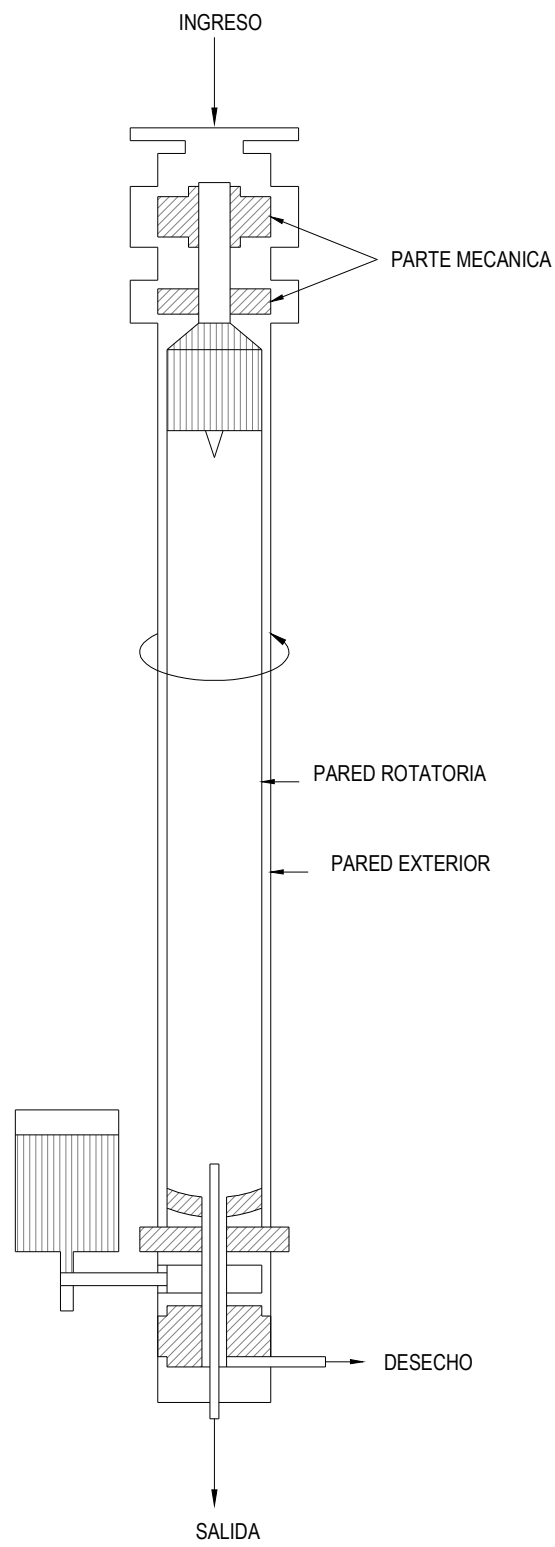
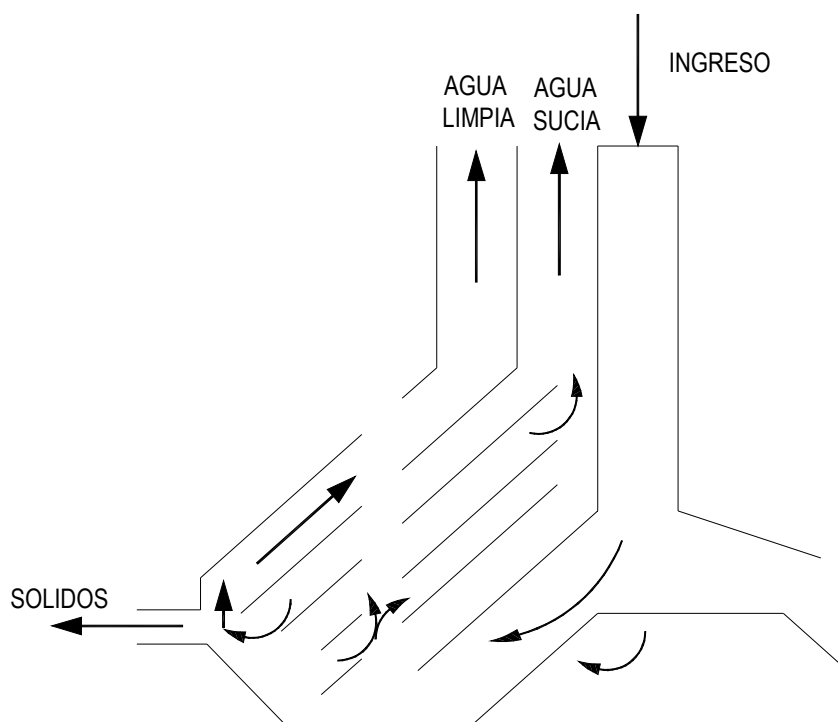


Figura 2. 10 Hidrociclón Dinámico



**Centrífugas:** es un equipo que produce separación de petróleo y sólidos del agua de formación, mediante el uso de altas fuerzas de aceleración, y cuyo ciclo de operación se observa en la figura 2.11.

Figura 2. 11 Centrífuga



#### 2.1.4.2.2 REMOCIÓN DE SÓLIDOS DISUELTOS

Ahora mencionamos los sistemas que pueden encontrarse para los procesos ya mencionados en remoción de sólidos disueltos.

**EVAPORACIÓN:** para la aplicación de este proceso en el tratamiento de agua de formación encontramos la opción más eficiente que es la compresión mecánica de vapor, unidad que tiene dos configuraciones, vertical y horizontal, siendo la última la más aceptada y comercializada.

Los otros dos procesos mencionados en la parte teórica, electrodiálisis y ósmosis inversa, al no ser objeto propio de nuestro estudio, no se encuentran incluidos ni sus equipos ni aplicaciones.

#### **2.1.4.2.3 TRATAMIENTO QUÍMICO**

Para una correcta descripción de este aspecto vamos a analizar cada uno de los aspectos mencionados anteriormente, detallando su uso y aplicación en el tratamiento de agua de formación:

**INHIBIDORES DE ESCALA:** primeramente debemos considerar que la aplicación de este tipo de químicos debe hacérsela en un punto antes de llegar al área en donde se pueda tener incrustaciones, asegurando de esta manera gran parte de la efectividad del inhibidor, la cual se acentúa si el químico se encuentra en una base continua no permitiendo el crecimiento de las incrustaciones que precipitan en el agua de formación.

Adicionalmente se considera importante el proveer la inyección de este químico de forma continua para lograr un funcionamiento óptimo y completo del mismo.

La mayoría de inhibidores químicos se los obtiene como líquidos, a excepción de ciertos polímeros que se los encuentra en forma de polvo, el cual debe ser disuelto en agua para su posterior aplicación.

Los inhibidores inorgánicos pueden disolverse en agua para ser inyectados o a su vez pueden ser colocarse en forma de pedazos o trozos dentro de canastas colocadas dentro del sistema.

**INHIBIDORES DE CORROSIÓN:** refiriéndonos al tipo orgánico de estos químicos, una concentración que resulte efectiva puede ser entre 5 y 25 mg/l, y se la realiza mediante inyección continua dentro del sistema de inyección de agua a través de bombas de químicos.

La aplicación de este tipo de químicos es regular en la mayoría de sistemas por lo cual se tiene normalmente un referente en cuanto al tipo y cantidades de inhibidor que se necesita para iniciar o continuar realizando la aplicación.

**CONTROL QUÍMICO DE BACTERIAS:** para considerar este punto es importante mencionar que la completa limpieza del sistema representa un punto esencial al momento analizar la efectividad de este proceso ya que un sistema limpio facilita enormemente el contacto entre el bactericida y las bacterias, lo cual sumado a una buena concentración y un suficiente tiempo de residencia para eliminar las mismas, nos da un control eficaz dentro de esta parte del sistema.

Para efectivizar este punto se puede considerar el hecho de que las bacterias crecen con mayor facilidad en áreas estancadas o de baja velocidad, lo que nos conduce a reducir o eliminar estas en lo posible dentro del diseño del sistema de inyección de agua.

Para realizar un tratamiento continuo los bactericidas como aminos o compuestos de amonio son efectivos en concentraciones normalmente de entre 15 y 20 mg/l, si la población de bacterias se encuentra controlada; cantidades mayores se requerirán de acuerdo a la presencia mayor de las mismas y debe ser analizada de acuerdo a las condiciones existentes.

En ciertas ocasiones el uso de determinados químicos puede evitar el uso de alguna parte mecánica del tratamiento, lo que de acuerdo a las características del agua y el sistema se debe analizar específicamente para suprimir si es del caso alguna parte que pueda ser reemplazada por la adición de algún químico, por ejemplo el THPS o llamado en forma comercial BAC-98 y BAC-93, usado como controlador de bacterias, se muestra como un buen disolvente de sulfuro de hierro, reduciendo notablemente la acumulación del mismo, en tubos y tanques, pudiendo sustituir a los filtros en casos de emergencia o en caso de no contar con estos.

Algo importante en la aplicación de este tipo de químicos es el escoger por lo menos dos bactericidas y alternar su aplicación, para disminuir la posibilidad de que las bacterias puedan desarrollar una resistencia en particular a alguno de estos químicos, y se debe realizar los análisis necesarios a fin de determinar el tiempo necesario de cada químico para eliminar por completo a la población bacteriana.

**DEMULSIFICANTES:** este tipo de químicos es normalmente usado en forma continua en las operaciones de tratamiento y reinyección de agua de formación, usualmente usados en concentraciones desde 10 hasta 200 mg/l, y se debe tomar en cuenta que la adición de otros químicos, como los inhibidores de escala o corrosión, pueden aumentar el proceso de emulsión, lo que hace mas necesario el uso y aumento de concentraciones de los demulsificantes, de acuerdo a las condiciones particulares y a la experiencia que se tenga en los sistemas que se lo aplique.

**COAGULANTES Y FLOCULANTES:** los coagulantes son adicionados normalmente para aumentar la velocidad de separación gravitacional, o para mejorar el funcionamiento de los filtros, normalmente se usan concentraciones de entre 5 y 10 mg/l.

Los floculantes son normalmente más baratos y técnicamente más eficientes cuando los sólidos suspendidos consisten en pocas y grandes partículas.

#### **2.1.4.2.4 EQUIPO DE BOMBEO DE AGUA DE REINYECCIÓN**

Una vez se ha terminado el proceso de tratamiento el agua de formación está lista para reinyectarse en los pozos determinados para ello, por lo cual es necesario un equipo de bombeo de superficie que lleve a cabo esta labor.

Este mecanismo normalmente se maneja en dos etapas, una desde la captación del agua que desemboca del tratamiento tanto mecánico como químico; dependiendo de la configuración y diseño del sistema, siendo lo óptimo obtenerlo



de un tanque de almacenamiento de agua; la que se encarga de transferir el agua hacia la segunda etapa de donde parte a desembocar en el pozo reinjector.

En la primera etapa el funcionamiento se da por bombas incrementadoras de presión las cuales reciben al agua a muy baja presión, alrededor de 10 a 20 psi, y la elevan hasta al rededor de 60 a 100 psi, presión requerida para que las bombas de alta presión succionen el agua y la transfieran a la tubería destinada al pozo inyector superando los 1000 psi, suficiente para que el agua descienda y se aloje en la formación destinada.

Para optimizar el trabajo tanto de las bombas incrementadoras de presión como las de alta presión se debe contar siempre con una o dos bombas extra o de reserva; o, si las condiciones lo permiten, sobre todo en las de alta presión, manejar bombas de similar capacidad de manera alternada o según la situación lo amerite.

Estas bombas de alta presión son multietapas normalmente accionadas por un motor eléctrico, aunque en ocasiones puede accionarse mediante un motor de combustión, transfieren el agua a través de una línea de diámetro y espesor adecuado, tratando de no generar pérdida de presión hasta llegar al pozo inyector, que puede seleccionarse entre los pozos cerrados del campo o uno nuevo perforado con ese fin.

## **2.2. VENTAJAS Y DESVENTAJAS**

Luego de realizado el análisis del sistema cerrado de tratamiento y reinyección de agua visto tanto desde el punto de la teoría como de la aplicación de los procesos, debemos mencionar y reforzar la idea preliminar que tenemos acerca de este tomando en cuenta sus ventajas y desventajas con relación a los otros dos tipos de sistemas (abierto y semiabierto).

El sistema cerrado es la última evolución dentro de este campo, lo que inicialmente da a pensar que es ampliamente más recomendado que sus

antecesores, habiéndose mejorado y corregido muchos aspectos a lo largo del tiempo y contando con experiencia de algunos años manejando sistemas abiertos y semiabiertos.

Si bien es cierto que el sistema cerrado ha ganado bastante terreno dentro de la aplicación de tratamiento y reinyección de agua, en nuestro país aún no se ha logrado su completa implementación, lo cual nos lleva a pensar en que no solamente encontramos ventajas en su aplicación, sino también puntos en contra, para detallar esto y concluir si este sistema es el mas conveniente mencionamos algunos puntos importantes a continuación.

### **2.2.1 CONTACTO CON EL OXÍGENO**

Como punto principal encontramos la ventaja de no permitir el contacto agua de formación – oxígeno, en ningún punto del sistema cerrado, algo que no se tomaba en cuenta en los primeros sistemas, e incluso en sistemas semiabiertos toma algo de importancia pero no la suficiente al permitir aunque sea en poco su interacción.

Como se mencionó al analizar la teoría del agua de formación, el oxígeno disuelto en la misma, es altamente capaz de producir diversos tipos de reacciones químicas, lo que conlleva a un aumento paulatino del grado de corrosividad de la misma.

De aquí se deduce que será mejor una implementación de un sistema cerrado, pero también se debe tomar en cuenta el porque se implementan sistemas semiabiertos aún hoy en día, y eso es debido al alto contenido de gases nocivos en el agua de formación, como son el dióxido de carbono y el sulfuro de hidrógeno, los cuales se eliminan venteando el tanque desnatador, produciendo el contacto con el aire, lo cual resulta beneficioso para eliminar los gases pero contraproducente ya que el agua e torna mas dañina.

Por esta razón el sistema cerrado tiende a ser una mejor opción implementando un Skimmer cerrado con un sistema de venteo a través de un extractor de niebla similar a los separadores de producción.

### **2.2.2 CRECIMIENTO DE BACTERIAS**

En el caso de un sistema abierto se tiene más tendencia al crecimiento y proliferación de bacterias aeróbicas, por presencia de oxígeno, pero el problema bacteriano se presenta también en el sistema cerrado ya que el principal tipo de bacteria que afecta nuestros intereses, las bacterias sulfato reductoras (BRS) son de carácter anaeróbico, es decir no necesita oxígeno para su crecimiento, pero nosotros si necesitamos que el sistema sea cerrado para realizar un combate eficaz de estas.

Los químicos comúnmente empleados para su control son los biocidas, los cuales deben ser muy eficientes pasando a segundo plano su costo, y además en su mayoría no son biodegradables por lo que se requiere que el sistema cerrado para que no exista ningún peligro en su aplicación; si existen biocidas biodegradables pero su costo es excesivamente alto, lo que nos da una razón mas para la implementación de un sistema cerrado en lugar de uno abierto o semiabierto.

El control de este tipo de organismos debe ser una prioridad ya que estas producen en su mayoría sulfuro de hierro, material sólido que de depositarse a menudo puede obstruir las líneas e incluso llegar a taponar las mismas provocando un colapso en el sistema.

### **2.2.3 MANTENIMIENTO**

Como se ha visto en los puntos mencionados el sistema cerrado tiene un margen de confiabilidad mayor al abierto o semiabierto, y por lo tanto el costo de mantenimiento se supondrá será menor.

Esto depende de los diferentes tipos de procesos a los que el agua sea sometida previa su reinyección, analizando estos se encuentra diferencias en la parte mecánica y química, mas no en la parte de bombeo ya que es prácticamente igual.

En la mecánica tenemos diferencias en cuanto a los equipos y trabajo que estos realizan, y en el sistema cerrado encontramos necesariamente mas equipamiento lo que obliga a dedicar mas tiempo y dinero a su mantenimiento, por ejemplo de filtros o Skimmers, lo que no es algo tan significativo si tomamos en cuenta que el agua pasa por estos sin tener contacto con el aire lo que optimiza su funcionamiento, aumenta se tiempo de vida útil y reduce las reparaciones que deban hacerse a los mismos.

Es decir tenemos mas equipo pero funcionando de una mejor manera lo que a la larga nos dará un balance positivo en cuanto a costo de mantenimiento de la parte de procesos mecánicos.

En cuanto al tratamiento químico, el uso de biocidas es necesario así el sistema sea cerrado, pero con este ya no se necesita involucrar todos los compuestos que se inyectan en sistemas abiertos, como ejemplo de esto se menciona el secuestrador de oxígeno que a la larga resultará mas costoso que el cerrar el sistema de reinyección.

En cuanto a corrosividad y escala en un sistema cerrado se tendrá menor cantidad de problemas lo que se traduce en un menor costo de mantenimiento en este sentido, y a la vez una preocupación menos con el tratamiento del agua de formación.

Esto en cuanto a puntos específicos en los cuales se hace hincapié mencionando las mejoras de este sistema comparado a los anteriores, pero además encontramos otros aspectos tal vez no tan preponderantes pero igualmente importantes y tomados en cuenta para que la selección del sistema sea la mas adecuada y acertada, que se mencionan a continuación.

- En un sistema cerrado se disminuye la tendencia a formar escala por desprendimiento de dióxido de carbono a la atmósfera, lo que disminuya la depositación de carbonatos.

- Este evita el máximo la inyección de productos químicos fuertes que pueden dañar al tubing, al pozo inyector o incluso alterar las características petrofísicas de la arena a la que se inyecta.
- En el punto referente al impacto ambiental, el sistema cerrado garantiza un nulo impacto al no tener ningún contacto con el ambiente, y si se trata el agua de buena manera tampoco afecta a las instalaciones ni al arena en donde se deposita la misma, lo contrario que en un sistema abierto en donde se corre el riesgo de afectar tanto al equipo como al arena pudiendo llegar a afectar sus características, como por ejemplo produciendo taponamientos, necesitando futuros tratamientos para recuperar su potencial de inyectividad.
- Como punto en contra al sistema cerrado está su costo de implementación, el cual supera obviamente al abierto al tener más equipamiento y necesitar una mayor área para su instalación.
- En un sistema cerrado el aumento de temperatura al ser un agente catalizador (acelera las reacciones químicas) favorece la precipitación de carbonatos y sulfatos en forma de sólidos lo que provoca que la acumulación de incrustaciones se vuelva más acentuada por lo que en un sistema abierto, la aireación constituye una ventaja.

## **CAPÍTULO III**

### **SELECCIÓN DEL SISTEMA CERRADO DE REINYECCIÓN DE AGUA PARA REEMPLAZAR EL ACTUAL SISTEMA ABIERTO**

Para poder iniciar con el desarrollo de la selección del sistema cerrado, se tiene en cuenta aspectos preliminares importantes como el funcionamiento del sistema actual, que se describió anteriormente, sirve de base para realizar la correcta selección del equipamiento necesario para mejorar la calidad del funcionamiento de este sistema, así como los elementos que se pueden mantener o acoplar según nuestras necesidades y que en estos momentos forman parte del sistema de reinyección de agua de formación en esta estación.

De igual manera se consideran las características propias del campo y que no se pueden cambiar, como calidad del agua de formación con la que se cuenta, los pozos y la formación a los que se reinyecta esta agua y el futuro aumento de la producción de agua en el campo, por mecanismos naturales de los yacimientos.

A partir de esto se realiza la selección del sistema apropiado para la estación, se consideran los equipos necesarios y su acoplamiento óptimo para que el tratamiento y reinyección sean adecuados a las necesidades que presenta esta estación.

También es importante analizar que no todos los procesos de tratamiento ni todos los equipos descritos anteriormente son necesarios ni van a ser tomados en cuenta, sino mas bien se seleccionan los mas importantes y que vayan a ser de utilidad propia para la estación en base a las características que esta presenta.

Todo esto va a describirse en el mismo orden secuencial que había sido analizado teóricamente y tomando en cuenta cada uno de los procesos a los que

pensamos someter el agua de formación a través de este sistema de tratamiento y reinyección.

Al no ser el objetivo de este proyecto el diseño de ninguno de los elementos del sistema de tratamiento y reinyección, este se limita a mencionar las características que estos deben poseer para su implementación, así como las necesidades que esta requiere para un buen funcionamiento.

### **3.1 PROCESO MECÁNICO**

Este es el principal aspecto en el cual se va a hacer énfasis, ya que el tratamiento que el agua recibe en esta estación es mínimo y de acuerdo a las necesidades se debe disponer una mejora al mismo.

El Tanque de lavado y el separador de producción, entregan constantemente valores de entre 8500 y 9000 barriles de agua diariamente para su reinyección, valor que con el transcurso del tiempo va a incrementarse constantemente, los cuales necesariamente deben pasar por un proceso de tratamiento mecánico con miras a remover el petróleo y sólidos suspendidos en el agua de formación, mediante las siguientes aplicaciones:

#### **3.1.1. SEPARACIÓN GRAVITACIONAL**

Este tipo de tratamiento es importante por cuanto actualmente se encuentra funcionando un tanque con una ventana en la parte superior, lo cual permite el ingreso de oxígeno al mismo, el cual debe ser reemplazado por un Skimmer, al ser el objetivo principal cerrar el sistema y proporcionar un mejor tratamiento al agua.

Aunque debe mencionarse que en este campo el agua no resulta ser tan dañina, corrosiva ni incrustante, comparada con las de otros pero esto no quiere decir que se deba ignorar sus propiedades, así como pasar por alto las consecuencias

de su mal manejo, al contrario debemos reforzar el tratamiento para conseguir reinyectar esta agua de la mejor forma posible, y manteniendo las instalaciones en buen estado.

La configuración de este recipiente puede ser horizontal o vertical, prefiriéndose este último al ser más comercialmente usado, aceptado y a que se adapta al espacio que posee la estación en la actualidad.

Este Skimmer debe tener naturalmente un extractor de niebla en la parte superior, para la correcta eliminación de los gases que posee el agua de formación, además su capacidad y por ende sus dimensiones deben necesariamente ser superiores a la del tanque actual, con miras al futuro aumento de la producción de agua en este campo.

De igual manera se debe implementar una línea en la parte superior del tanque desnatador una línea que sirva para la remoción de petróleo residual cuando la altura del mismo lo amerite y este pueda retornar al proceso de producción.

El tiempo de residencia debe ser implementado de acuerdo a la cantidad de agua que se requiera tratar diariamente, tratando de lograr que este sea el mayor posible para lograr optimizar su funcionamiento y la calidad de agua que se obtenga, la cual debe ser retirada por otra línea en la parte inferior del Skimmer.

La configuración interna del tanque debe ir a la par con el tiempo y la capacidad del mismo, lo cual debe ser tomado en cuenta para el futuro diseño de este elemento.

Debe poseer un sistema de válvulas tanto a la entrada como a la salida del mismo, las cuales pueden ser las que se están usando actualmente, dándoles un buen mantenimiento y revisando constantemente su calidad de funcionamiento.

Igualmente la tubería que se tiene funcionando puede ser usada para la implementación de este elemento, aunque necesitándose probablemente algo más ya que las dimensiones del tanque serán superiores al actual.



Adicionalmente dentro de este punto vale mencionar la presencia de piscinas de almacenamiento a la intemperie dentro de la estación, las cuales perjudican la labor del sistema si tratamos de que este funcione como uno cerrado, ya que no sirve de nada que cerremos el tanque, y luego esta agua se mezcle con la de las piscinas, necesitándose la eliminación de las mismas con miras a optimizar el funcionamiento del sistema de tratamiento y reinyección.

### **3.1.2. FILTRACIÓN**

Luego que el agua de formación pasa por el desnatador mantiene una mínima cantidad de petróleo residual, al igual que sólidos suspendidos en la misma, los cuales provienen de la formación por desprendimientos de finos que son arrastrados en la corriente del agua, o incluso por la producción de sulfuro de hierro, producto sólido de la corrosión del hierro de las tuberías y equipos por acción de las bacterias sulfato reductoras.

Se revisó anteriormente los muchos tipos de equipos de filtración existentes en la industria, de los cuales se va a necesitar alguno de ellos dependiendo de las especificaciones necesarias en este campo, debiendo tomarse en cuenta la capacidad de procesamiento de los mismos, así como su diseño y configuración.

Dentro de los filtros comúnmente usados en la industria encontramos los de cáscara de nuez, usando la misma como lecho o medio filtrante, pudiendo ser de flujo descendente y de lecho o cama profunda como características principales y se puede tomar en cuenta el tamaño del poro del lecho filtrante, siendo 8  $\mu\text{m}$  un valor común para estos equipos.

Para esta estación en particular se necesita la implementación de un filtro, ya que es la característica primordial faltante dentro de este sistema de tratamiento, cuyas dimensiones deben ser suficientes para tratar la cantidad de agua producida actualmente así como tener la capacidad para sobrellevar el futuro aumento de producción de esta dentro del campo.

El filtro debe necesariamente contar con sistema de retrolavado, es decir que al saturarse el medio filtrante con material se permita el funcionamiento del mismo en sentido inverso para realizar la remoción de dicho material, el cual debe ser depositado en un tanque implementado específicamente para ese fin.

Para poder implementar este proceso de debe modificar en algo la configuración del sistema, necesitando más espacio así como elementos adicionales para su funcionamiento, como son líneas de flujo, válvulas y algún otro accesorio que sea requerido puntualmente para alguna aplicación específica.

Finalmente al momento del diseño del filtro se deben tomar en cuenta aspectos como la presión a la que vaya a operar, la carga de sólidos en ese momento, sus dimensiones y configuración específica para optimizar su futuro desempeño.

Tanto el proceso de separación gravitacional como el de filtración son necesarios en este y en cualquier sistema de tratamiento y reinyección de agua de formación, siendo tomados en cuenta como parte fundamental del proceso y con miras a la eliminación de los sólidos suspendidos y el petróleo residual que contenga el agua.

No se tomaron en cuenta equipos como Centrífugas e Hidrociclones, cuyo funcionamiento es similar, por no considerar necesario mas equipamiento para la remoción de petróleo residual, tomando en cuenta que al incluir un Skimmer, este realiza este trabajo, el cual es reforzado con la inclusión de un filtro, siendo suficiente para este sistema ya que el agua no posee altos contaminantes ni demasiados residuos.

Adicionalmente no se tomó en cuenta en este punto los procesos que permiten eliminar sólidos disueltos, ya que el agua que se produce en esta estación no presenta un alto contenido de los mismos, por lo que no se justifica su inclusión mas aún ya que representarían un consto adicional al momento de implementar los equipos.

## **3.2 TRATAMIENTO QUÍMICO**

Determinado ya el tipo de proceso mecánico del sistema, este viene complementado del tratamiento de compuestos químicos que de una u otra manera ayuda a la mejora de la calidad y las características del agua de formación.

Vale acotar que este sistema actualmente cuenta con un tipo de tratamiento químico de acuerdo a las condiciones en las que opera, pero el mismo no tiene el respaldo de un tratamiento mecánico completo lo cual hace que sea el único tratamiento que el agua recibe previa su reinyección, y hace que se recargue todo el trabajo de mejorar sus condiciones.

Como se mencionó este tratamiento actualmente consta de compuestos antiescala, anticorrosivo y detergente, a esto se suma la inyección por bacheo de dos biocidas, para controlar el aumento de bacterias.

Se va a analizar la necesidad de mantener este tipo de tratamiento que si bien es necesario es menos importante cuando se logra que el tratamiento mecánico sea óptimo.

### **3.2.1. INHIBIDORES DE ESCALA**

En el agua de formación presente en el campo Sacha la escala no representa el mayor de los problemas pero si es lo suficientemente representativo como para no dejar pasar este aspecto por alto, manteniéndose una dosificación acorde a las características del agua presentes que aunque mejoradas hasta este punto en cuanto a petróleo y sólidos suspendidos necesitan su adición como respaldo para lograr mantener en buen estado las instalaciones y al mismo tiempo lograr la reinyección óptima del agua de formación.

Esta inyección de compuestos antiescala se la debe realizar de manera uniforme y constante para obtener un resultado más efectivo, el cual puede ser mantenido

del sistema que se encuentra operando actualmente, tanto los equipos de inyección compuesto por la bomba pistón, las líneas y recipientes, como la dosificación la cual es la suficiente en un inicio para mantener los equipos sin escala, aunque se debería considerar la regulación de la cantidad de compuesto una vez el nuevo sistema entre en funcionamiento de acuerdo a los resultados y al funcionamiento del mismo pudiéndose disminuir la inyección de este compuesto por la mejora en el tratamiento general del agua de formación.

Se necesita en este aspecto realizar un seguimiento continuo del funcionamiento del inhibidor mediante un sistema de monitoreo usando cupones y mediante un análisis a los mismos determinar si la dosis es adecuada o deberá cambiarse la misma luego de implementado el sistema.

Esto se lo deberá realizar en base a un análisis del comportamiento de las incrustaciones una vez se implementen los nuevos equipos y tomar en cuenta si estas continúan o se han visto disminuidas por acción del tratamiento mecánico lo cual es de esperarse y comprobarse especificando la magnitud de la variación y evaluando la continuación de su aplicación mediante la severidad de las incrustaciones, la temperatura, la compatibilidad, y la realización de pruebas para una adecuada optimización.

### **3.2.2. INHIBIDORES DE CORROSIÓN**

Al saber claramente como se produce este proceso y cuales son los mecanismos para que las instalaciones permanezcan alejadas de la misma, este tipo de compuestos constituyen una gran ayuda al momento de su inyección en el flujo de agua de formación ayudándonos a bajar notoriamente su capacidad de afectar los equipos, accesorios y líneas de flujo, por lo que la primera alternativa que se debe incluir en el sistema de tratamiento y reinyección es la mantención de su aplicación a fin de precautelar la salud del sistema.

En este caso al tener una referencia de inyección de este tipo de compuestos, la dosis no se debería ver afectada en un inicio, pero luego debería ser

reconsiderada y disminuida de acuerdo a la efectividad del sistema, tomando en cuenta que buena parte de la corrosividad del sistema se ve reducida en el momento de cambiar el tipo de instalación hacia un sistema cerrado, repercutiendo esto en la calidad del agua de formación tornándola mas dócil y menos corrosiva.

Es de considerar que este compuesto debe ser inyectado luego que el agua pase por el proceso de filtración, y debiéndose disponer de un sistema para su monitoreo permanente.

Para la aplicación de este tipo de químicos se deben considerar aspectos importantes que pueden aumentar la efectividad de los mismos de acuerdo a las condiciones que se encuentren en ese momento, entre los más importantes encontramos:

- *La solubilidad del inhibidor*, los menos solubles comúnmente ofrecen mejor protección pero tienen el inconveniente de facilitar el taponamiento de la formación;
- *El oxígeno disuelto* provoca corrosión que normalmente no puede ser controlada efectivamente por un inhibidor común, una razón mas para realizar el cambio de sistema a uno cerrado;
- *La incompatibilidad* del inhibidor con otro tipo de químicos es importante que se chequee con anticipación ya que si reaccionan mutuamente su grado de efectividad puede verse disminuido o incluso anulado, cabe indicar que este aspecto es importante para todo el tipo de compuestos químicos que se requieran incluir en el sistema;
- *La detergencia* es importante ya que si se desea que el inhibidor llegue a la superficie del metal para realizar eficientemente su labor, se necesita incluir esta característica para la correcta remoción de lodos acumulados sobre la superficie, pero al mismo tiempo tomando en cuenta que no debe excederse su uso debido al problema que puede causar por el

desprendimiento de muchos sólidos y el posible taponamiento de la formación, y finalmente;

- *El costo* es el último parámetro que se considera ya que no siempre el más barato es el más efectivo e incluso depende de la cantidad que se necesite para analizar este aspecto que solo se lo puede hacer por evaluación directa del funcionamiento del químico.

Dentro del sistema actual se tiene una inyección constante de detergente la cual debe ser revisada en base a las nuevas características que se tengan para evaluar su necesidad, retiro o inclusión dentro del compuesto anticorrosivo, lo que puede resultar beneficioso.

### **3.2.3. CONTROL QUÍMICO DE BACTERIAS**

Este es el principal inconveniente que presenta el agua de formación de este campo, por lo que no debe dejarse de lado su aplicación a fin de mantener controlado este aspecto.

La aplicación de biocidas en el actual sistema es por bacheo y sin considerar el tiempo de residencia que necesita para actuar, el cual es mínimo de 3 horas, aspecto que debe tomarse en cuenta a fin de acentuar tanto la aplicación como el mantenimiento del sistema en la mejor forma posible.

Un aspecto importante es considerar que la aplicación de un biocida en la mayoría de las veces representa un compuesto venenoso y no biodegradable, por lo que es importante que el sistema sea cerrado manteniendo alejado el contacto con dicho compuesto, el cual debe ser aplicado en el inicio del sistema de tratamiento es decir en el tanque desnatador, permitiendo que el compuesto actúe también como disolvente de sulfuro de hierro, reduciendo su acumulación en fases posteriores del tratamiento como filtros y tuberías.

No se debe dejar pasar por alto las condiciones en las cuales la aplicación de este tipo de químicos se torna más efectiva y los pasos que se pueden seguir para conseguir esto y por consiguiente lograr la optimización de este tipo de tratamiento, estos son:

- *Limpieza del sistema*, mediante la remoción de todos los obstáculos que existan entre el químico y las bacterias lo que puede ser de dos formas, limpiando las líneas de inyección y el tubing con solventes ácidos y si es necesario con raspadores y, abriendo los recipientes utilizados y limpiando manualmente el lodo e incrustaciones acumulados en los mismos, de estas dos formas nos aseguramos que haya un verdadero contacto entre el compuesto y las bacterias presentes;
- *Eliminación de áreas estancadas o de baja velocidad*, lo cual no siempre es posible debido a las condiciones de terreno y operación del sistema pero debe ser considerado, y;
- *La aplicación* propiamente dicha cerca de la fuente de agua y asegurándose de obtener una buena mezcla con lo se acentúa la efectividad del compuesto independientemente cual sea este.

Se debe continuar el tratamiento con la mayor continuidad posible de acuerdo a las posibilidades y realizando la inyección en momentos adecuados de acuerdo al nivel del tanque con el fin de permitir que se logre tener un tiempo de residencia superior a 3 horas con miras a optimizar la acción del biocida, el cual al ser alternado no existe el problema de generar resistencia de parte de las colonias bacterianas.

Finalmente dentro de este aspecto es necesario mantener un constante seguimiento al proceso de control bacteriano mediante técnicas de cultivo, identificación, y conteo de bacterias como método de monitoreo con miras a definir la necesidad de combatir este aspecto y su aumento o disminución con el transcurso del tiempo.

Adicionalmente se deberá analizar la posibilidad de inyectar algún tipo de compuesto químico adicional sea este demulsificante, coagulante o floculante si las condiciones lo ameritaran en algún momento de acuerdo a las condiciones aunque de momento de acuerdo a las características del campo y el agua que posee no se hace necesaria su presencia dentro del sistema planteado.

### **3.3 BOMBEO DE SUPERFICIE**

Típicamente un sistema de reinyección posee dos tipos de bombas: incrementadoras de presión (booster) y de alta presión, las cuales se encuentran presentes en la mayoría de sistemas tanto los que se encuentran funcionando actualmente como los que se pretende implementar.

En este caso se tienen funcionando 3 bombas incrementadoras, las cuales se encuentran en buen estado y trabajando normalmente, de acuerdo a las condiciones actuales, las mismas que pueden ser aprovechadas manteniendo su uso en el futuro contando con un buen seguimiento y mantenimiento a las mismas.

Del mismo modo las bombas multietapas de alta presión al estar funcionando de manera correcta no necesitan ser reemplazadas de momento sino esperando que cumplan su tiempo de vida útil en el cual todavía se encuentran, igualmente las líneas que conectan estos dos tipos de bombas así como las que son encargadas de llevar el agua a los pozos reinyectores se encuentran trabajando sin problemas razón por la cual es otra parte mas del sistema que debe ser aprovechada con miras a optimizar el funcionamiento de tratamiento y reinyección, contando también con el equipo presente en estos momentos.



## CAPÍTULO IV

### ANÁLISIS TÉCNICO ECONÓMICO DEL PROYECTO

Para evaluar correctamente este aspecto se va a tomar en cuenta algunos aspectos que componen el proyecto como tal, como son el mantenimiento de parte actual del equipo adaptado a las necesidades y la recomendación de la implementación de nuevo equipo en la estación reinjectora, y en base a esto se dará una estimación aproximada de este aspecto involucrado en la optimización del equipamiento y funcionamiento en general de este sistema.

Principalmente este proyecto está encaminado a un estudio previo a implementar un sistema cerrado por sobre uno ya existente, tomando en cuenta que este servirá para mejorar las condiciones existentes para el tratamiento y la reinyección del agua de formación, así como la conservación adecuada de los equipos de la estación, por cuanto el análisis económico no está enrumbado a la obtención de ganancia monetaria como es en prácticamente todo el resto de aspectos dentro de la industria petrolera, sino mas bien a una inversión en un aspecto por demás necesario sobre todo en una época en la que los yacimientos maduros empiezan a evacuar mas agua que hidrocarburos y esta debe ser tratada y devuelta al subsuelo de la manera mas práctica y eficiente posible.

En primera instancia se toma en cuenta la mantención del equipamiento usado hasta el momento en la estación lo que no genera ningún tipo de inversión o gasto además de naturalmente los rubros destinados al mantenimiento de los mismos, dentro de los que se encuentran principalmente el manejo de químicos, energía requerida por los equipos y el control, monitoreo y reparaciones eventuales de los mismos de acuerdo a la necesidad puntual en determinado momento.

De estos aspectos y para nuestro análisis se toma en cuenta el balance de químicos ya que es un aspecto que luego del estudio se debe replantear y disminuir su aplicación en lo posible por lo que es importante conocer un balance aproximado de su uso dentro del sistema de reinyección actualmente.

El tipo de biocida utilizado pudiendo ser el BAC 91 o BAC 98 tienen un costo de 9 dólares por galón, el cual al ser utilizado durante 3 veces al mes en cantidades aproximadas de 55 galones en cada aplicación resulta en 165 galones mensualmente, lo que representa mediante un simple cálculo 1485 dólares aproximadamente durante este tiempo que sirve de referencia para el análisis.

Los costos del resto de compuestos utilizados en el tratamiento químico son similares, así el inhibidor de escala puede ser el llamado MX 592 o a su vez el MX 503 con un costo de 9,8 dólares por galón; el anticorrosivo usado P 1106 cuesta 9 dólares cada galón y el compuesto detergente Deterquim DT-272 es más barato costando 6,8 dólares el galón; estos costos así como el balance realizado de su uso durante el tiempo del análisis se detallan en las tablas 4.1 a 4.3.

Sumando los costos de los 4 tipos de químicos tenemos un valor de aproximadamente 3500 dólares al mes en tratamiento al agua de formación en esta estación, valor que se debe reducir luego de adecuarse el sistema y considerando la disminución de este tipo de compuestos de acuerdo a la eficiencia en el futuro funcionamiento de la instalación.

En cuanto al mantenimiento, energía y reparaciones que necesitan constantemente el resto de equipos no se ha tomado valores ya que a partir del tratamiento químico el resto de equipos que continúan el sistema actual funcionan aceptablemente y no se requiere un cambio en los mismos.

Por ende estos valores se van a mantener y a mejorar en cuanto a mantenimiento de los equipos ya que como se ha dicho con un mejor tratamiento se puede minimizar el daño que reciben los equipos al estar en contacto con el agua de formación, lamentablemente este no es un aspecto cuantitativo y no podemos predecir exactamente cuánto dinero ahorraremos con un agua de mejor calidad, pero si podemos saber que este cambio será favorable para el funcionamiento del equipo de reinyección específicamente las bombas que son las más afectadas cuando se requiere llevar al subsuelo un agua sin mucho tratamiento.

**Tabla 4.1 COSTO DE APLICACIÓN DEL INHIBIDOR DE CORROSIÓN (parte1)****ANTICORROSIVO P 1106**

FECHA	AGUA TRATADA  BL/DÍA	CONSUMO  GLS/DÍA	RENDIMIENTO BL AGUA/GL QUÍMICO	COSTO DIARIO USD (9USD/GL)
01/01/2008	8219	2	4109.50	18
02/01/2008	8834	3	2944.67	27
03/01/2008	9312	2	4656.00	18
04/01/2008	9572	3	3190.67	27
05/01/2008	8652	7	1236.00	63
06/01/2008	9372	3	3124.00	27
07/01/2008	8783	3	2927.67	27
08/01/2008	9303	2	4651.50	18
09/01/2008	9262	3	3087.33	27
10/01/2008	9113	3	3037.67	27
11/01/2008	10333	2	5166.50	18
12/01/2008	9490	2	4745.00	18
13/01/2008	10079	3	3359.67	27
14/01/2008	9255	3	3085.00	27
15/01/2008	8835	3	2945.00	27
16/01/2008	9265	3	3088.33	27
17/01/2008	8825	5	1765.00	45
18/01/2008	9292	3	3097.33	27
19/01/2008	8543	4	2135.75	36
20/01/2008	9003	3	3001.00	27
21/01/2008	9166	3	3055.33	27
22/01/2008	9038	4	2259.50	36
23/01/2008	9021	3	3007.00	27
24/01/2008	9742	2	4871.00	18
25/01/2008	8882	4	2220.50	36

**Tabla 4.1 COSTO DE APLICACIÓN DEL INHIBIDOR DE CORROSIÓN (parte2)**

**ANTICORROSIVO P 1106**

26/01/2008	9442	9	1049.11	81
27/01/2008	8904	3	2968.00	27
28/01/2008	8588	6	1431.33	54
29/01/2008	8594	2	4297.00	18
30/01/2008	8814	1	8814.00	9
31/01/2008	8594	1	8594.00	9
01/02/2008	8911	1	8911.00	9
02/02/2008	9501	1	9501.00	9
03/02/2008	8641	0	--	0
04/02/2008	9071	2	4535.50	18
05/02/2008	8961	2	4480.50	18
06/02/2008	8878	1	8878.00	9
07/02/2008	9211	1	9211.00	9
08/02/2008	8781	2	4390.50	18
09/02/2008	9091	1	9091.00	9
10/02/2008	8821	2	4410.50	18
11/02/2008	9762	2	4881.00	18
12/02/2008	9068	2	4534.00	18
13/02/2008	7855	1	7855.00	9
14/02/2008	9120	5	1824.00	45
15/02/2008	9496	2	4748.00	18
16/02/2008	9623	1	9623.00	9
17/02/2008	9917	2	4958.50	18
18/02/2008	9690	2	4845.00	18
<b>TOTAL</b>	446525	130		

<b>PROMEDIO</b>	9112.76	2.65	5884.37	23.88
			<b>TOTAL USD</b>	1170
	<b>ANTIESCALA Mx2 (11 X 50)</b>	<b>COSTO MENSUAL PROMEDIO</b>	<b>USD</b>	716.33

**Tabla 4.2 COSTO DE APLICACIÓN DEL INHIBIDOR DE ESCALA (parte1)**

FECHA	AGUA TRATADA  BL/DÍA	CONSUMO  GLS/DÍA	RENDIMIENTO BL AGUA/GL QUÍMICO	COSTO DIARIO  USD (9,8USD/GL)
01/01/2008	8219	3	2739.67	29.4
02/01/2008	8834	3	2944.67	29.4
03/01/2008	9312	4	2328.00	39.2
04/01/2008	9572	4	2393.00	39.2
05/01/2008	8652	5	1730.40	49
06/01/2008	9372	2	4686.00	19.6
07/01/2008	8783	2	4391.50	19.6
08/01/2008	9303	3	3101.00	29.4
09/01/2008	9262	4	2315.50	39.2
10/01/2008	9113	2	4556.50	19.6
11/01/2008	10333	4	2583.25	39.2
12/01/2008	9490	2	4745.00	19.6
13/01/2008	10079	3	3359.67	29.4
14/01/2008	9255	3	3085.00	29.4
15/01/2008	8835	3	2945.00	29.4
16/01/2008	9265	5	1853.00	49
17/01/2008	8825	4	2206.25	39.2
18/01/2008	9292	4	2323.00	39.2
19/01/2008	8543	4	2135.75	39.2
20/01/2008	9003	4	2250.75	39.2
21/01/2008	9166	3	3055.33	29.4
22/01/2008	9038	3	3012.67	29.4
23/01/2008	9021	3	3007.00	29.4
24/01/2008	9742	2	4871.00	19.6
25/01/2008	8882	4	2220.50	39.2

**Tabla 4.2 COSTO DE APLICACIÓN DEL INHIBIDOR DE ESCALA (parte2)**

26/01/2008	9442	<b>ANTI</b>	<b>ESCALA MX 592 (MX 563)</b>	9442.00	9.8
27/01/2008	8904	3		2968.00	29.4
28/01/2008	8588	4		2147.00	39.2
29/01/2008	8594	2		4297.00	19.6
30/01/2008	8814	3		2938.00	29.4
31/01/2008	8594	2		4297.00	19.6
01/02/2008	8911	4		2227.75	39.2
02/02/2008	9501	5		1900.20	49
03/02/2008	8641	4		2160.25	39.2
04/02/2008	9071	3		3023.67	29.4
05/02/2008	8961	9		995.67	88.2
06/02/2008	8878	1		8878.00	9.8
07/02/2008	9211	4		2302.75	39.2
08/02/2008	8781	3		2927.00	29.4
09/02/2008	9091	3		3030.33	29.4
10/02/2008	8821	3		2940.33	29.4
11/02/2008	9762	3		3254.00	29.4
12/02/2008	9068	3		3022.67	29.4
13/02/2008	7855	4		1963.75	39.2
14/02/2008	9120	2		4560.00	19.6
15/02/2008	9496	3		3165.33	29.4
16/02/2008	9623	2		4811.50	19.6
17/02/2008	9917	4		2479.25	39.2
18/02/2008	9690	2		4845.00	19.6
<b>TOTAL</b>	446525	160			
<b>PROMEDIO</b>	9112.76	3.27		3479.95	32
				<b>TOTAL USD</b>	1568
				<b>COSTO MENSUAL PROMEDIO USD</b>	960

**Tabla 4.3 COSTO DE APLICACIÓN DEL QUÍMICO DETERGENTE (parte1)**

**DETERMQUIM DT-272**

FECHA	AGUA TRATADA  BL/DÍA	CONSUMO  GLS/DÍA	RENDIMIENTO BL AGUA/GL QUÍMICO	COSTO DIARIO USD (6,8USD/GL)
01/01/2008	8219	1	8219.00	6.8
02/01/2008	8834	2	4417.00	13.6
03/01/2008	9312	3	3104.00	20.4
04/01/2008	9572	1	9572.00	6.8
05/01/2008	8652	2	4326.00	13.6
06/01/2008	9372	1	9372.00	6.8
07/01/2008	8783	1	8783.00	6.8
08/01/2008	9303	1	9303.00	6.8
09/01/2008	9262	1	9262.00	6.8
10/01/2008	9113	1	9113.00	6.8
11/01/2008	10333	2	5166.50	13.6
12/01/2008	9490	3	3163.33	20.4
13/01/2008	10079	6	1679.83	40.8
14/01/2008	9255	1	9255.00	6.8
15/01/2008	8835	0	--	0
16/01/2008	9265	2	4632.50	13.6
17/01/2008	8825	1	8825.00	6.8
18/01/2008	9292	1	9292.00	6.8
19/01/2008	8543	1	8543.00	6.8
20/01/2008	9003	1	9003.00	6.8
21/01/2008	9166	1	9166.00	6.8
22/01/2008	9038	1	9038.00	6.8
23/01/2008	9021	2	4510.50	13.6
24/01/2008	9742	1	9742.00	6.8
25/01/2008	8882	2	4441.00	13.6

**Tabla 4.3 COSTO DE APLICACIÓN DEL QUÍMICO DETERGENTE (parte2)**



<b>DETERMQUIM DT-272</b>
--------------------------

26/01/2008	9442	1	9442.00	6.8
27/01/2008	8904	2	4452.00	13.6
28/01/2008	8588	2	4294.00	13.6
29/01/2008	8594	1	8594.00	6.8
30/01/2008	8814	2	4407.00	13.6
31/01/2008	8594	1	8594.00	6.8
01/02/2008	8911	1	8911.00	6.8
02/02/2008	9501	2	4750.50	13.6
03/02/2008	8641	1	8641.00	6.8
04/02/2008	9071	1	9071.00	6.8
05/02/2008	8961	2	4480.50	13.6
06/02/2008	8878	1	8878.00	6.8
07/02/2008	9211	1	9211.00	6.8
08/02/2008	8781	1	8781.00	6.8
09/02/2008	9091	1	9091.00	6.8
10/02/2008	8821	1	8821.00	6.8
11/02/2008	9762	1	9762.00	6.8
12/02/2008	9068	1	9068.00	6.8
13/02/2008	7855	2	3927.50	13.6
14/02/2008	9120	1	9120.00	6.8
15/02/2008	9496	1	9496.00	6.8
16/02/2008	9623	1	9623.00	6.8
17/02/2008	9917	1	9917.00	6.8
18/02/2008	9690	1	9690.00	6.8
<b>TOTAL</b>	446525	69		
<b>PROMEDIO</b>	9112.76	1.41	8595.80	10
			<b>TOTAL USD</b>	469.2
			<b>COSTO MENSUAL PROMEDIOUSD</b>	287

El punto adicional importante al funcionamiento actual del sistema es el equipamiento necesario para que la implementación se de a cabo, el cual

básicamente se concentra en la parte de filtración y separación gravitacional, necesitándose un filtro adecuado a las condiciones y características así como a las posibilidades de la empresa, así como un Skimmer que abarque la capacidad operativa de la estación y tanto este como el filtro prevean el futuro aumento de la producción de agua en el campo; a estos elementos deben añadirse los accesorios necesarios para su funcionamiento y todos los imprevistos que estos puedan conllevar al momento de darse la adecuación.

En el caso del Skimmer el costo de este viene acompañado de otros rubros como el transporte, accesorios e instalación del mismo, todos los cuales pueden fluctuar de acuerdo a los requerimientos, por lo que lo recomendable es hacer una comparación entre la necesidad del mismo y la disponibilidad de financiamiento de la empresa, parte importante en el caso de realizar una adquisición importante como esta.

Algo similar ocurre con el filtro y los accesorios conjuntos, primero se debería tomar una decisión en cuanto al tipo de filtro que se desea de acuerdo a la política y disponibilidad de la empresa pudiendo variar dicho tipo entre algunos mencionados y que se adaptan a los requerimientos de esta estación, depende de esto para manejar los valores correspondientes a los mismos y poder pasar de la posibilidad de implementarlos a hacer de eso una realidad.

Por lo demás se debe tratar en lo posible de acoplar la mayor cantidad de elementos en lugar de desecharlos como por ejemplo las válvulas en buen estado, tubería, codos, térs, y demás accesorios que pueden ayudar a que la inversión en este sentido sea menor.

Tomando en cuenta que como se dijo no se trata de un proyecto con el fin de obtener ganancias, sino mas bien de desarrollo los costos de implementación deben ser considerados como importantes e ineludibles ya que en buena medida la salud de las instalaciones, ambiente y personal que labora en este campo depende del correcto funcionamiento de esta parte de la estación productora.

# CAPÍTULO V

## CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

### 5.1. CONCLUSIONES

- El agua de formación es un elemento indeseado dentro de las operaciones petroleras, siendo por su dañina composición y sustancias adicionadas indispensable su reinyección total con un tratamiento adecuado con miras al cuidado de las instalaciones y a evitar causar daño al medio ambiente.
- El contacto con el oxígeno produce diversos tipos de reacciones químicas como combinaciones con iones presentes en el agua, lo cual aumenta la corrosividad del agua de formación, adicionalmente facilita la formación de escala al precipitar compuestos de hierro y presenta un ambiente ideal para el crecimiento y reproducción de bacterias aeróbicas, razones por las cuales esta debe ser tratada y reinyectada correctamente.
- El sistema de reinyección de agua de la Estación Norte 2 del Campo Sacha se encuentra funcionando de una manera aceptable, reinyectando la totalidad de agua producida, aunque con poco tratamiento lo cual puede desembocar en un deterioro prematuro de las instalaciones así como en la posibilidad de un taponamiento de la formación al no tomar en cuenta la eliminación de sólidos presentes en el agua de formación.
- El sistema actualmente recibe agua intermitentemente de otras estaciones y se deposita en dos piscinas la cual al estar a la intemperie contribuye al aumento de contacto con el oxígeno y es mezclada con el agua de la estación siendo una causa más para tener la necesidad de cerrar por completo el sistema y mejorar su sistema de tratamiento.

- Un gran problema dentro de las instalaciones es el crecimiento de bacterias, las cuales en gran parte son anaeróbicas, es decir el problema así el sistema se cierre persistirá necesitando un seguimiento adecuado y un tratamiento continuo dentro de la estación.
- Un sistema cerrado mejora la calidad de reinyección, no permitiendo el contacto con el ambiente en ningún punto, y tratando al agua óptimamente tanto en los procesos mecánicos, químicos y de bombeo, logrando la remoción tanto de petróleo residual como de sólidos presentes en el agua de formación, y evitando que la misma se torne dañina representa la mejor alternativa al momento de plantear la reinyección de agua de formación en una estación productora.
- El mantenimiento de un sistema cerrado es más fácil y menos costoso por cuanto se reduce la posibilidad de taponamientos tanto en tubería, equipos y en la formación, así como se imposibilita las reacciones oxígeno – iones presentes, posibilitando sacar el mayor provecho a las instalaciones y siendo un sistema seguro tanto para el ambiente como para quienes lo controlan y operan.
- La implementación de un sistema cerrado dentro de la Estación Norte 2 es necesaria, pudiendo realizarse acoplando la mayor parte de equipo presente, y adicionándole equipo específico como un Skimmer y un filtro de características adecuadas para cubrir el volumen de agua producida y el previsible aumento de producción de la misma en los próximos años.
- El costo de este equipamiento no es fijo y puede variar de acuerdo a la política de la empresa y la necesidad implementarlos ya que puede depender del tipo y configuración tanto del Skimmer como del filtro así como de la disponibilidad y facilidades que se presenten en el mercado al momento de decidir realizar la implementación.

- El proyecto presenta una alternativa al actual funcionamiento de este sistema, pudiéndose mejorar su calidad de funcionamiento pero necesitándose para la misma un cambio en las instalaciones así como una inversión necesaria pero que no se va a ver redituada monetariamente inmediatamente, sino mas bien está encaminada al desarrollo de la estación, al buen rendimiento y mantenimiento de todos los componentes del sistema, y por ende a aumentar su tiempo de vida útil y su correcto desempeño tanto para la actualidad como para el futuro.

## **5.2 RECOMENDACIONES**

- Realizar la implementación tanto de un Skimmer como de un filtro de características apropiadas así como de los accesorios necesarios para su correcto funcionamiento tomando en cuenta las características de los mismos para un buen diseño y aprovechamiento de los mismos dentro de la Estación Norte 2.
- Adaptar la mayor cantidad de material de equipos en buen estado que se posea en la Estación Norte 2 pues esto garantiza un menor impacto económico al momento de implementar el sistema.
- Mantener las partes del sistema que encuentren funcionando de correcta forma como el caso de las bombas booster, los motores, bombas horizontales multietapa, y aprovechar para realizar un mantenimiento completo a las mismas con miras a no tener ningún problema una vez iniciado el funcionamiento.
- Mantener inicialmente la aplicación de químicos tanto antiescala, anticorrosivo y de detregencia y realizar las pruebas necesarias una vez el sistema se encuentre funcionando para su evaluación y disminución de dosificación de acuerdo a los parámetros óptimos de funcionamiento.

- Mantener un control adecuado en cuanto al crecimiento y proliferación bacteriana y evaluar la posibilidad de aplicar biocida de manera más constante para evitar los daños que estas producen en las instalaciones.
- Analizar la posibilidad de implementar sistemas cerrados de tratamiento y reinyección de agua en los campos del Distrito Amazónico que no cuenten con los mismos siendo una parte importante en el desarrollo de la producción petrolera nacional.

## BIBLIOGRAFÍA

- “Análisis de los Sistemas de Tratamiento y Reinyección de el Agua de Formación en las Facilidades de Producción de los Campos Aguarico y Guanta” por Luis Alfonso Flores Muñoz
- “Análisis Comparativo entre los Sistemas Abiertos y Cerrados de Tratamiento y Reinyección para el Campo Shushufindi” por Segundo Aquilino Garcés.
- Manual del Curso “Sistemas de Reinyección de Agua de Formación” dictado por el Dr. Charles F. Alcocer de “American Institute of Paraffin, Asphaltene and Scale” – Quito - Ecuador 2007.
- “Glosario de la Industria Petrolera” The Petroleum Publishing Company. Tulsa, Oklahoma
- “Inyección de agua de Producción – Importancia de una metodología de trabajo desde el proyecto a la operación” por Conrado A. Ebner - Petrolera Entre Lomas S.A. – Argentina
- Acción Ecológica {Almeida, Maldonado 2002)
- “Diseño de una Planta de Tratamiento de Agua de Formación para la Reinyección en el Campo Lago Agrío” por Edwin Patricio Manobanda
- “Produced Water Treatment Design Manual. Burlington” por Zaidi, Abbas y Constable, Thomas 1997
- “Tratamiento de Aguas Residuales: teoría y principios de diseño” Bogotá, Escuela de Ingeniería, por Jairo Alberto Romero Rojas 2002

- “Applied Water Technology” Patton C.
- “Reportes Diarios de Reinyección de Agua – Campo Sacha” Archivos de Petroproducción 2008
- “Reportes Diarios de Producción - Campo Sacha” Archivos de Petroproducción 2008