



**UNIVERSIDAD TECNOLÓGICA EQUINOCCIAL**

**FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERÍA E  
INDUSTRIAS**

**CARRERA DE TECNOLOGÍA DE PETRÓLEOS**

**ANÁLISIS DESCRIPTIVO DE PROCESOS DE TRATAMIENTO DE  
AGUAS DE FORMACIÓN PARA REINYECCIÓN EN CAMPOS  
PETROLEROS DE LA AMAZONÍA ECUATORIANA**

**TRABAJO PREVIO A LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO  
DE TECNÓLOGO DE PETRÓLEOS**

**JEFFERSON STALIN MORALES CATUCUAMBA**

**DIRECTOR: ING. FAUSTO RAMOS AGUIRRE**

**Quito, Agosto 2016**

# FORMULARIO DE REGISTRO BIBLIOGRÁFICO

## PROYECTO DE TITULACIÓN

DATOS DE CONTACTO	
CÉDULA DE IDENTIDAD:	1718947607
APELLIDO Y NOMBRES:	Morales Catucuamba Jefferson Stalin
DIRECCIÓN:	Cdla. Tarqui calle José Maldonado
EMAIL:	jef_mo@hotmail.com
TELÉFONO FIJO:	022623-274
TELÉFONO MOVIL:	0995958193

DATOS DE LA OBRA	
TÍTULO:	Análisis descriptivo de procesos de tratamiento de aguas de formación para reinyección en campos petroleros de la Amazonía Ecuatoriana
AUTOR O AUTORES:	Morales Catucuamba Jefferson Stalin
FECHA DE ENTREGA DEL PROYECTO DE TITULACIÓN:	16-08-2016
DIRECTOR DEL PROYECTO DE TITULACIÓN:	<b>ING. FAUSTO RAMOS AGUIRRE</b>
PROGRAMA	PREGRADO <input checked="" type="checkbox"/> POSGRADO <input type="checkbox"/>
TÍTULO POR EL QUE OPTA:	<b>TECNÓLOGO DE PETRÓLEOS</b>
RESUMEN:	La finalidad de este trabajo es realizar un análisis descriptivo del proceso de reinyección del agua de formación a arenas no productoras en la Amazonia Ecuatoriana, debido a que se debe aprovechar de una manera eficiente el proceso y su posterior implementación en los

campos petroleros.

A inicios las formas de explotación eran métodos perjudiciales y se descargaba las aguas de formación hacia ríos y naturaleza, ocasionando daños severos por su alto contenido de sales, minerales, aceites, químicos.

El inconveniente presentado de acuerdo a la imposibilidad de mantener grandes volúmenes de agua en superficie, ha llevado a la industria petrolera a realizar las actividades de reinyección, hallando así la manera de desechar o confinar aguas de formación por este método a formaciones o arenas no productoras de petróleo a través de pozos perforados específicamente para esta actividad o por medio de la reconversión de pozos productores que fueron reacondicionados para este objetivo.

Una vez separada el agua de formación por métodos de disociación en superficie, se efectúa un monitoreo continuo, además de realizar análisis físico-químicos a fin de determinar el tratamiento adecuado que recibirán las aguas de formación con el objeto de reinyectarlas con el mínimo impacto de desgaste o deterioro de las instalaciones superficiales y de fondo, así como el

	<p>mantenimiento operativo y tratando de conservar las condiciones de permeabilidad de las arenas de la formación con el control de la calidad del agua a fin de prolongar la vida útil de los pozos destinados a esta actividad,</p>
<p><b>PALABRAS CLAVES:</b></p>	<p>AGUA – ANÁLISIS  AGUA – TRATAMIENTOS  CAMPO VILLANO ALFA  TECNOLOGÍA DE PETROLEOS</p>
<p><b>ABSTRACT:</b></p>	<p>The purpose of this work is a descriptive analysis of the process of formation water reinjection of not producing sands in the Ecuadorian Amazon, because it should be exploited in an efficient way the process and its implementation in the oil fields.</p> <p>In early forms of exploitation were harmful methods and formation water into rivers and nature are discharged, causing severe damage to its high content of salts, minerals, oils, chemicals.</p> <p>The drawback presented according to the impossibility of maintaining large volumes of surface water has led to the oil to perform activities of reinjection industry and finding ways to dispose or confine water formation by this method formations or sands not producing oil</p>

	<p>through wells drilled specifically for this activity or through the conversion of production wells which were refurbished for this purpose.</p> <p>A separate formation water by methods dissociation surface time, continuous monitoring is performed, in addition to physical-chemical analysis to determine the appropriate treatment receive formation waters in order to re-inject with minimal impact wear or deterioration of surface facilities and background, as well as the operating and trying to preserve the conditions of permeability of the sands formation control of water quality in order to prolong the life of wells intended for maintenance this activity.</p>
<p><b>KEYWORDS</b></p>	<p>WATER - ANALYSIS  WATER - TREATMENTS  FIELD VILLANO ALFA  OILS TECHNOLOGY</p>

Se autoriza la publicación de este Proyecto de Titulación en el Repositorio Digital de la Institución.



**Morales Catucumba Jefferson Stalin**

**171894760-7**

## DECLARACIÓN Y AUTORIZACIÓN

Yo, **MORALES CATUCUAMBA JEFFERSON STALIN**, CI **1718947607** autor/a del proyecto titulado: **Análisis descriptivo de procesos de tratamiento de aguas de formación para reinyección en campos petroleros de la Amazonía Ecuatoriana**, previo a la obtención del título de **Tecnólogo de Petróleos** en la Universidad Tecnológica Equinoccial.

1. Declaro tener pleno conocimiento de la obligación que tienen las Instituciones de Educación Superior, de conformidad con el Artículo 144 de la Ley Orgánica de Educación Superior, de entregar a la SENESCYT en formato digital una copia del referido trabajo de graduación para que sea integrado al Sistema Nacional de información de la Educación Superior del Ecuador para su difusión pública respetando los derechos de autor.
2. Autorizo a la BIBLIOTECA de la Universidad Tecnológica Equinoccial a tener una copia del referido trabajo de graduación con el propósito de generar un Repositorio que democratice la información, respetando las políticas de propiedad intelectual vigentes.

Quito, 16 de Agosto del 2016



---

**Jefferson Stalin Morales Catucuamba**

**171894760-7**

© Universidad Tecnológica Equinoccial. 2016

Reservados todos los derechos de reproducción

## DECLARACIÓN

Yo, **Jefferson Stalin Morales Catucuamba**, declaro que el trabajo aquí descrito es de mi autoría; que no ha sido previamente presentado para ningún grado o calificación profesional; y, que he consultado las referencias bibliográficas que se incluyen en este documento.

La Universidad Tecnológica Equinoccial puede hacer uso de los derechos correspondientes a este trabajo, según lo establecido por la Ley de Propiedad Intelectual, por su Reglamento y por la normativa institucional vigente.



**Jefferson Stalin Morales Catucuamba**

**171894760-7**



## CERTIFICACIÓN

Certifico que el presente trabajo que lleva por título “**Análisis descriptivo de procesos de tratamiento de aguas de formación para reinyección en campos petroleros de la Amazonía Ecuatoriana**”, que, para aspirar al título de **Tecnólogo de Petróleos** fue desarrollado por **Jefferson Stalin Morales Catucuamba**, bajo mi dirección y supervisión, en la Facultad de Ciencias de la Ingeniería e Industrias; y cumple con las condiciones requeridas por el reglamento de Trabajos de Titulación artículos 19, 27 y 28

A handwritten signature in blue ink, appearing to read 'Fausto Ramos Aguirre', is written over a horizontal line.

**Ing. Fausto Ramos Aguirre**  
**DIRECTOR DEL TRABAJO**  
**1705134102**

## DEDICATORIA

Esta tesis se la dedico a Dios quién me guio por el buen camino, darme las fuerzas para seguir adelante y no desmayar.

A mi familia quienes por ellos he conseguido mis objetivos

A mí querida esposa Tatiana por su apoyo, comprensión, amor y pilar fundamental para la culminación de la misma,

A mis hijos Doménica y Matías posiblemente no entienden mis palabras, pero para cuando sean capaces, quiero que se den cuenta de lo que significan para mí. Son la razón de que me levante cada día a esforzarme por el presente y mañana, son mi principal motivación,

A mis padres Rubén y Laura por ser los principales promotores de mis sueños, gracias a ellos por cada día confiar y creer en mí y en mis expectativas, por ayudarme con los recursos necesarios para estudiar. Me han dado todo lo que soy como persona, y les dedico todo mi esfuerzo, en reconocimiento a todo el sacrificio puesto para que culmine mi carrera,

A mis hermanos Santiago y Alisson por estar siempre presentes y brindándome su apoyo incondicional en momentos difíciles, aportando buenas enseñanzas a mi vida,

A mis abuelitos Gricelda y Desiderio, fueron las personas después de mis padres que más se preocupaban por mí. Sus canas son sinónimo de sabiduría. Me enseñaron muchas cosas vitales para la vida, me encaminaron por el buen sendero y siempre llevándome presente en sus oraciones.

## **AGRADECIMIENTO**

Primeramente doy gracias a Dios por bendecirme para llegar hasta donde he llegado, porque hiciste realidad este sueño anhelado.

A la UNIVERSIDAD TECNOLÓGICA EQUINOCCIAL por darme la oportunidad de estudiar y ser un profesional.

A mi director de tesis, Ing. Fausto Ramos Aguirre por su esfuerzo y dedicación, quien con sus conocimientos, su experiencia, su paciencia y su motivación ha logrado en mí que pueda terminar mis estudios con éxito.

Son muchas las personas que han formado parte de mi vida profesional a las que les encantaría agradecerles su amistad, consejos, apoyo, ánimo y compañía en los momentos más difíciles de mi vida. Algunas están aquí conmigo y otras en mis recuerdos y en mi corazón, sin importar en donde estén quiero darles las gracias por formar parte de mí, por todo lo que me han brindado y por todas sus bendiciones.

# ÍNDICE DE CONTENIDO

	<b>PÁGINA</b>
ÍNDICE DE CONTENIDO .....	i
ÍNDICE DE TABLAS .....	vii
ÍNDICE DE FIGURAS .....	viii
ÍNDICE DE ECUACIONES .....	ix
RESUMEN .....	10
SUMMARY .....	11
CAPÍTULO 1 .....	12
1. INTRODUCCIÓN .....	12
1.1 PROBLEMA .....	12
1.2 JUSTIFICACIÓN .....	13
1.3 OBJETIVOS .....	13
1.3.1. OBJETIVO GENERAL .....	13
1.3.2. OBJETIVO ESPECÍFICO .....	14
CAPÍTULO 2 .....	15
2. AGUAS DE FORMACIÓN .....	15
2.1 ORÍGENES DEL AGUA DE FORMACIÓN .....	15
2.2 CARACTERÍSTICAS DE AGUAS DE FORMACIÓN .....	15
2.3 TIPOS DE AGUA. ....	15
2.3.1. AGUA CONNATA: .....	16
2.3.2 AGUA LIBRE: .....	16
2.3.3 AGUA METEÓRICA: .....	16

2.3.4 AGUA IRREDUCTIBLE: .....	16
2.3.5 AGUA DE BARRIDO: .....	16
2.3.6 AGUA BUENA: .....	16
2.3.7 AGUA MALA:.....	16
2.4 COMPOSICIÓN DE LAS AGUAS DE FORMACIÓN .....	17
2.5 ADITIVOS QUÍMICOS INYECTADOS AL AGUA DE FORMACIÓN .....	17
2.5.1 ANTIESPUMANTES:.....	17
2.5.2 CONTROLADORES DE ESCALA, ANTIESCALA: .....	18
2.5.3 CONTROLADORES DE CORROSIÓN:.....	18
2.5.4 BIOCIDAS: .....	18
2.5.5 ANTIPARAFINICOS (REDUCTORES O CONTROLADORES DE PARAFINAS): .....	18
2.5.6 RECUPERADORES DE OXÍGENO:.....	19
2.6 QUE CONTIENE EL AGUA DE FORMACIÓN .....	19
2.7 DEFINICIÓN DE INYECCIÓN .....	19
2.8 DEFINICIÓN DE REINYECCIÓN .....	20
2.9 AGUA DE PRODUCCIÓN.....	20
2.10 CONSIDERACIONES BÁSICAS SOBRE LA CALIDAD DEL AGUA DE REINYECCIÓN. ....	20
2.10.1 ART. 29.- MANEJO DE TRATAMIENTOS DE DESCARGAS LÍQUIDAS:.....	21
2.10.1.1 Disposición: .....	21
2.10.1.2 Reinyección de aguas y desechos líquidos:.....	22
2.11 CONSIDERACIONES BÁSICAS PARA EL AGUA DE INYECCIÓN. ....	22
2.12 CARACTERIZACIÓN DEL AGUA DE PRODUCCIÓN .....	23

2.12.1 TURBIDEZ:.....	23
2.12.2 DUREZA CÁLCICA:.....	23
2.12.3 DUREZA MAGNÉSICA:.....	23
2.12.4 DUREZA TOTAL: .....	23
2.12.5 CLORUROS: .....	23
2.12.6 HIERRO TOTAL: .....	23
2.12.7 DISUELTO EN AGUA:.....	24
2.12.8 SULFATOS:.....	24
2.12.9 ACEITE EN AGUA:.....	24
2.12.10 pH:.....	24
2.12.11 H <sub>2</sub> S DISUELTOS EN AGUA:.....	24
2.12.12 SÓLIDOS SUSPENDIDOS: .....	24
2.13 BACTERIAS .....	26
2.13.1 TIPOS DE BACTERIAS .....	26
2.13.2 CLASIFICACIÓN DE LAS BACTERIAS:.....	27
2.13.3 BACTERIAS REDUCTORAS DE SULFATO (SRB) .....	29
2.13.5 FORMAS PARA CONTROLAR LA CORROSIÓN .....	31
2.14 ANÁLISIS BACTERIOLÓGICO .....	33
CAPÍTULO 3.....	34
3. METODOLOGÍA .....	34
3.1 PROCESOS DE TRATAMIENTO EN FACILIDADES DE SUPERFICIE ..34	
3.1.1 SISTEMAS CERRADOS .....	34
3.1.2 SISTEMAS ABIERTOS.....	34
3.2 REMOCIÓN DE GASES DISUELTOS .....	35

3.2.1 CALENTADORES: .....	35
3.2.2 ARAEDORES AL VACÍO:.....	35
3.2.3 LA ELIMINACIÓN QUÍMICA DE OXÍGENO DISUELTO .....	35
3.2.4 TPH: .....	36
3.3 REMOVER ACEITES SUSPENDIDOS .....	37
3.4 TÍPICOS DISEÑOS DE TRATAMIENTO.....	37
3.4.1 AGUA DE MAR.....	37
3.4.2 AGUA DULCE .....	38
3.4.3 AGUAS DE PRODUCCIÓN DE LAS FACILIDADES.....	38
3.5 CONTROLAR SÓLIDOS SUSPENDIDOS .....	39
3.5.1 TURBIDEZ:.....	40
3.6 CONTROLAR FORMACIÓN DE ESCALAS .....	40
3.7 CONTROLAR EL MATERIAL BACTERIOLÓGICO .....	41
3.8 CONTROLAR LA CORROSIÓN.....	41
3.9 PROCESOS DE MANEJO DE FLUIDOS EN LAS FACILIDADES DE SUPERFICIE .....	42
3.9.1 ETAPA DE RECOLECCIÓN .....	42
3.9.2 ETAPA DE SEPARACIÓN.....	42
3.9.3 ETAPA DE DEPURACIÓN .....	43
3.9.4 ETAPA DE MEDICIÓN DE PETRÓLEO .....	43
3.9.5 ETAPA DE CALENTAMIENTO .....	43
3.9.6 ETAPA DE DESHIDRATACIÓN DEL PETRÓLEO .....	44
3.9.7 ETAPA DE ALMACENAMIENTO DEL PETRÓLEO.....	44
3.9.8 ETAPA DE BOMBEO .....	44

3.10 COMPONENTES BÁSICOS EN UNA ESTACIÓN DE FLUJO .....	45
3.11 GENERALIDADES CAMPO VILLANO ALFA BLOQUE 10.....	45
3.12 UBICACIÓN GEOGRÁFICA.....	45
3.13 CONSIDERACIONES GEOLÓGICAS.....	46
3.13.1. ESTRATIGRAFÍA DEL CAMPO VILLANO.....	46
3.14. PRODUCCIÓN DIARIA CAMPO VILLANO ALFA.....	47
3.15 DESCRIPCIÓN DEL PROCESO ACTUAL EN LA ESTACIÓN DEL CAMPO VILLANO ALFA.....	47
3.16 DESCRIPCIÓN DE LAS UNIDADES.....	50
3.16.1 MANIFOLD .....	50
3.16.2 EQUIPOS DE SEPARACIÓN FREE WÁTER KNOCK OUT .....	50
3.16.3 SISTEMA DE TANQUES DE ALMACENAMIENTO .....	51
3.16.4 HIDROCICLONES .....	52
3.16.5 SISTEMA DE BOMBAS CENTRÍFUGAS.....	53
3.16.6 BOMBAS DE TRANSFERENCIA A/B.....	54
3.16.7 WATER INJECTION PUMPS A/B/C/D.....	55
3.16.8 OIL BOOSTER PUMPS A/B/C.....	55
3.16.9 WATER BOOSTER PUMPS A/B/C/D .....	56
3.16.10 UNIDAD SAMPLER O TOMA MUESTRAS.....	56
3.16.11 SISTEMA DE INYECCIÓN DE QUÍMICOS.....	57
3.17 TRATAMIENTO E INYECCIÓN DEL AGUA.....	58
3.17.1 FWKO.....	58
3.17.2 HEATERS TREATERS .....	59
3.17.3 HIDROCICLONES .....	59



3.17.4 TANQUES DE AGUA .....	59
3.17.5 BOMBAS BOOSTER DE AGUA .....	60
3.17.6 BOMBAS DE INYECCIÓN .....	61
3.17.7. RECIRCULACIÓN DE LA BOMBA WIP D .....	62
3.17.8 BOMBAS DE INYECCIÓN DE AGUA CENTRILIFT WIP .....	62
CAPÍTULO 4.....	63
4. ANÁLISIS DE RESULTADOS.....	63
4.1 CARACTERIZACIÓN DEL AGUA DE FORMACIÓN CAMPO VILLANO ALFA AGIP OIL.....	63
4.1.2 CÁLCULO GRAVEDAD ESPECÍFICA .....	64
4.1.3 CÁLCULO DEL FACTOR VOLUMÉTRICO DEL AGUA DE FORMACIÓN.....	64
4.1.4 ÍNDICE DE LANGELIER.....	65
CAPÍTULO 5.....	69
5. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES .....	69
5.1 CONCLUSIONES.....	69
5.2 RECOMENDACIONES .....	70
BIBLIOGRAFÍA.....	71

## ÍNDICE DE TABLAS

	<b>PÁGINA</b>
<b>Tabla 1.</b> Químicos de Inyección .....	19
<b>Tabla 2.</b> Reglamento ambiental de operaciones hidrocarburíferas del Ecuador	20
<b>Tabla 3.</b> Caracterización del Agua de Formación en los Campos Secoya y Pichincha.....	25
<b>Tabla 4.</b> Propiedades de captador de oxígeno .....	36
<b>Tabla 5.</b> Volumen de fluidos producidos en el Campo Villano. ....	47
<b>Tabla 6.</b> Tanque crudo A .....	60
<b>Tabla 7.</b> Bomba Booster de Agua.....	61
<b>Tabla 8.</b> Bomba de Inyección .....	61
<b>Tabla 9.</b> Bomba de Inyección Centrilift Wip .....	62
<b>Tabla 10.</b> Caracterización del agua de formación campo Villano Alfa .....	63

# ÍNDICE DE FIGURAS

## PÁGINA

<b>Figura 1.</b> El perfil típico de producción de un campo petrolero en el Atlántico Norte.....	13
<b>Figura 2.</b> Análisis físicos químicos de aguas de formación campo Edén-Yuturi. .....	25
<b>Figura 3.</b> Bacteria.....	26
<b>Figura 4.</b> Bacterias Reductoras de Sulfato .....	29
<b>Figura 5.</b> Típico sistema de tratamiento de agua de mar.....	37
<b>Figura 6.</b> Típico sistema de tratamiento de agua de río .....	38
<b>Figura 7.</b> Típico sistema de tratamiento de agua de producción .....	38
<b>Figura 8.</b> Proceso actual en CPF, bloque 10. Campo Villano Alfa .....	49
<b>Figura 9.</b> Batería de separación campo villano alfa.....	51
<b>Figura 10.</b> Tanques de almacenamiento del campo Villano Alfa .....	52
<b>Figura 11.</b> Hidrociclones .....	53
<b>Figura 12.</b> Bombas de línea de flujo.....	54
<b>Figura 13.</b> Bombas para inyección de agua WIP .....	55
<b>Figura 14.</b> Bombas Booster A/B/C .....	56
<b>Figura 15.</b> Unidad Sampler .....	57
<b>Figura 16.</b> Sistema de inyección de químicos .....	57
<b>Figura 17.</b> Índice de Langelier.....	68

# ÍNDICE DE ECUACIONES

	<b>PÁGINA</b>
<b>Ecuación 1.</b> Gravedad Específica.....	64
<b>Ecuación 2.</b> Factor volumétrico.....	64
<b>Ecuación 3.</b> Diferencial de presión .....	64
<b>Ecuación 4.</b> Diferencial de temperatura .....	65
<b>Ecuación 5.</b> Índice de Langelier.....	65

## RESUMEN

La finalidad de este trabajo es realizar un análisis descriptivo del proceso de reinyección del agua de formación a arenas no productoras en la Amazonia Ecuatoriana, debido a que se debe aprovechar de una manera eficiente el proceso y su posterior implementación en los campos petroleros.

A inicios las formas de explotación eran métodos perjudiciales y se descargaba las aguas de formación hacia ríos y naturaleza, ocasionando daños severos por su alto contenido de sales, minerales, aceites, químicos.

El inconveniente presentado de acuerdo a la imposibilidad de mantener grandes volúmenes de agua en superficie, ha llevado a la industria petrolera a realizar las actividades de reinyección, hallando así la manera de desechar o confinar aguas de formación por este método a formaciones o arenas no productoras de petróleo a través de pozos perforados específicamente para esta actividad o por medio de la reconversión de pozos productores que fueron reacondicionados para este objetivo.

Una vez separada el agua de formación por métodos de disociación en superficie, se efectúa un monitoreo continuo, además de realizar análisis físico-químicos a fin de determinar el tratamiento adecuado que recibirán las aguas de formación con el objeto de reinyectarlas con el mínimo impacto de desgaste o deterioro de las instalaciones superficiales y de fondo, así como el mantenimiento operativo y tratando de conservar las condiciones de permeabilidad de las arenas de la formación con el control de la calidad del agua a fin de prolongar la vida útil de los pozos destinados a esta actividad.

## **SUMMARY**

The purpose of this work is a descriptive analysis of the process of formation water reinjection of not producing sands in the Ecuadorian Amazon, because it should be exploited in an efficient way the process and its implementation in the oil fields.

In early forms of exploitation were harmful methods and formation water into rivers and nature are discharged, causing severe damage to its high content of salts, minerals, oils, chemicals.

The drawback presented according to the impossibility of maintaining large volumes of surface water has led to the oil to perform activities of reinjection industry and finding ways to dispose or confine water formation by this method formations or sands not producing oil through wells drilled specifically for this activity or through the conversion of production wells which were refurbished for this purpose.

A separate formation water by methods dissociation surface time, continuous monitoring is performed, in addition to physical-chemical analysis to determine the appropriate treatment receive formation waters in order to re-inject with minimal impact wear or deterioration of surface facilities and background, as well as the operating and trying to preserve the conditions of permeability of the sands formation control of water quality in order to prolong the life of wells intended for maintenance this activity.

# CAPÍTULO 1

## 1. INTRODUCCIÓN

Ante la presencia esperada del agua de formación en los pozos, muchas compañías petroleras reaccionan con preocupación. La producción imprevista de agua acompañada con impurezas indeseadas, puede reducir el valor de un activo hidrocarburífero.

Además acelera el daño de los equipos e incrementa el costo de manipulación y eliminación del fluido, pero la presencia de una cierta cantidad de agua de formación mediante las propiedades de la misma, nos brinda la información eficaz en la rentabilidad de los campos petroleros.

La presencia de petróleo disperso en agua, acarrea problemas cuando inyectamos agua producida, causa bloques de emulsión en la formación y se utiliza como una excelente pega para ciertos sólidos, como sulfuro de hierro, calcio, lo que aumenta la eficiencia de taponamiento en los pozos inyectores, dañando a los pozos

### 1.1 PROBLEMA

A medida que se extrae crudo de una reserva, se incrementa la producción de agua y disminuye la producción de petróleo, este causa problemas en las facilidades de superficie para tratar y disponer, ya sea para inyección o reinyección, ya que el no tratarla provocaría problemas de corrosión o formación de escala en equipos de superficie, subsuperficie, daños y taponamientos en los reservorios.

A continuación se detalla la producción de un campo petrolero en el que se evidencia que la producción de agua es mayor a la de crudo.

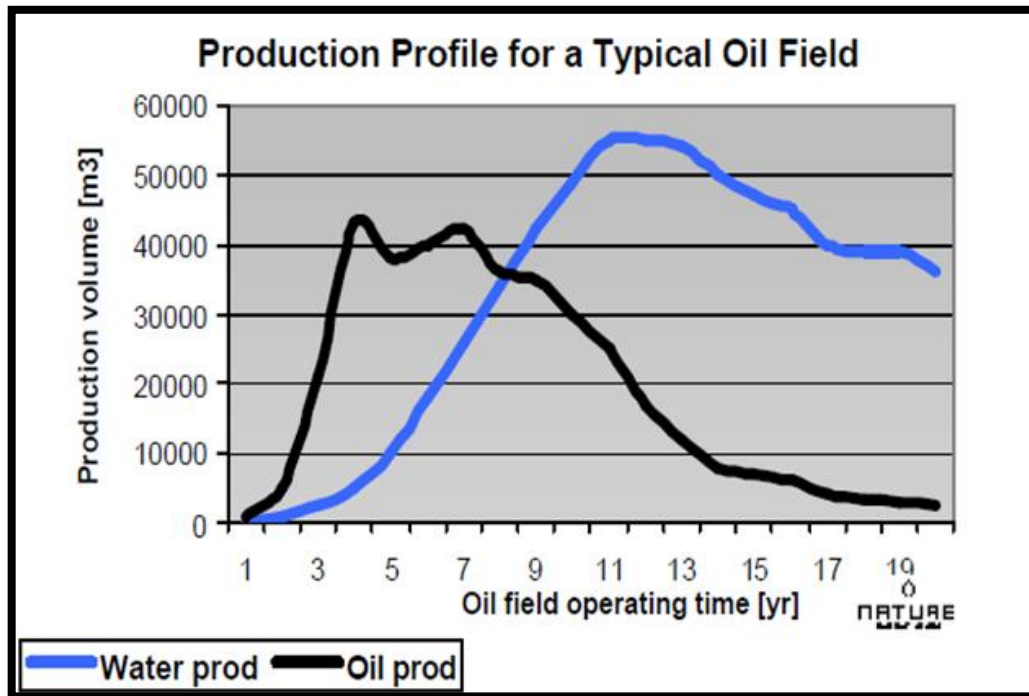


Figura 1. El perfil típico de producción de un campo petrolero en el Atlántico Norte

(Ramos F. R., 2014)

## 1.2 JUSTIFICACIÓN

Si el agua de producción presenta problemas, es más económico tratarla, antes de ser reinyectada o inyectada, además se cumple con la normativa ambiental dada por el ente regulador RAOHE (Reglamento Ambiental de Actividades Hidrocarburíferas).

## 1.3 OBJETIVOS

### 1.3.1. OBJETIVO GENERAL

Analizar el proceso de tratamiento de agua de formación antes de reinyectar a arenas no productoras en las facilidades de superficie y que esta agua cumpla con los parámetros dados en el RAOHE decreto 1215, tabla 4 del anexo 2.



### **1.3.2. OBJETIVO ESPECÌFICO**

- Evaluar la caracterización del agua de formación luego de ser separada en las facilidades de superficie.
- Determinar el proceso de tratamiento del agua en las facilidades de superficie, para que cumpla con los parámetros establecidos en el RAOHE decreto 1215, tabla 4 del anexo 2.
- Determinar los controles y monitoreo realizados al agua de formación, durante y después del mantenimiento para que cumplan con los parámetros de calidad para su reinyección.

## **CAPÍTULO 2**

### **2. AGUAS DE FORMACIÓN**

Es el agua producida presente en los yacimientos petroleros y surge a la superficie asociada con el crudo. Este fluido (agua de formación) contiene petróleo, gas e impurezas que son tóxicas para el medio ambiente (Narvaez, 2000).

#### **2.1 ORÍGENES DEL AGUA DE FORMACIÓN**

El agua de formación relacionada en la industria petrolera, se conoce como el agua presente en los yacimientos petrolíferos, la misma que puede estar emulsionada o no en el crudo. Las formaciones o rocas que se encuentran a una considerable profundidad del subsuelo presentan algún tipo de fluido que en su mayoría es el agua, la cual está en contacto con crudo.

Los hidrocarburos de menor densidad migran, desplazando un poco al agua de formación, y dan lugar a que se estanquen los hidrocarburos.

#### **2.2 CARACTERÍSTICAS DE AGUAS DE FORMACIÓN**

Sus propiedades físico –químicas se modifican según la posición geográfica del campo. La formación geológica con la cual este fluido ha tenido contacto por miles de años, dando un producto de hidrocarburo específico así como las propiedades del agua de formación y su volumen pueden variar en los diferentes sitios de un mismo embalse.

#### **2.3 TIPOS DE AGUA.**

El agua se presenta en todos los campos petroleros y es abundante, pero existen líquidos (agua) de mejor calidad que otro (Schlumberger, 2000).

**2.3.1. AGUA CONNATA:** Es el agua que durante el proceso de formación o sedimentación se quedó entrampada en un acuífero, y se caracteriza por ser densa y salina.

**2.3.2 AGUA LIBRE:** Definida por el Instituto Americano de Petróleo (API), es la cantidad de agua de producción que se sedimentara y se separara del petróleo en 5 minutos. El resto de agua presente se considera emulsionada con el petróleo y requiere de un proceso de tratamiento para removerlo.

**2.3.3 AGUA METEÓRICA:** Es el agua que se infiltra en el subsuelo producto de las precipitaciones o también es de carácter fluvial, se caracteriza porque su salinidad es menor que el agua connata.

**2.3.4 AGUA IRREDUCTIBLE:** Es la cantidad de agua que no se puede recuperar, se encuentra en los poros y/o fisuras de la roca, pero se toma en cuenta para el cálculo de reservas. Con respecto a la producción de crudo, es fundamental distinguir entre el agua de barrido, el agua buena (aceptable) y el agua mala (o excesiva).

**2.3.5 AGUA DE BARRIDO:** Proviene de un pozo inyector o de un acuífero activo que contribuye al barrido del petróleo del yacimiento. El manejo de este tipo de agua es una parte fundamental del manejo del yacimiento y puede constituir un factor determinante en la productividad de los pozos y de las reservas finales.

**2.3.6 AGUA BUENA:** Es el agua producida dentro del hueco a una tasa inferior al límite económico de la relación agua/petróleo (WOR).

**2.3.7 AGUA MALA:** El agua mala se puede definir como el agua producida dentro del hueco, que no contiene petróleo, o bien cuando la producción de petróleo no es suficiente para compensar el costo asociado con el manejo del agua, es decir, es agua producida por encima del límite económico de la RAP.

## **2.4 COMPOSICIÓN DE LAS AGUAS DE FORMACIÓN**

Sin embargo el agua de producción no tiene siempre una relación con el agua de mar, en las concentraciones de sólidos o en la distribución de iones presentes, ya que puede haberse formado por la depositación de sedimentos de distintos eventos tectónicos superficiales por invasión y filtración de agua proveniente de formaciones vecinas, es decir haber proveniendo de diferentes fuentes (Andes, 1998).

A más de sus componentes naturales, pueden también contener agua subterránea o agua de arena llamada agua de formación, inyectado para mantener las presiones en el embalse, así como diversos sólidos y bacterias. Las aguas de formación son más salinas que las aguas subterráneas ya que estas pueden incluir aditivos químicos utilizados en perforación y producción.

El agua es el principal producto residual de la industria de petróleo y gas durante la vida de todos los pozos productores. El agua que produce conjuntamente con el aceite es conocido como salmuera, agua salada, agua producida, etc. cada día deben manipularse miles de barriles de agua.

## **2.5 ADITIVOS QUÍMICOS INYECTADOS AL AGUA DE FORMACIÓN**

Por la composición química del agua de formación, altas concentraciones de sales, iones y, material bacteriológico, desde el pozo al agua de formación se le inyecta los siguientes productos de acuerdo a las necesidades de producción: (Ramos F. R., 2014).

**2.5.1 ANTIESPUMANTES:** Los antiespumantes son productos químicos que, cuando se agregan a un sistema espumante, se dirigirán hacia la superficie y romperán la película que estabiliza la espuma. El uso de productos químicos

antiespumantes es el método más popular para el control de espuma y se han empleado ampliamente en todo el mundo.

**2.5.2 CONTROLADORES DE ESCALA, ANTIESCALA:** Las aguas de formación son complejas y diversas. Estas pueden variar desde 0.1% hasta 40% en peso de sólidos disueltos. El carbonato de calcio  $\text{CaCO}_3$ , es el depósito de incrustación más frecuentemente encontrado en la producción de petróleo y ocurre en todas las regiones geográficas. Por lo que es necesaria la aplicación de un químico que anule la precipitación de escalas en el agua.

**2.5.3 CONTROLADORES DE CORROSIÓN:** Los inhibidores de corrosión son tradicionalmente usados para disminuir la velocidad a la que ocurre la corrosión. Los inhibidores usados son generalmente de naturaleza orgánica y trabajan formando un film protector en la superficie del metal que impide que el agua esté en contacto con la superficie.

**2.5.4 BIOCIDAS:** El crecimiento bacteriano en los sistemas de inyección de agua pueden causar muchos problemas. Estos incluyen la corrosión inducida biológicamente, la formación de sólidos que puede disminuir la inyectividad de los pozos y la producción de sulfuro de hidrógeno que puede causar la acidificación de los fluidos del reservorio. En la mayoría de los casos, la única manera de solucionar los problemas de bacterias es mediante tratamientos con químicos bactericidas. Estos químicos inhiben el crecimiento por interferencia con las funciones vitales generales o específicas de la bacteria.

**2.5.5 ANTIPARAFINICOS (REDUCTORES O CONTROLADORES DE PARAFINAS):** Las parafinas son cadenas rectas y ramificadas de hidrocarburos de varias longitudes, son parte de la familia química de los alcanos. Las moléculas de parafina contienen entre 20 y 80 o más átomos de carbono y tienen un punto de fusión conocido.

**2.5.6 RECUPERADORES DE OXÍGENO:** Son los encargados de recuperar el oxígeno disuelto en el agua y así prevenir problemas de corrosión.

**Tabla 1.** Químicos de Inyección

(Estación Pichincha, 2011)	LUGAR DE INYECCIÓN	gal/día
<b>Demulsificante JXZ1704</b>	Salida del Manifold	10
<b>Antiparafínico JDN92</b>	Salida del Manifold	10
<b>Antiescala MX-302</b>	Salida de agua del wash tank	5.2
<b>Anticorrosivo Proterquim 1176</b>	Antes de bombas booster de R.Y.A.	7.4
<b>Biocida BAC-91</b>	Entrada al pulmón de bombas REDA	9.9
<b>Surfactante Deterquim 273</b>	Pulmón de bombas Reda	3.1

(Ramos F. R., 2014)

## 2.6 QUE CONTIENE EL AGUA DE FORMACIÓN

El agua de formación tiene como principales componentes:

- Agua
- Crudo suspendido
- Crudo disuelto
- Solidos suspendidos (escala, productos de corrosión, arena, etc.)
- Solidos disueltos
- Gases disueltos (CO<sub>2</sub>, H<sub>2</sub>S, O<sub>2</sub>)
- Material bacteriológico
- Material (tratamientos químicos, fluidos de descarte, ácidos, etc.).

## 2.7 DEFINICIÓN DE INYECCIÓN

Dar energía al reservorio para inyectar agua y empujar al hidrocarburo hacia el pozo productor.

## 2.8 DEFINICIÓN DE REINYECCIÓN

Disponer el agua ambiente en una arena no productora para evitar la contaminación ambiental en superficie.

## 2.9 AGUA DE PRODUCCIÓN

El agua de producción es aquella separada del crudo y del gas en las facilidades de superficie, por tanto contiene agua de formación más todos los aditivos y componentes descritos en él, dados en el numeral 2.5

## 2.10 CONSIDERACIONES BÁSICAS SOBRE LA CALIDAD DEL AGUA DE REINYECCIÓN.

Deben cumplir con los requisitos dados por Reglamento Ambiental de Operaciones Hidrocarburíferas del Ecuador (RAOHE), Decreto 1215 (Renovables, 2008).

Tabla 2. Reglamento ambiental de operaciones hidrocarburíferas del Ecuador

a) EFLUENTE (punto de descarga)					
Parámetro	Expresado en	Unidad	Valor límite permisible <sup>1</sup>	Promedio anual <sup>2</sup>	Destino de descarga
Potencial hidrogeno	ph	-----	5<pH<9	5.0<pH<9.0	Todos
Conductividad eléctrica	CE	µS/cm	<2500	<2000	Continente
Hidrocarburos totales	TPH	mg/l	<20	<15	Continente
Hidrocarburos totales	TPH	mg/l	<30	<20	Mar abierto
Demanda química de O <sub>2</sub>	DQO	mg/l	< 120	<80	Continente
Demanda química de O <sub>2</sub>	DQO	mg/l	<350	<300	Mar abierto
Solidos Totales	ST	mg/l	<1700	<1500	Todos
Bario	Ba	mg/l	<5	<3	Todos
Cromo (Total)	Cr	mg/l	<0.5	<0.4	Todos
Plomo	Pb	mg/l	<0.5	<0.4	Todos
Vanadio	V	mg/l	<1	<0.8	Todos
Nitrógeno global (incluye N orgánico amoniacal y óxido)	NH <sub>4</sub> -N	mg/l	<20	<15	Todos
Fenoles <sup>4</sup>		mg/l	<0.15	<0.10	Todos

(Renovables, 2008)

### **2.10.1 ART. 29.- MANEJO DE TRATAMIENTOS DE DESCARGAS LÍQUIDAS:**

Toda instalación, incluyendo centros de distribución, sean nuevos o remodelados, así como las plataformas off - shore, deberán contar con un sistema convenientemente segregado de drenaje, de forma que se realice un tratamiento específico por separado de aguas lluvias y de escorrentías, aguas grises, negras y efluentes residuales para garantizar su adecuada disposición. Deberán disponer de separadores agua - aceite o separadores API ubicados estratégicamente y piscinas de recolección, para contener y tratar cualquier derrame así como para tratar las aguas contaminadas que salen de los servicios de lavado, lubricación y cambio de aceites, y evitar la contaminación del ambiente. En las plataformas off - shore, el sistema de drenaje de cubierta contará en cada piso con válvulas que permitirán controlar eventuales derrames en la cubierta y evitar que estos se descarguen al ambiente. Se deberá dar mantenimiento permanente a los canales de drenaje y separadores.

**2.10.1.1 Disposición:** Todo efluente líquido, proveniente de las diferentes fases de operación, que deba ser descargado al entorno, deberá cumplir antes de la descarga con los límites permisibles establecidos en la Tabla No. 4 del Anexo 2 de este Reglamento.

Los desechos líquidos, aguas de producción y aguas de formación deberán ser tratadas y podrán ser inyectadas y dispuestas, conforme lo establecido en el literal c) de este mismo artículo, siempre que se cuente con el estudio de la formación receptora aprobado por el ente regulador.

Si estos fluidos se dispusieren en otra forma que no sea a cuerpos de agua ni mediante inyección, en el Plan de Manejo Ambiental se establecerán los métodos, alternativas y técnicas que se utilizarán para su disposición con indicación de su justificación técnica y ambiental; los parámetros a cumplir serán los aprobados en el Plan de Manejo Ambiental;



**2.10.1.2 Reinyección de aguas y desechos líquidos:** Cualquier empresa para disponer de desechos líquidos por medio de inyección en una formación porosa tradicionalmente no productora de petróleo, gas o recursos geotérmicos, deberá contar con el estudio aprobado por la Subsecretaría de Protección Ambiental del Ministerio de Energía y Minas que identifique la formación receptora y demuestre técnicamente:

- Que la formación receptora está separada de formaciones de agua dulce por estratos impermeables que brindarán adecuada protección a estas formaciones;
- Que el uso de tal formación no pondrá en peligro capas de agua dulce en el área;
- Que las formaciones a ser usadas para la disposición no contienen agua dulce.
- Que la formación seleccionada no es fuente de agua dulce para consumo humano ni riego, esto es que contenga sólidos totales disueltos mayor a 5,000 ppm.

## **2.11 CONSIDERACIONES BÁSICAS PARA EL AGUA DE INYECCIÓN.**

El objetivo del tratamiento del agua de formación en las facilidades de producción para la reinyección depende de los requisitos de la empresa operadora, de las características del reservorio, de los equipos utilizados, pero en general son los siguientes: (Ramos F. R., 2014).

- pH 6-7
- Cl residual 0.5 - 3 ppm
- Contenido de oxígeno < 5 ppb
- Sulfito residual 3-5 ppm
- Contenido de Hierro < 0.5 ppm

- Sólidos Totales < 50 ppm
- Contenido de petróleo(TPH) < 0.5 ppm
- Diámetro máximo de partículas 5 micrones
- Contenido bacteriológico total 10000 colonias/ml
- Contenido de Bacterias Sulforeductoras < 100 colonias
- Turbidez < 5 NTU

## **2.12 CARACTERIZACIÓN DEL AGUA DE PRODUCCIÓN**

La caracterización del agua consta de varios parámetros, los mismos que son: (Ramos F. R., 2014).

**2.12.1 TURBIDEZ:** Esta prueba mide la claridad del agua de reinyección 15 NTU y para inyección 5 NTU.

**2.12.2 DUREZA CÁLCICA:** Mide la cantidad de carbonato de calcio que se encuentra en el agua.

**2.12.3 DUREZA MAGNÉSICA:** El magnesio soluble reacciona en el agua en forma parecida al hierro y sus depósitos son difíciles de removerlos.

**2.12.4 DUREZA TOTAL:** La cuantificación de este ión es importante ya que el calcio y el magnesio forman incrustaciones. En la mayoría de condiciones encontradas las sales de calcio son menos solubles que las de magnesio.

**2.12.5 CLORUROS:** Estos son a prima indicación de salinidad o fortaleza de agua salina o la presencia de agua dulce. El ion cloruro es normalmente el mayor anión presente en aguas salinas producidas y también un buen constituyente en aguas dulces

**2.12.6 HIERRO TOTAL:** Claridad de hierro presente en el agua; pequeños valores de hierro son deseables en cualquier tipo de agua y su conocimiento ayuda a estimar la cantidad de corrosión y el tratamiento necesario para su

reinyección; este hierro es normal entre los agentes que taponan los pozos reinyectores.

**2.12.7 DISUELTO EN AGUA:** Es la cantidad de CO<sub>2</sub> disuelto en el agua la cual depende de la presión parcial de este gas en la atmosfera cerca de agua. El dióxido de carbono que se disuelve en el agua, forma ácido carbónico el cual hace bajar el pH de agua provocando un incremento en la corrosión.

**2.12.8 SULFATOS:** Son los de mayor interés desde el punto de vista de deposición y merecen tener en cuenta; un valor normal o de cero en agua salina, sugiere la presencia de bario.

**2.12.9 ACEITE EN AGUA:** Cantidad de aceite que se encuentra en el agua de reinyección siendo 30 ppm el valor máximo con que se debe reinyectar el agua.

**2.12.10 pH:** El pH es una medida de alcalinidad o acidez, que permite determinar su tendencia a formar escala o corroer. La mayoría de aguas que contiene crudo tienen pH entre 4 y 8 con tendencia a ser alcalinas (pH>7).

**2.12.11 H<sub>2</sub>S DISUELTOS EN AGUA:** El sulfuro de hidrogeno es muy soluble en agua y cuando se disuelve su comportamiento es como un ácido débil; el grado de disolución está en función del pH.

**2.12.12 SÓLIDOS SUSPENDIDOS:** Son los materiales en el agua que están suspendidos o precipitados que deben ser removidos para evitar taponamientos.

**Tabla 3.** Caracterización del Agua de Formación en los Campos Secoya y Pichincha.

PARÁMETROS	SECOYA	PICHINCHA
pH	6,5	6,78
Temperatura, °F	118	114
Dureza Total, mg/l CaCO <sub>3</sub>	7.400	5.600
Dureza Cálctica, mg/l CaCO <sub>3</sub>	5.900	4.200
Dureza Magnésica, mg/l CaCO <sub>3</sub>	1.500	1.400
Alcalinidad Total, mg/l CaCO <sub>3</sub>	740	590
Hierro, mg/l Fe <sup>++</sup>	19,8	11,7
Sulfatas, ppm S <sub>04</sub> =	250	230
Cloruros, ppm Cl	23.200	22.500
Densidad Relativa	1,0158	1,0152
Oxígeno, ppb	0,5	0,5
CO <sub>2</sub> , mg/l	60	45
H <sub>2</sub> S, mg/l	0,1	0,7
Oil, mg/l	11,06	22,76

(Ramos F. R., 2014)

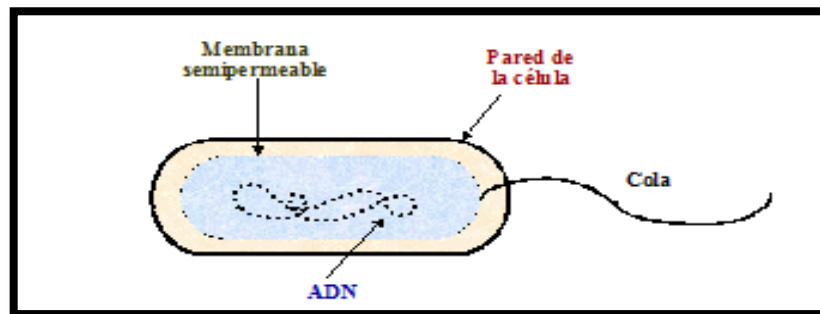
CAMPO EDEN-YUTURI (Bloque 15) PETROAMAZONAS					
PARAMETROS	UNIDAD	6-Aprl-11	20-Aprl-11	08-may-11	22-may-11
SODIO (Na)	(mg/l)	4.912,90	4.678,00	4.721,90	4.678,00
MAGNESIO (Mg)	(mg/l)	52,8	36	64,8	180
CALCIO (Ca)	(mg/l)	280	224	304	332
STROINSIUM (Sr)	(mg/l)				
BARIO (Ba)	(mg/l)	3	1	1	5
HIERRO (Fe)	(mg/l)	1,1	2,25	1,05	1,1
CLORUROS (Cl)	(mg/l)	7.300	6.750	7.050	7.150
SULFATOS (SO <sub>4</sub> )	(mg/l)	260	155	200	188
BICARBONATOS (HCO <sub>3</sub> )	(mg/l HCO <sub>3</sub> )	1.257	1.476	1.354	1.074
ACIDOCARBOXILICOS	(mg/l HAC)	10	0	43	97
SOLIDOS DISUELTOS (Calculado)	(mg/l)	14.076	13.322	13.740	6.140
DENSIDAD (STP)	(g/l)	1,009	1	1,009	1
CO <sub>2</sub> DISUELTO EN AGUA	(gm/l)	292	178	336	7
H <sub>2</sub> S (En agua)	(mg/l)	0,002	0	0	470
SUP. Ph (medido) STP	(Ph)	7	7	7	0
ACEITE EN AGUA	(ppm)	42	42	41	41
OXIGENO DISUELTO	(ppb)	90	90	90	80
RESIDUAL DE I. ESCALA	(ppm)	15	15	12	13
BWPD	(bls)	272.070	272.070	288.996	295.676

**Figura 2.** Análisis físicos químicos de aguas de formación campo Edén-Yuturi.

(Ramos F. R., 2014)

## 2.13 BACTERIAS

Las bacterias abarcan una amplia clase de microorganismos de gran interés en las operaciones con agua. En la parte externa se tiene la pared de la célula que proporciona su forma. En la parte interna hay una membrana semipermeable que rodea el contenido de la célula bacteriana. La célula está llena de agua que contiene diferentes minerales y químicos (Benalcazar, 2003).



**Figura 3.** Bacteria  
(Benalcazar, 2003)

### 2.13.1 TIPOS DE BACTERIAS

Existen varios tipos de bacterias, pero las más comunes son las Eucarias y Plancton, las mismas que se detallaran a continuación (Benalcazar, 2003).

**2.13.1.1 Eucarias:** Es un grupo de microorganismos que se dividen en:

**Algas:** Son plantas unicelulares que contienen clorofila, utilizan la luz solar como fuente de energía y del CO<sub>2</sub> extraen el carbón. Las algas forman “limo” en la superficie del agua, a menudo se encuentra en los sitios estancados o en las torres de enfriamiento. Están presentes en el agua de mar y contribuyen substancialmente al taponamiento.

**Hongos:** Generalmente crecen mejor en ambientes aeróbicos y causan pocos problemas en los sistemas de inyección.

**Protozoarios:** Se encuentran en aguas frescas y salinas, requieren de oxígeno para vivir. En los sistemas de inyección de agua se los ubica en los tanques, piscinas y en los filtros cuando el agua es aireada.

**2.13.1.2 Plancton:** El término es aplicado a todos los animales y plantas que viven libremente en el agua, los cuales por su limitada fuerza de movimiento, derivan junto a las corrientes de agua marina. El microorganismo plancton es estructurado según su tamaño:

- **Megaloplancton:** animales grandes como el jellyfish.
- **Macroplancton:** visibles al ojo humano, tamaño de 1 mm.
- **Microplancton:** organismos de tamaño menor a 1mm y mayor a 75 micras
- **Nanoplancton:** más pequeños, incluye plantas minúsculas, bacterias y especímenes llamados flagellatos.
- **Ultraplancton:** flagellatos de tamaño menor a 5 micras

**2.13.2 CLASIFICACIÓN DE LAS BACTERIAS:** Se clasificar en:

**2.13.2.1 Tamaño y Forma:** Las bacterias son extremadamente pequeñas, alrededor de 0.5 micras de diámetro, y existen miles de especies. Las bacterias tienen formas variadas como esferas, cilindros rectos o cilindros curvados.

Por la forma que tienen se las conoce como:

- Una sola esfera: coccus
- Varias esferas: cocci
- Cilindro recto: bacillus
- Cilindros curvos:
- **Vibrio:** sola curva en forma de “C”

- **Sigmoid:** forma de “S”
- **Spirillum:** dos o más curvas en forma de espiral o tornillo

**2.13.2.2 Crecimiento:** La principal razón por la cual las bacterias crean muchos problemas es la velocidad con que ellas pueden multiplicarse o reproducirse. Algunas pueden duplicar su población en 20 minutos bajo condiciones ideales, lo que significa que una sola bacteria puede llegar a ser una próspera colonia en pocas horas. Un puñado de limo del agua puede contener tantas bacterias como la población mundial (Benalcazar, 2003).

Las bacterias pueden soportar un amplio rango de temperaturas de 14 a 210 F, valores de pH de 0 a 10.5, y concentraciones de oxígeno de 0 a casi 100%. Sin embargo, en los sistemas de agua, ellas crecen mejor en un rango de pH de 5-9 y temperaturas menores a 180 °F. Prefieren agua fresca y se desarrollan en salmuera.

Las bacterias pueden vivir en grupos o colonias adheridas a los sólidos de la superficie del metal llamadas sessile, o en los sólidos suspendidos del agua. Cuando se encuentran con los SST en el agua, se las conoce como planctónicas, nadadoras o flotadoras.

**2.13.2.3 Requerimiento de oxígeno:** Una clasificación común en los sistemas petroleros es saber si una bacteria necesita o no oxígeno para vivir; se clasifican en:

- Bacterias aeróbicas: requieren oxígeno para crecer
- Bacterias anaeróbicas: crecen mejor en ausencia de oxígeno
- Bacterias facultativas: crecen en presencia o ausencia de oxígeno.

### 2.13.3 BACTERIAS REDUCTORAS DE SULFATO (SRB)

Causan los mayores problemas en los sistemas de inyección de agua. Ellas reducen los iones sulfato o sulfito del agua en iones sulfuro, formándose H<sub>2</sub>S como subproducto. La generación de H<sub>2</sub>S puede incrementar la corrosión del agua. Sí el sistema es agrio, el H<sub>2</sub>S adicional generado por bacterias tendrá poco o no afectará la corrosividad del agua. Sin embargo, si el sistema fue originalmente dulce, la adición de H<sub>2</sub>S por las bacterias, aumentará considerablemente la velocidad de corrosión y genera picaduras en todas partes (Benalcazar, 2003).

**2.13.3.1 Tipos de bacterias SRB:** La mayoría de problemas de corrosión se atribuyen a los miembros de dos familias: Desulfovibrio y Desulfotomaculum. Las especies más conocidas de estas familias se detallan:

Género	Especies	Forma
<i>Desulfovibrio</i>	<i>africanus</i> <i>desulfuricans</i> <i>saxilegens</i> <i>vulgaris</i>	Sigmoid rod Vibrio Vibrio Vibrio
<i>Desulfotomaculum</i>	<i>nigrificans</i> * <i>orientis</i>	rod curved rod

**Figura 4.** Bacterias Reductoras de Sulfato

(Benalcazar, 2003)

De los organismos reductores de sulfato, el más encontrado en los campos petroleros pertenece al género *Desulfovibrio*. *Desulfotomaculum* puede formar esporas, que es una estructura que se forma dentro del cuerpo de una bacteria. Las esporas son resistentes a la temperatura, ácidos, alcoholes, desinfectantes, secantes, enfriadores y muchas otras condiciones adversas.

**2.13.4.1 Tipos de químicos:** Los químicos usados para controlar las bacterias pueden ser clasificados en varias formas:



- Bactericida: Es un químico que “mata” a las bacterias.
- Bacteriostato: Es un químico que retarda o inhibe el crecimiento de las bacterias.
- Biocida: Es un químico que “mata” otras formas de vida además de las bacterias.
- Bioestato: Es un químico que retarda o inhibe el crecimiento de otras formas de vida además de las bacterias.
- Como tratar las bacterias.

#### **2.13.4.2 Químicos Inorgánicos:** Se dividen en:

Cloro: Es el biocida inorgánico más usado en los sistemas de inyección de agua. Se usa preferentemente en aguas superficiales como agua de mar o frescas de ríos, lagos, etc. En la siguiente sección se analiza con mayor detalle este biocida (Benalcazar, 2003).

Dióxido de cloro  $\text{ClO}_2$ : Es usado como un bactericida en aguas industriales. Se produce in situ por la mezcla de clorato de sodio ( $\text{NaClO}_3$ ) o clorito de sodio ( $\text{NaClO}_2$ ) con ácido clorhídrico para obtener  $\text{ClO}_2$ .

**2.13.4.3 Químicos Orgánicos:** Aldehídos, compuestos de amonio cuaternario y aminas son ejemplos comunes de bactericidas orgánicos.

**Aldehídos:** Los glutaraldehídos son ampliamente usados para el control bacteriano. La Acroleína se usa también, pero con menos frecuencia; además, es un buen secuestrante de sulfuro de hidrógeno, pero es incompatible con los secuestrantes de oxígeno y muchos inhibidores de corrosión y escala.

**Aminas y “quats”:** Tienen una buena actividad superficial y actúan como muy buenos detergentes. Su uso está limitado para aguas de bajísima salinidad como las de mar o frescas.

**2.13.4.4 Instituir el tratamiento:** La aplicación de los bactericidas puede ser tipo batch o continuo. Los químicos deberían adicionarse tan cerca como sea posible de la fuente de agua, y en un área donde exista una buena mezcla por agitación. Los sitios comunes de aplicación de los bactericidas son:

- Líneas de toma de agua superficiales
- En la parte anular de los pozos surtidores de agua.
- En el manifold de una estación de producción
- Después de la bomba de suministro de agua

### **2.13.5 FORMAS PARA CONTROLAR LA CORROSIÓN**

La corrosión es el resultado de un ataque químico sobre un metal. Todas las reacciones de corrosión requieren la presencia de cuatro condiciones. Estos son los siguientes (Benalcazar, 2003):

**2.13.5.1 Anódica Área:** Es un área del metal donde ocurre la oxidación. El metal común se disuelve para formar iones metálicos, y se liberan electrones.

**2.13.5.2 Metálico Conductor:** Debe existir una conexión metálica para llevar a los electrones liberados en el sitio de una la reducción de reacción.

**2.13.5.3 Área Catódica:** Esta es un área del metal donde produce la reducción. Los iones positivos reaccionan con los electrones libres para producir especies reducidas.

**2.13.5.4 Electrolítico Conductor:** Una solución de electrolitos debe conectar el ánodo y el cátodo para llevar a cabo el flujo iónico entre ellos. Además la corrosión puede tomar varias formas:

**2.13.5.5 Adelgazamiento corrosión:** El espesor del metal se reduce uniformemente sobre la superficie de someterse a la corrosión. Este tipo de

corrosión se observa cuando los metales relativamente homogéneos se exponen a soluciones ácidas suaves.

**2.13.5.6 La corrosión por picaduras:** Esto es el resultado de un ataque localizado, causado por las diferencias en la energía libre superficial o diferencias en el entorno químico a través de una superficie de metal. Esta es una forma común de ataque y es uno que puede producir fallo rápido por la penetración de tuberías y recipientes.

**2.13.5.7 La corrosión intergranular:** Las diferencias de potencial entre los límites de grano y granos metálicos producen este tipo de corrosión. Es de particular preocupación con aleaciones complejas y puede conducir a la pérdida de tracción la fuerza que resulta en un fallo estructural.

**2.13.5.8 Corrosión galvánica:** Las diferencias de potencial asociados a los diferentes metales que están en contacto con plomo se produce una reacción química, en las que se oxida el metal más activo. Las diferencias en la exposición al oxígeno dan lugar a este tipo de corrosión.

El tratamiento del agua para el control de la corrosión es la eliminación de los solutos que ayudan a la corrosión o la adición otros productos químicos para inhibir las reacciones. Los métodos de tratamiento incluyen la desaireación por medios mecánicos o medios químicos, desgasificación, y el control de la alcalinidad.

**2.13.5.9 Los inhibidores de corrosión:** Funcionan mediante la formación de capas de óxido, fosfato, u otros compuestos de metal sobre la superficie metálica, o mediante la formación de una capa adsorbida de material orgánico en la superficie. La corrosión también puede ser controlada por el uso de materiales resistentes a la corrosión o por el uso de ánodos de sacrificio los mismos que se detallan (Benalcazar, 2003).

- Material resistente a la corrosión
- Malos conductores de electrones, se minimiza la corrosión y reduce al mínimo el flujo de electrones liberados.

**2.13.5.10 Ánodos de sacrificio:** Son más reactivos que el material usado para las tuberías, válvulas, tanques o recipientes en el sistema. Por lo tanto, los ánodos de sacrificio se consumirán en lugar de los componentes del sistema de producción.

## **2.14 ANÁLISIS BACTERIOLÓGICO**

Para el control de las bacterias sulfato reductoras es necesario realizar un estimado de la población bacteriana ya que en las paredes de los equipos como la carcasa e impulsores de las bombas, asociado a la presencia de carbonatos se encuentra sulfuro de hierro de origen biogénico. Para este análisis se toma una muestra a la salida del wash tank de 1 cm<sub>3</sub> (Ramos F. R., 2014).

Una población bacteriana mayor a 10<sup>3</sup> bacterias por mililitro de agua de formación constituye un gran problema para los sistemas.

## **CAPÍTULO 3**

### **3. METODOLOGÍA**

#### **3.1 PROCESOS DE TRATAMIENTO EN FACILIDADES DE SUPERFICIE**

Los procesos de tratamiento se dividen en dos tipos: Sistema Cerrado y Sistema Abierto, y están dirigidos a lo siguientes:

##### **3.1.1 SISTEMAS CERRADOS**

Un sistema cerrado es uno que está diseñado para excluir completamente el oxígeno. Puesto que el oxígeno es una de las alborotadores primarias , todos los sistemas de inyección de agua Moderado están diseñados como sistemas cerrados , sin tener en cuenta de la fuente de agua (Arnold, 1968).

##### **3.1.2 SISTEMAS ABIERTOS**

En los sistemas abiertos no se hace ningún intento de excluir el oxígeno. Una de las principales razones de su desaparición es el hecho de que la mayoría de los pozos de inyección están equipados con sartas de revestimiento de acero al carbono (Arnold, 1968).

Todas las instalaciones de superficie y las sartas de tubería de inyección son recubiertas, revestido o construida de materiales resistentes a la corrosión, la sarta de revestimiento por inyección muy por debajo del empacador estará expuesta al agua oxigenada, y eventualmente será destruido por la corrosión. Además, la exclusión de oxígeno impide el crecimiento de lodos aeróbicos en el sistema, eliminando así una causa común de inyección de taponamiento.

Por lo tanto, es una práctica común para desoxigenar aguas que inicialmente contienen oxígeno disuelto, tal como las aguas superficiales y las aguas poco profundas pocillos antes de la inyección.

## **3.2 REMOCIÓN DE GASES DISUELTOS**

A menudo el agua de producción contiene gases disueltos tales como  $O_2$ ,  $H_2S$  o  $CO_2$ , La concentración de un gas disuelto en agua se puede reducir a unas pocas partes por millón por medios mecánicos. Sin embargo, se requiere la eliminación química para alcanzar un valor de cero. Existen varios procesos para remover mecánicamente (Patton, 1995):

**3.2.1 CALENTADORES:** Calentadores abiertos o calentadores desaireantes se utilizan para eliminar el oxígeno para algunas operaciones de la planta, pero por lo general no se utilizan en el campo petrolífero.

**3.2.2 ARAEDORES AL VACÍO:** Se lleva a cabo en una columna que contiene el embalaje o bandejas, aunque las torres empacadas son más comunes. El agua entra en la parte superior de la columna a través de un cabezal de pulverización y fluye por gravedad hacia abajo a través del relleno o bandejas. La columna contendrá comúnmente niveles de presión de 1 a 3. En una columna lleno de cada etapa consiste en una altura de embalaje que se sella de la etapa a continuación por una capa de agua en la parte inferior de la empaquetadura. La etapa superior opera a la presión más alta.

**3.2.3 LA ELIMINACIÓN QUÍMICA DE OXÍGENO DISUELTO:** El oxígeno disuelto puede ser removido de agua mediante la adición de un producto químico para el agua que reaccionará con el oxígeno. Estos productos químicos se conocen como eliminadores de oxígeno, y son los siguientes:

- Sulfito de sodio
- Bisulfito de sodio

- El bisulfito de amonio
- Dióxido de azufre
- Hidrosulfito de sodio
- Hidracina
- pH
- Temperatura
- Ion de calcio
- Sulfuro de hidrogeno.

**3.2.4 TPH:** El término hidrocarburos totales de petróleo (TPH) se usa para describir a un grupo extenso de varios cientos de sustancias químicas derivadas originalmente del petróleo crudo. En este sentido, los TPH son realmente una mezcla de sustancias químicas. Se les llama hidrocarburos porque casi todos los componentes están formados enteramente de hidrógeno y carbono.

**Tabla 4.** Propiedades de captador de oxígeno

Compuesto	Fórmula	Teórico Requisito perppm O <sub>2</sub>	Formar	Típico % activo	Requiere Catalizador
Sulfito de sodio	Na <sub>2</sub> S <sub>0</sub> <sub>3</sub>	7,9 ppm	Polvo	100	Sí
Bisulfito de sodio	NaHS <sub>0</sub> <sub>3</sub>	6,5 ppm	Líquido	35	Sí
El bisulfito de amonio	NHS <sub>0</sub> <sub>3</sub>	6,2 ppm	Líquido	60	Tal vez
Dióxido de azufre	S <sub>0</sub> <sub>2</sub>	4.0ppm	Gas	100	Tal vez
Hidrosulfito de sodio	Na <sub>2</sub> S <sub>2</sub> <sub>0</sub> <sub>4</sub>	5,5 ppm	Polvo	100	No
Hidrazina	N <sub>2</sub> H <sub>4</sub>	1,0 ppm	Líquido	35	No

(Patton, 1995)

### 3.3 REMOVER ACEITES SUSPENDIDOS

El arrastre de aceite puede causar muchos problemas en un sistema de inyección de agua y debe ser minimizado. El primer paso para reducir el arrastre de aceite es asegurarse de que el principal proceso de separación agua / aceite sea eficaz y que el desemulsificante realice su trabajo. Tenemos dos objetivos principales y son: aceite limpio y agua limpia (Patton, 1995).

### 3.4 TÍPICOS DISEÑOS DE TRATAMIENTO

Hay varios enfoques para procesar el agua a una especificación determinada. Los siguientes diseños son:

#### 3.4.1 AGUA DE MAR

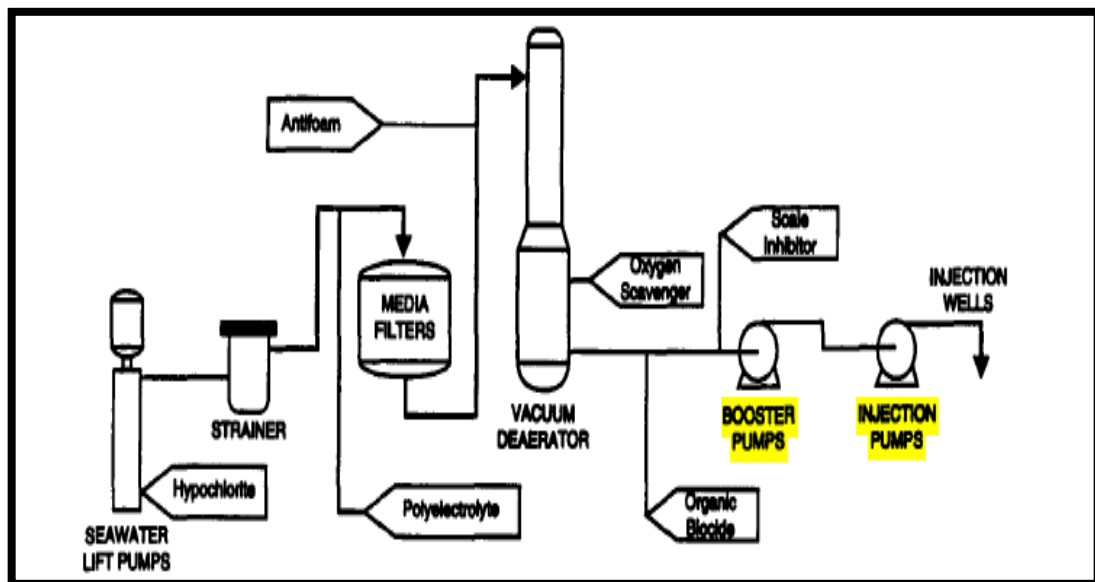


Figura 5. Típico sistema de tratamiento de agua de mar

(Patton, 1995)



### 3.4.2 AGUA DULCE

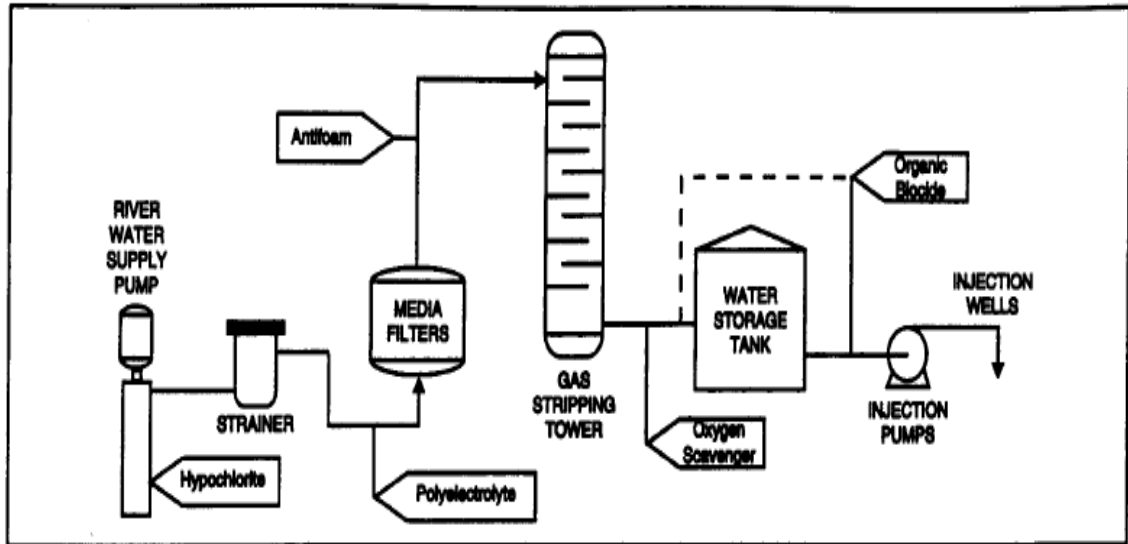


Figura 6. Típico sistema de tratamiento de agua de río

(Patton, 1995)

### 3.4.3 AGUAS DE PRODUCCIÓN DE LAS FACILIDADES

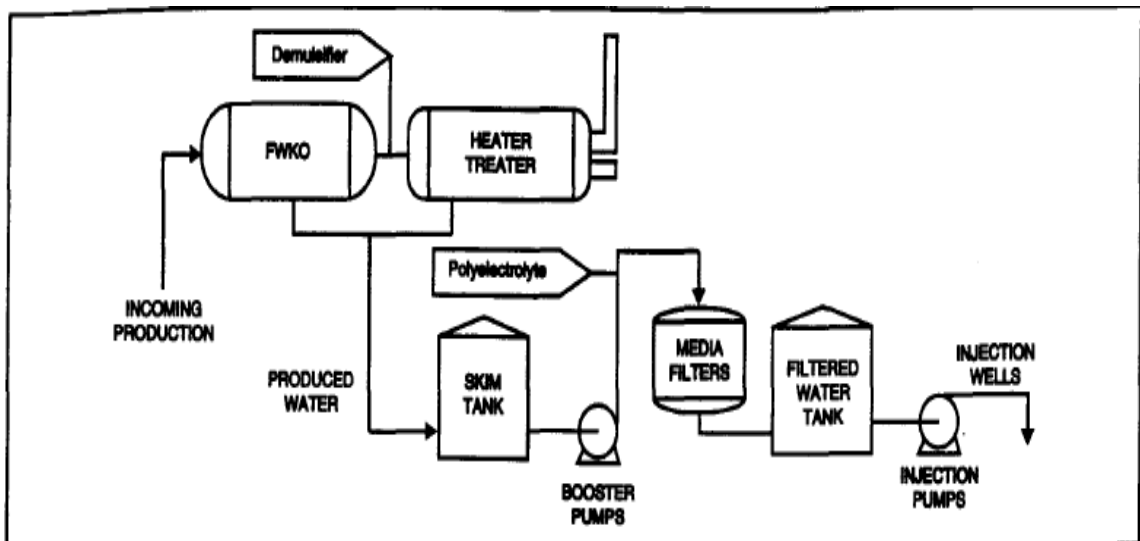


Figura 7. Típico sistema de tratamiento de agua de producción

(Patton, 1995)

### **3.5 CONTROLAR SÓLIDOS SUSPENDIDOS**

Los sólidos en suspensión tienen una tendencia al agua de formación inyectada y de esta forma la presión de inyección del agua producida aumenta y la tasa de flujo de inyección del agua producida disminuye (Patton, 1995).

El análisis de sólidos en suspensión informará sobre cuestiones tales como la densidad de los sólidos, la concentración de sólidos en la corriente de agua, el tamaño, la distribución de los sólidos y el tipo de sólidos.

Tener esta información ayuda personal operador comprender mejor el problema que necesita ser resuelto. Las partículas que son más pesados que el agua tenderán a caer a la parte inferior del tubo, barco u otro tipo de contenedor a diferentes tasas.

Un objetivo primordial en el diseño y la ingeniería de los equipos de tratamiento de agua para la eliminación de sólidos es maximizar la velocidad vertical o velocidad de sedimentación de una partícula sólida (Juniel, 2003).

- El aumento del tamaño de las partículas sólidas (es decir, mediante el uso de agentes químicos).
- El aumento de la diferencia de densidad entre la gotita de aceite y la fase acuosa.
- La reducción de la viscosidad del agua (es decir, al operar a la temperatura más alta posible).

La remoción de sólidos se realiza generalmente en etapas de extracción primaria a granel para el pulido final. El número de etapas requerido es una función del tipo de sólidos en la corriente, la distribución del tamaño de los sólidos, la concentración de los sólidos y el nivel de eliminación requerida para la aplicación.

Las partículas grandes y relativamente densas serán más fáciles de eliminar. La separación es relativamente grande, sólidos de alta densidad se pueden separar simplemente permitiendo suficiente tiempo para que los sólidos se separen por la gravedad a la parte inferior de un tanque o recipiente (Patton, 1995).

**3.5.1 TURBIDEZ:** Es la dificultad del agua para transmitir la luz debido a materiales insolubles en suspensión, coloidales o muy finos e incluso microorganismos, que se presentan principalmente en aguas superficiales, pero en general se debe al barro o a la arcilla (Balarezo, 2009).

El aporte al agua de vertimientos con altas concentraciones de sólidos en suspensión, aumenta la turbiedad, disminuyendo la transparencia, lo cual impide la penetración de la luz y con ello disminuye la incorporación del oxígeno disuelto por la fotosíntesis que realizan los productores primarios, afectando la calidad y productividad de los ecosistemas.

### **3.6 CONTROLAR FORMACIÓN DE ESCALAS**

La formación de escala se puede prevenir simplemente evitando la mezcla de aguas incompatibles. Sin embargo, el método más utilizado para reducir su control en las operaciones de inyección de agua producida es de inyectar inhibidores químicos de escala (Juniel, 2003).

Inhibidores de incrustaciones actúan para retardar la formación de la deposición o límite de escala que estaría normalmente presente para una química del agua dado y un conjunto de condiciones de funcionamiento.

Los ésteres de fosfato y fosfonatos son los productos químicos más utilizados en este servicio. Para ser eficaz, el químico debe ser aplicado a la corriente de agua producida en un lugar aguas arriba del punto en el que la escala es probable que se empiezan a formar.

Además, el producto químico se debe inyectar de manera continua con el fin de estar en solución para evitar la formación de incrustaciones en todo momento que se está inyectando el agua producida.

### **3.7 CONTROLAR EL MATERIAL BACTERIOLÓGICO**

El control de los organismos biológicos en los sistemas de agua depende principalmente de la utilización de agentes químicos como la reducción de la dosis química requerida y su principal función es limpieza. Se recomienda la limpieza de líneas por raspado periódico y lavado con surfactantes o solventes.

Para un control eficaz se utiliza un agente oxidante inorgánico, el mismo que funciona envenenando el organismo, oxidación de componentes de la célula o desestabilización de un componente estructural del mismo, además se puede combinar algunos agentes oxidantes inorgánicos como el cloro ( $\text{Cl}_2$ ) e hipoclorito de sodio ( $\text{NaClO}$ ) (Juniel, 2003).

La mayoría de los biocidas orgánicos se basan en compuestos de oxígeno tales como fenoles, policlorofenoles, aldehídos y peroxyorganics o en compuestos de nitrógeno tales como aminas y derivados de amonio cuaternario.

Su aplicación de los biocidas se puede hacer utilizando cualquiera método de inyección continua o babosas intermitentes. Muchas bacterias son capaces de desarrollar cepas resistentes a los biocidas orgánicos la selección de dos biocidas eficaces y girando entre ellos tan pronto como se observó un aumento de la población bacteriana a menudo puede prevenir esto.

### **3.8 CONTROLAR LA CORROSIÓN**

La corrosión también puede ser controlada por el uso de materiales resistentes a la corrosión o por el uso de ánodos de sacrificio. El tratamiento del agua para el control de la corrosión se debe, ya sea la eliminación de los solutos que

ayudan a la corrosión o la adición de otros productos químicos para inhibir las reacciones (García, 2008).

Los métodos de tratamiento incluyen la desaireación por medios mecánicos o químicos, desgasificación, y el control de la alcalinidad. Los inhibidores de corrosión se añaden con frecuencia en combinación con estos métodos. Estos funcionan mediante la formación de capas de óxido de apretado, fosfato, u otros compuestos de metal sobre la superficie metálica, o mediante la formación de una capa adsorbida de material orgánico. Los materiales resistentes a la corrosión son malos conductores de electrones y por lo tanto minimizan la corrosión, reduciendo al mínimo el flujo de electrones liberados.

### **3.9 PROCESOS DE MANEJO DE FLUIDOS EN LAS FACILIDADES DE SUPERFICIE**

El proceso de manejo se puede dividir en etapas generales, entre las que se encuentran (Ramos F. R., 2010).

#### **3.9.1 ETAPA DE RECOLECCIÓN**

Esta es una de las etapas más importantes del proceso y consiste en recolectar la producción de los diferentes pozos de una determinada área a través de tuberías tendidas desde el pozo hasta la Estación de Flujo respectiva, o a través de tuberías o líneas provenientes de los múltiples de petróleo, encargados de recibir la producción de cierto número de pozos o clústeres.

#### **3.9.2 ETAPA DE SEPARACIÓN**

Una vez recolectado, el petróleo crudo o mezcla de fases (líquida y gas) se somete a una separación líquido-gas dentro del separador. La separación ocurre a distintos niveles de presión y temperatura establecidas por las

condiciones del pozo de donde provenga el fluido de trabajo. Después de la separación, el gas sale por la parte superior del recipiente y el líquido por la inferior para posteriormente pasar a las siguientes etapas. Es importante señalar que las presiones de trabajo son mantenidas por los instrumentos de control del separador.

### **3.9.3 ETAPA DE DEPURACIÓN**

Por esta etapa pasa únicamente el gas que viene de la etapa de separación, y lo que se busca es recolectar los restos de petróleo en suspensión que no se lograron atrapar en el separador, además de eliminar las impurezas que pueda haber en el gas, como lo son H<sub>2</sub>S y CO<sub>2</sub>. El líquido recuperado en esta etapa es reinsertado a la línea de líquido que va hacia el tanque de lavado o de almacenamiento según sea el caso, el gas limpio es enviado por las tuberías de recolección a las plantas de compresión o miniplantas, y otra cantidad va para el consumo interno del campo cuando se trabaja con motores a gas (Ramos F. R., 2010).

### **3.9.4 ETAPA DE MEDICIÓN DE PETRÓLEO**

El proceso de medición de fluidos y posterior procesamiento de datos, se hace con la finalidad de conocer la producción general de la estación y/o producción individual de cada pozo. La información sobre las tasas de producción es de vital importancia en la planificación de la instalación del equipo superficial y subterráneo, tales como la configuración de los tanques, tuberías, las facilidades para la disposición del agua y el dimensionamiento de las bombas.

### **3.9.5 ETAPA DE CALENTAMIENTO**

Después de pasar el crudo por el separador, la emulsión agua-petróleo va al calentador u horno, este proceso de calentamiento de la emulsión tiene como

finalidad ocasionar un choque de moléculas acelerando la separación de la emulsión. Este proceso es llevado a cabo únicamente en las estaciones en tierra debido a las limitaciones de espacio que existe en las estaciones que están costa fuera (mar, lago, etc.), y para petróleos que requieran de calentamiento para su manejo y despacho.

### **3.9.6 ETAPA DE DESHIDRATACIÓN DEL PETRÓLEO**

Después de pasar por la etapa de calentamiento, la emulsión de petróleo y agua es pasada por la etapa de deshidratación con la finalidad de separar la emulsión y extraer las arenas que vienen desde los pozos. Luego el petróleo es enviado a los tanques de almacenamiento y el agua a los sistemas de tratamiento de efluentes.

### **3.9.7 ETAPA DE ALMACENAMIENTO DEL PETRÓLEO**

Diariamente en las Estaciones de Flujo es recibido el petróleo crudo producido por los pozos asociados a las estaciones, este es almacenado en los tanques de almacenamiento después de haber pasado por los procesos de separación y deshidratación y luego, en forma inmediata, es transferido a los patios de tanque para su tratamiento y/o despacho.

### **3.9.8 ETAPA DE BOMBEO**

Después de pasar por las distintas etapas o procesos llevados a cabo dentro de la estación de flujo, el petróleo ubicado en los tanques de almacenamiento es bombeado hacia los patios de tanques para su posterior envío a las refinerías o centros de despacho a través de bombas de transferencia.

### **3.10 COMPONENTES BÁSICOS EN UNA ESTACIÓN DE FLUJO**

Todas las Estaciones de Flujo para realizar sus funciones, necesitan la interrelación operativa de una serie de componentes básicos, como son:

- Múltiples o recolectores de entrada.
- Líneas de flujo.
- Separadores de petróleo y gas.
- Calentadores y/o calderas.
- Tanques.
- Bombas.

Generalmente, las estaciones de flujo están diseñadas para cumplir un mismo fin o propósito, por tal razón, los equipos que la conforman son muy similares en cuanto a forma, tamaño y funcionamiento operacional. Sin embargo, las estructuras de éstas y la disposición de los equipos varían entre una filial y otra.

### **3.11 GENERALIDADES CAMPO VILLANO ALFA BLOQUE 10**

La compañía Arco Oriente con su base principal en los Ángeles California, se asoció con la compañía AGIP Oíl Ecuador, donde firman un contrato de servicio con el gobierno ecuatoriano, para la exploración y explotación de Hidrocarburos en el bloque 10 de la región amazónica ecuatoriana. La compañía Arco fue nombrada como la operadora de dicho proyecto, pero debido a la salida del país de Arco en el año 2000, donde las acciones de Arco fueron obtenidas por completo por la compañía AGIP Oíl Ecuador B.V. la cual es la operadora actual del bloque 10 campo Villano Alfa.

### **3.12 UBICACIÓN GEOGRÁFICA**

El campo Villano Alfa se encuentra ubicado en la Cuenca del Amazonas, alrededor de 8 km de la ciudad del Puyo en el bloque 10 de la Provincia de Pastaza. El bloque 10 se ubica en el lado norte de una colina que aísla la



cuenca del Río Villano al sur con el Río Llíquino. La región no es muy empinada y por lo general se encuentra cubierta de una densa selva húmeda tropical. El bloque 10 se encuentra bastante apartado y las poblaciones más cercanas se encuentran diseminadas a lo largo del Río Villano. El Campo Villano se encuentra localizado en la parte noroeste del Bloque 10, alrededor de 35 km al este-sureste del C.P.F. y a 60 km al este-noreste del Puyo.

### **3.13 CONSIDERACIONES GEOLÓGICAS**

El relleno sedimentario del Campo Villano esta sobre una basamento Paleozoico, el cual se encuentra perforado por algunos pozos en la parte Este de la Cuenca Oriente. La gran parte de la desopilación terciaria permite un relleno rápido y de manera progresiva del frente profundo de la Cordillera, por lo que las formaciones Tiyuyacu, Orteguaza, Chalcana, Arajuno y Chambira nos muestran un ambiente deposicional con minúsculas incursiones marinas. La sedimentación completa logra formar una cuña que se ensancha hacia el oeste en aproximadamente 5,000 metros. El Bloque 10 se encuentra ubicado en el lado Oriental del frente profundo, en donde la sedimentación no puede alcanzar su espesor máximo.

#### **3.13.1. ESTRATIGRAFÍA DEL CAMPO VILLANO**

Dentro del área del Campo Villano están preservados aproximadamente 5 km de sedimentos mesozoicos y cenozoicos. La formación Chapiza del Jurásico medio al Cretácico inferior, la cual posee de depósitos continentales tipo “red beds” y volcánicos. En el campo Villano su principal formación es de Hollín la más importante zona de interés; pero sin embargo trazas de hidrocarburo han sido encontradas en Hollín superior y la arenisca “T” de la formación Napo.

### 3.14. PRODUCCIÓN DIARIA CAMPO VILLANO ALFA

Los pozos del Campo Villano Alfa producen de la formación Hollín, manejan un bsw de alrededor de 88.5%.

**Tabla 5.** Volumen de fluidos producidos en el Campo Villano.

<b>POZO</b>	<b>BFPD</b>
Villano 4	29.180
Villano 5	15.000
Villano 7	8.600
Villano 3	3.500
Villano 8	8.800
Villano 6	21.700
Villano 13	19.300
Villano 17	14.000
Villano 10	9.750
Villano 15	25.000
Villano 16	21.900
<b>Total</b>	<b>176.730</b>

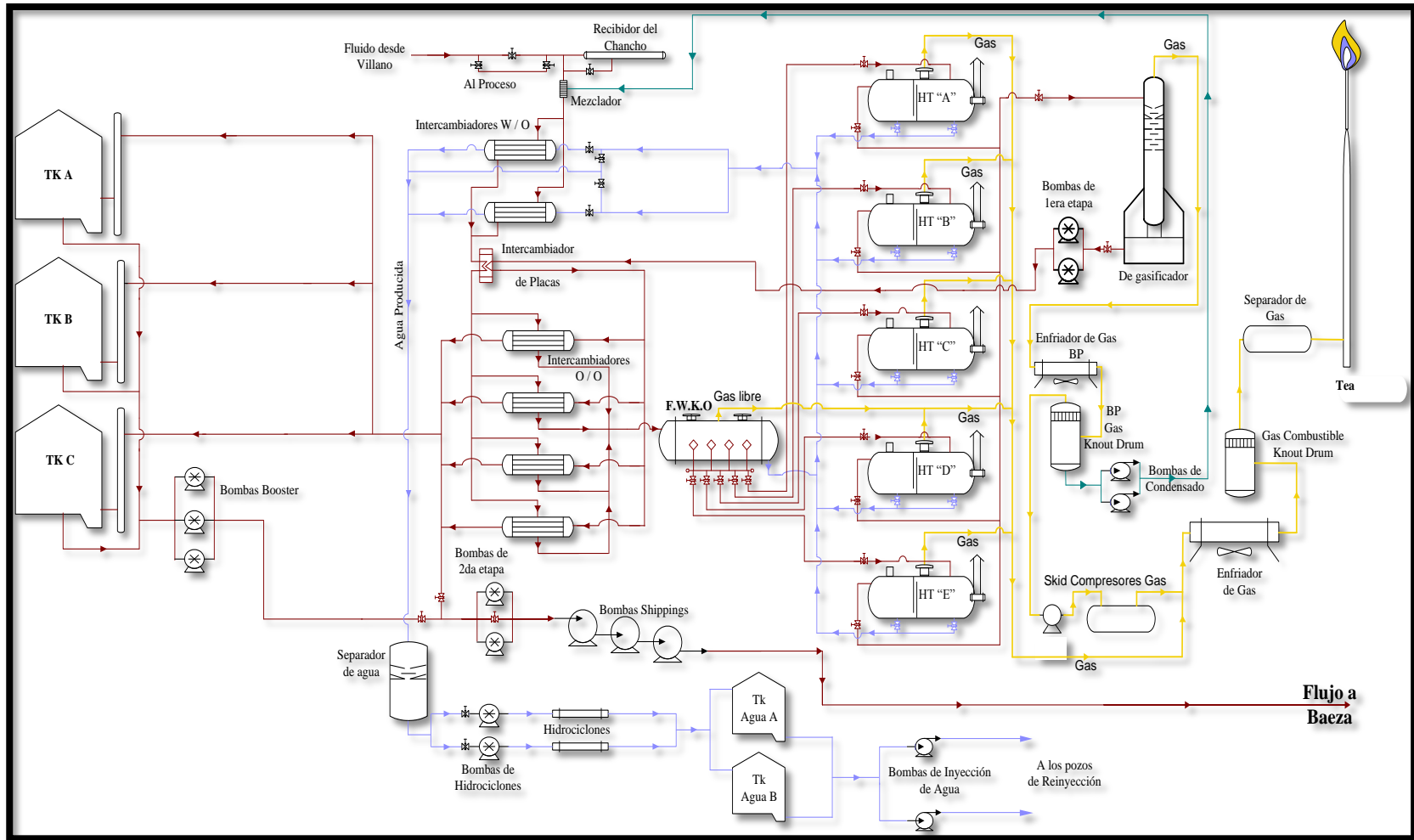
(AGIP OIL)

### 3.15 DESCRIPCIÓN DEL PROCESO ACTUAL EN LA ESTACIÓN DEL CAMPO VILLANO ALFA

El objetivo principal que desempeñan las facilidades de producción, es dar un tratamiento a los fluidos que vienen del campo villano alfa, ubicado en el sector triunfo nuevo al noroccidente del bloque 10; el tratamiento que en estas facilidades realizan, consiste fundamentalmente en la deshidratación del crudo a fin de lograr un petróleo crudo con un porcentaje igual o menor al 0,5% de bsw; para luego este sea bombeado hacia Sarayacu, y finalmente este pueda ser entregado en el terminal de Baeza, por medio de una línea secundaria de 137 km.

Otro objetivo que se desempeñan las facilidades, es el control de un gran volumen de agua producida en asociación con el crudo, y que una vez separada el crudo y gas, debe ser tratada hasta su disposición final, para ello el cpf, cuenta con el equipo fundamental para la inyección de este fluido hacia la formación Tiyuyacu, el volumen de agua promedio que puede ser controlada por estas instalaciones es de 80 000 bwpd. Posee una planta de generación eléctrica, la cual dispone de una potencia instalada de 26.6 MW suministrada por 5 grupos motor-generator de marca WARSILAVASA, adicionalmente posee dos grupos de motor-generator marca Caterpillar de 1.63 MW cada uno, que entran en funcionamiento cuando una unidad Warsila está en mantenimiento o reparación.

En la siguiente figura se puede observar el proceso que se realiza en la estación del campo Villano Alfa:



**Figura 8.** Proceso actual en CPF, bloque 10. Campo Villano Alfa  
(AGIP OIL)

## **3.16 DESCRIPCIÓN DE LAS UNIDADES**

### **3.16.1 MANIFOLD**

El manifold de producción se diseñó para recibir actualmente las líneas de flujo de 11 pozos del Campo Villano Alfa, desde el manifold, el flujo se logra distribuir hacia la batería de separación correspondiente, en donde se van a inyectar químicos demulsificantes para así lograr una mayor velocidad de separación, el distribuidor de producción cuenta también con una línea de 2", así como con su correspondiente equipo de instrumentación (AGIP OIL):

- FE (Elemento de Flujo)
- PIT (Indicadores Transmisores de Presión)
- TIT (Transmisores Indicadores de Temperatura)
- PSHH (Interruptor de Presión Alta)
- PSLI (Interruptor de Presión Baja)

### **3.16.2 EQUIPOS DE SEPARACIÓN FREE WÁTER KNOCK OUT**

La batería de separación se encuentra compuesta presentemente por dos equipos de separación de tres fases: de tipo Free Water Knockout, en donde se los denomina como FWKO A y FWKO B, estos equipos son híbridos; en donde cuentan con un procedimiento de separación por coalescencia electrostática y un sistema KO Drum, pero en la actualidad funcionan como separadores de agua libre únicamente, la separación de flujo de gas es mínimo, y se lo direcciona hacia un Flare KO Drum donde se lo seca para así luego poder enviarlo a los tanques de almacenamiento para así lograr mantener la presión interna y proporcionar una atmosfera que no sea explosiva, y con el fin de mantener los niveles bajos de oxígeno en los tanques (Arnold, 1968).



**Figura 9.** Batería de separación campo villano alfa

(AGIP OIL)

La batería de separación tiene incluido los siguientes elementos;

- Sección para coalescencia
- Celdas electrostáticas
- Sistema de protección catódica
- Sistema para romper vórtices
- Colector de petróleo
- Trampa KO

### **3.16.3 SISTEMA DE TANQUES DE ALMACENAMIENTO**

Cuenta con un sistema de tanques que operan con presiones de 0,5 psi sobre la presión atmosférica, y se mide en la parte superior del tanque.



**Figura 10.** Tanques de almacenamiento del campo Villano Alfa

**(AGIP OIL)**

Todos los tanques se encuentran conectados a tierra, o también aterrizados por varios cables especiales directo a una celda de varillas de cobre, para así lograr evitar la atracción de descargas eléctricas producidas por tormentas eléctricas debido a la gran masa de hierro y acero de la que están contruidos los tanques. Además, cuenta con sistemas de venteo normal y de emergencia, válvulas de presión y vacío, dispositivos arresta llamas, transmisores y medidores de nivel de presión y temperatura. Poseen protección ante la presencia de corrosión, en donde utilizan recubrimiento epóxico en el interior así como en el exterior de los tanques, el exterior de los tanques se usa pintura asfáltica de contextura gruesa donde se adiciona una capa adicional acabado con blanco de plomo o zinc (AGIP OIL) .

#### **3.16.4 HIDROCICLONES**

Se diseñan para separar la fase solida de los fluidos, donde la mezcla logra descender rotando así a través del hidrociclón. Debido al efecto que causa la fuerza centrífuga, la fase sólida es arrojada a las paredes exteriores del hidrociclón. El rendimiento del equipo se encuentra en función directamente

proporcional al tamaño de las partículas sólidas. La estación villano alfa, cuenta con 4 hidrociclones, dispuestos de dos aguas debajo de cada FWKO.



**Figura 11.** Hidrociclones

(AGIP OIL)

### **3.16.5 SISTEMA DE BOMBAS CENTRÍFUGAS**

Las bombas son usadas para lograr transformar la energía mecánica en hidráulica. El sistema de bombas que posee la estación Villano Alfa se encuentra integrada por los siguientes elementos, a continuación:

#### **3.16.5.1 Bombas centrífugas**

El tipo de sistema de levantamiento artificial por el cual se encuentra provisto el campo villano alfa es de tipo por bombeo electro sumergible el cual está constituido por CENTRILIFT. Son bombas multietapas: cada una de sus etapas está constituida por un impulsor y un difusor, estas bombas nos permiten manejar un rango amplio de tasas de flujo, incluso mayores a 100,000 BPD. Se encuentran automatizadas para su control y supervisión, en este tipo de bombas se produce un fenómeno físico de transferencia de energía denominado efecto centrífugo el cual ejerce sobre un fluido. Por otra parte, el



efecto de la forma de la carcasa sobre el fluido es la transformación de energía que se da de la cabeza de velocidad a la cabeza de presión (AGIP OIL).

### **3.16.5.2 Bombas de la línea de flujo a/b/c/d**

Son bombas horizontales de tipo tornillo que poseen una cámara de empuje la cual en su interior está provista por un sello de crudo y un sello de aceite, la cuales se encargan de poder bombear los fluidos hacia el CPF, estas bombas suministran una presión al oleoducto de 1620 psig y logra manejar un volumen de fluido de más o menos de 89150 BFD (AGIP OIL).



**Figura 12.** Bombas de línea de flujo

(AGIP OIL)

### **3.16.6 BOMBAS DE TRANSFERENCIA A/B**

En el campo villano alfa posee dos bombas de desplazamiento positivo, accionadas por motores eléctricos. La función primordial de este tipo de bombas es poder transferir crudo desde el tanque de almacenamiento en la dirección de la succión de las bombas de línea de flujo A/B/C/D, logrando mantener su nivel bajo de crudo con un paro ya estimado de 1500 barriles.

Poseen accesorios como: un indicador de presión, un orificio de restricción y placa orificio, y por ultimo un indicador de diferencial de presión.

### **3.16.7 WATER INJECTION PUMPS A/B/C/D**

Son bombas centrífugas accionadas por un motor eléctrico, las cuales están provistas de dos sellos, en el lado coupling y en el lado de la bomba. Es de lo más importante en la estación Villano Alfa puesto que su función principal es la de suministrar de presión y caudal hacia los pozos inyectores (AGIP OIL).



**Figura 13.** Bombas para inyección de agua WIP  
(AGIP OIL)

### **3.16.8 OIL BOOSTER PUMPS A/B/C**

Son bombas centrífugas verticales donde su función principal es la de suministrar la presión de succión necesaria para un el más óptimo funcionamiento de las bombas de la línea de flujo con dirección al CPF, la estación Villano Alfa posee 3 bombas Booster colocadas en un mismo patín, en general la estación mantiene en funcionamiento únicamente solo a dos y la

tercera solo entra en funcionamiento durante tareas de mantenimiento y reparación.



**Figura 14.** Bombas Booster A/B/C  
(AGIP OIL)

### **3.16.9 WATER BOOSTER PUMPS A/B/C/D**

El campo Villano Alfa posee 4 bombas Booster para suministrar la presión de succión necesaria para el recibimiento de las bombas WIP que manejan presiones de succión de aproximadamente de 230 psig (Patton, 1995).

### **3.16.10 UNIDAD SAMPLER O TOMA MUESTRAS**

Este tipo de unidad tiene como fin permitir la extracción de muestras desde los separadores, mediante un sistema de tuberías que permita acceder a los distintos niveles de fluidos dentro del equipo, para así lograra caracterizarlos durante el proceso, y así lograr evaluar el proceso de separación de las diferentes fases. Se encuentra ubicado entre los equipos de separación de agua libre, y también cuenta con el sistema de intercambio de calor para así poder reducir la temperatura de la muestra (Patton, 1995).



**Figura 15.** Unidad Sampler

(AGIP OIL)

### **3.16.11 SISTEMA DE INYECCIÓN DE QUÍMICOS**

Este sistema conserva la inyección continua o también alternada de químicos hacia los Free Water Knockout A y B, a las líneas de flujo, a los pozos inyectores y hacia el Manifold de producción (Mellado, 1991).



**Figura 16.** Sistema de inyección de químicos

(AGIP OIL)

### **3.17 TRATAMIENTO E INYECCIÓN DEL AGUA**

El agua que se separa en el FWKO y en los Heaters Treaters, es trasladada al sistema de tratamiento e inyección de agua que consiste en (Mellado, 1991):

- Un hidrociclón
- Tres bombas de Hidrociclones A/B/C
- Dos hidrociclones A/B
- Un tanque de desnatado y reposo de agua B.
- Un tanque de desnatado y reposo de agua A.
- Cuatro bombas booster de agua
- Tres bombas de inyección de alta presión de agua (WIP)
- Dos pozos inyectoros

#### **3.17.1 FWKO**

El agua es desalojada a través de dos salidas (Mellado, 1991):

- Válvula ON/OFF SDV203 y LV 500 controlan el nivel en el FWKO, por una línea de 6 pulgadas.
- Válvula ON/OFF SDV204, por una línea de 4 pulgadas.

El sistema de agua se vuelve CLASE ANSI 150 después de pasar por las válvulas manuales ubicadas antes de las SDV 203 YSDV 204.

La salida de agua que pasa a través de la válvula ON/OFF SDV204, es enviada directamente a los tanques de agua

El flujo de agua que sale por la válvula SDV203 se bifurca en dos líneas:

- Línea de 6 pulgadas que va directamente a los tanques de agua
- Línea de 4 pulgadas que mediante una válvula manual está abierta, permitiendo el paso al manifold de agua, que la une con las salidas del

agua de los heater treaters para direccionar el agua hacia el lado carcasa de los intercambiadores de calor crudo/agua CF15-EX1-002 A/B.

### **3.17.2 HEATERS TREATERS**

Tienen 2 salidas de agua:

- Lado contenedor por una línea de 2 pulgadas a través de una válvula
- Lado deshidratador por una línea de 2 pulgadas a través de una válvula

El agua que sale de los heaters treaters y un porcentaje de la salida del FWKO, corresponden al fluido que cede calor al pasar por los intercambiadores crudo/agua, y después el agua ingresa al hidrociclón (Patton, 1995).

### **3.17.3 HIDROCICLONES**

El fluido ingresa al hidrociclón y choca con su pared interna, lo que genera una fuerza centrífuga que forma un vortex principal que se dirige al fondo del tubo y por la diferencia de gravedades específicas forma un vortex secundario que contiene aceite y sube internamente, el agua se dirige a los tanques y el aceite al drenaje cerrado (Arnold, 1968).

### **3.17.4 TANQUES DE AGUA**

Los tanques de agua cumplen con dos funciones:

- Lugar donde se puede disminuir el residual de aceite en agua; por la diferencia de densidades entre los 2 componentes, y se favorece por el tiempo de residencia, se forma una capa de crudo en la superficie de agua y el retiro de esta capa se denomina desnatado (Ferrer, 2001).
- Almacenar nivel suficiente de agua para enviar a las bombas booster.

Los tanques de agua presentan algunas válvulas manuales en las entradas, lo que nos permite realizar (AGIP OIL):

- El skim tanque B puede reducir y despachar el agua
- El tanque A puede reducir y despachar agua
- Los tanques A/B pueden operar en paralelo
- El tanque B recibe el agua del proceso, permite en serie el paso al tanque A y este despacha el agua a las bombas booster.

**Tabla 6.** Tanque crudo A

Datos	Valores Operacionales
Capacidad	1 371 BWPD
Diferencial Head	140 PIES
ANSI	150
Máxima Corrosión permitida	0,125 PULGADAS

(AGIP OIL)

### 3.17.5 BOMBAS BOOSTER DE AGUA

Succiona el agua producida del tanque A y lo envían hacia las bombas WIP Y D para ser inyectada en el pozo 1, y a la bomba Centríf (WIP E) inyectarla al pozo 2, la misma que es posible ya que las bombas elevan la presión desde 3,7 psig en la succión hasta 240 psig a la descarga de cada bomba (Mellado, 1991).

La succión de cada bomba booster de agua tiene instalados:

- Un indicador que sirve para monitorear la presión
- Un strainer de 8 pulgadas
- Un transmisor de presión que sirve para monitorear el diferencial y presión.

**Tabla 7.** Bomba Booster de Agua

Datos	Valores Operacionales
Capacidad	25 029 BWPD
Diferencial Head	465 PIES
Tipo	Centrifuga
Número de unidades	3

(AGIP OIL)

### 3.17.6 BOMBAS DE INYECCIÓN

Se dispone de 2 bombas de inyección de agua (WIP), están en paralelo o una en relevo de la otra bomba, esto va a depender del volumen de agua que se esté separando en el proceso de deshidratación del crudo (Cabe M.C., 2002).

Las bombas nos permite que el agua que se obtiene del proceso de deshidratación de crudo en el CPF se envíe con la presión requerida para llegar al pozo inyector.

El cabezal de 10 pulgadas que envía el agua a las bombas de inyección tiene:

- Un indicador PID1046 para monitorear el diferencial de presión a la entrada y salida del strainer.
- Un indicador PI1043 y un transmisor PT1043 monitorea la presión del agua
- Un indicador TI1036 y un transmisor TT1036 monitorea la temperatura de la carcasa y el rodamiento de las bombas.

**Tabla 8.** Bomba de Inyección

Datos	Valores Operacionales
Capacidad	40 114 BWPD
Diferencial Head	3 013 PIES
Tipo	Centrífuga horizontal
Número de unidades	2

(AGIP OIL)



### 3.17.7. RECIRCULACIÓN DE LA BOMBA WIP D

Cada bomba de inyección tiene su respectiva recirculación:

#### 3.17.7.1 Recirculación de la WIP D

El agua producida va por una línea de 4 pulgadas y se controla por presión en los lazos P1025 y PT1026, PI1026, PI1026 y PI1025 con la misma válvula PV1340 con un set actual de 1 700 psig. El agua continua en la misma línea para unirse con la recirculación de la bomba booster hasta el tanque A (Patton, 1995).

#### 3.17.7.2 Recirculación de la WIP C

El agua producida va por una línea de 4 pulgadas y es controlada por presión mediante el lazo Pi s/n, PT s/n y válvula PV s/n. Continúa por la misma línea para unirse con la descarga de las bombas booster de agua hasta la sección de las bombas WIP (Patton, 1995)..

### 3.17.8 BOMBAS DE INYECCIÓN DE AGUA CENTRILIFT WIP

Mediante la descarga de las bombas booster el agua alimenta a la succión de la bomba Centrilift que permite elevar la presión de inyección de 240 psig a 2 300 psig, para poder inyectar el agua al Pozo 2 por línea de alta presión (Patton, 1995).

**Tabla 9.** Bomba de Inyección Centrilift Wip

Datos	Valores Operacionales
Capacidad	20 000 BWPD
Diferencial Head	1 900 PIES
Tipo	Centrífuga horizontal
Número de unidades	54

(AGIP OIL)

## CAPÍTULO 4

### 4. ANÁLISIS DE RESULTADOS

Para dar un adecuado tratamiento al agua de formación es necesario conocer la caracterización del agua, los registros se obtienen de los análisis diarios de laboratorio del campo Villano Alfa Agip Oil.

#### 4.1 CARACTERIZACIÓN DEL AGUA DE FORMACIÓN CAMPO VILLANO ALFA AGIP OIL

Tabla 10 Caracterización del agua de formación campo Villano Alfa

CAMPO VILLANO ALFA AGIP OIL					
PARAMETROS	UNIDAD	1 20-mar-2015	2 21-abr-15	3 22-may-15	4 23-jun-15
SODIO (Na)	(mg/l)	8300	7950	8410	8600
MAGNESIO (Mg)	(mg/l)	102	86	92	120
CALCIO (Ca)	(mg/l)	320	325	290	340
STROINSIUM (Sr)	(mg/l)				
BARIO (Ba)	(mg/l)	4	2	2	4
HIERRO (Fe)	(mg/l)	1,1	2,25	1,05	1,1
CLORUROS (Cl)	(mg/l)	9600	10500	10750	10010
SULFATOS (SO4)	(mg/l)	360	255	300	288
BICARBONATOS (HCO3)	(mg/l HCO3 )	1257	1476	1354	1074
ACIDOCARBOXILICOS	(mg/l HAC )	10	0	43	97
SOLIDOS DISULETOS (Calculado)	(mg/l)	19954,1	20596,25	21242,05	20534,1
DENSIDAD (STP)	(g/l)	1,009	1	1,009	1
GRAVEDAD ESPECIFICA	(lb/pie3)	1,0138	1,0143	1,0147	1,0142
CO2 DISUELTO EN AGUA	(gm/l)	292	178	336	7
H2S	(mg/l)	0,002	0	0	470
SUP. Ph (medido) STP	(ph)	6,74	7	6,5	6,7
ACEITE EN AGUA	(ppm)	42	42	41	41
OXIGENO DISUELTO	(ppb)	90	90	90	80

(AGIP OIL)

En la tabla se calcula los siguientes datos para las diferentes fechas que corresponden a 1,2,3,4.

#### 4.1.2 CÁLCULO GRAVEDAD ESPECÍFICA

$$\frac{\rho_{\text{agua formación}}}{\rho_{\text{agua pura}}} = \gamma = 1.0 + 0.695 \times 10^{-6} S \quad [1]$$

Dónde

S = Sólidos Disueltos (Calculado)

$$\gamma_1 = 1.0138$$

$$\gamma_2 = 1.0143$$

$$\gamma_3 = 1.0147$$

$$\gamma_4 = 1.0142$$

#### 4.1.3 CÁLCULO DEL FACTOR VOLUMÉTRICO DEL AGUA DE FORMACIÓN

Se define como el volumen que ocupa en el yacimiento la unidad volumétrica de agua a CN más su gas en solución como se demuestra en la ecuación [ 2 ] (Banzer, 1998):

$$\beta_w = (1 + V_{WP})(1 + V_{WT}) \quad [2]$$

Donde los diferenciales se dividen en las ecuaciones [ 3 ] y [ 4 ]:

$$\begin{aligned} V_{WP} &= 1.95301 * 10^{-9} PT - 1.72834 * 10^{-13} P^2 T - 3.58922 * 10^{-7} P \\ &\quad - 2.25341 * 10^{-10} P^2 = \end{aligned} \quad [3]$$
$$\begin{aligned} V_{WP} &= 1.95301 * 10^{-9}(2000)(180) - 1.72834 * 10^{-13}(2000)^2(180) \\ &\quad - 3.58922 * 10^{-7}(2000) - 2.25341 * 10^{-10}(2000)^2 \\ &= -2.4467 * 10^{-3} \end{aligned}$$

$$V_{WT} = -1.0001 * 10^{-2} + 1.33391 * 10^{-4}T + 5.50654 * 10^{-7}T^2 = \quad [4]$$

$$V_{WT} = -1.0001 * 10^{-2} + 1.33391 * 10^{-4}(180) + 5.50654 * 10^{-7}(180)^2 =$$

$$V_{WT} = 0.0318$$

Dónde,

$V_{WP}$  = incremento del volumen del agua por efecto de la presión.

$V_{WT}$  = incremento del volumen del agua por efecto de la temperatura.

A condiciones de  $P = 2000$  psi;  $T = 180$  °F,

$$\beta_w = (1 + V_{WP})(1 + V_{WT}) \quad [2]$$

$$\beta_w = (1 + -2.4467 * 10^{-3})(1 + 0.0318)$$

$$\beta_w = 0.0318 \frac{BY}{BN}$$

Para determinar si el agua es incrustante o corrosiva en el tratamiento de los equipos se va a emplear el índice de Langelier para realizar los cálculos determinados.

#### 4.1.4 ÍNDICE DE LANGELIER

Los cálculos se inician con la ecuaciones:

$$LSI_{simplificado} = pH - pH_{sat} \quad [5]$$

$$pH_{sat} = (9.3 + A + B) - (C + D) \quad [5]$$

$$A = \frac{1}{10} (\text{Log}[TDS] - 1) \quad [5]$$

$$B = -13.12 * (\text{Log}[T\{^{\circ}C\} + 273.2]) + 34.55 \quad [5]$$

$$C = \text{Log} \left( Ca \left\{ \frac{\text{mgCaCO}_3}{l} \right\} \right) - 0.4 \quad [5]$$

$$D = \text{Log} \text{ALK} \left( \frac{\text{mgCaCO}_3}{l} \right) \quad [5]$$

Dónde:

TDS = Total de sólidos disueltos

ALK = Bicarbonatos, mg/l

T= Temperatura, °C

Ca= Calcio,mg/l

A continuación se procede con los cálculos para determinar que tipo de agua de formación se presenta con la ecuación **[5]**

$$A = \frac{1}{10} (\text{Log} [TDS] - 1)$$

$$A = \frac{1}{10} (\text{Log} [19954.1] - 1)$$

$$A_1 = 0.3300$$

$$A_2 = 0.3313$$

$$A_3 = 0.3327$$

$$A_4 = 0.3312$$

$$B = -13.12 X (\text{Log} [ T \{ C \} + 273.2]) + 34.55$$

$$T = 180 \text{ } ^\circ\text{F} = 22.22 \text{ } ^\circ\text{C}$$

$$B = 13.12 (\log [ \{ 22.22 \text{ } ^\circ\text{C} \} + 273.2] ) + 34.55$$

$$B = 2.1378$$

$$C = \text{Log} \left( Ca \left\{ \frac{\text{mg CaCO}_3}{l} \right\} \right) - 0.4$$

$$C = \text{Log}(320) - 0.4$$

$$C_1 = 2.1051$$

$$C_2 = 2.1118$$

$$C_3 = 2.0623$$

$$C_4 = 2.1314$$

$$D = \text{Log ALK} \left( \frac{\text{mg CaCO}_3}{L} \right)$$

$$D = \text{Log} (1257)$$

$$D_1 = 3.0993$$

$$D_2 = 3.1690$$

$$D_3 = 3.1316$$

$$D_4 = 3.0310$$

$$\text{pH}_{\text{sat}} = (9.3 + A + B) - (C + D)$$

$$\text{pH}_{\text{sat}} = (9.3 + 0.3300 + 2.1378) - (2.1051 + 3.0993)$$

$$\text{pH}_{\text{sat}} = 6.56$$

$$LSI_{simplificado} = pH - pH_{sat}$$

$$LSI_{simplificado} = 6.74 - 6.56$$

$$LSI_{simplificado} = 0.18$$

Con este resultado se define que está dentro del rango de inyección ya que el índice de Langelier debe estar comprendido entre -0.5 y 0.5 como se demuestra en la figura 17.

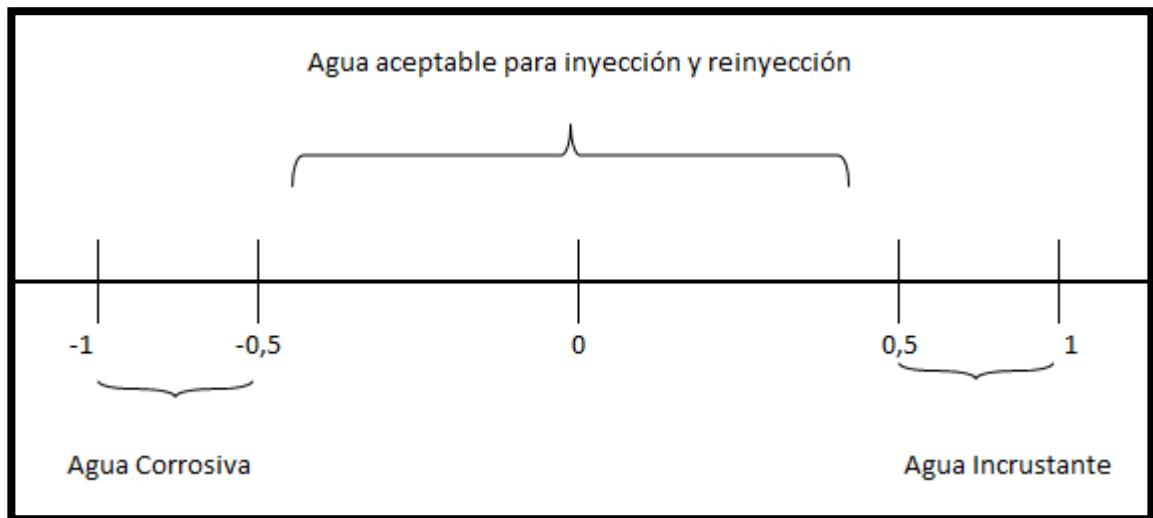


Figura 17 Índice de Langelier

## **CAPÍTULO 5**

### **5. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES**

#### **5.1 CONCLUSIONES**

- El agua de formación separada en las facilidades de superficie, según el cálculo de Langelier (0.18) no es ni incrustante ni corrosivo, por lo que puede ser utilizada para reinyección en la arena productora o reinyección en otra arena para disposición ambiental
- Las aguas de formación separada en las facilidades de superficie si se destinan para reinyección, debe cumplir con los parámetros físico-químico indicados en la tabla 2 de Reglamento Ambiental de Operaciones Hidrocarburíferas en el Ecuador.
- Las aguas de formación utilizadas para inyección que mantienen la presión del reservorio, deben cumplir parámetros específicos de la operadora hidrocarburífera que permiten mantener el reservorio sin depósitos de escala o corrosión.
- Los registros mensuales de la caracterización del agua de formación como se evidencia en la tabla 10, nos da un claro indicio del control y monitoreo que se realiza, cumpliendo con las normas regidas por el RAOHE decreto 1215.



## 5.2 RECOMENDACIONES

- Mejorar el tratamiento del agua de formación para reinyección, para disminuir el TPH desde 45 ppm hasta 20 ppm como nos indica en la tabla 2. del RAHOE.
- Es recomendable utilizar el índice de Langelier, debido a que están diseñados para el cálculo de aguas con un elevado contenido de hidrocarburos a condiciones altas de temperatura y presión como es el caso de la industria petrolera.
- El análisis de la tendencia del agua de formación en arenas no productoras no depende únicamente de las propiedades físico-químicas del agua, sino que esta se ve afectada por las condiciones operacionales, petrofísicas y condiciones propias del yacimiento; por lo que es necesario realizar la determinación de los índices de saturación de carbonatos para determinar dicha tendencia.

## BIBLIOGRAFÍA

- Agip Oil. (s.f.). *Facilidades de superficie campo Villano Alfa*.
- Andes, F. (1998). *Aguas de Formación y Derrame de Petróleo*. Recuperado el Mayo de 2016, de [www.flacsoandes.edu.ec/libros/digital/53238.pdf](http://www.flacsoandes.edu.ec/libros/digital/53238.pdf)
- Arnold, K. &. (1968). *Desing Oil Systems and Facilities*. USA: Gulf Publishing Company.
- Balarezo, N. D. (2009). *Optimización del proceso de clarificación de agua de formación en la Empresa Baker Petrolite*. Quito.
- Banzer, C. (1998). *Correalciones Numéricas PVT*. Maracaibo.
- Benalcazar, E. (Julio de 2003). *Curso Tratamiento Microbiológico*.
- Cabe M.C., S. W. (2002). *Operaciones unitarias en Ingeniería Química*. México: Mg Graw - Hill .
- Carrión, a. s. (2011). *Optimización del proceso de tratamiento de agua de formación en el campo edèn yuturi del bloque 15 para proponer alternativas de solución y poder utilizarlas para reinyección de pozos. quito*.
- Estación Pichincha. (2011). Quito.
- Ferrer, P. d. (2001). *Inyección de agua y gas en yacimientos*. Maracaibo: Astro Data S.A Segunda Edición.
- Garcia, P. C. (2008). *Fluidos, Curso Recolección y Tratamiento* . Recuperado el 19 de Junio de 2016, de [http://www.slideshare.net/paulcolinagarcia/101861861-facilidadesdeproduccion1?qid=2f34c2f2-dfe0-4301-adf7-5d0f46268abf&v=&b=&from\\_search=2](http://www.slideshare.net/paulcolinagarcia/101861861-facilidadesdeproduccion1?qid=2f34c2f2-dfe0-4301-adf7-5d0f46268abf&v=&b=&from_search=2)
- Juniel, K. (2003). *Practical application of produced water treating technology for land-based injection operations*. natco .
- Mellado, J. (1991). *Evaluación de la inyección del agua en el yacimiento petrotecnia*. Neuquen.
- Narvaez, I. (2000). *Aguas de Formación y Petróleo*.

- Patton, C. (1995). Preventing scale formation. Campbell Petroleum Series.*
- Patton, C. (1995). Water Analysis Techniques. USA: Campbell Petroleum Series.*
- Patton, C. (1995). Water Injection System. Campbell Petroleum Series.*
- Ramos, F. R. (2010). Facilidades de superficie en la industria petrolera.*
- Ramos, F. R. (2014). Curso de Tratamiento de Aguas de Formación para Reinyección. Quito.*
- RAOHE. (2010). Reglamento Ambiental para las Operaciones Hidrocarburíferas en el Ecuador. Quito.*
- Renovables, M. d. (2008). Reglamento ambiental de operaciones hidrocarburíferas. Quito.*
- Schlumberger. (Verano de 2000). Control del agua - Schlumberger. Obtenido de [www.slb.com/~media/Files/resources/oilfield\\_review/spanish00/sum00/p32\\_53.pdf](http://www.slb.com/~media/Files/resources/oilfield_review/spanish00/sum00/p32_53.pdf)*