

**ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL**  
**FACULTAD DE INGENIERÍA EN GEOLOGÍA Y PETRÓLEOS**

**“METODOLOGÍA DE SEGUIMIENTO DE INYECCIÓN Y  
DOSIFICACIÓN DE QUÍMICOS EN LOS POZOS DEL CAMPO  
AGUARICO-SHUSHUFINDI”**

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

**GABRIELA GUILLERMINA PAREDES VASCO**  
gabbitaparedesv@gmail.com

**DIRECTOR:** Dr. Johnny Zambrano  
johnny.zambrano@epn.edu.ec

**Marzo, 2018**

## **DECLARACIÓN**

Yo Gabriela Guillermina Paredes Vasco, declaro bajo juramento que el trabajo aquí descrito es mi auditoria; 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.

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

---

Gabriela Guillermina Paredes Vasco

## CERTIFICACIÓN

Certifico que el presente trabajo fue desarrollado por Gabriela Guillermina Paredes Vasco bajo mi supervisión.

---

Dr. Johnny Zambrano

Director del Trabajo de Titulación

## **AGRADECIMIENTOS**

A mis padres que son la mejor bendición que tengo, agradezco su paciencia, su presencia en mi vida y sobre todo por ser ejemplares e inculcarme valores.

Al decano de la Facultad de Ingeniería en Geología y Petróleos, el PhD. Johnny Zambrano por ser mi director y ayudarme en la construcción de este proyecto.

A la empresa CONSORCIO SHUSHUFINDI S.A por darme la oportunidad de aprender conocimientos prácticos de la industria y por brindarme el presente tema de tesis.

A la Ing. Mónica Paredes por su paciencia y solidaridad al ayudarme en la realización de este presente trabajo de titulación.

A mis profesores que día a día me enseñaron no solamente la ciencia, si no también valores como la puntualidad y la responsabilidad.

Al amor de mi vida Milton Alexander por su apoyo incondicional.

A mis compañeros por su amistad.

Y por último a mi querida universidad, por darme uno de los mejores años de mi vida.

*GABRIELA PAREDES*

## DEDICATORIA

A Dios por darme las miles de bendiciones, las oportunidades y la fuerza para siempre salir adelante.

A mi mamá Carmen Vasco por ser una mujer ejemplar, por enseñarme la bondad y por llenarme de vida cada mañana.

A mi querido papá Fausto Paredes por ser el hombre más honesto, firme y humilde que conozco, por ser la fuente y el alma de nuestra casa.

A mis hermanos: Norma, Patricio y Mayra, por ser un ejemplo a seguir, por apoyarme en todo momento y por darme su amor incondicional.

Y sin duda a los pequeños de casa; Andrés, Alison, Lizbeth, Matías y Dafne, por alegrarme cada día, por sus abrazos que me llenan el alma y por sus sonrisas que dan brillo a mis ojos.

## ÍNDICE DE CONTENIDOS

Resumen.....	IX
Abstract .....	X
NOMENCLATURA.....	XI
INTRODUCCIÓN .....	1
CAPÍTULO I.....	3
1.1. GENERALIDADES.....	3
1.2. UBICACIÓN .....	4
1.3. PRODUCCIÓN EN EL CAMPO AGUARICO – SHUSHUFINDI .....	5
1.3.1. Estaciones de producción.....	5
1.3.2. Principales Problemas Químicos (corrosión / incrustaciones).....	5
CAPÍTULO II.....	7
2.1. CORROSIÓN .....	7
2.1.1. Definición .....	7
2.1.2. Factores que influyen en la corrosión .....	7
2.1.3. CLASIFICACIÓN DE LA CORROSIÓN .....	8
CORROSIÓN SEGÚN LA FORMA.....	8
a) Corrosión General o Uniforme:.....	8
b) Corrosión en Placas.....	9
c) Corrosión por Picaduras (Pitting): se .....	9
CORROSIÓN SEGÚN EL MEDIO.....	10
a) Corrosión Química:.....	10
b) Corrosión Electroquímica:.....	11
2.1.4. Monitoreo y evaluación de la corrosión .....	11
2.2. INCRUSTACIONES .....	15
2.2.1. Definición .....	15
2.2.2. Origen de incrustaciones.....	15
2.2.3. Factores que influyen en la formación de incrustaciones.....	16
2.2.4. Tipos de incrustaciones .....	17
2.2.5. Control de incrustaciones.....	17
CAPÍTULO III.....	18

3.1.	LA CORROSIÓN EN EL CAMPO .....	18
3.1.1.	Corrosión como problema operativo en Shushufindi .....	19
3.1.2.	Método de medición de la corrosión en Shushufindi-Aguarico.....	19
3.2.	FORMACIÓN DE INCRUSTACIONES EN EL CAMPO .....	22
3.2.1.	Principales causas que producen incrustaciones .....	22
3.2.2.	Tipos de incrustaciones en Shushufindi .....	24
3.2.3.	Método de monitoreo y control de incrustaciones .....	24
CAPÍTULO IV .....		26
4.1.	PROCESOS OPERACIONALES QUE REQUIEREN TRATAMIENTO QUÍMICO .....	26
4.1.1.	Proceso de deshidratación del crudo .....	27
4.1.2.	Proceso de reinyección de agua de formación .....	28
4.1.3.	Proceso de inyección de agua a través de la planta piloto de inyección de agua (PPIA). 29	
4.1.4.	Proceso de producción de pozos.....	31
1)	Análisis Físico-Químico del Agua de Formación .....	32
a)	Índice de Saturación .....	32
a)	Residual de Fosfonatos.....	32
b)	Dureza Total .....	32
c)	Medición de Hierro.....	33
2)	Descripción del Proceso .....	33
4.2.	DESCRIPCIÓN DE LA METODOLOGÍA APLICADA.....	35
4.3.	ADITIVOS UTILIZADOS EN AGUARICO-SHUSHUFINDI .....	35
CAPÍTULO V .....		37
5.	CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	37
5.1.	CONCLUSIONES .....	37
5.2.	RECOMENDACIONES .....	38
6.	BIBLIOGRAFÍA .....	39

## ÍNDICE DE FIGURAS

<b>Figura 1.1-</b> Complejo de hidrocarburos del campo Shushufindi-Aguarico.....	4
<b>Figura 1.3-</b> Historial de Producción del campo Shushufindi-Aguarico.....	5
<b>Figura 2.1-</b> Clasificación de la Corrosión.....	8
<b>Figura 2.2-</b> Ejemplo de Corrosión Uniforme.....	9
<b>Figura 2.3-</b> Ejemplo de Corrosión por Placas.....	9
<b>Figura 2.4-</b> Ejemplo de Corrosión por Picaduras.....	10
<b>Figura 2.5-</b> Ejemplo de Corrosión Microbiológica.....	10
<b>Figura 2.6-</b> Tipos de Cupones de Corrosión.....	13
<b>Figura 2.7-</b> Proceso de Formación de Incrustaciones.....	16
<b>Figura 3.1-</b> Mpy vs tiempo (Campo Agr-Shs).....	20
<b>Figura 4.1-</b> Microfotografía de una emulsión agua en petróleo crudo.....	26
<b>Figura 4.2-</b> PPIA (Planta Piloto de Inyección) Estación Norte.....	29
<b>Figura 4.3-</b> Flujograma para el Tratamiento Químico del campo AGR-SHS.....	32

## ÍNDICE DE TABLAS

<b>Tabla 2.1.-</b> Técnicas para medir la corrosión.....	11
<b>Tabla 2.2-</b> Incrustaciones más comunes.....	17
<b>Tabla 3.1-</b> La corrosión en el campo Shushufindi-Aguarico.....	18
<b>Tabla 3.2-</b> Cupones evaluados en el campo AGR-SHS.....	20
<b>Tabla 3.3-</b> Tipos de incrustaciones en el campo SSFD-AGR.....	23
<b>Tabla 3.4-</b> Interpretación del Índice de Saturación de Oddo y Thomson.....	24



## **Resumen**

El trabajo tiene como objeto desarrollar una metodología de inyección y dosificación de químicos para mitigar los problemas de corrosión e incrustaciones en el campo Aguarico-Shushufindi. A través del tiempo la industria se ha visto sujeto a problemas en la producción relacionados con la presencia de compuestos químicos presentes en el agua de formación que ocasionan escala y comunicación tubing-casing en presencia de una corrosión. Estudios de laboratorio han sido útiles para determinar una correcta dosificación de los aditivos químicos utilizados para la prevención. Para lograr un eficiente tratamiento químico en los pozos, se establecieron diferentes dosificaciones según la arena productora. Adicionalmente, se consideró el aditivo químico de prioridad en los diferentes pozos a ser tratados. El estudio físico-químico del agua de formación se constituyó en una herramienta importante para la determinación de la dosificación. Los estudios de Oddo Thomson permiten determinar la corrosión o incrustación de un pozo. Así también, el análisis de fosfonatos permite relacionar la debida dosificación del inhibidor de escala.

**Palabras clave:** análisis de fosfonatos, análisis físico-químico del agua, corrosión, escala, inhibidor de corrosión, inhibidor de escala.

## **Abstract**

The purpose of the work is to develop a methodology for injection and dosing of chemists for the problems of corrosion and incrustations in the Aguarico-Shushufindi field. Over time the industry has seen a problem in the production related to the presence of chemical compounds present in the water of the formation that cause scale and communication pipe in the presence of corrosion. The studies have been useful to determine a correct dosage of the additives used for prevention. To achieve adequate medical treatment in the wells, different dosages were established according to the production sand. Additionally, the priority chemical additive was considered in the different wells to be treated. The physical-chemical study of the formation water became an important tool for the determination of the dosage. The studies of Oddo Thomson allow to determine the corrosion or incrustation of a well. Also, the analysis of phosphonates allows to relate the proper dosage of the scale inhibitor.

**Keywords:** corrosion, corrosion inhibitor, phosphonate analysis, physical-chemical water analysis, scale, scale inhibitor.

## NOMENCLATURA

SÍMBOLO	DESCRIPCIÓN	UNIDADES
$\emptyset$	Porosidad	-----
$E_a$	Energía de Activación	-----
$A$	Constante de proporcionalidad que toma en cuenta un número de factores tales como la frecuencia de colisión y la orientación entre las partículas reaccionantes.	-----
$R$	Constante de los gases ideales	$\frac{psia \text{ pie}^3}{lbmol \text{ } ^\circ R}$
$T$	Temperatura	$^\circ K$
$pH$	Medida de acidez o alcalinidad de una disolución	-----
$CR$	Velocidad de corrosión promedio	mpy
$W$	Pérdida de peso	g
$A$	Área inicial de la superficie expuesta del cupón	pulg <sup>2</sup>
$T$	Tiempo de exposición	días
$D$	Densidad de la aleación	g/cm <sup>3</sup>
$TI$	Tasa de Incrustación	$mg/in^2 \text{ día}$
$DMO$	Demulsificante	-----
$BSW$	Corte de Agua	-----
$SI$	Índice de Saturación	-----
$RPI$	Índice de taponamiento relativo	micras
$NTU$	Cantidad de Sólidos	mg

# **METODOLOGÍA DE SEGUIMIENTO DE INYECCIÓN Y DOSIFICACIÓN DE QUÍMICOS EN LOS POZOS DEL CAMPO AGUARICO-SHUSHUFINDI**

## **INTRODUCCIÓN**

Los problemas ocasionados por corrosión en la industria hidrocarburífera, constituye un factor negativo dentro de la economía de un campo productor, por ello, la industria petrolera ha progresado en estudios tecnológicos y ha profundizado el esfuerzo humano, con la finalidad de minimizar los daños generados en los sistemas de producción y distribución.

La corrosión en los sistemas de producción y en los procesos de distribución implica grandes pérdidas económicas; el agua es el agente de mayor incidencia en estas fallas. La composición del agua producida depende de las características del yacimiento del cual se produce, con la presencia de hidrocarburos, materiales radioactivos que ocurren naturalmente, químicos de producción, sales inorgánicas, sales metálicas y sólidos disueltos.

Las aguas producidas, desde el punto de vista físico-químico, tienen diferentes comportamientos o predisposiciones; el agua producida del yacimiento T es incrustante (30000 ppm de iones de calcio), mientras que el agua de la arena U es muy corrosiva (Vega, 2015).

Las arenas T y U producen gas a una concentración del 20% de  $CO_2$ ; compuesto que provoca corrosión en el sistema de producción cuando el volumen de agua producida es alta (Vega, 2015).

La gran producción de agua es uno de los principales problemas en el campo, puesto que produce sensibilidad en el sistema de deshidratación del petróleo, provocando grandes colonias de bacterias sulfatos reductores, especialmente en el tanque de lavado. Adicionalmente, esta agua desarrolla incrustaciones de carbonato de calcio que imposibilita la producción de pozos.

Actualmente el campo Aguarico-Shushufindi controla los problemas de corrosión e incrustaciones, mediante la inyección de inhibidores de escala y de corrosión, mediante el proceso descrito en el presente trabajo de titulación. El proceso permite cumplir con la necesidad de los pozos de ser controlados y de mitigar los problemas en la producción, así como también, de mejorar el run life de cada pozo.

La metodología propuesta, será de beneficio directo para el CONSORCIO SHUSHUFINDI, empresa que trabaja en los campos Shushufindi y Aguarico y que ha

evidenciado problemas de corrosión e incrustación de sales en fondo y en superficie a ante la falta de un sistema de seguimiento de inyección y dosificación de aditivos químicos.

El trabajo presenta soluciones eficientes a problemáticas comunes que cualquier operadora podría aplicar como proyecto de prevención de pérdidas económicas y tiempo, debido a fallas de tuberías, equipos de levantamiento artificial y facilidades de producción.

### **Objetivo General**

Generar una metodología para el seguimiento de inyección y dosificación de químicos en los pozos del campo Aguarico-Shushufindi.

### **Objetivos Específicos**

- Minimizar fallas mecánicas en bombas electro-sumergibles provocadas por la depositación de incrustaciones a través del uso de la metodología del seguimiento de tratamiento químico.
- Minimizar fallas en tuberías, por corrosión y erosión.
- Incrementar el Run Life de los pozos a través de la inyección y dosificación de aditivos químicos.
- Minimizar pérdidas operativas asociadas a problemas inherentes a corrosión y depositación de incrustaciones.

## CAPÍTULO I

# 1. CARACTERÍSTICAS PRINCIPALES DEL CAMPO SHUSHIFINDI-AGUARICO

### 1.1. GENERALIDADES

El campo Shushindi-Aguarico está considerado como un campo grande y maduro, con más del 10% de la producción total de hidrocarburos en el Ecuador (Biedma, 2014).

Descubierto en el año 1969 por el consorcio *Texaco-Gulf* con la perforación del pozo exploratorio “Shushifindi-1”, a una profundidad de 9772 pies, la perforación inició el 4 de diciembre de 1968 y fue completado oficialmente en enero de 1969 (Enríquez, y Feijoó, 2008).

En la fase de desarrollo inicial se calculó que el petróleo original en sitio era aproximadamente de 3.500 millones de barriles de petróleo (590 millones de m<sup>3</sup>). Las reservas originales del campo se calcularon en 1.589,25 millones de barriles de petróleo (Biedma, 2014).

El campo inició la perforación de pozos de desarrollo en febrero de 1972, la producción oficial del campo arrancó en agosto de 1972, alcanzando en agosto de 1986 una tasa de producción máxima de 125000 barriles de petróleo por día, y desde entonces el campo se encuentra en declinación y en el año 2011 produjo alrededor de 40000 barriles diarios (Biedma, 2014).

El gobierno de Ecuador, ante la declinación de los ingresos provenientes del petróleo de los campos petroleros existentes del país, buscó activamente formalizar una asociación con una compañía de servicios para revertir esta tendencia que agravaba la situación económica del país

En el año 2012, a finales de enero, la empresa estatal EP Petroecuador firmó un contrato por 15 años con el Consorcio Shushufindi S.A (CSSFD), una asociación conjunta (JV), de servicios integrados liderada por Schlumberger, que asignaba al CSSFD el manejo de la producción del campo Shushufindi-Aguarico (Biedma, 2014).

Como se estimaba, en pocos años el consorcio incrementó la producción de hidrocarburos a 75000 barriles por día.

En la actualidad este campo constituye la reserva remanente de crudo mediano (29 °API) más importante del país. El promedio de las presiones iniciales de las formaciones U y T fueron de 3.867 psi y 4.050 psi, respectivamente, reportándose a lo largo de los años un descenso prácticamente estable de 60 psi por año (Biedma, 2014).

Históricamente este campo no ha presentado mayores problemas en su operación, gracias a la nobleza de los reservorios y a la perfección de su sistema hidrodinámico.

## 1.2. UBICACIÓN

El campo Shushufindi Aguarico se localiza en la provincia de Sucumbíos, ubicado en el eje de la cuenca oriente, en el lado noroeste de Ecuador, con una superficie de 400 km<sup>2</sup>, es el campo de mayor extensión de Ecuador.

Limita al norte con el Campo Libertador, al sur con el Campo Limoncocha, al oeste con el campo Sacha y al este con una falla inversa de la subcuenca cretácica Napo (Biedma D., 2014).

Geográficamente, el campo Shushufindi se extiende desde los 00° 06' 39" a los 00° 17' 58" latitud Este, hasta los 76° 36' 55" de longitud oeste.

En la figura 1.1 se visualiza el complejo productor del campo Shushufindi-Aguarico.

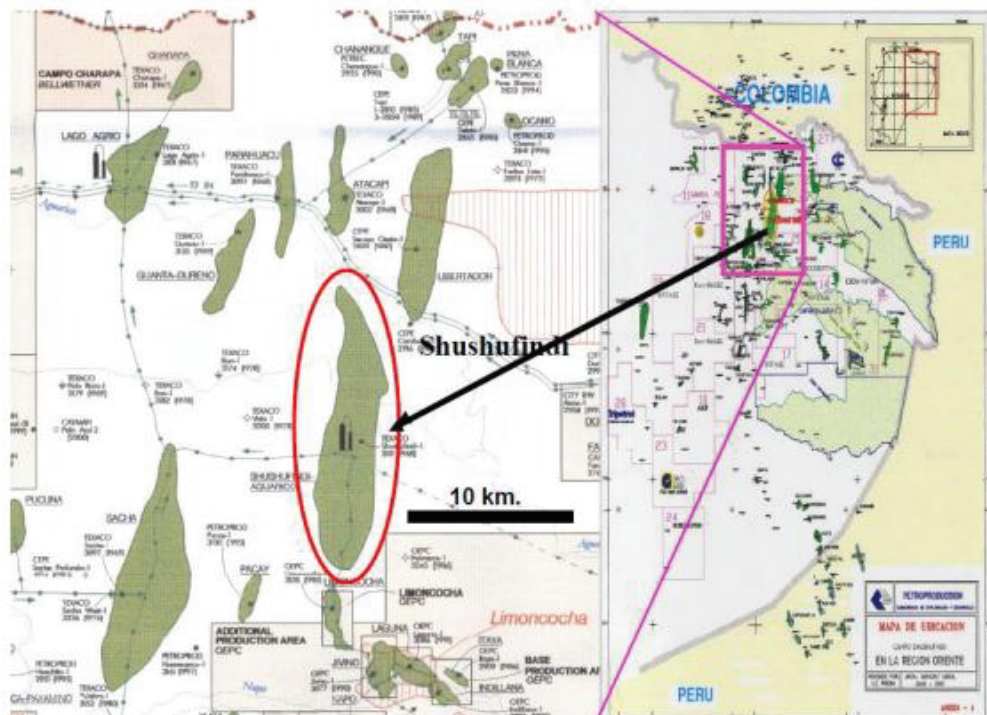


Figura 1.1. Complejo de hidrocarburos del campo Shushufindi-Aguarico

FUENTE: Salazar, (2012).

### 1.3. PRODUCCIÓN EN EL CAMPO AGUARICO – SHUSHUFINDI

#### 1.3.1. Estaciones de producción

En el campo Shushufindi Aguarico se han implementado 5 estaciones de producción:

- Estación Aguarico
- Estación Shushufindi Norte
- Estación Shushufindi Central
- Estación Shushufindi Sur
- Estación Shushufindi Sur-Oeste

La figura 1.2 muestra el historial de producción del campo hasta el año 2016.

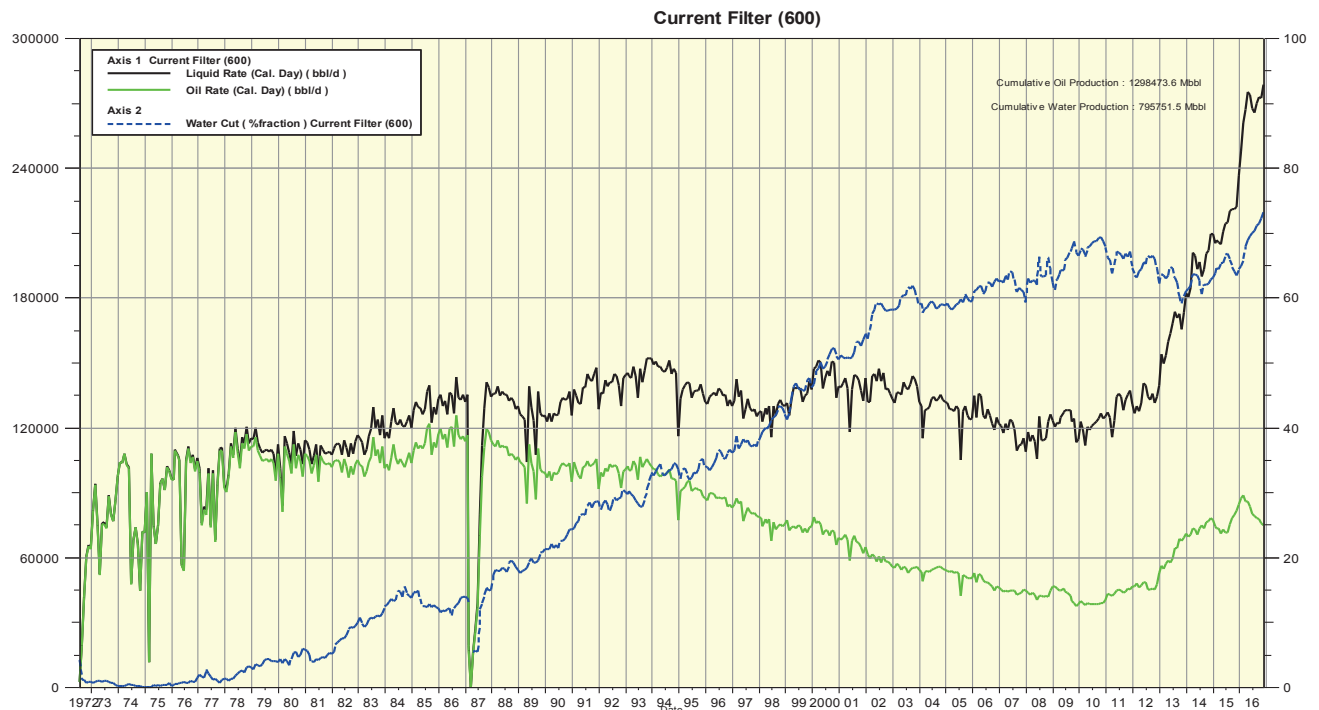


Figura 1.2. Historial de Producción del campo Shushufindi-Aguarico.

FUENTE: CONSORCIO SHUSHUFINDI S.A. (2017)

#### 1.3.2. Principales Problemas Químicos (corrosión / incrustaciones)

El campo Aguarico- Shushufindi produce de las arenas “T” y “U” básicamente, las que presentan características litológicas desfavorables en la producción de hidrocarburos y a través del tiempo ese han reflejado problemas de corrosión e incrustaciones en las tuberías, tanto en el fondo como en la superficie. Para evitar estos problemas se han



seleccionado aditivos químicos para proteger las tuberías, brindando a los pozos más efectividad, involucrando directamente la producción y el tiempo lo que se relaciona proporcionalmente con costos.

Los problemas que actualmente se evidencian en campo son a causa-efecto de la metodología de aplicación de los productos químicos, los cuales no son los suficientemente eficaces a la hora de prevenir los sucesos de incrustaciones y corrosión.

La falta de monitoreo constante ha afectado al campo a lo largo del tiempo, provocando grandes problemas en las tuberías. La presencia de corrosión ha provocado la comunicación entre casing y tubing y las incrustaciones han producido la obstaculización del flujo del yacimiento a superficie o el paso entre las líneas de superficie hacia separadores (CONSORCIO SHUSHUFINDI S.A., 2017).

## CAPÍTULO II

# 2. PRINCIPIOS Y FUNDAMENTOS DE PROBLEMAS DE CORROSIÓN Y FORMACIÓN DE INCRUSTACIONES EN FONDO Y FACILIDADES DE SUPERFICIE EN LA INDUSTRIA PETROLERA

### 2.1. CORROSIÓN

#### 2.1.1. Definición

Por lo general se concibe a la corrosión como un proceso de oxidación, pero en realidad es un proceso complejo, el cual puede puntualizarse como la gradual destrucción y desintegración de los materiales debido a un proceso electro - químico, químico o de erosión debido a la interacción del material con el medio que lo rodea.

NACE define a la corrosión como “deterioro de un material, por lo general un metal, debido a la reacción con su ambiente.”

#### 2.1.2. Factores que influyen en la corrosión

Existen diversos factores que influyen al proceso de corrosión, siendo los principales:

**Temperatura:** factor directamente proporcional a la corrosión, es decir la corrosión tiende aumentar cuando la temperatura se eleva; esto sucede por la influencia en la solubilidad del aire, fluido más común que influye en la corrosión.

Se debe considerar que el aumento de la temperatura acelera las velocidades de los diversos procesos físicos y químicos, de donde se puede destacar la ecuación de Arrhenius que define la dependencia de la constante de velocidad de una reacción química con respecto a la temperatura con la que se da la reacción:

$$\ln(k) = \ln A - \frac{E_a}{R} \left( \frac{1}{T} \right) \quad \text{Ec. (1)}$$

Donde:

**k:** Constante de velocidad

**E<sub>a</sub>:** Energía de activación

**A:** Constante de proporcionalidad que toma en cuenta un número de factores tales como la frecuencia de colisión y la orientación entre las partículas reaccionantes.

**R:** Constante de los gases ideales.

**T:** Temperatura absoluta en grados Kelvin.

**Formación de Películas:** “Las películas pueden tener tendencia a absorber la humedad o retenerla, incrementando la corrosión resultante de la exposición a la atmosférica o los vapores corrosivos” (Morales, 2012).

**pH:** factor importante debido a que varios materiales metálicos se disuelven velozmente en soluciones ácidas o básicas. Un claro ejemplo es el aluminio.

**Impurezas:** un metal expuesto a un medio corrosivo que contiene contaminantes, como: nitrógeno, azufre, compuestos de alta salinidad, entre otros, tiene una reacción de velocidad más alta que sin estos compuestos.

### 2.1.3. CLASIFICACIÓN DE LA CORROSIÓN

La corrosión se puede clasificar de acuerdo al medio en que se desarrolla o según su morfología; ver figura 2.1.

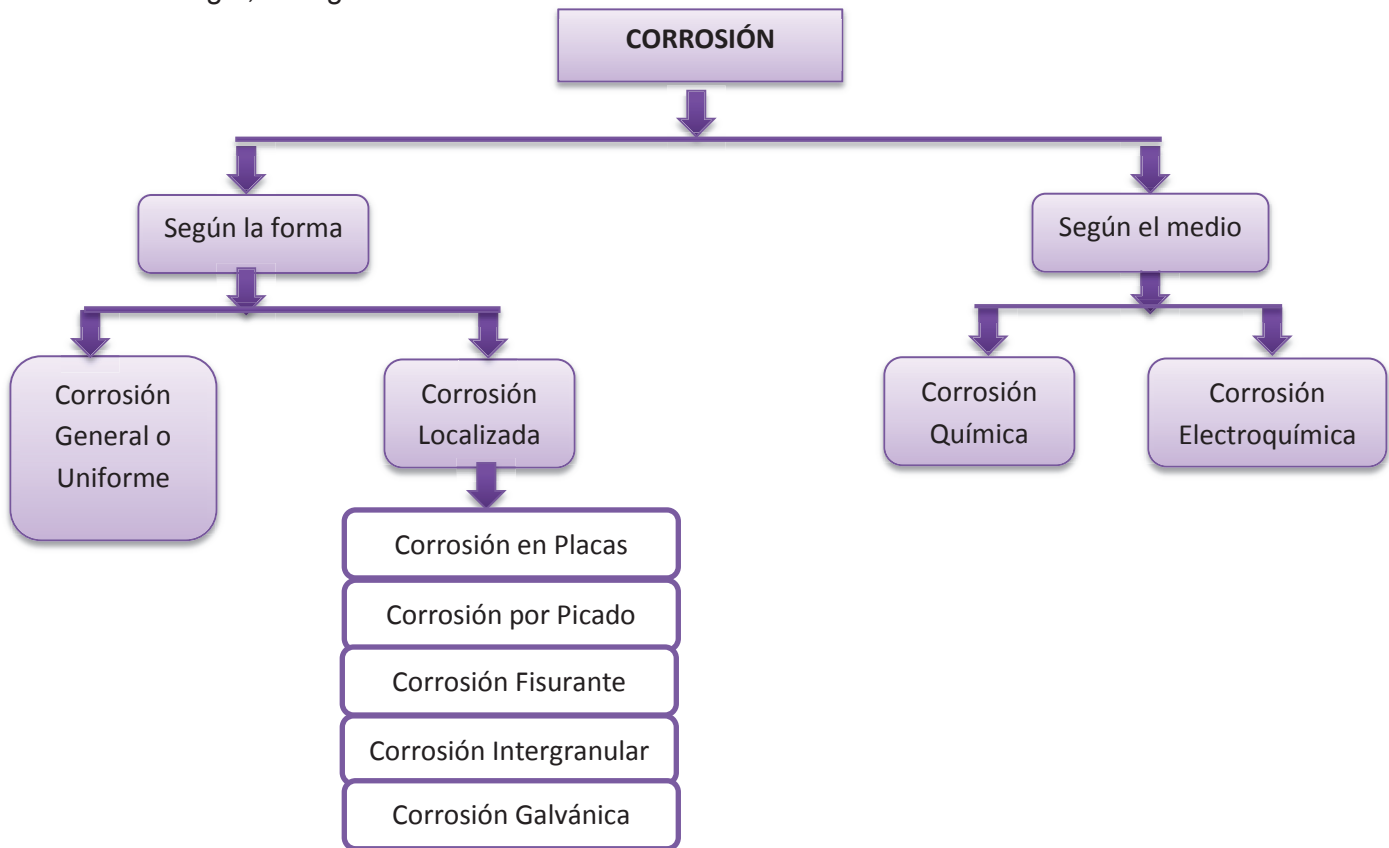


Figura 2.1. Clasificación de la Corrosión  
FUENTE: Canez, (2015)

#### CORROSIÓN SEGÚN LA FORMA

a) **Corrosión General o Uniforme:** se genera por el adelgazamiento uniforme producido por la pérdida regular del metal superficial. El ataque de este tipo de corrosión se

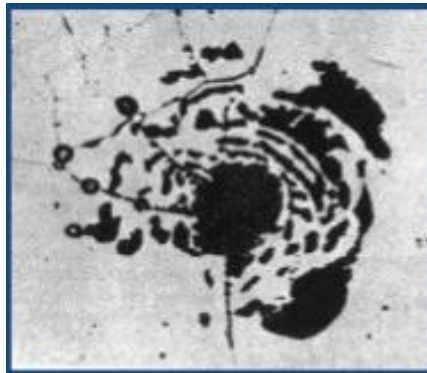
presenta homogéneamente sobre toda la superficie del metal y es más tratable puesto que permite calcular fácilmente la vida útil del material que se corroe; ver figura 2.2.



**Figura 2.2. Ejemplo de Corrosión Uniforme**

**FUENTE: Melgoza, (2014)**

**b) Corrosión en Placas:** “Este tipo incluye los casos intermedios entre corrosión localizada y corrosión uniforme. Se caracteriza porque el ataque se extiende más en algunas zonas, pero se presenta aún como un ataque general” (Zapata, 2015); ver figura 2.3.



**Figura 2.3. Ejemplo de Corrosión por Placas**

**FUENTE: Marín, (2013)**

**c) Corrosión por Picaduras (Pitting):** se generan en zonas específicas de tamaño variado en una superficie metálica, propagándose hacia el interior y de forma cilíndrica, observándose el desarrollo de cavidades y agujeros. Para evitar este tipo de corrosión se recomienda la utilización de inhibidores; ver figura 2.4.



Figura 2.4. Ejemplo de Corrosión por Picaduras

FUENTE: Sevilla, (2012)

La corrosión por picaduras presenta algunos tipos; las más importantes son:

**c1) Corrosión por Cavitación:** ocurre cuando el metal actúa con un líquido, en donde por cambios de presión en el sistema, se da una acumulación de agentes oxidantes y un incremento de pH del medio, generando un deterioro del metal permitiendo que la corrosión se desarrolle (Salazar, 2015).

**c2) Corrosión Microbiológica:** la base de la corrosión tiene relación con organismos biológicos que producen la grieta o actúan como aceleradores del proceso de corrosión. Generalmente se producen en medios acuosos en donde el metal está sumergido o flotando; ver figura 2.5.



Figura 2.5. Ejemplo de Corrosión Microbiológica

FUENTE: Zapata, (2015)

**c3) Corrosión por erosión:** generada por el movimiento relativo de la superficie de metal y el medio. Se caracteriza por fricción en la superficie paralela al movimiento.

## CORROSIÓN SEGÚN EL MEDIO

**a) Corrosión Química:** reacción entre una fase sólida y una fase de gas o líquido y el metal, este tipo de corrosión no favorece el paso de corriente, por lo tanto es difícil

encontrar reacciones puramente químicas, pues generalmente este tipo de corrosión está acompañado de corrosión electroquímica. Sin embargo, se considera como corrosión química el ataque de un metal por otro metal líquido, por una solución no acuosa, o por una sal fundida.

**b) Corrosión Electroquímica:** es una transferencia de electricidad a través de un electrolito, transita sobre el metal expuesto a corrosión, corrientes eléctricas. Este tipo de corrosión es muy frecuente a la temperatura ambiente y es la más grave a estas condiciones.

#### 2.1.4. Monitoreo y evaluación de la corrosión

En el monitoreo y evaluación de la corrosión se manejan diferentes técnicas para determinar qué tan corrosivo es el ambiente del sistema en el que se encuentra el metal; estas técnicas, además, miden la rapidez con la que el metal es consumido en medio de la corrosión.

Dentro del control y prevención de la corrosión, se han desarrollado varias técnicas, como: la protección anódica y catódica, la inyección química, la selección de materiales y el recubrimiento internos y externos.

En la tabla 2.1 se presentan varias técnicas para medir la corrosión.

Tabla 2.1. Técnicas para medir la corrosión

<u>PRUEBAS NO DESTRUCTIVAS</u>	<u>DATOS OPERACIONALES</u>	<u>MONITOREO DE CORROSIÓN</u>	<u>ANÁLISIS QUÍMICO</u>	<u>FLUIDO ELECTROQUÍMICO</u>
Ultrasónico	pH	Cupones de Pérdida de Peso	Medición de pH	Medición de Potencial
Radiografía	Tasa de Flujo	Resistencia Eléctrica	Gas Disuelto ( $O_2$ , $CO_2$ , $H_2S$ )	Medición Potencio-estática.
Termografía	Presión	Polarización Lineal	Conteo de Iones Metálicos ( $Fe^{2+}$ , $Fe^{3+}$ )	Medición Potencio-dinámica.
Cochinos Inteligentes	Temperatura	Penetración de Hidrógeno	Análisis Microbiológico	Impedancia A.C.
		Corriente Galvánica		

FUENTE: Balseca, (2012).

Algunas técnicas de medición proveen la medición directa del consumo o pérdida del metal, y las técnicas indirectas se utilizan para inferir en el ambiente corrosivo que exista. Para el monitoreo de la corrosión comúnmente se emplean “probetas”, herramientas de tipo mecánico, eléctrico o electroquímico, que son instaladas en el proceso y expuestas a las condiciones ambientales que presenta el mismo para que calculen el potencial corrosivo de los escenarios del proceso.

#### **a) Pruebas no destructivas**

##### **Mediciones Ultrasónicas**

Es una técnica rápida, fiable y versátil que genera mediciones de espesor del acero. Para estas medidas no es necesario seccionar el material, solamente requiere el acceso a una pared del material a medir. Su uso es amplio en la industria, y es empleada en tanques, tuberías, válvulas, calderas y otros recipientes a presión, o cualquier material sujeto a la corrosión y el desgaste.

#### **b) Datos operacionales**

**b1) Tasa de flujo:** si existen problemas en la tasa de flujo, siendo ésta menor al óptimo, es un indicativo de que existe algún inconveniente en el pozo, uno de los problemas puede ser la corrosión.

**b2) Presión:** si la presión en la cabeza de producción es afectada, también se debe considerar un problema en el sistema de producción establecido para el pozo, una causa principal puede ser la pérdida de fluido en el pozo a causa de tuberías corroídas.

**b3) Temperatura:** este parámetro afecta proporcionalmente la aceleración o retardo de las reacciones químicas así como también la actividad biológica.

#### **c) Monitoreo de corrosión**

**c1) La necesidad del monitoreo de corrosión:** detectar la corrosión es necesario e importante, puesto que determina la vida útil de un material metálico a ser utilizado. Brinda seguridad en las operaciones de la industria, además incrementa la efectividad de producción y beneficios de costos operacionales.

**c2) Técnicas de monitoreo de corrosión:** existe una variedad de técnicas que la industria emplea para el monitoreo de corrosión, las más comunes son:

- ✚ Cupones de Corrosión (Medición de pérdida de peso)

- ✚ Resistencia Eléctrica (Probetas E/R)
- ✚ Resistencia de Polarización Lineal (Probetas LPR)
- ✚ Galvánica (ZRA)/ Potencial
- ✚ Penetración de Hidrógeno
- ✚ Microbiológica
- ✚ Erosión por arena

**Cupones de Corrosión de Pérdida de Peso:** es la más simple y conocida de entre los métodos de monitoreo de corrosión. La técnica se fundamenta en la exposición por un tiempo determinado de una muestra denominada cupón que tiene el mismo material de la estructura que se está supervisando dentro del mismo ambiente corrosivo; ver figura 2.6.



**Figura 2.6. Tipos de Cupones de Corrosión**

**FUENTE:** Manual sobre Corrosión Interna en Tuberías, © NACE International, 2003

La medición consiste en el análisis de la pérdida de peso que se genera en el periodo de tiempo en el que la muestra es expuesta, y es expresada como tasa de corrosión, con la ecuación:

$$CR = \frac{W*365*1000}{A*T*D*2.54^3} \quad \text{Ec. (1)}$$

Donde:

**CR:** Velocidad de corrosión promedio (mpy).

**W:** Pérdida de peso (g).

**A:** Área inicial de la superficie expuesta del cupón (pulg<sup>2</sup>).

**T:** Tiempo de exposición (días).

**D:** Densidad de la aleación (g/cm<sup>3</sup>).

Como criterio general, los cupones deben ubicarse en el lugar más expuesto a la corrosión. La colocación del cupón es frecuentemente uno de los elementos más críticos para alcanzar información característica de la corrosión interna.



Las ventajas que proporcionan los cupones son:

- Es aplicable para diversos estados (gases, líquidos y flujos con partículas sólidas).
- Su inspección puede ser visual.
- La incrustación puede ser estudiada.
- Fácil medición de corrosión.
- La eficiencia de los inhibidores pueden ser fácilmente determinada.

“Los cupones son expuestos alrededor de 45 a 90 días antes de ser removidos para análisis de laboratorio. Una de la desventaja de la técnica de cupones es que, si la tasa de corrosión varía durante el período de exposición, es decir, si se incrementa o disminuye por alguna causa, dicho evento pico no sería evidenciado en el cupón, sin poderse determinar su duración y su magnitud” (Balseca, 2012).

#### **d) Análisis químico**

**d1) Análisis de composición del gas:** la composición del gas es un factor de gran importancia para medir la corrosión interna de un sistema de gas natural. Se requiere de un electrolito como medio, este puede ser agua líquida.

Las condiciones ambientales que tienden a acelerar la corrosión incluyen las presiones parciales del oxígeno ( $O_2$ ), del dióxido de carbono ( $CO_2$ ), del sulfuro de hidrógeno ( $H_2S$ ) y la humedad.

#### **d2) Medición de Temperatura**

Es un parámetro proporcional a la velocidad de reacción química y además a la actividad biológica.

#### **d3) Medición de pH**

Se asocia directamente a procesos de corrosión e incrustaciones dependiendo si el compuesto es ácido o básico, la solubilidad tiene un papel importante y es dependiente del pH.

#### **d4) Alcalinidad Total**

La alcalinidad se puede definir como una medida de la capacidad del agua para neutralizar ácidos. En las aguas naturales se presenta principalmente por la existencia de determinadas sales de ácidos débiles; sin embargo, también puede favorecer la presencia de bases débiles y fuertes.

**d5) Gases Disueltos:** la velocidad de la corrosión aumenta cuando se registran gases disueltos en el agua.

**d6) Conteo de Iones Metálicos (Fe<sup>++</sup>):** la cantidad de iones metálicos se obtiene con la concentración de cationes (ppm); según la medición se puede predecir la formación de depósitos e indicar la existencia de corrosión. Uno de los cationes que más comúnmente se evalúa es el hierro (Fe<sup>++</sup>).

**g) Análisis Microbiológico:** debido a la severa corrosión que puede causar el ataque bacteriano, se realizan conteos periódicos de la población de la microbiota bacteriana y se evalúa la efectividad de los biocidas mediante análisis microbiológicos.

Se realizan pruebas de cultivo en dilución en serie, en muestras frescas del producto de corrosión para determinar la presencia y concentración de bacterias (colonias/ml), dentro del sitio de corrosión.

## **2.2. INCRUSTACIONES**

### **2.2.1. Definición**

Las incrustaciones son compuestos resultantes de la cristalización y precipitación de iones minerales presentes en el agua que está asociada en los yacimientos de petróleo; estos iones tienden a unirse por la continua variación de las condiciones a que se ven sometidos por la depleción de líquidos (Rojas, 2013).

### **2.2.2. Origen de incrustaciones**

Se originan cuando la solubilidad que tiene el agua para mantener en solución los iones presentes en el agua asociada al petróleo crudo sobrepasan el límite, consecuentemente produciéndose depósitos sólidos por la generación de agua supersaturada de iones positivos y negativos, al estar en permanente contacto y movimiento, tenderán a atraerse formando clústers o racimos, que formarán un cristal (partícula microscópica). Estos cristales crecen y crean estructuras cada vez más grandes, llegando a formar incrustaciones, las cuales se las puede mirar a simple vista y se adhieren a la estructura que las contiene; ver figura 2.7.

En función del tiempo de formación, las incrustaciones son frágiles cuando se forman al corto tiempo y, al contrario, durante un largo tiempo de formación se endurecen tomando la consistencia de una roca en una tubería.

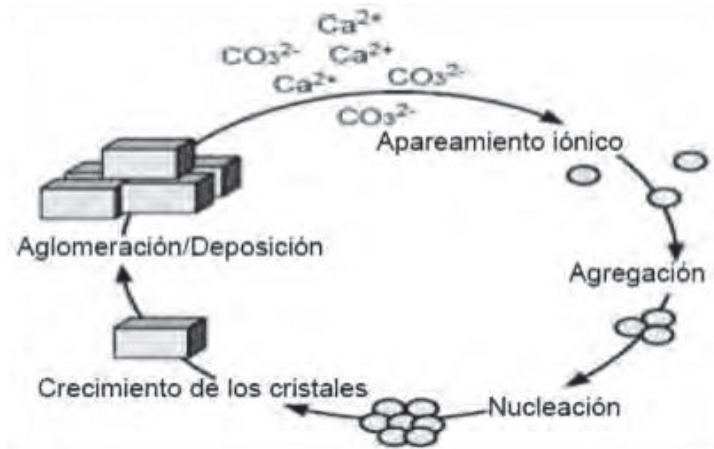


Figure 2.7. Proceso de Formación de Incrustaciones  
FUENTE: Rojas, (2013)

### 2.2.3. Factores que influyen en la formación de incrustaciones

a) **Concentración Iónica:** es la presencia de iones capaces de formar compuestos de baja solubilidad. Algunos de estos iones pueden ser: iones de bario, estroncio, calcio, etc.

b) **Presión:** ante cambios de Presión, la solubilidad de los gases es afectado de forma inversamente proporcional; este progreso genera la liberación de  $\text{CO}_2$  que facilita a ese compuesto a reaccionar con agua produciendo  $\text{H}_2\text{CO}_3$ , compuesto que reduce el pH y la posibilidad de precipitación del carbonato de calcio.

c) **Temperatura:** afecta la velocidad de las reacciones químicas, la solubilidad de los iones y gases en solución. Se puede considerar que a mayor temperatura aumenta la solubilidad de un ión y disminuye la solubilidad de sales. Además, cuando aumenta la temperatura, disminuye la solubilidad de los gases ácidos en solución como el  $\text{CO}_2$  y el  $\text{H}_2\text{S}$  incrementándose el pH del agua.

d) **pH:** el número de moles existentes de  $\text{CO}_2$  en el agua afecta el pH y, simultáneamente, influye de manera considerable en la solubilidad del carbonato de calcio. Es de beneficio que el pH sea bajo, pues disminuye la probabilidad de precipitaciones de carbonato de calcio.

d) **Mezcla de agua:** se recomienda no mezclar aguas incompatibles ya que los iones de las mismas pueden reaccionar dando lugar a carbonatos, sulfatos y otros compuestos; modificando la obstrucción el flujo normal de los fluidos.

e) **Flujo Turbulento:** reduce la presión que tienen los gases ácidos, librándolos de agua, aumentando el pH y generando la precipitación de carbonato de calcio.

## 2.2.4. Tipos de incrustaciones

En la industria petrolera se han identificado varios tipos de incrustaciones; en la tabla 2.2 se resumen los más comunes e importantes.

Tabla 2.2. Incrustaciones más comunes

NOMBRE	FÓRMULA QUÍMICA	VARIABLES PRINCIPALES
<b>Carbonato de Calcio (calcita)</b>	$CaCO_3$	Presión parcial del $CO_2$ pH Temperatura Total de sales disueltas
<b>Sulfato de calcio (anhidrita)</b>	$CaSO_4$	Temperatura Total de sales disueltas
<b>Sulfato de Bario / Sulfato de Estroncio</b>	$BaSO_4$ $SrSO_4$	Temperatura Total de sales disueltas
<b>Carbonato Ferroso</b>	$FeCO_3$	Corrosión
<b>Sulfuro Ferroso</b>	$FeS$	Gases Disueltos
<b>Hidróxido Ferroso</b>	$Fe(OH)_2$	pH
<b>Hidróxido Férrico</b>	$Fe(OH)_3$	
<b>Óxido Férrico</b>	$Fe_2O_3$	

FUENTE: Rojas, (2013)

## 2.2.5. Control de incrustaciones

### a) Control químico

El problema de incrustaciones en tuberías se puede minimizar o evitar empleando productos químicos.

Los productos químicos más utilizados son los inhibidores de incrustaciones que pueden demorar, reducir o prevenir la formación de incrustaciones. Estas pueden ser:

#### a1) Inhibidores Químicos Orgánicos

Son los más utilizados, y se aplican a facilidades de superficie y pozos de inyección mediante la inyección constante con la ayuda de bombas. En el caso de pozos productores su tratamiento es mediante inyección continua desde superficie (inyección del líquido por el anular) o por forzamiento del inhibidor dentro de la formación (squeeze) para tratamiento downhole.

#### a2) Inhibidores Químicos Inorgánicos

“Dentro de este grupo se tienen a los polifosfatos inorgánicos, que son materiales sólidos inorgánicos no cristalinos que se encuentran como polifosfato de solubilidad simple, estos se disuelven en agua rápidamente y son más costosos y los polifosfatos de solubilidad controlada que se disuelven lentamente en el agua.” (Castro y Gamez, 2009)

### CAPÍTULO III

## 3. PRINCIPALES PROBLEMAS DE CORROSIÓN Y FORMACIÓN DE INCRUSTACIONES EN FACILIDADES DE FONDO Y SUPERFICIE EN EL CAMPO AGUARICO-SHUSHUFINDI

### 3.1. LA CORROSIÓN EN EL CAMPO

El historial de producción del campo muestra que desde el año 1970 Aguarico-Shushufindi presenta problemas de corrosión, debido a que la producción proveniente de la arena “U”, la cual presenta grandes cantidades de cloruro de sodio, compuesto que hace de esta arena altamente corrosiva.

El principal mecanismo de corrosión es por la presencia del  $CO_2$ , entre 2 al 80%. Por otra parte, el sulfuro de hidrógeno existe en una máxima cantidad de 100 ppm; en la mayoría de los pozos es menos a 10 ppm. Consecuentemente, la relación  $CO_2/H_2S$  está en valores elevados a 500.

Un resumen del problema en el campo se presenta en la tabla 3.1.

Tabla 3.1. La corrosión en el campo Shushufindi-Aguarico

N° DE POZOS CON CORROSIÓN						
Estaciones	N° de pozos estudiados	N°	%	IC iny.	% iny	En crisis %
Aguarico	7	4	57	2	29	50
SSF Norte	34	14	41	3	9	79
SSF-Central	36	21	58	4	11	81
SSF Sur	21	11	52	5	24	55
SSF Sur-Oeste	16	8	50	2	13	75
Total/Promedio	98	50	51	16	16	68

FUENTE: CONSORCIO SHUSHUFINDI S.A., (2017)

De los datos de la tabla 3.1 se concluye que: de 98 pozos estudiados, el 51% presenta problemas de corrosión, de los cuales el 16% son tratados con el inhibidor de corrosión, mientras que el 68% de los pozos están en peligro por falta de tratamiento.

Con los procesos de reinyección en superficie se controla la actividad bacteriana, con rangos aceptables de 10 colonias/ml, mediante un bacheo cada 7 días. Es importante que todo el trabajo futuro sobre el fluido deba ser tratado con biocida y oxígeno eficaces.

El campo necesita una inyección de químicos continua en todos los pozos, para obtener una baja en el porcentaje de pozos sin tratamiento que se exponen a desgastes en tuberías tanto en el fondo como en superficie.

### **3.1.1. Corrosión como problema operativo en Shushufindi**

La corrosión es uno de los grandes problemas en la producción, y generalmente se presenta en la comunicación casing-tubing a causa del desgaste del material metálico del tubing.

Según el cambio y evaluación de cupones de corrosión en enero del 2017, una comparativa de evaluación en el mes de octubre 2016 a enero 2017; el campo muestra una disminución del 40% de velocidad de corrosión en los pozos que presentaron corrosión severa, esto debido al plan de acción de seguimiento de inyección del inhibidor de corrosión a los pozos con problema severo (Rosero y Arboleda, 2017)

La medición como la prevención y el control de la corrosión son factores importantes en la industria petrolera. Una comunicación casing-tubing altera la producción de manera drástica, así como en la falta de control; y requieren de procesos o trabajos de workover costosos ( $\pm$  250.000 dólares).

### **3.1.2. Método de medición de la corrosión en Shushufindi-Aguarico**

El método de medición más empleado en el campo Shushufindi-Aguarico es mediante cupones de  $Fe^{+2}$ ,  $Fe^{+3}$ . Estos son cambiados cada tres meses y brindan un seguimiento a la corrosión y a presuntas incrustaciones.

La figura 3.1 representa los mpy (miils per year) versus el tiempo en cuatro pozos del campo Shushufindi sin inyección de inhibidores.

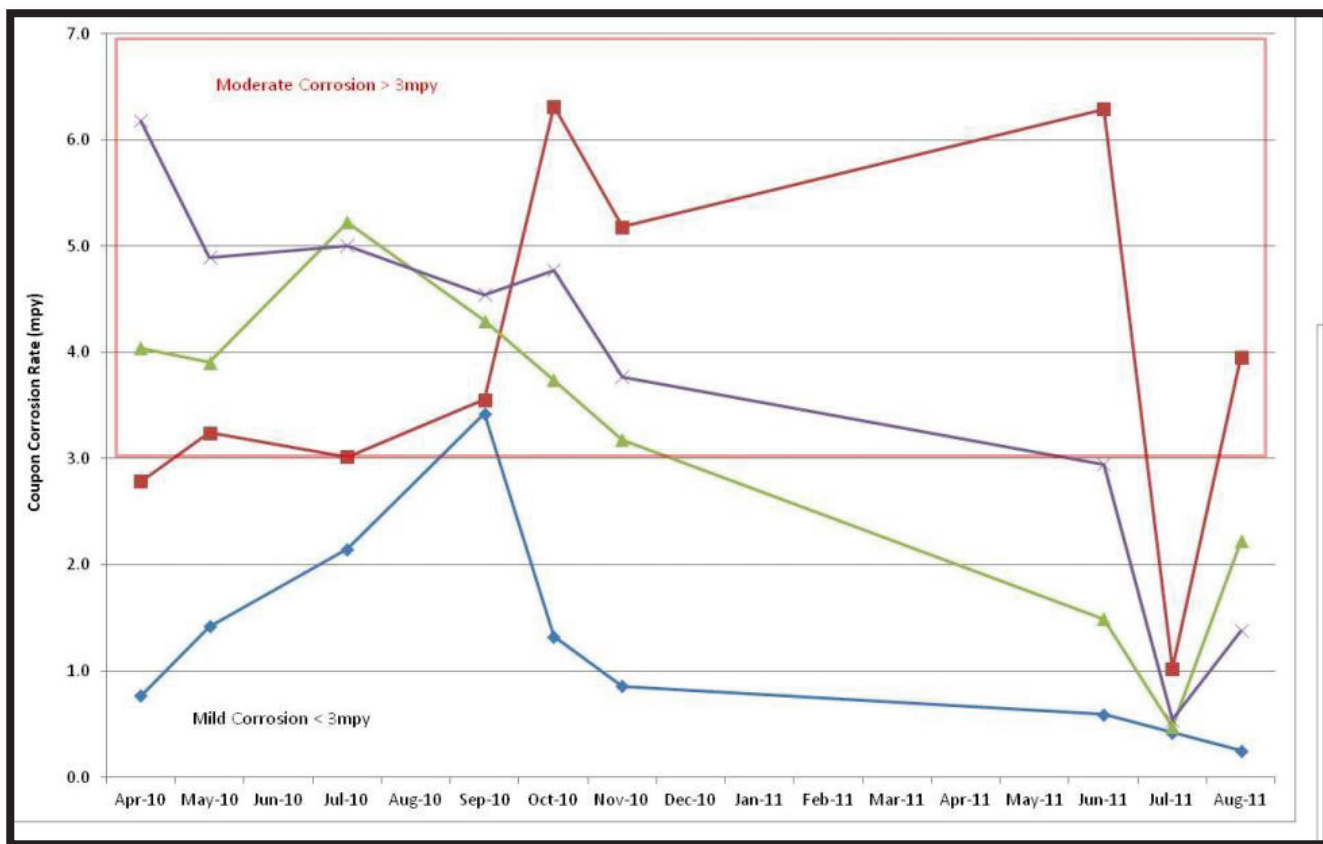


Figura 3.1. Mpy vs tiempo (Campo Agr-Shs)

FUENTE: CONSORCIO SHUSHUFINDI S.A., (2017)

En la figura se identifica que para julio 2011 se obtuvieron los valores más bajos en corrosión, identificada mediante cupones.

En enero del 2017 se realiza una evaluación de 98 cupones instalados en el Bloque 57: 66 cupones presentan corrosión baja ( $mpy < 1.0$ ), 24 cupones con corrosión moderada ( $1 < mpy < 5.0$ ), 6 cupones con corrosión alta ( $5 < mpy < 10$ ) y 2 cupones con corrosión severa ( $mpy > 10$ ) (Rosero M. y Arboleda F., 2017).

La tabla 3.2 muestra los resultados de la evaluación.

Tabla 3.2. Cupones evaluados en el campo AGR-SHS

CRITERIO	TIPOS	Aguarico	Norte	Central	Sur	Sur Oeste	TOTAL
MPY < 1	Baja	17	17	17	9	6	66
1 < MPY < 5	Moderada	7	6	4	3	4	24
5 < MPY < 10	Alta	1	3	0	0	2	6
MPY > 10.01	Severa	0	1	1	0	0	2
TOTAL EVALUADOS		25	27	22	12	12	98

**FUENTE: Rosero y Arboleda, (2017)**



La medición de corrosión también se realiza empleando la herramienta USIT (Ultra Sonic Imaging Tool), específicamente en los pozos SSFD X, SSFD X2, SSFD X3, SSFD X4, SSFD X5 y SSFD X6.

El campo también dispone del modelo de cálculo de la tasa de corrosión de  $CO_2$  "NORSOK M-506". "Las ecuaciones de velocidad de corrosión incluidas en NORSOK M-506 describen un modelo de cálculo, mientras que el propio programa de computadora es una ayuda opcional que los usuarios del modelo pueden aplicar para poseer una herramienta eficiente para realizar cálculos de velocidad de corrosión y estudios paramétricos. El programa de computadora se desarrolla basado en el modelo de velocidad de corrosión dado como ecuaciones en el estándar" (Mohy, Elkhatib y Che, 2011)

## **3.2. FORMACIÓN DE INCRUSTACIONES EN EL CAMPO**

### **3.2.1. Principales causas que producen incrustaciones**

Las incrustaciones se producen por la combinación de iones que se compactan formando taponamiento de tuberías.

La solubilidad de los iones es un factor importante para la formación de incrustaciones; mientras menos soluble es un compuesto, mayor es la tendencia a la producción de escala.

La solubilidad es afectada por la temperatura; este factor es un agente acelerador de reacciones químicas y que generan una mayor solubilidad.

Principalmente, las incrustaciones en el campo se producen por la formación de carbonatos.

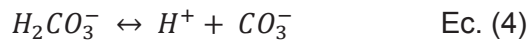
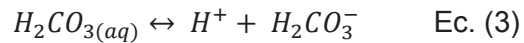
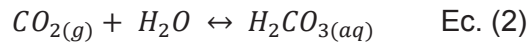
A continuación se describe el proceso de reacción química que se genera al producirse incrustaciones según los factores que las afectan.

### **Factores que influyen en la formación de carbonato de calcio como incrustaciones**

- **Efecto de la presión parcial del  $CO_2$**

Con presencia de  $CO_{2(g)}$ , la solubilidad del  $CaCO_3$  aumenta notoriamente.

Si el dióxido de carbono se encuentra disuelto en el agua, se forma ácido carbónico, el cual se ioniza según las siguientes reacciones químicas:



Según las leyes de equilibrio de las reacciones químicas, al aumentar la cantidad de  $CO_{2(g)}$  se revierte el proceso a la formación de  $H_2CO_{3(aq)}$ .

- **Efecto del pH**

El pH es afectado cuando la cantidad de  $CO_{2(g)}$  es encontrada a mayor cantidad. La solubilidad del pH da un indicativo que la precipitación tiende a ocurrir.

- **Efecto de la Presión Total**

Si hay un aumento en la presión total, la presión parcial de cada compuesto también aumenta, generándose mayor solubilidad.

Las variaciones de presión pueden ser producto de choques a través de las válvulas, codos, etc.

- **Efecto de la Temperatura**

Cuando existe un aumento de temperatura el compuesto  $H_2CO_{3(aq)}$  es menos soluble. “El aumento en la temperatura hace que una mayor cantidad de carbonato de calcio se forme.”

- **Efecto de sales disueltas**

En la presencia de sales en solución, la solubilidad del carbonato de calcio se incrementa a medida que la cantidad de sales presentes también incrementa.

En efecto, como un breve resumen para la formación del tipo de incrustación más común en el campo, las condiciones son:

- Aumento de temperatura
- Decrementos de la Presión, consecuentemente decremento de la presión parcial del dióxido de carbono
- Incremento de pH
- Decrementos de concentración de sales

**Además de la producción de escalas por la presencia de carbonatos, en el campo se han presentado incrustaciones por:**

1. Fallas en el sistema de inyección (falla de bombas, taponamiento de capilares, o falta de dosificación del inhibidor de escala, IS.)
2. Cambio drástico de BSW, con un bajo BSW; la mayor parte de agua se encuentra emulsionada en el petróleo, al incrementar el corte de agua, el agua empieza a liberarse y tener contacto con las paredes, consecuentemente se cambia de manera drástica la tendencia del mismo.

### 3.2.2. Tipos de incrustaciones en Shushufindi

El Tratamiento Químico Integral que actualmente realiza SWACO, ha controlado los problemas de incrustaciones; consecuentemente, no se ha tenido antecedentes el último año. Sin embargo, años anteriores se presentaban incrustaciones comúnmente por carbonato de calcio.

En la tabla 3.3. Los tipos de incrustaciones en los sistemas que manejan petróleo y agua de formación.

**Tabla 3.3. Tipos de incrustaciones en el campo SSFD-AGR**

<b>Nombre</b>	<b>Fórmula Química</b>	<b>Variables que producen incrustaciones.</b>
Carbonato de Calcio	$CaCO_3$	Presión parcial de $CO_2$ , pH, temperatura, presión total, sólidos totales disueltos.
Sulfato de calcio Semihidrato Anhidrido	$CaSO_4$ $CaSO_4 \cdot 2H_2O$ $CaSO_4$	Temperatura, presión, sólidos totales disueltos
Sulfato de Estroncio	$SrSO_4$	Temperatura, presión, sólidos totales disueltos
Sulfato de Bario	$BaSO_4$	Temperatura, presión, sólidos totales disueltos
Compuestos de Hierro: Carbonato de Hierro Sulfuro de Hierro Hidróxido ferroso Hidróxido férrico Óxido férrico	$FeCO_3$ $FeS$ $Fe(OH)_2$ $Fe(OH)_3$ $Fe_2O_3$	Gases disueltos, corrosión, temperatura, presión.

**FUENTE:** Vega, (2003)

### 3.2.3. Método de monitoreo y control de incrustaciones

El índice de saturación (SI) se calcula por dos métodos el de Oddo-Thomson y por ScaleChem (SFAC); métodos computacionales que facilitan el cálculo de SI. En los

mismos, para conocer el SI se necesita conocer el pH, la alcalinidad y el contenido de carbonatos, adicionalmente se requiere un análisis completo de todos los iones que se encuentren en el agua para el cálculo del esfuerzo iónico; ver tabla 3.4.

**Tabla 2.4. Interpretación del Índice de Saturación de Oddo y Thomson**

<b>Índice de Saturación de Oddo y Thomson</b>	<b>Interpretación</b>
SI > 0	Alta probabilidad de precipitación de incrustaciones
SI < 0	Ninguna probabilidad de precipitación de incrustaciones, se supone la presencia de corrosión

**FUENTE: Montenegro, (2013).**

En el campo también se cuenta con un análisis bacteriano para el control del pH y posterior solubilidad del compuesto en el agua, para ayuda a predecir problemas de corrosión e incrustaciones ocasionados por bacterias, tanto aerobias y anaerobias.

## **CAPÍTULO IV**

### **4. DESARROLLO DE UNA METODOLOGÍA DE SEGUIMIENTO DE INYECCIÓN Y DOSIFICACIÓN QUÍMICA EN LOS POZOS DEL CAMPO AGUARICO-SHUSHUFINDI**

Desde el 2016, la empresa MI-SWACO bajo la modalidad de un contrato de Servicios Suplementarios, realiza el tratamiento químico en el campo. Con la experiencia de los ingenieros de tratamiento químico, producción e ingeniería, tanto de la empresa operadora como del Consorcio Shushufindi, y sobre la base de los requerimientos de la operación, ha organizado y desarrollado una metodología de trabajo, que si bien, se conoce y se aplica en el campo, no se encuentra escrita.

En el campo evidencian varios problemas a nivel de pozo y procesos, como la inyección y re-inyección de agua o la deshidratación de crudo.

Uno de los procesos más complejos e importantes de llevar un buen control del tratamiento químico es el proceso de Inyección de agua a través de la Planta Piloto que se encuentra localizada en la Estación Norte; pues se deben cumplir con los mínimos parámetros en la calidad de agua inyectada para garantizar el éxito del proyecto.

#### **4.1. PROCESOS OPERACIONALES QUE REQUIEREN TRATAMIENTO QUÍMICO**

En el campo AGR-SHS la inyección y dosificación de químicos se enfoca principalmente en 4 procesos operacionales importantes, que son:

- Proceso de deshidratación del crudo
- Proceso de reinyección de agua de formación
- Proceso de Inyección de agua a través de la Planta Piloto de inyección de Agua (PPIA)
- Proceso de producción de pozos

Cada proceso tiene sus propias complejidades operacionales y por ende retos de mejoramiento continuo.

Tener un adecuado control con respecto del tratamiento químico en cada uno de los procesos es de vital importancia, así se pueden mitigar o evitar tiempos no productivos, reparación de equipos, u otros problemas que se traducen en la reducción de pérdidas de producción.

#### 4.1.1. Proceso de deshidratación del crudo

La deshidratación de crudo es el proceso para separar el agua del crudo, hasta lograr reducir su contenido a un porcentaje igual o inferior al 1 %; este porcentaje es un requerimiento para comercializar el crudo.

Cuando la producción (agua + crudo) de los pozos llega a los manifold en la estación de producción mediante válvulas, el fluido se direcciona hacia los separadores de producción o de prueba (bifásicos), luego el fluido pasa a la bota de gas, con el fin de separar el gas del fluido, posteriormente el fluido pasa al tanque de lavado, donde inicia la deshidratación de crudo.

En este proceso se emplean los siguientes químicos:

- Dosificación del inhibidor de escala al ingreso de los separadores
- Dosificación de surfactante a la salida del WashTank
- Dosificación de surfactante a la entrada y salida del Tanque Bota
- Bacheos de biocida a la entrada y salida del Tanque Bota

Una parte de agua producida se separa fácilmente del crudo por la acción de la gravedad, tan pronto como la velocidad de los fluidos es suficientemente baja. La otra parte del agua está íntimamente combinada con el crudo en forma de una emulsión de gotas de agua dispersadas en el aceite, denominada emulsión, agua/aceite (W/O), como se muestra en la figura 4.1 (Marfisi S. y Salager J., 2015).



**Figura 4.1.- Microfotografía de una emulsión agua en petróleo crudo.**

**FUENTE: Marfisi y Salager, (2015)**

Para romper químicamente las emulsiones se emplean demulsificantes, para consecuentemente obtener un crudo seco y agua limpia (sin oil).

Entre más temprano en el proceso se inicie con la química deshidratante (DMO), se reduce lo más posible la formación de emulsiones, puesto que se tiene mayor tiempo de contacto entre el DMO y el fluido de los pozos.

Así, luego de que el fluido ha reposado en el tanque de lavado por un tiempo (tiempo de residencia), y que por efectos de gravedad y temperatura se han separado las fases, el crudo pasa al tanque de almacenamiento o reposo. Se realizan perfiles de tanque, que consiste en la medición de agua contenida en el crudo cada cierta variación de altura para confirmar el corte de agua.

El corte de agua (BSW) al momento de la descarga del tanque debe ser menor al 1% para poder ser bombeada a las estaciones de comercialización.

#### **4.1.2. Proceso de reinyección de agua de formación**

En el campo, el proceso de tratamiento de agua previa a la reinyección es muy básico, se centra en el tratamiento químico.

A la descarga del agua del tanque de lavado se inyectan aditivos químicos como inhibidor de incrustaciones, anti-parafínicos y biocida; así, el agua pasa fluye a través del sistema de bombas de re-inyección de agua hacia los pozos disposal.

Se ha recomendado implementar un proceso de tratamiento de agua en cada una de las Estaciones con el fin de mitigar problemas tanto en los equipos como en los pozos disposal. Un proceso simple consta de etapas como estabilización, flotación, filtración y la reinyección del agua.

El principal problema que se tiene en el campo es el manejo de sólidos desde el tanque de lavado y las etapas posteriores del proceso, que han provocado daños mecánicos en las bombas y válvulas, así como reducción del índice de inyectividad de los pozos.

Los análisis que se realizan son:

- Para la determinación de la cantidad de bacterias presentes se realizan cultivos de Bacterias Sulfato-reductoras (BSR) y AP.
  - Se realiza un análisis de Índice de Taponamiento Relativo (RPI). Menor a 10 micras es bueno. Mayor a 10 micras es aceptable.
  - Se realiza mediciones de Fe.
  - Dureza Total.
  - Caracterización del agua
- } Medición mensual.

#### 4.1.3. Proceso de inyección de agua a través de la planta piloto de inyección de agua (PPIA)

En la Estación Norte se instaló la planta piloto de inyección de agua con la finalidad de ayudar al reservorio de la arena UI a restablecer la energía del yacimiento e incrementar el factor de recobro.

El agua a ser inyectada debe cumplir con especificaciones mínimas de acuerdo a los estudios realizados, con el fin de evitar inducir un daño de formación en los pozos inyectoros.

Los parámetros para realizar el seguimiento continuo son:

- Aceite en agua, cada día.
- Sólidos suspendidos.
- Índice de taponamiento relativo (RPI).
- Cantidad de oxígeno.
- Cantidad de hierro.
- NTU (cantidad de sólidos)

En este proceso se utilizan los siguientes aditivos:

- **Coagulante:** ayuda a la visibilidad de los sólidos en solución.
- **Floculante:** trabaja conjuntamente con el coagulante y ayuda a la unión de los sólidos y a la decantación de los mismos.
- **Secuestrante de Oxígeno:** agente que ayuda a la eliminación de oxígeno, se utiliza con el fin de evitar corrosión.
- **Inhibidor de escala:** sustancia que evita la producción de escala.
- **Inhibidor de corrosión:** sustancia que mitiga problemas de corrosión.
- **Biocida:** sustancia química que destruye, contrarresta, neutraliza, impide la acción o ejerce un control sobre un organismo que se considera nocivo.
- **Surfactante:** agente utilizado para humedecer, dispersar y solubilizar; favorece o impide la formación de espuma; es antiestático y lubricante; además da brillo y afecta a ciertas propiedades reológicas.



En la figura 4.2 se muestra el proceso de inyección de agua a través de la planta piloto:

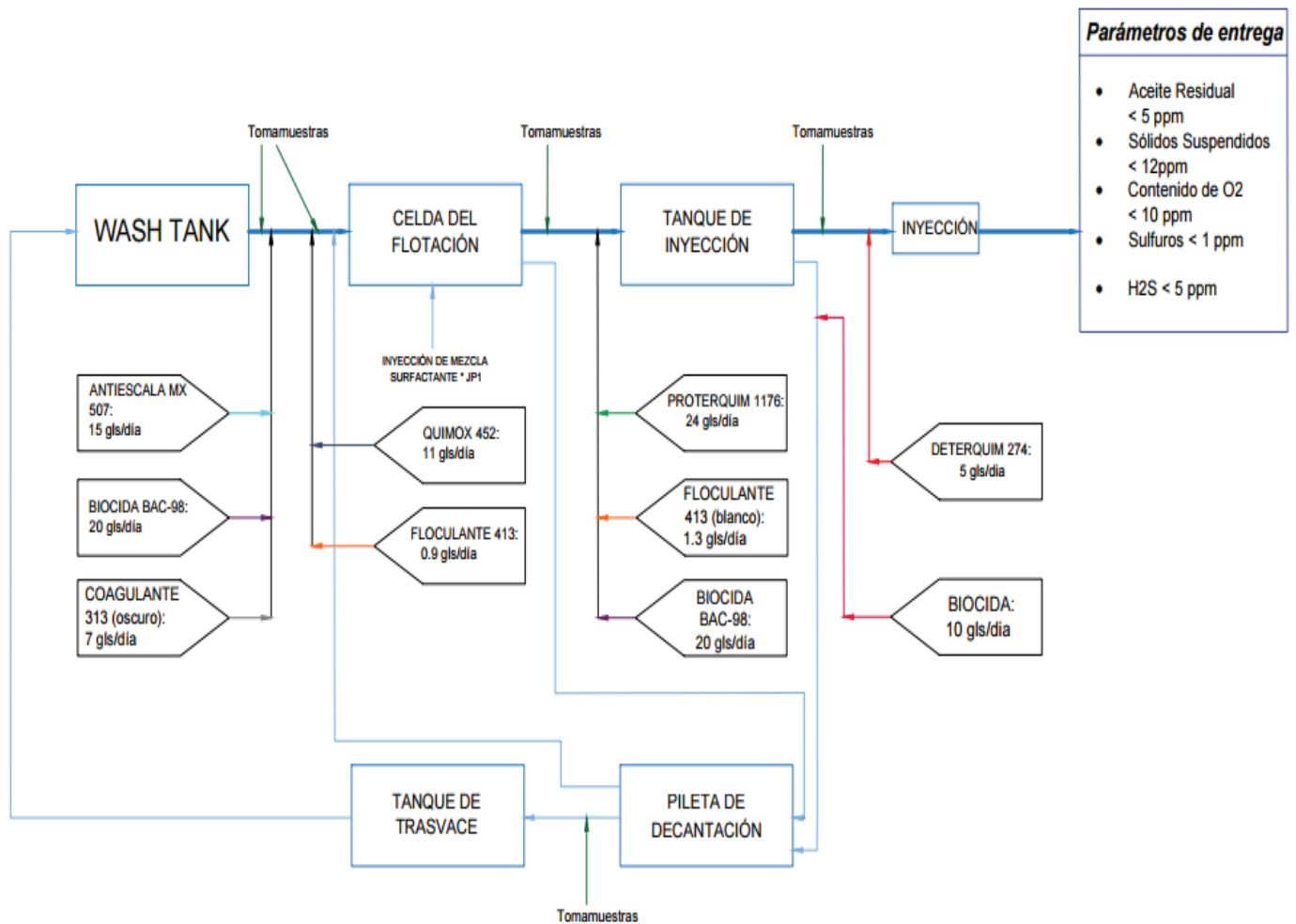


Figura 4.2- PPIA (Planta Piloto de Inyección) Estación Norte.

Elaborado: Gabriela Paredes, 2018

Para lograr los parámetros de entrega estimados, se requiere el siguiente proceso:

Desde el Tanque de Lavado o Wash Tank en donde suceden procesos de coalescencia se inyectan aditivos como antiescala para evitar incrustación en líneas y tanques de superficie, biocida a fin de controlar la actividad bacteriana dentro de las facilidades de superficie y coagulante con el fin ayudar a la precipitación de coloides.

Seguidamente a la entrada de la celda de flotación se inyecta ácido sórbico (Quimox), acción bactericida y floculante que ayuda a la creación de aglomerados.

En la celda de flotación se genera una separación física de sólidos y el líquido (agua) mediante la adhesión selectiva de partículas minerales a burbujas de aire.

A continuación antes de llegar al tanque de inyección se inyecta un anticorrosivo llamado Proterquim, floculante y biocida para que el agua ingrese con características químicas específicas a los pozos de reinyección.

De la celda de flotación y del tanque de inyección los sólidos pasan a la pileta de decantación en donde se siguen separando los sólidos del líquido, seguidamente pasa al tanque transvase de donde pasa nuevamente al Wash tank en un proceso de recirculación.

#### **4.1.4. Proceso de producción de pozos**

Según las características de los yacimientos y las propiedades de los fluidos producidos, cada pozo del campo debe ser tratado químicamente con el fin de reducir el tiempo medio entre fallas y las pérdidas de producción.

De la información histórica y estudios especiales realizados, se conoce como regla general que el fluido de la arena TI tiene tendencia incrustante y el fluido de la arena UI tendencia corrosiva; sin embargo, se deben realizar análisis de tendencias a todos los pozos y así plantear un plan de inyección y dosificación química para cada uno.

Considerando que el tipo de levantamiento artificial utilizado en el campo casi en un 100% es Bombeo electro-sumergible, en todos los pozos productores se dispone de un doble capilar en fondo (un capilar interno y otro externo); de esta manera se garantiza la inyección de dos aditivos químicos a fondo. Como regla general, cuando un pozo nuevo arranca, se inyecta inhibidor de corrosión e incrustaciones, hasta realizar los análisis pertinentes y ajustar o confirmar la dosificación de cada aditivo.

El monitoreo y seguimiento continuo de todas las variables que intervienen en la producción de un pozo ayudan a identificar pozos que presentan problemas y corregirlos a tiempo.

Para este proceso se utilizan cupones en superficie que actúan como medidores de la corrosión e incrustación en el fondo del pozo; estos son cambiados y analizados cada tres meses y generan datos importantes sobre la corrosividad del pozo y el índice de escala que presenta.

- ❖ Como prioridad uno, por los antecedentes del campo, se procede a la **inyección del inhibidor de escala** por capilar uno al fondo del pozo. El índice de escala se controla mediante la tasa de incrustación (TI), la que debe ser menor a  $0.4 \text{ mg}/\text{in}^2\text{día}$ . La TI, es medida por cupones de hierro.

- ❖ Como prioridad dos, se procede a **inyectar el inhibidor de corrosión** IC proporcionado por Champion; la inyección del mismo se realiza por segundo capilar o por proceso de recirculación. La medición del cupon debe ser menor a 3 mpy.
- ❖ En la prioridad tres, **se inyecta demulsificante** en recirculación o en segundo capilar al fondo del pozo

## **1) Análisis Físico-Químico del Agua de Formación**

### **a) Índice de Saturación**

El índice de saturación del agua de formación es un fuerte indicativo de la tendencia incrustante o corrosiva de los pozos productores de hidrocarburos.

Mediante “Scale Soffface” se logran valores para el mismo, si el índice de saturación es menor a uno se llega a una conclusión estimada de que el pozo puede tener tendencia corrosiva, si en caso contrario es mayor a uno el pozo tiene tendencia a ser incrustante, para lo siguiente se realiza el análisis de los cupones que permiten identificar si el pozo es sólo incrustante, o si es incrustante y corrosivo a la vez.

### **a) Residual de Fosfonatos**

Son actualizados cada tres meses.

El retorno debe ser del 50% de la inyección; si el valor excede o es menor a este porcentaje, se debe realizar un análisis de los cupones, seguidamente de los procesos operaciones, e identificar si el problema es de corrosión.

Identificado el problema, se debe corregir la dosificación, confirmar y ajustar.

### **b) Dureza Total**

La presencia de Calcio en el fluido puede perjudicar a las tuberías pues la unión de sus iones puede provocar la generación de una incrustación.

Es necesario tener los iones de calcio en el fluido de forma dispersa para que no afecte posteriormente a la producción

Al condensarse el calcio se puede adquirir una medida de la dureza que ésta puede tener, en base a esos principios podemos decir que sí existe una dureza muy alta, la consecuencia es la formación de carbonatos; el tipo de incrustación más común. El valor de dureza debe estar en el rango de 14000ppm para que sea aceptable.

### **c) Medición de Hierro**

Si los valores de mpy aumentan de forma agresiva, se percibe un posible caso de desgaste de la tubería.

El control se lo realiza cada mes, y para el seguimiento se requiere de un ingeniero de Tratamiento Químico, un ingeniero Junior y dos laboratoristas. Se realiza el recorrido, se recogen las muestras y se realiza el análisis.

### **2) Descripción del Proceso**

El proceso de tratamiento químico de pozos, comienza el porcentaje de producción de agua (BSW) si es menor al 10% se realiza un análisis del crudo, si éste es parafínico se inyecta antiparafínico al fondo del capilar, si éste es asfáltico se debe inyectar antiasfáltico al fondo del capilar con el fin de evitar problemas de crudos pesados.

Generalmente en el campo se producen altos porcentajes de agua, entonces habitualmente se recurre al análisis físico-químico del agua de formación, como primera instancia se identifica el valor del índice de saturación (IS), si este valor tiende a ser menor a uno se puede estimar que el pozo es corrosivo, en este caso se realiza la medición de hierros si se localiza un valor mayor de 3mpy se concluye que el pozo es corrosivo y que se debe inyectar como prioridad uno el anticorrosivo, sabiendo que el pozo es corrosivo se necesita saber si es por actividad bacteriana entonces se realiza una detección de ácido sulfhídrico y si la concentración es mayor a 10 colonias en cada ml entonces se recurre a bacheos de biocida periódicamente.

Cuando el índice de Saturación es mayor a uno se concluye que el pozo tiene tendencia incrustante, recurriendo a la inyección del inhibidor de escala como prioridad uno al fondo de superficie, seguidamente se realiza un análisis de fosfonatos, si la concentración de retorno es igual al 50%, la dosificación es la correcta, si en cambio es mayor al 50 % se necesita menorar la dosificación, y por el contrario si es menor al 50% se necesita aumentar la dosificación de antiescala. Luego, se realiza un análisis de cupones, si se tienen valores mayores a 3mpy entonces el pozo también es corrosivo.

Por último es necesario también realizar un análisis de emulsiones, para inyectar demulsificantes, aditivo que se inyecta mediante la Bayoneta.

El proceso de inyección y dosificación se simplifica en el flujograma de la figura 4.3.

TRATAMIENTO QUÍMICO PARA LA PRODUCCIÓN DE POZOS EN EL CAMPO SHUSHUFINDI AGUARICO

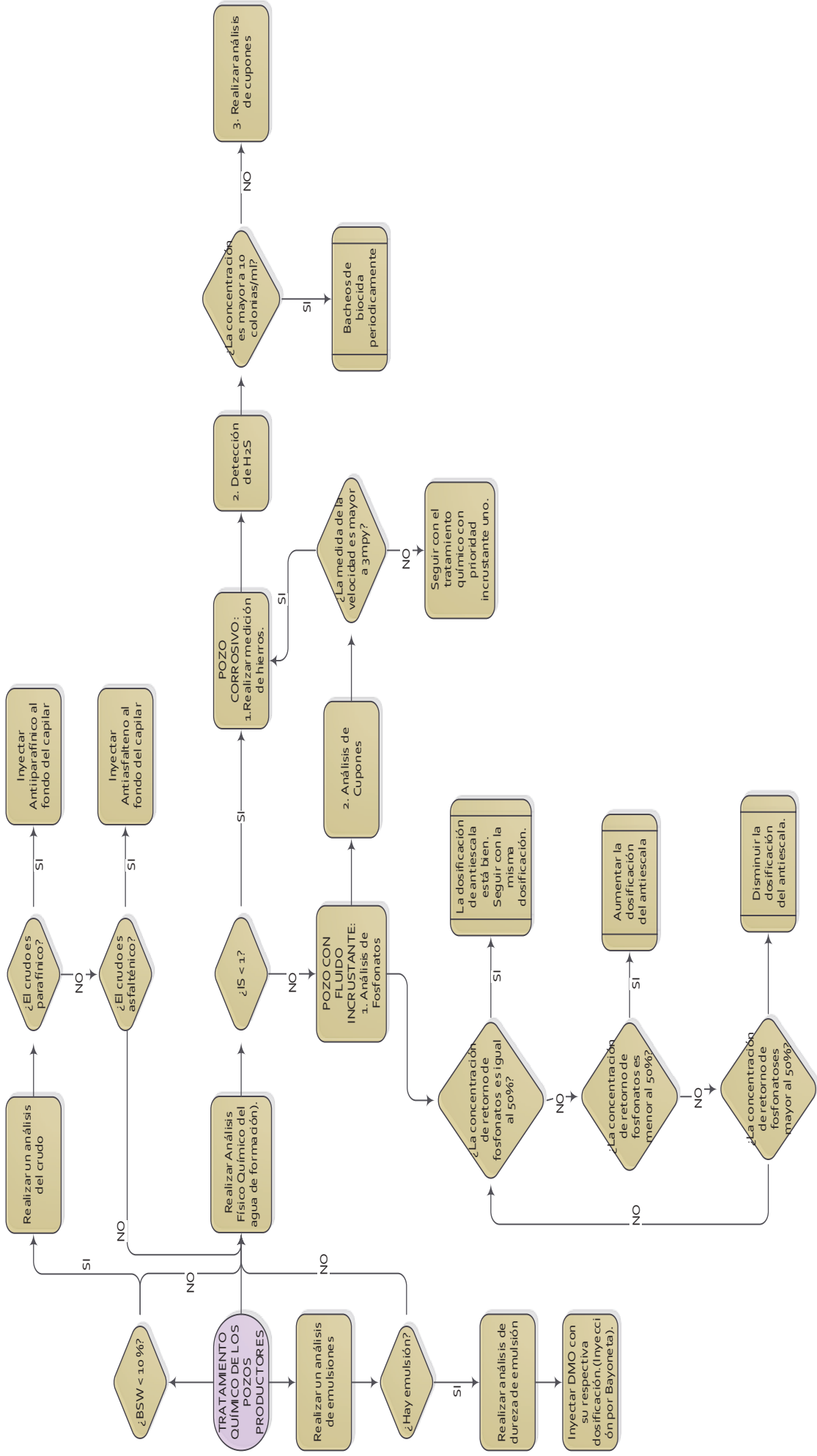


Figura 4.3- Flujograma para el Tratamiento Químico del campo AGR-SHS  
Elaborado: Gabriela Paredes, 2018

## 4.2. DESCRIPCIÓN DE LA METODOLOGÍA APLICADA

La aplicación de los procesos está basada a la metodología aplicada en gestión de procesos. “La mejora de procesos implica conseguir que estos rindan en un grado superior al que lo hacían anteriormente. Hacerlos más eficaces y eficientes, gracias a una acción sistemática sobre el proceso que hará posible que los cambios sean estables” (Talavera, 1999).

Comprender el **objetivo de los procesos** es el principal paso al análisis de los diferentes métodos de inyección en el campo Agr-Shs.

“Antes de iniciar la mejora de un proceso, es imprescindible comprenderlo con profundidad. Un instrumento básico para este fin es el diagrama de flujo de trabajo. Esta técnica permite modelar el proceso, es decir, adquirir una descripción completa del sistema y de las actividades en él contenidas” (Talavera, 1999).

La **toma de datos** fue conseguida mediante talleres y reuniones con Ingenieros encargados del tratamiento químico del campo. Los estudios de laboratorio son de gran importancia al momento de tomar decisiones en el área, los cupones de hierro es la herramienta más utilizada al controlar los problemas típicos de corrosión e incrustaciones.

**Los procesos** nuevos caracterizados fueron producto del análisis de problemas inherentes a corrosión y escala evidenciados en el campo. Mediante el análisis físico-químico del agua se construyen diversos pasos hacia la correcta forma de actuar si el pozo es corrosivo, incrustante, si presenta grandes cantidades de emulsiones o si contiene parafinas o asfaltenos.

El campo evidencia mediante esta metodología una **mejor prevención a riesgos** de corrosión e incrustación, el seguimiento de la inyección ha sido continúa y mejorada.

## 4.3. ADITIVOS UTILIZADOS EN AGUARICO-SHUSHUFINDI

Para el control de corrosión e incrustaciones en el campo Shushufindi-Aguarico se utilizan algunos aditivos, como:

- a) Proporcionado por Schlumberger:
  - Antiescala EPT 3260 (Mantiene los iones de calcio dispersos en el fluido)
  - Antiespumante EDF
  - Clarificador
- b) Proporcionados por Baker:
  - Demulsificante DMO (Rompe químicamente una emulsión)

- Antiparafínico PAO
- c) Proporcionados por Champion:
- Inhibidor de Corrosión IC (Disminuye la velocidad a la que ocurre la corrosión).
- d) GTM
- Biocida
  - Surfactante
  - Secuestrante de Oxígeno.

## CAPÍTULO V

### 5. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

#### 5.1. CONCLUSIONES

- El BSW cumple un papel importante en la inyección y sobre todo en la dosificación de aditivos químicos para mantener la concentración del tratamiento en fondo.
- Del análisis de laboratorio se concluye que la concentración adecuada del inhibidor de corrosión para las arenas UI y TI es de 30 – 40 ppm; es decir, las dos arenas principales son corrosivas.
- Del análisis de laboratorio se concluye que la concentración adecuada del inhibidor de incrustaciones para la arena UI es de 40 ppm y para la arena TI es de 70 ppm en fondo; es decir, el agua de formación de la arena TI tiene una fuerte tendencia incrustante en relación de la arena UI.
- El análisis de residual de fosfonatos es importante y necesario a la hora de controlar la eficacia de los aditivos químicos, dado que refleja si la dosificación inyectada de antiescala es la correcta o debe ser corregida.
- Además del tratamiento químico presentado por SWACO, Ingeniería de Producción de la operadora realiza un seguimiento de parámetros eléctricos que brinda el análisis de posibles problemas de corrosión e incrustaciones.
- Los cupones son la principal herramienta para la medición de corrosión, son cambiados y monitoreados cada tres meses; son útiles en el diagnóstico de incrustaciones.
- Pocos pozos en el campo salen de la tendencia normal de inyección; son pozos que han presentado un severo problema de incrustación, emulsiones y grandes depósitos de parafinas, los que se han tratado químicamente de una manera más específica.
- Las medidas de mitigación de problemas inherentes al tratamiento químico como: la instalación de flow coupling en los BHA de producción, recuperación de STV en pozos con producciones mayores a 1000 Bfpd, uso de tubería clase “A” con Cr 1% y la instalación de facilidades en superficie para la inyección de químicos, han resultado exitosas en el tiempo.



## 5.2. RECOMENDACIONES

- Se recomienda mejorar el tratamiento químico en el proceso de Reinyección; se evidencian problemas por la gran cantidad de sólidos en los pozos con la reducción del índice de inyectividad. Esta es la causante de problemas mecánicos en las bombas de inyección (roturas de ejes).
- Realizar el seguimiento de los pozos con presencia de  $H_2S$  en concentraciones mayores a 10 ppm (genera corrosión), con el fin de determinar si el tratamiento con biocida está funcionando.
- Se recomienda realizar el respectivo análisis del pozo, especialmente cuando se produce de diferentes zonas; la inyección de los pozos ha llegado a una concentración de 200 ppm según el análisis de laboratorio. Pero es recomendable realizar 4 o 5 pruebas que son específicas de cada pozo.
- Se recomienda realizar un seguimiento continuo del BSW; éste influye en la dosificación de los aditivos químicos.
- Realizar seguimiento continuo del estado mecánico de las bombas de inyección.

## 6. BIBLIOGRAFÍA

**Balseca, D. (2012).** “DISEÑO DE UN SISTEMA DE TRATAMIENTO QUÍMICO PARA EL CONTROL Y MONITOREO DE LA CORROSIÓN INTERNA EN LAS LÍNEAS DE GAS DE REPSOL YPF – SPF”. Recuperado de: <http://dspace.esPOCH.edu.ec/bitstream/123456789/1987/1/96T00166.pdf>

**Biedma, D. (2014).** “Shushufindi: El Renacimiento de un gigante”. Recuperado de: [http://www.slb.com/~media/Files/resources/oilfield\\_review/spanish14/aut14/4\\_reawake.pdf](http://www.slb.com/~media/Files/resources/oilfield_review/spanish14/aut14/4_reawake.pdf)

**Canez, V. (2015).** “La Corrosión”. Recuperado de: <http://slideplayer.es/slide/2448646/>

**Castro, H. y Gamez, C. (2009).** “EVALUACIÓN DE LA DEPOSITACIÓN DE INCRUSTACIONES EN SISTEMAS DE BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE DEL CAMPO CANTAGALLO”. Recuperado de: <http://tangara.uis.edu.co/biblioweb/tesis/2009/129542.pdf>

**CONSORCIO SHUSHUFINDI (2017),** Área de Tratamiento Químico, Quito, Ecuador

**Enríquez, J. y Feijoó, M. (2008).** “ACTUALIZACIÓN DE RESERVAS EN BASE A LOS NUEVOS FACTORES DE RECOBRO DEL CAMPO SHUSHUFINDI”. Recuperado de: <http://bibdigital.epn.edu.ec/handle/15000/1001>

**Huanca, R. (2015).** “Introducción al Medidor de Espesor por Ultrasonido”, Recuperado de: <http://www.demaquinasyherramientas.com/herramientas-de-medicion/medidor-de-espesor-por-ultrasonido>

**Larrea, M. y Peña D. (2011).** “Análisis del Factor de Daño y Evaluación de los Tratamientos de Acidificación realizado en el campo AYZ del Distrito Amazónico”. Recuperado de: [https://www.dspace.espol.edu.ec/bitstream/123456789/16220/1/TESIS\\_23\\_FEB\\_2011%28final%29.pdf](https://www.dspace.espol.edu.ec/bitstream/123456789/16220/1/TESIS_23_FEB_2011%28final%29.pdf)

**Marfisi, S. y Salager, J. (2015)** “Deshidratación de Crudo” Recuperado de: <http://www.estrucplan.com.ar/Producciones/entrega.asp?IdEntrega=3110>

**Marín, N. (2013).** “La Corrosión”. Recuperado de: <https://es.slideshare.net/nelsonjmarin1/presentacion-de-corrosion>

**Melgoza, K. (2014).** “Tipos de Corrosión”. Recuperado de: <https://es.slideshare.net/kariimedanahy/corrosion-33173052>

**Mohy, M., Elkhatib, N. y Che, M. (2011).** "Numerical and Experimental Investigation of CO<sub>2</sub> Corrosion" Recuperado de: [http://sustech.edu/staff\\_publications/20111102103607545.pdf](http://sustech.edu/staff_publications/20111102103607545.pdf)

**Montenegro, D. (2013).** "EVALUACIÓN DE LOS FACTORES QUE AFECTAN A LA PRODUCCIÓN EN EL CAMPO IRO A DEL BLOQUE 16". Recuperado de: <http://www.dspace.uce.edu.ec/bitstream/25000/2010/1/T-UCE-0017-41.pdf>

**Morales, D. (2012).** "CORROSIÓN". Recuperado de: <http://www.monografias.com/trabajos60/corrosion/corrosion2.shtml>

**Rojas, J. (2013).** "USO DE INHIBIDORES DE INCRUSTACIÓN EN PLANTAS DE TRATAMIENTO DE AGUAS DE FORMACIÓN". Recuperado de: [http://ri.bib.udo.edu.ve/bitstream/123456789/4646/1/665.53\\_R714\\_01.pdf](http://ri.bib.udo.edu.ve/bitstream/123456789/4646/1/665.53_R714_01.pdf)

**Rosero, M. y Arboleda, F. (2017).** "EVALUACIÓN DE CUPONES DE CORROSIÓN Y ESCALA BLOQUE 57"

**Salazar, J. (2015).** "Introducción al fenómeno de corrosión: tipos, factores que influyen y control para la protección de materiales (Nota técnica)". Recuperado de: <http://www.scielo.sa.cr/pdf/tem/v28n3/0379-3982-tem-28-03-00127.pdf>

**Salazar, M. (2012).** "ESTUDIO DE LA PRODUCCIÓN DE LOS POZOS COMPLETACIONES DOBLES EN LOS CAMPOS CUYABENO Y SHUSHUFINDI, PARA CONTINUAR CON SU IMPLEMENTACIÓN". Recuperado de: <http://bibdigital.epn.edu.ec/bitstream/15000/4522/1/CD-4143.pdf>

**Sevilla, C. (2012).** "Tipos de Corrosión". Recuperado de: [https://es.slideshare.net/sevilla\\_carlos2004/tipos-de-corrosion](https://es.slideshare.net/sevilla_carlos2004/tipos-de-corrosion)

**Talavera, N. (1999).** "Metodología para la Mejora de Procesos" . Recuperado de: <https://www.aiteco.com/metodologia-mejora-de-procesos/>

**Vega, A. (2015).** ""ESTUDIO DE FACTIBILIDAD PARA LA IMPLEMENTACIÓN DE POZOS TIPO SLIM HOLE EN EL ACTIVO SHUSHUFINDI". Recuperado de: <http://www.dspace.uce.edu.ec/bitstream/25000/5651/1/T-UCE-0012-324.pdf>

**Vega, K. (2003).** "Optimización del Proceso de Reinyección de Agua de Formación en el campo Shushufindi-Aguarico: Estación Aguarico". Recuperado de: <https://www.dspace.espol.edu.ec/bitstream/123456789/7854/1/D-31881.pdf>

**Zapata, C., (2015).** “Corrosión y Procesos de Corrosión”. Recuperado de:  
<http://blog.utp.edu.co/metalografia/12-corrosion-y-procesos-de-corrosion/>