

**EVALUACION DEL DESEMPEÑO DE UN NUEVO INHIBIDOR DE CORROSION  
EN LINEAS DE FLUJO MULTIFASICO EN LOS CAMPOS PETROLEROS DE  
COLOMBIA**

**LUIS FERNANDO RAMIREZ MONTAÑEZ  
JULIO ISMAEL XIQUES SOLANO**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE INGENIERIAS FISICOQUIMICAS  
ESCUELA DE INGENERIA QUIMICA  
BUCARAMANGA  
2007**

**EVALUACION DEL DESEMPEÑO DE UN NUEVO INHIBIDOR DE CORROSION  
EN LINEAS DE FLUJO MULTIFASICO EN LOS CAMPOS PETROLEROS DE  
COLOMBIA**

**LUIS FERNANDO RAMIREZ MONTAÑEZ**

**Proyecto fin de carrera para la obtención del título de ingeniero químico**

**JULIO ISMAEL XIQUES SOLANO**

**Proyecto fin de carrera para la obtención del título de químico**

**Director**

**Ph.D. Dionisio Laverde**

**Profesor titular de ingeniería química**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE INGENIERIAS FISICOQUIMICAS  
ESCUELA DE INGENERIA QUIMICA  
BUCARAMANGA  
2007**

*Dedico este proyecto a Dios nuestro Señor y a la Santísima Virgen, por cuidarme en cada etapa de mi vida, y llevarme por sus caminos.*

*A mi madre (Q.E.P.D.), y a mis otras madres (Mariantho, Martha), a mi padre Leopoldo por su constante esfuerzo y sacrificio por la familia, a mi tía Zaida, tío tato, ,mi hermano Diego y a mis primitos; en si a toda mi familia que me han colaborado y apoyado en cada momento.*

***Luis Fernando Ramírez M***

*Dedico este proyecto al padre celestial por guiarme y estar siempre conmigo, iluminándome y fortaleciéndome en todo momento para alcanzar esta gran meta.*

*A mis padres Doris Zaida Solano y Julio Ismael Xiques por brindarme todo el apoyo espiritual y la confianza que siempre tuvieron conmigo para alcanzar esta meta y todos los proyectos de mi vida.*

*A mis hermanas por la fe que tuvieron conmigo para alcanzar esta meta, en especial Ericka por darme la oportunidad por medio de su esposo la participación en este gran proyecto.*

*Y al gran amor de mi vida, Rochy, por ese apoyo incondicional en los momentos de tristeza y alegría*

***Julio Xiques***

## AGRADECIMIENTOS

*Los autores expresan sus agradecimientos a:*

*A Dios nuestro Señor por su guía, a la santísima virgen por su compañía.*

*A toda nuestra Familia por su confianza..*

*A Omar Delgado por su acompañamiento constante en el proyecto.*

*A Ph. D. Dionisio la verde por sus buenos aportes al proyecto.*

*A la iglesia católica por guiarnos por medio de sus Sacerdotes los cuales nos acompañaron en esta etapa de la vida, especialmente al P .Javier López L. C.*

*A mis amigos de la carrera de ingeniería química, Diana, Luis Carlos, Luis H, Jennifer y a todos mis otros amigos.*

## TABLA DE CONTENIDO

	Pagina
<b>INTRODUCCION</b>	<b>21</b>
<b>1. JUSTIFICACION</b>	<b>23</b>
<b>2. OBJETIVOS</b>	<b>25</b>
2.1 Objetivos generales	25
2.1.1. Objetivos específicos	25
<b>3. CONCEPTOS BÁSICOS</b>	<b>26</b>
3.1 Conceptos básicos de corrosión	26
3.2. Consecuencias de la característica del flujo en la corrosión	26
3.3. Tipo de corrosión en campos petroleros	28
3.4. Métodos del monitoreo de la corrosión interna en campos petroleros	28
3.4.1. Monitoreo de corrosión en línea	29
3.4.1.1. Monitoreo de corrosión por resistencia eléctrica de repuesta rápida	29
3.5. Control de la corrosión	30
3.5.1 Inhibidores de corrosión	31
3.5.2. Características físicas de los inhibidores de corrosión	31
3.5.2.1 Prueba de espuma	32
3.5.2.2. Pruebas desmulsificantes	32
3.5.2.3. Pruebas de compatibilidad	33
<b>4. METODOLOGIA</b>	<b>34</b>
4.1. Prueba en el pozo de producción	35
4.2. Pruebas de laboratorio	35

<b>5. ANÁLISIS DE RESULTADOS</b>	<b>37</b>
5.1 Pruebas de laboratorio	37
5.1.1. Pruebas de espuma	37
5.1.2. Pruebas desmulsificantes	38
5.1.3. Pruebas de compatibilidad	40
5.2. Pruebas en pozo de producción	41
5.2.1. Línea base con el inhibidor actual	41
5.2.2. Inyección del nuevo inhibidor	46
5.2.3. Comparación del desempeño del inhibidor A y del inhibidor EP	51
5.2.4. Comparación técnico y económica de los dos inhibidores	52
<b>6. CONCLUSIONES</b>	<b>54</b>
<b>7. RECOMENDACIONES</b>	<b>56</b>
<b>BIBLIOGRAFIA</b>	<b>57</b>
<b>ANEXOS</b>	

## LISTA DE FIGURAS

		PÁG
<b>Figura 1.</b>	Tipos de flujo en sistema multifásico	27
<b>Figura 2.</b>	Probetas típicas de resistencia eléctrica	30
<b>Figura 3.</b>	Diagrama de flujo del proyecto	34
<b>Figura 4.</b>	Blanco de la prueba de espuma	37
<b>Figura 5.</b>	Blanco para muestra de emulsión, mezcla 1:1 de agua y crudo	37
<b>Figura 6.</b>	Mezcla (1:1) de agua crudo con 500 ppm del inhibidor A, para pruebas de compatibilidad	40
<b>Figura 7.</b>	Mezcla (1:1) de agua y crudo con 500 ppm del inhibidor EP, para pruebas de compatibilidad	41
<b>Figura 8.</b>	Línea base del inhibidor A midiendo la velocidad de corrosión en mpy, por medio de probetas de alta sensibilidad	42
<b>Figura 9.</b>	Desempeño del inhibidor A, basados en el RIC de corrosión, ppm del inhibidor, y velocidad de corrosión (mpy)	44
<b>Figura 10.</b>	Tendencia en el sistema de los hierros totales, a diferentes dosificaciones del inhibidor A	46
<b>Figura 11.</b>	Desempeño del nuevo inhibidor en campo, por medio de probeta de alta sensibilidad	47
<b>Figura 12.</b>	Desempeño del inhibidor EP, basados en el RIC, ppm del inhibidor, y velocidad de corrosión en mpy	49
<b>Figura 13.</b>	Tendencia en el sistema de los hierros totales, a diferentes dosificaciones del inhibidor EP	50
<b>Figura 14.</b>	Velocidad de corrosión de los dos inhibidores a diferentes dosificaciones	51
<b>Figura 15.</b>	Velocidad de corrosión para diferentes rangos de pH	63

<b>Figura 16.</b>	Celda electroquímica	<b>68</b>
<b>Figura 17.</b>	Celda de corrosión por concentración de oxígeno	<b>69</b>
<b>Figura 18.</b>	Corrosión por picadura	<b>71</b>
<b>Figura 19.</b>	Monitoreo de corrosión interna	<b>78</b>
<b>Figura 20.</b>	Cupones estándares y de disco, para monitoreo de corrosión interna	<b>79</b>
<b>Figura 21.</b>	Principio básico de resistencia eléctrica	<b>84</b>
<b>Figura 22.</b>	Esquema interno de un electrodo expuesto y su medio de referencia	<b>85</b>
<b>Figura 23.</b>	Comportamiento molecular del inhibidor de corrosión entre las fases, agua-hidrocarburos	<b>88</b>
<b>Figura 24.</b>	Grupos funcionales y cadenas carbonadas	<b>89</b>
<b>Figura 25.</b>	Metodología de prueba del inhibidor A	<b>95</b>
<b>Figura 26.</b>	Metodología de prueba del inhibidor EP	<b>96</b>
<b>Figura 27.</b>	Metodología para pruebas del inhibidor A a diferentes dosificaciones	<b>97</b>
<b>Figura 28.</b>	Metodología para pruebas del inhibidor EP a diferentes dosificaciones	<b>98</b>
<b>Figura 29.</b>	Curva de calibración para inhibidores base amina	<b>113</b>

## TABLAS

		<b>PÁG</b>
<b>Tabla 1.</b>	Tiempo de resolución y volumen de espuma para diferentes concentraciones de inhibidores A y EP (500 y 1000 ppm) en mezclas 1:1 de agua y crudo	<b>38</b>
<b>Tabla 2.</b>	Tiempo de separación de la mezcla, calidad de agua, calidad de la interfase y presencia de emulsión para diferentes concentraciones de inhibidores A y EP (500 y 1000 ppm) en un mezcla 1:1 de agua y crudo	<b>39</b>
<b>Tabla 3.</b>	Tabla de datos fisicoquímicos y velocidades de corrosión	<b>43</b>
<b>Tabla 4.</b>	Tablas de datos fisicoquímicos y velocidad de corrosión	<b>48</b>
<b>Tabla 5.</b>	Costo total por galones inyectados y desempeño, del inhibidor EP	<b>52</b>
<b>Tabla 6.</b>	Costo total por galones inyectados y desempeño, del inhibidor A	<b>53</b>
<b>Tabla 7.</b>	Condiciones operacionales del pozo seleccionado	<b>94</b>

## FOTOS

		<b>PÁG</b>
<b>Foto 1.</b>	Probetas de respuesta rápida, instaladas en cabeza de pozo	<b>100</b>
<b>Foto 2.</b>	Cabeza del pozo productor elegido para la prueba	<b>105</b>
<b>Foto 3.</b>	Línea principal en la entrada del centro de producción	<b>106</b>
<b>Foto 4.</b>	Ultraturra	<b>108</b>
<b>Foto 5.</b>	Espectrofotómetro DR 2010 para la determinación de hierros totales	<b>111</b>

## **ANEXOS**

**ANEXO 1.** FACTORES QUE INFLUYEN EN EL MECANISMO DE LA CORROSIÓN

**ANEXO 2.** CORROSION MÁS FRECUENTE EN CAMPOS PETROLEROS

**ANEXO 3.** MONITOREO DE CORROSIÓN INTERNA POR ANÁLISIS FÍSICOQUÍMICO DEL FLUJO DEL PROCESO

**ANEXO 4.** VENTAJAS Y DESVENTAJAS DEL MONITOREO POR RESISTENCIA ELÉCTRICA

**ANEXO 5.** MONITOREO DE CORROSIÓN EN LINEA

**ANEXO 6.** MÉTODOS POR RESISTENCIA ELÉCTRICA

**ANEXO 7.** PROBETAS DE ALTA SENSIBILIDAD

**ANEXO 8.** CLASIFICACION DE INHIBIDORES DE CORROSION

**ANEXO 9.** POZO SELECCIONADO

**ANEXO 10.** PROCESO DE EVALUACIÓN PARA OBSERVAR EL DESEMPEÑO DE UN INHIBIDOR DE CORROSION

**ANEXO 11.** MONITOREO DE RESPUESTA RÁPIDA

**ANEXO 12.** CONFIGURACIÓN DEPROBETAS DE CORROSION CON EL DATA LOGGER, HHU Y COMPUTADOR

**ANEXO 13.** MONITOREO POR CUPONES DE CORROSION

**ANEXO 14.** TOMA DE MUESTRA DE AGUA DE PROCESO

**ANEXO 15.** PRUEBAS DE ESPUMA

**ANEXO 16.** PRUEBAS DESMULSIFICANTES

**ANEXO 17.** PRUEBAS DE COMPATIBILIDAD

**ANEXO 18.** MONITOREO FISICOQUÍMICO DEL AGUA PRODUCIDA DE CABEZA DE POZO Y EN FACILIDADES DEL PROCESO

## GLOSARIO

**Inhibidor EP:** Inhibidor en prueba

**Inhibidor A:** Inhibidor Actual

**CEION:** Proveedor de la probeta de alta sensibilidad, para medición de la velocidad de corrosión.

**RIC:** Residual De inhibidor de corrosión

**BWPD:** Barriles de agua por día

**BOPD:** Barriles de aceite por día

**WHP:** Presión en la cabeza del pozo

**FLP:** Presión en el manifold del pozo

**ACERO AL CARBONO BAJO.** Acero con un contenido de carbón menor de 0.3% de carbón y sin adición intencional de otros elementos de aleación.

**CORROSIÓN GENERAL.** Corrosión distribuida más o menos uniformemente sobre la superficie de un material.

**CORROSIÓN INTERNA.** Formación de partículas aisladas de productos de oxidación por debajo de la superficie del metal.

**CORROSIÓN.** Es el deterioro de una sustancia (usualmente un metal) o sus propiedades debido a la reacción con su medio ambiente.

**CUPÓN.** Herramientas usadas en la estimación cuantitativa de la velocidad de corrosión que ocurre en el sistema que está siendo monitoreado, con la ventaja de proveer una indicación visual del tipo de corrosión

**INHIBIDORES DE CORROSIÓN TIPO FÍLMICO.** Es un compuesto químico orgánico, que al dosificarse al interior de los ductos forma una película entre la pared metálica y el medio corrosivo disminuyendo la velocidad de corrosión interior.

**INHIBIDORES.** Son sustancias que retardan la corrosión cuando se añaden a un medio corrosivo, en concentraciones pequeñas

**MONITOREO DE CORROSIÓN.** Medida sistemática de la corrosión o degradación de un material, con el objetivo de ayudar al entendimiento del proceso de corrosión y/o obtención de la información para el uso en el control de la corrosión y sus consecuencias, mediante la aplicación de diferentes técnicas gravimétricas y electroquímicas.

**PICADURAS.** Corrosión localizada de la superficie de un metal confinada a una pequeña área y que toma la forma de cavidades llamadas picaduras.

**POLARIZACIÓN.** Es el cambio de potencial en la superficie de un metal debido a un flujo de corriente. En una celda de corrosión, el ánodo y el cátodo están sujetos a polarización de grado variable. Los comportamientos de polarización de ánodos y cátodos en una celda de corrosión afectan mucho el flujo de corriente en la celda, afectando de manera importante la velocidad de corrosión del ánodo.

**POTENCIAL DE REDUCCIÓN.** Es la tendencia a ocurrir o espontaneidad de la reacción redox entre ellos, dependiendo de la diferencia de los dos potenciales de electrodo

**RESIDUAL DE INHIBIDOR DE CORROSIÓN.** Método que mide el contenido total de amina, basado sobre la formación de analito acuoso, un par de iones coloreado de amarillo con naranja de metilo a pH 3, extracción con un solvente clorado y la determinación de la amina por método espectrofotométrico.

**RETRIVER.** Facilidad donde se alojan cupones o probetas de corrosión para ser instalados en sistemas presurizados.

**DATTA LOGGER:** Sistema de almacenamiento de datos de las velocidades de corrosión tomadas de la probeta de alta sensibilidad.

**HUU:** Sistema de almacenamiento electrónico que descarga la información del sistema de almacenamiento (Datta Logger), para observar la velocidad de corrosión.

## RESUMEN

TITULO: EVALUACION DE UN NUEVO INHIBIDOR DE CORROSIÓN EN LINEAS DE FLUJO MULTIFÁSICO EN LOS CAMPOS PETROLEROS DE COLOMBIA\*

Luis Fernando Ramírez M, Julio Ismael Xiques Solano

### **PALABRAS CLAVES:**

*Inhibidores de corrosión, Probetas de corrosión de alta sensibilidad, aminas, eficiencia de inhibición, propiedades físicas de inhibidores, evaluación de inhibidores.*

### **DESCRIPCIÓN:**

Los campos petroleros en Colombia actualmente presentan un decrecimiento en la producción de crudo y un aumento en la producción de gas y agua, esto ha conllevado a un aumento de los riesgos por corrosión, y una de las alternativas, son los inhibidores de corrosión.

El objetivo de este trabajo fue el de ensayar un nuevo inhibidor de corrosión con el fin de buscar un nuevo producto que presentara una mayor factibilidad técnico-económica.

Como paso inicial se realizaron pruebas de laboratorio para observar las propiedades físicas del inhibidor, tales como pruebas de compatibilidad con los

---

\* Trabajo de Grado. Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Escuela de Ingeniería Química.  
Director Dionisio Laverde

fluidos de proceso, pruebas de espuma y pruebas de emulsión, para posteriormente ser ensayado en un pozo seleccionado.

Para la obtención de las curvas de desempeño de cada inhibidor se considero el principio de resistencia eléctrica, obteniendo la eficiencia de cada uno de ellos a diferentes dosificaciones, las cuales se modificaron en la cabeza del pozo.

Finalmente se observó que el nuevo inhibidor aplicado no alcanzó el desempeño esperado, sin embargo aportó lecciones importantes para la revisión los temas de concentraciones de los componentes activos y metodología de trabajo con las probetas resistencia eléctrica.

## SUMMARY

TITLE: EVALUATION OF A NEW CORROSION INHIBITOR IN MULTIPHASIC FLOW LINE IN OIL FIELDS OF COLOMBIA\*

*AUTHORS:* Luís Fernando Ramírez M, Julio Ismael Xiques Solano

*KEY WORD:*

*Corrosion inhibitor, enhanced electrical resistance probe, amines, efficiency of inhibition, physical properties of inhibitor, inhibitor evaluation.*

*DESCRIPTION:*

The oil fields in Colombia at the moment display a decrease in the production of crude and an increase in the production of gas and water, this has entailed to an increase of the risks by corrosion, and one of the alternatives, are corrosion inhibitors.

The objective of this grade work was to try a new corrosion inhibitor with the purpose of looking for a new product that displayed a greater technical-economic feasibility than inhibitor used at the present time, in the oil fields of Bp Colombia.

Like initial step were made laboratory tests to observe the physical properties of inhibitor, like compatibility tests with the process fluids, foam tests and emulsion tests, later to be tried in a special well.

---

\* Graduate Project. Faculty of Physicochemical Engineering. School of Chemical Engineering.  
Director Dionisio Laverde

It was necessary using the principle of electrical resistance to get the performance curves of each inhibitor, obtaining the efficiency of each one of them to different dosages, which were modified in the wellhead

Finally, the new applied inhibitor did not reach the waited performance; nevertheless, it contributed important lessons like revision of subjects of different active components from each inhibitors used, and the methodology work with the enhanced electrical resistance probe.

## INTRODUCCIÓN

Cuando se habla de corrosión, simultáneamente se piensa directamente en los costos, puesto que para la industria representa una disminución al patrimonio y las utilidades; por ende es de interés implementar planes de mitigación que disminuyan el impacto causado por la corrosión, como paradas no programadas, riesgo a la integridad del personal, impacto ambiental, pérdidas de producción, etc.

La corrosión de los metales es un fenómeno natural que ocurre debido a la inestabilidad termodinámica de la mayoría de los metales, produciendo el deterioro de una sustancia (usualmente un metal) o sus propiedades debido a la reacción con su medio ambiente; en la industria petrolera la corrosión en los sistemas multifásicos es ocasionada usualmente por reacciones electroquímicas de las especies corrosivas ( $H_2S$ ,  $CO_2$ ), disueltas en medio acuoso con el acero, ocasionando como consecuencia la oxidación metálica y la subsiguiente pérdida de metal. En esta parte de la industria se han tenido continuos avances en las propiedades de los materiales para la resistencia de la corrosión, pero el uso de sustancias químicas como los inhibidores que constituye una de las alternativas más prácticas y económicas para controlarlas. De una manera sencilla un inhibidor se define como una sustancia química que al aplicarse en diferentes concentraciones en un medio agresivo, reduce significativamente la velocidad de corrosión del material expuesto a este medio.<sup>1</sup>

Los estudios históricos en la especialidad de aplicación de inhibidores de corrosión, demuestran que no existe una norma nacional o internacional, que integre todas las variables y etapas que se deben considerar en el diseño de un programa de evaluación de la corrosión y tratamiento con inhibidores en ductos, debido a que cada fluido presenta condiciones particulares ya sea por su calidad,

---

<sup>1</sup> Curso de corrosión básica. Nace Enero 2004. p.23

operación, mantenimiento, diseño, velocidad del flujo, construcción del ducto y limpieza interior, entre otros factores (2)<sup>2</sup>.

En este trabajo se buscó evaluar el desempeño de un nuevo inhibidor de corrosión en sistemas de flujo multifásicos y enfocado a comparar el desempeño del inhibidor en prueba con el utilizado en la actualidad en términos económicos e integridad del sistema.

Para alcanzar estos objetivo se realizaran pruebas en un pozo, elegido por sus características de flujo, en los campos de Bp Colombia con un nuevo inhibidor de corrosión a diferentes dosificaciones; utilizando monitoreo de corrosión de respuesta rápida a través de probetas de resistencia eléctrica de alta sensibilidad, monitoreo fisicoquímico (pH, contenido de hierros totales, residual de inhibidor de corrosión) del agua producida en el pozo en prueba y monitoreo físico, a través de cupones de corrosión (teniendo en cuenta que el inhibidor de corrosión cumpla con las exigencias de velocidad de corrosión exigidos por Bp<sup>3</sup>) con la finalidad de determinar si es más viable que el inhibidor actual en términos de costo beneficio, basados en los parámetros de pérdida de material en milésimas de pulgadas por año [mpy] comparadas con las dosificaciones del actual inhibidor de corrosión y del inhibidor en prueba.

---

<sup>2</sup> NIETO Mario. PROTECCION INTERIOR DE DUCTOS CON INHIBIDORES, Diciembre 18 del 2000 .p. 5

<sup>3</sup> La velocidad de corrosión exigida por Bp, para el desempeño de un inhibidor es  $\leq 2$  mpy, según la norma Nace RP 0775-99

## 1. JUSTIFICACION

Unas de las causas mas importantes de la corrosión interna se debe a la variación de las condiciones de la formación, como por ejemplo el aumento del volumen transportado en agua y gas, que a su vez aumenta el ambiente corrosivo<sup>4</sup> resultando en una disminución de la eficiencia del actual inhibidor de corrosión, lo cual conlleva a aumentar los volúmenes de inyección del mismo, para tratar de compensar la pérdida de eficiencia, esto podría traer como consecuencia, debido al aumento de la velocidad de corrosión, paradas no programadas,, generando un gran impacto económico, representado en costos ambientales y restauración de la operación (Muñoz J, 1998).<sup>5</sup>

Por lo tanto, con el fin de obtener un inhibidor que sea competente en las condiciones actuales, se ha recomendado un nuevo inhibidor de corrosión químicamente similar al utilizado en la actualidad, el cual ha presentado un buen desempeño en otros campos petroleros a bajas dosificaciones. El grupo de investigación y desarrollo de Nalco ha recomendado un nuevo producto con una composición química de alcohol 2-mercaptoetilo, amonio cuaternario al 8% P/P y sales de imidazolina al 8% P/P, a diferencia del inhibidor utilizado actualmente, el cual posee sales de imidazolininas 30% P/P, metanol, isopropanol y amonio cuaternario al 30% P/P<sup>6</sup>. El nuevo inhibidor fue desarrollado para los campos de Bp en Alaska y Golfo de México, diseñados para pozos con una alta relación agua-aceite y ambientes agresivos de CO<sub>2</sub> y H<sub>2</sub>S, siendo estos factores, junto a la velocidad del fluido, la causa de mayor potencial de corrosión interna aplicada a todos los fluidos producidos, incluyendo gas húmedo, aceite húmedo, agua producida (Muñoz J, 1998). De igual forma se presentan condiciones similares en los campo de BP Colombia. Por tal razón este proyecto se enfoca en evaluar el

---

<sup>4</sup> Información interna de Bp

<sup>5</sup> MUÑOZ Jaime. Estudio de criticalidad por corrosión de las líneas de flujo de Cusiana: Facilities engineering team fet corrosion and team, noviembre de 1998 .p. 1-7

<sup>6</sup> Hoja de datos de seguridad del inhibidor A

desempeño del nuevo inhibidor de corrosión; para comprobar si realmente puede ser más factible que el inhibidor presente en términos de costo beneficio y aseguramiento de la integridad de las líneas.

Para esto se plantea probar el nuevo inhibidor de corrosión en el sistema de líneas de un pozo seleccionado, debido a que históricamente ha representado ser un sistema con fluidos altamente corrosivos especialmente en cabeza de pozo, con una tasa de corrosión de 145 mpy sin inhibidor y valores de presión parcial de CO<sub>2</sub> cercano a los 30 psi<sup>7</sup>, presentando, según recientes inspecciones, corrosión por ataque generalizado.<sup>8</sup>

Además de lo anterior, se optó por realizar la prueba en esta línea, debido a la independencia de la línea del pozo seleccionado para transportar la producción hasta la facilidad de procesamiento, sin ninguna interferencia por fluidos de otros puntos, haciendo más fácil el análisis de hierros totales, pH y residual de inhibidor de corrosión.

---

<sup>7</sup> Información interna de Nalco para la operación Bp.

<sup>8</sup> TRAINING MANUAL Nalco / Exxon Energy Chemicals: Corrosion, September 23, 1997. p. 38, 52

## **2. OBJETIVOS**

### **2.1. OBJETIVOS GENERALES**

- Evaluar el desempeño de un nuevo inhibidor de corrosión en líneas de flujo multifásico en los campos petroleros de Colombia.

#### **2.1.1. OBJETIVOS ESPECÍFICOS**

- Evaluar las propiedades físicas del nuevo inhibidor (compatibilidad, espuma y emulsión), con los fluidos de producción.
- Determinar la dosis óptima de inhibidor de corrosión en prueba para un pozo, por medio de las curvas de velocidad de corrosión vs. dosificaciones, utilizando probetas de alta sensibilidad.
- Comparar el desempeño del antiguo inhibidor de corrosión con respecto al producto en prueba en diferentes dosificaciones, en función de la velocidad de corrosión, y residual de inhibidor de corrosión.
- Analizar técnica y económicamente el inhibidor evaluado, comparado con el actual inhibidor, para obtener el mejor costo beneficio.

### 3. CONCEPTOS BASICOS

#### 3.1. CONCEPTOS BÁSICOS DE CORROSIÓN

La corrosión es un fenómeno electroquímico que consiste en la formación de una corriente de electrones cuando existe una diferencia de potencial entre un punto y otro<sup>9</sup>, en la cual influyen diversos factores en el mecanismo de la corrosión. Ver complemento en el anexo 1.

Para que esto ocurra, entre las especies debe existir un ruta metálica que conduzca electrones desde los sitios anódicos hacia los sitios catódicos; esta ruta metálica constituye la llamada pila galvánica, en donde la especie que se oxida (ánodo) cede sus electrones y la especie que se reduce (cátodo) recibe los electrones<sup>10</sup>; el electrolito, que provee los reactantes para las reacciones catódicas, permite el flujo de iones debido a un diferencial electroquímico, que consiste en que cada especie denominada semipar electroquímico, está asociado a un potencial de reducción, donde aquel metal o especie química que exhiba un potencial de reducción más positivo procederá como una reducción y aquel que exhiba un potencial de reducción más negativo procederá como una oxidación.

#### 3.2. CONSECUENCIAS DE LAS CARACTERÍSTICAS DEL FLUJO EN LA CORROSIÓN.

En la producción de agua y aceite se requiere del transporte de fluidos multifásico (gas, hidrocarburo y agua), donde el régimen de flujo puede ser estimado como una función de las velocidades superficiales en las fases líquidos y gas que domina los tipos de flujo que se presentan en esos sistemas (**Figura 1**). Los

---

<sup>9</sup> TRAINING MANUAL Nalco / Exxon Energy Chemicals: Corrosion, September 23, 1997. p. 1

<sup>10</sup> CURSO NACE DE CORROSIÓN BÁSICA. Enero del 2004. P 3, 4.

regímenes de flujo horizontal difieren de los flujos verticales, aunque los parámetros que definen los regímenes son lo mismo, ya que la velocidad de flujo es un factor que afecta tanto la composición como las capas de producto de corrosión que se forman.



*Flujo burbujas*



*Flujo estratificado*



*Flujo semi-continuo*



*Flujo por baches*



*Flujo anular*

**Figura 1.** Tipos de flujo en sistemas multifásico

Típicamente, a altas velocidades ( $>4\text{m/s}$ ), llevan a la remoción de películas de corrosión y a la exposición de la superficie metálica al medio corrosivo, originando altas velocidades de corrosión<sup>11</sup>.

---

<sup>11</sup> FORERO, Adriana. Evaluación hidrodinámica del comportamiento de inhibidores genéricos para sistemas multifásicos salmuera-CO<sub>2</sub>/H<sub>2</sub>S hidrocarburo mediante aplicación de técnicas electroquímicas: velocidad de técnicas electroquímicas. Bucaramanga, 2004, p. 81,82

### **3.3. TIPO DE CORROSIÓN EN CAMPOS PETROLEROS**

La pérdida de metal a causa de la corrosión puede ocurrir en varias formas, la más común que se presenta es la pérdida de metal uniforme para cualquier sistema, pero en operaciones de producción de gas y combustibles, la pérdida de metal frecuentemente es localizada en forma de agrietamiento discreto o áreas localizadas más grandes

La clasificación del fenómeno de la corrosión se ha basado según la apariencia física del material corroído, entre las formas de corrosión más frecuente en campos petroleros se encuentran:

- ✚ Corrosión Uniforme
- ✚ Corrosión por picadura
- ✚ Corrosión bimetálica o galvánica
- ✚ Corrosión por celdas de concentración
- ✚ Corrosión intergranular
- ✚ Corrosión por sulfuro de hidrógeno
- ✚ Ampollamiento por hidrógeno

Ver las definiciones de cada una de las anteriores formas de corrosión en el anexo 2.

### **3.4. MÉTODOS DE MONITOREO DE LA CORROSIÓN INTERNA EN CAMPOS PETROLEROS.**

El control de la corrosión interna en los campos petroleros y gas, se puede realizar por medio de varias alternativas que se pueden clasificar de la siguiente manera:

- ✚ Inspección
- ✚ Monitoreo de corrosión en línea
- ✚ Análisis fisicoquímico del flujo en los procesos<sup>12</sup>. *ver complemento en el anexo 3*

En este trabajo se trata el tema de monitoreo de corrosión interna en línea, ya que es el aplicado para la evaluación de estos inhibidores de corrosión.

**3.4.1. Monitoreo de Corrosión en línea.** Este es uno de los monitoreos internos más comunes en el campo de la corrosión, y el procedimiento se basa en una herramienta llamada cupón o probeta, que posee las siguientes características:

- ✚ Es una pieza de metal de forma, área y dimensiones determinada.
- ✚ Es un metal de características químicas similares a los equipos a monitorear.
- ✚ Está expuesto a un medio corrosivo igual al del proceso o equipo a monitorear por un período determinado de tiempo.
- ✚ Indica la velocidad de corrosión por pérdida de peso por medio de cupones estándar o por pérdida de área en el caso de las probetas; estos dos métodos tienen sus diferencias, ventajas y desventajas. **(Ver anexo 4)**
- ✚ Indican visualmente el tipo de corrosión en el caso de los cupones de corrosión<sup>13</sup>. **(Ver anexo 5)**

En esta sección se define en el monitoreo de corrosión de respuesta rápida ya que fue el utilizada para la evaluación del nuevo inhibidor.

**3.4.1.1. Monitoreo de corrosión por resistencia eléctrica con respuesta rápida.** Este método se basa en el principio de resistencia eléctrica que se

---

<sup>12</sup> Caproco corrosion monitoring and control systems. High pressure .p. 4

<sup>13</sup> S WESBSTER, R WOOLLMAN. Corrosion monitoring manual. Noviembre 1996.

describe en el *anexo 6*, este es un nuevo sistema que brinda datos de alta confiabilidad en cortos períodos de tiempo, y es especial para la evaluación de varios inhibidores de corrosión, ya que reduce el volumen de inhibidor e incrementa la calidad de los datos<sup>14</sup>. Este sistema, por medio de un equipo electrónico (Data Logger), toma lecturas en cortos periodos de tiempo y son usualmente programados para leer entre cada 10 o hasta cada 60 minutos; esta clase de probeta recibe el nombre de alta sensibilidad debido a su mínima señal de disipación<sup>15</sup>. **(Ver anexo 7)**

En la figura 2 se muestran dos tipos de probeta de resistencia eléctrica de diseño especial (fondo y cilíndrica), las cuales permiten ser insertadas o removidas en el segmento de tuberías a monitorear.



***Figura 2. Probetas típicas de resistencia eléctrica***

### **3.5. CONTROL DE LA CORROSIÓN**

Entre los métodos más activos de protección contra la corrosión se encuentra la utilización de inhibidores de corrosión.

---

<sup>14</sup> BILL HEDGES, KIP SPRAGUE, TIMOTHY BIERI, HUEY J. CHEIN. A review of monitoring and techniques for CO<sub>2</sub> & H<sub>2</sub>S corrosion in oil & gas production facilities: location! location! location!. Nacexpo 2006. Paper 06120. p. 9.

<sup>15</sup> TIMOTHY BIERI, RICHARD C., DAVID HORSUP, MELVING READING. Corrosion inhibitor screening using rapid response corrosion monitoring. Nacexpo 2006. Paper 06692. p.14

**3.5.1 Inhibidores de corrosión.** Los inhibidores de corrosión son considerados uno de los métodos más universales, que en principio, pueden resolver la mayoría de los problemas que se presentan, especialmente si son de corrosión electroquímica.

Se utilizan en función de su naturaleza química, naturaleza electroquímica y de su carácter iónico. Por lo general, no se emplean solos sino como mezclas con otras sustancias químicas con diferentes propósitos, bien para completar su efectividad anticorrosiva o para permitir ejercer su acción inhibidora<sup>16</sup>, es por esto que cada inhibidor presenta estrechos campos de acción protectora que resultaría prácticamente imposible encontrar alguna sustancia que resulte efectiva para muchos sistemas.<sup>17</sup>

Por lo tanto, la forma de actuar de los inhibidores de corrosión, es decir, el mecanismo de acción, puede variar dependiendo de la naturaleza del inhibidor, de sus propiedades químicas, de las características del metal y del medio corrosivo<sup>18</sup>. Por esta razón los inhibidores pueden clasificarse desde muchos puntos de vista, aunque en buena medida existe una lógica interconexión entre las diferentes clasificaciones<sup>19</sup> (**ver anexo 8**).

**3.5.2. Características físicas de los inhibidores de corrosión.** Es conveniente asegurarse que el inhibidor que se va a inyectar al sistema es compatible con los fluidos con los cuales va a interactuar y que no presenta ninguna reacción, ya que puede presentar condiciones desfavorables a la operación, debido a la formación de emulsiones o espuma; lo que generaría condiciones inseguras en la operación, ya que los procesos de separación del fluido multifásico proveniente del pozo, se

---

<sup>16</sup> SIMEDUA: Control de la corrosión mediante el uso de inhibidores. 1996. p. 66

<sup>17</sup> DOMÍNGUEZ, J.A: Introducción a la corrosión y a la protección de metales Editorial MES. 1987. p. 1167

<sup>18</sup> RABANELLI, G. Clasification of inhibitor and mechanism of inhibition. Lectures in the corrosion study center A. Dacco. Departament of chemistry University of ferrera. Ferrera, Italy

<sup>19</sup> CYTED: Inhibidores de corrosión. Guía practica de la corrosión. 1994.

separa por medio de procesos físicos y el generamiento de emulsión debido a la adición de un nuevo producto químico dificultaría la separación de fluido multifásico en la facilidad de procesamiento, de igual manera el generamiento de espuma en algunas vasijas de almacenamiento en la facilidad presentaría falsos niveles debido a la formación de espuma.

Las propiedades físicas de los inhibidores, se evalúan realizando pruebas de espuma, desmulsificante y de compatibilidad entre fluidos.<sup>20</sup>

**3.5.2.1. Pruebas de espuma.** Debido a las propiedades que poseen los inhibidores tienen tendencia a formar espuma; una de las causas principales son los grupos funcionales fuertemente polares que tienen dentro de sus estructuras<sup>21</sup>; otra de ellas aunque algunas veces no de manera directa son propiedades surfactantes que pueden estar presentes ya sea en el líquido, en el gas o en el mismo inhibidor de corrosión, las cuales se pueden formar por condensación o por dispersión; estas dos propiedades nombradas anteriormente reducen fuertemente la tensión superficial, lo que hace que se comporten los inhibidores con frecuencias, como jabones, detergentes y por lo consiguiente generen espuma.

**3.5.2.2. Pruebas desmulsificantes.** La emulsión es la mezcla de dos líquidos inmiscibles, lo cual se presenta en la industria petrolera en el caso del aceite y el agua. Los compuestos generadores de emulsión más comúnmente encontrados en la industria petrolera son asfáltenos, sólidos parafínicos, sustancias resinicas, naftenicos y otros ácidos orgánicos solubles en aceite; todo esto sumado a los grupos funcionales altamente polares que poseen algunos inhibidores, puede traer como consecuencia la generación de emulsión<sup>22</sup>. Por esto es necesario realizar pruebas antes de evaluar cualquier inhibidor en el sistema de producción,

---

<sup>20</sup> OFC training manual oilfield chemicals Training Manual Part 3 Corrosion pg 48

<sup>21</sup> SIMEDUA: Control de la corrosión mediante el uso de inhibidores. 1996. p. 226

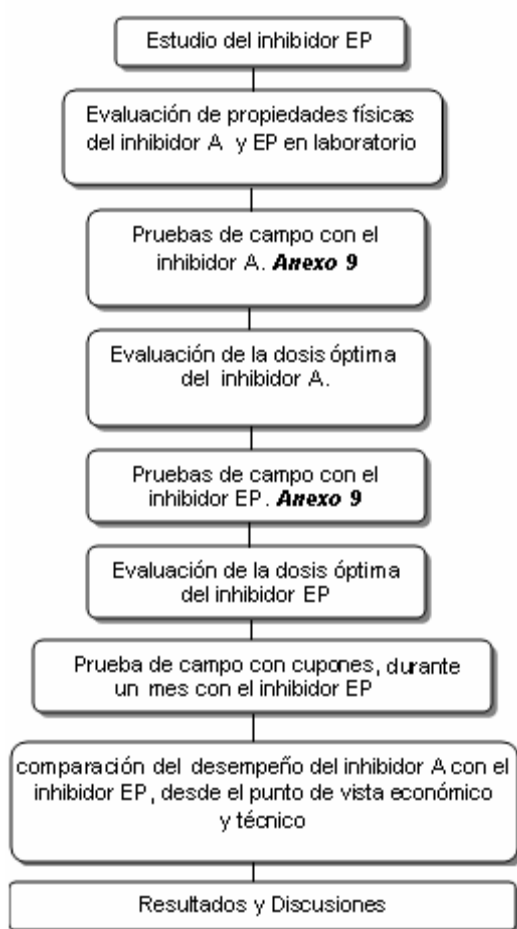
<sup>22</sup> OFC training manual oilfield chemicals Training Manual Part 2 Emulsion Breaker pg 4

simulando las condiciones del sistema para observar si el inhibidor a implementar genera o no algún tipo de emulsión.<sup>20</sup>

**3.5.2.3. Pruebas de compatibilidad.** Es conveniente asegurarse, que el inhibidor que se va a inyectar al sistema no reaccione o presente condiciones desfavorables a la operación y/o a la calidad del fluido transportado.

#### 4. METODOLOGÍA

La metodología de este trabajo se basó en la comparación del desempeño del inhibidor en prueba (EP), y el inhibidor actual (A); para observar si el inhibidor EP alcanza o supera en términos técnico y económicos al inhibidor A, utilizando para ello probetas de resistencia eléctrica de alta sensibilidad marca CEION, cupones de corrosión y pruebas fisicoquímicas. La metodología seguida durante el desarrollo del proyecto se esquematiza en el siguiente diagrama:



*Figura 3. Diagrama de flujo del proyecto*

Para poder cumplir a cabalidad el diagrama del proyecto se tuvo en cuenta que el monitoreo extenso por medio de cupones de corrosión se podría realizar siempre

y cuando el desempeño del inhibidor de corrosión EP, cumplía con la velocidad de corrosión exigida por BP;  $\leq 2\text{mpy}$ .

Complementario a este diagrama se implementaron unos procedimientos para observar el desempeño de los inhibidores.

**4.1 PRUEBAS EN EL POZO:** Se selecciono un pozo con las características operacionales que se observa en el *anexo 9*, y se realizo el procedimiento establecido como sigue: Tanto para el inhibidor EP como inhibidor A (***Ver anexo 10***), se evaluó las propiedades físicas, simultáneamente se realizó el monitoreo por resistencia eléctrica y variables fisicoquímicas, luego se evaluó el desempeño en las dosis optimas para cada inhibidor para finalmente comparar resultados, de esta manera se realizó los siguientes monitoreos y análisis:

- Se descargaron las lecturas de la probeta de corrosión de respuesta rápida con el procesador de datos (data logger) y a través del sistema de almacenamiento electrónico (hhu), para obtener cálculos de velocidad de corrosión (***ver anexo 11***)
- Se configuró la probeta de corrosión con el procesador de datos (data logger), memoria portátil de datos (hhu) y computador (***ver anexo 12***)
- Se monitoreó con cupones de corrosión (***ver anexo 4***)
- Se realizó la limpieza química de cupones de corrosión (***ver anexo 13***)
- Se analizó los cupones de corrosión (***ver anexo 13***)
- Se tomó la muestra de agua de proceso (***ver anexo 14***)

Finalmente, una vez recopilada toda la información, se podría comparar el desempeño del inhibidor actual con el inhibidor en prueba.

**4.2 PRUEBAS DE LABORATORIO:** Las pruebas de laboratorio se realizan siempre antes de introducir cualquier nuevo producto químico a cualquier

operación por cuestiones de seguridad, integridad del sistema y del proceso, además de ser una técnica para confirmar el desempeño de algunos químicos, en este caso específico el desempeño de los inhibidores de corrosión.

Las pruebas realizadas para observar las propiedades físicas de los inhibidores de corrosión y el seguimiento fisicoquímico de los fluidos del pozo fueron las siguientes:

- Pruebas de espuma (**ver anexo 15**)
- Pruebas desmulsificantes (**ver anexo 16**)
- Pruebas de compatibilidad (**ver anexo 17**)
- Monitoreo fisicoquímico del agua producida en cabeza de pozo y en facilidades del proceso (**ver anexo 18**)
- Determinación de pH en aguas (**ver anexo 18**)
- Determinación del contenido de hierros en agua (**ver anexo 18**)
- Determinación del residual de inhibidor de corrosión (**ver anexo 18**)
- Curvas de calibración del residual de inhibidor de corrosión base amina (**ver anexo 18**)

## 5.0 RESULTADOS Y ANALISIS

A continuación se presentan los análisis de resultados de las pruebas de laboratorio, campo, y el análisis técnico-económico respectivo.

**5.1 PRUEBAS DE LABORATORIO:** se iniciaron como estaba estipulado en el *anexo 10*, realizando las pruebas de laboratorio y determinando las propiedades físicas del inhibidor EP, según procedimientos internos de Nalco.

**5.1.1 Pruebas de Espuma.** Estas pruebas se realizaron siguiendo los lineamientos de la norma ASTM D-892-98; utilizando una mezcla de agua producida en el pozo seleccionado y crudo en proporciones iguales (1:1), con ayuda de un gas inerte (N<sub>2</sub>) (**ver Anexo 15**). Los resultados fueron los siguientes:

1. Inicialmente sin ningún inhibidor, se realizó el blanco de la prueba. (**Figura 4**)

Tiempo de resolución (min)	Volumen de la espuma (mL)
01:10	700



**Figura 4. Blanco de la prueba de espuma**

2. En otras mezclas de las mismas especificaciones, se dosifico a 500 y 1000 ppm del inhibidor A y EP. (**Tabla 1**)

Mezclas 1:1 (Agua y Crudo)	Tiempo de resolución (Minuto)	Volumen de la espuma (ml)
500 ppm inhibidor A	02:08	900
1000 ppm inhibidor A	01:10	800
500 ppm inhibidor EP	02:02	850
1000 ppm inhibidor EP	02:27	850

**Tabla 1. Tiempo de resolución y volumen de espuma para diferentes concentraciones de inhibidores A y EP (500 y 1000 ppm) en mezclas 1:1 de agua y crudo**

En las pruebas de espuma se observó lo siguiente:

- ⇒ Se observó que el blanco comparado con el inhibidor EP presenta un espumamiento menor, debido a que alcanza un volumen de espuma de 700 mL que desaparece en 70 segundos, mientras el inhibidor EP alcanza 850 mL y desaparece a los 147 segundos.
- ⇒ El actual Inhibidor presentó un espumamiento mayor que el blanco en un 28%; pero cabe resaltar que el inhibidor A en la operación no ha presentado problema alguno de espuma.
- ⇒ El inhibidor EP presentó menos espumamiento que el producto Utilizado actualmente.

**5.1.2 Pruebas desmulsificante.** Esta prueba se realizó rigiéndose por la norma ASTM D2711-86; utilizando mezclas de agua de producción y crudo (1:1) del pozo seleccionado, junto con los dos inhibidores EP y A a diferentes concentraciones, mezclando el fluido durante dos minutos, mientras se monitoreaba el tiempo de separación de cada mezcla, finalmente se observaba la calidad de la interfase en cada una de las muestras. Para esta prueba se siguieron procedimientos internos de Nalco (**Anexo 16**), los resultados fueron los siguientes:

1. Se realizó una mezcla en proporciones iguales (1:1) de crudo y agua de producción y se analizó el tiempo de separación. (**Figura 5**)

Tiempo de separación de la mezcla (min)	Calidad de agua	Interfase	Emulsión
04:00	Mala	Regular	Estable hacia la interfase



**Figura 5. Blanco para pruebas de emulsión, mezcla (1:1) de agua y crudo**

2. Con mezclas (1:1) de crudo y agua, se adicionó 500 y 1000 ppm del inhibidor A y EP (**Tabla 2**).

Mezclas 1:1 (Agua y Crudo)	Tiempo de separación mezcla (min)	Calidad de agua	Interfase	Emulsión
500 ppm inhibidor A	03:30	Buena	Buena	no
1000 ppm inhibidor A	03:30	Regular	Excelente	no
500 ppm inhibidor EP	02:10	Regular	Regular	no
1000 ppm inhibidor EP	02:10	Buena	Regular	no

**Tabla 2. Tiempo de separación de la mezcla, calidad de agua, calidad de la interfase y presencia de emulsión para diferentes concentraciones de inhibidores A y EP (500 y 1000 ppm) en un mezcla 1:1 de agua y crudo**

Las observaciones de las pruebas fueron las siguientes:

- ⇒ En ninguno de los productos se observó la formación de una emulsión estable que pueda generar potencial riesgo para la operación de los sistemas de proceso.

- ⇒ Se observa en los productos un rango de acción con mayor eficiencia en cuanto a resolución de emulsión, calidad de agua, pared e interfase cuando se trabajan a 500 ppm.
- ⇒ Los resultados de las pruebas muestran que los inhibidores tienen un buen desempeño como demulsificantes, comparándolo con el blanco de la prueba.

**5.1.3. Pruebas de compatibilidad.** Estas pruebas se realizaron siguiendo la norma ASTM D 4740-92; y se hicieron teniendo en cuenta los fluidos con los cuales el nuevo producto iba a tener algún contacto (**Anexo 17**). Los resultados fueron los siguientes:

1. Se realizó una mezcla de proporciones iguales (1:1) de crudo y agua de producción con 500 ppm del inhibidor utilizado en la actualidad; mezclando durante dos minutos.

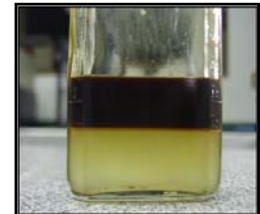
Calidad de agua	Interfase	Emulsión
Regular	Definida	Ninguna



**Figura 6. Mezcla (1:1) de agua crudo con 500 ppm del inhibidor A y el inhibidor EP, para pruebas de compatibilidad**

2. Se realizó una mezcla de proporciones iguales (1:1) de crudo y agua de producción con 500 ppm del nuevo inhibidor y el inhibidor EP; mezclando durante dos minutos.

Calidad de agua	Interfase	Emulsión
Regular	Poco definida	Ninguna



**Figura 7. Mezcla (1:1) de agua y crudo con 1000 ppm del inhibidor EP y el inhibidor A, para pruebas de compatibilidad**

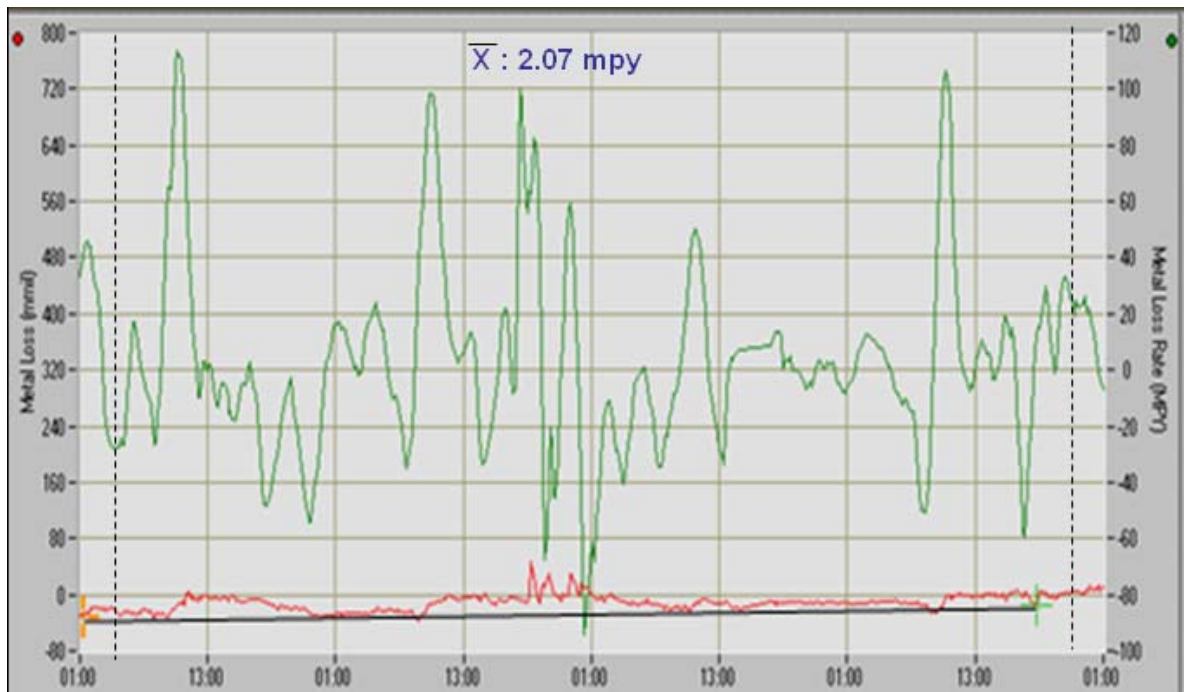
Se pudo observar en esta prueba lo siguiente:

⇒ No se presentó ninguna clase de incompatibilidad o precipitación de algún subproducto o reacción secundaria.

## 5.2. PRUEBAS EN POZO DE PRODUCCIÓN

**5.2.1. Línea Base con inhibidor actual.** Al no observarse ningún problema en las propiedades físicas en ninguno de los inhibidores (espuma, emulsión y compatibilidad), se dispuso a realizar el monitoreo con probetas de alta sensibilidad y análisis fisicoquímico de fluidos, obteniendo una línea base con el inhibidor A, para después comparar el desempeño con el inhibidor EP. En la línea base del inhibidor A se observó que se alcanza el parámetro de velocidad de corrosión  $\leq 2$  mpy cuando se inyectan en el rango de 95 a 110 Gal/día, como se observa en la figura 8<sup>23</sup>. Esta línea base se alcanzó en un rango menor de 2 galones a la dosis aplicada en la actualidad, y hasta 14 galones por encima. Los resultados fueron los siguientes:

<sup>23</sup> Históricos de inyección de inhibidor de corrosión en el pozo seleccionado



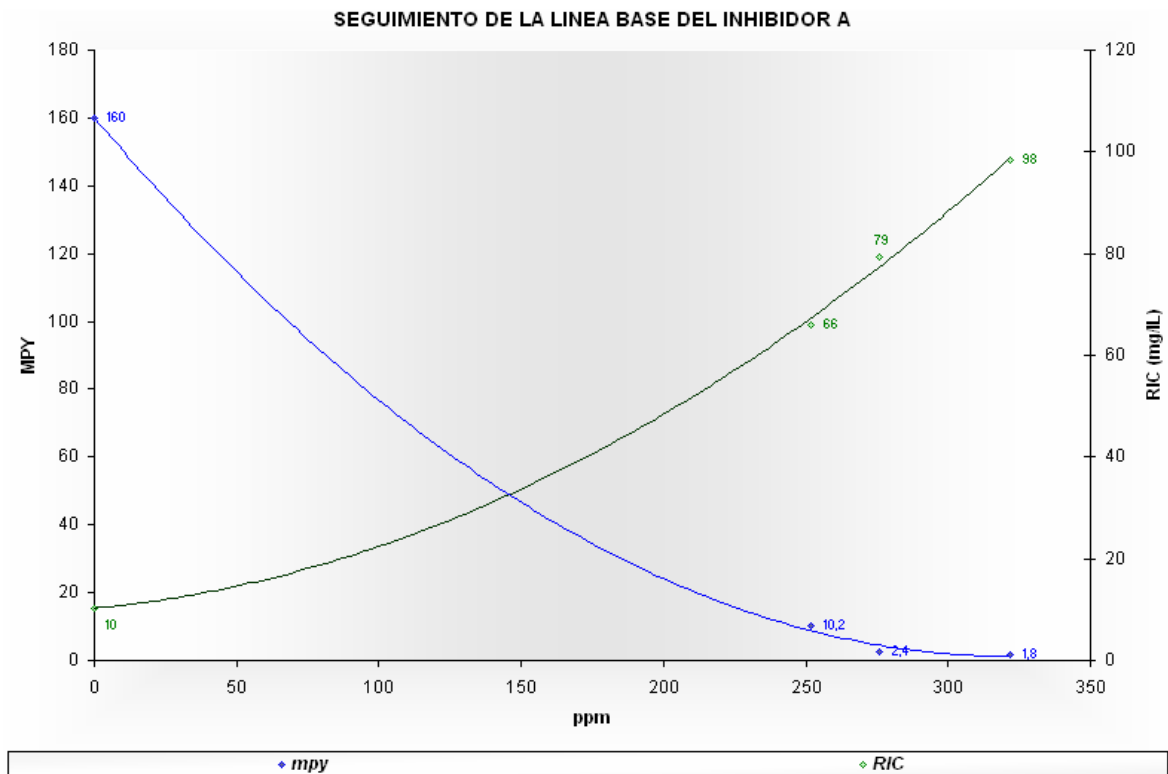
**Figura 8. Línea base del inhibidor A midiendo la velocidad de corrosión en MPY, por medio de probetas de alta sensibilidad**

Fecha	Consumo (gls)	Concentración (ppm)	Velocidad de Corrosión (MPY)	Fe Total en la Cabeza del pozo (mg/L)	Fe Soluble en la Cabeza del pozo (mg/L)	pH en la Cabeza de Pozo	Fe Total en la facilidad (mg/L)	Fe Soluble en la facilidad (mg/L)	Tendencia del Fe total en el sistema	RIC En la Facilidad (mg/L)	pH en la facilidad
21/03/2007	0	0	159	1,55	0,6	6,7	2,8	1,1	1,81	12	6,6
21/03/2007	0	0	162	1,5	0,5	6,6	2,75	1,3	1,83	10	6,6
21/03/2007	0	0	160	1,4	0,5	6,7	2,8	1,3	2	9	6,6
22/03/2007	85	250	10,5	1,2	0,4	6,6	0,8	0,15	0,67	63	6,7
23/03/2007	86	253	10,2	1,6	0,6	6,7	1,1	0,2	0,69	67	6,6
24/03/2007	86	253	10	1,5	0,3	6,7	1	0,18	0,67	67	6,7
25/03/2007	93	273	2,95	0,75	0,06	6,72	0,42	0,21	0,56	74	6,8
26/03/2007	94	276	2,29	0,83	0,1	6,8	0,48	0,1	0,58	79	6,83
27/03/2007	95	279	2,07	1,2	0,12	6,75	0,65	0,19	0,54	85	6,85
28/03/2007	110	323	1,76	1,82	0,15	6,8	0,55	0,2	0,3	95	6,9
29/03/2007	109	320	1,8	1,2	0,08	6,99	0,5	0,11	0,42	90	7,16
30/03/2007	110	323	1,71	2,7	0,22	6,6	1	0,3	0,37	110	6,75
<b>Promedio</b>	<b>96,4</b>	<b>283,3</b>	<b>6,7</b>	<b>1,4</b>	<b>0,2</b>	<b>6,7</b>	<b>0,7</b>	<b>0,2</b>	<b>0,5</b>	<b>81,1</b>	<b>6,8</b>

**Tabla 3. Tabla de datos fisicoquímicos y velocidades de corrosión.**

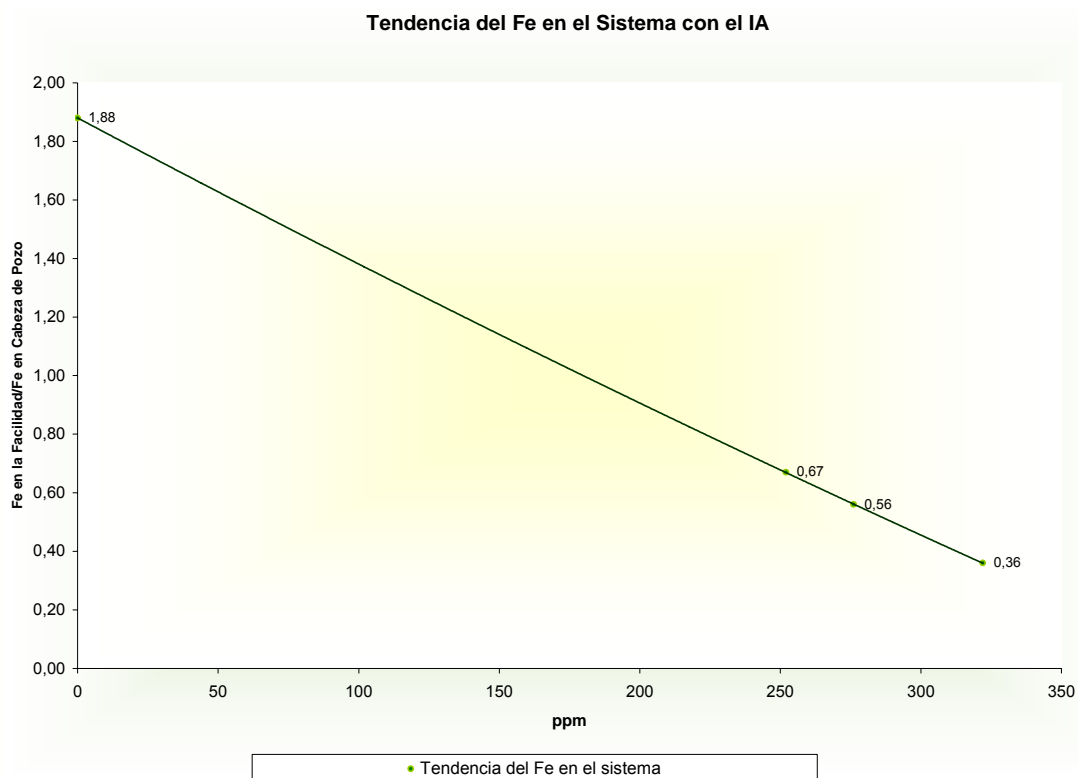
De esta información se observa lo siguiente:

- **Velocidad de corrosión vs ppm del inhibidor A:** Se observa que cuando se suspende la inyección del inhibidor de corrosión se alcanzan valores de velocidad de corrosión cercanos a los 160 mpy. A medida que se aumenta la cantidad de inyección del inhibidor A, la velocidad de corrosión disminuye, alcanzando valores de 10 mpy con 250 ppm, 2.5 mpy con 276 ppm y 1,71 mpy a 323 ppm; esta tendencia demuestra que a mayor concentración de inhibidor se forma una capa filmica sobre una mayor área de la superficie metálica expuesta al fluido corrosivo, con buenas características de estabilidad y persistencia. **(Figura 9)**



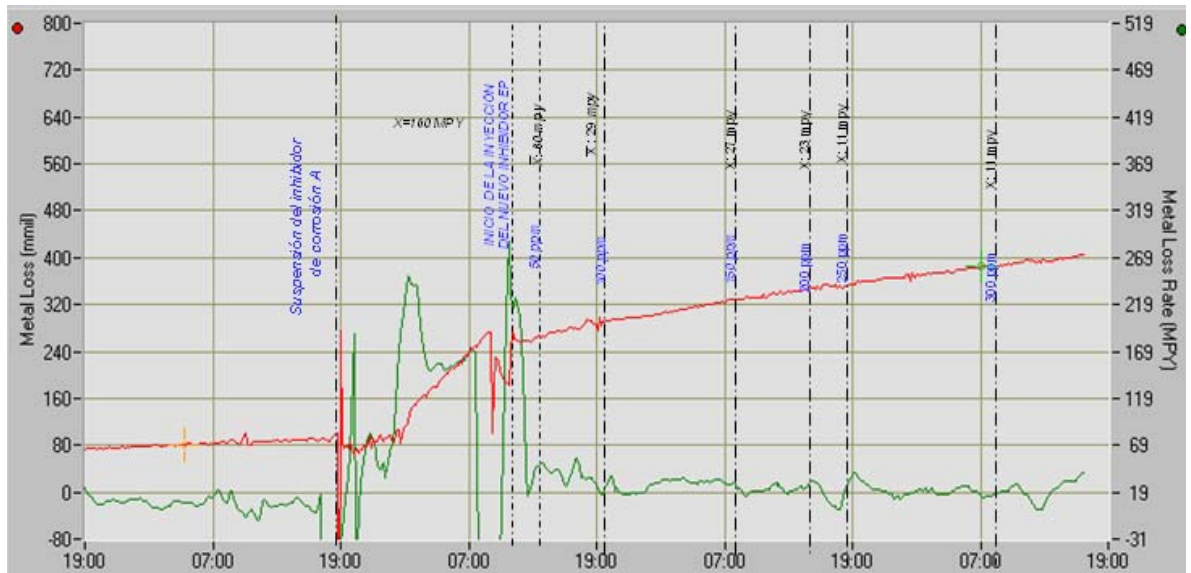
**Figura 9. Desempeño del inhibidor A, basados en el RIC, ppm de inhibidor y velocidad de corrosión (MPY).**

- **Residual de inhibidor de corrosión:** Con los resultados del monitoreo del residual de inhibidor de corrosión A, tomados a la entrada de la facilidad de procesamiento se obtiene que a medida que se aumenta la concentración del inhibidor A entre 250 ppm y 320 ppm, aumento el contenido de residual entre 63 y 110 ppm respectivamente; indicando que en el interior de todo el trayecto de la tubería se encuentra formada una capa protectora y que se cuenta un suficiente residual para el mantenimiento de la misma. **(Figura 9)**
- **Hierros totales:** La tendencia del hierro total de entrada en el sistema sobre el hierro total en el pozo, tiene una tendencia a disminuir mientras se aumenta la dosificación del inhibidor en cabeza de pozo, presentando valores de 0.67 en la relación Fe total en la facilidad/Fe total en la cabeza a 250 ppm de inhibidor, hasta un valor de 0,36 de la misma relación en la cabeza del pozo a 323 ppm de inhibidor A, mostrando un disminución en el hierro que aporta la tubería en el fenómeno de corrosión. **(Figura 10)**



**Figura 10. Tendencia en el sistema de los Fe totales en el sistema, a diferentes dosificaciones del Inhibidor A**

**5.2.2. Inyección del nuevo inhibidor.** Siguiendo el protocolo establecido, se prosiguió con la prueba del nuevo inhibidor, como se observa en el anexo 10, y siguiendo el procedimiento de la prueba en el pozo se procedió a realizar la prueba, donde los resultados con probetas de alta sensibilidad y monitoreo fisicoquímicos (**Tabla 4**), se muestran a continuación:



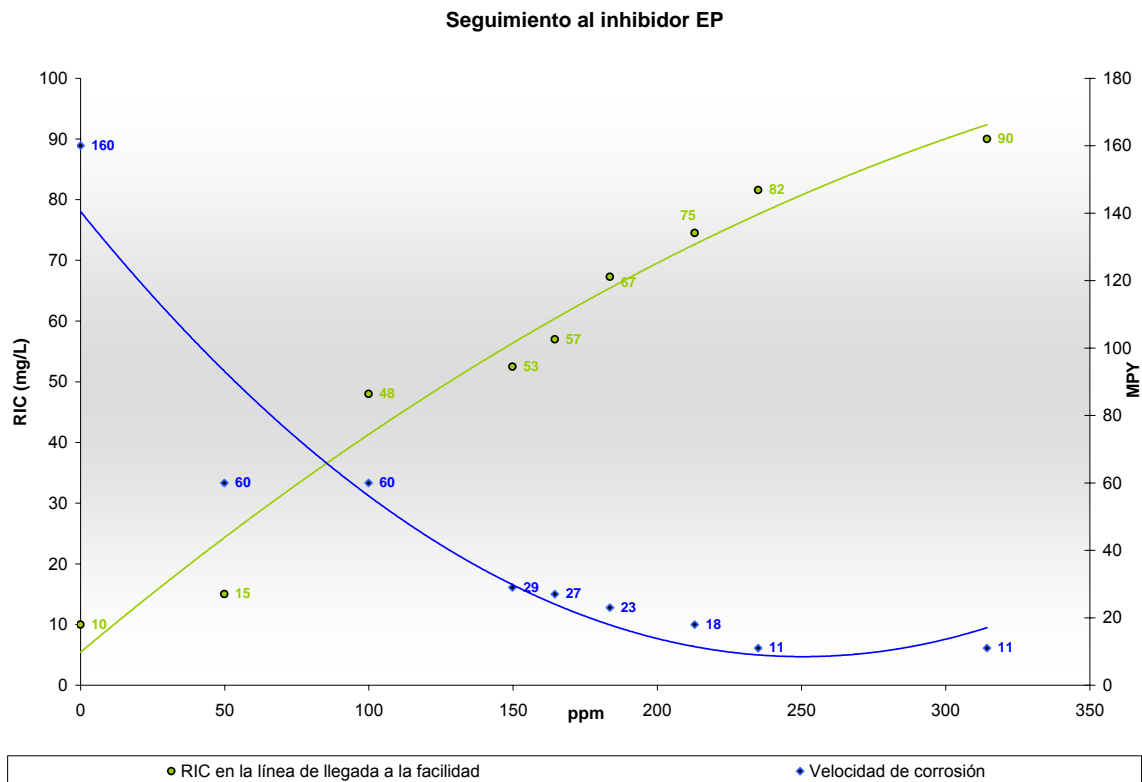
**Figura 11. Desempeño del nuevo inhibidor en campo, por medio de probetas de alta sensibilidad**

- **Velocidad de corrosión sin inhibidor de corrosión.** Se observó una variación fuerte en la pérdida de metal, cuando no se aplicó inhibidor de corrosión. En la lectura de la probeta se registró un valor de aproximadamente 160 mpy (**Figura 11**).

Fecha	Consumo (gls)	Consumo (ppm)	Velocidad de Corrosión con probeta de alta sensibilidad	Fe Total en Cabeza del pozo (mg/L)	Fe Soluble en la cabeza del pozo (mg/L)	Ph en la cabeza del Pozo	Fe Total en la facilidad (mg/L)	Fe Soluble en la facilidad (mg/L)	Tendencia del Fe en el sistema	RIC en al facilidad (mg/L)	pH en al facilidad
31/03/2007	0	0	160	1,50	0,1	6,8	2,78	0,03	1,85	10	6,89
31/03/2007	17	50	60	1,03	0,07	6,9	1,00	0,7	0,97	15	6,73
31/03/2007	34	100	60	0,73	0,1	6,85	0,68	0,476	0,94	48	7,02
31/03/2007	51	150	29	0,73	0,1	6,9	0,60	0,42	0,83	53	7,02
01/04/2007	56	165	27	0,48	0,12	7,2	0,36	0,252	0,76	57	7,03
01/04/2007	63	185	23	0,55	0,1	7,1	0,40	0,28	0,73	67	7,03
01/04/2007	73	215	18	0,75	0,09	6,95	0,44	0,308	0,59	75	7,07
01/04/2007	80	235	11	1,00	0,09	7,05	0,51	0,336	0,51	82	7,07
02/04/2007	107	315	11	1,48	1,1	7,35	0,65	0,364	0,44	90	7,2

**Tabla 4. Tablas de datos fisicoquímicos, velocidad de corrosión**

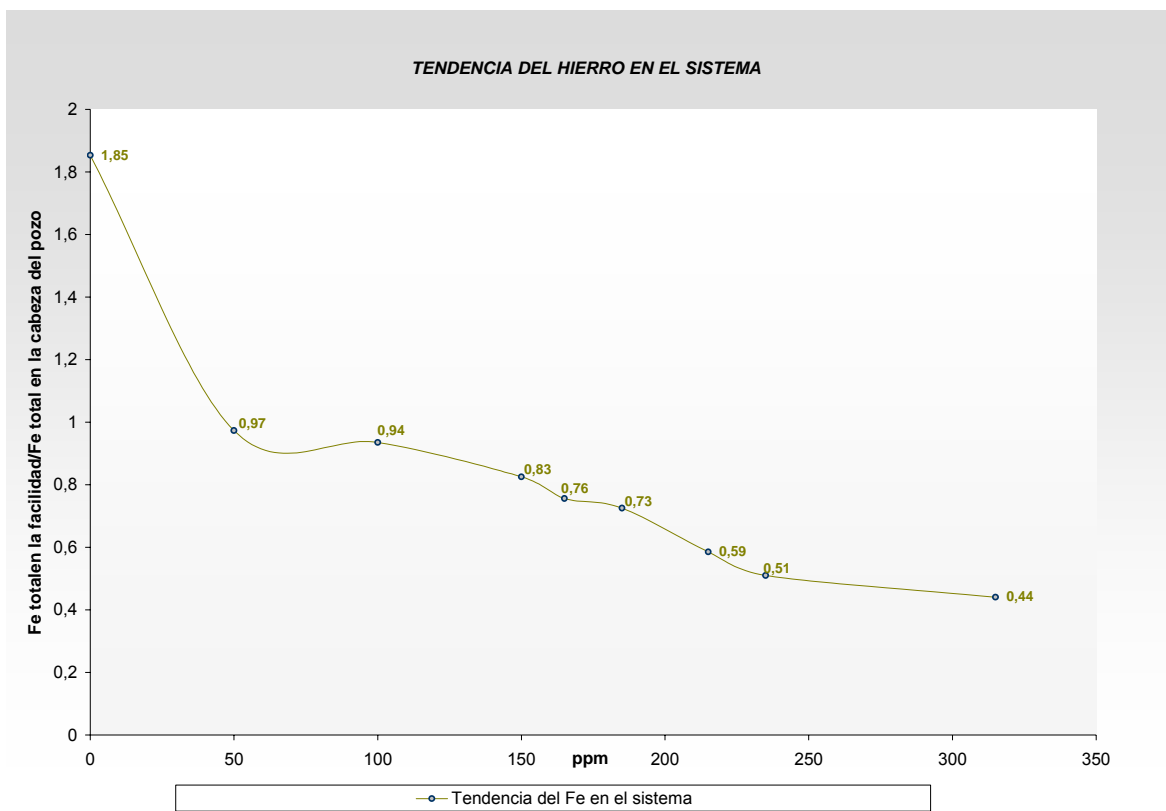
- Velocidad de corrosión vs ppm del inhibidor EP:** A medida que se aumenta la cantidad de inyección del inhibidor EP, la velocidad de corrosión disminuye, alcanzando valores de 60 mpy con 50 ppm, 11 mpy con 315 ppm; esta tendencia demuestra que a mayor concentración de inhibidor se forma una capa fílmica sobre una mayor área de la superficie metálica expuesta al fluido corrosivo, pero no alcanza las características de estabilidad y persistencia suficientes para llegar a una velocidad de corrosión menor o igual a 2 mpy.



**Figura 12. Desempeño del inhibidor EP, basados en el RIC, ppm de inhibidor y velocidad de corrosión (MPY).**

- Residual de inhibidor de corrosión:** Con los resultados del monitoreo del residual de inhibidor de corrosión EP, tomados a la entrada de la facilidad

de procesamiento se obtiene que a medida que se aumenta la concentración del inhibidor EP entre 0 ppm y 320 ppm, aumentó el contenido de residual entre 15 y 90 ppm respectivamente; indicando que en el interior de todo el trayecto de la tubería se encuentra formada una capa protectora, pero no la suficientemente adherida a la superficie como para alcanzar al velocidad de corrosión exigida;  $\leq 2$  mpy. (**Figura 12**)



**Figura 13. Tendencia en el sistema de los Fe totales a diferentes dosificaciones del Inhibidor EP**

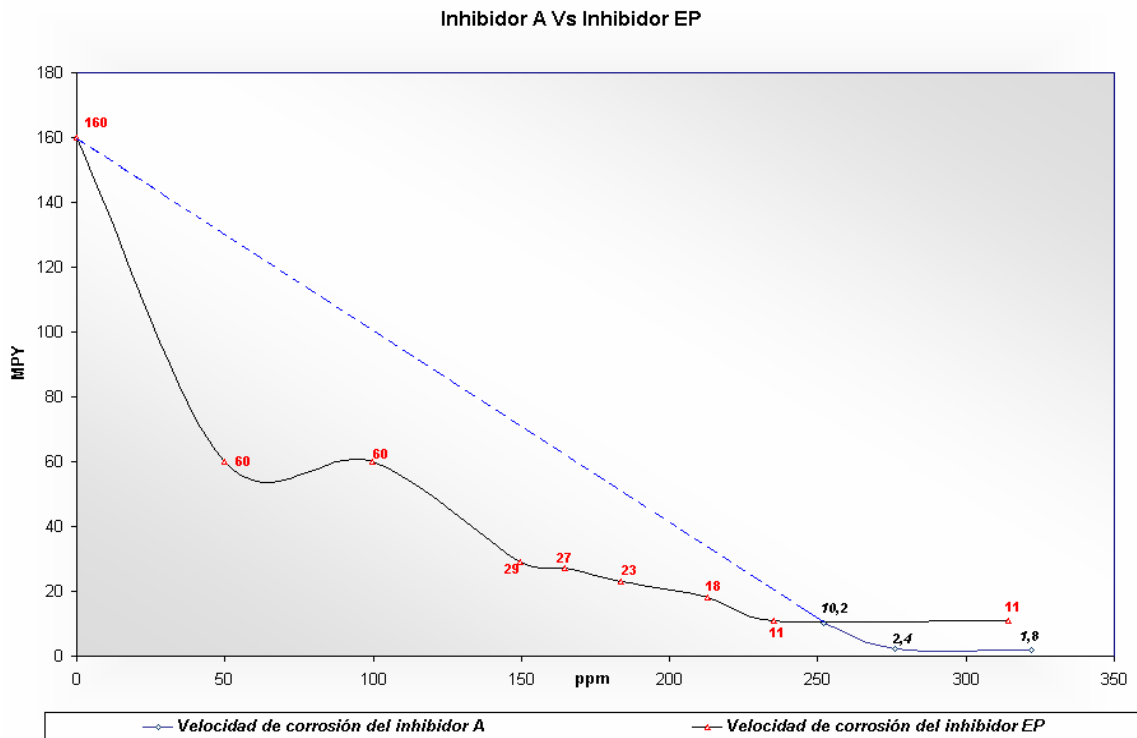
- **Hierros totales:** La tendencia de hierros totales a la entrada en el sistema sobre los hierros totales en cabeza de pozo, tiene una tendencia a disminuir mientras se aumenta la dosificación del inhibidor en cabeza de pozo, presentando valores de 1.85 en la relación Fe en la facilidad/Fe en la

cabeza a 0 ppm de inhibidor, hasta un valor de 0,44 de la misma relación a 315 ppm de inhibidor EP, mostrando un disminución en el hierro que aporta la tubería en el fenómeno de corrosión. (**Figura 13**).

### 5.2.3. Comparación del desempeño del inhibidor A y del inhibidor EP:

En la figura 14, se puede observar la comparación del desempeño del inhibidor A y del inhibidor EP, entre los aspectos más relevantes se tiene:

- Con el inhibidor EP se alcanza una velocidad de corrosión de 11 mpy cuando se inyectan 250 ppm, valor que se mantiene cuando se aumenta la inyección a valores de hasta 315 ppm.



**Figura 14.** Velocidades de corrosión de los dos inhibidores a diferentes dosificaciones.

- El inhibidor A presentó un mejor desempeño que el inhibidor EP, ya que el inhibidor A alcanzó una velocidad de corrosión de aproximadamente de 2 mpy a 260 ppm, mientras que el inhibidor EP alcanzó 11 mpy a una dosificación de 250 ppm. (Figura 14)
- Tanto el inhibidor A como el inhibidor EP son inhibidores base amina, los cuales actúan filmicamente en la superficie metálica para disminuir la velocidad de corrosión, debido a que se adsorben químicamente formando un enlace coordinado con el metal a través de los electrones no compartidos del átomo de nitrógeno y los orbitales no ocupados del metal.

**5.2.4. Comparación técnico y económica de los dos inhibidores.** Para realizar esta evaluación económica se tomaron como base los valores de 10 dólares por galón del inhibidor A y 8 dólares del inhibidor EP. En las siguientes tablas observamos la cantidad de volumen de inhibidor consumido para alcanzar las diferentes velocidades de corrosión y sus respectivos costos<sup>24</sup>. (**Tabla 5 y 6**)

MPY Inyectando IEP	Galones Inyectados día	\$ Costo total por galones inyectados
60	17	136
60	34	272
29	51	408
27	56	448
23	63	504
18	73	584
11	80	640
11	107	856

**Tabla 5. Costo total por galones inyectados y desempeño, del inhibidor EP**

<sup>24</sup> Los precios de cada inhibidor no son reales, solo son comparativos en lo referente a diferencia porcentual entre los dos inhibidores.

<b>MPY Inyectando IA</b>	<b>Galones Inyectados día</b>	<b>\$ Costo total por galones inyectados</b>
16,3	85	850
15,6	86	860
15,5	86	860
3,0	93	930
2,3	94	940
2,1	95	950
1,8	110	1100

**Tabla 6. Costo total por galones inyectados y desempeño, del inhibidor A**

Se puede, a partir de estos datos tener las siguientes apreciaciones:

- A pesar que el inhibidor EP tiene un menor costo por galón, no alcanza a cumplir con los estándares de velocidad de corrosión establecidos.
- Con una inyección de 110 Gal/día del inhibidor A, se alcanza una velocidad de 1,8 mpy, a un costo por producto de \$1100; mientras que el inhibidor EP con una inyección entre 80 Gal/día y una inyección de 107 Gal/día, se alcanza una velocidad de corrosión de 11 mpy, a un costo \$856.
- Realizando un proyección de tendencia; se necesitarían 350 Gal/día del inhibidor EP, para alcanzar una velocidad 1.85 mpy con un costo de \$2800; a diferencia del inhibidor A que solo necesita 110 Gal/día para llegar a una velocidad de corrosión 1,8 mpy a un costo de \$1100.

## 6. CONCLUSIONES

- ✚ Las propiedades físicas de los inhibidores de corrosión A y EP, presentaron un buen desempeño, debido a que la estructura y composición de estos inhibidores poseen enlaces polares, pero no lo suficientemente fuertes para la generación de espuma y/o emulsiones.
- ✚ Se concluyó que una de la razones por las cuales el inhibidor A, comparado con el inhibidor EP, presentó un mejor desempeño, es debido a la concentración de sus componentes activos; ya que el inhibidor A tiene una concentración de hasta el 30% de amonio cuaternario y un 30% P/P de sales de imidazolina, mientras que el inhibidor EP llega a un máximo del 8% P/P de amonio cuaternario y un 8% P/P de sales de imidazolina; esto juega un papel importante debido a que fue ensayado en un pozo con una alta producción de agua en comparación con la producción de crudo, con lo que se espera una mayor transferencia de masa y por ende una mayor cantidad, de inhibidor o de sus componentes activos filmicos para un óptimo desempeño<sup>25</sup>.
- ✚ Se observó que el inhibidor A presentó una eficiencia del 99%, la cual es mayor que la del inhibidor EP, que presentó una eficiencia del 93%, contra un sistema que sin protección química llegó a una velocidad de corrosión de 160 mpy; lo que es confirmado con el monitoreo fisicoquímico de hierros totales los cuales disminuyeron en un 80% a medida que se aumentó la dosificación de inhibidor.

---

<sup>25</sup> DELGADO, Omar. Correlación entre la naturaleza química de ácidos y aminos con sus efectos inhibitorios de la corrosión bajo condiciones hidrodinámicas utilizando un acero 1018. Bucaramanga, 2002, p. 21.

- ✚ El inhibidor A tiene un mayor factibilidad técnico y económica, debido a que el inhibidor EP no alcanza un buen desempeño técnico para los estándares exigidos, y realizando un proyección de tendencia; se necesitarían 350 Gal/día del inhibidor EP, para alcanzar una velocidad 1.85 mpy con un costo de \$2800; a diferencia del inhibidor A que solo necesita 110 Gal/día para llegar a una velocidad de corrosión 1,8 mpy a un costo de \$1100 y aunque sea el inhibidor EP más económico en un 20% por galón inyectado, comparado con el inhibidor A, este último a largo plazo daría como resultado una menor inversión en mantenimientos y paradas.
- ✚ Las probetas de corrosión de resistencia eléctrica, alta sensibilidad y respuesta rápida son una buena herramienta para evaluar nuevos inhibidores de corrosión, por permitir realizar en corto tiempo y con una menor cantidad de producto.

## **7. RECOMENDACIONES**

- ✚ Se recomienda probar el inhibidor EP en pozos de baja producción de agua en relación a la producción de crudo.
- ✚ Se recomienda continuar probando los nuevos desarrollos de inhibidores de corrosión, utilizando la misma metodología de evaluación con probetas de respuesta rápida.

## BIBLIOGRAFÍA

- CABARCAS, S P. GELVEZ. L. Establecimiento de una ruta experimental para caracterización de inhibidores de corrosión. Trabajo de grado. Universidad industrial de Santander. Bucaramanga, 1996
- CYTED: Inhibidores de corrosión. Guía practica de la corrosión. 1994.
- DAMBORENEA, De. J. Inhibidores orgánicos de corrosión. Rev. Metal. Madrid 23. 1987.
- DOMÍNGUEZ, J.A: Introducción a la corrosión y a la protección de metales Editorial MES. 1987. p. 1167
- HOJA DE SEGURIDAD, del inhibidor A
- HOJA DE SEGURIDAD, del inhibidor EP
- GODINES, L.A. MEAS, Y.ORTEGA Y BORGES. Inhibidores de corrosión. Rev. Metal. Madrid. Febrero de 2003.
- MUÑOZ Jaime. Estudio de criticidad por corrosión de las líneas de flujo de Cusiana: Facilities engineering team fet corrosion and team, noviembre de 1998 .p. 1-7
- RABANELLI, G. Classification of inhibitor and mechanism of inhibition. Lectures in the corrosion study center A. Dacco. Department of chemistry University of ferrera. Ferrera, Italy

- TRAINING MANUAL Nalco / Exxon Energy Chemicals: Corrosion, September 23, 1997.
- CURSO DE CORROSION BASICA. Nace Enero 2004.
- ANTONIO PATIO Y OMAR DELGADO. PROCEDIMIENTO INTERNO DE NALCO. Toma de lectura de probetas de corrosión del data logger con el hhu para obtener cálculos de velocidad de corrosión.
- TRAINING MANUAL Nalco / Exxon Energy Chemicals: Emulsion Break, September 23, 1997
- ALFONSO RACHELLO. PROCEDIMIENTO INTERNO DE NALCO. Determinación de hierros en aguas
- ANGELA JAZMIN. PROCEDIMIENTO INTERNO DE NALCO. Determinación de pH en aguas.
- S. WEBSTER Y R WOOLLAM. Corrosion monitoring manual. Noviembre 1996.
- ANTONIO PATIO Y OMAR DELGADO. PROCEDIMIENTO INTERNO DE NALCO. Limpieza química de cupones de corrosión.
- BILL HEDGES, KIP SRAPAGUE, TIMOTHY BIERI, HUEY J. CHEIN. A review of monitoring and techniques for CO<sub>2</sub> & H<sub>2</sub>S corrosion in oil & gas production facilities: location! location! location!. Nacexpo 2006. Paper 06120.
- SIMEDUA: Control de la corrosión mediante el uso de inhibidores. 1996

- CAPROCO CORROSION MONITORING AND CONTROL SYSTEM. High pressure.
- DELGADO, Omar. Correlación entre la naturaleza química de ácidos y aminas con sus efectos inhibitorios de la corrosión bajo condiciones hidrodinámica utilizando un acero 1018. Bucaramanga, 2002, p. 21.
- FORERO, Adriana. Evaluación hidrodinámica del comportamiento de inhibidores genéricos para sistemas multifásicos salmuera-CO<sub>2</sub>/H<sub>2</sub>S hidrocarburo mediante aplicación de técnicas electroquímicas: velocidad de técnicas electroquímicas. Bucaramanga, 2004, p. 81,82
- STANDARD RECOMMENDED PRACTICE. Monitoring corrosion in oil and gas production with iron counts. Texas. NACE international, 1998. p 13
- ADELINA J. SON BETH S. MUKLEROY. Technical considerations in the analysis for residual concentration corrosion inhibition. Paper Nace 257. 1997
- OLSEN, B. SUNDFAER AND J. ENERHAUG. Weld corrosion in c-steel pipelines in CO<sub>2</sub> environments-comparison between field and laboratory data Nace 1997 Num 43 S. Olsen, B. Sundfaer and J. Enerhaug
- Preferential weld corrosion effects weld corrosion effects weldment microstructure and composition 2005 paper num 05277
- MANUAL CORMON DATTA. 2006.
- Dr. SEGUNADO TÁVARA APONTE Y JOSÉ FERNANDO BARBOSA. Influencia de la corrosión en los cordones de soldadura sobre la resistencia a

la corrosión del acero apil5lx-52 en agua sedimentada de crudo de petróleo. Septiembre del 2001. P 41-50 Universidad nacional de Trujillo-Perú.

- TIMOTHY BIERI, RICHARD C., DAVID HORSUP, MELVING READING. Corrosion inhibitor screening using rapid response corrosion monitoring. Nacexpo 2006. Paper 06692.
- NIETO Mario. PROTECCION INTERIOR DE DUCTOS CON INHIBIDORES, Diciembre 18 del 2000 .p. 5

# ANEXOS

## ANEXO 1

### FACTORES QUE INFLUYEN EN EL MECANISMO DE LA CORROSIÓN

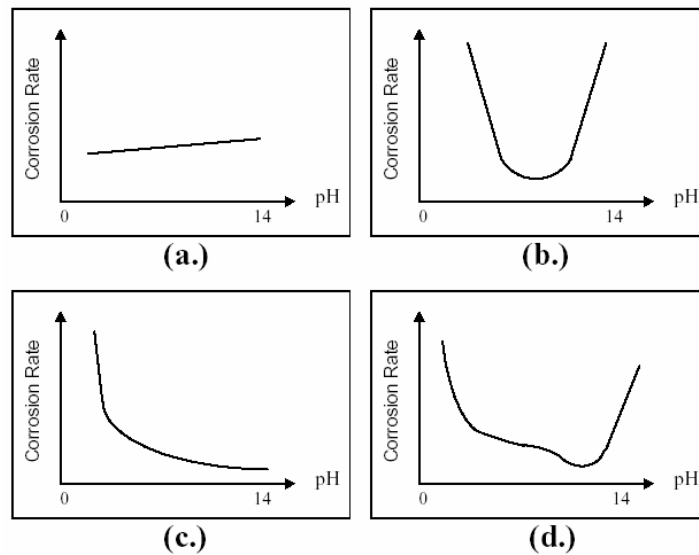
La corrosión ha sido discutida principalmente usando acero como ejemplo. Los mecanismos de la corrosión son influenciados fuertemente por varios factores que son:

#### COMPOSICIÓN DEL ELECTROLITO

- **Conductividad.** El electrolito es el medio que completa el circuito eléctrico, la conductividad va depender proporcionalmente a la cantidad de flujo de corriente y a la cantidad de metal disuelto en el medio. Esto se asocia a la cantidad de metales disueltos en forma de iones en las aguas producidas con crudo y gas, conteniendo altos niveles de sal para producir un aumento de la conductividad.
- **PH.** El pH es otro factor que incide en el mecanismo de la corrosión, esta se define como la medida de alcalinidad o acidez del agua, y se expresa como una escala de 0 a 14, donde a valor de pH siete es neutro, por debajo de 7 es ácido y por encima de 7 es alcalino<sup>26</sup>. Además, Esta medida del pH sirve para determinar la variación de la velocidad de corrosión de las aguas de producción, que dependen sobre todo del metal y la composición de electrolito como se muestra en la siguiente figura.

---

<sup>26</sup> OFC training manual oilfield chemicals Training Manual Part 3 Corrosion pg. 9



**Figura 15.** Velocidad de corrosión para diferentes rangos de pH. (a) Metales noble (Oro, Plata, Platino) (b) Metales con óxidos anfoteritos (Zinc, Aluminio y plomo) (c) Metales solubles en ácido (Magnesio) y (d) Hierro

Los metales nobles relativamente no son afectados por el pH del agua, mientras que el aluminio, zinc y plomo exhiben lo que es conocido como “características anfotéricas”. El metal magnesio forma una película protectora de hidróxido que se disuelve bajo condiciones ácida. La velocidad de corrosión de hierro se incrementa a medida que el pH del agua disminuye por debajo de pH 4, entre pH 4 y 12 es protegido por una película de hidróxido pero a pH extremadamente altos, el hierro es contra atacado por el fenómeno conocido como cracking cáustico

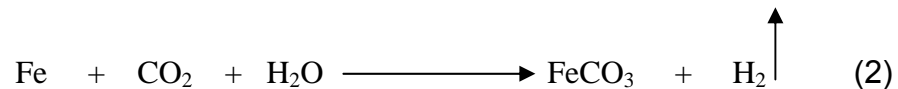
- **Gases Disueltos.** Entre los factores de mayor causa de la corrosión se encuentran los gases disueltos en aguas o salmuera que son producidos con combustibles y gases, estos habitualmente se hallan en las líneas de flujo o sistemas de almacenamiento, debido a que el  $\text{CO}_2$  y  $\text{H}_2\text{S}$  generalmente se origina

de procesos de producción mientras que el oxígeno no se produce de forma natural sino que esta presente solo debido a la contaminación atmosférica.

**a) Dióxido de carbono:** Es uno de las causas básicas de la corrosión en líneas de flujo y sistema de almacenamiento, denominada “corrosión dulce”. Cuando se disuelve en agua produce ácido carbónico



Que reacciona con el hierro según la reacción:

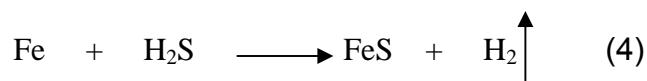


Donde el hierro es un producto de corrosión que puede mantenerse en solución como ion ferroso o dependiendo del pH se puede depositar como carbonato de hierro. La solubilidad del CO<sub>2</sub> en agua depende de la presión parcial de CO<sub>2</sub> y temperatura. Como medida del potencial de corrosión se usa la presión parcial de dióxido de carbono y se expresa como la presión total por fracción mol de dióxido de carbono<sup>27</sup>.

**b) Sulfuro de hidrógeno:** La corrosión causada por este gas se denomina “corrosión amarga”, disuelto en agua se disocia de acuerdo al siguiente esquema:



Donde el mecanismo de corrosión del H<sub>2</sub>S es según la siguiente ecuación:



<sup>27</sup> OFC training manual oilfield chemicals training manual part 3 corrosion pg. 12

La corrosión causada por H<sub>2</sub>S es causada por el hidrógeno producido en la reacción de corrosión en el cátodo, esta penetra fácilmente en el acero en su estado monoatómico para producir corrosión tipo empollamiento o cracking por esfuerzo de sulfuro en el metal (ver tipo de corrosión). El sulfuro de hierro es un producto de corrosión que contribuye a depósitos en el sistema<sup>28</sup>.

**c) Oxígeno:** Para sistemas o líneas de flujo que tienen presente oxígeno gaseoso y además H<sub>2</sub>S y CO<sub>2</sub>, ocasiona un problema severo, debido a que el oxígeno presente incluso a bajas concentraciones, actúa como un despolarizador catódico que acelera la reacción de corrosión causada por H<sub>2</sub>S y CO<sub>2</sub>, el mecanismo se debe a la reacción del oxígeno con el hidrógeno que es formado en el cátodo. Este mecanismo produce tipo de corrosión por picadura, en incluso celdas de concentración en áreas donde el depósito está presente.

- **EFFECTOS FÍSICOS**

**a) Temperatura, presión y velocidad.** La velocidad de corrosión puede ser afectada por varios efectos físicos que se producen en el sistema tales como temperatura presión y velocidad del fluido

El incremento de la temperatura produce un aumento de la velocidad de la reacción de corrosión y disminución de la solubilidad de los gases disueltos, igualmente a medida que aumenta la presión el efecto se basa en el incremento de los gases disueltos como consecuencia, incremento en la corrosividad en el sistema

El efecto de velocidad es muy variable, estos producen tipo de corrosión general a medida que aumenta la velocidad o picadura a medida que disminuye, igualmente

---

<sup>28</sup> OFC training manual oilfield chemicals training manual part 3 corrosion pg. 12

a altas velocidades combinados con sólidos suspendidos o burbujas de gas producen un efecto conocido como “corrosión por erosión” o “cavitación”<sup>29</sup>.

---

<sup>29</sup> OFC training manual oilfield chemicals training manual Part 3 corrosion pg. 15-16

## ANEXO 2

### **CORROSION MÁS FRECUENTE EN CAMPOS PETROLEROS**

Los tipos de corrosión más común en los campos petroleros son las siguientes:

- **Corrosión uniforme.** Este tipo de ataque general procede de manera más o menos uniforme sobre el área expuesta, sin una apreciable localización del ataque. El mecanismo de la corrosión general es típicamente un proceso electroquímico que tiene lugar en la superficie del metal. Los ánodos y cátodos son causados por diferencias menores en composición u orientación entre pequeñas áreas de la superficie metálica. Estos sitios cambian su potencial con respecto a las áreas circundante, procediendo la corrosión más o menos de manera uniforme sobre la superficie. De todas las formas de corrosión, el ataque general es quizá la menos insidiosa, ya que la vida de un metal que solo está sujeta a este tipo de ataque puede ser fácilmente predicha.
- **Corrosión bimetálica o galvánica.** Esta clase de corrosión típicamente ocurre cuando dos metales diferentes se encuentran en contacto en presencia de un electrolito. Este par de metales disímiles se refieren a un “Par Bimetálico”, que ocurre mediante la acción de una celda electroquímica.

El mecanismo de la corrosión galvánica es la clásica celda electroquímica. Como se discutió previamente, requiere la presencia de cuatro factores: Ánodo, Cátodo, Ruta metálica y electrolito.

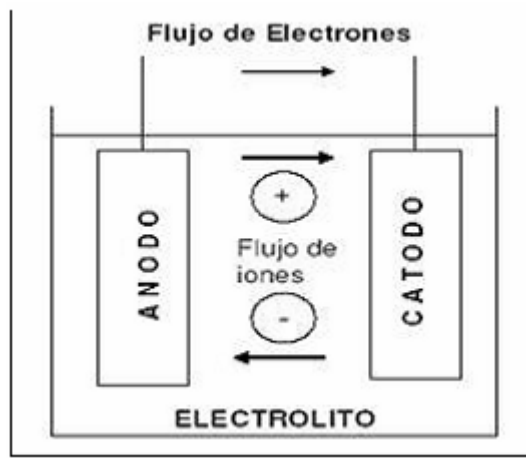


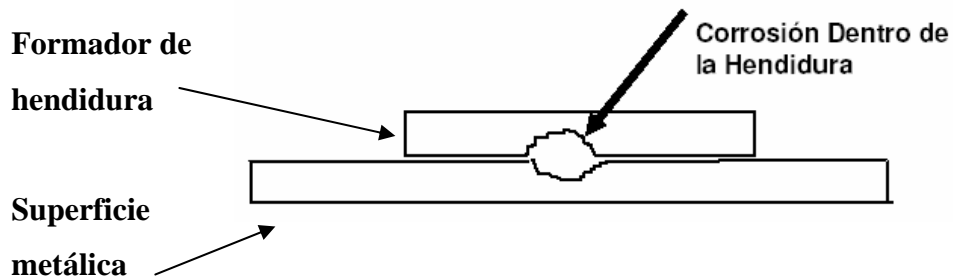
Figura 16. Celda electroquímica

- **Corrosión por celdas de concentración.** Este tipo de corrosión se presenta cuando una diferencia de potencial se crea como producto de la exposición del metal a zonas que contienen agua, donde la sustancia disuelta difiere, o esta presente en diferentes concentraciones. La parte del metal que se encuentra en la concentración de iones más alta se convierte en cátodo con referencia a la parte del metal en contacto con la concentración mas baja de iones o sustancias. Ejemplo de celdas de concentración se encuentra la corrosión por hendidura, esta se presenta generalmente en sistemas oxigenados, donde la diferencia en la concentración de oxígeno entre áreas interiores y exteriores de la hendidura causa una diferencia de potencial entre esas áreas<sup>30</sup>.

La concentración de oxígeno afecta ante todo la actividad de las reacciones catódicas involucradas en la corrosión. El área dentro de una hendidura será afectada por una rápida reducción de oxígeno a causa de las reacciones de corrosión y otras reacciones que consumen oxígeno. Entonces, el área dentro de una hendidura será anódica con respecto al

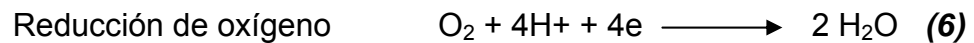
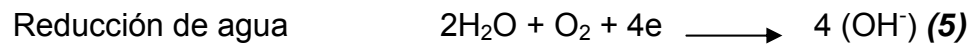
<sup>30</sup> TRAINING MANUAL Nalco / Exxon Energy Chemicals: Corrosion, September 23, 1997. p. 16-18

área exterior, donde el alto contenido de oxígeno impulsa la reacción catódica. Como resultado, una celda de corrosión por concentración de oxígeno resulta en corrosión concentrándose bien al interior de la hendidura, como se muestra en el esquema siguiente.



**Figura 17.** Celda de corrosión por concentración de oxígeno

En muchos ambientes naturales, las reacciones catódicas más comunes son la reducción de oxígeno o agua<sup>31</sup>:



- **Corrosión por picadura.** Una picadura es una forma de ataque estrecha y profunda, la cual con frecuencia causa una rápida perforación en el espesor del substrato. Se caracteriza por un ataque en una región localizada rodeada de una superficie muy poco o no corroída. La corrosión por picaduras puede iniciarse de manera estadística sobre una superficie abierta y libremente expuesta, o en imperfecciones de tipo aleatorio en donde películas de óxido protector o recubrimientos se han roto. la corrosión por picadura ocurre en las siguientes etapas:

<sup>31</sup> Curso de corrosión básica. Nace 2004. Capítulo 5. p 18-19

**Iniciación:** Las picaduras se inician en defectos o imperfecciones en una película pasiva o película protectora. Los defectos pueden estar distribuidos de manera aleatoria, o ser causados por daño mecánico en la película de óxido. Las picaduras pueden tardar bastante tiempo en nuclearse, pero una vez iniciadas pueden propagarse rápidamente.

**Propagación:** En estado de propagación, la corrosión es impulsada por la diferencia de potencial entre el área anódica dentro de la picadura y el área catódica circundante.

**Terminación:** Una picadura puede terminar debido a un aumento de resistencia interna (causado por productos de corrosión, o formación de película en el cátodo, etc.) de la celda local. Por supuesto, si una picadura se seca, deja de propagarse.

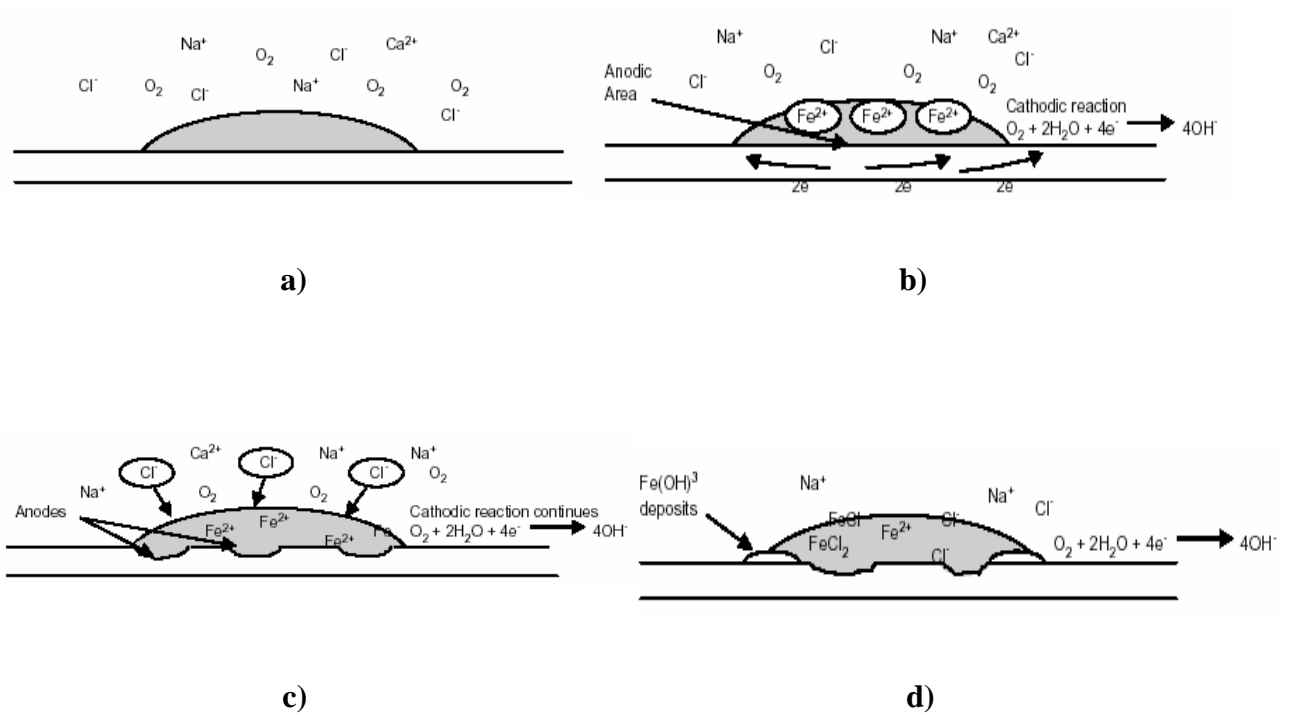
**Reiniciación:** Al estar en contacto de nuevo con el electrolito, algunas picaduras pueden reiniciarse. Esto es debido al restablecimiento de las condiciones, o a una aireación diferencial entre la cavidad principal de la picadura y las soluciones que salen de fisuras dentro del metal<sup>32</sup>.

El oxígeno, sulfuro de hidrógeno y dióxido de carbono son especies corrosivas comúnmente encontradas en sistemas de campos petroleros que causan corrosión por picadura. La siguiente imagen, ilustra el mecanismo y acción de los gases<sup>33</sup>.

---

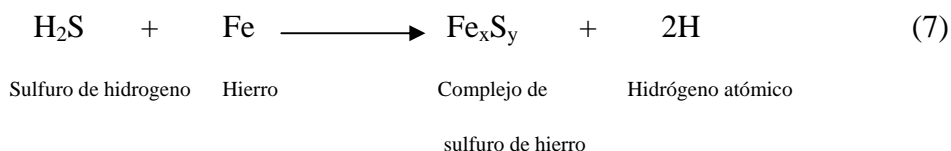
<sup>32</sup> Curso de corrosión básica. Nace 2004. Capítulo 5. p 10-11

<sup>33</sup> OFC training manual oilfield chemicals Training Manual Part 3 Corrosion pg. 19-20



**Figura 18.** Corrosión por picadura **a)** Depósitos fijados sobre la superficie del metal; **b)** Oxígeno alcanza la superficie solo para superficies abiertas; **c)** Oxígeno despolariza el área catódica mientras el ión cloruro difunde a través de los poros de depósito. A altos niveles de cloro la picadura es acelerada debido a que se crea un ambiente agresivo en la misma picadura **d)** El hierro dentro del depósito se mantiene soluble como  $\text{Fe}^{2+}$  en ausencia de  $\text{O}_2$ , y la corrosión incrementa a medida que la fuerza iónica en el depósito incrementa.

- **Corrosión intergranular.** En general los metales de ingeniería están compuestos de cristales individuales, o granos, los cuales se juntan en sitios de relativa impureza y desalineamiento, llamados límites de grano. Por lo tanto, en esta forma de corrosión el ataque sobre una superficie localizada ocurre cuando los límites de grano, o las áreas directamente adyacentes a las fronteras de grano, son anódicas respecto a los granos circundantes. Las fronteras de grano pueden ser anódicas hacia el material circundante por medio de muchos mecanismos. Pueden ser anódicas debido a diferencias en los niveles de impurezas entre los granos y los límites de grano. La corrosión intergranular es experimentada en muchas aleaciones incluyendo aceros al carbono, cobre, aluminio y aleaciones de nickel<sup>34</sup>.
- **Corrosión por sulfuro de hidrógeno.** Cuando existe presencia de sulfuro de hidrógeno este se disuelve en agua para formar un ácido débil, en la cual el hierro disuelto forma un sulfuro complejo:



La corrosión por H<sub>2</sub>S es causada por el hidrógeno producido en la reacción de corrosión en el cátodo, el mecanismo más importante es:

- **Ampollamiento por Hidrógeno.** Este mecanismo consiste en la difusión de átomos de hidrógeno a través del acero para combinarse en algún punto y formar hidrógeno molecular. Estas moléculas son tan grandes para difundir a través del metal que son atrapadas como átomos de hidrógeno

---

<sup>34</sup> TRAINING MANUAL Nalco / Exxon Energy Chemicals: Corrosion, September 23, 1997. p. 21

adicionales, produciendo una acumulación de gases bajo aumento de presión para finalmente romper el metal<sup>35</sup>.

---

<sup>35</sup> TRAINING MANUAL Nalco / Exxon Energy Chemicals: Corrosion, September 23, 1997. p. 14

## ANEXO 3

### MONITOREO DE CORROSIÓN INTERNA POR ANÁLISIS FÍSICOQUÍMICO DEL FLUJO DEL PROCESO

**Monitoreo fisicoquímico:** Para el análisis fisicoquímico del inhibidor de corrosión se tomaron de base las siguientes propiedades:

- **Residual de inhibidor de corrosión**

El análisis químico de la concentración de residual de inhibidor de corrosión, frecuentemente se utiliza como monitoreo de la eficiencia del desempeño, adecuación y ajuste del tratamiento de protección en líneas de producción y tuberías. Esta técnica indica el nivel presente aguas abajo del punto de inyección, que asegure que suficiente inhibidor este presente a través del sistema para proveer una protección adecuada<sup>36</sup>

El desarrollo de esta técnica de monitoreo, se ajusta para cada inhibidor de corrosión, por lo que tiene en cuenta el componente mas soluble o aquel que particiona en la fase acuosa, ya que son mezclas de formadores de película, surfactantes, demulsificadores y secuestrantes de oxígeno que en total solo se encuentran dos componentes mayoritarios, el predominantemente soluble en agua y el formador de la película con solubilidad parcial en la otra fase, por lo tanto dependiendo de la química del ingrediente activo A (base nitrogenada), es decir solubilidad y polaridad, favorecerá o no a la fracción para permanecer en el agua producida a cierto porcentaje por lo tanto como resultado de lo anterior, resultan longitudes de onda diferentes para cada componente . Por lo tanto se debe elegir

---

<sup>36</sup> OFC training manual oilfield chemicals Training Manual Part 3 Corrosion pg. 37

una técnica de análisis de residual que mida solo el componente del inhibidor que permanece en la fase acuosa<sup>37</sup>.

- **Determinación de hierros en aguas de producción**

Este método se usa para monitorear el contenido de hierro de la fase de agua a diferentes puntos en las líneas de flujo, indicando algunas veces la efectividad del programa del control y tendencia de la corrosión. Para algunas pruebas se determinan los hierros solubles y totales debido, ya que un producto de la corrosión son los iones ferrosos presente en el agua, y este tiene una fuerte tendencia a precipitar como hidróxido, carbonatos o sulfuros, dependiendo del pH del sistema acuoso, e incluso, en presencia de oxígeno se pueden oxidar las sales ferrosas a sales férricas menos solubles, incrementando el nivel de sólidos suspendidos o depósitos. Por lo tanto el hierro soluble corresponde a la concentración de hierro disuelto en el agua, se expresa como mg/l o ppm, siendo relevante para cambio en la actividad de la corrosión si la rata de flujo en un sistema es constante; mientras que el hierro total se expresa como la rata de producción de hierro (Kg/día) cuando la rata de flujo varia, detectando cambios en el sistema<sup>38</sup>.

La cantidad de hierros totales es un factor muy importante; ya que el objetivo principal de análisis de hierro es evaluar la efectividad de protección de inhibidor, en lo que corresponde a corrosión general, donde la reducción en el contenido de hierro indica el éxito del programa de control<sup>4</sup>. El método de determinación de hierro por ferrover<sup>39</sup> provee suficiente exactitud y precisión teniendo en cuenta lo

---

<sup>37</sup> ADELINA J. SON BETH S. MUKLEROY. Technical considerations in the analysis for residual concentration corrosion inhibition. Paper Nace 257. 1997. p 2.

<sup>38</sup> STANDARD RECOMMENDED PRACTICE. Monitoring corrosion in oil and gas production with iron counts. Texas. NACE international, 1998. p 13

<sup>39</sup> Norma API RP 45

variable e inestable del ión lo cual puede generar errores. Se recomienda determinar en campo durante el monitoreo, esta se realizara en cabeza del pozo seleccionados y en las líneas de flujo de entrada a las facilidades del campo de producción para obtener muestras representativas<sup>40</sup>

- **Medición del pH.**

La medición del pH en monitoreos fisicoquímicos para el control de la corrosión, tiene un papel importante, ya que dependiendo del pH si es básico o ácido, se pueden presentar diferentes clases de corrosión; el pH afecta las reacciones electroquímicas y los productos de corrosión. Este tiene un efecto dominante sobre la formación de películas de corrosión debido al efecto de la solubilidad del carbonato de hierro. La solubilidad mas baja da una súper saturación mucho más alta de  $\text{FeCO}_3$  sobre la superficie del acero, y una subsiguiente a la aceleración en la precipitación y deposición de capas de carbonato de hierro. La probabilidad de que se forme una capa protectora aumenta significativamente cuando el pH es mayor de 5.

En el caso de la corrosión por  $\text{H}_2\text{S}$ , presente comúnmente en campos petroleros se presenta que a un pH de 4, se forma una capa de sulfato que puede promover la pasivación de la superficie. Para un pH entre 4 y 7 la capa de sulfato se quiebra permitiendo así que la disolución de hierro prosiga, y aumente la formación de precipitados desde el mismo sulfato sobre la capa inicial. Por debajo de un pH de 4 la solubilidad de los sulfatos aumenta la reduciendo la cantidad de precipitados en la superficie. A valores de pH menos que tres la superficie metálica tiene

---

<sup>40</sup> FORERO, Adriana. Evaluación hidrodinámica del comportamiento de inhibidores genéricos para sistemas multifásicos salmuera- $\text{CO}_2/\text{H}_2\text{S}$  hidrocarburo mediante aplicación de técnicas electroquímicas: velocidad de técnicas electroquímicas. Bucaramanga, 2004, 82 p. Trabajo de postgrado. Universidad Industrial de Santander. Facultad de ingenierías fisicoquímicas.

pequeñas cantidades de precipitados, observando productos de precipitados, observando productos de reacción en estado sólido<sup>41</sup>.

---

<sup>41</sup>FORERO, Adriana. Evaluación hidrodinámica del comportamiento de inhibidores genéricos para sistemas multifásicos salmuera-CO<sub>2</sub>/H<sub>2</sub>S hidrocarburo mediante aplicación de técnicas electroquímicas: velocidad de técnicas electroquímicas. Bucaramanga, 2004, 39,42 p. Trabajo de postgrado. Universidad Industrial de Santander. Facultad de ingenierías fisicoquímicas

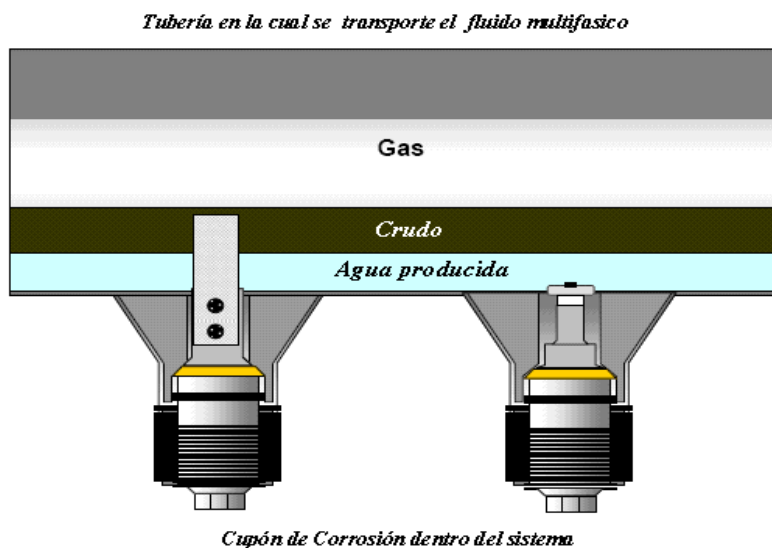
## ANEXO 4

### MONITOREO DE CORROSIÓN EN LINEA

En este anexo se profundiza en el monitoreo de corrosión interna por pérdida de peso y la corrosión preferencial en la raíz de la soldadura.

### MONITOREO DE CORROSIÓN BASADOS EN LA PÉRDIDA DE PESO

En este método el cupón expuesto al medio corrosivo (**Figura 19**)<sup>42</sup>, pierde una fracción del material metálico y esta pérdida de metal se traduce en una pérdida de peso, el cual se cuantifica.



**Figura 19. Monitoreo de Corrosión interna**

El resultado de este método son tanto cualitativo en la parte visual para buscar la actividad de la corrosión y patrones de productos de corrosión, como cuantitativa

<sup>42</sup> BILL HEDGES, KIP SPRAGUE, TIMOTHY BIERI, HUEY J. CHEIN. A review of monitoring and techniques for CO<sub>2</sub> & H<sub>2</sub>S corrosion in oil & gas production facilities: location! location! location!. Nacexpo 2006. Paper 06120. p. 9.

ya que se puede expresar en términos medibles de masa perdida por unidad de área expuesta y por unidad de tiempo o bien, utilizando la densidad del metal, en unidad de longitud de ataque en unidad de tiempo. Los cupones más utilizados se muestran en la siguiente figura (**Figura 20**):



**Figura 20. Cupones estándares y de disco, para monitoreo de corrosión interna**

Cupones Estándares para monitoreo de corrosión por pérdida de peso este método sirve para cuantificar la pérdida de material, como para obtener la clase de corrosión de una manera cualitativa; una de las corrosiones que se monitorea es La corrosión preferencial en la soldadura que es muy común en la industria del gas y del petróleo<sup>43</sup>, los cordones de soldadura en estos oleoductos y gasoductos constituyen una de las zonas más críticas y susceptibles para la corrosión, esto es debido a la presencia de entallas, defectos superficiales, inclusiones, heterogeneidades estructurales que llevan consigo la unidad soldada y cuando se encuentran presentes en los ductos de agua, ácido sulfhídrico, bióxido de carbono, alta presión de operación, condiciones del flujo y malos procedimientos en la soldadura, de esta manera tenemos el cuadro ideal para que se desarrolle el mecanismo de corrosión y agrietamiento por hidrogeno inducido, por esto es de gran importancia el monitoreo de esta clase de corrosión, para esto utilizamos la

---

<sup>43</sup> OLSEN, B. SUNDFÆR AND J. ENERHAUG. Weld corrosion in c-steel pipelines in CO2 environments-comparison between field and laboratory data Nace 1997 Num 43 S. Olsen, B. Sundfaer and J. Enerhaug. p 1.

técnica de monitoreo en línea, la cual ya fue anteriormente expuesta, resaltando la importancia del cupón que se encuentra dentro del sistema, que es de características similares a las soldaduras utilizadas en las tuberías y con el mismo material de construcción de la facilidad <sup>44 45</sup>.

---

<sup>44</sup> S BOND, P WOOLLIN Y C-M LEE. Preferential weld corrosion effects weld corrosion effects weldment microstructure and composition. Nace 2005 paper num 05277. p 1,2.

<sup>45</sup> Dr. SEGUNADO TÁVARA APONTE Y JOSÉ FERNANDO BARBOSA. Influencia de la corrosión en los cordones de soldadura sobre la resistencia a la corrosión del acero apil5lx-52 en agua sedimentada de crudo de petróleo. Septiembre del 2001. P 41-50 Universidad nacional de Trujillo-Perú.

**ANEXO 5**  
**VENTAJAS Y DESVENTAJAS DEL MONITOREO DE CORROSIÓN INTERNA**  
**POR PROBETAS O CUPONES**

Los sistemas de resistencia eléctrica tienen algunas ventajas y desventajas, que se nombran a continuación:

**VENTAJAS**

- ⇒ Medición directa en la pérdida de material
- ⇒ Las probetas de resistencia eléctrica operan a diferentes ambientes, y no requiere un continuo flujo de fase acuosa.
- ⇒ Rápida respuesta en comparación con el método de pérdida de peso.
- ⇒ Se pueden interpretar rápidamente los datos obtenidos y prevenir por adelantado alguna falla.
- ⇒ Sensible a la corrosión por erosión. Probetas diseñadas especialmente para esta clase de corrosión.

**DESVENTAJAS**

- ⇒ Puede presentar lecturas erróneas a cambios fuertes de temperatura.
- ⇒ Solo informa directamente lo relacionado con corrosión general, y no corrosión localizada.

- ⇒ Depende de la vida útil de la probeta y de su sensibilidad.
- ⇒ Las lecturas se pueden presentar de una manera errónea debido a interferencias.
- ⇒ La corrosión en manera de agrietamiento puede ocurrir cuando se intente montar la probeta.
- ⇒ El montaje de estas probetas requiere una inserción por dentro del sistema, lo cual muchas veces pueden ser altamente inseguro para la integridad del sistema<sup>46</sup>.

---

<sup>46</sup> S. WEBSTER Y R WOOLLAM. Corrosion monitoring manual BP. November 1996. P 47

## ANEXO 6

### MÉTODOS POR RESISTENCIA ELÉCTRICA

El método se basa en el cambio de la resistencia eléctrica del elemento metálico cuando su área transversal disminuye debido a la exposición en la corriente del proceso. Ya que la resistencia es inversamente proporcional al área (Ecuación 8)<sup>47</sup>.

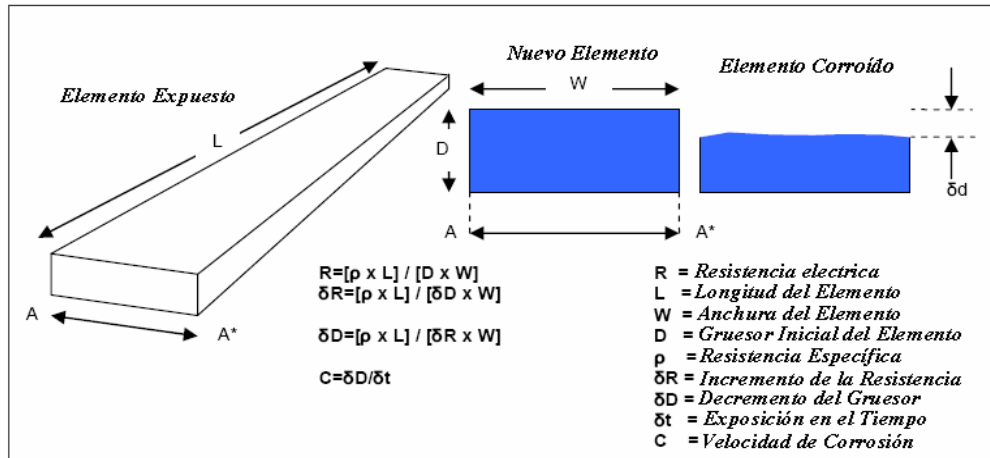
$$(8) \quad \text{Velocidad de Corrosión } v_c = \frac{1}{\text{Sección del Área transversal}}$$

Este cambio de resistencia puede ser convertido a la velocidad de corrosión conociendo la geometría, composición y sensibilidad del elemento expuesto en el tiempo, basándose en el principio básico de resistencia eléctrica (Figura 29)<sup>48</sup>, Aunque este método tiene la ventaja de realizar medición de pérdida de metal, también tiene algunas desventajas, como el no poder observar que clase de corrosión es la que ataca al sistemas, solo se limita a la corrosión generalizada.

---

<sup>47</sup> S. WEBSTER Y R WOOLLAM. Corrosion monitoring manual. Noviembre 1996. P 48

<sup>48</sup> BILL HEDGES, KIP SPRAGUE, TIMOTHY BIERI, HUEY J. CHEIN. A review of monitoring and techniques for CO<sub>2</sub> & H<sub>2</sub>S corrosion in oil & gas production facilities: location! location! location!. Nacexpo 2006. Paper 06120. p. 9.

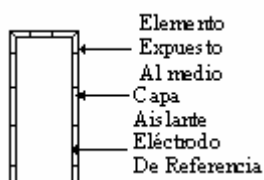


**Figura 21. Principio básico de resistencia eléctrica**

## ANEXO 7

### PROBETAS DE ALTA SENSIBILIDAD

Estas probetas se basan en el principio básico de resistencia eléctrica, y su alta sensibilidad es gracias a la distancia mínima entre el electrodo de referencia y el expuesto al medio corrosivo; estos dos electrodos son separados por una capa llena de material aislante y algunos materiales conductores (**Figura 22**).



**Figura 22. Esquema interno de un electrodo expuesto y su medio de referencia**

Por otra parte, estas probetas tienen una alta resolución lo cual permite que el tiempo de respuesta sea mínimo, ya que el tiempo de respuesta es inversamente proporcional a la resolución del instrumento.<sup>49</sup> (**Ecuación 9**)

$$T = \frac{S \cdot N \cdot 365}{(I_r \cdot C)}$$

DONDE:

T = Tiempo de respuesta [Días]

S = Distancia Entre Electrodo s [mils]

N = Factor de Ruido

I<sub>r</sub> = Resolución Del Instrumento

C = Velocidad de Corrosión [mpy]

### **Ecuación 9**

<sup>49</sup> TIMOTHY BIERI, RICHARD C., DAVID HORSUP, MELVING READING. Corrosion inhibitor screening using rapid response corrosion monitoring. Nacexpo 2006. Paper 06692. p.6

Las probetas de alta sensibilidad están elaboradas de la siguiente manera:

**Cuerpo del material:** El cuerpo de la probeta son elaboradas con 316 acero inoxidable con conectores sellados

**Elemento:** La probeta inmersa en la solución corrosiva es montada en elementos tubulares soldados con cerámica o sustancias epóxicas. Estas soldaduras cerámicas en un medio de altas concentraciones de amina presentan problemas. Aún así los empalmes elaborados en cerámica son muy efectivos cuando se mantiene la probeta limpia de producto debido a la corrosión.

**Temperatura:** La mayoría de las probetas con soldaduras epóxicas trabajan de 150°C (302°F) y 3600 psi. Mientras que las probetas estándares con soldaduras cerámicas, operan desde 200°C (392°F) hasta una temperatura de 450°C (842 °F).

Las probetas tubulares trabajan de 200°C (392°F) y presiones de 250 bar (3600 psi) o 400 bar (5800 psi), teniendo en cuenta el grosor de la probeta. Las probetas tubulares de altas temperaturas operan en un rango de 500°C (932°F) y 15 bar (217 psi)<sup>50</sup>.

---

<sup>50</sup> MANUAL CORMON DATTA. 2006. p 8

## ANEXO 8

### CLASIFICACION DE INHIBIDORES DE CORROSION

El aspecto relacionado con la clasificación de los inhibidores es bastante complejo, ya que se han propuesto muchas clasificaciones para los mismos entre las cuales se encuentran: según su naturaleza química, según el proceso o semirreacción que retardan, según su peligrosidad, según la sustancia que realmente inhibe, según el carácter iónico del inhibidor, según el medio corrosivo en que resultan efectivos, según el tipo de corrosión que combaten, según el sistema donde aplican o según el mecanismo de acción. Como se puede observar, cada una de estas clasificaciones tiene un criterio particular que la distingue del resto, sin embargo la última clasificación junto con la naturaleza química del inhibidor y según el proceso o semirreacción que retardan son las comúnmente más utilizadas debido a que encierra el problema relacionado con la inhibición propiamente dicho por lo tanto se enfocara en dichos puntos.<sup>51</sup>

En función de la naturaleza química de la molécula empleada como inhibidor se pueden distinguir los siguientes:

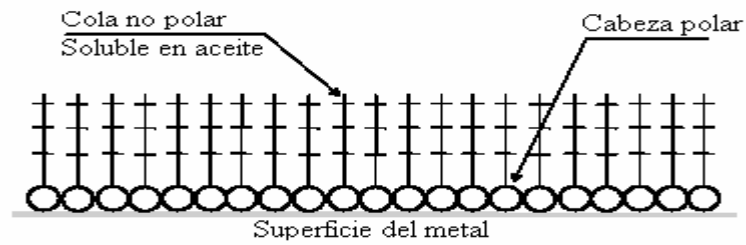
- Aniones inorgánicos: Tales como los nitritos, cromatos y fosfatos, a esta clase corresponden especies como el  $\text{CrO}_4^-$ ,  $\text{NO}_2^-$ ,  $(\text{PO}_3)_x^-$
- Cationes inorgánicos: Se encuentran especies tales como  $\text{SB}_3^+$ ,  $\text{Zn}_2^+$ ,  $\text{Ca}_2^+$
- Moléculas inorgánicas: tales como  $\text{SO}_3\text{Na}_2$ ,  $\text{SO}_4\text{Fe}$
- Inhibidores orgánicos: A esta clase corresponden grupos fuertemente polares, que dan lugar a la formación de capas por adsorción en toda la superficie. Estos inhibidores no actúan en una zona anódica o catódica, por esta razón el potencial no varía pero la velocidad de corrosión sí disminuye. El mecanismo de

---

<sup>51</sup> RABANELLI, G. Clasification of inhibitor and mechanism of inhibition. Lectures in the corrosion study center A. Dacco. Department of chemistry University of ferrera. Ferrera, Italy

inhibición establece que el inhibidor de absorción orgánico esta compuesto de dos secciones que exhiben propiedades diferentes. Uno, al final de la cadena es un grupo con características polares y la cadena misma es polar por tanto soluble en hidrocarburos, en consecuencia la cabeza polar de la molécula alcanza y enlaza con la superficie del metal formando una monocapa por medio de quimiadsorción y adsorción física por fuerzas Van-der-Waals<sup>52</sup>.

Su acción se fundamenta en su polaridad, produciendo una molécula asimétrica con porción soluble en aceite o hidrofóbicas y otra polar o hidrofílica con afinidad al agua. Como ejemplo las aminas polares, se adsorben sobre el metal y la porción de hidrocarburo forma una película sobre la superficie orientada hacia fuera que repela el agua y la proteja de la fase acuosa corrosiva. Un diagrama idealizado del proceso es mostrado en la siguiente imagen.

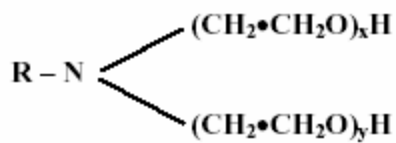


**Figura 23.** Comportamiento molecular del inhibidor de corrosión entre las fases, agua-hidrocarburo

Su componente activo son grandes cadenas carbonadas o anillos con grupos aminos nitrógeno cargadas positivamente en uno de sus extremos. Como ejemplo se encuentran:

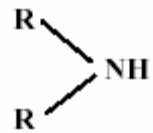
<sup>52</sup> TRAINING MANUAL Nalco / Exxon Energy Chemicals: Corrosion, September 23, 1997. p. 44

1)



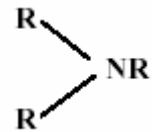
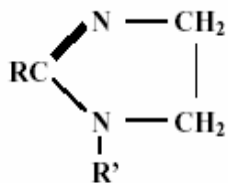
2)

a) Amina secundaria



3)

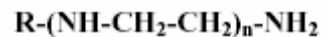
b) Amina terciaria



R' es usualmente  $(\text{CH}_2\text{-CH}_2\text{-NH})_n\text{H}$  or  $(\text{CH}_2\text{-CH}_2\text{-O})_n\text{H}$

4)

5)



Donde X es usualmente cloruros

**Figura 24.** Grupos funcionales y cadenas carbonadas. 1. Etoxilatos. 2. Aminas polisustituidas. 3. Imidazolinas 4. Amina cuaternaria 5. Poliaminas. Para todas las moléculas R corresponde a la parte oleofilica, sección hidrocarbonada de la molécula.

Por lo tanto estos inhibidores deben superar las duras condiciones de operación, tanto por la complejidad de los fluidos como por sus características de flujo. Por consiguiente deben tener la propiedad de dispersabilidad o solubilidad en los fluidos involucrados y una alta estabilidad de la película inhibidora capaz de

superar los esfuerzos de cortes generados por la turbulencia y la velocidad de flujo.

Por consiguiente el fenómeno de inhibición está influenciado por la estructura química de la molécula del inhibidor, composición química de la molécula corrosiva, por la naturaleza de la superficie metálica y por el potencial electrodo-solución<sup>53</sup> La mayoría de los estudios de esta materia dividen el tipo de absorción en absorción física y absorción química; aunque también es posible encontrar la absorción por enlace  $\pi$  y por formación de un compuesto órgano-metálico.

**La adsorción física** se presenta cuando las sustancias se adsorban por medio de fuerzas Van Der Waals a través de la atracción electrostática directa; en este caso la capacidad de la inhibición depende de las características del adsorbato y de la carga del metal

**La adsorción química** va a depender de la estructura electrónica del metal y de las características del adsorbato, de ahí que involucra el compartimiento de pares de electrones libres del heteroátomo del inhibidor con los orbitales incompletos del metal, donde los parámetros que van a influir en la fuerza del enlace fundamentalmente son: la naturaleza química del grupo funcional y las propiedades del resto de la molécula y el metal.

Esto supone que los elementos con pares de electrones capaces de formar un enlace coordinado se sitúan preferentemente en el grupo V o VI del sistema periódico. Por lo tanto una mejor adsorción generalmente aumenta con la disminución de la electronegatividad e incremento de la capacidad de polarización

Esto puede suponer que el enlace de quimisorción se puede considerar desde el punto de vista de la teoría ácido-base de Lewis. De acuerdo a esta teoría el

---

<sup>53</sup> TRAINING MANUAL Nalco / Exxon Energy Chemicals: Corrosion, September 23, 1997. p. 50

inhibidor actuaría como fuente donadora de electrones (base), mientras que los metales que reciben los electrones se denomina como ácidos<sup>54</sup>

Una segunda clasificación se establece según la interacción del inhibidor con la reacciones de corrosión, en este caso se dividen en:

- ***Inhibidores anódicos:*** Estos incrementan la polarización del ánodo formando una película de oxido, que es resistente a la corrosión por medio de un mecanismo denominado efecto pasivador. Un ejemplo de esto son los cromatos, que son formadores de películas o precipitados complejos que cubren la superficie del metal. La película es iniciada en el ánodo aunque eventualmente puede cubrir toda la superficie del metal. Otros tipos de inhibidores anódicos inorgánicos son los nitritos, silicatos y molibdatos.<sup>55</sup>
- ***Inhibidores catódicos:*** Son aquellos que actúan sobre el cátodo aumentando el sobre potencial de hidrógeno, este polariza el metal restringiendo el acceso de oxígeno disuelto a la superficie del metal atacando de igual forma bloques de hidrógeno para prevenir la subsiguiente polarización. Se clasifican en los siguientes tipos:
- ***Inhibidores catódicos venenosos:*** Estos envenenan la formación de hidrógeno molecular (óxido de arsénico, de antimonio y bismuto)
- ***Inhibidores catódicos de precipitación:*** Estos forman productos insolubles como los carbonatos de calcio de sodio y de magnesio

---

<sup>54</sup> DAMBORENEA, De. J. Inhibidores orgánicos de corrosión. Rev. Metal. Madrid 23. 1987.

<sup>55</sup> TRAINING MANUAL Nalco / Exxon Energy Chemicals: Corrosion, September 23, 1997. p. 40

- **Inhibidores mixtos:** Son aquellos que actúan tanto en el cátodo como en el ánodo pero en diferente grado.<sup>56</sup>

**Mecanismos de acción.** El fenómeno de la inhibición es bastante complejo, por lo tanto no hay un único mecanismo por el cual se desarrolle el proceso. El primer paso en el mecanismo ha sido descrito en términos de adsorción de la molécula de inhibidor de la solución sobre la superficie metálica.

Algunos estudios sugieren que el proceso inhibitor se debe a la adsorción de los iones del inhibidor cargado positivamente en las áreas catódicas del metal, debido a que estudios de medición del potencial del acero en agua y ácido sulfúrico que contenían aminas junto con estudios de polarización se encontró que las áreas anódicas y catódicas eran afectadas por el inhibidor tipo amina, ya que la inhibición en el área catódica es atribuida a la reducida tendencia de los iones ferrosos a disolverse como resultado de la migración de los electrones del metal hacia el inhibidor absorbido cargado positivamente.<sup>57</sup>

Existen otros mecanismos por lo que se puede dar la inhibición, estos son:

- **Cambios en la doble capa electroquímica:** La doble capa eléctrica metal/solución puede ser considerada como la asociación de dos capas: una capa difusa y una capa externa separada por una superficie. Cuando en la doble capa eléctrica se introduce una molécula de inhibidor, se produce un reajuste de cargas en la región, y como consecuencia directa, se produce un

---

<sup>56</sup> GODINES, L.A. MEAS, Y. ORTEGA Y BORGES. Inhibidores de corrosión. Rev. Metal. Madrid. Febrero de 2003.

<sup>57</sup> DAMBORENEA, De. J. Inhibidores orgánicos de corrosión. Rev. Metal. Madrid 23. 1987.

cambio en el potencial a través de la doble capa, modificando la cinética de las reacciones electroquímicas correspondientes.<sup>58</sup>

- **Formación de barreras de difusión:** Consiste en la formación de una película, por absorción del inhibidor sobre la superficie metálica que actúa como una barrera que impide la difusión de los reactantes desde y hacia la superficie, retardando la reacción de corrosión.
- **Reducción de la reactividad del metal:** Consiste en la interacción entre el inhibidor adsorbido y los átomos metálicos superficiales, impidiendo que reaccionen con el medio para el proceso de corrosión. Se lleva a cabo la acción inhibidora tan solo en los sitios activos en relación a las reacciones electroquímicas mas no como un bloqueo total. Como consecuencia las velocidades de reacción disminuirán en función del grado de cobertura de los sitios activos.

---

<sup>58</sup> CABARCAS, S P. GELVEZ. L. Establecimiento de una ruta experimental para caracterización de inhibidores de corrosión. Trabajo de grado. Universidad industrial de Santander. Bucaramanga, 1996

## ANEXO 9

### POZO SELECCIONADO

El pozo en el cual se realizaron las pruebas fue seleccionado por sus condiciones operacionales, facilidad para la toma de muestras y debido a que sus históricos han mostrado velocidades de corrosión por arriba de 2 mpy<sup>59</sup>; Las condiciones operacionales del pozo seleccionado en el último test fue el siguiente:

BWPD	GAS (mmscf)	BOPD	WHP (psi)	FLP (psi)	Temperatura (°F)
8105	16,8	1053	618	510	219

*Tabla 7. Condiciones operacionales del pozo seleccionado*

Este pozo tiene un diámetro en la tubería de 12 pulgadas, una presión de diseño de 650 psia, una temperatura de diseño de 220 °F, y un material API5LX65.

---

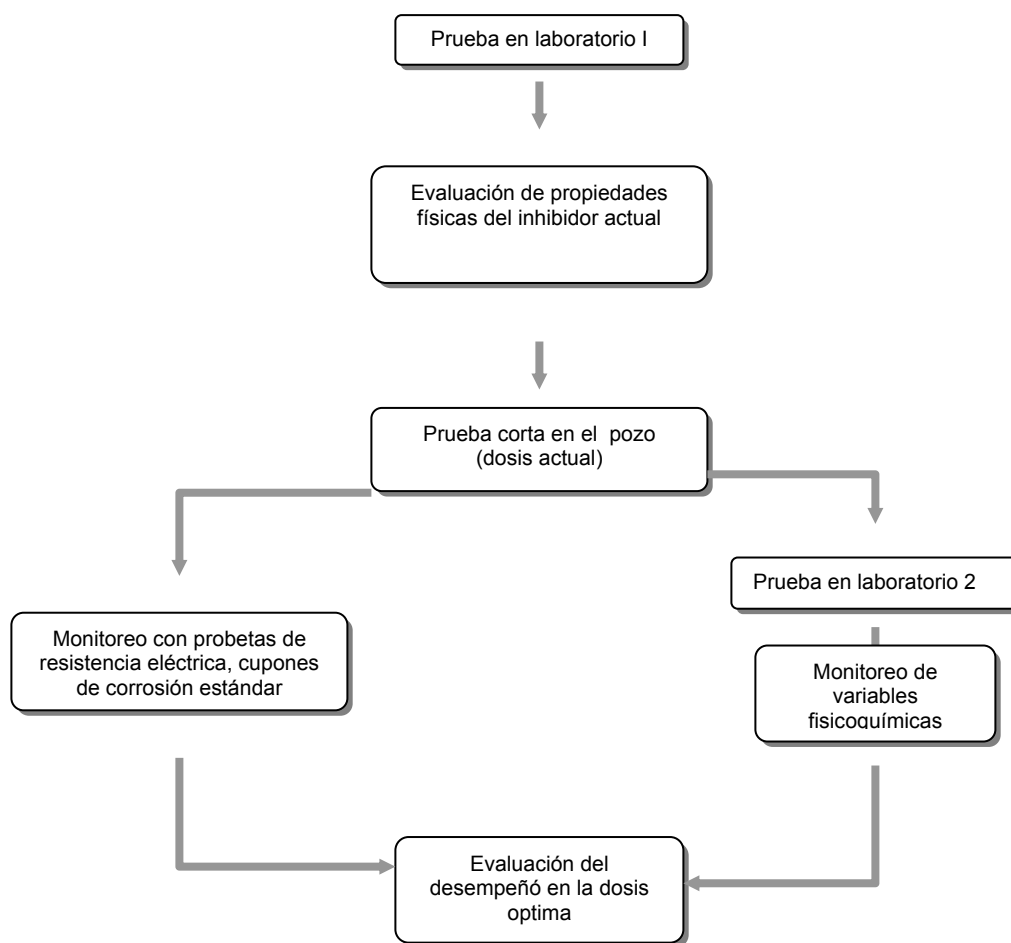
<sup>59</sup> Información interna de Bp

## ANEXO 10

### PROCESO DE EVALUACIÓN PARA OBSERVAR EL DESEMPEÑO DE LOS INHIBIDORES DE CORROSIÓN

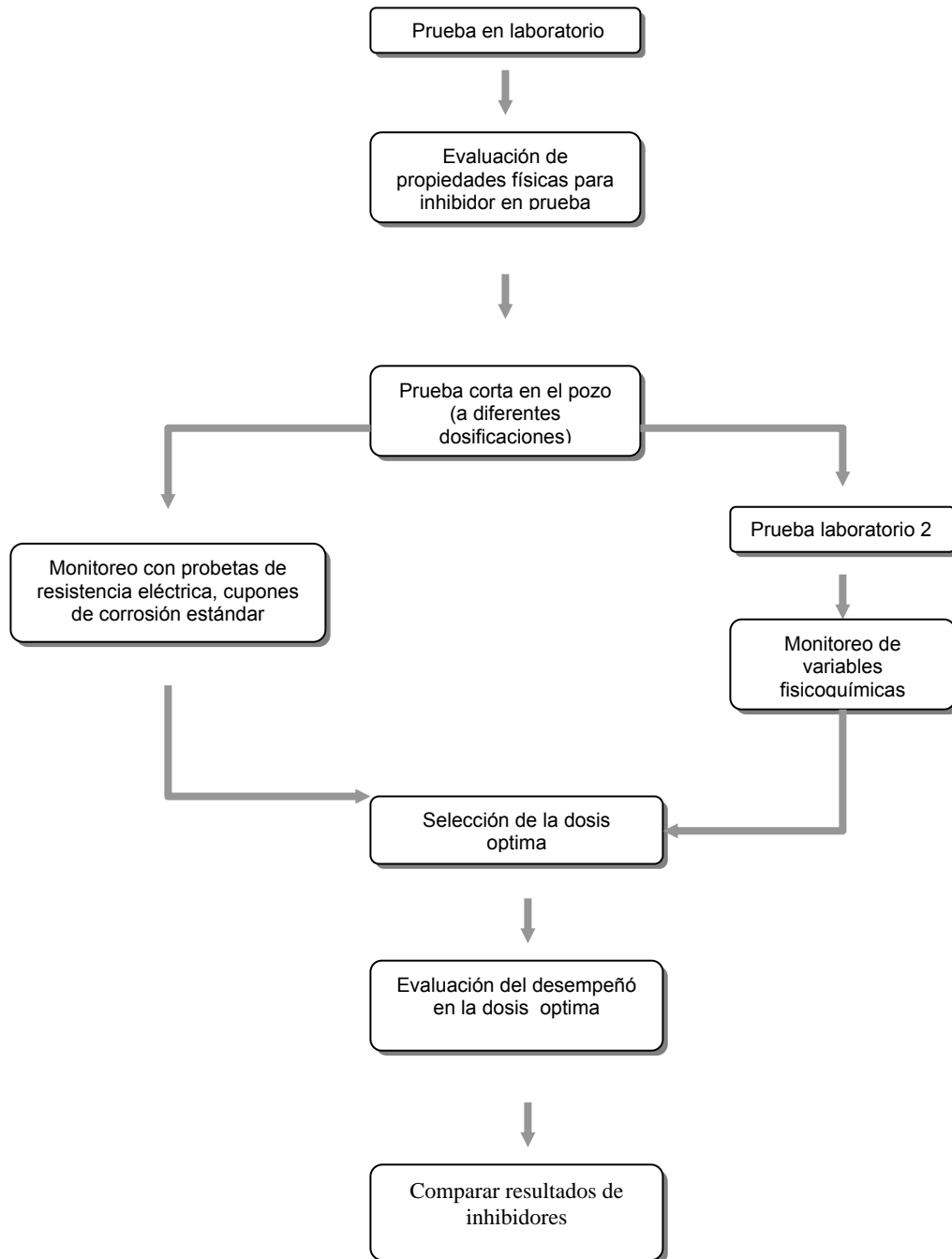
Para las pruebas en el pozo seleccionado se siguió los siguientes diagramas de flujo en general y para la prueba en el pozo se establecieron los siguientes pasos:

#### a) Prueba del inhibidor actual



**Figura 25. Metodología de prueba del inhibidor A**

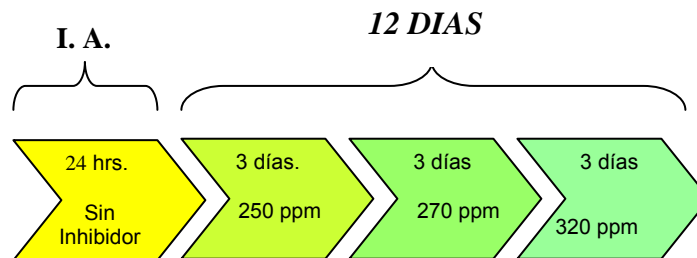
## b) Prueba del nuevo inhibidor



**Figura 26. Metodología de prueba del inhibidor EP**

**El proceso que se siguió en la prueba de campo, fue el siguiente:**

1. Se retiró el cupón de corrosión en las facilidades del pozo e instalar una probeta de respuesta rápida.
2. Se configuró el procesador de datos para toma de lecturas cada 10 minutos, por medio de la probeta de respuesta rápida.
3. Se inició el registro de la velocidad de corrosión con la probeta de respuesta rápida, para la realización de la línea base, apartir de la dosificación actual del inhibidor A, para posteriormente ser comparada con la línea de desempeño del inhibidor EP; mientras simultáneamente se realizaba monitoreo fisicoquímico<sup>60</sup>.

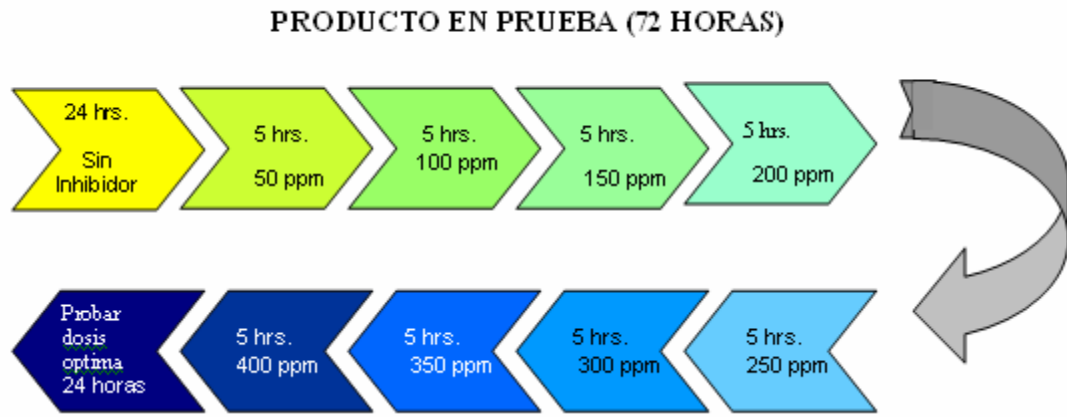


**Figura 27. Metodología para pruebas del inhibidor A a diferentes dosificaciones.**

3. Se realizó el cambio del inhibidor A por el inhibidor EP.

<sup>60</sup> TIMOTHY BIERI, RICHARD C., DAVID HORSUP, MELVING READING. Corrosion inhibitor screening using rapid response corrosion monitoring. Nacexpo 2006. Paper 06692. p.13

4. Se inició la inyección del nuevo inhibidor de acuerdo a la siguiente metodología:



**Figura 28. Metodología para prueba del inhibidor EP a diferentes dosificaciones.<sup>61</sup>**

5. Una vez confirmada la dosis óptima del inhibidor, se procedió a instalar los cupones de corrosión estándar e iniciar la aplicación de inhibidor por un mes.
6. Simultáneamente se realizó el monitoreo fisicoquímico de la línea base a diferentes dosificaciones para inhibidor EP
- Dosis de inhibidor de corrosión.
  - Flujo de crudo, agua y gas (diario)
  - Medida de la corrosión expresado en milésimas de pulgada de metal por año
  - Propiedades fisicoquímicas del agua producida (pH y Hierro total).
  - Residual de inhibidor de corrosión en la entrada del campo de producción,

<sup>61</sup> TIMOTHY BIERI, RICHARD C., DAVID HORSUP, MELVING READING. Corrosion inhibitor screening using rapid response corrosion monitoring. Nacexpo 2006. Paper 06692. p.13

7. Una vez terminada la prueba; se realizó el cambio del inhibidor en prueba por el inhibidor utilizado en la actualidad.
8. Se retiró los cupones de corrosión después de un mes
9. Se evaluaron los resultados

Este procedimiento, fue el procedimiento base para las pruebas del nuevo inhibidor, aunque se tuvo en cuenta una vez iniciada la prueba la restricción de aumentar la dosificación cuando se observara la estabilidad en las lecturas de las probetas o cuando las velocidades de corrosión fuesen más altas que 30 mpy además de no realizar las pruebas extensas con los cupones de corrosión si el inhibidor EP no cumple con la velocidad de corrosión exigida por ingeniería de BP.

## ANEXO II

### MONITOREO DE RESPUESTA RÁPIDA CON PROBETA

La probeta de respuesta rápida se instaló después del punto de inyección en cabeza del pozo por medio de un retrigger en una facilidad de acceso. Una vez instalada se procede al monitoreo. **(Foto 1)**



**Foto 1. Probeta de respuesta rápida, instalada cabeza de pozo**

Se conectó el cable extensor de 6 pines del HHU al Datalogger, se activo el HHU y una luz intermitente se activara, indicando la descarga de los datos en un tiempo estimado a 90 segundos. Luego se conectó el cable extensor del HHU al puerto del computador. Se ingresó al software HHU y se selecciona una carpeta donde se almacenara los datos del HHU. Se transfirió los datos en dicha carpeta y un mensaje Down Load Entire Bank, indica la transferencia completa de los datos. Para graficar los datos se abrió el asistente de gráfica Cormon Data Viewer, se

ingresa a la carpeta donde se almacena los datos, se pulsó click en ADD y se pulsa OK. Seguidamente mostró la grafica para calcular la velocidad de corrosión, se ubicó los cursores sobre la curva en el rango de tiempo deseado registrando la velocidad de corrosión<sup>62</sup>.

---

<sup>62</sup> ANTONIO PATIO Y OMAR DELGADO. PROCEDIMINETO INTERNO DE NALCO Toma de lectura de probetas de corrosión del data logger con el hhu para obtener cálculos de velocidad de corrosión.

## *ANEXO 12*

### **CONFIGURACIÓN DE PROBETAS DE CORROSION CON EL DATA LOGGER, HHU Y COMPUTADOR**

Se conectó el cable de poder a la batería del datalogger, el cable registrador del data logger a la probeta, el cable extensor del HHU al registrador del datalogger y el cable conector del HHU al puerto del computador. Posteriormente se ingresó al software HHU y se incorporó la información para la configuración de la probeta con los siguientes datos<sup>63</sup>:

- Selección del tipo de probeta (Tubular)
- Locación de la línea de monitoreo (Cabeza del pozo)
- Selección de intervalos de tiempo para la medida de la velocidad de corrosión en MPY (10minutos).

---

<sup>63</sup> ANTONIO PATIO Y OMAR DELGADO. PROCEDIMIENTO INTERNO DE NALCO. Configuración de probetas de corrosión con el data logger, hhu y por medio la computadora, para obtener cálculos de velocidad de corrosión.

## **ANEXO 13**

### **MONITOREO POR CUPONES DE CORROSION**

El cupón de corrosión y soldadura se instala después del punto de inyección o en el punto medio de la facilidad de la cabeza de pozo por medio de una herramienta llamada retrigger en una facilidad de acceso. El cupón se deja expuesto por un mes<sup>64</sup>, se retira y se analiza como sigue:

**Limpieza química de cupones de corrosión.** Como primera medida se retira y se inspecciona el cupón, verificando si hay daño mecánico para evidenciarlo por medio de fotografía. Luego se prepara una solución acida al 5 % con 350 mL de agua y 50ml de ácido clorhídrico al 37% en un vaso de precipitado de 500 mL. Se vierte los cupones y se dejan por 15 min. Luego se vierte en una solución de espuma y se remueven los depósitos o residuos orgánicos. Se retiran los cupones y se enjuagan con bastante agua, se secan los cupones con papel y se introduce en el horno a 50 °C durante 15 minutos<sup>65</sup> luego se determina la pérdida de peso como sigue

**Análisis de cupones de corrosión.** Para obtener la velocidad de corrosión de una manera cuantitativa por pérdida de peso se realizan por medio de la siguiente ecuación:

$$\text{Mpy: } 22300\text{W/DAT } (10)$$

---

<sup>64</sup> BILL HEDGES, KIP SRAPAGUE, TIMOTHY BIERI, HUEY J. CHEIN. A review of monitoring and techniques for CO<sub>2</sub> & H<sub>2</sub>S corrosion in oil & gas production facilities: location! location! location!. Nacexpo 2006. Paper 06120. p. 8.

<sup>65</sup> ANTONIO PATIO Y OMAR DELGADO. PROCEDIMIENTO INTERNO DE NALCO. Limpieza química de cupones de corrosión.

Donde:

$$W = W1 - W2$$

W1= peso del cupón antes de exposición en el sistema (g)

W2= peso del cupón después de exposición al sistema (g)

D = Densidad del metal (g/cm<sup>3</sup>)

A = Área expuesta (pulg<sup>2</sup>)

T = tiempo de exposición (días)

Con esta fórmula se asume corrosión uniforme a través del cupón. Esta técnica aparte de tener información cuantitativa permite obtener también de forma cualitativa, es decir, el tipo de corrosión que se está presentando, por lo tanto se describe y se clasifica por grado<sup>66</sup>.

---

<sup>66</sup> S. WEBSTER Y R WOOLLAM. Corrosion monitoring manual. Noviembre 1996. P 45-47

## ANEXO 14

### TOMA DE MUESTRA DE AGUA DE PROCESO

La toma de muestra de fluidos en líneas de flujo de la línea que llega a la facilidad escogida y en cabeza del pozo elegido, se lleva a cabo como sigue: Como acción preliminar para cabeza de pozo, se chequeó la presión de la línea y temperatura, identificando el punto de muestreo. Una vez se identificó se procedió a la apertura de la línea que transporta el fluido, se drenó el fluido estancado, luego se recolecto el fluido en el recipiente para finalmente retirar y analizar

Toma muestra

Indicador de  
Temperatura



Indicador  
De Presión

**Foto 2. Cabeza del pozo productor elegido para la prueba**

De una manera análoga, se toma muestras en la llegada a las facilidades de producción,

*Punto de muestreo*



*Foto 3. Línea principal en la entrada del centro de producción*

## ***ANEXO 15***

### ***PRUEBAS DE ESPUMA***

Se realizaron estas pruebas con una solución 1:1 de agua y crudo para establecer la cantidad de espuma que pueden llegar a generar el nuevo producto y se agitó con un gas inerte N<sub>2</sub>, midiendo los tiempos que demora el fluido en llegar a su nivel inicial después de haber sido agitado con gas inerte<sup>67</sup>. El procedimiento se basa en la norma ASTM D-892-98.

---

<sup>67</sup> ANTONIO PATIO. PROCEDIMIENTO INTERNO DE NALCO. Pruebas de espuma

## ANEXO 16

### PRUEBAS DESMULSIFICANTES

En las pruebas de capacidad desmulsificante, se tomaron 100 mL de muestra representativa la cual se dosificó a diferentes concentraciones del nuevo y antiguo inhibidor, para observar la tendencia a formar emulsión, agitando la mezcla por 5 minutos, ayudado del ultra turra (**Foto 4**) y cuantificando los tiempos de separación de las fases<sup>68</sup>. Este procedimiento se basa en la norma ASTM D2711-86.



**Foto 4. Ultraturra**

---

<sup>68</sup>ANTONIO PATIO. PROCEDIMINETO INTERNO DE NALCO. Pruebas desmulsificantes.

## *ANEXO 17*

### *PRUEBAS DE COMPATIBILIDAD*

En las pruebas de compatibilidad se deben tener en cuenta todos los fluidos con los cuáles interactúa el nuevo inhibidor, por ende se observo por condiciones de operación que el nuevo inhibidor de corrosión, tiene contacto con: fluidos de producción en las facilidades (aguas de producción, crudo) e inhibidor utilizado en la actualidad. Todas estas pruebas se realizaron simulando las condiciones de temperatura del sistema y colocando en contacto cada fluido, observando cualitativamente los fluidos; para esta prueba se siguieron procedimientos internos de Nalco<sup>69</sup> basados en la norma ASTM D 4740-92.

---

<sup>69</sup> ANTONIO PATIO. PROCEDIMINETO INTERNO DE NALCO. Pruebas de compatibilidad

## ANEXO 18

### **MONITOREO FISICOQUÍMICO DEL AGUA PRODUCIDA DE CABEZA DE POZO Y EN FACILIDADES DEL PROCESO**

El análisis fisicoquímico se emplea como método de monitoreo alternativo al monitoreo por probetas de resistencia eléctrica. Este análisis nos indica durante el proceso de evaluación de la corrosión, la comprobación de la eficacia del programa de optimización, a través de la detección y cuantificación de productos de corrosión como los hierros totales que se encuentra en el agua de producción. Igualmente se considera como indicador de la severidad del medio la medida del pH y como medida del aseguramiento en el plan de inhibición de las facilidades en el campo de producción la medida del residual de inhibidor de corrosión. A continuación se presenta los pasos para la obtención de una muestra representativa y su posterior análisis.

- **Determinación de pH en aguas.** Una vez recolectada la muestra en el recipiente de plástico en cabeza de pozo y/o línea central que entra al centro de facilidades, se procedió a la separación del agua de producción del flujo multifásico por medio de un embudo de separación para su posterior análisis de pH en el laboratorio. Se calibró el electrodo de pH por medio de soluciones buffer de valores conocidos: ftalato ácido de potasio ( $\text{KHC}_8\text{H}_4\text{O}_4$ ) de pH 4 a  $25^\circ\text{C}$ , Fosfato diácido de potasio ( $\text{KH}_2\text{PO}_4$ ) con fosfato ácido disódico anhidro ( $\text{Na}_2\text{HPO}_4$ ) de pH 6.86 a  $25^\circ\text{C}$  y bicarbonato de sodio ( $\text{NaHCO}_3$ ) con Carbonato de sodio ( $\text{Na}_2\text{CO}_3$ ) de pH 10.01 a  $25^\circ\text{C}$ . Después se procedió a depurar la muestra totalmente de las grasas y aceites contenidos en ella, utilizando papel de filtro cualitativo y separación por gravedad, luego se sumergió el electrodo en la muestra, contenida en un sistema de agitación magnética con un magneto de 1" de longitud, proveyendo el equipo la lectura directa del valor de pH. Internamente

el equipo trae un termocompensador el cual realiza la corrección por temperatura y sólidos disueltos<sup>70</sup>.

El procedimiento se llevo a cabo según la norma API RP 45 y ASTM D 1293-84.

- **Determinación de hierros en agua.** A diferencia de la determinación del pH, el análisis de hierros requiere mas cuidado que otros iones debido a la variabilidad e inestabilidad del Ion, estos pueden estar como ferroso, férrico u óxido férrico, lo cual puede generar errores. Sin embargo la inestabilidad de la muestra se mejoró preservándola con la adición del 1% de la cantidad de la muestra con HNO<sub>3</sub> concentrado para obtener un pH menor de 2.0 y posteriormente filtrándola en laboratorio.

Para el manejo de la muestra se neutralizó con hidróxido de sodio 5.0 N para obtener un pH entre 3,2 y 3,4. Posteriormente se programó el espectrofotómetro DR 2010 a 510 nm en el programa de lectura de hierros totales (**Foto 5**).



**Foto 5. Espectrofotómetro DR 2010 para determinación de hierros totales**

Luego la muestra se coloco en una celda de 10 mL, a la cual posteriormente se le adicionó fenantrolina, donde tres moléculas de fenantrolina quelatan cada átomo

---

<sup>70</sup> ANGELA JAZMIN. PROCEDIMINETO INTERNO DE NALCO. Determinación de pH en aguas.

de hierro ferroso para formar un complejo naranja-rojizo<sup>71</sup>. Adicione la papeleta de FERROVER a la muestra espere tres minutos. Presione ENTER Finalmente se registró los hierros totales en ppm.

Como documentos de soporte o referencia para realizar dicha procedimientos se aplicó la norma API RP 45. Recommended Practice for Analysis of Oilfields Waters. Third Edition, 1998 y standard Methods. Fe- 3500D

- **Determinación del residual de inhibidor de corrosión.** Para el monitoreo de esta variable fue necesario la toma de la muestra en la entrada del campo petrolero, esto con el fin de conocer la dosis que permite tener una protección en la planta.

- **Curvas de calibración del residual de inhibidor de corrosión base amina.** Como medida del residual se utilizó el método calorimétrico, que se basa en la determinación del residual del inhibidor de corrosión base amina partiendo desde el diseño de la curva de calibración del producto a considerar.

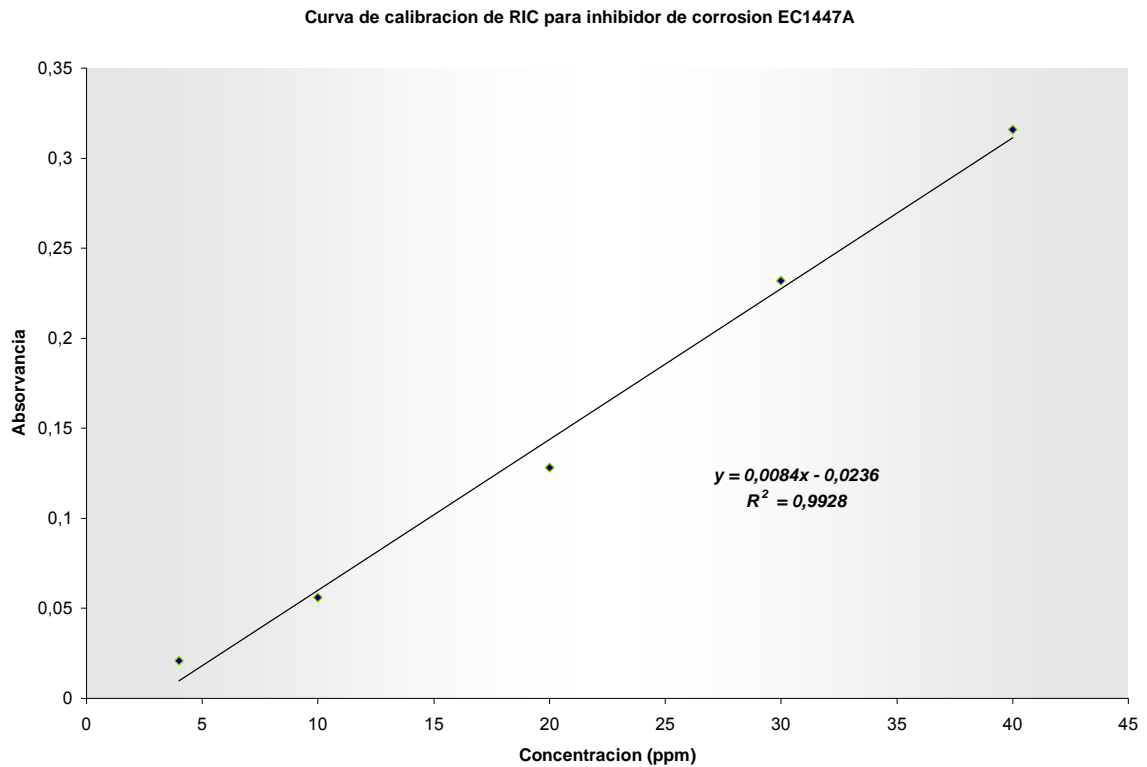
Como disolvente se utilizó alcohol isopropílico y adición de inhibidor para la realización de diferentes soluciones a diferentes concentraciones. Posteriormente se adicionó una solución amortiguadora de 0.2% v/v de Azul de Bromofenol en alcohol, 0.2% v/v Verde de Bromocresol en alcohol, Ácido Cítrico 0.1M y Fosfato disódico 0.2 M con adición de cloroformo, el cual extrajo el complejo formado entre la base nitrogenada del inhibidor y los tintes de bromocresol mezclados.

Se ajustó el espectrofotómetro DR 2010 a una longitud de onda de 425nm, para después registrar la absorbancia de las soluciones de diferentes concentraciones, para luego diseñar la grafica (**Figura 37**). Finalmente se interpoló la absorbancia

---

<sup>71</sup> ALFONSO RACHELLO. PROCEDIMIENTO INTERNO DE NALCO. Determinación de hierros en aguas

obtenida de las muestras tomadas en la entrada del campo petrolero, sobre la curva de calibración y se sustituyo el valor en la ecuación de la recta de calibración que corresponde al producto en prueba, obteniendo los ppm del inhibidor<sup>72</sup>.



**Figura 29. Curva de calibración para inhibidores base amina**

<sup>72</sup> ALFONSO RACHELLO. PROCEDIMIENTO INTERNO DE NALCO. Curvas de calibración del residual de inhibidor de corrosión base amina