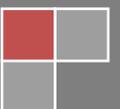


2014

DISEÑO DE UN PLAN DE INTEGRIDAD CONTRA LA  
CORROSION PARA LOS TANQUES DE  
ALMACENAMIENTO DE CRUDO DEL CAMPO QUIFA 4  
EN PACIFIC ENERGY RUBIALES



DISEÑO DE UN PLAN DE INTEGRIDAD CONTRA LA CORROSION PARA LOS  
TANQUES DE ALMACENAMIENTO DE CRUDO DEL CAMPO QUIFA 4  
EN PACIFIC ENERGY RUBIALES

JORGE ARMANDO RODRIGUEZ HERNANDEZ

RUBEN DARIO MARTINEZ SILVA

FUNDACION UNIVERSITARIA LOS LIBERTADORES  
INGENIERIA MECANICA  
BOGOTA  
2014

DISEÑO DE UN PLAN DE INTEGRIDAD CONTRA LA CORROSION PARA LOS  
TANQUES DE ALMACENAMIENTO DE CRUDO DEL CAMPO QUIFA 4  
EN PACIFIC ENERGY RUBIALES

JORGE ARMANDO RODRIGUEZ HERNANDEZ

RUBEN DARIO MARTINEZ SILVA

TESIS  
PROYECTO DE GRADO

DIRECTOR DE TESIS:  
QUILYAM CASALLAS SALINAS

FUNDACION UNIVERSITARIA LOS LIBERTADORES  
INGENIERIA MECANICA  
BOGOTA  
2014

Bogotá D.C.

Sres.

Facultad de Ingeniería.

Les saludamos cordialmente de antemano, el motivo de la presente es para pedir su aprobación como comité evaluador, para la sustentación de la tesis realizada por Rubén Darío Martínez Silva y Jorge Armando Rodríguez Hernández, estudiantes de Ingeniería Mecánica el cual hace referente a DISEÑO DE UN PLAN DE INTEGRIDAD CONTRA LA CORROSION EN LOS TANQUES DE ALMACENAMIENTO DE CRUDO EN EL CAMPO QUIFA 4, la cual se realizó bajo la supervisión y corrección del Ingeniero Metalúrgico Quilyam Casallas Salinas.

De antemano agradecemos el tiempo brindado, quedando a la espera de una pronta respuesta.

Cordialmente.

---

Rubén D Martínez Silva

---

Jorge Armando Rodríguez H.

---

FACULTAD DE INGENIERIA

## **DEDICATORIA**

El proyecto de grado realizado por estudiantes Rubén Darío Martínez Silva Y Jorge Armando Rodríguez Hernández de Ingeniería Mecánica de la FUNDACION UNIVERSITARIA LOS LIBERTADORES, realizado en una planta de producción de petróleo de Pacific Energy, esta principalmente dedicado a nuestros padres y docentes puesto que nos brindaron apoyo y fortaleza en el desarrollo y transcurso de este, ayudándonos a concluir satisfactoriamente nuestro proyecto.

Dedicamos a Dios nuestro proyecto de grado, puesto que nos brinda sabiduría, amor y paciencia, la cual nos ayuda en los momentos más difíciles brindándonos valores que nos fortalezcan no solo como trabajo de grupo, si no como personas Y profesionales.

También dedicamos a nuestro director de proyecto Quilyam Casallas Salinas quien nos dio su guía a través de su experiencia en el campo de corrosión en la industria petrolera, la cual nos fue de gran ayuda para la elaboración total de nuestro proyecto haciendo así posible el desarrollo totalmente de esta tesis de grado.

## **AGRADECIMIENTOS.**

Nuestros agradecimientos primordialmente están dirigidos a todas las personas y entidades que nos rodearon a través del desarrollo de nuestra tesis, agradecimientos a la institución puesto que nos brindó conocimientos que nos ayudó para el desarrollo nuestro proyecto y a elaboración final de este; agradecemos a los docentes de la institución que nos brindaron su sabiduría en varios campos del conocimiento ayudándonos así en varios aspectos que requerimos para el desarrollo de nuestro proyecto.

También damos gracias a la empresa de Pacific Energy Rubiales la cual por medio de sus ingenieros ubicados en el campo de producción Quifa 4 los cuales nos brindaron el apoyo y los espacios necesarios para el desarrollo exitoso de nuestra tesis.

De la misma manera damos nuestro más profundo y sincero agradecimiento a todas aquellas personas que con su ayuda han colaborado en la realización del presente trabajo, en especial a Quilyam Casallas Salinas, director de esta investigación, por la orientación, el seguimiento y la supervisión continúa de la misma, pero sobre todo por la motivación y el apoyo recibido a lo largo de estos años.

Muchas gracias.

## TABLA DE CONTENIDO

|   |            |
|---|------------|
| <b>DEDICATORIA</b>  | <b>5</b>   |
| <b>AGRADECIMIENTOS.</b>   | <b>6</b>   |
| <b>GLOSARIO</b>   | <b>12</b>  |
| <b>RESUMEN</b>  | <b>17</b>  |
| <b>INTRODUCCIÓN</b>   | <b>18</b>  |
| <b>OBJETIVOS</b>  | <b>19</b>  |
| <b>1. CORROSION EN LA INDUSTRIA PETROLERA</b>                         | <b>20</b>  |
| <b>4. PROTECCIÓN CATÓDICA CON ÁNODOS GALVÁNICOS</b>                   | <b>38</b>  |
| <b>5. ESTUDIO DE RECUBRIMIENTOS POLIMERICOS</b>                       | <b>51</b>  |
| <b>6. ESTUDIO DE SUELOS EN LOS TANQUES DE ALMACENAMIENTO</b>          | <b>63</b>  |
| <b>8. AISLAMIENTO TÉRMICO</b>   | <b>69</b>  |
| <b>9. MATRIZ DE VALORACIÓN DEL RIESGO (RAM)</b>                       | <b>72</b>  |
| <b>10. RESULTADOS DE LA VALORACIÓN DE RIESGO EN TANQUES Y VASIJAS</b> | <b>80</b>  |
| <b>11. ANALISIS TECNICO FINANCIERO</b>                                | <b>103</b> |
| <b>12. PLAN DE INTEGRIDAD</b>   | <b>109</b> |
| <b>CONCLUSIONES.</b>  | <b>124</b> |
| <b>BIBLIOGRAFIA</b>   | <b>130</b> |
| <b>ANEXOS</b>   | <b>131</b> |

## LISTA DE TABLAS

|   |     |
|---|-----|
| Tabla 1 : Formación de $\text{FeCO}_2$ y $\text{FeS}$ en función de la temperatura..... | 31  |
| Tabla 2: Tanques con aislamiento .....  | 67  |
| Tabla 3: Inspección de rectificadores de quifa 4.....                                   | 68  |
| Tabla 4: Índice de probabilidad de falla. ....  | 74  |
| Tabla 5: Índice de probabilidad de falla total.....                                     | 75  |
| Tabla 6: Índice de consecuencia.....  | 76  |
| Tabla 7: Valores de referencia. ....  | 77  |
| Tabla 8: Aceptabilidad del riesgo. ....   | 79  |
| Tabla 9: Hallazgos tanque de almacenamiento 340-TK-10 .....                             | 80  |
| Tabla 10: Hallazgos tanque de almacenamiento 340-TK-020 .....                           | 83  |
| Tabla 11: Hallazgos tanque de almacenamiento 340-TK-030 .....                           | 86  |
| Tabla 12: Hallazgos tanque de almacenamiento 340-TK-040 .....                           | 90  |
| Tabla 13: Hallazgos tanque de almacenamiento 340-TK-050 .....                           | 93  |
| Tabla 14: Características específicas del tanque.....                                   | 97  |
| Tabla 15: Clasificación del riesgo tanque de almacenamiento 340-TK-010. ....            | 97  |
| Tabla 16: Características específicas del tanque.....                                   | 98  |
| Tabla 17: Clasificación del riesgo tanque de almacenamiento 340-TK-020. ....            | 98  |
| Tabla 18: Características específicas del tanque.....                                   | 99  |
| Tabla 19: Clasificación del riesgo tanque de almacenamiento 340-TK-030. ....            | 99  |
| Tabla 20: Características específicas del tanque.....                                   | 100 |
| Tabla 21: Clasificación del riesgo tanque de almacenamiento 340-TK-040 .....            | 100 |
| Tabla 22: Características específicas del tanque.....                                   | 101 |
| Tabla 23: Clasificación del riesgo tanque de almacenamiento 340-TK-050. ....            | 101 |
| Tabla 24: Serie electroquímica de los metales.....                                      | 40  |

## LISTA DE GRÁFICAS

|   |     |
|---|-----|
| Gráfica 1: Esquema de reacciones del CO <sub>2</sub> .....  | 25  |
| Gráfica 2: Corrosión tipo mesa.....   | 26  |
| Gráfica 3: Medidas de control de corrosión externa.....   | 37  |
| Gráfica 4: Protección catódica con ánodos galvánicos o de sacrificio .....                                      | 38  |
| Gráfica 5: Mecanismo de Protección catódica con ánodo de sacrificio .....                                       | 41  |
| Gráfica 6: Detalle de la Instalación de ánodos de sacrificio.....   | 46  |
| Gráfica 7: Protección catódica galvánica con los ánodos de sacrificio .....                                     | 103 |
| Gráfica 8: Comparación de costos protección catódica. (por cada 100m <sup>2</sup> de acero bajo el agua). ..... | 107 |

## LISTAS ESPECIALES

Las normas que se tuvieron en cuenta en la ejecución del proyecto para el manejo de la corrosión del campo QUIFA 4 son las siguientes:

- NACE TM0194-2004, Monitoreo Campo de crecimiento bacteriano en los Sistemas de Gas y Petróleo.
  
- NACE MR0175/ISO 15156-2009, Petróleo y gas natural industrial- Materiales para uso en ambientes que contienen H<sub>2</sub>S en la producción de petróleo y gas.
  
- NACE RP 0775-2013, Preparation, Installation, Analysis, and Interpretation of Corrosion Coupons in Oilfield Operations.
  
- NACE RP 0198-2010, El Control de la Corrosión Bajo Aislamiento Térmico y Materiales de ignifugación.
  
- NACE RP 0193-2001, Protección catódica externa del fondo de tanques metálicos de almacenamiento.
  
- API 653-2009, ADDENDUM 3-2013, Inspección, reparación, modificación y reconstrucción de estanques.
  
- API 650-EDICION 11-2007, ADDENDUM 3-2011, Tanques soldados para almacenamiento de petróleo.

- API RP 580-SEGUNDA EDICION-2009, Inspección basada en riesgos.
- NACE SP 0106-2006, Control de la Corrosión Interna en tuberías de acero y sistemas de tuberías.
- API 651-2007, Protección catódica de tanques de superficie de almacenamiento de petróleo, Tercera Edición.

## GLOSARIO

- Abolladura: Depresión en la superficie del tubo.
  
- A: El amperio o ampere (símbolo A), es la unidad de intensidad de corriente eléctrica. Forma parte de las unidades básicas en el Sistema Internacional de Unidades y fue nombrado en honor al matemático y físico francés André-Marie Ampère.
  
- Análisis de integridad: Es el análisis que se realiza para establecer criterios de severidad de defectos, requerimientos de inspección no destructiva y procedimientos de reparación que garanticen la seguridad del ducto durante su operación, la continuidad en la producción y mínimo impacto ambiental, todo lo anterior dentro de opciones económicamente viables.
  
- Ánodo: Elemento emisor de corriente eléctrica, es el electrodo en el cual ocurre el fenómeno de oxidación.
  
- Ánodo galvánico o de sacrificio: Es el metal con potencial de oxidación más electronegativo que el ducto por proteger y que se instala en la tubería con el fin de proporcionarle protección catódica requerida.
  
- Anomalía Significativa: Defecto que pone en riesgo estructural al ducto durante operación.
  
- ANSI: Instituto Nacional Americano de Estándares.
  
- API: Instituto Americano del Petróleo.

- ASME: Sociedad Americana de Ingenieros Mecánicos.
- Bacterias SRB: Las bacterias reductoras de sulfato comprenden varios grupos de bacterias que utilizan el sulfato como agente oxidante, reduciéndolo a sulfuro. La mayoría pueden también utilizar compuestos de azufre oxidados tales como sulfito y tiosulfato o azufre elemental.
- Bentonita: La bentonita es una arcilla de grano muy fino del tipo de montmorillonita que contiene bases y hierro, utilizada en cerámica.
- Biofouling: Se entiende por biofouling la deposición no deseada de microorganismos sobre una superficie.
- Camisas mecánicas: Dispositivos como grapas o abrazaderas de fábrica o fabricación artesanal atornilladas en la sección de la tubería.
- Casing: Son tuberías con características especiales desde su material hasta sus dimensiones, los cuales son utilizados para la perforación de pozos petroleros.
- Cátodo: Es el electrodo de una celda electroquímica, en la cual ocurren las reacciones electroquímicas de reducción, en un sistema de protección catódica es la estructura a proteger Conexiones.
- Corrosión. Es el proceso de naturaleza electroquímica, por medio del cual los metales refinados tienden a formar compuestos (óxidos, hidróxidos, etc.) termodinámicamente estables debido a la interacción con el medio.
- Corrientes parasitas: La corriente de Foucault (corriente parásita también conocida como "corrientes torbellino", o eddy currents en inglés) es un

fenómeno eléctrico descubierto por el físico francés Léon Foucault en 1851. Se produce cuando un conductor atraviesa un campo magnético variable.

- Epoxico: Una resina epoxi o poliepóxido es un polímero termoestable que se endurece cuando se mezcla con un agente catalizador o endurecedor.
- Grados celcius: (símbolo °C) es la unidad termométrica cuya intensidad calórica corresponde a la centésima parte del intervalo de temperatura existente entre el punto de fusión del agua y el punto de su ebullición. En esta escala se ha fijado el valor de cero grados Celsius para el punto de fusión y el de cien grados Celsius para el punto de ebullición.
- Grado Fahrenheit: (representado como °F) es una escala de temperatura propuesta por Daniel Gabriel Fahrenheit en 1724. La escala establece como las temperaturas de congelación y ebullición del agua, 32 °F y 212 °F, respectivamente. El método de definición es similar al utilizado para el grado Celsius (°C).
- Geomembrana: se definen como un revestimiento o barrera de líquidos y vapores las cuales por lo general, son fabricadas a partir de combinaciones de polímeros termoestables o termoplásticos. Aunque las Geomembranas no son totalmente impermeables, se comportan casi de esta manera cuando se les compara con los otros materiales y con algunos suelos, incluso suelos arcillosos, considerándose el material más impermeable que se consigue en la actualidad. Su principal función es ser una barrera IMPERMEABLE, servir como aislante entre diferentes medios para impedir que se presenten filtraciones no deseadas.

- Kg: El kilogramo o quilogramo<sup>1</sup> (símbolo kg) es la unidad básica de masa del Sistema Internacional de Unidades (SI), y su patrón se define como la masa que tiene el prototipo internacional
- Ley de Ohm: dice que: "la intensidad de la corriente eléctrica que circula por un conductor eléctrico es directamente proporcional a la diferencia de potencial aplicada e inversamente proporcional a la resistencia del mismo".
- Ley de Faraday: La ley de inducción electromagnética de Faraday (o simplemente ley de Faraday) establece que el diferencial de potencial inducido en un circuito cerrado es directamente proporcional a la rapidez que cambia en el tiempo el flujo magnético que atraviesa una superficie cualquiera con el circuito como borde
- Mitigación: conjunto de medidas que se pueden tomar para contrarrestar o minimizar los impactos ambientales negativos que pudieran tener algunas intervenciones antrópicas.
- NACE: Asociación Nacional de Ingenieros de Corrosión, dedicada a la investigación de la corrosión, por lo que es un organismo que regula y emite criterios para el control y prevención de la corrosión.
- PH: El pH es una medida de acidez o alcalinidad de una disolución. El pH indica la concentración de iones hidronio  $[H_3O^+]$  presentes en determinadas sustancias.
- Polisiloxanos: También llamado "silicona" es un polímero derivado del polixilosano, constituido por una serie de átomos de silicio y oxígeno alternados. Tienen propiedades extraordinarias y suponen un gran adelanto

en tecnología comparado con los recubrimientos Epóxicos y Poliuretanos tradicionales.

- Poliuretano: Los poliuretanos termoestables más habituales son espumas, muy utilizadas como aislantes térmicos y como espumas resilientes. Entre los poliuretanos termoplásticos más habituales destacan los empleados en elastómeros, adhesivos selladores de alto rendimiento, suelas de calzado, pinturas, fibras textiles, sellantes, embalajes, juntas, preservativos, componentes de automóvil, en la industria de la construcción, del mueble y múltiples aplicaciones más.
- Ppm: Partes por millón es la unidad de medida con la que se evalúa la concentración. Se refiere a la cantidad de unidades de la sustancia (agente, etc) que hay por cada millón de unidades del conjunto.
- Psig ( pound square inch gauge-libra/pulgada cuadrada manométrica): la presión en PSIG se miden en unidades de libra (fuerza) sobre pulgada cuadrada, La medida en PSIG mide la presión "relativa" o "manométrica", que toma como cero, por el contrario la medida en PSIA expresa la "presión absoluta", tomando como cero la ausencia total de presión.
- V: Es la energía potencial eléctrica por unidad de carga, medido en julios por culombio ( = voltios). A menudo es referido como "el potencial eléctrico", el cual se debe distinguir de la energía de potencial eléctrico, haciendo notar que el "potencial" es una cantidad por unidad de carga.
- KSI: es la unidad de presión del Sistema Ingles que equivale a 1000 PSI, PSI, y la unidad de presión básica de este sistema, 144 lbf/ft<sup>2</sup> Libra por pie cuadrado (lbf/ft<sup>2</sup>)

## RESUMEN

Por medio de este proyecto daremos a conocer el concepto de la corrosión en la industria petrolera, el cual es un problema crítico que se afronta hoy en día en los campos de producción de petróleo, de la misma manera se llevara a cabo un estudio de los sistemas que se emplean para combatir la corrosión como lo son recubrimientos poliméricos, protección catódica o recubrimientos especiales entre otros, caracterizando el impacto que posee cada sistema para combatir el fenómeno de la corrosión en los metales, de esta misma manera podremos conocer los distintos tipos de corrosión que se abordan actualmente en campos de producción y almacenamiento de petróleo.

Esta tesis nos permitirá analizar lo daños que causa la corrosión en los tanques de almacenamiento de crudo de la industria petrolera, especialmente en los tanques de almacenamiento de Pacific Energy Rubiales, en el campo de producción Quifa 4, generando una plan de integridad el cual ayude a combatir este fenómeno que afecta los activos y genera un golpe potencial económico en este campo de la industria de petrolera.

Este estudio realizado nos ayudara a conocer el estado general en el que se encuentran los tanques de almacenamiento del campo Quifa 4, de igual manera se hara las observaciones pertinentes, como posible solución para combatir los efectos de la corrosión en estos activos de Pacific Energy Rubiales.

A través del estudio y análisis de estos procesos aplicados contra este fenómeno y las distintas soluciones planteadas para las condiciones actuales en las que se encuentran los tanques, se realizara un plan de integridad por el cual se pueda combatir el deterioro en estos metales y se pueda mejorar el estado en el que se encuentran los tanques de almacenamiento de crudo del campo Quifa 4.

## INTRODUCCIÓN

El campo QUIFA 4 de PACIFIC RUBIALES ENERGY<sup>1</sup> inició operaciones en el año 2010, siendo su producción aproximada en el momento de la realización de este estudio de 5.620.00 Bls de fluido, dentro de sus políticas de manejo de activos ha iniciado los estudios que conduzcan a la determinación del potencial corrosivo de los fluidos con el fin de tomar las medidas preventivas necesarias que aseguren la confiabilidad operacional y eviten daños al entorno.

Con base en lo anterior se toma una iniciativa, para realizar la investigación denominada DISEÑO DE UN PLAN DE INTEGRIDAD PARA TANQUES DE ALMACENAMIENTO DE CRUDO POR DAÑOS DE CORROSION del campo Quifa<sup>2</sup> 4.

Este estudio se realizó en las instalaciones petroleras del campo QUIFA<sup>3</sup>, localizado en departamento del Meta, Colombia; para su desarrollo se plantearon IV Fases de trabajo las cuales se listan de manera simplificada a continuación.

- I. Recopilación, análisis e integración de la información.
- II. Diagnóstico de corrosión interna y externa de los tanques de almacenamiento.
- III. Evaluación y jerarquización de riesgos.
- IV. Elaboración del plan de acción (recomendaciones) para la reducción y mitigación de riesgos ocasionados por la corrosión.

---

<sup>1</sup> PACIFIC RUBIALES ENERGY: Compañía canadiense de exploración y producción de petróleo y gas con operaciones en Colombia y Perú.

<sup>2</sup> Quifa: Zona determinada dentro de Pacific Energy ubicado en puerto gaitan meta.

<sup>3</sup> Op. Cit.

## OBJETIVOS

### ➤ OBJETIVO GENERAL

- ✓ Diseñar un plan de integridad, el cual nos permita realizar los procedimientos necesarios para combatir la corrosión en los tanques de almacenamiento de crudo del campo Quifa 4, de Pacific Energy Rubiales.

### ➤ OBJETIVOS ESPECIFICOS

- ✓ Definir el concepto de la corrosión en la industria petrolera, dando a conocer los agentes causantes del deterioro en dichos metales.
- ✓ Caracterizar el impacto que tiene el problema de la corrosión en la industria petrolera.
- ✓ Dar a conocer cada uno de los sistemas que se emplean para combatir la corrosión en los tanques de almacenamiento de crudo.
- ✓ Definir los distintos tipos de corrosión que se presentan en los tanques de almacenamiento en campo Quifa 4.
- ✓ Crear un sistema de valoración, donde se demuestren los índices de severidad y la probabilidad de falla, que pueden presentar cada uno de los tanques de almacenamiento de crudo en campo Quifa 4.
- ✓ Realizar un estudio que demuestre por medio de evidencia fotográfica, los daños corrosivos que presentan actualmente los tanques de almacenamiento de Quifa 4 y se realice la observación pertinente para su posible solución.
- ✓ Generar un análisis técnico-financiero, donde relacione el golpe potencial económico que tiene la corrosión en los sistemas de almacenamiento, de la industria petrolera.
- ✓ Diseño de un Plan de Integridad.

## 1. CORROSION EN LA INDUSTRIA PETROLERA

Los efectos de la corrosión sobre instalaciones y equipos industriales producen anualmente pérdidas que llegan a cifras muy importantes; en los países industrializados se ha valorado en el 3% del PBI (Producto Bruto Interno).

Este porcentaje puede tomarse sobre la valoración equivalente de la industria petrolera para llegar a una cuantificación aproximada de sus efectos económicos.

La industria del petróleo es compleja, con técnicas de exploración y producción exigentes, lo cual aunada al ambiente facilita que los materiales puedan fallar. Estadísticas indican que de todas las fallas que ocurren en las operaciones de la industria la más importante es la corrosión con el 33% de los casos, siendo la misma uno de los principales problemas que afecta la vida útil de los equipos e instalaciones de la industria petrolera ocasionando el deterioro de los materiales metálicos en cada etapa asociada a la industria petrolera como son exploración, perforación, producción y refinación (Almacenamiento, procesamiento).

La industria petrolera utiliza materiales metálicos para lograr extraer, transportar, procesar y almacenar los diferentes productos desde los pozos hasta los terminales de embarque, pasando por etapas de procesamiento y almacenamiento.

Por lo general, estas estructuras se ven afectadas por los fenómenos de corrosión externa e interna. El Dióxido de Carbono ( $\text{CO}_2$ ) y el Ácido Sulfhídrico ( $\text{H}_2\text{S}$ ) son las especies corrosivas más importantes, las cuales están en equilibrio con las tres fases petróleo, agua y gas por lo que las cantidades de  $\text{CO}_2$  y  $\text{H}_2\text{S}$  en cada fase están relacionadas pero con concentraciones diferentes dadas por las solubilidades correspondientes a cada fase.

El oxígeno, que juega un papel importante en la corrosión, no está presente normalmente en las formaciones. Es en la etapa de perforación que los fluidos introducidos contaminados con oxígeno son inicialmente introducidos.

Los lodos de perforación no tratados corroerán no solo las paredes del casing, sino también los equipos de perforación, tuberías y equipos de manejo de lodos. EL agua y el dióxido de carbono ya sea producidos o inyectados por recuperación secundaria pueden causar corrosión severa de la tubería de completación.

Las tuberías de completación y las de superficie también pueden sufrir problemas de desgaste/erosión por las altas velocidades de producción o por las arenas de producción.

El manejo o de todas estas situaciones de corrosión, con las complicaciones añadidas de las altas temperaturas, presiones y esfuerzos involucrados en las etapas de perforación y de producción, requiere de un debito control para cada uno de los procesos enfocados en emplear sistemas que ayuden a contrarrestar los efectos de la corrosión en la industria petrolera.

Debido a que es casi imposible evitar la corrosión, es cada vez más evidente que el control de la misma puede ser la solución más económica. Una de las tecnologías más significativas para el control de la corrosión es el uso de recubrimientos los que deben resistir las especies corrosivas, así como las temperaturas, presiones de operación y deben ofrecer una mejora en la resistencia al desgaste (erosión, abrasión y al impacto) que en una medida u otra están involucrados en la utilización de equipos.

La corrosión la podemos definir como el deterioro o degradación de un material, en este caso un metal, por la reacción con el ambiente que lo rodea. La velocidad a la cual el metal se deteriora o corroe, está determinada principalmente por el ambiente en el cual está expuesto y también por las medidas preventivas que hayan sido tomadas en ese lugar para mitigar la reacción.

Casi todos los tipos de ataque de corrosión (externos o internos) se pueden listar bajo varias categorías principales. Tal vez la característica más sobresaliente de la corrosión es la inmensa variedad de condiciones en las cuales esta ocurre y el gran número de formas en las cuales esta aparece. Aunque hay varias formas diferentes de corrosión, cada una de ellas comparte algunos factores comunes.

Para que ocurra corrosión debe existir:

- Un ánodo
- Un cátodo
- Una trayectoria metálica que conecta el ánodo y el cátodo
- Un electrolito (típicamente el suelo, el ambiente atmosférico, afluentes, aguas subterráneas, lixiviados, entre otros)

Independiente de qué tipo de corrosión que se trate, cada uno de los cuatro elementos listados siempre deberá estar presente para que se presente la corrosión. Eliminar cualquiera de ellos, detendrá la reacción electroquímica y por tanto el proceso de corrosión, la aplicación práctica de estos conceptos, constituye la base de los programas de control de corrosión.

Una breve descripción de las características de las impurezas corrosivas, sus reacciones químicas de formación de compuestos corrosivos y acción sobre el metal y afectación por los parámetros operacionales y de flujo se dan a continuación:

## 1.1 DIOXIDO DE CARBONO (CO<sub>2</sub>)

Generalmente en los campos de producción de petróleo y gas como los de Colombia es frecuente encontrar en los fluidos de producción gases corrosivos como el CO<sub>2</sub> y el H<sub>2</sub>S, y aniones como los cloruros. En el caso de los pozos y troncales del campo QUIFA<sup>4</sup> los análisis fisicoquímicos de los fluidos han permitido identificar la presencia de CO<sub>2</sub> y el H<sub>2</sub>S. El CO<sub>2</sub> se origina en el yacimiento y en el caso del H<sub>2</sub>S, puede ser generado por bacterias sulfato reductor identificado en algunas muestras o puede originarse también en el yacimiento.

NACE SP 0106-2006 apéndice C, menciona los siguientes criterios para indicar si una fase acuosa es altamente corrosiva, medianamente o baja en función de la presión parcial del CO<sub>2</sub>.

- Corrosividad baja para Pp CO<sub>2</sub> <3 psig
- Corrosividad media para 3 < Pp CO<sub>2</sub> < 30 psig
- Corrosividad alta para una Pp CO<sub>2</sub> > 30 psig

Para el caso de los tanques las presiones más altas registradas de 170 psig y un valor máximo que se pudiera presentar de CO<sub>2</sub> de 3.2 molar, tendríamos una presión parcial del CO<sub>2</sub> de 5.44 psig indicando una corrosividad media. Para el caso de presiones más altas como la de fondos de pozos de 1100 psig y cantidad de CO<sub>2</sub> de 5 molar tendríamos una presión parcial del CO<sub>2</sub> de 55 psig indicando una corrosividad alta<sup>5</sup>.

Un resumen de los mecanismos y las reacciones químicas y electroquímicas del CO<sub>2</sub>, se resume a continuación:

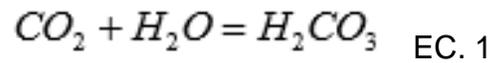
---

<sup>4</sup> Quifa: Op cit pag. 11

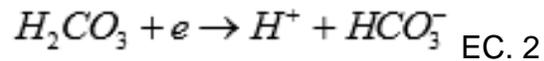
<sup>5</sup> Fuente: Autorizado por ingeniero residente Pacific Rubiales Energy.

En primer lugar la presencia del CO<sub>2</sub> en un medio acuoso reduce el pH y acelera la corrosión. El dióxido de carbono se combina con el agua para formar ácido carbónico el cual es un ácido débil sumamente corrosivo.

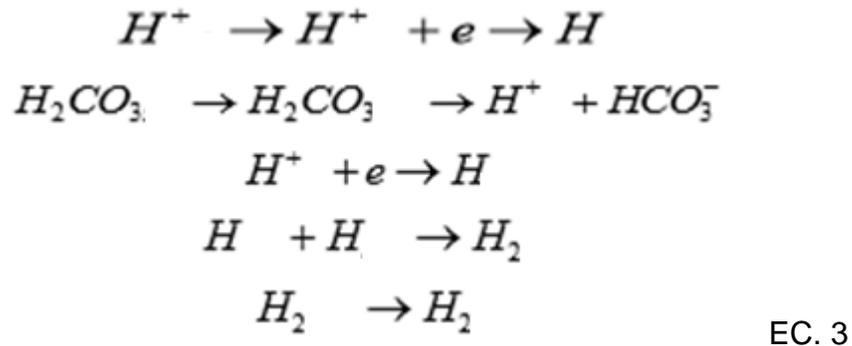
El CO<sub>2</sub> en presencia del agua se hidrata para formar el ácido carbónico.



El ácido se disocia para formar iones<sup>+</sup> de hidrógeno,

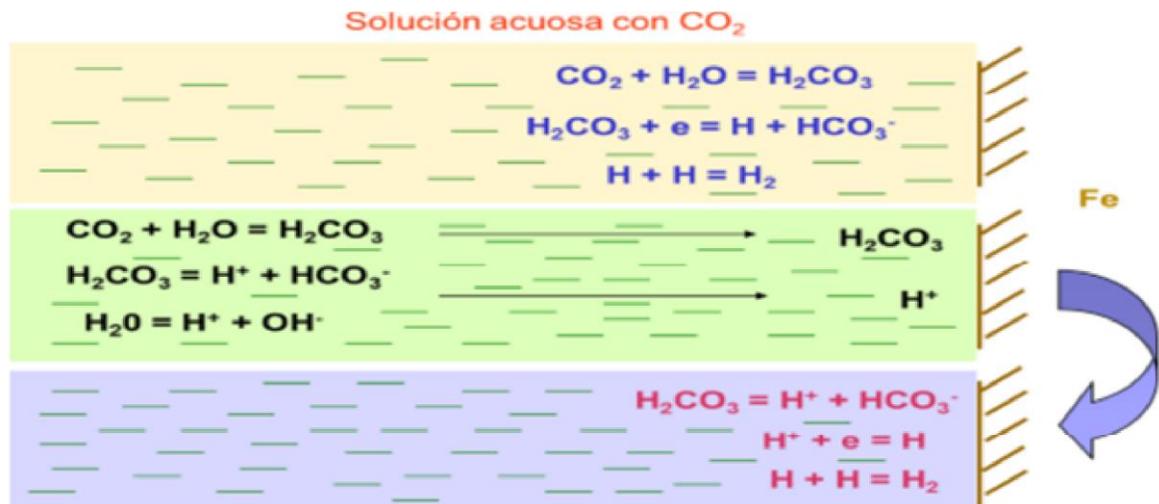


Los iones<sup>+</sup> de hidrógeno se reducen electroquímicamente para formar el hidrógeno gaseoso,



Un esquema de las reacciones de formación del hidrogeno gaseoso en la interface metal solución se presenta a continuación:

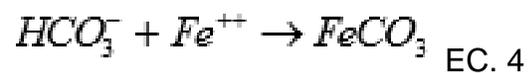
Grafica 1: Esquema de reacciones del CO<sub>2</sub>



\*Fuente: Autorizado ingeniero residente Pacific Rubiales Energy

En el esquema anterior se puede observar que el ácido carbónico se puede formar directamente en la interface metal solución y luego se reduce para formar el H<sub>2</sub>, o por el movimiento del fluido es transportado a la interface metal solución.

Ahora el bicarbonato de la reacción de disociación se combina con los cationes de hierro para formar los carbonatos de hierro comúnmente conocido como siderita como se observa en la siguiente reacción química:



El tipo de daño causado por la corrosión por CO<sub>2</sub> en el acero es localizado y una de sus formas se conoce como corrosión tipo mesa. Esta morfología de corrosión presenta en la superficie interna de la tubería canales y perforaciones, formando depósitos de compuesto de corrosión como óxidos y carbonatos, que pueden ser identificados por medio de la técnica de difracción por rayos X, DRX.

Grafica 2: Corrosión tipo mesa



\*Fuente: Ecopetrol entrevista "Corrosión: primer consumidor de acero en el mundo".

La corrosión por CO<sub>2</sub> es función de varios parámetros como la presión, la temperatura, la hidrodinámica, la cantidad de cationes y aniones, la notabilidad del metal por la fase oleica, la velocidad erosional, entre otros, que deberían considerarse para llegar al final a predecir la corrosividad más ajustada por CO<sub>2</sub> en los tanques que almacenan hidrocarburos.

En función de la temperatura hemos propuesto algunas clasificaciones de la corrosión por CO<sub>2</sub>:

- TIPO I: Corrosión Homogénea. Ocurre a temperaturas menores y alrededor de 70°C (158 °F), en donde la disolución del hierro no es muy alta, pequeñas cantidades de FeCO<sub>3</sub> se forman en cercano la superficie del metal por el fluido en movimiento, pasando a la solución y no llegan a precipitarse en la superficie del metal. Igualmente las condiciones de temperaturas no están dadas para la formación de FeCO<sub>3</sub> en la superficie del metal. No hay formación de ningún tipo de producto protector en la superficie del metal.
  
- TIPO II: Corrosión localizada. Se define para temperaturas intermedias cercanas a los 100°C (212°F), en este rango de temperaturas se produce la mayor tasa de corrosión y se observan profundas picaduras en el metal. Simultáneamente, comienza el crecimiento de cristales de FeCO<sub>3</sub>, sobre la superficie del metal, creándose gran cantidad de sitios de alta y baja densidad electrónica, de esta manera la capa de FeCO<sub>3</sub>, será heterogénea de lento crecimiento y porosa, los poros presentes actuarán como sitios anódicos en el proceso de corrosión, propiciando corrosión localizada.
  
- TIPO III: Ocurre a temperaturas relativamente altas, superiores a los 120°C (248°F), la corrosión disminuye por la formación de una capa delgada, compacta y adherente de FeCO<sub>3</sub>. La velocidad de disolución del hierro y la velocidad de formación del FeCO<sub>3</sub> son altas, de tal manera que la nucleación de cristales sobre la superficie es rápida y uniforme. Esto nos indica que la corrosión por CO<sub>2</sub> es controlada por la rápida formación y lenta disolución de esta capa protectora.

## 1.2 ÁCIDO SULFHÍDRICO (H<sub>2</sub>S)

El H<sub>2</sub>S puede estar presente en la producción de petróleo y gas en el yacimiento o puede ser generado durante el metabolismo de bacterias sulfato reductoras. En la mayoría de casos la procedencia del H<sub>2</sub>S se debe a las bacterias sulfato reductoras.

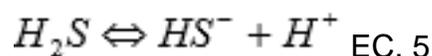
Con respecto a los análisis de la fase I realizada por ingeniero del campo quifa 4, se puede observar que el H<sub>2</sub>S medido en la corriente gaseosa en los puntos muestreados varía en cantidades, que llegan hasta valores de 4.7 ppm.

Según la norma NACE MR0175/ ISO15156-2009, los problemas de SSCC (Sulfide Stress Corrosión Cracking)<sup>6</sup> y otros mecanismos asociados a H<sub>2</sub>S tales como HIC (Hydrogen Induced Corrosión)<sup>7</sup>, SOHIC (Stress Oriented HIC)<sup>8</sup>, se pueden presentar cuando las presiones parciales de H<sub>2</sub>S sean igual o mayores a 0,05 psig.

El H<sub>2</sub>S puede causar otro tipo de daños como la corrosión localizada en forma de picaduras, en los equipos de transporte y refinación de petróleo y gas.

El siguiente es un mecanismo de reacciones del H<sub>2</sub>S que pueden ocurrir en medios acuosos.

La primera reacción es de ionización,



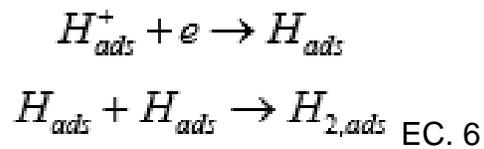
El protón de hidrogeno se reduce y forma hidrogeno molecular

---

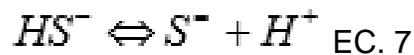
<sup>6</sup> SSCC (Sulfide Stress Corrosión Cracking): Sulfuro de agrietamiento por corrosión bajo tensión.

<sup>7</sup> HIC (Hydrogen Induced Corrosión): hidrógeno corrosión inducida.

<sup>8</sup> SOHIC (Stress Oriented HIC): HIC Orientada a estrés.



El anión  $HS^-$  se disocia para producir sulfuro y más protones de hidrogeno



Y el ión sulfuro reacciona con el hierro para formar el sulfuro de hierro de color negro



Cuando el tipo de daño causado por el  $H_2S$  en el acero es de corrosión localizada su agresividad depende de las propiedades mecánicas del depósito de sulfuro de hierro.

Teniendo como hipótesis la generación de  $H_2S$  por las bacterias reductoras de sulfato, existe el riesgo de deposición de biofouling en puntos de los tanques con bajas velocidades del fluido y por lo tanto de corrosión localizada.

La NACE menciona que las bacterias sulfato reductoras (BSR) requieren alrededor de 7.5 ppm de sulfatos para iniciar la generación de  $H_2S$  mediante reacciones de reducción. Los resultados de los análisis fisicoquímicos de la Fase I realizada por ingenieros del campo Quifa 4 indican que los sulfatos alcanzan concentraciones superiores a 7.5 ppm.

La asociación GPSA<sup>9</sup> menciona que la combinación de H<sub>2</sub>S y CO<sub>2</sub> en presencia de agua asegura la existencia de condiciones corrosivas. En general, corrientes de gas con una relación de bajo contenido de H<sub>2</sub>S y alto CO<sub>2</sub> es más corrosiva que aquellos de alto H<sub>2</sub>S y bajo CO<sub>2</sub>. Concentraciones de H<sub>2</sub>S en el rango de ppm con concentraciones de CO<sub>2</sub> igual o por encima 2% tiende a ser corrosiva por CO<sub>2</sub>.

NACE SP0110-2010 apéndice A (no mandatorio), presenta el siguiente criterio para determinar si uno o ambos mecanismos de corrosión pueden darse en presencia de CO<sub>2</sub> y H<sub>2</sub>S en una fase acuosa,

$\frac{PCO_2}{PH_2S} \geq 500$ : Se tiende a formar siderita y el mecanismo de corrosión es por CO<sub>2</sub>.

$\frac{PCO_2}{PH_2S} \leq 20$ : El producto de corrosión es FeS, la cual es una capa que se puede romper y acelerar la corrosión por H<sub>2</sub>S.

$\leq 20 \frac{PCO_2}{PH_2S} \leq 500$ : Pueden existir ambos tipos de depósitos. La temperatura es un parámetro importante que incide en la estabilidad de estos depósitos.

Por ejemplo para nuestro caso de una presión parcial de 5.44 psig de CO<sub>2</sub> y una presión parcial de 0.0008 psig de H<sub>2</sub>S daría valores muy altos por encima del valor de la relación de 500 indicando una corrosión preferencial por CO<sub>2</sub>.

---

<sup>9</sup> GPSA (Gas processors suppliers association): procesadores de gas de asociación con los proveedores.

Tabla 1 : Formación de FeCO<sub>2</sub> y FeS en función de la temperatura.

| Concentración H <sub>2</sub> S   | Tipo I (60°C) | Tipo II (100°C) | Tipo III (150°C) |
|----------------------------------|---------------|-----------------|------------------|
| Sin H <sub>2</sub> S o < 3,3 ppm |               |                 |                  |
| 33 ppm                           |               |                 |                  |
| >330 ppm                         |               |                 |                  |

\*fuente: Artículo científico "Evaluación de la Corrosión del Acero AISI-SAE 1020 en un ambiente multifásico de salmuera CO<sub>2</sub>-H<sub>2</sub>S" Universidad de Santander.

En la Tabla 1 se analiza el mecanismo de formación de depósitos de siderita FeCO<sub>3</sub> (Carbonato de Hierro II) y de FeS (Sulfuro de Hierro II). Se puede analizar que para el caso del campo Quifa a temperaturas cercanas a 158°F (70°C), la siderita o carbonato de hierro que se forma, no se adhiere fuertemente al metal y pasaría a la solución presentándose corrosión. De igual manera a concentraciones

bajas de H<sub>2</sub>S no se esperaría deposición del FeS. Luego en conclusión se espera una corrosión ácida de las aguas de producción.

## 2. HISTÓRIAL DE FALLAS EN LA INDUSTRIA PETROLERA

La CONCAWE (Conservation of Clean Air and Water in Europe)<sup>10</sup>, en su reporte "Performance of European cross-country oil pipelines Statistical summary of reported spillages in 2006 and since 1971"<sup>11</sup>, determina cinco grandes niveles de agrupación de las mayores causas de derrame, tanto para tuberías frías como tuberías calientes, que compagina con los Mecanismos de Falla determinados por el Departamento de Transporte Americano (Department of Transportation - DOT) y la Agencia Americana del Medioambiente (Environmental Protection Agency - EPA). Estas cinco grandes categorías como su aporte porcentual dentro del historial de fallas se detallan a continuación:

- a. Eventos de fuga atribuidos a Daños Mecánicos
- b. Eventos de fuga atribuidos a errores operacionales
- c. Eventos de fuga atribuidos a fenómenos corrosivos, bien sea de Corrosión Interior, Corrosión Externa, electrolítica o Corrosión Atmosférica.
- d. Fuerzas Naturales o Geohazard
- e. Daños por Terceros.

---

<sup>10</sup> CONCAWE (Conservation of Clean Air and Water in Europe): Conservación de Aire Limpio y Agua en Europa.

<sup>11</sup> "Performance of European cross-country oil pipelines Statistical summary of reported spillages in 2006 and since 1971": "Rendimiento de las tuberías de petróleo de Europa de campo travesía resumen estadístico de los derrames reportados en 2006 y desde 1971".

El historial de fallas en la industria petrolera clasificado por porcentajes es el siguiente:

| TIPOS DE FALLAS          | %  |
|--------------------------|----|
| ✓ Corrosión              | 33 |
| ✓ Fatiga                 | 18 |
| ✓ Daño Mecánico          | 14 |
| ✓ Fractura Frágil        | 9  |
| ✓ Defecto de Fabricación | 9  |
| ✓ Defectos de Soldadura  | 7  |
| ✓ Otros                  | 10 |

La corrosión es la preocupación más alta de la industria petrolera, ya que se da de varias maneras y genera un impacto de un 33% dentro de todas las fallas mecánicas que se presentan, siendo esta la mayor causa de daños en el campo de producción de petróleos.

### **3. CORROSIÓN EXTERNA EN LOS TANQUES DE ALMACENAMIENTO**

Los tanques de almacenamiento del campo Quifa 4, son construidos de acuerdo a la norma de construcción para tanques de almacenamiento de crudo API 650, la cual dentro de sus características de construcción se utiliza el Acero A36.

Este tipo de acero es una aleación de acero al carbono de propósito general muy comúnmente usado en la industria petrolera, ya que tienen un límite de fluencia mínimo de 220 MPA (32 ksi), y el mismo límite de rotura.

Aunque existen muchos otros aceros, superiores en resistencia, cuya demanda está creciendo rápidamente. La denominación A36 fue establecida por la ASTM (American Society for Testing and Materials)

De acuerdo con todas las características de resistencia de este acero con el cual se construyen los tanques, para que el deterioro en los tanques de almacenamiento sea evidente por causa de la corrosión externa, se requiere que los tanques estén totalmente expuestos o en su defecto estén instalados sin las normas de construcción para ser expuestos al medio ambiente, ya que cuando un tanque se instala en el suelo, típicamente desarrolla sitios anódicos y catódicos los cuales contribuyen al deterioro de este metal por causa de la corrosión.

En otros casos la corrosión externa se puede evitar por medio del aislamiento o recubrimiento externo, pero este tiene que ser muy bien instalado y controlado, ya que si los tanques presentan un tipo de aislamiento o recubrimiento que no se encuentre debidamente controlado puede presentarse corrosión bajo aislamiento (CUI)<sup>12</sup>, la cual se presenta como picaduras localizadas, normalmente es confinada a una pequeña área o a varias áreas pequeñas interconectadas.

Este tipo de corrosión localizada o picadura localizada puede presentarse como picaduras individuales o múltiples, alrededor de los tanques y cercanas al espesor completo de pared. La corrosión localizada se evalúa usando medición de espesores (Medidor de espesores por ultrasonido), métodos de valoración directa y medidores de profundidad y longitud, lo cual permite determinar la vida remanente del acero.

---

<sup>12</sup> CUI: (corrosion under insulation): corrosión bajo aislamiento.

Las bacterias, celdas diferenciales de concentración de oxígeno, corriente de interferencia eléctrica, o simplemente la interacción entre celdas galvánicas pueden causar picaduras localizadas. La corrosión localizada causa preocupación en la integridad de un tanque, ya que en general el área atacada suele ser muy pequeña, por lo cual la velocidad de corrosión en algunas situaciones puede ser extremadamente alta.

### **3.1 CORROSION EXTERNA AXIAL ANGOSTA**

La corrosión externa axial angosta NAEC<sup>13</sup> se encuentra a menudo en costuras de doble arco sumergido que son recubiertas con cinta de polietileno; no es única para costuras longitudinales de los tanques. La cinta, debido a la protuberancia o sobre espesor del cordón de soldadura, deja un espacio entre el límite del metal de soldadura y el metal base, de modo que se forma una cámara de aire, la cual permite la entrada de agua y puede proporcionar un ambiente que blindo o apantalla la superficie externa del tanque de la protección catódica.

Esta área blindada está orientada axialmente y se limita al área inmediatamente adyacente a la línea de soldadura.

El defecto resultante en forma de ranura es más propenso a causar una ruptura que la corrosión de perfil suave.

---

<sup>13</sup> NAEC : “Narrow Axial External Corrosion”: La corrosión externa axial angosta.

### **3.2 CONTROL DE LA CORROSION EXTERNA**

En algunos tanques, la corrosión externa se controla combinando el uso de recubrimientos protectores y sistemas de protección catódica.

Los recubrimientos protectores forman una barrera entre el acero del tanque y el suelo, aislando de esta manera la tubería del electrolito.

La protección catódica se usa en combinación con recubrimientos para proveer control de corrosión donde se presenten poros (discontinuidades) o daños en el recubrimiento protector, de tal forma que el tanque queda expuesto al electrolito corrosivo.

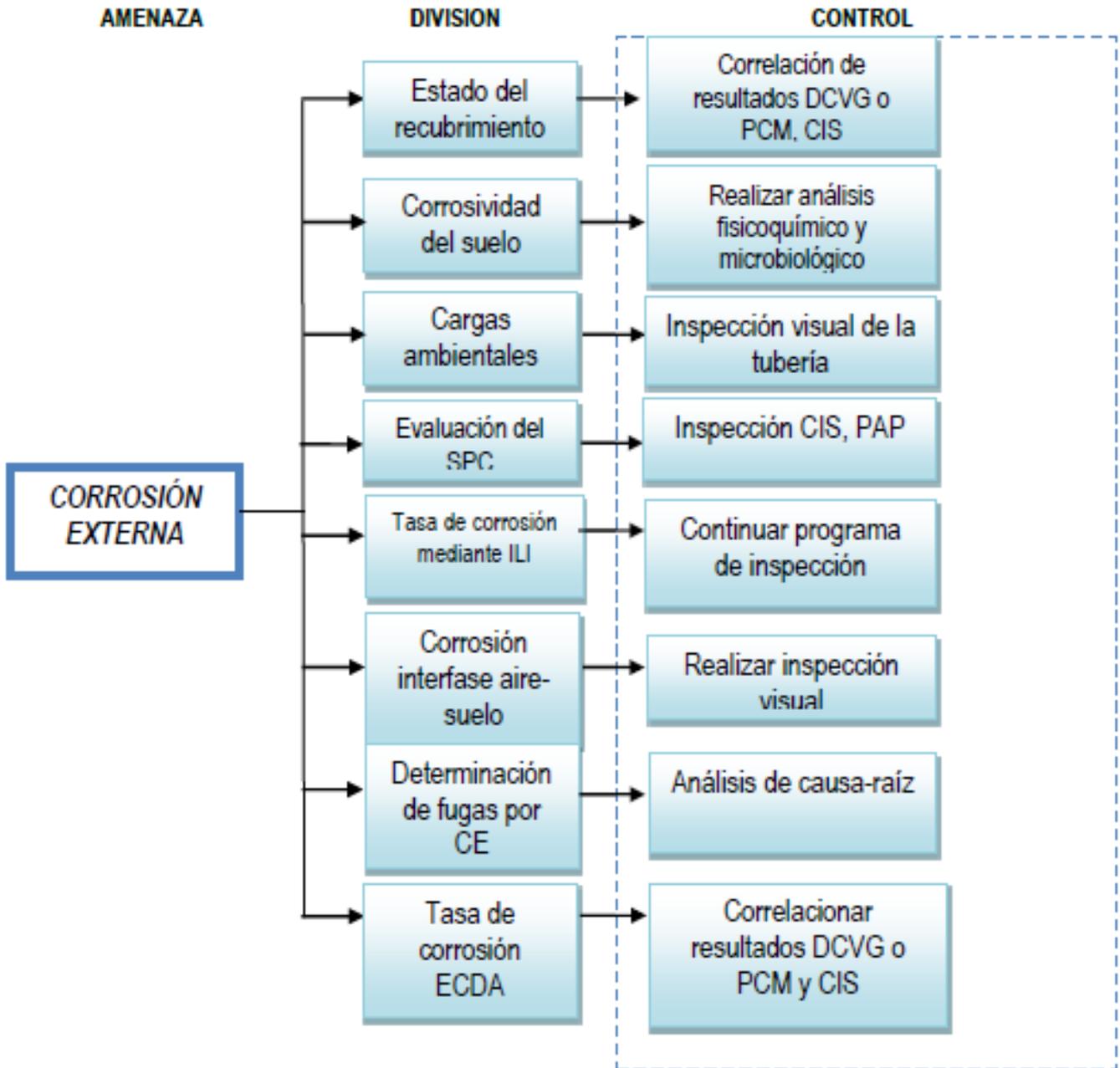
La protección catódica esencialmente cambia áreas anódicas por áreas catódicas en la superficie del acero, transfiriendo la corrosión a una estructura externa y ajena al tanque que puede ser reemplazada fácil y periódicamente.

La corrosión por corrientes dispersas (usualmente picaduras) causada por la influencia de fuentes externas de corrientes eléctricas.

### **3.3 CONTROL DE LA CORROSION EXTERNA MEDIANTE RECUBRIMIENTOS.**

Los sistemas de recubrimientos externos de la línea de almacenamiento y descarga deben ser evaluados, monitoreados y mantenidos. El control de la corrosión es altamente dependiente de la integridad del sistema del recubrimiento externo.

Gráfica 3: Medidas de control de corrosión externa.



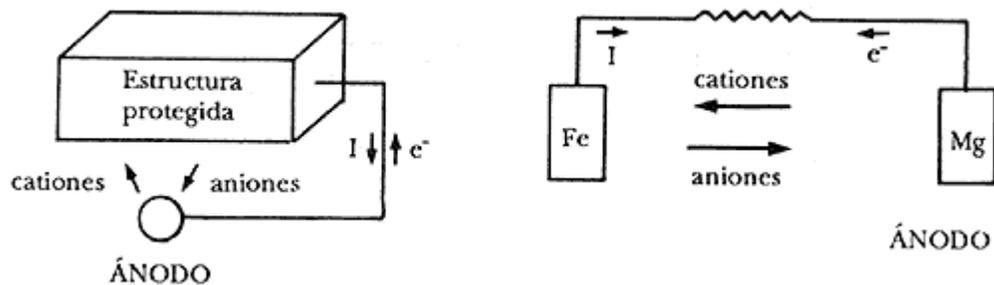
\*Fuente: Autorizado por Ingeniero residente de mantenimiento de Pacific Rubiales Energy.

La representación del anterior diagrama esquematiza cada una de las divisiones que conforman la amenaza de corrosión externa consideradas en el análisis de riesgo de los tanques, junto con algunas de las posibles medidas generales de acción de mitigación o control.

#### 4. PROTECCIÓN CATÓDICA CON ÁNODOS GALVÁNICOS

En este método se conecta el metal que se trata de proteger a otro menos noble que él, es decir, más negativo en la serie electroquímica. Este sistema se conoce como protección catódica con ánodos galvánicos o de sacrificio y consiste realmente en la creación de una pila galvánica en que el metal a proteger actúe forzosamente de cátodo (polo positivo de la pila), mientras que el metal anódico se "sacrifica" o sea que se disuelve (polo negativo), Grafica 3 que se presenta a continuación.

Gráfica 4: Protección catódica con ánodos galvánicos o de sacrificio.



\*Fuente: Artículo "Mas allá de la Herrumbre II la lucha contra la corrosión"<sup>14</sup>

Como el metal más comúnmente utilizado en la práctica por su bajo precio y alta resistencia mecánica es el acero, los metales que se puedan conectar a él y que

<sup>14</sup>Avila, Javier. Genescá, Joan. Artículo Biblioteca digital ILCE, Mexico "Mas allá de la Herrumbre II, la lucha contra la corrosión" sección 6, Corrosion Electro Quimica.

tienen un potencial más negativo quedan reducidos en la práctica al zinc (Zn), al aluminio (Al) y al magnesio (Mg) y sus aleaciones.

El zinc ha sido siempre el material anódico clásico y es el pionero en el desarrollo de la protección catódica.

Los ánodos de aleaciones de magnesio han sido también utilizados con éxito; principalmente se emplean para la protección de estructuras que requieren de una polarización rápida, o en medios agresivos de resistividad elevada, como los suelos.

El aluminio es un material anódico de gran interés por sus características electroquímicas. Sin embargo, la obtención de aleaciones de aluminio adecuadas para ánodos de sacrificio ha sido más lenta que las de los dos otros metales; cabe mencionar que en los últimos años han tenido un gran desarrollo.

#### **4.1 Propiedades de un material anódico**

Analizando la serie electroquímica de los metales, un metal tendrá carácter anódico respecto de otro si se encuentra arriba de él en dicha serie. Así, por ejemplo, el hierro será anódico con relación al cobre y catódico respecto al zinc.

A continuación se ilustra el mecanismo de protección catódica con ánodo de sacrificio.

Tabla 31: Serie electroquímica de los metales.

| Equilibrio   | d.d.p.<br>(Voltios) | Equilibrio   | d.d.p.<br>(Voltios) |
|--|---------------------|--|---------------------|
| $Mg \rightleftharpoons Mg^{2+} + 2 e^-$                        | -2,34               | $Co \rightleftharpoons Co^{2+} + 2 e^-$            | -0,277              |
| $Ti \rightleftharpoons Ti^{2+} + 2 e^-$                        | -1,75               | $Ni \rightleftharpoons Ni^{2+} + 2 e^-$            | -0,230              |
| $Al \rightleftharpoons Al^{3+} + 3 e^-$                        | -1,61               | $Sn \rightleftharpoons Sn^{2+} + 2 e^-$            | -0,136              |
| $Mn \rightleftharpoons Mn^{2+} + 2 e^- \leftarrow$             | -1,05               | $Pb \rightleftharpoons Pb^{2+} + 2 e^-$            | -0,126              |
| $\rightarrow Zn \rightleftharpoons Zn^{2+} + 2 e^-$            | -0,762              | $H_2 \rightleftharpoons H^{2+} + 2 e^-$            | $\pm 0,000$         |
| $Cr \rightleftharpoons Cr^{3+} + 3 e^-$                        | -0,71               | $Cu \rightleftharpoons Cu^{2+} + 2 e^- \leftarrow$ | +0,345              |
| $\rightarrow Fe \rightleftharpoons Fe^{2+} + 2 e^- \leftarrow$ | -0,441              | $Ag \rightleftharpoons Ag^{1+} + 1 e^-$            | +0,800              |
| $Cd \rightleftharpoons Cd^{2+} + 2 e^-$                        | -0,402              | $Au \rightleftharpoons Au^{3+} + 3 e^-$            | +1,42               |

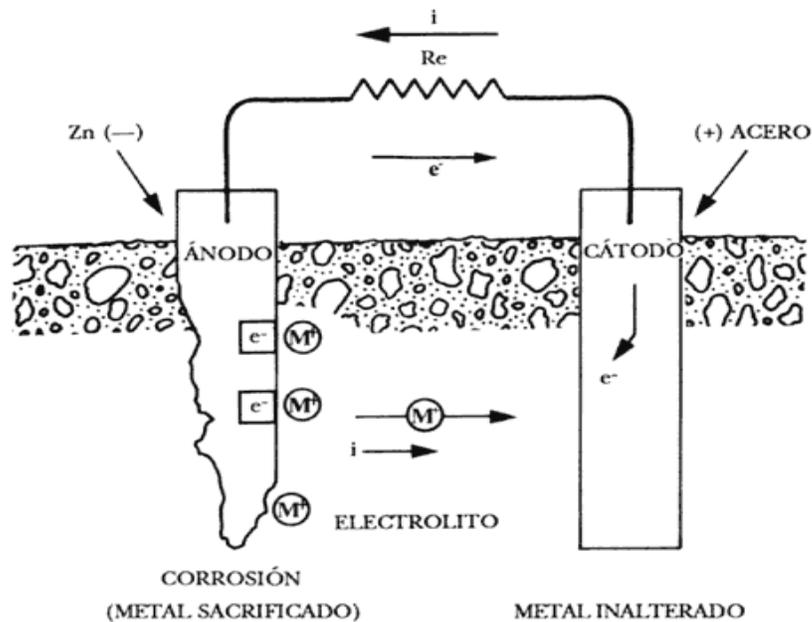
\*fuente: Artículo "Oxidación hierro (acero) definición, freno a la misma y protección ecológica."<sup>15</sup>

Las propiedades que debe presentar un material anódico son las siguientes:

- Un potencial de disolución lo suficientemente negativo como para polarizar la estructura de acero (que es el metal que normalmente se protege) a -0,80 V. Sin embargo, el potencial no debe ser excesivamente negativo ya que eso motivaría un gasto innecesario de corriente. El potencial práctico de disolución puede estar comprendido entre -0,95 V y -1,7 V.
- Una tendencia pequeña a la polarización, no debe desarrollar películas pasivantes protectoras y debe tener un elevado sobre potencial para la formación de hidrógeno.
- Un elevado rendimiento eléctrico, expresado en Amperio-hora por kg de material (A x h / kg) lo que constituye su capacidad de drenaje de corriente.
- Un proceso de disolución anódica uniforme.

<sup>15</sup> Empresa Zinper S.L. Artículo "oxidación hierro (acero), definición, freno a la misma y protección ecológica"

Gráfica 5: Mecanismo de protección catódica con ánodo de sacrificio.



\*Fuente: Artículo "Mas allá de la Herrumbre II la lucha contra la corrosión".<sup>16</sup>

- Fácil adquisición y susceptible de fundir en diferentes formas y tamaños.
- Costo razonable, de modo que en conjunción con las características electroquímicas correctas, pueda lograrse una protección a un costo bajo por Amperio-año.

#### 4.2 Intensidad de la corriente anódica

---

<sup>16</sup> Avila, Javier. Genescá, Joan. Artículo Biblioteca digital ILCE, Mexico "Mas allá de la Herrumbre II, la lucha contra la corrosión" sección 7, Protección Catódica con Ánodos Galvánicos.

Cada tipo de ánodo, sumergido o enterrado, tiene una resistencia que depende de la resistividad del medio ( $\rho$ ), de su longitud y del llamado radio equivalente; esta resistencia se calcula con la siguiente ecuación empírica:

$$R = [\rho / 2 \pi L] [2,3 \log (4 L / r) - 1] \quad \text{EC.9}$$

Dónde:

R = resistencia del ánodo, en ohm ( $\Omega$ )

L = longitud, en cm

$\rho$  = resistividad del medio, en ohm por cm ( $\Omega \text{ xcm}$ )

r = radio equivalente, en cm

El radio equivalente de un ánodo es el radio de un cilindro de igual superficie transversal, cuando este se haya consumido un 40%. Si la sección del ánodo S es igual a  $\pi \times r^2$ , para el 60 % de área remanente el valor del radio equivalente está dado por:

$$r = \sqrt{0,60 S / \pi} \quad \text{EC. 10}$$

Cada ánodo puede suministrar una intensidad de corriente I que está fijada por la ley de Ohm  $I \times R = V$ , donde V es la diferencia de potencial entre el potencial de disolución del metal anódico en el medio agresivo y el potencial de protección (para el acero, 0,80 V con respecto al electrodo de referencia Ag/AgCl) y R es la resistencia del ánodo, calculada según la ecuación 10.

### 4.3 Vida de los ánodos

Un factor importante que se debe tener en cuenta es la duración o vida de los ánodos. La vida para cada valor de intensidad de corriente es una función del peso del ánodo (leyes de Faraday) y no del número de ánodos que se coloquen. Si se conoce la intensidad que es capaz de suministrar un ánodo I y su peso kg, teniendo en cuenta su capacidad de corriente calculada teóricamente así como su rendimiento y su factor de utilización, se puede calcular fácilmente su duración.

Tabla 32: Valores electroquímicos para el cálculo de la vida de los ánodos.

| Metal Anódico | Capacidad corriente teórica (A-año/Kg) | Rendimiento % | Factor de utilización % |
|---------------|--|---------------|-------------------------|
| Zinc (Zn)     | 0.094                                  | 90            | 85                      |
| Aluminio (Al) | 0.340                                  | 90            | 85                      |
| Magnesio (Mg) | 0.251                                  | 50            | 85                      |

\*Fuente: Artículo "Mas allá de la Herrumbre II la lucha contra la corrosión"<sup>17</sup>

El factor de utilización puede ser del 85%, ya que cuando un ánodo se consumió, este porcentaje debe sustituirse pues el material que queda es insuficiente para mantener un porcentaje adecuado de la intensidad de corriente que inicialmente era capaz de suministrar.

La vida del ánodo puede calcularse de la siguiente manera:

$$V = C \times P \times R \times F / I \quad \text{EC. 11}$$

---

<sup>17</sup> Op. Cit. Pag 85

Dónde:

V, vida (años)

C, capacidad de corriente (A x año/ kg)

P, peso del ánodo (kg)

R, rendimiento (%)

F, factor de utilización (adimensional)

I, intensidad de corriente (A)

Por ejemplo, la vida de un ánodo de Zn de 14 kg de peso, capaz de suministrar una intensidad de corriente de 0,1 A, es la siguiente:

Capacidad de corriente C = 820 Axh/kg

Capacidad de corriente C (un año, 8.760 horas) = 0,094 Axaño/kg

Rendimiento = 90%

Factor utilización = 85%

Por tanto, su vida es la siguiente:

$$V = 0,094 \text{ (Axaño/kg)} \times 14 \text{ (kg)} \times 0,85 / 0,1 \text{ (A)}$$

$$V = 10,07 \text{ años}$$

Tabla 33: Propiedades físicas y electroquímicas del Mg, Zn y Al.

| PROPIEDADES  | Mg                    | Zn                   | Al                    |
|--|-----------------------|----------------------|-----------------------|
| Peso atómico (g)                                   | 24.32                 | 65.38                | 26.97                 |
| Peso específico a 20°C, g/cm <sup>3</sup>          | 1.74                  | 7.14                 | 2.70                  |
| Punto fusión (°C)                                  | 651                   | 419.4                | 660.1                 |
| Resistencia eléctrica (Ω-cm)                       | 4.46 10 <sup>-6</sup> | 6.0 10 <sup>-6</sup> | 2.26 10 <sup>-6</sup> |
| Valencia   | 2                     | 2                    | 3                     |
| Equivalente – gramo                                | 12.16                 | 32.69                | 9.00                  |
| Equivalente electroquímico (mg/C)                  | 0.12601               | 0.3387               | 0.0931                |
| Capacidad eléctrica teórica (A-h/Kg)               | 2204                  | 820                  | 2982                  |
| Capacidad eléctrica teórica (A-h/dm <sup>3</sup> ) | 3836                  | 5855                 | 8051                  |
| Capacidad eléctrica práctica (A-h/Kg)              | 1322                  | 738                  | 1491                  |
| Rendimiento corriente (%)                          | 60                    | 90                   | 50                    |
| Consumo teórico (Kg/A-año)                         | 3.98                  | 10.69                | 2.94                  |
| Consumo teórico (dm <sup>3</sup> /A-año)           | 2.3                   | 1.5                  | 1.1                   |
| Potencia normal a 25°C (V vs. Ag/AgCl)             | -2.63                 | -1.05                | -1.93                 |
| Potencia disolución en agua de mar (V vs. Ag/AgCl) | -1.55                 | -1.05                | -1.85                 |

\*Fuente: Artículo “Corrosion Engineering & Cathodic Protection” Atlantic International University<sup>18</sup>

#### 4.4 Fijación de los ánodos

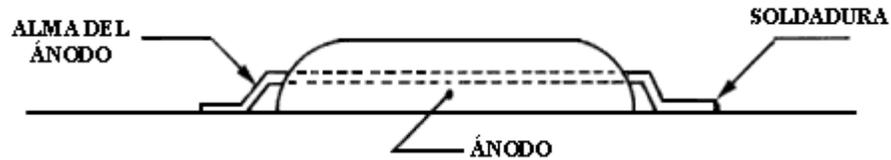
Los ánodos se pueden colocar en la estructura a proteger de maneras diferentes, pero siempre con ayuda del alma que la atraviesa, la que suele ser redonda y de acero.

Los extremos que sobresalen del alma pueden doblarse ligeramente y soldarse, lo que es el caso más común, se utilizan también con frecuencia sistemas de grapas o espárragos o simplemente se atornillan.

---

<sup>18</sup>Chavarría, Luis. Atlantic International University, “Corrosión Engineering & Cathodic Protection”, cuadro 5.

Gráfica 6: Detalle de la instalación de ánodos de sacrificio.



\*Fuente: "Más allá de la Herrumbre II, la lucha contra la corrosión"<sup>19</sup>.

Cuando van enterrados, se introducen en una bolsa de tela y son rodeados de una mezcla de componentes de baja resistividad que proporcionan un funcionamiento homogéneo del ánodo.

Por medio de un cable se une el alma de acero del ánodo con la estructura que se quiere proteger. En forma genérica, se puede mencionar que el procedimiento de instalación consiste básicamente en realizar una perforación en el terreno de aproximadamente 2 m de profundidad y 0,25 m de diámetro, a una distancia de 2 a 3 m del eje de la estructura.

Finalizada la excavación del pozo, se introduce el ánodo rodeado por un material denominado "back-fill"<sup>20</sup>, el que está contenido en una bolsa de lienzo.

Como ya se mencionó, la pieza metálica posee axialmente un alma de acero cincado que se suelda al cable que permite su conexión a la estructura a proteger.

---

<sup>19</sup> Avila, Javier. Genescá, Joan. Artículo Biblioteca digital ILCE, Mexico "Mas allá de la Herrumbre II, la lucha contra la corrosión" sección 11, Algunas aplicaciones prácticas.

<sup>20</sup> "Back-fill": Relleno.

Generalmente, el “back-fill” es una mezcla bien homogeneizada y apisonada de yeso hidratado, bentonita y sulfato de sodio; su finalidad es regular la corrosión del ánodo.

Luego de introducir la bolsa, se rellena el pozo con suelo seleccionado de buena conductividad, carente de piedras.

Se debe prestar especial atención en que la cabeza del ánodo (o de la bolsa) quede a la profundidad del eje de la estructura. El ánodo puede conectarse directamente a la estructura o indirectamente por medio de bornes, a una caja de medición montada especialmente.

Estas cajas facilitan la medición de los potenciales de la estructura contra tierra y las corrientes drenadas por los ánodos. Generalmente se las pinta con fines de señalización.

La elección del material de ánodos a utilizar depende fundamentalmente de la resistividad del electrolito.

Es importante señalar que la instalación de electrodos y ánodos requieren técnicas especializadas que, de no llevarse a cabo, reducen o eliminan la protección perseguida.

#### **4.5 Cálculo del número de ánodos**

Con el fin de conocer el número de ánodos requeridos para llevar a cabo la protección catódica es necesario inicialmente determinar la superficie a proteger y calcular la densidad de corriente de protección.

El producto de la superficie a proteger (en m<sup>2</sup>) por la densidad de corriente de protección (en mA/m<sup>2</sup>) da la intensidad total necesaria para la protección catódica (It).

Por otra parte, como se conoce la intensidad que es capaz de suministrar un ánodo, se tiene que el número de ánodos N está dado por la siguiente relación:

$$N = It / I \quad \text{EC. 12}$$

## **4.6 Campo de aplicación de los ánodos galvánicos**

### **4.6.1 Ánodos de zinc.**

Su gran utilización como ánodo de sacrificio (primer metal que se empleó como tal) está justificada porque tiene un valor relativamente elevado de su potencial de disolución que le confiere un alto rendimiento de corriente.

Uno de los factores que más puede limitar la utilización del Zn es la resistividad del medio agresivo. Es aconsejable que su empleo quede limitado a resistividades inferiores a los 5.000 ohm/cm.

También hay que limitar su utilización en presencia de aguas dulces a temperaturas superiores a los 65°C ya que en estas condiciones puede invertir su polaridad y hacerse catódico con relación al acero.

Como ánodo galvánico o de sacrificio se utiliza masivamente, sobre todo para la realización de la protección catódica en agua de mar: buques, andenes marítimos,

refuerzos metálicos, diques flotantes, boyas, plataformas de perforación de petróleo, depósitos de agua, condensadores, etc.

#### 4.6.2 Ánodos de aluminio.

Este metal, por su situación en la serie electroquímica, es el más idóneo para la protección catódica, pues ocupa una posición intermedia entre el Zn y el Mg y tiene además una capacidad elevada de corriente.

El campo de aplicación de los ánodos de Al es semejante al de los de Zn; su comportamiento es satisfactorio en la protección catódica de estructuras sumergidas en aguas dulces.

Debido precisamente a su elevada capacidad de corriente, un solo ánodo de Al puede ejercer la acción de tres de Zn de iguales características, para una misma duración del ánodo. Estas circunstancias han motivado que estos ánodos se utilicen frecuentemente en construcciones navales, para la protección catódica de tanques de lastre y en los buques petroleros.

Tabla 34: Características electroquímicas de algunas aleaciones de zinc, de aluminio y de magnesio utilizadas en la actualidad.

| Aleación | Potencial (V) Ag/AgCl | Potencial respecto al acero protegido (-08V) | Capacidad de drenaje de corriente A-h/Kg |
|----------|-----------------------|--|--|
| Zn*      | -1.05                 | -0.25  | 780                                      |
| Al-Zn-Sn | -1.07                 | -0.27  | 2 420                                    |
| Al-In    | -1.15                 | -0.35  | 2 740                                    |
| Al-Hg    | -1.05                 | -0.25  | 2 830                                    |
| Mg       | -1.5 a -1.7           | -0.7 a -0.9                                  | 1 050 a 1 200                            |

\*Fuente: Artículo "Mas alla de la Herrumbre II la lucha contra la corrosión"<sup>21</sup>.

---

<sup>21</sup> Ob. Cit. Pag 85

Aunque el precio del Al es más elevado que el del Zn, al tener que colocar menos ánodos esta diferencia se compensa y si se considera además el ahorro de mano de obra de la colocación, estos pueden llegar a ser incluso más económicos que los de Zn.

#### **4.6.3 Ánodos de magnesio.**

La utilización del Mg y sus aleaciones resulta del valor bastante reducido que presenta su potencial de disolución, lo que implica un bajo rendimiento de corriente y una disminución, a veces bastante grande, del potencial de la estructura a proteger.

El magnesio se puede utilizar para la protección catódica de estructuras provistas de un recubrimiento de mala calidad situadas en un medio de resistividad elevada (10.000 ohm/cm) tal como es el caso de un suelo arenoso; en resumen, su mejor campo de aplicación es en medios de resistividad elevada (entre 5.000 y 20.000 ohms/cm).

Estos ánodos no son recomendables para su utilización en agua de mar, ya que su elevado auto corrosión hace que los rendimientos sean muy bajos. La siguiente ilustración indica lo anterior mencionado y puede ayudar en la selección de un material anódico en función de la resistividad del medio.

Tabla 35: Ánodos de sacrificio recomendables en función de la resistividad del medio.

| Material                 | Medio | Resistencia<br>$\Omega$ - cm |
|--------------------------|-------|------------------------------|
| Al                       | Agua  | Hasta 150                    |
| Zn                       |       | Hasta 500                    |
| Mg (-1.5 V)              |       | Mayor de 500                 |
| Zn con backfill          | Suelo | Hasta 1 500                  |
| Mg (-1.5 V) con backfill |       | Hasta 4 000                  |
| Mg (-1.7 V) con backfill |       | 4 000 – 6 000                |

Fuente: Artículo "Mas alla de la Herrumbre II la lucha contra la corrosión"<sup>22</sup>

## 5. ESTUDIO DE RECUBRIMIENTOS POLIMERICOS

La construcción de los tanques de almacenamiento sigue las normas internacionales The American Petroleum Insitutes<sup>23</sup> (API 650-2007). Estos estándares no consideran la naturaleza corrosiva del producto a contener y el grado de corrosividad del medio ambiente.

Por tanto, el espesor de la plancha diseñado bajo estos estándares no puede tener la durabilidad esperada si el acero no es protegido adecuadamente. La selección del recubrimiento interior y exterior es una tarea muy importante para los ingenieros encargados de la parte de protección del tanque. Para el correcto diseño de los sistemas protectores, los ingenieros deben considerar diferentes parámetros como: condiciones de servicio, el tipo de los recubrimientos usados.

---

<sup>22</sup> Ob. Cit. Pag

<sup>23</sup> "The American Petroleum Insitutes": El Instituto Americano del Petróleo. (A.P.I.)

## 5.1 Selección del Recubrimiento

### 5.1.1 Por su posición en el sistema

Capa Primaria: Es la primera capa aplicada al sustrato y debe tener las principales características:

Adherencia: El producto se adhiere mediante valencias primarias ó enlaces químicos (ej. Zinc Inorgánico ZIO), por otro lado también puede originar enlaces de valencia secundaria o polar (Ej. Epóxicos, Epóxicos modificados). Y por último adhesión mecánica, relacionado al perfil de rugosidad del sustrato.

Protección Anticorrosiva: Las capas primarias deben de tener pigmentos que le otorguen propiedades anticorrosivas a la pintura mediante el mecanismo de protección catódica (Zinc), o mediante el mecanismo de protección anódica (Fosfatos, molibdatos). Cabe mencionar que por regulaciones ambientales los pigmentos a base de plomo y cromatos están siendo discontinuados y no están siendo especificados actualmente.

Intermedio: El mecanismo principal de protección de estas capas es el “efecto capa barrera” dado por el espesor de la pintura y por el tipo de polímero usado. El entrecruzamiento producido en el curado de la pintura producirá una capa más o menos impermeable. Normalmente las capas intermedias pueden ser Acrílicos, Epoxicos, Epoxy Novolacas.

Acabado: Muchas veces el producto usado como capa intermedia puede ser usado como capa de acabado. Pero las principales características de esta capa son:

### **a) Efecto Capa Barrera.**

Al igual que la capa intermedia estos productos deben ofrecer una alta impermeabilidad.

### **b) Resistencia al Medio.**

Dependiendo si se protege el interior o exterior de los tanques de almacenamiento. El producto debe ofrecer la resistencia al medio que estará en contacto (la atmósfera para los tanques exteriores) y (el tipo de fluido que contendrá el tanque).

Para tanques exteriores la estabilidad al brillo y a los rayos UV es un factor muy importante, por lo que normalmente se usan como acabados productos basados en Poliuretano o Polisiloxanos (PSX).

### **5.1.2 Por el tipo de Resina**

La clasificación más importante está dada por el tipo de polímero que se usa para proteger los tanques de almacenamiento. Las características intrínsecas de cada uno de ellos nos ofrecerán prácticamente las características de la pintura y por lo tanto su funcionamiento o no bajo determinadas condiciones de servicio.

**Acrílicos:** Son resinas que tienen un mecanismo de curado por evaporación formando una película estable y semirrígida. Actualmente reemplazan con mayor eficiencia a los sistemas alquídicos.

Existen en el mercado Acrílicos base solvente, pero los más usados actualmente son los basados en agua, por las exigencias de protección ambiental. Los

fabricantes pueden ofrecer como primarios y como intermedio y acabados. Se caracterizan por su buena estabilidad a la luz y a los rayos UV.

Son recomendados para ambientes no muy agresivos y sólo para exteriores.

Epóxicos: Son las resinas de mayor uso para la protección de tanques de almacenamiento, interior y exterior respectivamente. En los últimos años la tecnología química de los Epoxicos ha variado tremendamente, existiendo una variedad muy importante.

Bisfenol A Son los que tradicionalmente se han usado y se vienen usando para desarrollar pinturas de protección para tanques. De acuerdo a su peso molecular, estos pueden originar productos con bajos sólidos y actualmente se usa es Epoxicos de altos sólidos. Presentan una característica de buena resistencia química y física.

Tienen una desventaja que no son estables a la luz UV produciendo una degradación y pérdida de color y brillo.

Poliuretanos: Es el producto resultante de la reacción de un diisocianato, normalmente alifático con un polyol disfuncional, produciendo un producto de poliuretano de buena resistencia física y química y con una alta estabilidad del brillo y del color.

Normalmente usado como capa de acabado en exterior de tanques de almacenamiento sobre una capa intermedia Epóxica.

En exteriores el sistema ZIO/Epoxy/PUR es el de mejor desempeño.

Polisiloxanos: La aplicación de éste tipo de tecnología es relativamente nueva en el campo de los recubrimientos protectores. La química de estos productos está

basada en el silicio (inorgánico) a diferencia de los productos Epoxicos y PUR que están basados en el carbono (orgánico).

Esta propiedad hace que los PSX tengan buena impermeabilidad, por lo tanto la mayor protección anticorrosiva similar a los epóxicos; y una excelente estabilidad al brillo y color similar a los PUR.

Por lo que normalmente reemplazan al sistema Epoxy/PUR. Con una buena capa de primario y una capa de PSX ofrecerá en exterior de tanques un alto desempeño.

## **5.2 Recomendaciones.**

- Una incorrecta selección del recubrimiento protector para interior y exterior de tanques de almacenamiento puede originar una falla prematura y normalmente en costos de mantenimiento y reparación muy altos para cualquier empresa.
- Para evitar y prever estos problemas los ingenieros deberán conocer todos los parámetros importantes para especificar el mejor sistema de protección. Para exteriores es muy importante tener en cuenta el medio ambiente atmosférico al que estarán expuestos los tanques: Rural, Industrial, Marino ó Marino Industrial.
- Para Interiores se debe conocer el tipo de producto que va a contener el tanque, su agresividad química, pH, temperatura. Por el tipo de desempeño los recubrimientos para interiores son diseñados y especificados siguiendo un procedimientos especiales de selección.

### 5.3 Uso de recubrimientos poliméricos en los tanques de Quifa<sup>24</sup> 4.

#### 5.3.1 Diagnóstico de corrosión interna.

Los tanques están recubiertos internamente con pintura epoxifenólico serie 45, con un espesor de 3 a 4 mils y algunos tienen protección catódica interna, reduciendo el riesgo de corrosión interior.

Tabla 30: Tanques con aislamiento

| TANQUES    | PRODUCTO                     | CAPACIDAD(BLS) | TIEMPO DE SERVICIO(AÑOS) | %H2O | %CO2 | %H2S | BACTERIAS SRB | INSPECCION UT | RECUBRIMIENTO INTERNO | PROTECCION CATODICA INTERNA |
|------------|------------------------------|----------------|--------------------------|------|------|------|---------------|---------------|-----------------------|-----------------------------|
| 320-TK-010 | CRUDO 0.5% BSW <sup>25</sup> | 40000          | 2                        | 0.5% | NO   | NO   | SI            | NO            | SI                    | NO                          |
| 320-TK-020 |                              | 40000          | 2                        | 0.5% | NO   | NO   | SI            | NO            | SI                    | NO                          |
| 320-TK-030 |                              | 40000          | 2                        | 0.5% | NO   | NO   | SI            | NO            | SI                    | NO                          |
| 320-TK-040 |                              | 100000         | 1                        | 0.5% | NO   | NO   | SI            | NO            | SI                    | SI                          |
| 320-TK-050 |                              | 100000         | 1                        | 0.5% | NO   | NO   | SI            | NO            | SI                    | SI                          |

\*Fuente: Autorizado por Ingeniero residente de calidad de Pacific Rubiales Energy.

Los tanques tienen corto tiempo de servicio, con fluidos de producción potencialmente corrosivos, con barreras y sistemas de protección pero deben mantenerse los programas de inspección y reparación de acuerdo con las normativas API.

<sup>24</sup> Quifa, OP.CIT.PAG 11

## **5.4 Epoxifenólico Serie 45**

Es un sistema Epóxico de dos componentes, con excelente resistencia química y buena resistencia mecánica, catalizado con producto tipo amina.

### **5.4.1 Uso**

Recubrimiento de alto desempeño formulado como acabado en interior de tanques metálicos resistente a temperaturas elevadas (hasta 210°C) en seco y 150°C en inmersión continua para crudo.

Recubrimiento para interior de tanques metálicos que almacenen agua salada, agua de proceso, disolventes, químicos.

Especialmente formulado para la protección interior de tanques de almacenamiento de crudos de petróleo.

Este producto se puede aplicar en el exterior de equipos metálicos como auto imprimante: es importante colocar una capa de Esmalte Uretano, Serie 36, con el fin de evitar el fenómeno de entizamiento. Se recomienda aplicar esta capa de acabado como máximo a las 48 horas siguientes contadas a partir de la aplicación de la última capa del Epoxifenólico Serie 45 de lo contrario se requiere reactivar la superficie mediante métodos de solvente, arenado ligero, etc., dependiendo del tipo de aplicación de la última capa. Producto aprobado para uso en contacto con agua potable para consumo humano.

#### **5.4.1.1 Características**

- Excelente resistencia química
- Buena resistencia mecánica
- Buena resistencia a la temperatura
- Excelente adherencia a superficies metálicas y/o imprimantes inorgánicos de cinc
- Fácil aplicación
- No contiene pigmentos nocivos (minio ni cromatos).
- Es auto imprimante

#### **5.4.2 Modo de empleo.**

##### **5.4.2.1 Preparación de la Superficie Metálica**

Todas las superficies por pintar deben estar libres de polvo, mugre, humedad o de otros contaminantes que puedan interferir con la adherencia del recubrimiento.

Debe aplicarse sobre acero limpio con chorro abrasivo a Grado Metal Blanco según norma SSPC-SP5: se recomienda un perfil de anclaje entre 1.5 y 3.0 mils (38 a 75 Mm). Este producto se puede aplicar como auto imprimante sobre superficies metálicas preparadas con chorro abrasivo húmedo (previa compatibilidad con el tipo de inhibidor de corrosión utilizado).

Nota: Al aplicar este producto sobre superficies preparadas con herramientas mecánicas (SSPC-SP3), su desempeño será notoriamente más bajo

#### **5.4.2.2 Preparación del producto**

La relación en volumen de la mezcla es de 5:1. Agitar previamente cada componente en su empaque. Verter completamente el Componente B sobre el componente A, mezclar manualmente o con un taladro de bajas revoluciones máximo (400 rpm) hasta obtener una mezcla homogénea y de color uniforme.

#### **5.4.2.3 Aplicación.**

El producto se aplica con brocha, equipo convencional, equipo sin aire; Cuando se aplique con brocha, ésta debe ser de cerda animal y no de nylon.

El tiempo de aplicación entre capas debe ser de 16 a 24 horas, a una temperatura ambiente de 25°C.

Para las costuras de soldaduras irregulares y ásperas y otras áreas que no se hayan desbastado con pulidora, se recomienda realizar una aplicación previa del producto diluido a un 25% con Colmasolvente Epóxico referencia 958025 y aplicado con brocha repasando sobre la superficie: este tratamiento se puede recubrir tan pronto se haya secado al tacto.

Se debe permitir de 4 a 6 días de tiempo de curado final antes de poner el equipo en servicio, cuando se aplique en superficies internas. Limpie el equipo con Colmasolventé Epóxico referencia 958025, cuando aún el producto esté fresco.

Excelente compatibilidad con Esmaltes Uretanos, en el caso de ser utilizados en superficies exteriores a la acción de los rayos UV

Rendimiento Teórico:

82 m<sup>2</sup>/galón a un espesor de película seca de 25.4 Mm (1.0 mils).

El rendimiento práctico puede sufrir modificaciones debido a perfiles de anclaje mayores que los especificados, corrientes de aire, alta porosidad de la superficie, equipo de aplicación utilizado, diseño y forma del elemento a recubrir y mayores espesores de película aplicada, etc.

Temperatura. Máxima. De servicio: Calor seco: 210°C

Tiempo de vida de la mezcla en el recipiente: 6 horas a 25°C

Tiempo de Secado (a 25°C) Al tacto: 1 a 2 horas Repinte: 16 a 24 horas

Resistencia química:

Álcalis: Excelente

Ácidos: Bueno

#### **5.4.3 Datos técnicos.**

- Color: Colores varios
- Densidad: 5,4 ± 0,2 kg/gal
- Viscosidad a 25°C: 90 - 94 Unidades Krebs
- Relación de mezcla en volumen: A: B = 5: 1
- Disolvente recomendado: Colmasolvente Epóxico ref. 958025
- % Sólidos/volumen: 55 ± 2 Limites de aplicación
- Humedad relativa máx.: 90%
- Temperatura ambiente mínima de aplicación: 11°C
- Temp. mín. del soporte: 10°C y 3°C por encima de la temp de rocío
- Temp. Máx. Del soporte: 50°C
- Inmersión agua dulce: Excelente
- Inmersión agua salada: Excelente
- Productos derivados del petróleo: Excelente

- Crudo de petróleo: Excelente
- VOC: < 450 g/l

#### 5.4.4 Precauciones.

Este producto contiene endurecedores que son nocivos antes del curado del producto. Mezclar únicamente la cantidad de producto que pueda aplicar entre 6 y 8 horas, a 25°C. No aplique por debajo de 10°C ni a humedades relativas superiores a 90%. Se presentan ciertos cambios de color por exposición a temperaturas elevadas.

Entre lote y lote se pueden presentar ligeras diferencias de color.

Cuando está en contacto con algunas sustancias químicas agresivas puede cambiar de color dependiendo de las características del agente agresor.

Todos los sistemas epóxicos cuando se encuentran a la intemperie sufren el fenómeno de degradación de color y entizamiento, el cual no afecta las propiedades químicas de estos.

Cuando los epóxicos se exponen a los rayos UV se pueden generar cambios de color, siendo especialmente notorio en los tonos intensos. Para evitar este fenómeno, se debe aplicar una capa de acabado con Esmalte Uretano, Serie 36.

Mantenga los productos alejados de fuente de calor, chispas o exposición de llamas abiertas. No recomendado para exposición continua de soluciones concentradas de ácido nítrico, sulfúrico o de soluciones oxidantes tales como peróxido de hidrógeno o perclorato de sodio.

#### **5.4.5 Medida de seguridad.**

Manténgase fuera del alcance de los niños. Cuando se aplique en áreas cerradas, se debe proveer ventilación forzada. Se debe utilizar máscaras y el equipo utilizado debe ser a prueba de explosión. Este producto es inflamable.

Contiene solventes orgánicos. Evite el contacto con los ojos. Los vapores pueden causar irritación. Consulte Hoja de Seguridad del Producto.

Cuando se aplique en áreas cerradas, se recomienda usar equipos de aplicación a prueba de explosión.

#### **5.4.6 Almacenamiento y transporte.**

El tiempo de almacenamiento es de 18 meses, en su envase original bien cerrado, en lugar fresco y bajo techo. Transporte con las precauciones normales para productos químicos.

## 6. ESTUDIO DE SUELOS EN LOS TANQUES DE ALMACENAMIENTO

Foto 1: Anillos de concreto asentamiento de los tanques.



\*Fuente: Autorizado por ingeniero residente de Pacific Rubiales Energy.

Los tanques de Almacenamiento son uno de los tipos de estructuras más ampliamente utilizados en la industria petrolera y no escapa de ello el campo Quifa<sup>26</sup>. Estos tanques de almacenamiento normalmente se apoyan en los suelos naturales o arena seleccionada, sobre anillos de concreto, a excepción de los tanques elevados o los tanques que se construyen sobre una base sólida (losa o disco) de concreto.

La corrosividad de los suelos depende principalmente de su conductividad eléctrica, contenido de humedad, pH, aireación, y la presencia de microorganismos, sin embargo la excavación y relleno complica la situación ya que altera el contacto entre el metal y el terreno. Los fondos externos de los

---

<sup>26</sup> Quifa, Op. Cit pag.11

tanques del campo Quifa<sup>27</sup>, están sometidos a diferentes tipos de suelo, algunos de ellos son material de relleno extraído de canteras cercanas y por ello están más propensos a formar serios problemas de corrosión que aquellas estructuras enterradas o soportadas sobre suelos naturales y uniformes.

Durante la construcción de los tanques, es práctica recomendada la utilización de arena de relleno cernida y seleccionada, proveniente de una cantera o lavada de río. Su resistividad eléctrica no debe superar el valor utilizado para el diseño y no debe contener altas concentraciones de cloruros y sulfatos. Todas las recomendaciones anteriores no son garantía de que el fondo del tanque no sufrirá corrosión cuando esté en contacto con la arena seleccionada, ya que en muchos casos las sales provenientes del suelo aledaño difundirán hacia la capa de arena de relleno, de modo que en un corto período de tiempo ésta tendrá la misma composición del suelo circundante. En otros casos, la ausencia de un sello hermético en la base del tanque, permitirá el ingreso de agua de lluvia entre el anillo de concreto y el fondo del tanque, lo cual es muy frecuente y el fondo del tanque queda sumergido en agua retenida la cual también contendrá sales lo que la hace corrosiva.

Las Normas API 651-2007 y NACE RP0193-2001, recomiendan que se determine la necesidad de protección catódica para todos los tanques de almacenamiento sobre suelo. Si se determina la posibilidad de ocurrencia de la corrosión, entonces se deben adoptar adecuados procedimientos y controles de corrosión para asegurar la integridad mecánica y operación del tanque por toda su vida útil calculada.

---

<sup>27</sup> Quifa, Op. Cit pag.11

Los tanques de almacenamiento que se encuentran operando en el campo QUIFA<sup>28</sup>, por su gran tamaño, se encuentran en su mayoría montados sobre un anillo de concreto en cuyo interior se colocó arena de relleno mezclada con bentonita y cemento, debajo de esta última capa, se extendió una geo-membrana de polietileno de alta densidad HDPE<sup>29</sup> (LINER), la cual posee características impermeables y dieléctricas que contienen las fugas de producto y evitan la contaminación del suelo. Estos tanques por estar en contacto directo con la arena de relleno, poseen la potencialidad de ocurrencia de la corrosión en las láminas externas del fondo del tanque y por ello requieren de la mitigación de estos procesos corrosivos.

El uso de geomembrana dieléctricas como sistemas de contención de crudo por regulaciones ambientales, han eliminado el uso de los sistemas de protección catódica convencionales y otros ampliamente utilizados y aceptados como ánodos distribuidos en la periferia o ánodos profundos. La capacidad dieléctrica de la geomembrana de HDPE<sup>30</sup>, bloquea el flujo de corriente de protección catódica desde los ánodos del exterior hacia el fondo del tanque y por ello es necesaria la aplicación de un sistema de ánodos distribuidos y colocados en el espacio entre la geomembrana y el fondo del tanque, comúnmente conocido como malla Grid.

Existen limitaciones para la aplicación de Protección catódica para los fondos externos de los tanques, los cuales se basan en la posibilidad o no del flujo de corriente entre el ánodo y el cátodo (fondo externo del tanque). Algunos de los factores que eliminan o reducen este pasó de corriente y limitan la efectividad de la protección catódica, se encuentran descritos en la Norma NACE RP 0193-2001 sección 5.7 y en la API 651-2007 sección 5.1.4, estos factores incluyen:

---

<sup>28</sup> Quifa, Op. Cit.11

<sup>29</sup> HDPE: (High Density Polyethylene): polietileno de alta densidad.

<sup>30</sup> HDEP, Op, Cit

- Capas aislantes en el tanque tales como: concreto, asfalto, arena impregnada con crudo.
- Un revestimiento impermeable entre el fondo del tanque y los ánodos
- Suelos de alta resistencia o capas de rocas
- Fondo de tanques viejos dejados en los mismos lugares donde se instalará uno nuevo.

## **7. ESTUDIO DE PROTECCION EN LOS TANQUES DE ALMACENAMIENTO**

Los tanques de almacenamiento del campo Quifa<sup>31</sup> que fueron construidos sobre una losa o disco de concreto, o que poseen una capa asfáltica entre el fondo externo del tanque y el suelo, se encuentran incluidos dentro de las limitaciones indicadas por la Norma API 650-2007 y por ello no sería efectivo la aplicación de protección catódica externa para prevenir los procesos corrosivos, ya que limitan el flujo de corriente de protección.

A continuación se presenta un resumen de los tanques y sistemas de protección instalados que se encuentran operando en el campo Quifa<sup>32</sup>

---

<sup>31</sup> QUIFA, Op.cit,pag 11

<sup>32</sup> QUIFA, Op.cit,pag 11

Tabla 2: Tanques con aislamiento

| TANQUES    | PRODUCTO                     | CAPACIDAD(BLS) | TIEMPO DE SERVICIO(AÑOS) | %H <sub>2</sub> O | %CO <sub>2</sub> | %H <sub>2</sub> S | BACTERIAS SRB | INSPECCION UT | RECUBRIMIENTO INTERNO | PROTECCION CATODICA INTERNA |
|------------|------------------------------|----------------|--------------------------|-------------------|------------------|-------------------|---------------|---------------|-----------------------|-----------------------------|
| 340-TK-010 | CRUDO 0.5% BSW <sup>33</sup> | 40000          | 2                        | 0.5%              | NO               | NO                | SI            | NO            | SI                    | NO                          |
| 340-TK-020 |                              | 40000          | 2                        | 0.5%              | NO               | NO                | SI            | NO            | SI                    | NO                          |
| 340-TK-030 |                              | 40000          | 2                        | 0.5%              | NO               | NO                | SI            | NO            | SI                    | NO                          |
| 340-TK-040 |                              | 100000         | 1                        | 0.5%              | NO               | NO                | SI            | NO            | SI                    | SI                          |
| 340-TK-050 |                              | 100000         | 1                        | 0.5%              | NO               | NO                | SI            | NO            | SI                    | SI                          |

\*Fuente: Autores de proyecto

Los Tanques que se encuentran listados en la siguiente tabla 3, son tanques que poseen instalados sistemas de protección catódica por corriente impresa, sin embargo para el momento de la inspección realizada por TECNA ICE<sup>34</sup>, los niveles de protección catódica en el fondo exterior de todos los tanques, medidos en los electrodos de referencia permanente, no cumplen con el criterio No. 2 de la norma NACE RP0193-2001<sup>35</sup> ya que son más positivos que -850 mV.

<sup>33</sup> BSW: unidad de medida del contenido de agua en el crudo tratado.

<sup>34</sup> TECNA ICE: es una empresa establecida en los principales países Andinos que ofrece servicios y productos de protección contra la corrosión interior y exterior aplicando los estándares internacionales necesarios para tal fin.

<sup>35</sup> Criterio No. 2 de la Norma NACE RP0193-2001: 4.3.1 Control de la corrosión puede lograrse a diferentes niveles de polarización catódica dependiendo las condiciones ambientales. Sin embargo, en ausencia de datos específicos que demuestran que la protección catódica se ha logrado, uno o más de los siguientes debe aplicar en el sistema:

Un potencial negativo (catódico) de por lo menos 850 mV con la corriente de protección catódica aplicada. Este potencial se mide con respecto a un sulfato de cobre / cobre saturado electrodo de referencia (CSE)

Tabla 3: Inspección de rectificadores de quifa<sup>36</sup> 4.

| ID.<br>TANQUE | INSPECCION DE RECTIFICADORES |                 |                             |                 |   |                  | PEOTEGIDO<br>2do.<br>CRITERIO<br>NORMA<br>NACE<br>RP0193-<br>2001 |
|---------------|------------------------------|-----------------|-----------------------------|-----------------|---|------------------|---|
|               | CAPACIDAD DISEÑO             |                 | OPERACIÓN OCTUBRE<br>(2012) |                 | POTENCIAL MINIMO<br>MEDIDO SULFATO DE<br>COBRE (mV) |                  |   |
|               | VOLTAJE<br>DC                | CORRIENTE<br>DC | VOLTAJE<br>DC               | CORRIENTE<br>DC | POTENCIAL<br>ON                                     | POTENCIAL<br>OFF | CRITERIO<br>≤ -850 mV   |
| 340-TK-10     | 20                           | 20              | 4,18                        | 8,6             | -836  | -620             | NO  |
| 340-TK-20     | 20                           | 20              | 3,34                        | 5,2             | -836  | -823             | NO  |
| 340-TK-30     | 20                           | 20              | 4                           | 6,8             | -971  | -812             | NO  |
| 340-TK-40     | 30                           | 50              | 6,8                         | 39              | -1837   | -1064            | SI  |
| 340-TK-50     | 30                           | 50              | 6,8                         | 33              | -1736   | -1089            | SI  |

\*fuente: Autorizado por Ingeniero residente de mantenimiento de Pacific Rubiales Energy.

Los rectificadores de corriente (URPC<sup>37</sup>) asociados a cada uno de estos tanques, están operando adecuadamente y poseen capacidad adicional tanto en voltaje como en corriente directa, por lo tanto se pueden ajustar y balancear para que todas las celdas permanentes de cobre instaladas debajo del fondo del tanque, cumplan con el criterio de protección establecido desde el diseño.

La Norma NACE RP0193-2001 recomienda que las fuentes de impresión de corriente (URPC<sup>38</sup>) deben ser inspeccionados cada dos (2) meses para asegurar la efectiva operación del sistema, comparando los valores de diferencial de potencial y corriente obtenidos en la inspección anterior. Así mismo, se

---

poner en contacto la electrolítico. Hay que prestar atención a la caídas de tensión distintos a los que a través de la límite de estructura-a-electrolito para válida interpretación de esta medición de voltaje.

<sup>36</sup> Quifa op. Cit.pag 11

<sup>37</sup> URPC: Unidades rectificadores de protección catódica.

<sup>38</sup> URPC OP.CIT.PAG.32

recomienda llevar a cabo un levantamiento de potenciales On-Off anual (1 año), a fin de verificar que el sistema esté cumpliendo con el criterio de protección establecido.

Todos los componentes del sistema de protección catódica (cajas de conexión, estaciones de prueba, rectificadores, circuitos, etc.) deben ser inspeccionados como parte de un plan de mantenimiento preventivo para reducir las fallas en servicio.

## **8. AISLAMIENTO TÉRMICO**

En Quifa<sup>39</sup> 4, se encuentran operando 12 tanques con aislamiento térmico, entre los cuales se pueden mencionar: Tanques FWKO, SKIM, Cabeza y de Almacenamiento. El aislamiento térmico en estos equipos crea una formidable barrera contra la corrosión atmosférica e industrial. Desafortunadamente, la misma presencia del aislamiento térmico sin un mantenimiento adecuado, puede determinar problemas de corrosión que definitivamente no están relacionados al producto contenido en el recipiente.

En los tanques sin aislamiento térmico, es muy simple detectar y medir los efectos de la corrosión externa debido a los gases o agentes corrosivos presentes en la superficie externa de los equipos, pero una tarea muy difícil es detectar y medir los efectos de la corrosión debido al aislamiento térmico (CUI<sup>40</sup>) sobre la superficie externa.

---

<sup>39</sup> Quifa OP.CIT.PAG.11

<sup>40</sup> CUI OP.CIT.PAG.23

Retirar todo el aislamiento sería el método ideal de ubicar y evaluar la CUI<sup>41</sup>, pero requeriría mucho tiempo y recursos. La inspección visual realizada por TECNA ICE<sup>42</sup> en busca de evidencias de humedad o de corrosión, arrojó que los tanques de almacenamiento que poseen aislamiento térmico, presentan daños (aplastamiento, fisuras, perforación, pliegues, desprendimientos) en el aislamiento, y en otros casos, ausencia del mismo aislamiento o del sellante epóxico en algunas zonas del tanque o tuberías asociadas.

Debido a que la inspección visual mostró que el aislamiento se encuentra húmedo y abierto a la atmósfera en muchas zonas, se debe necesariamente hacer una evaluación de la extensión de la corrosión o daños estructurales a la superficie exterior del tanque o tuberías asociadas. Para ello se deberá retirar el aislamiento o se debiera evaluar la corrosión mediante una técnica END<sup>43</sup> adecuada, tal y como se indican en la sección 6.4 de la Norma NACE RP 0198<sup>44</sup>.

El acero al carbono de las láminas del tanque, o las tuberías que se encuentran aisladas térmicamente, se corroerá por contacto con el agua aireada que ingresa o se infiltra entre las láminas del aislamiento. La velocidad de corrosión del acero

---

<sup>41</sup> CUI OP.CIT.PAG.23

<sup>42</sup> TECNA ICE. OP.CIT.PAG.32

<sup>43</sup> END: Ensayos no destructivos.

<sup>44</sup> “Sección 6.4 de la Norma NACE RP 01986.4”: Técnicas de Detección de Humedad No Destructiva y Corrosión: Estas técnicas y dispositivos pueden facilitar la inspección visual en cualquier tipo de aislamiento. En recipientes y tuberías de presión, el patrón de CUI puede no ser uniforme, y la evaluación puntual no destructiva (NDE) puede ser engañosa.

6.4.1 Medidor de humedad

6.4.2 Termografía infrarroja

6.4.3 Dispositivo de retro dispersión de neutrones

6.4.4 Radiografía flash

6.4.5 Electromagnético (corriente parásita)

6.4.6 Prueba ultrasónica (UT) del equipo desde el interior

6.4.7 Imagen fluoroscópica de la tubería,

6.4.8 Radiografía de perfil.

puede variar sustancialmente en estas condiciones y dicha tasa es controlada en gran medida por la alta temperatura del metal de la superficie y los contaminantes presentes en el agua.

La Norma NACE RP 0198-2010 señala las fuentes externas de agua o humedad en los sistemas aislados térmicamente, una vez éstos se hayan deteriorado:

- 1 Lluvia
- 2 Goteos de torres de enfriamiento
- 3 Condensado que caen desde equipos de servicio refrigerante
- 4 Descarga de vapor de agua
- 5 Derrame de líquidos de procesos
- 6 Rociados de aspersores de agua contra-incendios, sistemas de inundación y de lavado
- 7 Condensación sobre superficies frías después de dañarse la barrera de vapor.

Los cloruros y sulfatos son los principales contaminantes hallados bajo el aislamiento. Sea que su fuente sea externa o interna (compuesto sellante), son particularmente perjudiciales porque sus respectivas sales metálicas son altamente solubles en agua, y estas soluciones acuosas tienen una alta conductividad eléctrica. En algunos casos, la hidrólisis de las sales metálicas puede causar corrosión localizada debido al desarrollo de bajo pH en las áreas anódicas.

La temperatura tiene un efecto doble. Primero, a temperatura elevada el agua se evapora al entrar en contacto con la superficie caliente del acero. Esta evaporación puede concentrar las sales cloruro, permitiéndoles ser depositadas sobre la superficie metálica. Segundo, al incrementarse la temperatura, se incrementa también la velocidad de la reacción de corrosión.

Las temperaturas de los tanques de almacenamiento en Quifa<sup>45</sup> 4 son:

- Tanque de Almacenamiento de Crudo, temperatura de operación 185 °F y temperatura de diseño 200 °F.

Las superficies aisladas para acero al carbono operando continuamente por sobre 150°C (300°F) o por debajo de -4°C (25°F) no presentan mayores problemas de corrosión. Sin embargo, los equipos de Almacenamiento, que operan establemente a temperaturas entre 63°C (145°F) a 93°C (200°F), están al más alto riesgo de CUI. Estos problemas se agravan por la selección inadecuada de los materiales de aislamiento y por el incorrecto diseño del aislamiento en función al rango de temperatura, la Norma NACE RP 0198-2010-TABLA 2, recomienda que el sistema de recubrimiento protector a aplicar para aceros al carbono bajo aislamiento térmico sea el siguiente sistema:

- Sistema N°4 95°C (200 °F) máximo a base de Uretano acrílico.

## **9. MATRIZ DE VALORACIÓN DEL RIESGO (RAM)**

La Matriz de Valoración o Evaluación de Riesgos es una herramienta para la evaluación cualitativa de los riesgos y facilita la clasificación de las amenazas a la salud, seguridad y medio ambiente. Los ejes de la matriz según la definición de riesgo corresponden a las consecuencias y a la probabilidad.

Para determinar el nivel de las consecuencias se utiliza una escala de "0" a "5"; para evaluar la probabilidad se utiliza una escala de "A" a "E", basándose en la experiencia o evidencia histórica en que las consecuencias identificadas se han materializado dentro de la industria, la empresa o el área; representa la

---

<sup>45</sup> Quifa OP.CIT.PAG11

probabilidad de que se desencadenen las consecuencias potenciales o reales estimadas, según el caso.

El cruce de las dos escalas determina la evaluación y clasificación cualitativa del riesgo.

Para este caso de la RAM, estimar la probabilidad y las consecuencias no es una ciencia exacta. La estimación de la consecuencia se basa en la respuesta a “qué ocurrió” o “qué pudo o podrá ocurrir; mientras que la estimación de la probabilidad se basa en información histórica respecto de casos ocurridos anteriormente en similares condiciones, sabiendo que las circunstancias nunca son exactamente las mismas.

### **9.1 Probabilidad de fallas**

La determinación de la probabilidad de fallas se obtiene según los diferentes factores a ser considerados en la norma API 653-2009, para la adaptabilidad de un estanque existente para servicio continuado, o para un cambio de servicio, o en la toma de decisiones respecto de reparación, modificaciones, desmantelamiento, reubicación o reconstrucción de un determinado estanque:

- a. Corrosión interna debido a producto almacenado o acumulación de agua en el fondo.
- b. Corrosión externa debido a exposición al medio ambiente.
- c. Niveles de estrés y niveles de estrés permitidos.
- d. Propiedades de los productos almacenado tales como gravedad específica, temperatura y corrosión.
- e. Temperaturas para diseños metálicos de la ubicación de servicio del estanque.
- f. Techo exterior de la carga viva, viento y cargas sísmicas.
- g. Fundaciones del estanque, suelo y condiciones de ajuste.

- h. Análisis químico de las propiedades mecánicas de los materiales de construcción.
- i. Deformaciones del estanque existente.
- j. Condiciones de operación tales como velocidad de llenado/vaciado y frecuencia.

Se tiene en cuenta una evaluación de cada amenaza; según el rango en el que se encuentre se asigna un índice de susceptibilidad, los rangos se encuentran a continuación:

Tabla 4: Índice de probabilidad de falla.

| % PROBABILIDAD DE FALLA |                 | SUSCEPTIBILIDAD |
|-------------------------|-----------------|-----------------|
| LIMITE INFERIOR         | LIMITE SUPERIOR |                 |
| 0%                      | 20%             | A               |
| 21%                     | 30%             | B               |
| 31%                     | 45%             | C               |
| 46%                     | 60%             | D               |
| 61%                     | 100%            | E               |

\*Fuente: Autores de proyecto

Luego de la obtención del índice de probabilidad específico para cada segmento por cada una de las nueve amenazas, se procede a determinar el índice de probabilidad de falla total para la segmento de las líneas en estudio (según la probabilidad de que sucedan, además del rango en que sucede más a menudo estas fallas), y se da a continuación:

Tabla 5: Índice de probabilidad de falla total.

| % PROBABILIDAD DE FALLA |                 | SUSCEPTIBILIDAD |
|-------------------------|-----------------|-----------------|
| LIMITE INFERIOR         | LIMITE SUPERIOR |                 |
| 0%                      | 12,5%           | A               |
| 12,5%                   | 25%             | B               |
| 25%                     | 37,5%           | C               |
| 37,5%                   | 50%             | D               |
| 50%                     | 100%            | E               |

\*Fuente: Autores del proyecto

## 9.2 Índice de Consecuencia

El índice de consecuencia, definido como “Índice de severidad”. La descripción de los cuatro factores tomados en cuenta para el cálculo del índice de consecuencia se encuentra a continuación.

Tabla 6: Índice de consecuencia.

| SEVERIDAD | PERDIDAS ECONOMICAS (US\$)          | AFECTACION A PERSONAS                    | DAÑO AMBIENTAL            | IMAGEN DE LA EMPRESA  |
|-----------|-------------------------------------|--|---------------------------|-----------------------|
| 0         | Ninguna                             | Ninguna lesión                           | Ningún efecto             | Ningún impacto        |
| 1         | Marginal <\$5.000                   | Lesión leve (primeros auxilios)          | Efecto leve               | Impacto interno       |
| 2         | Importante de \$5.000 a \$10.000    | Lesión menor (sin incapacidad)           | Efecto menor              | Impacto local         |
| 3         | Severo de \$10.000 a \$100.000      | Incapacidad temporal (>1 día)            | Contaminación localizada  | Impacto regional      |
| 4         | Grande de \$100.000 a \$1.000.000   | Incapacidad permanente (parcial o total) | Contaminación mayor       | Impacto nacional      |
| 5         | Catastrófica superior a \$1.000.000 | Una o más fatalidades                    | Contaminación irreparable | Impacto internacional |

\*Fuente: Autores del proyecto

Los factores de consecuencia de afectación a personas, daño ambiental e imagen de la empresa se evaluaron de forma cualitativa con la información entregada por parte del personal de PRE<sup>46</sup>. Las pérdidas económicas se valoraron de forma cuantitativa teniendo en cuenta datos específicos de operación; estas son la suma de los costos generados por los siguientes tres ítems:

1. Pérdidas de producción e interrupción del negocio
2. Remediación
3. Intangibles

---

<sup>46</sup> PRE: Pacific Rubiales Energy.

Para las pérdidas de producción e interrupción del negocio se tiene en cuenta los barriles derramados y la producción diferida para dos escenarios: fuga y rotura; para los costos de remediación e intangibles se realiza una conversión del área de afectación a términos económicos, se han utilizado valores de referencia obtenidos por parte de los ingenieros de la empresa, estos valores se muestran a continuación para cada tipo de fluido transportado.

Tabla 7: Valores de referencia.

| VALOR DE REMEDIACION USD POR m <sup>2</sup> |         |
|---|---------|
| Crudo                                       | \$ 200  |
| Fluido                                      | \$ 200  |
| Agua  | \$ 40   |
| VALOR DE INTANGIBLES USD POR m <sup>2</sup> |         |
| Crudo                                       | \$ 316  |
| Fluido                                      | \$ 151  |
| Agua  | \$ 2,16 |

\*Fuente: Autorizado por ingenieros residentes Pacific Rubiales Energy

El índice de consecuencia para cada segmento se obtiene tomando el máximo índice luego de evaluar los cuatro factores de consecuencia (Pérdidas económicas, afectación a personas, daño ambiental e imagen a la empresa).

### 9.3 Matriz RAM (matriz de evaluación de riesgo)

La matriz de riesgo utilizada en este proyecto es una matriz asimétrica de 5x6, en la cual el eje de las abscisas corresponde a la probabilidad y cuenta con cinco niveles expresados con las letras A, B,C,D y E en donde A corresponde a la probabilidad más baja y E a la probabilidad más alta; la consecuencia se ubica en

el eje de las progresivas y se divide en seis niveles representados con los números del 0 al 5 donde 0 es el menor nivel de consecuencia y 5 el máximo nivel.

Tabla 8: Matriz RAM

|                       |   | PROBABILIDAD DE FALLA |   |   |   |   |
|-----------------------|---|-----------------------|---|---|---|---|
|                       |   | A                     | B | C | D | E |
| CONSECUENCIA DE FALLA | 5 |                       |   |   |   |   |
|                       | 4 |                       |   |   |   |   |
|                       | 3 |                       |   |   |   |   |
|                       | 2 |                       |   |   |   |   |
|                       | 1 |                       |   |   |   |   |
|                       | 0 |                       |   |   |   |   |

\*fuente: Autores del proyecto.

Representada en la unión de una letra y un número, identificada con un color; el código de color representa los cinco niveles posibles de riesgo. Lo descrito se encuentra en la tabla 9 a continuación acompañado de la interpretación del nivel de riesgo.

Tabla 9: Aceptabilidad del riesgo.

| COLOR | COMBINACIONES                       | RIESGO   | INTERPRETACION  |
|-------|-------------------------------------|----------|---|
|       | A0-A1-A2-A3-B0-B1-B2-B3-C0-C1-D0-E0 | TRIVIAL  | Riesgo muy bajo, usar sistemas de control y calidad establecidos.   |
|       | A4-B3-C2-D1-D2-E1                   | BAJO     | Discutir y gestionar mejora de los sistemas de control y de calidad establecidos. <sup>47</sup>   |
|       | A5-B5-C4-C3-D3-E3                   | MEDIO    | Se deben tomar medidas para reducir el riesgo a niveles razonablemente prácticos, debe demostrarse el control del riesgo.   |
|       | C5-D5-D4-E4-E3                      | ALTO     | Inaceptable, deben buscarse alternativas. Alto riesgo. Si se decide realizar la actividad, deberá implementarse previamente un tratamiento especial en cuanto al nivel de control <sup>48</sup> . Gerencia involucrada en decisión e investigación de incidentes. |
|       | E5                                  | MUY ALTO | Riesgo intolerable para asumir, requiere buscar alternativa y decide la gerencia.   |

\*fuente: Autores del proyecto.

## 10. RESULTADOS DE LA VALORACIÓN DE RIESGO EN TANQUES Y VASIJAS

A continuación se presentan los resultados obtenidos luego de la aplicación de la metodología RBI<sup>49</sup> según inspección API 653-2009 para los tanques con y sin aislamiento térmico.

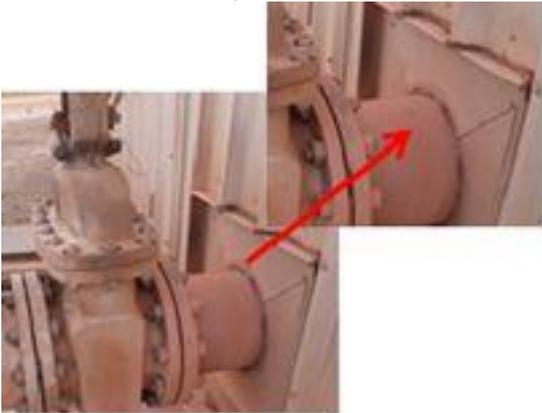
### 10.1 HALLAZGOS EN LOS TANQUES DE ALMACENAMIENTO

Tabla 10: Hallazgos tanque de almacenamiento 340-TK-10

| HALLAZGO  | DESCRIPCION  | UBICACIÓN         | PLAN DE ACCION GENERAL  |
|---|--|-------------------|---|
| <p>Foto 2: Fuga esparrago</p>  <p>*Fuente: Autores del proyecto</p>       | <p>Fuga en el esparrago número 16 del Clean out<sup>50</sup></p>   | <p>Clean out.</p> | <p>Aplicación de torque en la puerta de barrido o cambio del empaque.</p>   |
| <p>Foto 3: Separación chaqueta</p>  <p>*Fuente: Autores del proyecto</p> | <p>Separación de la chaqueta y la tubería, con ausencia del epóxico permitiendo filtración de aguas lluvia al aislamiento térmico.</p> | <p>Cuerpo.</p>    | <p>Instalar un parche de aluminio y aplicar sellante epóxico en las uniones, de forma tal que no se presenten filtraciones.</p> |

<sup>49</sup> RBI: Inspección basada en riesgo.

<sup>50</sup> Clean out: Puerta de limpieza.

|   |  |                               |   |
|---|--|-------------------------------|---|
| <p>Foto 4: Separación chaqueta</p>  <p>*Fuente: Autores del proyecto</p>             | <p>Separación de la chaqueta y la tubería, con ausencia del epóxico permitiendo filtración de aguas lluvia al aislamiento térmico.</p> | <p>Cuerpo (accesorio).</p>    | <p>Aplicación del sellante epóxico en las uniones, de forma tal que no se presenten filtraciones.</p>   |
| <p>Foto 5: Corrosión espárragos y tuercas</p>  <p>*Fuente: Autores del proyecto</p> | <p>Espárragos y tuercas de los accesorios del tanque presentan corrosión.</p>  | <p>Accesorios del tanque.</p> | <p>Pintar los accesorios e instalar protectores en los espárragos.</p>  |
| <p>Foto 6: Daño aislamiento térmico</p>  <p>*Fuente: Autores del proyecto</p>      | <p>Daño en aislamiento térmico de las tuberías próximas al tanque.</p>   | <p>Dique<sup>51</sup>.</p>    | <p>Reparación y/o cambio en el aislamiento deteriorado, aplicación del sellante o epóxido en la unión, de forma tal que no se presenten filtraciones.</p> |

<sup>51</sup> Dique: Controlan el área de la superficie del líquido en caso de un derrame.

|  |  |                            |  |
|--|--|----------------------------|--|
| <p>Foto 7: Escombros</p>  <p>*Fuente: Autores del proyecto</p>      | <p>Escombros dentro del dique<sup>52</sup>.</p>  | <p>Dique<sup>53</sup>.</p> | <p>Finalizar las obras de adecuación del dique<sup>54</sup>, realizando una buena disposición de los escombros</p> |
| <p>Foto 8: Estancamiento</p>  <p>*Fuente: Autores del proyecto</p> | <p>No han culminado los trabajos en el dique<sup>55</sup>, generando estancamiento de agua próximos al anillo de concreto.</p> | <p>Dique<sup>56</sup>.</p> | <p>Finalizar las obras de adecuación del dique<sup>57</sup></p>  |

\*fuente: Autores del proyecto

<sup>52</sup> Dique, OP.CIT.PAG 43

<sup>53</sup> Dique, OP.CIT.PAG 43

<sup>54</sup> Dique, OP.CIT.PAG 43

<sup>55</sup> Dique, OP.CIT.PAG 43

<sup>56</sup> Dique, OP.CIT.PAG 43

<sup>57</sup> Dique, OP.CIT.PAG 43

Tabla 11: Hallazgos tanque de almacenamiento 340-TK-020

| HALLAZGO  | DESCRIPCION   | UBICACION                      | PLAN DE ACCION GENERAL  |
|---|---|--------------------------------|---|
| <p>Foto 9: Fuga esparrago</p>  <p>*Fuente: Autores del proyecto</p>                | <p>Fuga en el esparrago número 17 del Clean out<sup>58</sup>.</p>                   | <p>Clean out<sup>59</sup>.</p> | <p>Realizar torque en la puerta de barrido o cambio del empaque.</p>  |
| <p>Foto 10: Huecos aislamiento termico</p>  <p>*Fuente: Autores del proyecto</p> | <p>Huecos en el aislante térmico debido a la instalación de algunos accesorios.</p> | <p>Cuerpo.</p>                 | <p>Instalar un parche de aluminio y aplicar sellante epóxico en las uniones, de forma tal que no se presenten filtraciones.</p> |

<sup>58</sup> Clean out, OP.CIT.PAG 42

<sup>59</sup> Clean out, OP.CIT.PAG 42

|   |  |  |   |
|---|--|--|---|
| <p>Foto 11: Corrosión espárragos</p>  <p>*Fuente: Autores del proyecto</p>       | <p>Corrosión en los espárragos y desprendimiento de pintura en los accesorios.</p>                             | <p>Accesorios del tanque.</p>                | <p>Pintar los accesorios e instalar protectores en los espárragos.</p>  |
| <p>Foto 12: Fuga válvula de compuerta</p>  <p>*Fuente: Autores del proyecto</p> | <p>Fuga de crudo en la válvula de compuerta de 18", perteneciente a la línea BAT 4-18"-CRU A1A2-340-009-IH</p> | <p>Dique<sup>60</sup>.</p>                   | <p>Realizar inspección y mantenimiento de válvulas y accesorios.</p>  |
| <p>Foto 13: Aislamiento térmico</p>  <p>*Fuente: Autores del proyecto</p>      | <p>Daño en el aislamiento térmico.</p>   | <p>Dique<sup>61</sup> (Tubería de agua).</p> | <p>Reparación y/o cambio en el aislamiento deteriorado, aplicación del sellante epóxico en la unión, de forma tal que no se presenten filtraciones.</p> |

<sup>60</sup> Dique, OP.CIT. PAG 43

<sup>61</sup> Dique, OP.CIT. PAG 43

|   |   |                                      |  |
|---|---|--------------------------------------|--|
| <p>Foto 14: Daño aislamiento térmico</p>  <p>*Fuente: Autores del proyecto</p> | <p>Daño en el aislamiento térmico.</p>  | <p>Dique<sup>62</sup> (Tubería).</p> | <p>Reparación y/o cambio en el aislamiento deteriorado, e instalación de aislamiento en los tramos en los que falte.</p> |
| <p>Foto 15: Estancamiento de agua</p>  <p>*Fuente: Autores de proyecto</p>    | <p>Evidencia de estancamiento de agua y presencia de vegetación en el dique<sup>63</sup>.</p> | <p>Dique<sup>64</sup>.</p>           | <p>Finalizar las obras de adecuación del dique<sup>65</sup>.</p>   |

\*Fuente: Autores del proyecto.

<sup>62</sup> Dique,OP.CIT.PAG 43

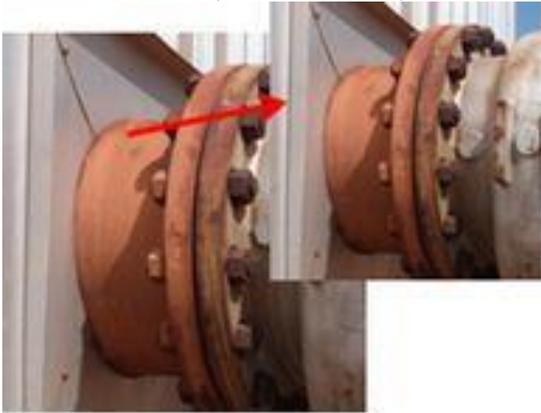
<sup>63</sup> Dique,OP.CIT.PAG 43

<sup>64</sup> Dique,OP.CIT.PAG 43

<sup>65</sup> Dique,OP.CIT.PAG 43

Tabla 12: Hallazgos tanque de almacenamiento 340-TK-030

| HALLAZGO  | DESCRIPCION   | UBICACION     | PLAN DE ACCION GENERAL   |
|---|---|---------------|--|
| <p>Foto 16: Daño aislamiento térmico</p>  <p>*Fuente: Autores del proyecto</p> | <p>Daño (levantamiento del foil) en el aislamiento térmico.</p> | <p>Techo.</p> | <p>Reparar el aislamiento térmico levantado en el techo, se debe tener en cuenta la presencia de accesorios y la aplicación del sellante o epóxido en la uniones, de forma tal que no se presenten filtraciones.</p> |

|  |  |                               |   |
|--|--|-------------------------------|---|
| <p>Foto 17: Separación de la chaqueta</p>  <p>*Fuente: Autores del proyecto</p>   | <p>Separación de la chaqueta y la tubería, con ausencia del epóxico permitiendo filtración de aguas lluvia al aislamiento térmico.</p> | <p>Cuerpo (accesorio).</p>    | <p>Aplicación del sellante epóxico en las uniones, de forma tal que no se presenten filtraciones.</p>                           |
| <p>Foto 18: Huecos aislamiento térmico</p>  <p>*Fuente: Autores del proyecto</p> | <p>Huecos en el aislante térmico debido a la instalación de algunos accesorios.</p>  | <p>Cuerpo.</p>                | <p>Instalar un parche de aluminio y aplicar sellante epóxico en las uniones, de forma tal que no se presenten filtraciones.</p> |
| <p>Foto 19: Corrosión espárragos</p>  <p>*Fuente: Autores del proyecto</p>      | <p>Corrosión en los espárragos y desprendimiento de pintura en los accesorios.</p>   | <p>Accesorios del tanque.</p> | <p>Pintar los accesorios e instalar protectores en los espárragos.</p>  |

|  |  |  |   |
|--|--|--|---|
| <p>Foto 20: Estancamiento</p>  <p>*Fuente: Autores del proyecto</p>         | <p>Estancamiento de agua próxima al anillo de concreto.</p>                                  | <p>Dique<sup>66</sup>.</p>                   | <p>Finalizar las obras de adecuación del dique<sup>67</sup>.</p>  |
| <p>Foto 21: Fuga válvula de alta</p>  <p>*Fuente: Autores del proyecto</p> | <p>Fuga de agua en la válvula de alta presión y degradación la manta de fibra de vidrio.</p> | <p>Dique<sup>68</sup> (Tubería de agua).</p> | <p>Reparar y/o cambiar los accesorios y reemplazar el aislante térmico afectado.</p>  |
| <p>Foto 22: Daño aislamiento</p>  <p>*Fuente: Autores del proyecto</p>    | <p>Daño en el aislamiento térmico.</p>   | <p>Dique<sup>69</sup> (Tubería de agua).</p> | <p>Reparación y/o cambio en el aislamiento deteriorado, aplicación del sellante epóxico en la unión, de forma tal que no se presenten filtraciones.</p> |

<sup>66</sup> Dique,OP.CIT.PAG 43

<sup>67</sup> Dique,OP.CIT.PAG 43

<sup>68</sup> Dique,OP.CIT.PAG 43

<sup>69</sup> Dique,OP.CIT.PAG 43

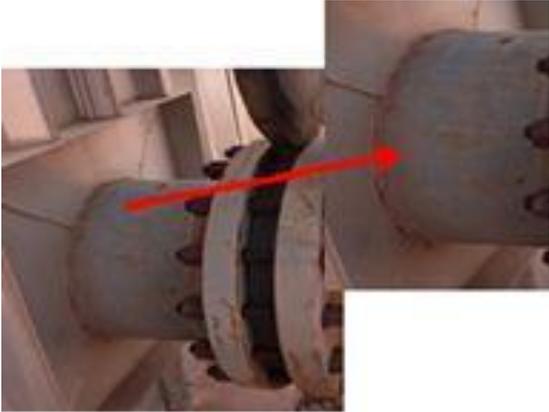
|   |  |                                      |  |
|---|--|--------------------------------------|--|
| <p>Foto 23: Daño aislamiento térmico</p>  <p>*Fuente: Autores del proyecto</p> | <p>Daño en el aislamiento térmico.</p> | <p>Dique<sup>70</sup> (Tubería).</p> | <p>Reparación y/o cambio en el aislamiento deteriorado, e instalación de aislamiento en los tramos en los que falte.</p> |
|---|--|--------------------------------------|--|

\*Fuente: Autores del proyecto.

---

<sup>70</sup> Dique,OP.CIT.PAG 43

Tabla 8: Hallazgos tanque de almacenamiento 340-TK-040

| HALLAZGO   | DESCRIPCION   | UBICACION                     | PLAN DE ACCION GENERAL  |
|--|---|-------------------------------|---|
| <p>Foto 24: Separación de la chaqueta</p>  <p>*Fuente: Autores del proyecto</p>     | <p>Separación de la chaqueta y la tubería por daño del epóxico permitiendo filtración de aguas lluvia al aislamiento térmico.</p> | <p>Cuerpo (accesorio).</p>    | <p>Aplicación del sellante epóxico en las uniones, de forma tal que no se presenten filtraciones.</p> |
| <p>Foto 25: Corrosión en los espárragos</p>  <p>*Fuente: Autores del proyecto</p> | <p>Corrosión en los espárragos y desprendimiento de pintura en los accesorios.</p>  | <p>Accesorios del tanque.</p> | <p>Pintar los accesorios e instalar protectores en los espárragos.</p>                                |

|   |  |  |   |
|---|--|--|---|
| <p>Foto 26: Fuga de crudo</p>  <p>*Fuente: Autores del proyecto</p>              | <p>Fuga de crudo entre la brida y la válvula de salida.</p>  | <p>Dique<sup>71</sup>.</p>                       | <p>Inspección y mantenimiento a válvulas y accesorios.</p>  |
| <p>Foto 27: Estancamiento de agua</p>  <p>*Fuente: Autores del proyecto</p>     | <p>No han culminado los trabajos del dique alrededor del tanque, generando estancamiento de agua próximos al anillo de concreto.</p> | <p>Dique<sup>72</sup>.</p>                       | <p>Finalizar las obras de adecuación del dique<sup>73</sup>.</p>  |
| <p>Foto 28: Daño aislamiento térmico</p>  <p>*Fuente: Autores del proyecto</p> | <p>Daño en el aislamiento térmico.</p>   | <p>Dique<sup>74</sup><br/>(Tubería de agua).</p> | <p>Reparación y/o cambio en el aislamiento deteriorado, aplicación del sellante epóxico en la unión, de forma tal que no se presenten filtraciones.</p> |

<sup>71</sup> Dique,OP.CIT.PAG 43

<sup>72</sup> Dique,OP.CIT.PAG 43

<sup>73</sup> Dique,OP.CIT.PAG 43

<sup>74</sup> Dique,OP.CIT.PAG 43

|   |  |                            |  |
|---|--|----------------------------|--|
| <p>Foto 29: Estancamiento de agua</p>  <p>*Fuente: Autores del proyecto.</p> | <p>Estancamiento de agua en el dique<sup>75</sup>.</p> | <p>Dique<sup>76</sup>.</p> | <p>Finalizar las obras de adecuación del dique<sup>77</sup>.</p> |
|---|--|----------------------------|--|

\*Fuente: Autores del proyecto.

---

<sup>75</sup> Dique,OP.CIT.PAG 43

<sup>76</sup> Dique,OP.CIT.PAG 43

<sup>77</sup> Dique,OP.CIT.PAG 43

Tabla 14: Hallazgos tanque de almacenamiento 340-TK-050

| HALLAZGO  | DESCRIPCION   | UBICACION      | PLAN DE ACCION GENERAL   |
|---|---|----------------|--|
| <p>Foto 30: Perforación chaqueta</p>  <p>*Fuente: Autores del proyecto</p> | <p>Perforación en la chaqueta de aluminio permitiendo el ingreso de agua a la manta de fibra de vidrio.</p> | <p>Cuerpo.</p> | <p>Se debe verificar el estado interno de la manta de fibra de vidrio para cambiarla si es necesario y luego repara o tapar dicha perforación.</p> |

|  |  |                               |  |
|--|--|-------------------------------|--|
| <p>Foto 31: Ausencia de chaqueta</p>  <p>*Fuente: Autores del proyecto.</p>         | <p>Ausencia de la chaqueta de aluminio.</p>  | <p>Cuerpo.</p>                | <p>Realizar la instalación de la chaqueta y la aplicación del sellante epóxico en la unión, de forma tal que no se presenten filtraciones.</p> |
| <p>Foto 32: Corrosión en los espárragos</p>  <p>*Fuente: Autores del proyecto.</p> | <p>Corrosión en los espárragos y desprendimiento de pintura en los accesorios.</p> | <p>Accesorios del tanque.</p> | <p>Pintar los accesorios e instalar protectores en los espárragos.</p>   |
| <p>Foto 33: Cable de conexión</p>  <p>*Fuente: Autores del proyecto</p>           | <p>Cable sin conexión.</p>   | <p>Dique<sup>78</sup>.</p>    | <p>Revisar su procedencia y si es necesario reinstalar.</p>  |
|  |  |                               |  |

<sup>78</sup> Dique, OP.CIT.PAG 43

|   |   |                                      |   |
|---|---|--------------------------------------|---|
| <p>Foto 34: Estancamiento en el dique</p>  <p>*Fuente: Autores del proyecto.</p>   | <p>No han culminado los trabajos del dique al rededor del tanque, generando estancamiento de agua próximos al anillo de concreto.</p> | <p>Dique<sup>79</sup>.</p>           | <p>Finalizar las obras de adecuación del dique<sup>80</sup>.</p>  |
| <p>Foto 35: Daño aislamiento térmico</p>    | <p>Daño en el aislamiento térmico.</p>  | <p>Dique<sup>81</sup> (Tubería).</p> | <p>Reparación y/o cambio en el aislamiento deteriorado, aplicación del sellante epóxico en la unión, de forma tal que no se presenten filtraciones.</p> |
| <p>Foto 36: Estancamiento en el dique</p>  <p>*Fuente: Autores del proyecto.</p> | <p>No han culminado los trabajos de adecuación del dique<sup>82</sup>.</p>  | <p>Dique<sup>83</sup>.</p>           | <p>Finalizar las obras de adecuación del dique<sup>84</sup>.</p>  |

\*Fuente: Autores del proyecto.

<sup>79</sup> Dique, OP.CIT.PAG 43

<sup>80</sup> Dique, OP.CIT.PAG 43

<sup>81</sup> Dique, OP.CIT.PAG 43

<sup>82</sup> Dique, OP.CIT.PAG 43

<sup>83</sup> Dique, OP.CIT.PAG 43

<sup>84</sup> Dique, OP.CIT.PAG 43

## 10.2 Clasificación del riesgo

Para la clasificación del riesgo en los tanques almacenamiento 340-TK-010, 340-TK-020, 340-TK-030, 340-TK-040 y 340-TK-050, se evaluó la probabilidad y la consecuencia de falla, dando como resultado la clasificación del riesgo. Para la clasificación se tuvo en cuenta algunos parámetros fijos respecto a fórmulas establecidas en la norma API 653-2009 para los modelos de corrosión y medidas de espesor, además de la información suministrada por los Ingenieros encargados de cada una de las dependencias de Quifa<sup>85</sup> 4. Luego de realizada la valoración se obtuvieron niveles de probabilidad y de consecuencia para cada uno de ellos, generando los resultados que se expresan en las siguientes ilustraciones

---

<sup>85</sup> Quifa,OP.CIT.PAG 11

### 10.3 Tanque almacenamiento 340-TK-010

Tabla 9: Características específicas del tanque.

|                       |                |
|-----------------------|----------------|
| NOMBRE                | 340-TK-010     |
| NORMA APLICADA        | API 650        |
| SERVICIO              | ALMACENAMIENTO |
| CAPACIDAD             | 40.000 BLS     |
| ALTURA NOMINAL        | 42 Ft          |
| DIAMETRO NOMINAL      | 90 Ft          |
| PRESION DE DISEÑO     | 0,1 psi        |
| TEMPERATURA DE DISEÑO | 185 °F         |
| PRODUCTO              | Crudo          |

\*fuente: autores del proyecto.

Foto 1: tanque 340-TK-010



\*Fuente: Autores del proyecto

Tabla 16: Matriz RAM

| SEVERIDAD | PROBABILIDAD DE OCURRENCIA DE CAUSA - EVENTO |        |       |        |        |
|-----------|--|--------|-------|--------|--------|
|           | A  | B      | C     | D      | E      |
| 5         | Yellow                                       | Yellow | Red   | Red    | Purple |
| 4         | Green  | Yellow | M     | Red    | Red    |
| 3         | Green  | Green  | M     | Yellow | Red    |
| 2         | Green  | Green  | L     | Green  | Yellow |
| 1         | Green  | Green  | N     | Green  | Green  |
| 0         | Green  | Green  | Green | Green  | Green  |

\*Fuente: Autores del Proyecto

Tabla 17: Clasificación del riesgo tanque de almacenamiento 340-TK-010.

|                          | CUERPO  |         | FONDO   |         | TECHO   |         |
|--------------------------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|
|                          | GENERAL | PITTING | GENERAL | PITTING | GENERAL | PITTING |
| PROBABILIDAD             | C       | C       | C       | C       | C       | C       |
| CONSECUENCIA             | 4       | 3       | 4       | 3       | 2       | 1       |
| RIESGO                   | 4C      | 3C      | 4C      | 3C      | 2C      | 1C      |
| CLASIFICACION DEL RIESGO | M       | M       | M       | M       | L       | N       |

\*Fuente: Autores del Proyecto

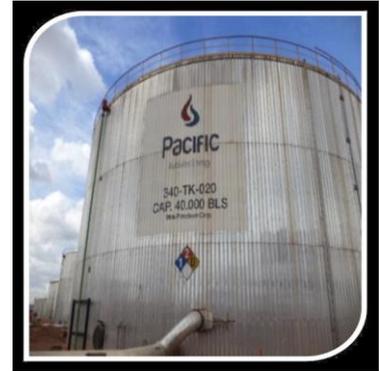
## 10.4 Tanque almacenamiento 340-TK-020

Tabla 18: Características específicas del tanque.

|                       |                |
|-----------------------|----------------|
| NOMBRE                | 340-TK-020     |
| NORMA APLICADA        | API 650        |
| SERVICIO              | ALMACENAMIENTO |
| CAPACIDAD             | 40.000 BLS     |
| ALTURA NOMINAL        | 42 Ft          |
| DIAMETRO NOMINAL      | 90 Ft          |
| PRESION DE DISEÑO     | 0,1 psi        |
| TEMPERATURA DE DISEÑO | 185 9F         |
| PRODUCTO              | Crudo          |

\*Fuente: Autores del proyecto.

Foto 2: Tanque 340-TK-020



\*Fuente: Autores del proyecto

Tabla 19: Matriz RAM

| SEVERIDAD | PROBABILIDAD DE OCURRENCIA DE CAUSA – EVENTO |   |   |   |   |
|-----------|--|---|---|---|---|
|           | A  | B | C | D | E |
| 5         |  |   |   |   |   |
| 4         |  |   | M |   |   |
| 3         |  |   | M |   |   |
| 2         |  |   | L |   |   |
| 1         |  |   | N |   |   |
| 0         |  |   |   |   |   |

\*fuente: Autores del Proyecto

Tabla 20: Clasificación del riesgo tanque de almacenamiento 340-TK-020.

|                          | CUERPO  |         | FONDO   |         | TECHO   |         |
|--------------------------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|
|                          | GENERAL | PITTING | GENERAL | PITTING | GENERAL | PITTING |
| PROBABILIDAD             | C       | C       | C       | C       | C       | C       |
| CONSECUENCIA             | 4       | 3       | 4       | 3       | 2       | 1       |
| RIESGO                   | 4C      | 3C      | 4C      | 3C      | 2C      | 1C      |
| CLASIFICACION DEL RIESGO | M       | M       | M       | M       | L       | N       |

\*fuente: Autores del Proyecto

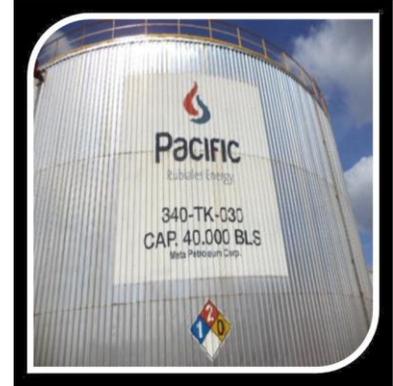
## 10.5 Tanque almacenamiento 340-TK-030

Tabla 21: Características específicas del tanque.

|                       |                |
|-----------------------|----------------|
| NOMBRE                | 340-TK-030     |
| NORMA APLICADA        | API 650        |
| SERVICIO              | ALMACENAMIENTO |
| CAPACIDAD             | 40.000 BLS     |
| ALTURA NOMINAL        | 42 Ft          |
| DIAMETRO NOMINAL      | 90 Ft          |
| PRESION DE DISEÑO     | 0,1 psi        |
| TEMPERATURA DE DISEÑO | 185 9F         |
| PRODUCTO              | Crudo          |

\*Fuente: Autores del proyecto.

Foto 3: 340-TK-030



\*Fuente: Autores del proyecto.

Tabla 22: Matriz RAM

| SEVERIDAD | PROBABILIDAD DE OCURRENCIA DE CAUSA – EVENTO |        |       |        |        |
|-----------|--|--------|-------|--------|--------|
|           | A  | B      | C     | D      | E      |
| 5         | Yellow                                       | Yellow | Red   | Red    | Purple |
| 4         | Green  | Yellow | M     | Red    | Red    |
| 3         | Green  | Green  | M     | Yellow | Red    |
| 2         | Green  | Green  | L     | Green  | Yellow |
| 1         | Green  | Green  | N     | Green  | Green  |
| 0         | Green  | Green  | Green | Green  | Green  |

\*Fuente: Autores del Proyecto.

Tabla 23: Clasificación del riesgo tanque de almacenamiento 340-TK-030.

|                          | CUERPO  |         | FONDO   |         | TECHO   |         |
|--------------------------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|
|                          | GENERAL | PITTING | GENERAL | PITTING | GENERAL | PITTING |
| PROBABILIDAD             | C       | C       | C       | C       | C       | C       |
| CONSECUENCIA             | 4       | 3       | 4       | 3       | 2       | 1       |
| RIESGO                   | 4C      | 3C      | 4C      | 3C      | 2C      | 1C      |
| CLASIFICACION DEL RIESGO | M       | M       | M       | M       | L       | N       |

\*Fuente: Autores del Proyecto.

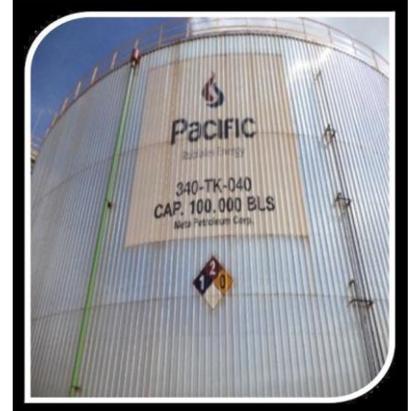
## 10.6 Tanque almacenamiento 340-TK-040

Tabla 24: Características específicas del tanque.

|                       |                |
|-----------------------|----------------|
| NOMBRE                | 340-TK-040     |
| NORMA APLICADA        | API 650        |
| SERVICIO              | ALMACENAMIENTO |
| CAPACIDAD             | 100.000 BLS    |
| ALTURA NOMINAL        | 48 Ft          |
| DIAMETRO NOMINAL      | 120 Ft         |
| PRESION DE DISEÑO     | 0,92 psi       |
| TEMPERATURA DE DISEÑO | 200 9F         |
| PRODUCTO              | Crudo          |

\*Fuente: Autores del proyecto.

Foto 4: Tanque 340-TK-040



\*Fuente: Autores del proyecto.

Tabla 25: Matriz RAM

| SEVERIDAD | PROBABILIDAD DE OCURRENCIA DE CAUSA – EVENTO |        |       |        |        |
|-----------|--|--------|-------|--------|--------|
|           | A  | B      | C     | D      | E      |
| 5         | Yellow                                       | Yellow | Red   | Red    | Purple |
| 4         | Green  | Yellow | M     | Red    | Red    |
| 3         | Green  | Green  | M     | Yellow | Red    |
| 2         | Green  | Green  | L     | Green  | Yellow |
| 1         | Green  | Green  | N     | Green  | Green  |
| 0         | Green  | Green  | Green | Green  | Green  |

\*Fuente: Autores del Proyecto.

Tabla 26: Clasificación del riesgo tanque de almacenamiento 340-TK-040

|                          | CUERPO  |         | FONDO   |         | TECHO   |         |
|--------------------------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|
|                          | GENERAL | PITTING | GENERAL | PITTING | GENERAL | PITTING |
| PROBABILIDAD             | C       | C       | C       | C       | C       | C       |
| CONSECUENCIA             | 4       | 3       | 4       | 3       | 2       | 1       |
| RIESGO                   | 4C      | 3C      | 4C      | 3C      | 2C      | 1C      |
| CLASIFICACION DEL RIESGO | M       | M       | M       | M       | L       | N       |

\*Fuente: Autores del Proyecto.

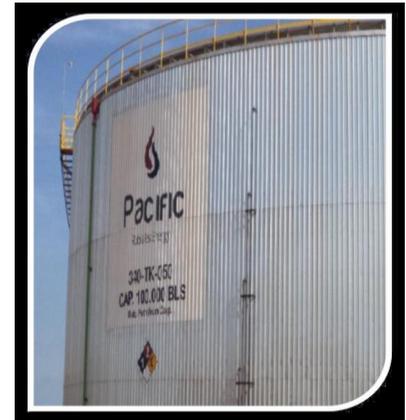
## 10.7 Tanque almacenamiento 340-TK-050

Tabla 27: Características específicas del tanque.

|                       |                |
|-----------------------|----------------|
| NOMBRE                | 340-TK-050     |
| NORMA APLICADA        | API 650        |
| SERVICIO              | ALMACENAMIENTO |
| CAPACIDAD             | 100.000 BLS    |
| ALTURA NOMINAL        | 48 Ft          |
| DIAMETRO NOMINAL      | 120 Ft         |
| PRESION DE DISEÑO     | 0,92 psi       |
| TEMPERATURA DE DISEÑO | 200 °F         |
| PRODUCTO              | Crudo          |

\*Fuente: Autores del proyecto.

Foto 5: Tanque 340-TK-050



\*Fuente: Autores del proyecto.

Tabla 28: Matriz RAM

| SEVERIDAD | PROBABILIDAD DE OCURRENCIA DE CAUSA – EVENTO |        |       |        |        |
|-----------|--|--------|-------|--------|--------|
|           | A  | B      | C     | D      | E      |
| 5         | Yellow                                       | Yellow | Red   | Red    | Purple |
| 4         | Green  | Yellow | M     | Red    | Red    |
| 3         | Green  | Green  | M     | Yellow | Red    |
| 2         | Green  | Green  | L     | Green  | Yellow |
| 1         | Green  | Green  | N     | Green  | Green  |
| 0         | Green  | Green  | Green | Green  | Green  |

\*Fuente: Autores del Proyecto.

Tabla 29: Clasificación del riesgo tanque de almacenamiento 340-TK-050.

|                          | CUERPO  |         | FONDO   |         | TECHO   |         |
|--------------------------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|
|                          | GENERAL | PITTING | GENERAL | PITTING | GENERAL | PITTING |
| PROBABILIDAD             | C       | C       | C       | C       | C       | C       |
| CONSECUENCIA             | 4       | 3       | 4       | 3       | 2       | 1       |
| RIESGO                   | 4C      | 3C      | 4C      | 3C      | 2C      | 1C      |
| CLASIFICACION DEL RIESGO | M       | M       | M       | M       | L       | N       |

\*Fuente: Autores del Proyecto.

Los tanques de almacenamiento obtuvieron una clasificación del riesgo MEDIO (M), debido a la probabilidad de falla (C) para las amenazas de corrosión general y pitting<sup>86</sup> en cuerpo, techo y fondo sumado a la consecuencia (4) para la amenaza de corrosión general del cuerpo y fondo.

Las representaciones indican que la probabilidad de falla para cada uno de los tanques se ubica en nivel C, esta valoración se debe a la falta de información; los equipos no presentan facilidades para realizar inspección, la rata de corrosión utilizada para los cálculos es tomada de un equipo con similares características a los trabajados, esto debido a la falta de datos para poder evaluar la rata corrosión en estos equipos.

La amenaza de corrosión general muestra la consecuencia de falla en nivel 4 para el cuerpo y fondo de los tanques, lo anterior se debe al elevado costo que genera la reparación del tanque, la pérdida de producto, los tiempos de parada, la imagen de la compañía que pudiese verse afectada si estas fallas llegasen a ocurrir.

Los procesos de corrosión interna que se pueden generar por efecto del fluido que se almacena, afectaran el cuerpo y el fondo de los tanques, llegando a producir fugas y roturas afectando la integridad del equipo. La posible acumulación de agua en el aislamiento térmico generara procesos de corrosión en el cuerpo y el techo aumentando el nivel del riesgo (CUI<sup>87</sup>). El resultado de los tanques evaluados es similar debido al fluido que reciben y a las funciones que desempeñan, aunque su capacidad sea diferente.

---

<sup>86</sup> Corrosión por picaduras (Pitting): Es la disolución localizada y acelerada de un metal, esto como resultado de la ruptura de la película de óxido.

<sup>87</sup> CUI, OP.CIT.PAG 23

La necesidad de disminuir el nivel de riesgo, enfoca a crear facilidades en el aislamiento térmico (ventanas de inspección) o a realizar inspecciones con nuevas tecnologías, con el fin de ejecutar inspecciones en el cuerpo y techo, reduciendo la incertidumbre de la información, cumpliendo las normas API 650-2007 y 653-2009 para inspección y tiempos de inspección.

## **11. ANALISIS TECNICO FINANCIERO**

La protección catódica es un método ampliamente aceptado de control de la corrosión. La corrosión de acero sobre el suelo del fondo de los tanques de almacenamiento puede ser reducida o eliminados con la aplicación adecuada de la protección catódica. La protección catódica es una técnica para la prevención de la corrosión por lo que toda la superficie del metal a ser protegido actúa como el cátodo de una celda electroquímica. Hay dos sistemas de protección catódica:

A. Galvánico.

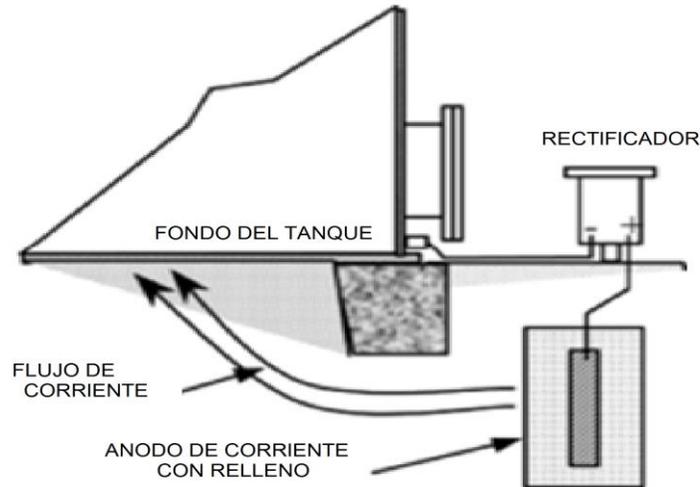
B. Corriente impresa

### **11.1 Proceso de galvanizado**

Sistemas galvánicos usan un metal más activo que la estructura a ser protegida para suministrar la corriente necesaria para detener la corrosión. El metal más activo se llama un ánodo, comúnmente conocida como un ánodo galvánico o un ánodo de sacrificio. El ánodo está conectado eléctricamente a la estructura a proteger y enterrado en el suelo. Una célula de corrosión galvánica desarrolla y los corroe, el ánodo de metal activo (es sacrificado) mientras que la estructura de metal (cátodo) está protegido. A medida que la corriente de protección entra en la estructura que impide el flujo de corriente a la corrosión de la superficie metálica

actual, a continuación devuelve al ánodo galvánico a través de un conductor metálico.

Gráfica 7: Protección catódica galvánica con los ánodos de sacrificio.



\*Fuente: SPE International "Controlling liquid leaks from tanks" Control de fugas de líquidos de los tanques<sup>88</sup>.

Metales utilizados como ánodos galvánicos en el suelo son el magnesio y el zinc, ya sea fundido o cinta. Los ánodos están normalmente distribuidos alrededor del perímetro del tanque o enterrados debajo de la parte inferior del tanque. Equipos de galvanizado normalmente se aplican sólo a los tanques de pequeño diámetro.

### 11.1.1 Ventajas de los equipos de galvanizado

Hay varias ventajas de los sistemas galvánicos:

a . No se requiere ninguna fuente de alimentación externa.

b . La instalación es relativamente fácil.

---

<sup>88</sup> SPE International -Society of Petroleum Engineers- (Sociedad de Ingenieros de Petróleos). Controlling liquid leaks from tanks (Control de fugas de líquidos de los tanques).

- c . La inversión de capital es baja para los tanques de pequeño diámetro.
- d. Los costes de mantenimiento son mínimos.
- e . Los problemas de interferencia (corrientes parásitas) son raros.
- f . Se requiere un control menos frecuente.

#### 11.1.2 Desventajas de los equipos de galvanizado

Hay varias desventajas de los sistemas galvánicos:

- a . Potencial de conducción es limitada.
- b . Salida de corriente es baja.
- c . Método está limitado al uso en suelos de baja resistividad.
- d. El método no es práctico para la protección de grandes estructuras desnudas.

### **11.2 SISTEMAS CORRIENTE IMPRESA**

#### **11.2.1 Generalidades**

El segundo método de aplicación de protección catódica para un fondo del tanque de almacenamiento sobre el suelo es la utilización de corriente de una fuente externa impresionado. Sistemas de corriente impresa utilizan corriente directa por lo general proporcionado por un rectificador conectado a una fuente de alimentación de CA<sup>89</sup>. El rectificador convierte la corriente continua en corriente alterna. La corriente continua del rectificador fluye hacia el ánodo de corriente enterrada, desde el ánodo a través del electrolito del suelo, y en el fondo del tanque.

---

<sup>89</sup> CA: Corriente alterna.

### **11.2.2 Ventajas de los sistemas actuales impresionados**

Las ventajas de los sistemas de corriente impresa incluyen:

- a. La disponibilidad de un gran potencial de conducir.
- b . Alta corriente de salida capaz de proteger las estructuras grandes
- c . Capacidad de salida de corriente variable.
- d. Aplicabilidad a casi cualquier resistividad del terreno.

### **11.2.3 Desventajas de sistemas de corriente impresa**

Las desventajas de los sistemas de corriente impresa incluyen:

- a . Problemas de interferencias posibles (corrientes parásitas) en las estructuras exteriores.
- b . La pérdida de energía AC<sup>90</sup> ocasiona pérdida de la protección.
- c . Mayor mantenimiento y costos de operación.
- d. Mayor costo de capital para pequeñas instalaciones.
- e . Aspectos de seguridad de la ubicación rectificadora.
- f . Aspectos de seguridad de conexión a cable negativo.
- g . Control más frecuente.

---

<sup>90</sup> AC: Corriente alterna.

### 11.2.4 Rectificadores de protección catódica

Un rectificador típico de protección catódica tiene dos componentes principales:

- un transformador reductor para reducir la CA<sup>91</sup> icono rectificador de suministro de elementos. Rectificadores de silicio son generalmente más eficientes, sin embargo, son más susceptibles a daños causados por subidas de tensión. Por lo tanto, los dispositivos de protección deben ser de tensión.
- elementos de rectificación para convertir la entrada de CA<sup>92</sup> a la salida de DC<sup>93</sup>. Las unidades pueden ser obtenidas ya sea con selenio o elementos de rectificador de silicio. Rectificadores de silicio son generalmente más eficientes, sin embargo, que son más susceptibles a daños causados por subidas de tensión. Por lo tanto, los dispositivos de protección deben ser considerados para estos autos para evitar daños causados por rayos. Debido a la disminución de la vida a temperaturas más altas, no se recomiendan los rectificadores de selenio, si se prevé una temperatura ambiente superior a 130 ° F (55 ° C).

### 11.2.5 Impresionados ánodos actuales

Ánodos de corriente impresa utilizados en el suelo están hechos de materiales tales como grafito, acero, hierro fundido de alto silicio, o mixto óxidos metálicos en titanio. Los ánodos están generalmente enterrados en una brisna de relleno de

---

<sup>91</sup> Ca, OP.CIT.PAG 89

<sup>92</sup> Ca, OP.CIT.PAG 89

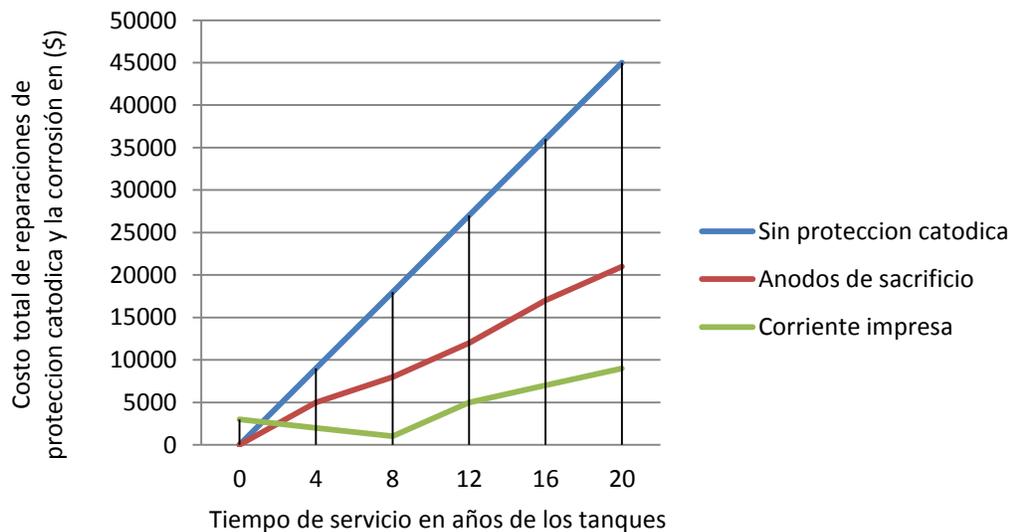
<sup>93</sup> Dc: Corriente directa.

coque para extender su vida y reducir la resistencia del circuito. Ellos pueden estar situados en camas de tierra remota, distribuida alrededor del tanque, instalados debajo del tanque, o instalados en camas de tierra profundas.

### 11.3 Comparación de costos

A continuación se muestra un ejemplo de comparación de costos entre el acero sumergido sin protección catódica, con ánodos de sacrificio y con corriente impresa:

Grafica 8: Comparación de costos protección catódica. (por cada 100m<sup>2</sup> de acero bajo el agua)



\*Fuente: "Cathodic Protection Company Ltd" Protección catódica compañía LTD.

En la Grafica 8, podemos observar cómo los sistemas de protección catódica, ánodos de sacrificio, y corriente impresa, utilizados para combatir la corrosión, influyen de una manera determinante en la vida útil o el tiempo de servicio en años de los tanques, relacionando cada sistema usado para combatir la corrosión en costos, ya que cada uno otorga niveles de protección diferentes y de esta misma forma cada costo para cada sistema se ve reflejado según los niveles de protección.

## **11.4 Reparaciones**

La comparación económica de la instalación, operación y mantenimiento de los sistemas de protección catódica son los siguientes:

### **11.4.1 Sistema de corriente impresa**

- La instalación es un factor de dos o tres veces menos caro que el de ánodos de sacrificio
- Se requiere alimentación eléctrica
- Ánodos de reemplazo son posibles
- El control regular se requiere
- Vida útil puede ser superior a 30 años
- Adecuado para todos los lugares de resistividad

### **11.4.2 Sistema de ánodos de sacrificio**

- La instalación es más caro que el de corriente impresa
- No hay verdaderos costes de funcionamiento
- Bajos requerimientos de monitoreo
- No hay efectos de interferencia
- Vida útil normalmente 10 a 20 años
- Limitada resistividad varía

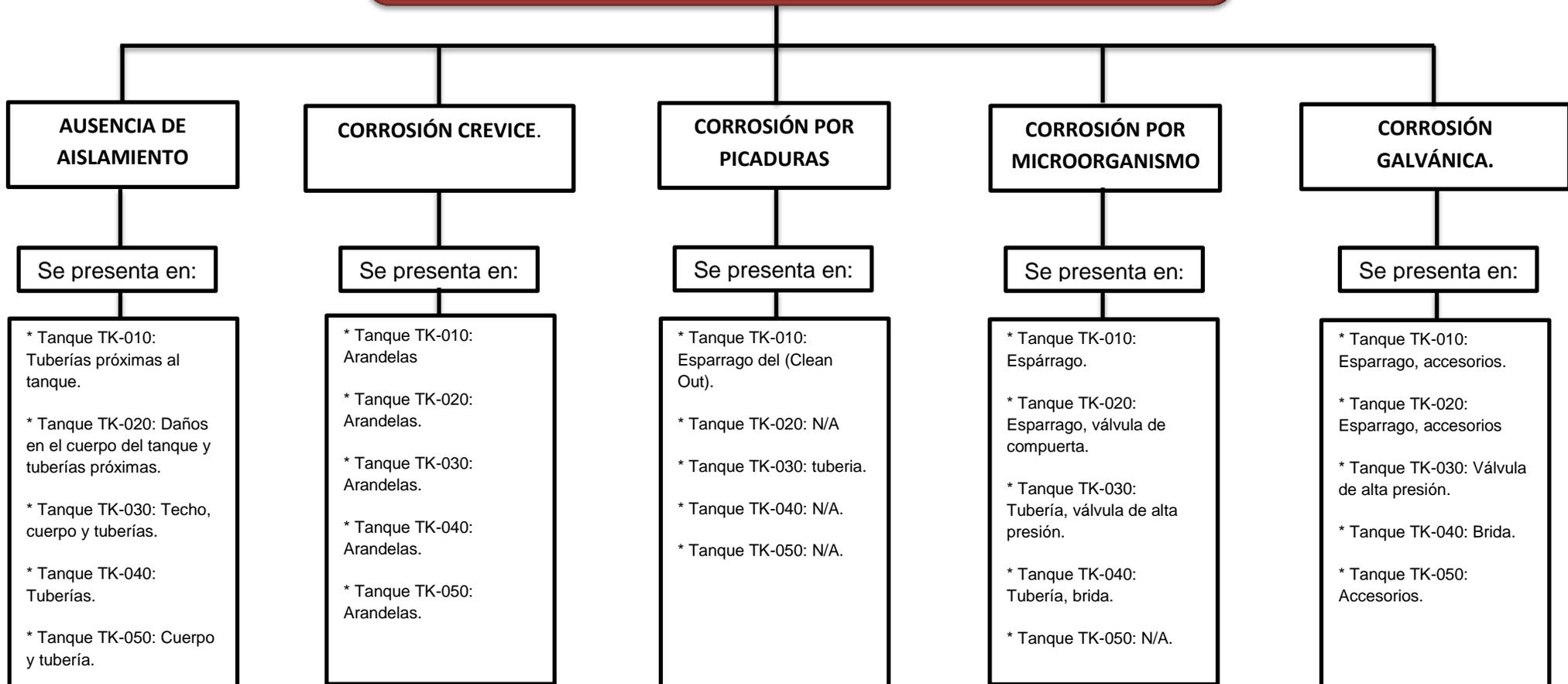


## EVALUACION DEL RIESGO

### CONSECUENCIAS Y COMO SE PRESENTA.

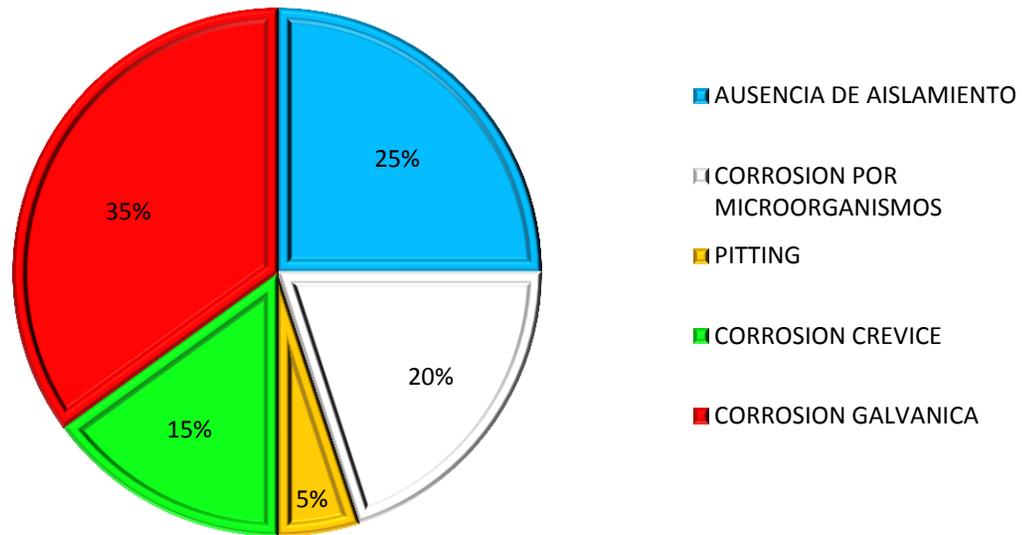
- **AUSENCIA DE AISLAMIENTO (25%):** La temperatura de servicio es un factor importante que afecta la CUI del acero al carbono debido a que operan dos factores que se oponen:  
La alta temperatura reduce el tiempo que el agua está en contacto con el acero al carbono; sin embargo, La alta temperatura tiende a incrementar la tasa de corrosión y reducir la vida útil de los recubrimientos protectores, masillas y selladores. El acero al carbono operando en el rango de temperatura de  $-4^{\circ}\text{C}$  ( $25^{\circ}\text{F}$ ) a  $150^{\circ}\text{C}$  ( $300^{\circ}\text{F}$ ) está al más alto riesgo de CUI. El equipo que opera continuamente por debajo de  $-4^{\circ}\text{C}$  ( $25^{\circ}\text{F}$ ) usualmente permanece libre de corrosión.
- **CORROSION POR MICROORGANISMOS (20%):** Estas bacterias no provocan directamente la corrosión, pero si la aceleran porque inciden en la cinética del mecanismo de reacción. Además contribuyen a la formación de lodos y depósitos que pueden llegar a obstruir por completo las tuberías.
- **CORROSIÓN POR PICADURAS (PITTING) (5%):** La picadura es una forma de ataque corrosivo localizado que produce hoyos pequeños agujeros en un metal. Este tipo de corrosión es muy destructivo para las estructuras de ingeniería si provoca perforación del metal. Sin embargo, si no existe perforación, a veces se acepta una mínima picada en los equipos de ingeniería. Frecuentemente la picadura es difícil de detectar debido a que los pequeños agujeros pueden ser tapados por los productos de la corrosión. Se produce cuando existen pequeñas imperfecciones en la superficie del metal, sobre todo en inoxidable y galvanizados.
- **CORROSION CREVICE (15%):** La corrosión crevice o por hendiduras es un tipo de corrosión electroquímica localizada que ocurre en aquellos espacios (hendiduras) que se forman al unir dos materiales, de igual forma se presentan en lugares donde se estanque algún tipo de solución o líquido.
- **CORROSION GALVANICA (35%):** La corrosión se define técnicamente como el ataque y destrucción progresiva de un metal mediante una acción química. La corrosión galvánica se caracteriza por su poder destructivo, resulta de un fenómeno de electrólisis entre dos metales de potencial eléctrico diferente que se hallan en contacto y en presencia de humedad.

**IDENTIFICACIÓN DE CORROSION ACTUAL Y POSIBLES CAUSAS QUE  
PUEDAN GENERARLA A FUTURO EN LOS 5 TANQUES DE  
ALMACENAMIENTO.**



## EVALUACION DEL RIESGO

### % PRESENTAMIENTO DEL RIESGO



**CONTROL DEL RIESGO (ELIMINAR, SUSTIRUIR, CONTROLAR.)**

**AUSENCIA DE AISLAMIENTO**

Los tanques con aislamiento térmico presentan nivel de riesgo medio debido a la falta de información para determinar por ejemplo las tasas de corrosión (no presenta ventanas de inspección). La consecuencia es alta por los altos costos que puede generar una reparación en el cuerpo y fondo del equipo y Adyacentes de los tanques

**CORROSION POR MICROORGANISMOS**

Presencia de corrosión de microorganismos es un nivel muy bajo ya que se observa una ligera capa de herrumbre que por el momento no está afectando el metal, es un estado de equilibrio que puede durar mucho tiempo.

**CORROSION POR PITTING**

La presencia de pitting está en un nivel medio debido a que es difícil de evaluar por consecuencia de la falta de ventanas de inspección para evaluar el fondo del tanque que es una de las partes donde más se presenta este tipo de corrosión, la poca presencia que se observó de este fue en el (clean out) del TK-010 y una corrosión que a futuro puede tornarse en un nivel muy alto de consecuencia que es en la tubería adyacente al TK-030 debido a la fuga constante que se presenta en este sector.

**CORROSION CREVICE**

Es un proceso de corrosión alta mente peligroso ya que es difícil de observar las pequeñas cavidades o huecos, este se encuentra en un porcentaje alto debido a su posible presencia en la mayoría de arandelas de uniones entre espárragos o tuercas.

**CORROSION GALVANICA**

Tiene una presencia demasiado alta en las tuerca y espárragos esta consecuencia puede generar a futuro un derrame o una fuga constante con pérdidas económicas muy altas debido a la perdida de crudo.

En general los tanques se encuentran en buenas condiciones mecánicas. Los hallazgos principales están en la construcción. La falta en la terminación del dique está generando acumulación de agua alrededor del anillo de concreto generando filtraciones que a futuro puede causar problemas con el asentamiento del tanque, también se presentan fallas en la instalación de las chaquetas protectoras del aislamiento de las tuberías adyacentes de los tanques y presencia de corrosión en los accesorios, espárragos y tuercas de las bridas y puerta de barrido.

### SOLUCIONES PROPUESTAS

1

• Los tanques que presentan fallas en el aislamiento térmico, y además presentan problemas de corrosión en las uniones bridadas y espárragos, se recomienda emplear sistemas de encapsulamiento en uniones bridadas y un protector plástico de polietileno de alta densidad, imprimado con inhibidor de corrosión, que previene la corrosión de espárragos y tuercas.

2

• Los tanques y tuberías adyacentes que poseen el aislamiento térmico húmedo y abierto a la atmósfera en muchas zonas, se debe necesariamente hacer una evaluación de la extensión de la corrosión o daños estructurales a la superficie exterior. Para ello se deberá retirar el aislamiento o se debiera evaluar la corrosión mediante una técnica END adecuada.

3

• Para la presencia de crevice se solicita un rediseño del equipo o la pieza afectada para prevenir o eliminar las posibles fisuras que esté presente, además de esto si la pieza presenta fisuras se podrá cerrarlas con materiales no-absorbentes o incorporar una barrera para prevenir la humedad.

**EVALUACION ECONOMICA Y TIEMPO  
ESTIMADO DE EJECUCION**

**COSTOS SIN PARO DE PRODUCCION**

- Se tiene que realizar el respectivo reemplazo o reparación en las estructuras, respecto a las arandelas, espárragos y bridas que se encuentran altamente corroídos.
- Implementación de medidas de prevención (pinturas, aleaciones especiales, inhibidores, etc.)
- Capacitación de personal en temas de corrosión.
- Pago a especialistas para evaluar daños por corrosión.

**COSTO TOTAL APROXIMADO: US \$ 17500-25000**

**TIEMPO ESTIMADO DE EJECUCION**

**ENTRE 5 A 6 MESES**

## COSTOS CON PARO DE PRODUCCION

- Para lograr un estudio más adecuada y lograr las reparaciones en el fondo del tanque y reparaciones a futuro en las cuales se presente una fuga no reparable se tendrá que hacer un paro de producción, esto conlleva a muchas consecuencias entre estas encontramos:
- Paralización de la actividad productiva para efectuar una reparación imprevista puede ocasionar un costo de algunos miles de dólares.
- Pérdidas de productos y explosiones provocadas por fugas (combustible, agua, gas, etc.).
- Pérdida de eficiencia (transferencia de calor).
- Sobredimensionamiento.

## COSTO TOTAL APROXIMADO

Para los costos de remediación e intangibles se realiza una conversión del área de afectación a términos económicos, se han utilizado valores de referencia obtenidos de experiencia internacional en la industria de hidrocarburos, estos valores se muestran a continuación para cada tipo de fluido transportado.

### Valor de remediación US por m<sup>2</sup>

|        |        |
|--------|--------|
| Crudo  | \$ 200 |
| Fluido | \$ 200 |
| Agua   | \$ 40  |

### Valor de intangibles US por m<sup>2</sup>

|        |         |
|--------|---------|
| Crudo  | \$ 316  |
| Fluido | \$ 151  |
| Agua   | \$ 2,16 |

## MONITOREO Y REVISION

- Capacitar personal para trabajar en el área de inspección y revisión de la corrosión en los respectivos tanques de almacenamiento, a su vez este personal llevara la tarea de estudiar los posibles daños a futuro dados por la corrosión.
- Realizar las respectivas revisiones por medio de los equipos autorizados para esta labor, y en el tiempo que sea establecido.
- Monitoreo de fenómenos de corrosión y erosión, desde cupones y probetas hasta sistemas retráctiles.

## **12. RECOMENDACIONES PARA EL PLAN DE INTEGRIDAD PARA COMBATIR LA CORROSION**

Mediante este proceso queremos asegurarnos que el sistema de protección catódica por corriente impresa siga desempeñando sus funciones para la protección de los tanques de almacenamiento, para lograr esto definiremos los procesos a seguir en el mantenimiento preventivo y correctivo.

### 12.1 Mantenimiento preventivo:

Es aquel que se hace con anticipación y de manera programada con el fin de evitar desperfectos o un paro en la producción por daños en el sistema.

La Norma NACE RP0193-2001 recomienda que las fuentes de impresión de corriente (URPC<sup>94</sup>) deben ser inspeccionados cada dos (2) meses para asegurar la efectiva operación del sistema, comparando los valores de Voltaje y corriente obtenidos en la inspección anterior. Así mismo, se recomienda llevar a cabo un levantamiento de potenciales On-Off anual (1 año), a fin de verificar que el sistema esté cumpliendo con el criterio de protección establecido. Todos los componentes del sistema de protección catódica (cajas de conexión, estaciones de prueba, rectificadores, circuitos, etc.) deben ser inspeccionados como parte de un plan de mantenimiento preventivo para reducir las fallas en servicio.

1. Todos los sistemas de protección catódica deben ser inspeccionados como parte de un programa de mantenimiento predictivo / preventivo para minimizar el fracaso en el servicio. Las inspecciones deben incluir un chequeo de cortocircuitos, conexiones a tierra, la precisión del medidor, rectificador de la eficiencia, y la resistencia del circuito. El mantenimiento

---

<sup>94</sup> URPC, OP.CIT.PAG 32

programado debe incluir la eliminación de los residuos en las aberturas de rectificador necesario para la refrigeración y la comprobación para garantizar que todas las conexiones sean seguras y no afectados por la corrosión. El mantenimiento debe incluir la inspección de las cajas de conexiones, estaciones de prueba y otros equipos.

2. Hacer una inspección mensual de funcionamiento de los rectificadores, por inspección visual del amperímetro, ubicado en el panel frontal del rectificador. Este deberá indicar como primera medida, un valor de corriente similar al valor del ajuste inicial o puesta en marcha, posteriormente se deberá registrar un valor de corriente similar a la última inspección o ajuste realizado al rectificador.
3. Hacer una inspección cada 2 meses de funcionamiento del rectificador que incluya medición de voltaje de alimentación AC<sup>95</sup>, corriente de salida DC<sup>96</sup>, y voltaje de salida DC<sup>97</sup>, esto con el fin de garantizar que el sistema esté operando adecuadamente. En función a la cantidad de polvo presente en el ambiente, se recomienda realizar durante esta inspección una limpieza de los ductos de ventilación, para evitar sobrecalentamiento del equipo.
4. Hacer una toma de potenciales ON - instant OFF semestral, con el fin de verificar los niveles de protección del fondo externo de todos los tanques. Incluir en esta inspección la medición de corriente drenada por cada uno de los power feed<sup>98</sup>.

---

<sup>95</sup> AC.OP.CIT.PAG 89

<sup>96</sup> DC.OP.CIT.PAG 89

<sup>97</sup> DC.OP.CIT.PAG 89

<sup>98</sup> Power feed: Alimentación de energía.

5. Equipos de ensayo utilizado para la obtención de datos de protección catódica se debe comprobar periódicamente la precisión y mantenerse en buen estado de funcionamiento.
6. El sistema de protección catódica debe ser monitoreado para la existencia de cualquier interferencia de corrientes parásitas de las estructuras adyacentes o sistemas de protección.
7. Las mediciones potenciales en los tanques de almacenamiento se deben hacer con el electrodo de referencia situado lo más cerca posible a la parte inferior del tanque. En la mayoría de los tanques, las mediciones se deben tomar en el perímetro, cerca del centro de la parte inferior del tanque, y en varios puntos en el medio. Hay que prestar atención a las caídas de tensión distintos a través de la estructuración de electrolito límite, la presencia de metales diferentes, y la influencia de otras estructuras.  
Estos factores pueden interferir con la interpretación válida de las medidas potenciales. Además, las mediciones realizadas con un electrodo de referencia situado en el pavimento de asfalto o una losa de hormigón o fuera de la pared de hormigón pueden estar en el error.
8. Criterios para el control de la corrosión del acero al carbono fondo de los tanques:
  - 8.1. El control de la corrosión puede lograrse a diferentes niveles de polarización catódica en función de las condiciones ambientales. Sin embargo, en ausencia de datos concretos que demuestren que se ha logrado la protección catódica, uno o más de los siguientes deben aplicar en el sistema:
  - 8.2. Un potencial negativo (catódico) de al menos (850 mv) con la corriente de protección catódica aplicada. Este potencial se mide con respecto a

un electrodo de referencia de sulfato de cobre / cobre saturado (CSE) en contacto con el electrolito. Hay que prestar atención a las caídas de tensión que no sean los que cruza la frontera estructura al electrolito para la interpretación válida de la medición de la tensión.

8.3. La aplicación de equipos de ultrasonido para la práctica en la determinación de la importancia de las caídas de tensión por métodos tales como :

- (a) Medición o cálculo de la caída de tensión (s).
- (b) La revisión de la evolución histórica del sistema de protección catódica.
- (c) Evaluación de las características físicas y eléctricas de la parte inferior del tanque y su entorno.
- (d) La determinación de si hay o no hay evidencia física de la corrosión.

8.4. Potencial polarizado negativo de al menos (850 mV) con respecto a un CSE.

8.5. Un mínimo de (100 mV) de polarización catódica entre la superficie de acero de carbono de la parte inferior del tanque y un electrodo de referencia estable en contacto con el electrolito. La formación o descomposición de la polarización pueden medirse para satisfacer este criterio.

9. Electroodos de Referencia:

9.1. Otros electroodos de referencia estándar pueden ser sustituidos por el CSE. Dos electroodos de referencia comúnmente utilizados se listan a continuación. Los voltajes indicados son equivalentes (a 25 ° C [77 ° F]) a un potencial de (850 mV) negativo se refiere a un CSE:

(a) saturada electroodo de referencia de cloruro de plata / plata: un negativo potencial de (780 mV)

(b) zinc de alta pureza (99,99 %): un potencial de (250 mV) positivos.

10. Las encuestas anuales deberían llevarse a cabo para verificar que el sistema de protección catódica está cumpliendo con los criterios de protección. Haciendo encuestas más frecuentes del sistema puede ser deseable en entornos corrosivos o críticamente donde las condiciones altamente variables están presentes. La exactitud de los electroodos de referencia estacionarios debe ser evaluado durante estas encuestas. La eficacia del aislamiento de los accesorios y los bonos de continuidad también debe ser evaluado en los estudios periódicos.

11. Todas las fuentes de corriente impresa deben revisarse a intervalos bimensuales para asegurar el funcionamiento eficaz del sistema. Salidas de corriente y voltaje en consonancia con las lecturas anteriores o haya un potencial polarizado satisfactorio en el tanque protegido.

12. Pruebas de potencial debe constar de un mínimo de cuatro pruebas igualmente espaciados en la circunferencia externa y al menos una prueba en el centro de la parte inferior de los tanques de 18m (60 pies) de diámetro o menos. En los tanques de más de 18m (60 pies) de diámetro, ocho pruebas igualmente espaciados en la circunferencia externa y al menos una prueba en

el centro de la parte inferior del tanque deben ser el requisito mínimo de pruebas.

12.1. La experiencia ha indicado que en los tanques grandes, mediciones de potencial obtenidos en el perímetro del depósito no pueden reflejar las condiciones reales de todo el fondo del tanque.

12.2. Mediciones potenciales pueden ser afectadas por los cambios de nivel de líquido en el interior del tanque.

13. Cupones y sondas de resistencia eléctrica pueden ser útiles en la evaluación de la eficacia del sistema de protección catódica.

13.1. Mantenimiento correctivo:

Este mantenimiento se tomará si los reconocimientos e inspecciones indican que el sistema de protección catódica ya no proporciona protección adecuada. Se procederá a realizar las siguientes acciones:

- 1) Reparación, reemplazo o ajuste de todos los componentes del sistema de protección catódica.
- 2) Adición de protección catódica complementaria cuando sea necesario.
- 3) Reparación, reemplazo o ajuste de los bonos de continuidad y dispositivos de continuidad.
- 4) Se debe tener cuidado para asegurarse de que las medidas correctivas destinadas a restaurar o mejorar la protección no pongan en peligro la integridad de los revestimientos o membranas.
- 5) Consideraciones especiales:

- 5.1) Casos especiales, como las corrientes parásitas y los gradientes eléctricos sueltos, que requieren el uso de criterios distintos de los enumerados anteriormente pueden existir.
- 5.2) A veces existen condiciones en que la protección catódica es ineficaz o sólo parcialmente eficaces. Estas condiciones pueden incluir los siguientes:
- (a) Las temperaturas elevadas
  - (b) los recubrimientos Disbonded
  - (c) Blindaje
  - (d) Ataque bacteriano
  - (e) los contaminantes inusuales en el electrolito
  - (f) Las áreas del fondo del tanque que no entren en contacto con el electrolito
  - (g) cojín del tanque seco
- 5.3) Depósitos de arcilla, o grupos para placas de fondo de tanque pueden promover la formación de la actividad de la corrosión localizada, que es difícil de controlar o evaluar.

## CONCLUSIONES.

- Los resultados del análisis de los tanques de almacenamiento muestra claramente que los activos presentan un alto nivel tanto de probabilidad de falla como de consecuencia, conduciendo a un nivel de riesgo calificado en la Matriz de Pacific Rubiales Energy<sup>99</sup> como INACEPTABLE.
- Presenciamos una necesidad de capacitar personal para trabajar en el área de inspección y revisión de la corrosión en los respectivos tanques de almacenamiento, a su vez este personal llevara la tarea de estudiar los posibles daños a futuro dados por la corrosión.
- Se debe realizar las respectivas revisiones por medio de los equipos autorizados para esta labor, y en el tiempo que sea establecido.
- Es necesario un monitoreo de fenómenos de corrosión y erosión, desde cupones y probetas hasta sistemas retráctiles.
- Para la presencia de crevice se solicita un rediseño del equipo o la pieza afectada para prevenir o eliminar las posibles fisuras que esté presente, además de esto si la pieza presenta fisuras se podrá cerrarlas con materiales no-absorbentes o incorporar una barrera para prevenir la humedad.
- Los tanques que presentan fallas en el aislamiento térmico, y además presentan problemas de corrosión en las uniones bridadas y espárragos, se recomienda emplear sistemas de encapsulamiento en uniones bridadas y

---

<sup>99</sup> Pacific Rubiales Energy.OP.CIT.PAG 11

un protector plástico de polietileno de alta densidad, imprimado con inhibidor de corrosión, que previene la corrosión de espárragos y tuercas.

- Las amenazas que tienen mayor probabilidad de materialización de eventos son la Corrosión Interior, la Fabricación, y los Daños por Terceros. Por el lado de la consecuencia, los altos índices obtenidos están influenciados principalmente por la continua presencia de pequeñas corrientes de agua( morichales, humedales y caños) y por los amplios tiempos de detección de pérdidas de contención, lo que desemboca en mayores pérdidas de producción, y más altos costos de tanto de remediación como de los posibles intangibles.
- De acuerdo con los resultados de las evaluaciones de las probabilidades de falla, se puede observar que las amenazas con mayor probabilidad de materializarse son la Corrosión Interna, la Fabricación y los Daños por Terceros. Sin embargo es necesario aclarar que en el caso específico de la amenaza de Fabricación, el alto índice se debe a la falta de estudios de susceptibilidad de falla en la costura helicoidal. En los otros casos mediante estudios, muestreos y visitas de campo se estableció que coexisten varios factores que pueden promover la ocurrencia de un incidente por estas amenazas.
- Los tanques de almacenamiento presentan índices de Riesgo análogos (INACEPTABLE) ya que presentan características similares que en se reflejan en los resultados tanto de probabilidad como de consecuencia.
- Las tres amenazas que mayor probabilidad tienen de materializarse en los tanques de almacenamiento son la Corrosión externa, Fabricación y los Daños por Terceros; la corrosión interna está influenciada principalmente

por la presencia de bacterias, la ubicación de puntos bajos que favorecen la formación de depósitos, y la concentración de CO2 superior al 2%. En la fabricación, el factor que más afecta es la falta de estudios de susceptibilidad a la falla en la costura helicoidal y en los Daños por Terceros la falta de señalización preventiva e informativa, la ausencia de un sistema para llamadas de emergencia (ONE-CALL), no se cuenta con un programa establecido de patrullaje y mantenimiento lo cual dificulta la detección temprana de pérdidas de contención y la carencia de protección pasiva en los cruces enterrados de carreteras y donde la tubería corre paralela a las vías son los factores que más influyen en el índice de probabilidad.

- Los tanques con aislamiento térmico presentan nivel de riesgo Medio (C4). La probabilidad esta en C debido a la falta de información para determinar por ejemplo la tasa de corrosión (no presenta ventanas de inspección). La consecuencia es alta por los altos costos que puede generar una reparación en el cuerpo y fondo del equipo. En general los tanques encuentran en buenas condiciones mecánicas. Los hallazgos principales están en la construcción. La falta en la terminación del dique está generando acumulación de agua alrededor del anillo de concreto generando filtraciones que a futuro puede causar problemas con el asentamiento del tanque, también se presentan fallas en la instalación de las chaquetas protectoras del aislamiento de las tuberías adyacentes de los tanques y presencia de corrosión en los accesorios, espárragos y tuercas de los manhole<sup>100</sup> y puerta de barrido.

---

<sup>100</sup> MANHOLE: Boca de inspección.

- Los hallazgos principales se encuentran en la no presencia de placa de identificación del equipo, corrosión en los espárragos y accesorios. Se debe tomar medidas respecto a los hallazgos encontrados para reducir el riesgo a niveles razonables prácticos.
- En Quifa<sup>101</sup> 4, se encuentran operando 12 tanques con aislamiento térmico, entre los cuales se pueden mencionar: Tanques FWKO, SKIM, Cabeza y de Almacenamiento. El aislamiento térmico en estos equipos crea una formidable barrera contra la corrosión atmosférica e industrial. Desafortunadamente, la misma presencia del aislamiento térmico sin un mantenimiento adecuado, puede determinar problemas de corrosión que definitivamente no están relacionados al producto contenido en el recipiente.
- En los tanques sin aislamiento térmico, es muy simple detectar y medir los efectos de la corrosión externa debido a los gases o agentes corrosivos presentes en la superficie externa de los equipos, pero una tarea muy difícil es detectar y medir los efectos de la corrosión debido al aislamiento térmico (CUI<sup>102</sup>) sobre la superficie externa.
- Retirar todo el aislamiento sería el método ideal de ubicar y evaluar la CUI<sup>103</sup>, pero requeriría mucho tiempo y recursos. La inspección visual realizada por TECNA ICE<sup>104</sup> en busca de evidencias de humedad o de corrosión, arrojó que los tanques de almacenamiento que poseen aislamiento térmico, presentan daños (aplastamiento, fisuras, perforación,

---

<sup>101</sup> Quifa OP.CIT.PAG.11

<sup>102</sup> CUI OP.CIT.PAG.23

<sup>103</sup> CUI OP.CIT.PAG.23

<sup>104</sup> TECNA ICE. OP.CIT.PAG.32

pliegues, desprendimientos) en el aislamiento, y en otros casos, ausencia del mismo aislamiento o del sellante epóxico en algunas zonas del tanque o tuberías asociadas.

- El acero al carbono de las láminas del tanque, o las tuberías que se encuentran aisladas térmicamente, se corroerá por contacto con el agua aireada que ingresa o se infiltra entre las láminas del aislamiento. La velocidad de corrosión del acero puede variar sustancialmente en estas condiciones y dicha tasa es controlada en gran medida por la alta temperatura del metal de la superficie y los contaminantes presentes en el agua.
  
- Las superficies aisladas para acero al carbono operando continuamente por sobre 150°C (300°F) o por debajo de -4°C (25°F) no presentan mayores problemas de corrosión. Sin embargo, los equipos de Almacenamiento, que operan establemente a temperaturas entre 63°C (145°F) a 93°C (200°F), están al más alto riesgo de CUI. Estos problemas se agravan por la selección inadecuada de los materiales de aislamiento y por el incorrecto diseño del aislamiento en función al rango de temperatura, la Norma NACE RP 0198-2010 (TABLA 2) recomienda que el sistema de recubrimiento protector a aplicar para aceros al carbono bajo aislamiento térmico sea el siguiente sistema:
  - Sistema N°4 95°C (200 °F) máximo a base de Uretano acrílico.
  
- Pudimos definir el sistema más viable para combatir la corrosión en los activos de Pacific Energy Rubiales, es el sistema de protección catódica y corriente impresa.

- Se identificó que la presencia de cualquier tipo de corrosión depende del tipo de ambiente al que se encuentre expuesto de igual manera se caracterizaron cada uno de los tipos de corrosión bajo qué condiciones se da cada una de estas y cuales son su impactos en los tanques de almacenamiento.

## BIBLIOGRAFIA

- Manual básico de corrosión para ingenieros

Autor: Félix Cesáreo Gómez de León, Diego J. Alcaraz Lorente

- Corrosión Industrial

Autor: Juan Antonio Ortega M.

- [http://solutions.3m.com.mx/wps/portal/3M/es\\_MX/Oil-Gas\\_LA/3M-Oil-and-Gas/oil-and-gas-Solutions/downstream-refining/downstream-corrosion-protection/](http://solutions.3m.com.mx/wps/portal/3M/es_MX/Oil-Gas_LA/3M-Oil-and-Gas/oil-and-gas-Solutions/downstream-refining/downstream-corrosion-protection/)

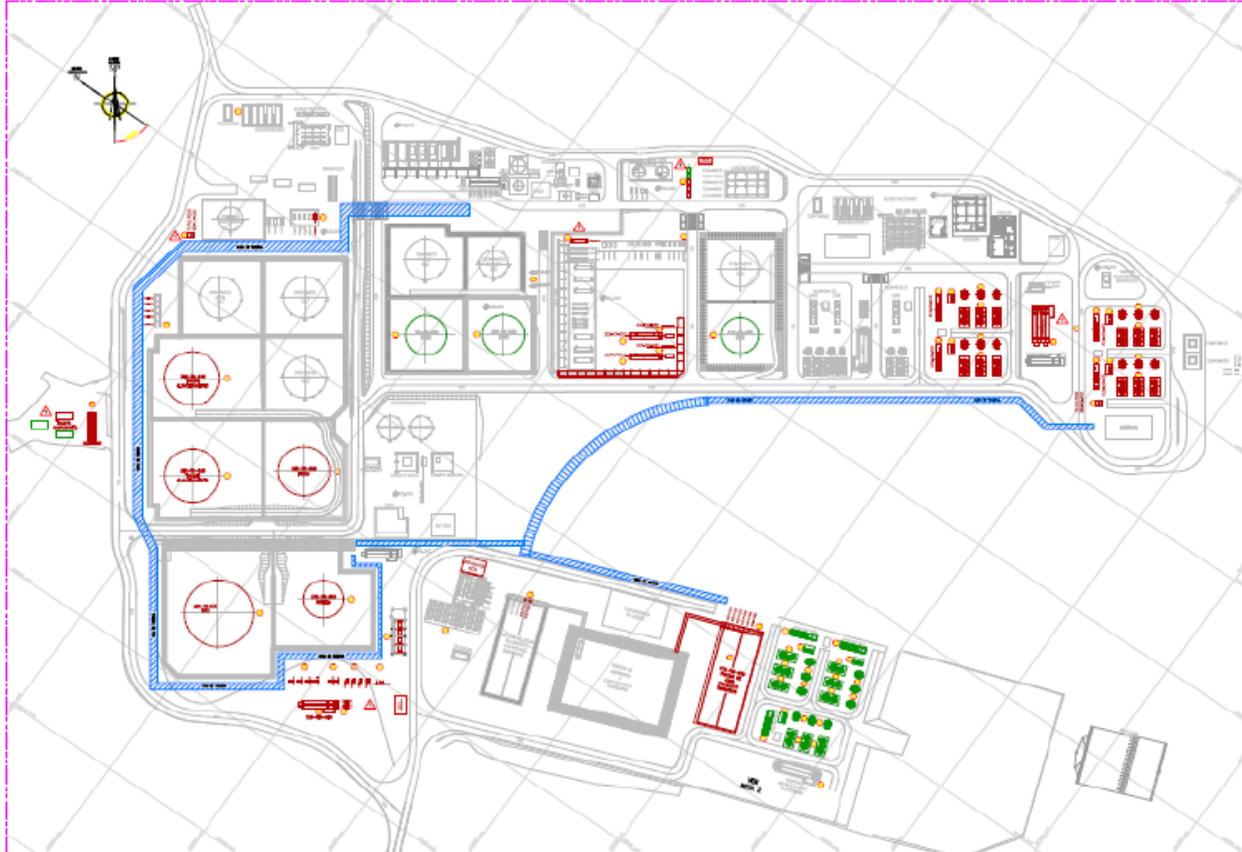
- <http://www.nacecolombia.com/>

- American Petroleum Institute, API RP 580, API Recommended Practice 580, Risk-Based Inspection, Primera Edición Mayo del 2002.

- The Hendrix Group, Introduction to Risk Based Inspection, Primera Edición Agosto 1996.

## ANEXOS

Vista superior de la planta de producción quifa 4.



\*Fuente: Autores del proyect

Tabla 10: Tabla referenciada pg 41

\*Fuente: NORMA NACE RP0198-2010. "TABLA 2 Sistemas de Recubrimiento Protector para Aceros al Carbono Bajo Aislamiento Térmico y Protección Contra Fuego Cement.

| SUBSTRATO                         | RANGO DE TEMPERATURA  | PREPARACIÓN DE LA SUPERFICIE         | PERFIL DE SUPERFICIE    | PRIMERA CAPA   | CAPA INTERMEDIA   | CAPA FINAL   | COMENTARIO  |
|-----------------------------------|---|--------------------------------------|-------------------------|--|---|--|---|
| Sistema de Acero al Carbono No. 1 | -45 a 60°C (-50 a 140°F)  | NACE No. 2/ SSPC-SP 10               | 50 a 75 µm (2 a 3 mil)  | 130 µm (5.0 mil) de epoxy highbuild (HB)   | N/D   | 130 µm (5.0 mil) epoxy HB  | N/D   |
| Sistema de Acero al Carbono No. 2 | -45 a 60°C (-50 a 140°F)  | NACE No. 2/ SSPC-SP 10               | 50 a 75 µm (2 a 3 mil)  | N/D  | N/D   | 300 µm (12 mil) epoxy adherido por fusión (FBE)  | Sólo de aplicación en taller                                |
| Sistema de Acero al Carbono No. 3 | -45 a 60°C (-50 a 140°F)  | NACE No. 2/ SSPC-SP 10               | 50 a 100 µm (2 a 4 mil) | 180 a 250 µm (7.0 a 10 mil) aluminio metalizado  | 15 a 20 µm (0.5 a 0.75 mil) MIL-P-24441/1 <sup>(E)</sup> epoxy polyamida (EPA) seguido de 75 µm (3 mil) MIL-P-24441/1 EPA | 75 µm (3 mil) of MIL-P-24441/2 <sup>(F)</sup> EPA  | Estándar de la Marina de EE.UU. DOD-STD-2138 <sup>(G)</sup> |
| Sistema de Acero al Carbono No. 4 | 95°C (200°F) máximo   | NACE No. 2/ SSPC-SP 10               | 50 a 75 µm (2 a 3 mil)  | 25 a 50 µm (1 a 2 mil) imprimador de aluminio uretano curado por humedad                   | 50 a 75 µm (2 a 3 mil) uretano de aluminio micáceo curado por humedad   | Dos capas de 75-µm (3-mil) de uretano acrílico   | N/D   |
| Sistema de Acero al Carbono No. 5 | -45 a 150°C (-50 a 300°F)   | NACE No. 1/ SSPC-SP 5 <sup>(H)</sup> | 50 a 75 µm (2 a 3 mil)  | 150 µm (6.0 mil) de epoxy / fenólico o epoxy al alquitrán amino-curado de alta temperatura | N/D   | 150 µm (6.0 mil) de epoxy / fenólico o epoxy al alquitrán amino-curado de alta temperatura       | N/D   |
| Sistema de Acero al Carbono No. 6 | 120 a 540°C (250 a 1,000°F) (con cambios intermitentes de 60 a 120°C [140 a 250°F]) | NACE No. 2/ SSPC-SP 10               | 50 a 100 µm (2 a 4 mil) | 150 a 200 µm (6.0 a 8.0 mil) aluminio metalizado   | N/D   | Capa sello de silicona según recomendación del fabricante  | N/D   |
| Sistema de Acero al Carbono No. 7 | 480°C (900°F) máximo  | NACE No. 2/ SSPC-SP 10               | 50 a 75 µm (2 a 3 mil)  | 250 a 380 µm (10 a 15 mil) aluminio metalizado según DOD STD-2138                          | N/D   | Dos capas de 40-µm (1.5-mil) de TT-P-28 <sup>(I)</sup> pintura de silicona altamente refractaria | N/D   |
| Sistema de Acero al Carbono No. 8 | 120 a 540°C (250 a 1,000°F) (servicio continuo por sobre 120°C [250°F])             | NACE No. 2/ SSPC-SP 10               | 25 a 50 µm (1 a 2 mil)  | 75 µm (3 mil) zinc inorgánico (IOZ)  | N/D   | N/D  | N/D   |