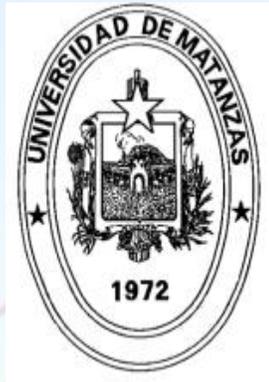


**UNIVERSIDAD DE MATANZAS  
SEDE “CAMILO CIENFUEGOS”  
FACULTAD DE INGENIERIAS**



**TRABAJO DE DIPLOMA**

**Tesis presentada en opción al título de Ingeniero Químico.**

*Propuesta de solución para el proceso corrosivo en el Separador Horizontal de Medición en el Centro Colector 7 de la EPEP-Centro.*

**AUTOR: Dainerys Amaro Prieto.**

**TUTOR: MsC. Ing. Roberto P. Latorre Enríquez.  
Dr. C. Idaelsys López Arias.**

**Matanzas, 2015**

## **Declaración de autoría**

Yo, Dainerys Amaro Prieto, me declaro la única autora de este Trabajo de Diploma, realizado en la Universidad de Matanzas Sede "Camilo Cienfuegos" en coordinación con la UEB de Mantenimiento de la EPEP-Centro, por lo cual consiento para su consulta a todo aquel que la solicite, ya sea instituciones, profesionales, técnicos y demás personas que deseen hacer uso del documento con el objetivo y finalidad que se estime conveniente.

Firma: \_\_\_\_\_.

Dainerys Amaro Prieto.

Facultad de Ingenierías.

Universidad de Matanzas Sede "Camilo Cienfuegos".

# **Nota de aceptación.**

---

---

---

---

---

---

---

Presidente del Tribunal:

Firma:

---

---

Miembro del Tribunal:

Firma:

---

Miembro de Tribunal:

Firma:

Provincia: \_\_\_\_\_ Fecha: \_\_\_\_\_ Calificación: \_\_\_\_

## **Pensamiento**

*“El éxito no se logra sólo con cualidades especiales, es sobre todo un trabajo de constancia, de método y de organización.”*

*J. P. Sargent*

## **Dedicatoria**

*Dedico este Trabajo de Diploma resultado de tantos años de estudio y sacrificio:*

*A Dios por permitirme llegar hasta este punto de mi vida.*

*A mi abuela Zebina, por estar a mi lado desde que nací y ser una persona tan importante y especial en mi vida.*

*A mi mamá Nery que es la razón de mi existencia por todos los momentos de apoyo y sacrificio que me permitieron llegar a donde he llegado.*

*A mi segunda mamá, mi tía Mirtica por creer en mí y apoyarme en todo a lo largo de mi vida estudiantil.*

*A mi novio por todo su amor, apoyo y comprensión.*

*A toda mi familia por su ayuda para cumplir este sueño.*

# **Agradecimientos**

*“Agradecer es el gran placer de reconocer en los demás, lo que constituye una ayuda para el que agradece...”*

*Dr. Roberto Hernández Corvo*

*A Dios por ser la luz que me ilumina en cada instante.*

*A mi mamá por ser mi ejemplo a seguir, por su amor y por todos sus consejos que siempre me llevaron por el camino correcto.*

*A mi tía por impulsarme a elegir esta carrera y lo más importante por su amor incondicional.*

*A todos mis familiares en especial a mi abuela que siempre creyeron en mi y estuvieron a mi lado brindándome todo el ánimo, apoyo y comprensión que necesitaba.*

*A mi novio por estar siempre pendiente de mi y acompañarme en este proceso.*

*A todos aquellos amigos y compañeros que siempre estuvieron conmigo apoyándome y aconsejándome.*

*A mis tutores por brindarme su ayuda y conocimientos, por haber confiado en mí y por haber tenido tanta paciencia, para ustedes mis respetos y admiración.*

*A todos los profesores que tuve a lo largo de la carrera por haber de una forma u otra influido en mi formación profesional.*

*A todos los compañeros de la EPEP-Centro y de EMPERCAP que contribuyeron con su granito de arena en la realización de este trabajo.*

*Para estas y para todas las personas que siempre me apoyaron y creyeron en mi.*

*Muchas y muchas gracias,*

*Dainerys.*

## **Resumen**

El desarrollo de la industria, en particular la del petróleo, es una de las prioridades de trabajo para el saneamiento de la economía y fortalecimiento de nuestro proyecto de desarrollo social, tal como lo reflejan los lineamientos del VI Congreso del PCC 129, 134, 135, 138, 215, 220 y 241 referidos a la política de ciencia, tecnología, innovación y medio ambiente, así como a la política industrial y energética. En correspondencia con lo anterior se estudia el deterioro por corrosión en el separador horizontal de medición, del Centro Colector 7 de la EPEP-Centro, el cual ha sido cambiado sin cumplir con el tiempo de vida útil estipulado, lo que eleva los costos y pone en riesgo el proceso y la seguridad del personal que labora en estas instalaciones. Con el análisis correspondiente, aplicando la metodología de análisis y solución de problemas de corrosión, se determinarán en este trabajo, los problemas de diseño anticorrosivo en los separadores, los tipos de corrosión, causas, mecanismos y factores que influyen sobre este equipo, teniendo en cuenta el tipo de material que lo conforma, las condiciones de trabajo, el cumplimiento de las normas de calidad y aspectos legales, a partir de la toma de muestras, fotos y videos, para proponer medidas que permitan solucionar o mitigar este problema.

## **Abstract**

Industry development, particularly that of the oil industry, is one of the work related priorities for the health of the economy and strengthening of our social development project, as referred to by guidelines 129, 134, 135, 138, 215, 220 and 241 of the VI Congress of the Cuban Communist Party. These have to do with science, technology, innovation and environment, as well as the industrial and energetic policies. Due to the latter, the deterioration by corrosion of the horizontal oil/gas separator of collector Station 7 that belongs to EPEP-Centro - which was replaced without considering the stipulated life expectancy - is under study. This increases the cost and puts at risk the process and safety of the personnel that labor in the facility.

This paper has the objective of determining problems with the anti-corrosive design of the separators, types of corrosion, causes, mechanisms and other factors that influence this type of equipment, based as well on the material, operating conditions, fulfillment of the quality standards and legal aspects. The taking of samples, pictures and videos was used to propose actions that will allow the mitigation or solution to this problem.

# Índice

Introducción .....	1
1 Capítulo I: Análisis Bibliográfico. ....	4
1.1 Aspectos generales de corrosión. ....	4
1.2 Clasificación de la corrosión. ....	6
1.3 Diseño anticorrosivo. ....	16
1.4 Factores que influyen en la corrosión. ....	17
1.5 Corrosión en la industria petrolera. ....	18
1.5.1 Clases de materiales para los equipos a presión en la industria petrolera.....	18
1.5.2 Propiedades de los materiales de los equipos a presión en la industria del petróleo. (Cruz, 2014) .....	19
1.5.3 Características y causas de la corrosión en instalaciones petroleras. ....	21
1.5.4 Daños y pérdidas por corrosión en instalaciones petroleras. ....	21
1.5.5 Corrosión en separadores. ....	22
1.6 Conclusiones parciales del Capítulo I. ....	23
2 Capítulo II: Materiales y métodos. ....	24
2.1 Identificación del problema. ....	24
2.1.1 Diseño anticorrosivo y recomendaciones de puesta en obra. Características mecánicas, químicas y físicas de los materiales empleados en la construcción y protección anticorrosiva.....	24
2.1.2 Características de los materiales.....	24
2.2 Condiciones de trabajo establecidas en el diseño y las reales.....	29
2.3 Cumplimiento de las Normas de Calidad y aspectos legales. Ensayos de recepción.....	32
2.4 Historia del problema.....	33
2.4.1 Determinación de las velocidades de corrosión en el SHM y en los SHR 1- 2: .....	34
2.5 Toma de muestras, fotos, videos, entre otros para iniciar el análisis del problema. ....	35
2.6 Análisis del problema. Propuesta de soluciones.....	36
2.6.1 Tipos de corrosión. Causas, mecanismos y factores que influyen. ....	36
2.7 Evaluación de la magnitud del daño por corrosión. Implicaciones técnico – económicas y sociales. ....	42
2.7.1 Determinación de las pérdidas por corrosión en el SHM. ....	42
2.7.2 Análisis de Impacto Ambiental. ....	45
2.8 Medidas que deben aplicarse. ....	45
2.9 Métodos de protección que pueden aplicarse. ....	47

2.10	Valoración económica.....	48
2.10.1	Determinación de los gastos por implementación de la protección anticorrosiva en el SHM. 49	
2.11	Conclusiones parciales del Capítulo II:.....	51
3	Capítulo III: Análisis de los resultados.....	52
3.1	Análisis de las condiciones ambientales y de operación. ....	52
3.2	Análisis de los materiales que se emplean en el SHM. ....	53
3.3	Problemas de diseño anticorrosivo.....	55
3.4	Análisis de los tipos de corrosión presentes en el exterior del SHM. ....	58
3.4.1	Análisis de la influencia de los factores en la corrosión exterior.....	60
3.5	Análisis de los tipos de corrosión presentes en el interior del SHM.....	63
3.5.1	Análisis de la influencia de los factores en la corrosión interior.....	65
3.6	Análisis de las medidas propuestas para la solución de los problemas de diseño anticorrosivo y corrosión en el SHM. ....	66
3.7	Protección anticorrosiva para el SHM en el interior. ....	68
3.8	Sistema de Protección Anticorrosiva y Conservación (SIPAYC) para el exterior del SHM. 68	
3.9	Valoración económica.....	71
3.10	Afectaciones medioambientales.....	72
3.11	Conclusiones parciales del capítulo. ....	74
	Conclusiones .....	75
	Recomendaciones .....	76
	Bibliografía .....	77
	Anexos.....	81

# **Introducción**

La corrosión es un fenómeno natural e inevitable de deterioro de todos los materiales, principalmente de los metales, termodinámicamente está favorecida en la naturaleza debido a que los metales tienden a regresar a sus compuestos minerales originales de donde fueron extraídos, generalmente en forma de óxidos y sulfuros entre otros. En años recientes, el estudio de la corrosión interior en ductos y equipos que transportan, procesan o almacenan hidrocarburos ha despertado gran interés, debido a las pérdidas millonarias que han significado para la industria petrolera mundial además de los riesgos a la salud. Por ello es importante prevenir los posibles paros para la reparación o sustitución de estos sistemas que hayan sido dañados por la corrosión, a fin de mantener la continuidad del proceso de refinación del crudo, obteniendo así los consecuentes beneficios económicos.

El presente Trabajo de Diploma, se desarrolló en coordinación con la Unidad Empresarial de Base (UEB) de Mantenimiento perteneciente a la Empresa de Perforación y Extracción de Petróleo del Centro (EPEP-Centro), situada en la Finca “La Cachurra”, pablado de Guásimas, municipio de Cárdenas; que gestiona y ejecuta el mantenimiento de las instalaciones de la Empresa Petrolera de Exploración-Producción.

La empresa estatal petrolera cubana CUPET, fundada el 26 de marzo de 1992, tiene como estrategia general incrementar las reservas de petróleo y gas, garantizando su óptima utilización como vía fundamental para satisfacer el suministro de combustibles y lubricantes a clientes tanto nacionales como extranjeros, de forma oportuna, con alta calidad y bajos costos. Actualmente la instalación cuenta con 11 Centros Colectores donde se recibe el 90% del petróleo que se produce en el campo y la totalidad del gas, el cual es enviado por la red de ductos hacia el único consumidor, en este caso, ENERGAS.

El equipo fundamental con que cuentan estos CC son los separadores, los cuales son dispositivos necesarios para llevar a cabo la primera etapa de refinación del petróleo. Para garantizar el flujo de producción y satisfacer la demanda es

necesario que estos recipientes horizontales a presión estén en perfectas condiciones.

La evaluación de la corrosión en los separadores crudo-agua-gas, cobra importancia desde el punto de vista económico y de seguridad, ya que el efecto de la corrosión efectuada por estas especies químicas es considerable en aceros al carbón, que son los principales materiales de construcción de los separadores. (Medina, 2011) Los utilizados por la empresa tienen forma de balas, con casquetes de forma semiesférica. Estos recipientes son fabricados de diferentes tamaños y capacidades de acuerdo con el volumen de fluido a tratar, en el caso de exploración- producción los volúmenes más utilizados son los de 50m<sup>3</sup>, 100m<sup>3</sup> y 200m<sup>3</sup>, trabajando con una presión interna generalmente menor de 10 atmósferas.

### **Problema:**

Deterioro por corrosión del separador horizontal de medición en el Centro Colector 7 de la EPEP-Centro.

### **Hipótesis:**

Si se realiza un estudio de los factores que influyen en el deterioro por corrosión del separador horizontal de medición del Centro Colector 7 se podrán proponer medidas para su solución.

### **Objetivos**

#### **Objetivo General:**

Proponer medidas para solucionar los problemas por corrosión en el separador horizontal de medición del Centro Colector 7 de la EPEP-Centro.

#### **Objetivos Específicos:**

1. Analizar las causas que están ocasionando un proceso de corrosión interna severa en el separador horizontal de medición del Centro Colector 7 de la EPEP-Centro.
2. Estudiar los posibles mecanismos que pueden ocurrir en el separador horizontal de medición del Centro Colector 7 de la EPEP-Centro para proponer medidas que mitiguen la corrosión y alargan la vida útil de este equipo.

3. Valorar económicamente las propuestas.
4. Valorar desde el punto de vista ecológico la importancia de este estudio.

**Alcance del trabajo:**

Este Trabajo de Diploma comprende el estudio del deterioro por corrosión interna del separador horizontal de medición perteneciente al Centro Colector 7 de la EPEP-Centro situado en Guásimas, municipio Cárdenas.

En el mismo se aborda lo referente a problemas de diseño anticorrosivo; corrosión con sus causas, mecanismos y factores que influyen en el separador de medición, a los cuales se les propone soluciones y el SIPAYC, con el objetivo de alargar el tiempo de vida útil del equipo.

# **Capítulo I: Análisis Bibliográfico.**

## **1.1 Aspectos generales de corrosión.**

La corrosión es la causa general de la destrucción de la mayor parte de los materiales naturales o fabricados por el hombre, plantean (Gil, 2011; <http://www.buenastareas.com>, 2010). Si bien esta fuerza destructiva ha existido siempre, no se le ha prestado atención hasta los tiempos modernos, con el avance de la tecnología. El desarrollo de la industria y el uso de combustibles, en especial el petróleo, han cambiado la composición de la atmósfera de los centros industriales y grandes conglomerados urbanos, tornándola más corrosiva.

Según Tomashov (1965), estima que las pérdidas por corrosión son del orden del 10% de la producción de acero para períodos anuales. Al respecto, la producción de acero en el mundo para 1980 alcanzó la cifra de 750 millones de toneladas, por lo que aplicando este criterio se perdieron por corrosión 75 millones de toneladas de acero.

Al respecto, (Gil, 2011; <http://www.buenastareas.com>, 2010) señalan que la producción de acero y las mejoras de sus propiedades mecánicas, han hecho de él un material muy útil. Junto con estas mejoras, se está pagando un tributo muy grande a la corrosión, ya que el 25% de la producción mundial anual del acero es destruida por la corrosión.

Así mismo, plantean que la corrosión está ligada en la industria a problemas tanto de seguridad como económicos y los ingenieros son, en la mayoría de los casos, los responsables de minimizar los costos y los riesgos de la corrosión en muchos ámbitos. Sin embargo, muchas veces se ignoran las causas posibles de la corrosión y su forma de prevenirla.

Fernández (2009) define la corrosión, en general, como la destrucción lenta y progresiva de un metal por la acción de un agente exterior. Uno de los factores que limitan la vida de las piezas metálicas en servicio es el ataque químico o físico-químico que sufren en el medio que les rodea.

Echeverría *et al*, (2000), añade que esta definición implica deterioro de un material, el cual no se especifica, por lo que la definición es aplicable a cualquier material y no solamente a los materiales metálicos.

Según Domínguez, (1987) existen diferentes definiciones con respecto al término corrosión, sin embargo se considera la definición más abarcadora la correspondiente a la Norma Cubana (12 00 02:79), que la define de la siguiente forma:

"Deterioro de un material o alteración de sus propiedades a causa de una reacción espontánea con el medio en el cual se encuentra expuesto".

En términos técnicos simplificados, la corrosión ha sido definida como la destrucción de un metal por reacción química o electroquímica con el medio ambiente y representa la diferencia entre una operación libre de problemas, con gastos en operación muy elevados. (Gil, 2011)

La corrosión desde un punto de vista más químico puede definirse como el tránsito de un metal de su forma elemental a su forma iónica o combinada con cesión de electrones a un no metal como el oxígeno o el azufre, por ejemplo. Es decir, el metal, a través de la corrosión, retorna a la forma combinada formando óxidos, sulfuros, hidróxidos, que es como los metales se encuentran habitualmente en la naturaleza por tratarse de formas termodinámicamente más estables. (Otero, 1997).

Según Villanueva, (2006) para efectos prácticos, es casi imposible eliminar la corrosión y el secreto efectivo de la ingeniería en este campo radica más en su control que en su eliminación, siendo necesario tomar en cuenta el fenómeno corrosivo desde el diseño de las instalaciones y no después de ponerlas en operación.

El ingeniero que trabaja en problemas de corrosión necesita saber y tener un conocimiento básico para reconocer la corrosión, como se produce, como impedir su severidad, que herramientas son necesarias, técnica de inspección, variables de diseño que afectan a la corrosión, selección de materiales y aplicar la información del problema corrosivo, así como saber dónde obtener ayuda. (Jones, 1992)

Varios autores desde su punto de vista presentan criterios similares de la definición de este fenómeno. De forma general, coinciden en plantear, que cuando ocurre la corrosión hay desgaste total o parcial de los materiales metálicos

con el medio ambiente, siempre y cuando conlleve un deterioro de dicho material. Para este trabajo se acepta la definición de la Norma Cubana sobre la corrosión, como la más acertada.

## 1.2 Clasificación de la corrosión.

- Atendiendo a su naturaleza los fenómenos de la corrosión pueden dividirse en dos grandes grupos:

- 1) Corrosión química.

- 2) Corrosión electroquímica.

La diferencia entre estos tipos de corrosión hay que buscarla fundamentalmente en las características del proceso de intercambio electrónico entre el metal y el medio oxidante.

La corrosión química se produce en un mismo punto o zona de la interfase metal-medio corrosivo o metal óxido-medio corrosivo. Este medio corrosivo lo constituye un no electrolito que actúa fundamentalmente a altas temperaturas. Ej: gases secos o gases a altas temperaturas. (Echeverría *et al*, 2000)

La corrosión electroquímica se produce en presencia de un medio corrosivo electrolítico, los procesos de oxidación de los átomos de metal y la reducción del agente corrosivo, ocurre en distintos puntos o zonas de la interfase. Esto implica una corriente de electrones por el metal de las zonas anódicas a las zonas catódicas lo que constituye un conjunto de micropilas galvánicas, el medio electrolítico contribuye a cerrar el circuito con el correspondiente movimiento de iones. (Echeverría *et al*, 2000)

En el transporte del petróleo crudo, el tipo de corrosión que se pone de manifiesto fundamentalmente es la electroquímica. En el exterior de recipientes y oleoductos pueden actuar los factores climáticos, pero en el interior de estos, la composición del crudo juega un papel importante. (Echeverría *et al.*, 2000)

Se define en la Norma Cubana (12 00 02:79) la corrosión electroquímica como:

"Interacción de un metal y el medio corrosivo (solución electrolítica), mediante la cual la ionización de los átomos del metal y la reducción del agente corrosivo ocurren simultáneamente en diferentes puntos de la superficie".

- En función de la forma en que se manifiesta dicho fenómeno se pueden clasificar en:

-Corrosión uniforme.

-Corrosión localizada o no uniforme.

### **1. Corrosión uniforme:**

La corrosión uniforme se presenta cuando el material no exhibe diferencias en su microestructura y el ambiente que lo rodea tiene una composición uniforme. Toda el área superficial se corroe a la misma velocidad y podemos predecir la pérdida de material en un cierto período de tiempo. El hecho de que el daño que se produce sea previsible hace que la corrosión uniforme sea menos seria que la localizada, por lo que las fallas inesperadas pueden ser evitadas simplemente con inspección regular. No obstante, la corrosión que se extiende sobre toda la superficie produce una mayor contaminación en el medio ambiente.

### **2. Corrosión localizada:**

La corrosión localizada se produce cuando las áreas anódicas (de oxidación) y las catódicas (de reducción) están separadas unas de otras dando lugar a la disolución del metal en un área restringida. La corrosión localizada puede ocurrir tanto a escala microscópica como macroscópica de diversas formas tales como:

#### **1) Corrosión galvánica y uniforme:**

El ataque uniforme sobre grandes áreas de una superficie metálica, es la forma más común de la corrosión y puede ser húmeda o seca, electroquímica o química, siendo necesario seleccionar los materiales de construcción y los métodos de protección para controlarla.

La corrosión galvánica se presenta, cuando dos metales diferentes en contacto o conectados por medio de un conductor eléctrico, son expuestos a una solución conductora. En este caso, existe una diferencia en potencial eléctrico entre los metales diferentes y sirve como fuerza directriz para el paso de la corriente eléctrica a través del agente corrosivo, de tal forma que el flujo de corriente corroe uno de los metales del par formado.

Mientras más grande es la diferencia de potencial entre los metales, mayor es la probabilidad de que se presente la corrosión galvánica debiéndose notar que este

tipo de corrosión sólo causa deterioro en uno de los metales, mientras que el otro metal del par casi no sufre daño. El metal que se corroe recibe el nombre de metal activo, mientras que el que no sufre daño se le denomina metal más noble.

La corrosión galvánica a menudo puede ser reconocida por el incremento del ataque junto a la unión de los metales. Esta puede ser controlada por el uso de aislamientos o restringiendo el uso de uniones de metales cuando ellos forman diferencias de potencial muy grande en el medio ambiente en el que se encuentran. Otro método para reducir la corrosión galvánica, es evitar la presencia de grandes áreas de metal noble con respecto a las de metal activo.

Este tipo de corrosión puede presentarse de dos formas:

- Par metálico.

Este tipo de corrosión recibe en la práctica muchos nombres como corrosión localizada, corrosión por contacto o corrosión en circuito. Se presenta cuando dos materiales metálicos en contacto se encuentran en presencia de un medio corrosivo. (Domínguez, 1987)

- Celdas de concentración.

Se presenta cuando en una misma estructura metálica, se establece entre dos de sus partes una diferencia de potencial, debido a diferencias de concentración de iones metálicos o del medio oxidante. En el caso de que el medio oxidante sea el oxígeno se formaría una celda de aireación diferencial. (Domínguez, 1987)

La corrosión galvánica por celdas de concentración ocurre cuando hay dos o más áreas de una superficie de metal que están en contacto con diferentes concentraciones de la misma disolución. (Brown, *et al*, 2010)

En el caso analizado este tipo de corrosión por par metálico se puede encontrar presente, debido a que los separadores horizontales presentan pernos y bridas que deben estar constituidos de aceros diferentes (acero al carbono) por lo que no existirían dos metales que pudieran formar una diferencia en potencial eléctrico

## **2) Corrosión por erosión:**

Cuando el movimiento del medio corrosivo sobre la superficie metálica incrementa la velocidad de ataque debido a desgaste mecánico, este recibe el nombre de

corrosión por erosión. La importancia relativa del desgaste mecánico y la corrosión, es a menudo difícil de establecer y varía grandemente de una situación a otra, por tanto el mecanismo de la erosión generalmente se atribuye a la remoción de películas superficiales protectoras, como por ejemplo, películas de óxido formadas por el aire, o bien, productos adherentes de la corrosión.

La corrosión por erosión, generalmente tiene la apariencia de picaduras poco profundas de fondo terso y el ataque puede presentar también como una distribución direccional debido al camino seguido por el agente agresivo, cuando se mueve sobre la superficie del metal.

El desgaste por erosión prospera en condiciones de alta velocidad, turbulencia, choque, etc. y frecuentemente se observa en impulsores de bombas, agitadores, codos y cambios de dirección de tuberías. Los líquidos con suspensión conteniendo partículas sólidas duras pueden igualmente causar este tipo de problema.

### **3) Corrosión por cavitación y desgaste por erosión:**

La primera es causada por la formación y colapso de burbujas de la superficie del metal. Las altas presiones producidas por este colapso pueden disolver vapor en (fretting) son formas especiales de la corrosión.

Los problemas por desgaste (fretting) ocurren cuando las piezas de metal se deslizan una sobre la otra, causando daño mecánico a una o ambas piezas y el deslizamiento es generalmente un resultado de la vibración.

La corrosión se cree que juega uno de los siguientes papeles: el calor de la fricción oxida el metal y a continuación el óxido se desgasta, o bien, la remoción mecánica de las partículas protectoras de óxido, o los productos de la corrosión resultantes, dan como resultado la exposición de superficies limpias del metal al medio agresivo, en tal forma que el fenómeno corrosivo se acelera.

Este tipo de corrosión no se encuentra presente en los separadores horizontales de medición debido a que este fenómeno es interior y no existe movimiento de un agente corrosivo sobre la superficie del metal que acelere sus efectos destructivos debido al desgaste mecánico.

#### **4) Corrosión por agrietamiento:**

Las condiciones ambientales en una grieta, pueden con el tiempo volverse muy diferentes de las existentes en una superficie limpia y abierta, por lo que un medio ambiente muy agresivo puede desarrollar y causar corrosión en las grietas.

Las grietas o hendiduras generalmente se encuentran en los empaques, traslapes, tornillos, remaches, etc., y también pueden formarse por depósitos de suciedad, productos de la corrosión y raspaduras en las películas de recubrimiento.

La corrosión por agrietamiento, generalmente se atribuye a los siguientes factores:

- a) Cambios de acidez en la grieta o hendidura.
- b) Escasez de oxígeno en la grieta.
- c) Desarrollo de iones diferentes en la hendidura.
- d) Agotamiento de inhibidor en la grieta.

Al igual que todas las formas de corrosión localizada, la corrosión por agrietamiento no ocurre en todas las combinaciones metal-agente corrosivo y algunos materiales son más susceptibles para producirla que otros, como por ejemplo aquellos que dependen de las películas protectoras de óxido formadas por el aire para adquirir su resistencia a la corrosión, tal y como sucede con el acero inoxidable y el titanio.

Es un fenómeno corrosivo que ocurre en espacios en los cuales el acceso del fluido con el que se está trabajado en el medio ve limitada su difusión. (Kennell, *et al*, 2008)

Con lo explicado anteriormente se evidencia que este tipo de corrosión no se presenta en el interior de los separadores horizontales de medición, ya que el interior del equipo, donde se presenta la corrosión, no tiene las características y condiciones necesarias para la aparición de este tipo particular.

#### **5) Corrosión por picaduras:**

Este tipo de corrosión se caracteriza por producir agujeros de pequeño diámetro y cierta profundidad en el material metálico. La corrosión picadura es una de las formas más destructivas de la corrosión. Este tipo de ataque causa el fallo de tuberías y equipos por perforación con pérdidas metálicas relativamente

pequeñas. A menudo es difícil descubrir las picaduras, debido a su pequeño diámetro ya que generalmente están cubiertas de productos de corrosión. Los agujeros producidos ocasionan grandes trastornos, sobre todo cuando el material metálico se utiliza para contener o conducir productos gaseosos o líquidos, en especial si estos son sustancias tóxicas, alimentos o combustibles, ocasionan grandes pérdidas directas o indirectas. Las picaduras lo mismo puede aparecer aisladas o tan juntas que la superficie metálica puede aparecer rugosa. (Domínguez, 1987).

Hasta el momento, se supone que este tipo de corrosión pudiera ser uno de los mecanismos presentes en los separadores horizontales de medición, al ocasionar disminución de espesores en zonas localizadas de la superficie metálica, por un ataque no uniforme, como se supone está ocurriendo en estos equipos.

#### **6) Corrosión por exfoliación:**

La corrosión por exfoliación es una corrosión subsuperficial que comienza sobre una superficie limpia, pero se esparce debajo de ella y difiere de la corrosión por picadura en que el ataque tiene una apariencia laminar.

Capas completas de material son corroídas y el ataque es generalmente reconocido por el aspecto escamoso y en ocasiones ampollado de la superficie. Al final del ataque, una muestra tiene la apariencia de un mazo de barajas en el cual algunas de las cartas han sido extraídas. Este mecanismo es bien conocido en las aleaciones de aluminio y se combate utilizando aleaciones y tratamientos térmicos.

En los separadores horizontales de medición no se encuentra presente este tipo de corrosión debido a que no presenta una apariencia laminar, además de no tener forma escamosa o de ampollamiento.

#### **7) Corrosión por disolución selectiva:**

La corrosión por disolución selectiva se produce al efectuarse la remoción de uno de los elementos de una aleación siendo el ejemplo más común la eliminación del zinc en aleaciones de cobre-zinc con más de un 15% de zinc, conocido con el nombre de dezincificación (Vásquez, 2013). Este fenómeno corrosivo produce un metal poroso que tiene propiedades mecánicas muy pobres y obviamente el remedio a este caso es el empleo de aleaciones que no sean susceptibles a este proceso.

Esta forma de corrosión no está presente en los separadores horizontales de medición ya que la aleación que compone a los mismos es el acero al carbono.

### **8) Corrosión intergranular o intercrystalina:**

Para entender este tipo de ataque es necesario considerar que cuando un metal fundido se cuela en un molde, su solidificación comenzó con la formación de núcleos al azar, cada uno de los cuales crece en un arreglo atómico regular para formar lo que se conoce con el nombre de granos o cristales.

Debido a la nucleación al azar, los planos de los átomos en las cercanías de los granos no encajan perfectamente bien y el espacio entre ellos recibe el nombre de límite de grano. Los límites de grano son a veces atacados preferencialmente por un agente corrosivo y el ataque se relaciona con la segregación de elementos específicos o por la formación de un compuesto en el límite. La corrosión generalmente ocurre, porque el agente corrosivo ataca preferencialmente el límite de grano o una zona adyacente a él, que ha perdido un elemento necesario para tener una resistencia a la corrosión adecuada.

### **9) Corrosión de fractura por tensión:**

La acción conjunta de un esfuerzo de tensión y un medio ambiente corrosivo, dará como resultado en algunos casos, la fractura de una aleación metálica. La mayoría de las aleaciones son susceptibles a este ataque, pero afortunadamente el número de combinaciones aleación – corrosivo que causan este problema, son relativamente pocas. Sin embargo, hasta la fecha, este es uno de los problemas metalúrgicos más serios.

Los esfuerzos que causan las fracturas provienen de trabajos en frío, soldaduras, tratamiento térmicos, o bien, pueden ser aplicados en forma externa durante la operación del equipo. Las fracturas pueden seguir caminos intercrystalinos o transcrystalinos que a menudo presentan una tendencia a la ramificación.

Algunas de las características de la corrosión de fractura por tensión, son las siguientes:

a) Para que esta corrosión exista, se requiere un esfuerzo de tensión.

- b) Las fracturas se presentan quebradizas en forma macroscópica, mientras que las fallas mecánicas de la misma aleación, en ausencia de un agente corrosivo específico, generalmente presentan ductibilidad.
- c) La corrosión por esfuerzos depende de las condiciones metalúrgicas de la aleación.
- d) Algunos medios ambientes específicos, generalmente causan fractura en una aleación dada. El mismo medio ambiente no causa fracturas en otras aleaciones.
- e) La corrosión por esfuerzo puede ocurrir en medios ambientes considerados no agresivos para una aleación dada, por ejemplo la velocidad de corrosión uniforme es baja hasta que se presenta una fractura.
- f) Largos períodos de tiempo, a menudo años, pueden pasar antes de que las fracturas sean visibles, pero entonces al presentarse, se propagan rápidamente con el resultado de una falla inesperada.

- Fundamentos técnicos de la corrosión tensión por presencia de sulfuro de hidrógeno:

La ocurrencia de la corrosión-tensión (SSC) por la presencia de sulfuro de hidrógeno se define como el agrietamiento de un metal sometido a la acción de la corrosión por la gestión combinada del agua y el sulfuro de hidrógeno. La SSC es una forma de la fragilidad por hidrógeno resultante de la absorción de hidrógeno atómico por la superficie del metal. Este proceso ocurre con más frecuencia en los aceros con alta dureza, en depósitos duros de soldaduras y en las zonas de afectación térmica que disminuye la resistencia de los aceros.

La susceptibilidad para que ocurra la SSC es producida por la presencia de un flujo que da hidrógeno atómico en el acero y está relacionada con el pH y el contenido de H<sub>2</sub>S en agua.

Por las características del crudo, que presenta sulfuro de hidrógeno como gas acompañante y agua este tipo de corrosión es muy probable que esté presente en el separador analizado en este trabajo, pero se descarta, ya que el acero al carbono estructural por el que está compuesto el separador, no tiene el nivel de dureza que necesita para que se presente este mecanismo.

## **10) Corrosión por fatiga:**

La corrosión por fatiga, es una forma especial del tipo de corrosión de fractura por tensión y se presenta en ausencia de medios corrosivos, debido a esfuerzos cíclicos repetidos. Estas fallas son muy comunes en estructuras sometidas a vibración continua.

La fatiga con corrosión ocurre por acción de una tensión cíclica y ataque químico simultáneo. Lógicamente los medios corrosivos tienen una influencia negativa y reducen la vida a fatiga, incluso la atmósfera normal afecta a algunos materiales. A consecuencia pueden producirse pequeñas fisuras o picaduras que se comportarán como concentradoras de tensiones originando grietas. La propagación también aumenta en el medio corrosivo puesto que el medio corrosivo también corroerá el interior de la grieta produciendo nuevos concentradores de tensión. (Shackelford, 2005)

La corrosión fatiga pudiera estar presente en el caso de los separadores, pero habría que definir si hay presencia de esfuerzos cíclicos repetidos.

En el caso de equipos para el procesamiento y transporte de petróleo es más frecuente la corrosión electroquímica no uniforme por celdas de concentración, intersticial o picadura, cuando el agente agresivo proviene de la composición del crudo; también puede ponerse de manifiesto por par metálico, intergranular, bajo tensión y selectiva, cuando se ponen en contacto metales diferentes o influyen las características de la estructura interna del metal. (López, 2009)

Según las condiciones en las que surge y transcurre un proceso corrosivo, uno de los tipos de corrosión más común de metales es la atmosférica. (Latypov, 2015)

## **11) Corrosión microbiológica:**

La actividad de determinados microorganismos cuando se sitúan en la interfase material metálico-medio agresivo puede introducir cambios, en ocasiones relevantes, en dicha interfase y, en consecuencias, modificar las condiciones en que se lleva a cabo la corrosión electroquímica. Se define, por tanto, la corrosión microbiológica como el fenómeno de corrosión electroquímica en presencia de estos microorganismos.

Los microorganismos que participan más habitualmente en estos procesos son bacterias, hongos y microalgas, aunque sin dudas los primeros son los más importantes. Su tamaño es de aproximadamente  $1\mu\text{m}$ , lo que permite su presencia y participación en fenómenos de corrosión en resquicios, picaduras, etc. Se producen con gran facilidad y rapidez de manera que una sola bacteria puede transformarse en una colonia de un millón en unas 10 horas.

### **Corrosión atmosférica:**

Se entiende por corrosión atmosférica el deterioro que sufren los materiales metálicos cuando se encuentran en contacto con el aire a temperatura ambiente. (A.D.H. 2009)

La corrosión atmosférica es un fenómeno de interés común para muchos países por los problemas que causa en lo social y lo económico, por lo que ha sido objeto de estudio en proyectos de investigación, nacionales e internacionales. Se plantea que este proceso de naturaleza electroquímica ocurre de forma espontánea, pero puede ser controlada, prevenida y disminuida su velocidad de corrosión. (Andrade, 2003)

En países tropicales, como es el caso de Cuba, el fenómeno adquiere carácter más agresivo debido, entre otros factores, a la humedad relativa elevada que garantiza la permanencia de la capa húmeda sobre la superficie metálica y a la presencia del aerosol marino, que aporta iones que interaccionan con el metal, propiciando la formación de celdas electrolíticas. (López, 2008)

De todas las formas de corrosión, la atmosférica es la que produce mayor cantidad de daños en el material y en mayor proporción, estimándose que alrededor del 50% de las pérdidas económicas totales por corrosión se producen como consecuencia de este fenómeno debido a la gran cantidad de metal expuesto a la atmósfera. (Otero, 1997)

La corrosión atmosférica puede ser húmeda, cuando la capa electrolítica es muy fina o invisible, lo que permite una rápida difusión del oxígeno hacia el metal. También puede ser mojada cuando la condensación de la capa de humedad la hace visible, propiciando una capa de humedad más gruesa y más lenta la

difusión del oxígeno hacia el metal, lo que hace menor la velocidad de corrosión, con respecto a la húmeda.

La aparición de este mecanismo depende de forma determinante por la presencia o no de contaminantes (sales, compuestos de sulfuro y otros contaminantes atmosféricos), de cuáles sean estos y de su concentración, por lo que en general las atmósferas se clasifican en: (Según, <http://es.wikibooks.org>)

Industriales: Son los que contienen compuestos sulfurosos, nitrosos y otros agentes ácidos que pueden promover la corrosión de los metales.

Marinos: Esta clase de ambientes se caracterizan por la presencia de cloruros, un ión particularmente perjudicial que favorece la corrosión de muchos sistemas metálicos.

Rurales: En estos ambientes se produce la menor clase de corrosión atmosférica, caracterizada por bajos niveles de compuestos ácidos y otras especies agresivas.

Urbanas: Atmósferas contaminadas predominantes de áreas densamente pobladas, sin industria significativa. Contiene concentraciones moderadas de contaminantes tales como dióxido de azufre y/o cloruros. (Norma ISO 12944-2,1998)

Existen otros factores además de la presencia de contaminantes aéreos que influyen la corrosión atmosférica, ellos son la temperatura y la humedad.

A pesar de no ser este mecanismo la causa del problema en el separador horizontal de medición hay que tener en cuenta que dicho equipo se halla expuesto a la intemperie y a una agresividad corrosiva elevada por su cercanía al mar, por lo que la corrosión atmosférica es un factor que puede afectar en gran medida al recipiente.

### **1.3 Diseño anticorrosivo.**

Según señalan (Echeverría, *et al*, 2008) los problemas de diseño anticorrosivo son por lo general los principales causantes de los problemas de corrosión y surgen desde la mesa del proyectista y el diseñador, siendo siempre las soluciones posteriores mucho más costosas.

La norma UNE-EN ISO 12 944-3: 2007, aborda cada tipo de problema de diseño anticorrosivo reconocido, estos son:

- Accesibilidad.
- Tratamiento de orificios.
- Prevención de la corrosión galvánica.
- Manipulación, transporte y montaje.
- Retención de humedad, depósitos y agua.
- Bordes.
- Imperfecciones en la superficie de las soldaduras.
- Conexiones con pernos.
- Áreas cerradas y componentes huecos.
- Refuerzos.

#### **1.4 Factores que influyen en la corrosión.**

Los principales factores que se deben considerar en el estudio de las protecciones contra la oxidación y la corrosión son los siguientes:

##### **a) Clase y estado del metal.**

Evidentemente hay que tener en cuenta, en primer lugar, la clase de metal y el estado en que se encuentra. Para esto hay que conocer su posición química, su constitución, estructura, impurezas que contiene, procedimientos de elaboración, tratamientos térmicos a que ha sido sometido, tratamientos mecánicos, etc. Las heterogeneidades químicas, estructurales y las debidas a tensiones internas originan pares galvánicos que aceleran la corrosión.

##### **b) Estado de la pieza.**

Destaca el estado de la superficie (los surcos de mecanizado, rayas, grietas, orificios, etc., favorecen la corrosión; por el contrario, un pulido perfecto la dificulta), su radio de curvatura y orientación con relación a la vertical, naturaleza de las piezas en contacto y esfuerzos a que está sometida (los de tracción la favorecen).

##### **c) Medio en que se encuentra.**

El ataque al metal partirá del medio en que se encuentra y, por tanto, cuanto mejor lo conozcamos, más fácilmente será prever la clase de corrosión que se puede

producir y los medios de evitarla. Sobre el medio conviene conocer su naturaleza química, su concentración, el porcentaje de oxígeno disuelto, el índice de acidez (pH), presión, temperatura, etc.

#### **d) Clase de contacto entre el metal y el medio en que se encuentra.**

El contacto entre el metal y el medio en que se encuentra queda definido por la forma de la pieza, estado de la superficie, condiciones de inmersión, etc.

En sistemas con flujo se deberán evitar, bien por diseño o cualquier otro método las zonas muertas, donde puedan estancarse el fluido, pues se formaran depósitos de productos de corrosión, debajo de los cuales pueden producirse una intensa corrosión localizada. (Domínguez, J, 1987).

### **1.5 Corrosión en la industria petrolera.**

La vida útil de los equipos de la industria petrolera se acorta a menudo como resultado de los problemas ocasionados por la corrosión. En los últimos 10 años se han tenido grandes adelantos en su detección y remedios aplicados para su control en la producción de petróleo. (Muthukumar, 2014)

La corrosión ha sido siempre un problema mayor en las industrias de procesos relacionadas con el gas y el petróleo. A medida que la industria ha ido creciendo y adoptando procesos modernos, los problemas de corrosión se han vuelto más numerosos y complejos. El 56% de los casos de fallas se relacionan con ambientes corrosivos. (Vázquez, 2013)

Los cambios de proceso, tales como incremento o decremento en la temperatura, presión, velocidad y concentración, pueden acelerar el ritmo de corrosión. Cuando estos cambios de proceso ocurren, es imperativo que el ingeniero monitoree el efecto en los ritmos de corrosión y de este modo evitar cierres no programados de las unidades de proceso. ([Dangersam](#), 2013)

#### **1.5.1 Clases de materiales para los equipos a presión en la industria petrolera.**

En la etapa de diseño de los recipientes a presión, la selección de los materiales de construcción es de relevante importancia. (EPEP-Centro, 2011)

Debido a la existencia de diferentes materiales disponibles en el mercado, en ocasiones no resulta sencilla la tarea de seleccionar el material ya que deben

considerarse varios aspectos como costos, disponibilidad de material, requerimientos de procesos y operación, etc. (Cruz, 2014)

Por esta razón se hace necesaria una explicación más amplia para la selección de los materiales que pueden aplicarse a este tipo de recipientes.

- **Aceros al carbono:** Es el más disponible y económico de los aceros, recomendables para la mayoría de los recipientes donde no existen altas presiones ni temperaturas.

- **Aceros de baja aleación:** Como su nombre lo indica, estos aceros contienen bajos porcentajes de elementos de aleación como níquel, cromo, etc. En general están fabricados para cumplir condiciones de uso específico. Son un poco más costosos que los aceros al carbono. Por otra parte no se considera que sean resistentes a la corrosión, pero tienen mejor comportamiento en resistencia mecánica para rangos más altos de temperaturas respecto a los aceros al carbón.

- **Aceros de alta aleación:** Comúnmente llamados aceros inoxidable. Su costo en general es mayor que para los dos anteriores. El contenido de elementos de aleación es mayor, lo que ocasiona que tengan alta resistencia a la corrosión.

- **Materiales no ferrosos:** El propósito de utilizar este tipo de materiales es con el fin de manejar sustancias con alto poder corrosivo para facilitar la limpieza en recipientes que procesan alimentos y proveen tenacidad en la entalla en servicios a baja temperatura.

### **1.5.2 Propiedades de los materiales de los equipos a presión en la industria del petróleo. (Cruz, 2014)**

#### **Propiedades mecánicas.**

Al considerar las propiedades mecánicas del material es deseable que tenga buena resistencia a la tensión, alto nivel de cedencia, por cierto de alargamiento alto y mínima reducción de área. Con estas propiedades principales se establecen los esfuerzos de diseño para el material en cuestión.

#### **Propiedades físicas.**

En este tipo de propiedades se buscará que el material deseado tenga coeficiente de dilatación térmica.

### **Propiedades químicas.**

La principal propiedad química que debemos considerar en el material que utilizaremos en la fabricación de recipientes a presión es su resistencia a la corrosión. Este factor es de muchísima importancia ya que un material mal seleccionado nos causará muchos problemas, las consecuencias que se derivan de ello son:

a) Reposición del equipo corroído. Un material que no sea resistente al ataque corrosivo puede corroerse en poco tiempo de servicio.

b) Sobre diseño en las dimensiones. Para materiales poco resistentes al ataque corrosivo puede ser necesario dejar un excedente en los espesores dejando margen para la corrosión, esto trae como consecuencia que los equipos resulten más pegados, de tal forma que encarecen el diseño además de no ser siempre la mejor solución.

c) Mantenimiento preventivo. Para proteger los equipos del medio corrosivo es necesario usar pinturas protectoras.

d) Paros debido a la corrosión de equipos. Un recipiente a presión que ha sido atacado por la corrosión necesariamente debe ser retirado de operación, lo cual implica pérdidas en la producción.

e) Contaminación o pérdida del producto. Cuando los componentes de los recipientes a presión han llegado a producir perforaciones en las paredes metálicas, los productos de la corrosión contaminan el producto, el cual en algunos casos es corrosivo.

### **Soldabilidad.**

Los materiales usados para fabricar recipientes a presión deben tener buenas propiedades de soldabilidad, dado que la mayoría de los componentes son de construcción soldada. Para el caso en que se tengan que soldar materiales diferentes entre él, estos deberán ser compatibles en lo que a soldabilidad se refiere. Un material, cuando más elementos contenga, mayores precauciones deberán tomarse durante los procedimientos de soldadura, de tal manera que se conserven las características que proporcionan los elementos de aleación.

### **1.5.3 Características y causas de la corrosión en instalaciones petroleras.**

Basados en las normas API 581, (2008) y API 571, (2003) los mecanismos de corrosión interna y externa más comunes en tanques, tuberías y recipientes se relacionan en la Tabla 1 Anexo 1 y en la Tabla 2 Anexo 2 respectivamente.

### **1.5.4 Daños y pérdidas por corrosión en instalaciones petroleras.**

Los efectos de la corrosión sobre instalaciones y equipos industriales producen anualmente pérdidas que llegan a cifras muy importantes en los países industrializados, estas pérdidas se han valorado del 3 al 5% del PIB. De todas las fallas que ocurren en la industria del gas y del petróleo la más importante es la debida a la corrosión con el 33% de los casos, (Corrosion Costs and reventive Strategies in the United States, 2002; Kerman y Harrop, 1995), según se puede apreciar en la Tabla 3, mostrada en el Anexo 3.

Se conoce que las fallas por corrosión en instalaciones petroleras pueden provocar gastos directos e indirectos de aspecto económico y humano. (Guerrero, 2012)

#### **Dentro de los aspectos económicos:**

- a. Reposición del equipo corroído.
- b. Coeficiente de seguridad y sobre diseño para soportar la corrosión.
- c. Mantenimiento preventivo como la aplicación de recubrimientos.
- d. Paros de producción debido a fallas por corrosión.
- e. Contaminación de productos.
- f. Pérdida de eficiencia ya que los coeficientes de seguridad, sobre diseño de equipo y productos de corrosión por ejemplo, decrecen la velocidad de transmisión de calor en intercambiadores de calor.
- g. Pérdida de productos valiosos.
- h. Daño de equipo adyacente a aquel en el cual se tuvo la falla de corrosión.

#### **Dentro de los aspectos humanos y sociales: (Orozco, et al., 2010)**

- a. La seguridad, ya que fallas violentas pueden producir incendios, explosiones y liberación de productos tóxicos y colapso de construcciones.

- b. Condiciones insalubres por ejemplo, contaminaciones debido a la fuga de productos por el equipo o tubería corroídos o bien un producto de la corrosión misma.
- c. Agotamiento de los recursos naturales, tanto en metales como en combustibles usados para manufacturarlos.
- d. Apariencia, ya que los materiales corroídos generalmente no muestra buenas condiciones a simple vista. Naturalmente, estos aspectos sociales y humanos también tienen sus implicaciones económicos y podemos ver claramente que hay muchas razones para controlar la corrosión.

### **1.5.5 Corrosión en separadores.**

Un separador es un recipiente utilizado en el campo, para remover corrientes líquidas de componentes gaseosos. Un recipiente separador puede ser referido como un eliminador, trampa, lavador, cámara de flasheo o recipiente de expansión. (Millen, 1978)

Los separadores pueden ser de dos fases (bifásico) o de tres fases (trifásicos).

Los bifásicos remueven la corriente líquida total de los componentes gaseosos, mientras que los tanques separadores trifásicos remueven también el agua libre de los hidrocarburos líquido. (Medina, 2011)

#### **1.5.5.1 Clasificación por forma de los separadores.**

Existen tres tipos de separadores: horizontales, verticales y esféricos. La forma del separador se recomienda de acuerdo a la cantidad de líquido separada del gas. (Niemeyer, 1961) recomienda que para neblinas en que se separe menos de un galón de líquido por minuto se utilice un separador vertical, Figura 1 Anexo 4. Para separaciones mayores de líquido se recomienda utilizar separadores horizontales, Figura 2 del Anexo 4.

Según Verrier y Rodríguez, (2011), el separador de tipo esférico, es el menos utilizado, ya que los dos restantes son más favorables en la separación que este excepto en la facilidad de instalación; además, los esféricos tienen aplicación limitada por su baja capacidad de manejo de fluido, Figura 3 Anexo 4.

De igual manera plantean que para que un separador cumpla sus funciones, es necesario mantener la presión en el equipo, así como que el líquido y el gas

descarguen en sistemas separados. La presión es mantenida por medio de válvulas automáticas en el sistema de gas.

Los equipos a presión utilizados por la empresa tienen forma de balas, con casquetes de forma semiesférica. Estos recipientes se fabricaban de diferentes tamaños y capacidades de acuerdo con el volumen de fluido a tratar, en el caso de exploración-producción los volúmenes más utilizados son los de 50m<sup>3</sup>, 100m<sup>3</sup> y 200m<sup>3</sup>, trabajando con una presión interna generalmente menor de 10 atmósferas.

#### **1.5.5.2 Clasificación por función de los separadores. (EPEP-Centro, 2015)**

Separador Horizontal Total (SHT): Es un separador que posee en su interior una serie de aditamentos que facilitan el proceso de separación del gas y el petróleo, entregando ambos flujos por separado.

Separador Horizontal de Medición (SHM): Separador que cuenta en su interior con aditamentos interiores que provocan la separación de las dos fases y permite la contabilización del flujo de gas y petróleo de cada pozo.

Balas o Separador de Reserva (SHR): Son equipos sin aditamentos interiores que debido a su volumen permiten la continuación del proceso de separación gas-petróleo, la limpieza de gas y el almacenamiento del petróleo.

### **1.6 Conclusiones parciales del Capítulo I.**

1. Existen varias formas en que se define la corrosión, pero se considera la más abarcadora la que propone la Norma Cubana (12 00 02:79) y se asume para este trabajo.
2. De los tipos de corrosión que refiere la bibliografía, la localizada es la que se estima está presente en el separador horizontal que se estudia, con posibilidades de ocurrencia para la macroscópica y la microscópica.
3. En cuanto a los materiales utilizados para la conformación del separador, las aleaciones de acero al carbono tienen amplia aplicación, pero deben cumplir con una serie de requisitos necesarios para resistir las condiciones de trabajo.
4. En la industria petrolera la corrosión causa daños considerables, que no deben obviarse, debido a las pérdidas que ocasiona que pueden estar en el orden de los económico o lo social, por lo que es necesario tomar medidas para evitarla o disminuirla.

## **Capítulo II: Materiales y métodos.**

El método correspondiente para este estudio toma como referencia la Metodología General para el Análisis y Solución de Problemas de Corrosión, confeccionada por el Centro de Estudios de Anticorrosivos y Tensoactivos (CEAT) de la Universidad de Matanzas. La misma es resultado de más de veinte años de experiencia de aplicación y perfeccionamiento. El trabajo se realizará en varias etapas, utilizando una cámara fotográfica SONY Cyber-shot para la toma de fotos de los diferentes problemas de diseño anticorrosivo y de corrosión presentes en el separador horizontal de medición del Centro Colector 7, que posteriormente serán analizadas. Los pasos de desarrollados de la metodología son los siguientes:

### **2.1 Identificación del problema.**

#### **2.1.1 Diseño anticorrosivo y recomendaciones de puesta en obra. Características mecánicas, químicas y físicas de los materiales empleados en la construcción y protección anticorrosiva.**

Para esto se comprueban las normas de diseño empleadas y su cumplimiento; la selección de los materiales y los métodos de protección utilizados, de acuerdo con los medios en que se encuentra en contacto; las características de los materiales metálicos y no metálicos; las fichas técnicas de los diferentes productos y de los diferentes productos anticorrosivos; la correspondencia de los materiales con los previstos en el diseño; aspectos legales del proyecto, garantías con su cumplimiento, especificaciones técnicas precisas y correctas.

#### **2.1.2 Características de los materiales.**

El material utilizado en la construcción de los separadores horizontales de medición es el acero al carbono. El mismo presenta una composición química compleja, además del hierro y el carbono que generalmente no supera el 1%, hay en la aleación otros elementos necesarios para su producción, tales como silicio y manganeso y hay otros que se consideran impurezas por la dificultad de excluirlos totalmente, como son el azufre, fósforo, hidrógeno y oxígeno. El aumento del contenido de carbono en el acero eleva su resistencia a la tracción, incrementa el

índice de fragilidad en frío y hace que disminuya la tenacidad y la ductilidad. (Millán, 2006)

Debido a que este cumple con una serie de propiedades capaces de satisfacer las condiciones de trabajo requeridas como son: buena resistencia a la tensión, alto nivel de cedencia, por cierto de alargamiento alto, posee coeficiente de dilatación térmica, tiene buenas propiedades de soldabilidad es que se utiliza este material para la fabricación de este tipo de recipiente a presión, además de ser el más disponible y económico de los aceros.

La base de dicho recipiente es de hormigón, material resultante de la mezcla de cemento (u otro conglomerante) con áridos (gravilla y arena) y agua. A pesar de no tener buen comportamiento frente a otros tipos de esfuerzos (tracción, flexión, cortante, etc.), la principal característica estructural del hormigón es que resiste muy bien los esfuerzos de compresión (James y Pérez, 2004), característica que es aprovechada en el caso que nos ocupa, ya que la estructura y el fluido que contiene, ejercen una fuerte presión sobre los soportes de hormigón.

También se utilizan pinturas anticorrosivas del tipo inorgánico de zinc, epóxicas y poliuretanos en base poliéster y sus diluentes (ver fichas técnicas en el Anexo 5). Estas son de durabilidad alta, seleccionadas a partir de la norma UNE-EN ISO 12944-5, 2007 y la norma UNE-EN ISO 12944- 4 que estipula que la superficie debe ser preparada previamente en cuanto lo siguiente:

**Método de preparación de superficies** (UNE-EN ISO 12944-4, 2007).

El aceite, las grasas, las sales, la suciedad y contaminantes similares deben eliminarse tanta como se pueda, previa a la continuación de los trabajos de preparación de la superficie, empleando un método apropiado. Adicional o previamente, puede ser necesario eliminar la cascarilla de laminación y óxidos densos y firmemente adheridos mediante técnicas manuales o mecánicas. De ser necesaria su limpieza, la técnica no debe eliminar, innecesariamente, el metal que se encuentra en buenas condiciones.

**Grado de preparación de superficies** (UNE-EN ISO 12944-4, 1999).

Existen dos tipos de preparación de superficies, la utilizada por el CC 7es:

- Preparación primaria (total) de la superficie (Preparación de toda la superficie hasta el acero desnudo).

Este tipo de preparación consiste en eliminar la cascarilla de laminación, la herrumbre, recubrimientos anteriores y contaminantes. Tras la preparación primaria de la superficie, la totalidad de la misma será de acero desnudo.

Grado de preparación: Sa, St, Fl, Be.

Sa: Preparación de superficie por chorreado.

St: Limpieza con herramientas manual o mecánica.

Fl: Limpieza con llama.

Be: Decapado ácido.

La preparación de la superficie utilizada actualmente en el Centro es de tipo total de grado Sa 2½.

### **Esquema de pintado** (Martorell, 2015):

#### 1. Preparación de superficie.

1.1 Eliminar la escoria y salpicaduras de soldaduras, redondear bordes agudos, nivelación de cordones de soldadura y marcas de cortes, eliminar estructuras auxiliares.

#### 1.2 Desengrasar la superficie.

- Eliminar con trapo las capas gruesas de grasa de existir estas.
- Desengrasar toda el área con solución desengrasante con las proporciones indicadas por el fabricante.
- Dejar actuar de 15 a 20 minutos.
- Eliminar con abundante agua dulce toda la solución desengrasante cepillando al mismo tiempo con un cepillo de cerda vegetal.
- Comprobar visualmente la eficiencia del desengrasante efectuado.
- Repetir las operaciones anteriores en los lugares donde exista grasa remanente.

1.3 Chorreado abrasivo hasta grado Sa 2½.

La limpieza por chorreado abrasivo consiste en la proyección de partículas abrasivas (granalla) a gran velocidad (65-110 m/s) que, al impactar con la pieza tratada, produce la eliminación de los contaminantes de la superficie.

La granalla es el conjunto de partículas que poseen caras fracturadas y bordes cortantes y pueden presentarse en forma de partículas redondas o angulares; su composición química cuenta con un alto porcentaje de carbono y la gama de dimensiones está comprendida entre 0,1 y 8mm. (Schmid y Trujano, 2002)

1.4 Eliminar los restos de corrosión y polvo barriendo el área y/o después soplando con aire comprimido.

2. Aplicación del recubrimiento.

2.1 Sistema de pintura (esquema de larga duración).

### **Exterior:**

Primera capa (primario): Es el recubrimiento cuyas funciones principales son la obtención de una buena adherencia con el sustrato metálico, inhibir y presentar una superficie áspera y compatible para que las capas intermedias o acabado logren una buena adherencia.

- ❖ 1 capa de inorgánico de zinc Devoxzinc 21 de 75 $\mu$  (micras) de espesor de película seca.

Segunda capa (intermedia): Es la capa capaz de adherirse a el primario y al acabado, cuando entre estos existen problemas de incompatibilidad o adherencia o para reforzar propiedades protectoras del sistema.

- ❖ 1 capa de Devoxy 89 de 125 $\mu$  (micras) de espesor de película seca.

Tercera capa (acabado): Es el recubrimiento que está en contacto con la capa intermedia y el medio ambiente y su función es promover la impermeabilidad del sistema y la estética.

- ❖ 1 capa de acabado del Devothane 32 de 75 $\mu$  (micras) de espesor de película seca, blanca para el recipiente y verde para su franja.

Sellar con masilla los espacios entre planchas y otras discontinuidades que el inspector considere necesario.

Sellar hendiduras entre superficies metálicas tales como uniones discontinuas de soldaduras entre angulares y planchas, uniones entre planchas, soldaduras muy irregulares y otros que el inspector considere necesario, mediante una masilla (pintura + talco industrial).

### 3. Técnica de aplicación.

3.1 La aplicación de los recubrimientos se lleva a cabo mediante airless (equipo sin presión de aire).

### 3.2 Condiciones climatológicas.

3.2.1 En dependencia de las condiciones ambientales y la demora en la aplicación de una a la próxima capa de pintura será necesario un enjuague con agua dulce para la eliminación de contaminantes.

3.2.2 Nunca pintar sobre superficies mojadas o húmedas (primeras horas de la mañana, durante lluvia, etc.)

### 4. Cromatismo.

Se prevé utilizar los colores del logotipo de CUPET de la siguiente forma:

Blanco: Recipiente por el exterior.

Verde: Una franja longitudinal de 25cm por el exterior.

### 5. Esquema de pintura propuesto (Martorell, 2015), Tabla 4 Anexo 6.

Este esquema de pintura de larga duración según la Norma ISO 12944-5: 2007 debe durar por más de 15 años pero debido a las condiciones ambientales tan agresivas que presenta el Centro debido a su cercanía al mar y a un posible mal trabajo por parte de la brigada de mantenimiento al no realizar las tareas previstas en el tiempo establecido, abarca actualmente un período de aproximadamente entre 5 a 10 años. Una vez aplicado este sistema de pintura dicha brigada cada 6 meses debe realizar un mantenimiento mediano. El mismo consiste en el cepillado de puntos débiles o zonas ocultas como bordes, soldaduras y esquinas con un cepillo de cerda vegetal para evitar la formación de carga eléctrica estática (chispas) y eliminar con abundante agua dulce toda suciedad e impureza que esté presente en la superficie exterior del separador. De esta forma se logra una buena preparación de dichas zonas para aplicar nuevamente el recubrimiento con

pintura. No obstante, para una mayor garantía, puede aplicarse sobre la superficie disolución de fosfatado DISTIN 504, elaborado por el CEAT y ofertado a precio ventajoso de 3-4\$/L, que también mejora el anclaje de las pinturas.

Lo referido anteriormente, solo tiene en cuenta minimizar los efectos de la corrosión en el exterior del separador, pero los efectos más severos de este fenómeno, que han ocasionado la sustitución del mismo a los 13/20 años de explotación, no han sido tratados hasta el momento. Es necesario tomar medidas para contrarrestar este fenómeno desde el interior de este recipiente.

## **2.2 Condiciones de trabajo establecidas en el diseño y las reales.**

- Identificación de la zona, área, instalación y equipo donde se presenta el problema. Comprobar datos de diseño con datos de puesta a punto de la instalación y de operación en las condiciones de trabajo.
- De tratarse de un proceso o equipo, hay que hacer referencia a los parámetros fundamentales del mismo, entre ellos presión, temperatura, concentración de los electrolitos, pH, materias primas, subproductos, productos finales, etc.
- Caracterización de la agresividad corrosiva de la atmósfera en la zona donde se produce el problema, de ser necesario.
- Ubicación geográfica y con respecto a otras instalaciones. Para con ello poder esclarecer la acción de factores físicos, químicos y biológicos. Contaminación ambiental.
- Observar cambios en los fluidos o los parámetros fundamentales de operación del sistema.

El Centro Colector 7 está ubicado en el bloque noroeste del yacimiento Varadero, a unos 730m de la costa cercana a la autopista Varadero-Matanzas. El área se enmarca en una zona de maleza, con dispersas plantaciones de henequén y cubierta por una vegetación de arbustos, presenta una zona de depresiones poco profundas, temporalmente inundables, adyacente a un complejo de lagunas someras permanentes de agua salobre, con vegetación de manglar.

La cercanía a la línea costera le confiere al aire circundante la pureza típica de estas zonas.

El agua subterránea es salobre por la cercanía a las lagunas antes mencionadas. Existe una exposición a los aerosoles marinos debido a la cercanía del mar, lo cual produce una alta actividad corrosiva en las instalaciones.

Según la norma UNE-EN ISO 12944-5: 2007 el estado de superficie de los equipos tecnológicos presentes en el Centro debido a las características atmosféricas es de grado de herrumbre B y pintura envejecida.

Según la norma UNE-EN ISO 12944-2: 2007 los ambientes corrosivos se clasifican en seis categorías de corrosividad atmosférica:

C1 - Muy baja

C2- Baja

C3 - Mediana

C4 - Alta

C5M– Muy alta (marina)

C5I- Muy alta (industrial)

Para el lugar analizado el ambiente se clasifica como ambiente contaminado por gases del petróleo y aerosol marino C5M (muy alto nivel de corrosión por influencia del mar) y C5I (muy alto nivel de corrosión por influencia industrial).

Los separadores horizontales de medición son recipientes a presión que trabajan con parámetros menores de 10atm por lo regular la presión de trabajo se encuentra entre 4 y 8 atmósferas.

La temperatura que tiene lugar durante el proceso es la que presenta el crudo proveniente del interior del yacimiento aproximadamente de 60<sup>0</sup>C.

Como producto final se obtienen después de la separación el crudo menos gasificado y el gas.

Para comprobar si el espesor de chapa utilizado en el cuerpo (parte cilíndrica) y casco (tapas) del SHM es el adecuado para las condiciones de operación, se hizo uso del Manual de Recipientes a Presión.

Para el cuerpo:

$$t = \frac{P \cdot R}{S \cdot E + 0.4 \cdot P} + C \quad 2.1$$

Donde:

t: Espesor mínimo de pared = ?

C: Corrosión permisible de 1-1.3mm = 1.2mm.

P: presión de operación = 0.810823N/mm<sup>2</sup>.

r: radio exterior del cilindro = 1126.2mm

$$r = \frac{DE}{2} + C \quad 2.2$$

DE: Diámetro exterior del cilindro = 2250mm.

S: Esfuerzo máximo permisible = 103.421359N/mm<sup>2</sup> (Según Tabla de Propiedades de los metales/159 del Manual de Recipientes a Presión, para temperaturas entre -20 y 343°C (Temperatura de operación 60°C)).

E: Eficiencias de las juntas = 1 (Según Tabla de Tipos de juntas soldadas/142 del Manual de Recipientes a Presión).

Por tanto:

t = 10mm

Este valor demuestra que el espesor de pares que presenta el cuerpo del SHM (12mm) es adecuado, ya que cumple con el requerido (10mm).

Para el casco:

$$t = \frac{P \cdot L \cdot M}{2 \cdot S \cdot E - 0.2 \cdot P} + C \quad 2.3$$

Donde:

L: Radio de abombado = 2250mm (Según el Manual de Recipientes a Presión el radio de abombado para este tipo de tapa, (semiesférica) es aproximadamente igual al diámetro).

M: Factor adimensional que depende de la relación  $L/r = 1.10$  (Según el Manual de Recipientes a Presión).

Por tanto:

$$t = 11\text{mm}$$

Este valor demuestra que el espesor de pares que presentan las tapas del SHM coincide con el valor requerido (11mm).

### **2.3 Cumplimiento de las Normas de Calidad y aspectos legales. Ensayos de recepción.**

Tener en cuenta:

- Normas de calidad de los materiales de que disponen.
- Normas de calidad en el proceso de construcción y montaje.
- Normas de calidad para el control de los procesos de protección anticorrosivo.
- Ensayos de calidad de los productos que emplean o información precisa al respecto.

La protección exterior del separador horizontal de medición está dada por un sistema de pintura de larga duración (explicado al principio de este capítulo), el cual está acorde con lo reportado en la bibliografía.

En la norma ISO 12944 - 1: 2007 para sistema de pinturas, se establecen tres clases de durabilidad:

- Baja (L) de 2 a 5 años.
- Media (M) de 5 a 15 años.
- Alta (H) de más de 15 años.

La deficiencia de este esquema radica en el incumplimiento de la conservación adecuada, que implica resolver los problemas de diseño anticorrosivo en el exterior, como son los resquicios o intersticios y las soldaduras discontinuas, entre otros que serán tratados más adelante y que está establecido en la norma UNE EN-ISO 12944 que deben ser resueltos, sobre todo cuando se opera bajo condiciones atmosféricas tan agresivas.

En el interior, no se aplica hasta el momento, ningún método para la protección del mismo y la inspección interna que requiere cada 5 años, según la Norma API

(2006) y el Código ASME Sección VIII (2000), no es realizada, por lo que es necesario atender estas deficiencias. A partir del recubrimiento interior, realización del drenaje del agua acompañante, revisando la colocación de los puntos de drenaje en los lugares adecuados y/o la posible inclinación del equipo, para evitar la acumulación y el sedimento de sales, materia y agua en puntos de acumulación, se puede solucionar en gran medida el problema.

Según la Resolución Cubana # 44 del 2014 estos equipos son examinados una vez al año, excepto los más críticos que se les realiza dos veces en este mismo período, mediante inspección visual y se monitorea la pérdida de espesores de las paredes por la acción de la corrosión externa e interna para evitar riesgo de explosión y fugas. Pero en ocasiones existe la irregularidad de que no se miden debidamente los espesores sino que solo se vigilan ciertas zonas vulnerables.

#### **2.4 Historia del problema.**

- Antecedentes del problema. Historia del problema, que incluye años de servicio de la instalación y de los equipos, así como la acción de factores físicos, químicos, biológicos y combinación de ellos, sin profundizar en los mismos.
- Diagnóstico de la corrosión y protección en el área de haberse realizado con anterioridad. Puede incluir video, toma fotográfica, muestras, mediciones, etc.

El Centro Colector No. 7 ocupa un área de 10000m<sup>2</sup>, incluyendo el área de los pozos que pertenecen al mismo. Se fundó a finales de 1999 y comenzó sus actividades en el mes de mayo del año 2000. El Centro Colector fue construido debido al desarrollo de la producción de petróleo en esta zona y como parte de la política de la empresa de hacer un sistema hermético de recolección del petróleo y gas. El Centro para su producción cuenta con un total de 20 pozos, en un área periférica a unos 3km del mismo.

Un estudio preliminar realizado en las inspecciones y mediciones periódicas que lleva a cabo el Grupo de Inspección y Diagnóstico de la Unidad Empresarial Básica (UEB) de Mantenimiento, demostró como fueron disminuyendo los espesores del separador horizontal de medición y la ocurrencia de salideros por la zona interior. El mismo se realizó con el objetivo de buscar las causas más determinantes de la corrosión bastante acelerada que propició la salida de servicio

de este equipo en el año 2013. El separador llevaba funcionando desde que comenzó a trabajar el Centro y según el tiempo de vida útil debía seguir en funcionamiento por 7 años más. Los resultados de estas mediciones y los cálculos derivados de ellas se muestran a continuación.

### **Inspección ultrasónica y los equipos empleados.**

Las mediciones de espesores de chapa se realizan a partir de la utilización de técnicas de ultrasonido. El equipo empleando para dichas mediciones es el Medidor de espesores ultrasónico: DMS Krautkramer-Bransón. La última medición realizada a los principales equipos del CC-7, arrojó los siguientes resultados:

**Tabla 2.1: Espesores de los principales equipos en el CC-7 en el año 2013.**

<b>Equipo</b>	<b>Espesor nominal (mm)</b>	<b>Espesor mínimo detectado (mm)</b>	<b>Máxima pérdida de espesor(mm)</b>	<b>Espesor mínimo permitido (mm)</b>
SHM	12	3.0	9	3
SHT	12	10.5	1.5	4
SHR-1	26	13.0	13	5
SHR-2	27	13.0	14	5

#### **2.4.1 Determinación de las velocidades de corrosión en el SHM y en los SHR 1- 2:**

$$DE = \frac{DP}{\rho} \quad 2.4$$

**Donde:**

DE: Disminución de espesor en mm/año.

DP: Velocidad de corrosión g/m<sup>2</sup>.h.

$\rho$ : Densidad del metal en g/cm<sup>3</sup>. Para el acero al carbono su densidad es 7.83 g/cm<sup>3</sup>.

La disminución de espesor en mm/año (DE) es la relación entre la máxima pérdida de espesor en mm (9mm) y el tiempo de uso del equipo (13 años), por tanto:

$$DE = \frac{9}{13} = 0.692 = 0.7\text{mm}$$

Despejando DP:

$$DP = DE * \rho$$

$$DP = \frac{6.13 \text{ g}}{\text{cm}^3} * \text{mm} * \frac{0.1\text{cm}}{1\text{mm}} * \frac{1\text{cm}^2}{(0.01\text{m})^2}$$

$$DP = \frac{6130\text{g}}{\text{m}^2}$$

Este mismo procedimiento fue realizado a los otros separadores horizontales de reserva, por ser los que mayor pérdida de espesor han tenido, resultando el DE para SHR-1 de 1mm y para el SHR-2 de 1.08mm. Del mismo modo el DP fue de 7830(g/m<sup>2</sup>) y 8456 (g/m<sup>2</sup>) respectivamente.

## **2.5 Toma de muestras, fotos, videos, entre otros para iniciar el análisis del problema.**

Debe de realizarse por el especialista que realizará el análisis correspondiente o cumpliendo indicaciones precisas del mismo. Un error en las muestras que se presentan para iniciar un análisis o la alteración de las mismas por implicados en el problema, pueden originar falsas conclusiones y en la mayoría de los casos pérdidas de tiempo.

La toma de muestra de las fotos fue realizada por el autor de este trabajo con ayuda del especialista encargado del Centro Colector 7 y del tutor. Se le tomaron fotos en el exterior al separador horizontal de medición que sustituyó al anterior similar a él y que va a trabajar bajo las mismas condiciones que el desmontado a los trece años de explotación por presentar picadura en su franja inferior. Las fotos en el interior del separador fueron tomadas a otro separador horizontal en el Centro Colector 1, de iguales características que los mencionados, que operó en condiciones similares y tuvo que ser retirado a los quince años de explotación, también por picadura en su franja inferior y que según los operarios y el personal encargado, presenta un aspecto de deterioro en el interior, análogo al del separador del Centro Colector 7.

Las fotos evidencian que la instalación presenta varios problemas de corrosión exterior e interior y de diseño anticorrosivo, que posteriormente serán analizadas.

La corrosión interior, provocó la sustitución del equipo, por lo que evidencia que es la más intensa y será analizada en primer lugar.

## **2.6 Análisis del problema. Propuesta de soluciones.**

### **2.6.1 Tipos de corrosión. Causas, mecanismos y factores que influyen.**

Se basa en identificar el tipo de corrosión y con ello las causas que la originan, en algunos casos es necesario auxiliarse de medios de observación para poder identificarla, entre ellas el microscopio estereoscópico, metalográfico, mediciones ultrasónicas, rayos X, microscopía electrónica de barrido (MEB) y otros ensayos especiales, esto implica conocer las características de los diferentes tipos de corrosión que pueden presentarse en las condiciones de problema dado. Por ello hay que considerar en este aspecto todos los posibles tipos que puedan estar presentes y considerar además la posibilidad de acción combinada de efectos físicos y químicos que influyen en la corrosión.

Se precisa tener en cuenta los daños físicos y químicos que afectan por corrosión, precisando los tipos de corrosión más comunes, descripción detallada de los mecanismos y los factores que influyen; así como, los daños biológicos y/o biodeterioros, precisando también los tipos y factores que influyen. Cada uno debe ser analizado profundamente considerando todos los elementos.

La corrosión en el interior del separador horizontal de medición (SHM) es la que mayor daño causa y la que ha provocado la salida de este equipo del proceso, por lo que será analizada en primer lugar.

#### **Causas de la corrosión interna en el SHM:**

La causa directa de la corrosión presente en este recipiente a presión está dada por la acumulación de agua en la parte inferior del mismo, la cual presenta un alto contenido de agentes contaminantes como son los cloruros y sulfatos, causantes del alto grado de salinidad en el agua acompañante del petróleo (Tablas 5 Anexo 7). Por otra parte, el petróleo por su composición constituye un medio de cultivo para diferentes especies de microorganismos, que al formarse un reservorio de agua en el fondo del separador, por no realizar el drenaje o hacerlo de manera insuficiente, permite el crecimiento microbiano bajo condiciones de temperatura, presión, pH y presencia de oxígeno. También hay presencia de sulfuros que provocan corrosión interior en la salida de los gases por la parte superior (Figura

17 Anexo14) y pudieran dar lugar a la formación de ácido que ataca al metal, aunque no existen mediciones que lo demuestren.

Según Cueli, *et al*, (2013) teniendo en cuenta la alta concentración de cloruros y la baja resistividad del agua de capa, puede considerársele un parecido con el agua de mar, filtrada a través de las rocas sedimentarias, dada su proximidad a las costas. El agua de capa es un medio altamente corrosivo, característica que le confiere además de los cloruros y la baja resistividad, la contaminación de CO<sub>2</sub>.

Hay que tener en cuenta que no se realiza el drenaje del agua acompañante (agua de capa), aunque está establecido en la Resolución Cubana # 44 del 2014 y esto ocasiona que se desarrollen mecanismos de corrosión por el ataque de cloruros y sulfatos, de alta concentración en el agua y causantes principales de la corrosión en este equipo, coincidiendo con lo planteado por autores como Hing (2000) la cual plantea que las propiedades del agua de mar como medio corrosivo están fundamentalmente determinadas por su contenido salino.

Mientras mayor es el tiempo de permanencia del equipo con esta agua, más prolongado e intenso puede ser el ataque.

Sumado a esto, también hay que señalar los problemas de accesibilidad que presenta el mismo para su limpieza cada cinco años según la norma API 510 (2006) y el Código ASME Sección VIII (2000) que requiere la abertura de ventanas en los laterales del equipo y que no se hace.

Como consecuencia se desarrolla en el interior la formación de celdas de aireación diferencial y la corrosión picadura, cuyos mecanismos y factores que influyen se describen a continuación.

*Corrosión por celdas de aireación diferencial:* Debido a la sedimentación de materias y sales en el fondo del separador horizontal, se crean zonas localizadas de menor concentración de oxígeno debajo de los depósitos y se forman ánodos donde ocurre la oxidación del metal, mientras que en los alrededores del depósito, se forman cátodos en zonas localizadas de mayor concentración de oxígeno, donde se reduce el agente oxidante.

En estas celdas la intensidad del ataque, va a determinar la pérdida de material que trae como consecuencia la aparición de cráteres (picadura) donde continúa el proceso corrosivo.

*Corrosión picadura:* Producto del ataque localizado de los agentes agresivos (cloruros y sulfatos, fundamentalmente), se producen agujeros de pequeño diámetro y cierta profundidad en el material metálico.

Las picaduras pueden aparecer aisladas o tan juntas que la superficie metálica puede aparecer rugosa.

*Corrosión microbiológica:* Ocurre por el efecto de sustancias segregadas por el metabolismo de los microorganismos presentes en el petróleo debido a sus características (Tabla 6 Anexo 8), que encuentran un medio de cultivo óptimo en el agua que se acumula en el fondo del SHM. Con este mecanismo la interfase metal-solución puede sufrir modificaciones muy importantes en períodos de tiempo cortos, por ejemplo, pueden dar lugar a aumentos de la velocidad de corrosión de entre 3 y 5 órdenes de magnitud.

Los hidrocarburos de cadenas de 10 a 18 átomos de carbono sirven de nutrientes a los microorganismos. Las condiciones oxidantes generadas por los mismos, facilitan el ataque local, originándose picaduras que progresan con gran rapidez.

Entre los principales factores que influyen en la corrosión presente en el interior del separador horizontal de medición del CC 7 están:

1. Alta concentración de sustancias agresivas en el agua acompañante del petróleo, mayor que en otros equipos por ser el primer equipo que recibe el crudo directamente del yacimiento.
2. Presencia de microorganismos en condiciones óptimas para su crecimiento.
3. Diseño que permite la acumulación de agua, sedimentos y crecimiento microbiano en la parte inferior del separador.
4. La ausencia de medidas y métodos de protección anticorrosiva en el interior del recipiente.
5. El incumplimiento de las medidas de drenaje y limpieza periódica.

### **Causas de la corrosión externa en el SHM:**

Las causas que afectan a este recipiente (Figura 4 Anexo 9) en su parte externa están dadas por la presencia de problemas de diseño anticorrosivo en zonas de acumulación de depósitos y humedad, irregularidades en las soldaduras, presencia de resquicios e intersticios, conexiones con pernos, problemas de bordes, existencia de componentes huecos (Figura 5-10 Anexo 9). A estos problemas no siempre se les ha dado solución, a pesar de estar señalados en la norma. Esto causa que el sistema de pintura de alta durabilidad, seleccionado por la norma ISO 12944-5, no cumpla con el tiempo para el cual fue seleccionado, de más de quince años y se incurra en gastos excesivos e innecesarios por mantenimiento y reposición del mismo. Es necesario señalar que el mantenimiento no se hace siempre de forma correcta, en cuanto a la limpieza de la superficie metálica y el empleo de otros tipos de pintura que no son los adecuados.

En el exterior influyen determinados mecanismos y factores que son explicados a continuación.

*Corrosión electroquímica:* Este tipo de corrosión se encuentra presente en toda la superficie y se propicia por la circulación de electrones entre zonas de diferente potencial, en contacto con el medio conductor. Esta diferencia de potencial puede darse entre dos puntos de un mismo material en cuyo caso la diferencia de potencial no acostumbra a ser elevada o entre diferentes metales dando lugar a una pila galvánica en la que la corriente de corrosión es importante.

*Corrosión localizada* (heterogénea o no uniforme): En sus distintas manifestaciones es la que más abunda y es un tipo de ataque mucho más dañino y difícil de controlar que la corrosión uniforme, no precisamente por las pérdidas metálicas, que por lo general son pequeñas, sino por las grandes pérdidas indirectas que ocasiona. En cualquiera de sus manifestaciones, la corrosión no uniforme se caracteriza por la presencia de zonas anódicas y catódicas bien definidas, que no cambian su polaridad con el tiempo. Debido a esto el ataque corrosivo, en lugar de distribuirse a todo lo largo y ancho de la superficie metálica, se hace muy intenso en determinadas zonas de ésta, destruyendo rápidamente el material en dichas zonas.

*Corrosión atmosférica húmeda:* La corrosión atmosférica húmeda, se presenta bajo la acción de delgadas películas de humedad no visibles, que se forman por condensación capilar, higroscopicidad, adsorción, etc, lo cual tiene lugar para humedades relativas inferiores al 100% y superiores al 50%.

El factor determinante en este tipo de corrosión es la condensación de humedad y la presencia de contaminantes. Según lo antes mencionado, se puede decir que la presencia de humedad sobre la superficie metálica, incrementa considerablemente la velocidad de corrosión.

*Corrosión atmosférica mojada:* La corrosión atmosférica mojada se presenta en aquellas zonas donde existe acumulación de agua en la cual pueden o no estar disueltos contaminantes, como cloruros y sulfatos fundamentalmente.

El factor determinante en este tipo de corrosión es la presencia de agua y contaminantes, además de la temperatura. En presencia de agua un aumento de la temperatura aumenta la velocidad de corrosión, hasta un punto en que se evapora y se detiene la corrosión.

La corrosión atmosférica mojada es menor que la húmeda, ya que en la primera existe una delgada capa de humedad, que constituye una barrera menor para la difusión del oxígeno hasta el metal.

*Corrosión intersticial o en resquicios:* Tiene como origen una mala preparación previa de la superficie antes de pintar, en resquicios (grietas, hendiduras, solapes, etc.), es decir, un problema de diseño anticorrosivo que se produce en la unión metal-metal, metal-madera, metal-hormigón y en general entre un metal y otro material. La pintura no juega un papel efectivo por no ser flexible, por lo que se agrieta en estas zonas, donde se acumulan humedad, contaminantes y otras materias. Los contaminantes provenientes del aerosol marino constituyen catalizadores de este proceso corrosivo.

*Corrosión galvánica por celdas de aireación diferencial:* Mecanismo que surge por la presencia de humedad adsorbida o de agua, galvánico por diferencia de concentración de oxígeno. Una grieta, hendidura, intersticio, desprendimiento de la pintura, depósitos de óxido o suciedades, son causa de la aparición de celdas de aireación diferencial. Debajo del depósito o en el interior del intersticio

se crea un área de difícil acceso para el oxígeno, que se constituye en ánodo, tan pronto como en los alrededores con mayor acceso de oxígeno se crea un cátodo.

El factor determinante es la presencia de humedad y contaminantes, por un mal diseño anticorrosivo, además de los contaminantes que como el aerosol marino acelera el proceso corrosivo.

*Corrosión galvánica por par metálico:* Mecanismo donde el metal más activo actúa como ánodo y sobre el metal menos activo tiene lugar la reducción del agente oxidante y actúa como cátodo.

El factor determinante en este tipo de corrosión es la unión de metales de distinta naturaleza, aunque influye también la magnitud de la diferencia de potenciales, la diferencia de áreas, sobre todo cuando el área anódica es muy pequeña en comparación con el área catódica. Incrementa este proceso la presencia de contaminantes, la temperatura y el pH del medio.

*Corrosión interfacial:* Surge por la presencia de humedad adsorbida que penetra a la pintura, al igual que el oxígeno, pero que se desarrolla únicamente cuando hay contaminantes. La corrosión interfacial se presenta por debajo del recubrimiento como consecuencia de una mala preparación de la superficie y contaminación de la misma.

Cuando la superficie queda contaminada antes de pintar, fundamentalmente con cloruros y sulfatos, ya están dadas las condiciones para la corrosión interfacial, de lo contrario no ocurre.

El factor determinante es la presencia del contaminante sobre la superficie metálica como aerosol marino, en la interface acero-pintura. La presencia de humedad y oxígeno que deben atravesar la película de pintura, por lo cual influye además el espesor del recubrimiento de pintura.

También ocurre cuando se han creado poros sobre la superficie del recubrimiento, por estar vencido y penetran la humedad y los contaminantes hasta la superficie metálica.

Entre los factores que propician los problemas corrosivos en el separador horizontal de medición del CC 7 están:

1. Condiciones atmosféricas agresivas debido a la cercanía del mar (alta concentración de aerosol marino (cloruros y sulfatos en la atmósfera), gases emanados de los pozos (H<sub>2</sub>S y otros)).
2. Influencia de los factores climáticos (humedad, temperatura, tiempo de humectación, vientos, precipitaciones, polvos).
3. Problemas de diseño anticorrosivo (resquicios o intersticios, conexiones con pernos, zonas de acumulación de depósitos, bordes, soldadura irregular, componente hueco) (Anexo 9 Figura 5-10) que ayudan y favorecen la ocurrencia de los diversos mecanismos, dependiendo también de los factores atmosféricos y climáticos.
4. Incumplimiento de las normas para la protección anticorrosiva, la conservación y el mantenimiento, de acuerdo con el método de protección anticorrosiva seleccionado.

## **2.7 Evaluación de la magnitud del daño por corrosión. Implicaciones técnico – económicas y sociales.**

Incluye evaluaciones realizadas de la magnitud de daño con datos técnicos y económicos; aplicación de métodos no destructivos para evaluar el daño causado; ensayos para determinar la magnitud de la velocidad de corrosión y evaluaciones realizadas. Resultados de evaluaciones o fundamentación de los ensayos.

Tiene en cuenta aspectos económicos en correspondencia con las Normas Internacionales actualmente vigentes. También se tienen en cuenta otros datos económicos que pueden obtenerse sobre el problema objeto de estudio, entre ellos monto de la inversión, pérdidas que se producen, costo de los mantenimientos, etc.

### **2.7.1 Determinación de las pérdidas por corrosión en el SHM.**

Las pérdidas producidas por la corrosión en general se van más allá del marco puramente económico, alcanzando cuestiones relativas a la salud, la vida y el futuro de la humanidad. Las pérdidas por corrosión en Cuba pueden estimarse en más de 300 millones de pesos anuales, de ahí la necesidad de disminuirlas. (Hing, 2000).

El costo de inversión del SHM del CC-7 asciende a 150 000CUC y el recubrimiento aplicado para la protección anticorrosiva tiene un costo aproximado de 1794.78CUC por concepto de pintura y mano de obra, para un tiempo de vida útil de 20 años. Debido a las fallas por corrosión, a los 13 años de vida útil fue sustituido por uno nuevo, incurriéndose en nuevos gastos por el desmonte y por el montaje del nuevo equipo 2315CUC, que es un costo adicional que sumado a (SHM: 150 000 CUC y pintura anticorrosiva: 476CUC + 1 318.78CUC por Sandblasting y mano de obra de pintado del SHM de 50m<sup>3</sup>) duplica la inversión; para un total de **305 904.56CUC** que constituyen pérdidas directas por corrosión.

Además, los gastos que tienen lugar en la empresa referidos al mantenimiento del SHM se relacionan a partir de Órdenes de Trabajo (OT) que se basan en un Sistema de Gestión de Mantenimiento (SGM), donde se contabilizan los gastos directos que incluyen los consumos referidos a mano de obra y materiales por hora, los cuales se reflejan en la (Tabla 7 del Anexo 10).

Las pérdidas indirectas están relacionadas con la salida de funcionamiento del equipo en el proceso y con el hecho de que no se cuantifica en ese tiempo el volumen de crudo del pozo en el que se está extrayendo en ese momento, lo que implica carecer de la información necesaria para el adecuado servicio de comercialización de petróleo con la Comercializadora de Matanzas. Además, existen pozos de petróleo que pertenecen a la Compañía Sherritt y no medirlos podría traer consigo problemas con la misma.

También se consideran los gastos indirectos referidos al pago del personal que no se encuentra vinculado directamente al trabajo en el Centro como son los técnicos, por ejemplo, a partir de una tarifa de 21.50\$/h por cada trabajador.

Los gastos estimados por este concepto son de **14 022.09CUC** (Tabla 7 Anexo 10)

Para la determinación de los gastos por recubrimiento con pintura, tanto exterior como interior es necesario conocer el área del SHM por ambas partes:

#### **Cálculo del área exterior del SHM:**

$$A_{sep} = A_{cil} + A_{esf}$$

2.5

Donde:

Asep: Área del SHM

Acil: Área de parte cilíndrica

Aesf: Áreas de las tapas del SHM

$$Acil = 2 * \pi * r * h \quad 2.6$$

Donde:

π : Constante igual a 3.14

r: Radio del SHM igual a 1 125mm

h: Altura del SHM igual a 13 200mm

$$Aesf = 4\pi * r^2 \quad 2.7$$

$$Asep = 117.096m^2$$

A esta área es necesario sumarle un excedente por las boquillas que presenta el equipo, por lo que se toma un área total de 120m<sup>2</sup>.

En la Tabla 8 del Anexo 11 se relacionan los datos necesarios para la determinación del volumen de pintura para el exterior del SHM, donde:

El volumen teórico se calcula dividiendo el volumen total del separador (120m<sup>2</sup>) entre el rendimiento teórico, para obtener el volumen que verdaderamente se consume. Este valor es afectado por un factor de pérdida aproximado igual a 1.4, el cual tiene en cuenta la velocidad del viento, pérdidas en el interior del equipo para pintar, pérdidas en mangueras, perfil de anclaje, etc. A partir de estos resultados, fue posible calcular el gasto de pintura en el exterior, que es de: para la primera capa (pintura + diluyente) 63.34CUC, para la segunda (pintura + diluyente) 187.10CUC, para tercera capa (pintura + diluyente) 225.15CUC, que suman los 476CUC totales de la pintura.

Atendiendo a lo planteado, las pérdidas totales generadas por la corrosión en el SHM, ascienden a:

Total de pérdidas: Gastos por pérdidas directas + Gastos por pérdidas indirectas.

Dentro de las pérdidas directas se encuentran los gastos por: costo del equipo, pintura, mano de obra, desmontaje y montaje, costo del nuevo equipo, pintura del nuevo equipo y mano de obra del nuevo equipo.

Dentro de las pérdidas indirectas se encuentra el gasto por: pago a trabajadores.

Lo que equivale a un **total de pérdidas de: 319 926.65CUC.**

### **2.7.2 Análisis de Impacto Ambiental.**

La corrosión es una problemática que impacta en gran medida a la economía, cuidado del medio ambiente, estrategias de desarrollo y en el crecimiento de las empresas y/o ámbitos ligados a la industria del petróleo y gas. El entendimiento cabal de esta singular problemática es el estado inicial para definir las estrategias óptimas de control de este fenómeno, minimizando los riesgos operativos y ambientales y al mismo tiempo maximizando las ganancias y los beneficios.

El agua de capa que acompaña al crudo, es un residual clasificado como peligroso por las implicaciones que traen para el medio ambiente, en general la vida, las aguas y el suelo.

El contenido de los elementos que están en ella, sales disueltas (cloruros, sulfatos, carbonatos y algunas otras en cantidades más pequeñas) y gases (sulfuro de hidrógeno) mayoritariamente son de gran toxicidad, por ello es que está considerado como residual peligroso. (Tabla 5 Anexo 7)

Los trabajos de mantenimiento realizados en el Centro también resultan una fuente de contaminación al medio ambiente, por todos los desperdicios, desechos e incluso crudo (dependiendo del trabajo realizado) que son arrojados hacia el suelo. (Anexo 14, Figura 19)

La utilización del método de limpieza de superficies metálicas airless, que utiliza la brigada de mantenimiento, es una actividad de alto riesgo ya que el mismo puede llegar a trabajar con presiones de hasta 200atm. A pesar de que los operadores y técnicos que realizan estos trabajos estén bien instruidos, capacitados y utilicen los medios de protección estipulados para ello no están exentos de sufrir daños.

### **2.8 Medidas que deben aplicarse.**

Este aspecto no se incluye en los textos, sin embargo en la práctica es de gran importancia ya que en la mayoría de los casos en que se presentan problemas de corrosión, los mismos son ocasionados por modificaciones introducidas por el propio hombre y que se resuelven con medidas que eliminen las causas que provocan el problema.

➤ Medidas que deben aplicarse a corto, mediano y largo plazo. Incluye acondicionamiento, rehabilitación, así como las derivadas de la disminución o eliminación de la contaminación.

➤ Otras medidas que normalmente no se consideran métodos de conservación y/o protección. Ubicación de las instalaciones, apantallamiento con vegetación, etc.

Para contrarrestar el problema de la corrosión interna, problema que más afecta al SHM, en el caso que se analiza, no es posible eliminar el contenido de agua, cloruros, sulfuros, sedimentos u otras, antes de ser enviado el crudo al separador pues este proceso se logra en etapas posteriores del proceso de refinación de petróleo y no es posible realizar estas operaciones a la salida de cada yacimiento. Esto quiere decir, que el fluido seguirá contaminado y creando sedimentos en el interior del mencionado recipiente a presión. Se puede influir en la eliminación en cierto grado de la concentración de sedimentos, agua y contaminantes y los efectos de la corrosión, aplicando las siguientes medidas:

- Realizando el drenaje periódico, como establece la Resolución Cubana # 44 del 2014, del agua acompañante por la parte inferior del separador evitando la acumulación, formación de reservorio para el crecimiento microbiano y disminuyendo la sedimentación.

- Estudiar posibles modificaciones al diseño del SHM y su instalación, para lograr con la inclinación del equipo y la ubicación estratégica de las boquillas de drenaje del agua acompañante y la descarga del crudo, la formación de un reservorio de sustancias agresivas y/o microorganismos que puedan desencadenar ataques localizados intensos en el fondo del recipiente. No obstante, primeramente hay que realizar el drenaje periódico, midiendo los espesores periódicamente también, para ver el comportamiento de la corrosión y determinar si es suficiente con esta medida.

- Uso de recubrimiento interior, ya que este permitirá darle una protección a la superficie interna del recipiente, aislando el metal del medio agresivo. Se sugiere emplear 3 capas de epoxy fenólico Devoxy 87 de 125 $\mu$  (micras) de espesor de película seca, haciendo un total de 375micras, teniendo en cuenta que está sugerido para este tipo de instalación.

- Elaborar e implementar el Sistema de Protección Anticorrosiva y Conservación (SIPAYC), y no solo aplicar recubrimiento anticorrosivo en la parte exterior del separador horizontal de medición.

## **2.9 Métodos de protección que pueden aplicarse.**

Se aplican una vez analizadas todas las medidas que puedan proponerse, ya que económicamente, la aplicación de métodos motiva un incremento de los costos. Se seleccionan en base a las características del sistema y se fundamentan convenientemente. Dentro de estos se incluye el diseño y la operación adecuada.

- Métodos de protección contra el deterioro por corrosión.
- Métodos de protección contra el biodeterioro. Métodos de conservación.
- Métodos de diseño para la protección y conservación.
- Protección por operaciones adecuadas durante los procesos.

Existen diferentes vías para la protección anticorrosiva, las cuales se emplean indistintamente en dependencia de las condiciones existentes en cada situación concreta, ya sean solas o más frecuentemente combinadas, a fin de lograr una solución efectiva.

Uno de los métodos más empleados en la lucha contra la corrosión lo constituye sin lugar a dudas el empleo de recubrimientos, lo cual se basa en su facilidad de aplicación, efectividad y relativamente bajos costos.

El principio de acción protectora de los recubrimientos es actuar como una barrera entre el metal a proteger y el medio corrosivo, por lo que en general se consideran como métodos pasivos de protección.

Los aspectos detallados a tener en cuenta en la elaboración, ejecución y control de un proyecto de recubrimiento con pintura se establecen en la norma UNE EN-ISO 12944.

En el exterior del separador horizontal de medición, se aplica la protección con pintura anticorrosiva, pero no es suficiente si no se resuelven los problemas de diseño anticorrosivo que están propiciando el desarrollo de la corrosión, como se evidencia en (Anexo 9 Figura 5-10). La implementación de un Sistema de Protección Anticorrosiva y Conservación (SIPAYC), sería la solución correcta,

ya que este sistema es el único conocido que ofrece soluciones a estos problemas con productos nacionales, a más bajo costo que los del mercado internacional. La solución a los problemas de diseño anticorrosivo se desarrolla en varias etapas:

1ra Etapa: Solución a los problemas de diseño anticorrosivo antes de pintar. (Rebajar bordes, emparejar soldaduras, abrir orificios de drenaje, retirar pernos.)

Intermedio: Preparación de la superficie metálica con métodos manual mecanizado y disolución de fosfatado. Posteriormente se aplica el recubrimiento de pintura anticorrosiva.

2da Etapa: Solución a los problemas de diseño anticorrosivo después de pintar. (sellar resquicios, atomizar grasa en componentes huecos, crear superficies inclinadas en zonas de acumulación de depósitos y humedad, limpiar, pintar y colocar pernos sellando los resquicios que se forman en el acople).

Por las características del crudo, en el interior del SHM puede estar presente la corrosión microbiológica, pero no se tienen datos para llegar a conclusiones al respecto. Sería necesario realizar un estudio que permitiera hacer determinaciones y proponer soluciones.

En combinación con el SIPAYC en el exterior, las medidas propuestas para el interior, como el drenaje del agua acompañante (incluyendo posibles modificaciones al diseño del equipo, si son necesarias) y el uso de recubrimiento interior con el empleo de 3 capas de epoxy fenólico Devoxy 87 de 125 $\mu$  (micras) de espesor de película seca, haciendo un total de 375micras y el posible empleo de inhibidores, es la solución que se propone al problema de la corrosión en este equipo.

## **2.10 Valoración económica.**

Para la realización de una valoración económica en la prevención de la corrosión en el Centro Colector 7 de la EPEP-Centro se hace necesario la estimación y comparación de las pérdidas ocasionadas por este fenómeno en el equipo y las medidas para prevenirlo y/o mitigarlo.

Las pérdidas totales causadas por la corrosión en el SHM, ascienden a **319 926.65CUC**

## **2.10.1 Determinación de los gastos por implementación de la protección anticorrosiva en el SHM.**

### **2.10.1.1 Protección anticorrosiva interior.**

Para la protección anticorrosiva interior se propone en primer lugar, además de realizar el drenaje del agua acompañante que no supone gastos monetarios, aplicar un recubrimiento interior cuyo costo es calculado a partir del gasto de productos por área del SHM, abertura de ventana del equipo, la mano de obra y los gastos indirectos de operación.

#### **Cálculo del área interior del SHM:**

Para el cálculo del área interior se toma un tercio del área total, ya que es en esta zona donde mayores afectaciones existen debido a la acumulación de todos los agentes explicados anteriormente.

Por tanto:

$$A_{sep} = A_{cil}/3 + A_{esf}/3 \quad 2.8$$

$$A_{sep} = 40m^2$$

En la Tabla 9 del Anexo 11 se relacionan los datos necesarios para la determinación del volumen de pintura para el recubrimiento interior del SHM, el cual consta de tres capas de epoxi fenólico de diferentes colores con el objetivo de poder distinguir cualquier desperfecto que pueda quedar entre cada capa. El factor de pérdidas para este caso es de 1.3.

Total de gastos para protección interior: Gastos directos + Gastos indirectos

Dentro de los gastos directos se incluyen los referidos a:

Gastos por abertura de ventana = 79.39CUC.

Gastos por mano de obra = 1 318.78CUC.

Gastos por pintura = 171CUC.

Dentro de los gastos indirectos se incluyen los referidos a:

Gastos por abertura de ventana = 322.50CUC

Gastos por Sandblasting y mano de obra de pintado = 5 937.66CUC.

Por tanto:

La protección interior del SHM presenta un **gasto total de 7 829.33CUC**.

Este valor es lo que cuesta aplicar el recubrimiento interior propuesto para el SHM. A este gasto total se debe sumar el costo de inhibidor de ser necesario, como fue aclarado anteriormente.

#### **2.10.1.2 Protección anticorrosiva exterior.**

Para la protección con pintura en el exterior, actualmente se incurre en un gasto de pintura anticorrosiva: **476CUC + 1 318.78CUC** por pintura, Sandblasting y mano de obra de pintado del SHM de 50m<sup>3</sup>, que se estima por la norma UNE-EN ISO 12944-5: 2007 debe tener una durabilidad media de 5-15 años o baja de 2-5 años; pero por no resolver los problemas de diseño anticorrosivo que se presentan en el exterior del equipo, de acuerdo con la norma UNE-EN ISO 12944-3: 2007, este recubrimiento se daña en poco tiempo y se incurre en gastos excesivos de pintura y mano de obra. Si se aplicara el SIPAYC, el costo de la protección anticorrosiva exterior sería de **1794.78CUC** (que es el costo actual de aplicar la pintura) más **23.65MN** por resolver los problemas de diseño anticorrosivo aplicando los productos DISTIN propuestos (Ver Tabla 12 Anexo 15). En esta se tiene en cuenta solamente el costo de los productos, pues la propia brigada de mantenimiento sería quien aplicaría la conservación y los costos de operación y mano de obra ya están incluidos en la pintura. Teniendo en cuenta las regulaciones para la equivalencia monetaria en las empresas, el costo del SIPAYC sería de **1 818.43CUC**, incluyendo pintura, mano de obra y productos DISTIN.

El costo total de la protección anticorrosiva propuesta, considerando interior y exterior, en el SHM es de **9 647.76CUC**, por tanto sería **38 591.04CUC** si se aplica cada cinco o **19 295.52CUC** si se aplica cada diez años, con mantenimientos parciales anuales durante los veinte años de vida útil del equipo. Lo que representa un ahorro de **281 335.61CUC** si se hace cada cinco años y de **300 631.13CUC** si se aplica cada diez años, con respecto a las pérdidas de **319 926.65CUC** que ocasionó en solo trece años, el hecho de no aplicar esta protección que se propone.

## 2.11 Conclusiones parciales del Capítulo II:

1. El petróleo ("crudo") está acompañado de componentes indeseables tales como: agua de capa, ácido sulfhídrico ( $H_2S_{(ac)}$ ), bióxido de carbono ( $CO_{2(ac)}$ ) que conjuntamente con los microorganismos que se desarrollan en las condiciones óptimas del SHM, son los encargados de que se desarrollen los procesos de ataque corrosivo al acero que conforma al equipo y se produzca su deterioro.
2. No se aplica ninguna protección interior al SHM y por las características del agua acompañante que tiene una alta salinidad y en conjunto con las materias que sedimentan y otros agentes, provocan una alta corrosión al acero al carbono estructural del separador en su parte inferior.
3. En el exterior del SHM se utiliza pintura anticorrosiva de alta durabilidad que no cumple con las expectativas esperadas para la protección del material en una zona de alto nivel de agresividad corrosiva (C5M y C5I), porque no se resuelven los problemas de diseño anticorrosivo que intensifican la corrosión en las áreas donde esté presente.
4. Las pérdidas directas e indirectas causadas por la corrosión en el SHM son elevadas y requieren la puesta en práctica inmediata de las medidas propuestas para su solución.
5. La implementación del SIPAYC es la propuesta adecuada para resolver los problemas de diseño anticorrosivo presentes en el exterior del SHM y lograr de esta forma garantizar la durabilidad del sistema de pintura escogido.

## **Capítulo III: Análisis de los resultados.**

El SHM es uno de los principales equipos del CC 7 que forma parte del desarrollo de la política económica del país para la producción de petróleo en la zona que abarca desde Boca de Camarioca hasta Majaguillar en el municipio de Martí.

### **3.1 Análisis de las condiciones ambientales y de operación.**

La zona donde se encuentra ubicado, según la Norma ISO 12944-2, se clasifica de muy alta agresividad corrosiva, C5-M por estar en una zona marina a 730m de la costa norte y C5-I por la presencia de gases industriales producto de la explotación de pozos petroleros aledaños al Centro y los gases de combustión generados por los automóviles que transitan por la autopista Varadero-Matanzas a escasos metros del Centro. La cercanía a la costa norte determina el alto grado de contaminación por cloruros y sulfatos provenientes del aerosol marino, que tiene mayor influencia cuanto más nos acercamos a ella, ya que la dirección predominante de los vientos (norte-nordeste) garantiza mayor transporte de este contaminante hacia el interior del país. Las pérdidas de peso para el acero al carbono estructural, material que conforma el equipo, tanto para la agresividad C5-I como C5-M, se estiman en el rango de 650-1500g/m<sup>2</sup>. Hay que tener en cuenta entonces, que por la combinación del efecto de los contaminantes presentes, las pérdidas de peso pueden exceder este rango. Además, la propia norma aclara que en las áreas costeras de zonas cálidas y húmedas, como es el caso que se analiza, la pérdida de espesor puede exceder los límites de la categoría C5-M.

Existe cierto apantallamiento provocado por una zona de maleza que se interpone entre el centro y la autopista que está más cercana al mar. No obstante, la altura de la vegetación no puede detener el paso total del viento que arrastra aerosol marino y gases de combustión.

De forma general se pudo determinar que el SHM experimenta una velocidad de penetración de 0,7mm/año, por lo que se caracteriza la resistencia a la corrosión del acero del equipo como de estabilidad disminuida de grado 7 según (Tabla III, Anexos de Domínguez, 1979), lo que indica que este material no es estable ante las condiciones de agresividad corrosiva del medio en el que se encuentra; y en correspondencia la velocidad de corrosión es de 6130 g/m<sup>2</sup>, que es mucho más elevada que la que reporta la bibliografía (Mapa de agresividad corrosiva de la

atmósfera de Cuba), (Figura 3.1) de 650-1500 g/m<sup>2</sup> para atmósferas de agresividad corrosiva muy alta (C5 marina).

El SHM tiene aplicado un recubrimiento exterior de pintura anticorrosiva, que es técnicamente apropiado para las condiciones de exposición del equipo y el material que lo conforma; pero no se cumplen una serie de requisitos necesarios para garantizar la protección efectiva y la durabilidad requerida del recubrimiento, generando gastos innecesarios. Se considera entonces, que el separador se encuentra expuesto al deterioro por corrosión exterior en toda su estructura, por causa de la zona donde se encuentra ubicado a la intemperie (presión de 1atm; temperatura de 25°C) y por no logarse la protección exterior adecuada.

En el interior, para las condiciones (presión de 4-8atm; temperatura de 60°C) el SHM está desprotegido, ya que no presenta recubrimiento y está en contacto con petróleo crudo que contiene sustancias agresivas para el acero al carbono estructural. Por otra parte, el agua acompañante del petróleo tiene características salinas de agua de mar (Tabla 10 Anexo 12), según (Tomashov, 1979; citado por López 2009) y lo planteado por Cueli, *et al*, (2013) cuando dice que teniendo en cuenta la alta concentración de cloruros y la baja resistividad del agua de capa, puede considerársele un parecido con el agua de mar, filtrada a través de las rocas sedimentarias, dada su proximidad a las costas.

Además, los gases como el sulfuro de hidrógeno, el oxígeno y el CO<sub>2</sub>, en conjunto con los microorganismos que acompañan al petróleo, también son sustancias agresivas que provocan corrosión en el acero al carbono estructural (Documento NRF-005-PEMEX-2000, citado por López, 2009).

### **3.2 Análisis de los materiales que se emplean en el SHM.**

Las propiedades que alcanza el acero al carbono estructural son capaces de satisfacer las condiciones de trabajo requeridas en el proceso como son su buena resistencia a la tensión, alto nivel de cedencia, por ciento de alargamiento alto, tiene buenas propiedades de soldabilidad, pero no presenta buena resistencia ante la corrosión. No obstante, puede ser protegido aplicándole uno o varios métodos de protección anticorrosiva, con lo cual se suple esta deficiencia. Este material es el idóneo para la construcción de este tipo de recipientes ya que se

encuentra disponible en el mercado y a un precio más bajo que otros que son más caros.

Teniendo en cuenta lo planteado anteriormente se considera que fue seleccionado correctamente el material. Pero no se debe dejar de mencionar que por las características agresivas de la zona es sumamente necesario el uso de recubrimientos como método para lograr una protección anticorrosiva adecuada para así resistir dichas condiciones y asegurar el cumplimiento del tiempo de vida útil planificado para el equipo, sin incurrir en derroches de materiales y en gastos innecesarios provocados por las pérdidas que causa la

El soporte del mismo está construido de hormigón armado, material que por sus características de resistencia es utilizado para este tipo de trabajo. No obstante hay que atender el hecho de que se crean problemas de diseño anticorrosivo en el acople entre la base del tanque y la estructura de hormigón, que en la actualidad no se atienden.

Para la protección exterior se usa actualmente un sistema de inorgánico de zinc como recubrimiento primario (1 capa de 75micras), con pintura epoxy fenólico blanco como intermedia (1 capa de 125micras) y un acabado de poliuretano blanco (1 capa de 75micras), para un espesor total de 275micras. Este sistema, según la norma UNE-EN ISO 12944-5-2007, es aplicable en ambientes de agresividad corrosiva C5I y C5M para durabilidad baja (2-5 años) y durabilidad media (5-15 años). Para durabilidad alta (más de 15 años), este sistema es aplicable solo para corrosividad C5I, no para C5M. Teniendo en cuenta que en este ambiente la combinación de los efectos de la C5I y C5M puede superar los niveles de agresividad atmosférica normados, y que para el área costera en esta zona húmeda y cálida, la agresividad puede superar la máxima de  $1500\text{g/m}^2$ , el sistema de pintura debe reponerse en un tiempo menor de 15 años. Preferiblemente entre 5-10 años. También hay que señalar que para que se cumpla la efectividad en la protección del recubrimiento, es necesario resolver los problemas de diseño anticorrosivo que potencian los efectos de la corrosión donde se presentan y dañan el recubrimiento, dejando al descubierto y sin protección al metal.

### 3.3 Problemas de diseño Anticorrosivo.

Los problemas de diseño anticorrosivo, según señala la norma UNE-EN ISO 12944-3-2007, deben ser resueltos para evitar que se dañe el recubrimiento de pintura anticorrosiva. Cuando no se les da solución, el sistema se daña donde ellos están presentes y afectan su durabilidad, pero sobre todo, el material metálico sufre daños por corrosión, pues estos problemas crean las condiciones propicias para que ocurra este fenómeno.

De los problemas de diseño que estipula la norma, los existentes en el exterior del SHM son los siguientes:

- **Bordes:**

Son producidos por lo general desde el proceso mismo de fabricación o por las rebabas resultantes en los tornos y taladradoras.

Estas imperfecciones están presentes en las bases del separador (Figura 6 y 8 Anexo 9), ocasionando que las capas protectoras de pintura no se apliquen de modo uniforme y por ende se vea afectado el sistema y sea más susceptibles al deterioro, al no lograrse un espesor de película adecuado; además de comportarse como un objeto cortante.

Habitualmente, en los bordes tiene lugar una acumulación de tensiones debido a la ausencia de un tratamiento térmico en estas zonas, convirtiéndose en centros de disolución activa ya que estas tensiones acumuladas propician la presencia de contaminantes, la humedad y el polvo, desencadenando el ataque corrosivo del material.

- **Resquicios o intersticios:**

Se presenta en las uniones metal-metal de (conexiones separador-válvula-bridas) (Figura 5 Anexo 9); en las uniones soldadas del equipo (Figura 6-10 Anexo 9).

En ellos se acumula la humedad, los contaminantes, el polvo y otras materias, desarrollándose procesos de corrosión localizada por la formación de celdas de aireación diferencial o de concentración, donde se crea una zona anódica y ocurre la oxidación del metal y una zona catódica donde ocurre la reducción

del agente oxidante. La vía de transportación electrónica es la humedad que actúa como electrolito.

- **Conexiones con pernos:**

Están presentes en las uniones entre bridas (Figura 5, 8, 9 Anexo 9). Esto trae como consecuencia la formación de resquicios y la presencia de la corrosión electroquímica a través de disímiles mecanismos ejemplo de ello es la corrosión intersticial localizada, se observa también la celda galvánica por par metálico al ponerse en contacto el acero con tratamiento térmico de los pernos, con el acero de las bridas, a pesar de estar constituidos por el mismo material, al realizarse el tratamiento térmico, varían su estructura y propiedades y por ende su potencial, el primero es más activo y se oxida y el segundo es menos activo y se reduce.

Los pernos son lugares muy susceptibles a la acumulación de tensiones por ser elementos tensionados y es por ello que en los mismos surge la corrosión bajo tensión la cual contiene efectos mecánicos que posibilitan que se incremente el tipo de corrosión que tenga lugar inicialmente. Además estas uniones originan resquicios entre la superficie del perno y la superficie de la estructura, propiciando la corrosión en resquicios.

- **Zona de acumulación de depósitos y humedad:**

Todos los diseños de piezas metálicas expuestas al medio ambiente tienen que estar carentes de configuraciones superficiales en las que el agua pueda quedar retenida ya que conjuntamente con la presencia de otros agentes corrosivos (polvo, residuos abrasivos, aerosol marino, etc) se incrementa el potencial corrosivo de estos agentes.

Debajo de los depósitos de polvo y materia se crean ánodos y el metal se oxida y en los alrededores de este se crean varias zonas catódicas. Cuanto mayor sea la zona catódica respecto a la anódica, más intenso será el ataque corrosivo y por ende más perjudicial.

Estas son zonas de depresión en la estructura que permiten el desarrollo de la corrosión atmosférica mojada y húmeda, por celda de aireación diferencial y

localizada.

En el separador horizontal de medición estas zonas se encuentran ubicadas en la parte inferior del mismo, específicamente en las bases (Figura 6, 8 Anexo 9) y en ciertos lugares en la parte superior (Figura 5 Anexo 9).

- **Imperfecciones en la superficie de las soldaduras:**

Las imperfecciones en la soldadura se evidencian generalmente en las uniones del cuerpo del equipo con la base (Figura 7 Anexo 9), en las uniones de la parte cilíndrica con la parte semiesférica del recipiente (Figura 9 Anexo 9), uniones de tuberías (Figura 10 Anexo 9) y uniones de planchas en la base del separador (Figura 8 Anexo 9). Esto trae consigo que se originen resquicios y se acumulen humedad, contaminantes y polvo, desarrollándose el proceso corrosivo.

Estas uniones soldadas de piezas metálicas, tienen que estar libres de imperfecciones (aspereza, fracturas, orificios, cráteres, proyecciones), que son difíciles de cubrir eficientemente con un sistema protector de pintura. En estos casos se presenta una corrosión localizada, ya que en esas zonas es por donde primero fallan los recubrimientos de pintura por una deficiente preparación superficial, al no estar pareja la superficie.

- **Componente hueco:**

Son partes de la estructura que están huecas en su interior que si no son conservadas sufren deterioro por corrosión electroquímica atmosférica en cualquiera de sus manifestaciones. En el interior de estas penetra el aire húmedo cargado de contaminantes y como la superficie está sin proteger, se corroe el metal de adentro hacia afuera. En el separador horizontal de medición se evidencian en la base del mismo (Figura 8 Anexo 9).

- **Prevención de la corrosión galvánica (par metálico):**

En varias zonas de la superficie exterior del separador horizontal de medición se pone de manifiesto la corrosión galvánica por par metálico, por contacto o cortocircuito como también se conoce. Esta se evidencia en las uniones con pernos que existen en varias áreas del recipiente (Figura 7 y 11 Anexo 13). En ella el metal más activo se va a oxidar (en algunos casos los pernos se oxidan y en

otros las estructuras, en dependencia de las características de las aleaciones) y el menos activo se reduce.

### 3.4 Análisis de los tipos de corrosión presentes en el exterior del SHM.

En la parte exterior del SHM se pone de manifiesto en primer lugar la **corrosión electroquímica** que está presente en todas las zonas exteriores del equipo donde se presenta la corrosión (Figura 5-10 Anexo 9), ya que las condiciones de presencia de humedad (electrolito) y contaminantes, en este caso cloruros, sulfatos, SO<sub>2</sub>, H<sub>2</sub>S y oxígeno entre los fundamentales, crean las condiciones propicias para que ocurra este tipo de corrosión. La misma puede clasificarse como **corrosión atmosférica** (Figura 5-10 Anexo 9) porque el SHM está expuesto a la atmósfera, bajo la influencia de parámetros como la humedad, la temperatura, el tiempo de humectación, el viento, las precipitaciones, el polvo y los contaminantes, fundamentalmente el aerosol marino, de donde provienen los cloruros y considerables concentraciones de sulfatos, aunque ya fue mencionado que existen otras fuentes de contaminación como los pozos de petróleo y los automóviles (SO<sub>2</sub> antropogénico). Esta corrosión atmosférica es fundamentalmente **húmeda** (Figura 5, 6, 8 Anexo 9), porque en casi toda la superficie y la mayor parte del tiempo, la película de humedad es invisible. Es la que más afecta porque ocurre la mayor parte del tiempo, a diferencia de la **mojada** (Figura 5-10 Anexo 9) que necesita de la condensación de la humedad y esto es más probable en horas de la madrugada, en días lluviosos, bajo niebla o en zonas de acumulación de depósitos y humedad donde queda agua retenida.

En dependencia del tipo de problema de diseño anticorrosivo tienen lugar otros mecanismos de **corrosión como la intersticial o en resquicios u orificios**, presente en muchas áreas del SHM (Figura 5-10 Anexo 9), donde se forma este problema como uniones metal-metal y metal-hormigón, aunque también hay otros problemas de diseño anticorrosivo que dan lugar a la formación de resquicios como las soldaduras irregulares, los bordes y los pernos. En algunos casos el intersticio, orificio o resquicio, como es nombrado en la norma UNE-EN ISO 12944-3, es muy pequeño, pero basta para que en él se acumulen microscópicas partículas de humedad, contaminantes y materias que dan lugar a este tipo de corrosión. De la misma forma, en estos resquicios donde se depositan estas

microscópicas partículas o en otras donde ocurren depósitos mayores de contaminantes, humedad y materias, tiene lugar la **corrosión galvánica por celdas de aireación diferencial** (Figura 5 Anexo 9), que es evidente cuando se observa la aparición de un punto de color pardo rojizo sobre la superficie. En la mayoría de los casos de **corrosión localizada**, como las que se presentan en el SHM, el fenómeno comienza por la formación de una celda. O sea, es una corrosión que se desarrolla en un punto o varios puntos de la superficie y se va propagando, pero el ataque es más intenso en unos puntos que en otros y ocurre la formación de **cráteres o picaduras**, que en la parte exterior del SHM fotografiado no se observan, pero se conoce que el anterior fue retirado por picadura a los trece años de vida útil y aunque se analiza que esta se deba fundamentalmente a la corrosión interior, no se descarta que una parte se deba a la corrosión exterior. No obstante, la zona donde apareció la picadura estaba protegida con recubrimiento de pintura anticorrosiva por el exterior y sin protección en el interior.

En las conexiones con pernos está presente la corrosión galvánica por par metálico (Figura 7 y 10 Anexo), donde la brida se reduce y el perno se oxida por presentar tratamiento térmico y cambiar sus propiedades. En las imágenes se observa que están pintados, pero en el resquicio que se forma donde se acoplan, no se cumplieron las especificaciones para el aislamiento de estos materiales y entonces ocurre el **par metálico**.

La **corrosión interfacial** ocurre donde se destruyó el recubrimiento (Figura 5 Anexo 9) por mala preparación superficial, o no se aplicó nuevamente cuando correspondía. En cualquiera de los casos la superficie quedó expuesta al ataque corrosivo. Aunque en las imágenes se observa este problema en solo un área, en los lugares donde se presentan los problemas de diseño anticorrosivo como los bordes y las soldaduras irregulares, por no lograrse el espesor de película adecuado el recubrimiento se destruye, porque los contaminantes penetran en estas zonas y tiene lugar la corrosión en la interface acero-pintura. Por esta razón, no se cumple la durabilidad del sistema de pintura seleccionado, a pesar de realizar la limpieza recomendada de la superficie al inicio de la aplicación del mismo. En los trabajos de mantenimiento posteriores, no siempre se logra la

limpieza adecuada de la superficie y quedan zonas vulnerables para la ocurrencia de este tipo de corrosión, porque la superficie queda contaminada debajo de la pintura.

### 3.4.1 Análisis de la influencia de los factores en la corrosión exterior.

El hecho de estar ubicada la instalación en una zona costera, con altas concentraciones de cloruro y sulfato, producto del aerosol marino, frente a la alta humedad predominante, es lo que se necesita para que ocurra el ataque corrosivo sobre la superficie metálica. Estas condiciones están presentes todo el año, con incrementos elevados de los contaminantes en la atmósfera en períodos de invierno, por la influencia del carácter estacional del aerosol marino.

Según la norma UNE EN ISO 12944: 5, 2007 la agresividad corrosiva de la atmósfera en la zona donde se ubica el SHM es muy alta, a pesar de estar aproximadamente a 730m de la costa por lo que debería ser extrema según el Mapa de Agresividad Corrosiva de la Atmósfera de Cuba (Figura 3.1).



**Fig. 3.1 Mapa de Agresividad Corrosiva de la Atmósfera de Cuba, 2009.**

Según (López, 2007), existen dos períodos del año, uno de octubre a marzo que coincide con el período de los frentes fríos y de seca, donde penetra con mayor frecuencia y cantidad el aerosol marino, (no recomendable para las

labores de mantenimiento de protección anticorrosiva y conservación); el otro de abril a septiembre, que coincide con el período de lluvia, donde hay menos influencia del aerosol marino y las superficies metálicas son frecuentemente lavadas y descontaminadas por la lluvia, atenuando el efecto de los contaminantes sobre la superficie (este período es el más recomendado para estas labores); pero incrementan la humedad del ambiente ayudando así a la ocurrencia del proceso corrosivo. Plantea, además, que la lluvia aumenta la humedad del aire y cuando no se proyecta directamente sobre la superficie metálica, su efecto fundamental puede estar dado por el aumento de las horas de humectación. Por tanto, un aumento de las precipitaciones en la región, debe aumentar la velocidad de corrosión.

La explotación de los pozos y el tránsito de vehículos por la carretera, que utilizan motores de combustión, suman otros contaminantes como el  $H_2S$  y el  $SO_2$  antropogénico que intensifican la agresividad atmosférica a rangos mucho más elevados por combinación de atmósferas. En este caso, es marina con influencia industrial, coincidiendo con el criterio de (Feliú, 1984).

Todos los contaminantes mencionados son transportados por el viento, considerado el principal encargado de este efecto en Cuba (Echeverría, 1991) y por tanto, así ocurre en el área donde está ubicado el SHM. En ausencia de lluvia, si es alta la velocidad del viento, produce un efecto de secado sobre la superficie y por ende un decrecimiento en la velocidad de corrosión; en cambio, en presencia de lluvia, refleja una marcada influencia positiva, ya queda lugar al lavado de la superficie del metal, removiendo los contaminantes que aceleran el proceso corrosivo y por tanto, también disminuye la velocidad de corrosión. (Gómez, 2000)

Por otra parte, el aumento de la temperatura, cuando la humedad es alta, acelera la corrosión de los metales (Álvarez, 2003; Cao et al., 2005) ya que aumenta la velocidad de las reacciones electroquímicas, pero conduce también a la disminución de la película de electrolito y de la duración de su permanencia en la superficie del metal ocurriendo como consecuencia la disminución de la solubilidad del oxígeno y de los gases activos del agua.

En Cuba, el efecto fundamental de la temperatura se manifiesta en la temperatura de la superficie metálica, la que puede alcanzar niveles considerables (superiores

a 70<sup>0</sup>C), bajo la acción de la radiación solar, donde se elimina toda humedad, disminuye la velocidad de corrosión o se detiene el proceso. (Morcillo et al., 1998)

La temperatura influye negativamente en la velocidad de corrosión y en la velocidad de deposición de los contaminantes. El aumento de esta, provoca el secado de la superficie, ocasionando menor deposición de los contaminantes que al ser muy solubles en agua, se depositan en mayor concentración sobre la superficie húmeda. Además, se detiene la corrosión en ausencia de la sustancia electrolítica. (López, 2007)

Las horas de humectación, según (López, 2007), siempre van a influir positivamente en la velocidad de corrosión, mientras más horas permanezca húmeda la superficie metálica, mayor es el tiempo estimado de corrosión. No obstante, el nivel de corrosión que se alcance en esas horas depende del espesor de la capa húmeda, de la concentración de contaminantes, sus interacciones, la temperatura, entre otros.

La humedad relativa se considera un factor fundamental en la corrosión atmosférica húmeda. Se presenta en la mayoría de las horas del día y períodos del año (Domínguez et al., 1987) en delgadas películas de humedad que aunque no son visibles, permiten la afectación de la superficie. Se forman por condensación capilar, higroscopicidad, adsorción, etc., lo cual tiene lugar para humedades relativas inferiores al 100% y superiores al 50%.

Otro factor no menos importante es el polvo. Su característica de ser higroscópico, lo convierte en un vehículo de la humedad y los contaminantes, además de crear depósitos donde surgen pilas galvánicas. Su presencia sobre las superficies metálicas, contribuye al desarrollo y aumento de la corrosión y al daño de los recubrimientos protectores.

Unidos a estos factores, los problemas de diseño anticorrosivo (resquicios o intersticios, conexiones con pernos, zonas de acumulación de depósitos, bordes, soldadura irregular, componente hueco) (Anexo 9 Figura 5-10), presentes en el SHM, favorecen la ocurrencia de los diversos mecanismos de corrosión e intensifican la influencia de los factores atmosféricos y climáticos.

El efecto de los factores antes mencionados, puede ser minimizado con el cumplimiento de las normas para la protección anticorrosiva, la conservación y el mantenimiento, de acuerdo con el método de protección anticorrosiva seleccionado. Sin embargo, frecuentemente se incumplen estas y el material sufre pérdidas, como en el caso del SHM.

### **3.5 Análisis de los tipos de corrosión presentes en el interior del SHM.**

La corrosión en el interior del SHM se considera que es producto de la acumulación de agua acompañante del petróleo, en la parte inferior del mismo. Esta presenta un alto contenido de agentes contaminantes, entre los que sobresalen los cloruros y sulfatos, por su alta concentración, causantes del alto grado de salinidad en el agua, correspondiendo en sus niveles a lo que reporta la bibliografía para agua de mar (Tomashov, 1979 citado por Echeverría, 2015), (Tabla 10 Anexo 12).

También hay presencia de sulfuros que provocan corrosión interior en la salida de los gases (Figura 17 Anexo14) por la parte superior y pudieran dar lugar a la formación de ácido que ataca al metal, aunque no existen mediciones que lo demuestren. No obstante, (Montero, 2013) destaca que la agresividad del aguade capa o acompañante del petróleo, se incrementa de forma acentuada en presencia del gas sulfuro de hidrógeno ( $H_2S_{(g)}$ ), ya que la disolución de este gas genera ácido sulfhídrico. Es importante destacar que este contaminante genera un ataque más intenso y una penetración mayor en la chapa de acero que la que provoca el cloruro, pero no hay datos hasta el momento que permitan atribuir la responsabilidad del deterioro en el interior del separador a un contaminante en particular. Más bien se considera que todos están ejerciendo influencia en el ataque al metal. También hay que considerar el efecto de los microorganismos que se desarrollan por las características del crudo (Tabla 6 Anexo 8) y las condiciones dentro de dicho recipiente. Estos son causantes de corrosión microbiológica, producto de las sustancias segregadas por el metabolismo de los microorganismos.

Existen algunos de ellos que a través de su metabolismo generan compuestos de naturaleza orgánica que resultan altamente agresivos. Algunos microorganismos como hongos actúan sobre determinados tipos de bacterias como son las

pseudomonas en tanques de aluminio o acero al carbono que contienen combustibles, ocasionando este tipo de corrosión en el fondo de los depósitos debido a la presencia de agua, aunque sea en cantidades mínimas; por tal razón el agua es la responsable tanto del mecanismo electroquímico de la corrosión como de la posible actividad de estos microorganismos. (Otero, 1997)

Un SHM fue retirado en año 2013 (trece años de servicio) por presentar **corrosión picadura** y otro similar fue retirado a los quince años de vida útil, por alcanzar el espesor mínimo recomendado para la chapa en este tipo de equipo y presentar este mismo mecanismo (Figura 15 Anexo 14). Otros dos equipos similares, utilizados en otras funciones dentro del proceso (Separadores Horizontales de Reserva (SHR)), también han presentado disminuciones considerables de espesor por **corrosión perforante (picadura)**, que es evidente por la disminución del espesor hasta la mitad del espesor inicial en puntos localizados de la chapa, que no han sido sustituidos porque tienen un espesor de chapa mucho mayor y no han alcanzado el espesor mínimo de 5mm.

El valor de velocidades típicas de corrosión picadura en agua de mar en reposo sobre diferentes metales según lo planteado por González (1984) (Tabla 11 Anexo 13) para aceros bajos en carbono estructural es de 380 – 760 $\mu$ m/año. El resultado para el equipo analizado corresponde con el intervalo de velocidad de penetración que es de 700 $\mu$ m/año. Por ello, podemos plantear que el agua de capa acompañante del petróleo, tiene una influencia significativa en el deterioro por corrosión de la superficie metálica en el interior del SHM y otros equipos similares donde está presente. Mientras mayor es el tiempo de permanencia del equipo con esta agua, más prolongado e intenso puede ser el ataque.

Por lo observado en el interior del SHM, en el mismo existe **corrosión por celdas de aireación diferencial** (Figura 13 Anexo14). Esta debe haber surgido desde el inicio de la corrosión dentro del equipo, debido a la acumulación de materias, agua y sales en el fondo. En las zonas localizadas donde esta se desarrolla, va formando cráteres en los que el ataque se hace más intenso que en sus alrededores y este es el inicio de la picadura.

### 3.5.1 Análisis de la influencia de los factores en la corrosión interior.

De los cuatro equipos que presenta el Centro Colector 7, el separador horizontal de medición es el primero en recibir el crudo que llega directo del yacimiento petrolífero, flujo compuesto por petróleo + gas + agua con un valor aproximado de 16% de este último compuesto; es por esta razón que se considera que dicho recipiente es el más afectado por la presencia de todos los agentes contaminantes presentes en este fluido. Es importante señalar que además de los cloruros presentes en el agua acompañante del petróleo durante el proceso de perforación-extracción se realiza el bombeo al pozo de ácido clorhídrico a un 15% de concentración, debido a que los yacimientos se encuentran en suelos cuyas formaciones son carbonatadas o mezclas de este tipo, con formaciones arenosas las cuales presentan poros muy finos donde se encuentra ocluido el petróleo. Estas formaciones son solubles en ácidos por lo que se hace imprescindible aumentar su permeabilidad y estimulación con la adición de este ácido.

La presencia de agua y sedimentos en el crudo se debe, en primer lugar a la propia localización del crudo, en yacimientos en los que el crudo impregna determinadas estructuras sedimentarias y mezclado con aguas salinas. Además puede producirse un aporte adicional como consecuencia de toda la manipulación del crudo en el proceso de extracción y la manipulación, carga y transporte del mismo.

Además es el separador en que el petróleo permanece por más tiempo, por lo general 24 horas, a no ser, que los resultados de medición obtenidos presenten alguna irregularidad y el pozo sea medido entonces por 24 horas más y aumente el tiempo de permanencia del crudo en el equipo.

A pesar de tener el SHM la boquilla de salida del crudo en su parte inferior, según se evidencia en la Figura 9 Anexo 9, existe la certeza que sin dudas existe acumulación (Figuras 16 y 18 Anexo 14). La corrosión se produce de forma predominante en la sección inferior del recipiente, en una zona menor de 600mm.

Esta zona, como todo el interior del SHM, está sin protección anticorrosiva, frente a sustancias que son agresivas para el acero al carbono estructural, del cual está conformado el equipo. Las elevadas concentraciones de los agentes agresivos, influye en la intensidad del ataque corrosivo. Es válido señalar que el medio

interior, es más agresivo que el exterior en este equipo y similares. Este factor en conjunto con la temperatura de 60<sup>0</sup>C, que cataliza las reacciones dentro del equipo, garantiza un deterioro mayor desde el interior. Súmese a ello, el posible efecto de los microorganismos, que es necesario estudiar para hacer planteamientos al respecto.

Por no realizar el drenaje del agua acompañante (agua de capa), establecido en la Resolución Cubana # 44 del 2014 y su limpieza interior cada cinco años según la norma API 510 (2006) y el Código ASME Sección VIII (2000), se propicia que se desarrollen mecanismos de corrosión electroquímica muy intensos, donde el agua actúa como electrolito y los contaminantes son los agentes oxidantes que se reducen, mientras ocurre la oxidación del acero.

Aunque existen problemas de accesibilidad que dificultan la limpieza del tanque cada cinco años, según la norma API 510 (2006) y el Código ASME Sección VIII (2000), es absolutamente necesario realizar la misma, para conjuntamente con el drenaje de agua de capa, reducir el ataque corrosivo de los contaminantes.

### **3.6 Análisis de las medidas propuestas para la solución de los problemas de diseño anticorrosivo y corrosión en el SHM.**

En las condiciones actuales del SHM, las primeras medidas a implementar deben estar encaminadas al cumplimiento de las normas establecidas para la operación de este tipo de equipo a presión. Por tanto, hay que realizar el drenaje periódico, como establece la Resolución Cubana # 44 del 2014, del agua acompañante por la parte inferior del separador evitando la acumulación y disminuyendo la sedimentación. Con solo esta medida, se debe lograr una reducción considerable del ataque de los contaminantes en el fondo del equipo, ya que al limitar la presencia del electrolito, se reduce el intercambio electrónico entre las especies. Por otra parte, disminuye la concentración de los contaminantes, lo que hace menos intenso el ataque corrosivo. También, la sedimentación de materias disminuye, pues una mayor parte de ella debe ser arrastrada por el agua en el drenaje.

Pero no es suficiente esta medida, porque el material desprotegido sigue siendo propenso al ataque corrosivo. El uso de recubrimiento interior, actuará como

barrera sobre la superficie interna del recipiente, aislando el metal del medio agresivo. La firma Devox by General Paint S.A. de C.V., mexicana, suministradora de productos para estos fines, sugiere emplear 3 capas de epoxy fenólico Devoxy 87 de 125 $\mu$  (micras) de espesor de película seca, haciendo un total de 375micras, (ver ficha técnica en Anexo 8). Usado ampliamente como recubrimiento para la protección del interior de tanques de almacenamiento que contengan productos químicos muy corrosivos o para mantener la pureza de un producto. Recubrimiento económico para revestimiento interno de tanques de acero y concreto. Gran aplicación como revestimiento interno para tanques que contengan petróleo crudo o sus derivados. Se usa profusamente sobre acero estructural, de equipo y concreto que esté sujeto a las más severas exposiciones químicas en plantas de proceso químico, plantas petroquímicas, plantas refinadoras de petróleo, fábricas de cerveza, industria siderúrgica, generación de energía, plantas de pulpa y papel e instalaciones marinas.

Estudiar la posibilidad de inclinar el SHM como modificación al diseño para lograr un mejor drenaje del agua acompañante del crudo y evitar así la formación de mecanismos y microorganismos que pueden desarrollarse en este medio; comprobando primeramente si realizando el drenaje periódico en las condiciones actuales se minimiza o disminuye la afectación.

Analizar si es preciso incorporarle otra(s) boquilla(s) al recipiente para lograr el mejor drenaje del agua acompañante y las materias que sedimentan hacia el fondo. No obstante, primeramente hay que realizar el drenaje periódico, midiendo los espesores periódicamente también, para ver el comportamiento de la corrosión y determinar si es suficiente con esta medida. Se considera esto, ya que el SHM, se destruyó en una zona específica del fondo y es necesario comprobar si hay acumulación significativa, debido al diseño del equipo u otras razones, que propician el surgimiento de zonas más vulnerables al ataque corrosivo dentro del equipo.

Elaborar e implementar el Sistema de Protección Anticorrosiva y Conservación (SIPAYC), y no solo aplicar recubrimiento anticorrosivo en la parte exterior del separador horizontal de medición, es necesario para eliminar las zonas vulnerables donde se daña el recubrimiento, que es adecuado para las

condiciones de exposición y operación del equipo, pero no cumple con la durabilidad y la protección adecuada debido a los problemas causados por el diseño anticorrosivo y los mecanismos de corrosión que estos desencadenan.

### **3.7 Protección anticorrosiva para el SHM en el interior.**

Cualquier recubrimiento sobre superficies metálicas, será más efectivo y duradero, cuando se logre la limpieza adecuada de su superficie. Devox by General Paint S.A. de C.V., sugiere limpiar con chorro abrasivo a metal blanco de acuerdo a la especificación SSPC-SP-5 o SIS-Sa-3, hasta obtener un perfil de anclaje de 63 micras. La escoria de soldadura deberá ser removida y las soldaduras y filos deberán redondearse. Eliminar cualquier residuo de aceite, grasa o polvo de la superficie, usando trapos limpios y mojados con limpiador DEVOCLEAN # 2, de acuerdo a la especificación SSPC-SP-1. Aplique los cordones de soldadura inicialmente con el DEVOXY 87 con brocha o aspersion. Luego podrán aplicarse 3 capas de epoxy fenólico Devoxy 87 de 125 $\mu$  (micras) de espesor de película seca, haciendo un total de 375micras.

### **3.8 Sistema de Protección Anticorrosiva y Conservación (SIPAYC) para el exterior del SHM.**

Para aplicar el SIPAYC en el SHM, los bordes presentes en la base del equipo serán rebajados o biselados utilizando las herramientas necesarias y recomendadas, cumpliendo con las normas de seguridad para este tipo de trabajo en la instalación, del mismo modo serán emparejadas las soldaduras en las bases, las tuberías y el cuerpo del separador; se abrirán orificios de acceso en el componente hueco que está en la base; no se sugieren orificios de drenaje pues se prefiere por ser más apropiado, crear superficies inclinadas en las zonas de acumulación de depósitos y humedad que se observaron en el equipo. Los pernos se retiran para prepararlos adecuadamente y poder limpiar y pintar la superficie a la cual serán acoplados, antes de hacerlo.

La superficie debe ser preparada adecuadamente, logrando un grado de limpieza de Sa 2½., que es el que sugiere la norma para el sistema de pintura seleccionado. Para ello se debe poner especial cuidado en las normas de seguridad. Se puede emplear cepillo de cerdas vegetales para lograr el grado de limpieza St 2 y posteriormente, se aplica la disolución de fosfatado DISTIN

504 de acción rápida, que logrará el grado de limpieza Sa 2½., con la ventaja de que crea una capa protectora de óxidos metálicos sobre la superficie que sirve de barrera temporal y protege al metal, por lo que no hay que pintarlo inmediatamente. Es aconsejable esperar 24 horas. Esta capa protectora sobre la superficie, también mejora el anclaje del posterior recubrimiento de pintura anticorrosiva. Este procedimiento de limpieza, también permite limpiar la superficie de forma parcial cuando se daña el recubrimiento y lograr el mismo grado de limpieza antes de reparar el recubrimiento.

Una vez hecha la limpieza se aplica el sistema de pintura, siguiendo lo normado por la UNE-EN ISO 12944-5:2007, que es la norma adoptada por la empresa para estos trabajos.

Ya en la etapa final, después de pintar, se atomiza grasa DISTIN 314L hacia el interior del resquicio si este tiene cierta profundidad, luego se sellan estos usando mástique asfáltico semisólido DISTIN 403 y se pinta; se atomiza grasa líquida DISTIN 314L en componentes huecos y se sellan los orificios de acceso usando mástique asfáltico semisólido y luego se pinta; se crean superficies inclinadas en zonas de acumulación de depósitos y humedad usando mástique asfáltico semisólido y luego se pinta; limpiar los pernos con métodos manual mecanizados y disolución de fosfatado DISTIN 504, pintarlos con el mismo sistema de pintura seleccionado para el cuerpo del separador y colocar los pernos, aplicando grasa semisólida DISTIN 314 en aquellos que deben ser retirados periódicamente o aplicando mástique semisólido en aquellos que no van a ser retirados en largo tiempo y estos últimos se pintan nuevamente después de ajustados.

Por último se aplica cera abrillantadora e impermeabilizante DISTIN 603 sobre la superficie pintada, para proteger el recubrimiento.

Los productos que se aplican en el SIPAYC propuesto son los siguientes:

El **mástique asfáltico DISTIN 403** está especialmente preparado para usarlo en las uniones metal – metal, metal – mortero y metal – hormigón, donde resiste vibraciones sin partir, evitando la penetración de los contaminantes. Sella orificios y protege superficies sometidas a la acción del agua y la humedad. Ofrece una

capa protectora a la superficie, resistente a altas temperaturas, deformaciones por golpes de agua, piedras y a la acción agresiva de la atmósfera. Su espesor estará en dependencia de la aplicación específica que se requiera.

Por sus propiedades probadas durante muchos años en condiciones de alta, muy alta y extrema agresividad corrosiva, las grasas de conservación de consistencias semisólidas y líquidas, **DISTIN 314** y **DISTIN 314 L** han ofrecido excelentes resultados.

Dentro de las principales propiedades de estas grasas son su alta resistencia al agua, medios salinos y ácidos, la no afectación a los recubrimientos de pintura y la formación de una capa protectora que se endurece con el tiempo por curado y no se cuartea ni chorrea, resistiendo temperaturas superiores a 80°C sobre la superficie metálica (Echeverría, C.A. et al. 2008).

La grasa líquida de conservación **DISTIN 314 L** está especialmente preparada para la protección por proyección de componentes huecos, áreas cerradas, intersticios y otras partes de las estructuras metálicas y equipos en general. Por su composición líquida penetra a fondo, protege las superficies oxidadas y los recubrimientos de pintura. Proporciona una barrera al agua y otros agentes, con resistencia a la corrosión en las condiciones climáticas de Cuba de gran agresividad. La capa que se forma por evaporación del solvente, no se emulsiona, ni chorrea a temperatura ambiente.

Por lo antes analizado, las grasas encuentran aplicación dentro de los sistemas de protección anticorrosiva y de conservación de los SHM.

La cera abrillantadora e impermeabilizante **DISTIN 603 L** es una cera líquida especialmente preparada para la protección de superficies metálicas pintadas, en las cuales penetra a fondo, impermeabiliza los poros, impidiendo la penetración del agua y el oxígeno, que junto con los contaminantes atmosféricos son los causante del deterioro de las pinturas. Por su composición líquida penetra a fondo en orificios, sella e impide la penetración de contaminantes. Proporciona a los recubrimientos de pintura una mayor resistencia a la radiación ultravioleta. Puede ser aplicada sobre madera, hormigón, mortero, no teniendo reacciones adversas.

La disolución de fosfatado decapante **DISTIN 504** para la preparación rápida de superficies metálicas. Proporciona una limpieza a fondo de la superficie, penetra en los intersticios, convierte el óxido, sella y forma una capa protectora y resistente a deformaciones y a la acción agresiva de la atmósfera. Produce un efecto inmediato al tratar superficies oxidadas, previo a la aplicación de recubrimientos. Puede ser aplicada sobre recubrimientos de pintura que muestren partes oxidadas, convierte el óxido en sales protectoras y elimina la mancha en la pintura. Forma una capa protectora con sales insolubles, se recomienda aplicar recubrimiento después de las 72 horas.

### **3.9 Valoración económica.**

De acuerdo a los valores de gastos para la protección propuesta del interior del SHM, que representa un **gasto total de 7 829.33CUC** y el costo del SIPAYC para el exterior del mismo equipo, que sería de **1 818.43CUC**, incluyendo pintura, mano de obra y productos **DISTIN**; esto equivale a un costo total de la protección anticorrosiva propuesta, considerando interior y exterior, en el SHM de **9 647.76CUC**.

Si la reposición de la protección se hiciera cada cinco años, durante el tiempo de vida útil del equipo, se incurriría en gastos del orden de **38 591.04CUC**; en cambio, si se esto se hace cada diez años se gastarían **19 295.52CUC**.

Si se analiza que las pérdidas por no realizar esta conservación ascendieron a **319 926.65CUC** en solo trece años, se puede deducir que con el 12% del valor de las pérdidas ocasionadas por la corrosión, se podría aplicar la protección anticorrosiva interior y exterior, cada cinco años, ahorrando por este concepto, **281 335.61CUC**. Si se seleccionara la alternativa de aplicar la protección anticorrosiva cada diez años, esto se lograría con el 6% del valor de las pérdidas, ahorrando entonces **300 631.13CUC**.

Como es evidente, por el monto de estos valores, con mucho menos de lo que se pierde por los daños que ocasiona la corrosión en el SHM, se puede lograr la protección anticorrosiva y la conservación interior y exterior, ahorrando sumas sustanciales que pueden ser aprovechadas con otros fines.

### 3.10 Afectaciones medioambientales.

De los componentes de los gases naturales, como son los provenientes del petróleo, el sulfuro de hidrógeno es el más indeseable, ya que es tóxico y corrosivo y al ser quemado, se obtienen productos de combustión que contienen óxido de azufre, que es corrosivo y perjudicial. El azufre puede presentarse como ácido sulfhídrico, que se encuentra disuelto en el crudo, también puede encontrarse formando parte de compuestos hidrocarbonados como mercaptanos, sulfuros, tiofenos benzotiofenos y polisustituídos.

Estos compuestos de azufre contribuyen a la corrosión de las instalaciones productivas, que podrían tener efectos secundarios en el ambiente y también al incremento de la contaminación ambiental como resultado de la combustión de los derivados utilizados como combustibles.

El benceno, también presente en el petróleo, se sabe que causa leucemia en humanos. Se sabe que el compuesto reduce los leucocitos en la sangre humana, lo que deja a las personas expuestas a este compuesto, más susceptibles a infecciones .

La utilización de los combustibles produce la emisión a la atmósfera de una serie de productos considerados como contaminantes por la incidencia que sobre la salud humana, animal y el medioambiente pueden tener.

Por otra parte los compuestos del agua acompañante del petróleo pueden ocasionar graves afectaciones. El fenol es un compuesto orgánico altamente tóxico al cual se le atribuyen propiedades cancerígenas.

El sulfhídrico también es altamente tóxico, los cloruros salinizan el suelo y lo hacen infértil.

Es por ello que el agua residual no debe ser vertida indiscriminadamente, solo en los lugares previstos para estos fines, pues su efecto no es a corto sino a largo plazo.

Un problema peligroso es el que presentan los nitratos que entran a formar parte del medio hídrico. Todavía no está totalmente aclarado el efecto que puede tener sobre la salud humana el consumo de agua con alto contenido de nitratos. El principal efecto patógeno que podría atribuirse a los nitratos es la metahemoglobinemia, originada por la reacción de los nitritos con la hemoglobina

de la sangre, con formación de hierro ferroso y generación de metahemoglobina. Esta enfermedad se caracteriza por una dificultad respiratoria que en ocasiones acaba en asfixia.

Para su mantenimiento estos recipientes a presión pueden ser trasladados a otra área de la empresa como es la piscina de residuales de la Batería Central, lugar capacitado para su limpieza interior y vertimiento de los residuos pertinentes. Estos desechos son trasladados y posteriormente botados en la Cantera de Birama, donde se realizan tratamientos con rocoso y bacterias. Todos estos tratamientos se realizan siguiendo orientaciones y exigencias estipuladas por parte del CITMA (Ministerio de Ciencia, Tecnología y Medio Ambiente de Cuba). El tiempo regulado para su regreso al Centro es de 24 horas.

Si el mantenimiento es realizado en el propio Centro y por el exterior, el uso de los equipos y las operaciones como son el airless y el chorreado con abrasivo respectivamente, pueden ocasionar daños al medio ambiente al caer al suelo toda la suciedad presente en el equipo, pudiendo incorporar al suelo sustancias dañinas (grasas, productos mismos de la corrosión, entre otros) y no deseadas e incluso puede afectar a los propios trabajadores.

La realización del chorreado con abrasivo es un proceso que ocasiona el vertimiento de cierta cantidad de residuos hacia el suelo. Por las características del piso de la instalación, resulta un poco difícil la recogida total de estos desperdicios, ya que el mismo está recubierto con material de relleno y gravilla, esto hace que una parte se quede afectando al medio.

Si se hace necesario el traslado del equipo para el mantenimiento antes explicado o el cambio por razones de desgaste del mismo, a pesar de todos los cuidados que se tengan pueden caer hacia el suelo restos de petróleo crudo (Anexo 14 Figura 19) y agua de capa que por sus características (explicadas anteriormente) podría afectar al medio.

Otras de las afectaciones al medio ambiente están dadas por el número de compuestos volátiles orgánicos que presentan las pinturas utilizadas para el mantenimiento de los separadores. Actualmente presentan un valor aproximado de hasta 85%, aunque se siguen realizando las acciones necesarias para disminuir el porcentaje de estos compuestos en el aire. (Consultas personales)

Los efectos de la contaminación del petróleo pueden considerarse a corto y a largo plazo.

### **3.11 Conclusiones parciales del capítulo.**

1. Las condiciones de agresividad corrosiva, tanto en el interior como en el exterior del SHM, provocan una intensa corrosión en el acero al carbono estructural de este equipo.
2. Diversos son los factores que influyen en la intensidad de la corrosión, pero los altos niveles de contaminación y la presencia de humedad, tanto en el interior como en el exterior, son los principales a tener en cuenta por su papel en el proceso corrosivo.
3. La protección anticorrosiva y la conservación, son sumamente necesarias para disminuir el deterioro en este equipo.
4. Con mucho menos recursos financieros se puede lograr la protección anticorrosiva del SHM ahorrando 281 335.61CUC si se aplica por cinco años y 300 631.13CUC aplicándola cada diez años y así evitar pérdidas monetarias elevadas por concepto de corrosión.
5. Varios compuestos que acompañan al petróleo y al agua acompañante de este, son nocivos al medio ambiente.

## Conclusiones

1. Con el estudio de los factores que influyen en el deterioro por corrosión del separador horizontal de medición del Centro Colector 7 se logró proponer medidas para su solución, con la aplicación de al menos una de ellas, validando la hipótesis planteada.
2. Se determinó que entre las causas que están ocasionando el proceso de corrosión interna severa en el separador horizontal de medición del Centro Colector 7 de la EPEP-Centro, está la deposición de agua acompañante con sustancias agresivas disueltas que atacan al metal en el fondo y también a la posible existencia de reservorios de microorganismos que también provocan corrosión.
6. Dentro de los mecanismos de corrosión que se ponen de manifiesto en el separador horizontal de medición del Centro Colector 7 de la EPEP-Centro, se destaca la corrosión electroquímica que afecta en el interior y en el exterior; aunque es válido señalar que en el interior, la corrosión microbiológica puede tener gran influencia; así como, la atmosférica la tiene en el exterior.
7. Desde el punto de vista económico, es muy ventajoso aplicar la protección anticorrosiva y la conservación en el equipo, con el 12% del valor de las pérdidas ocasionadas por la corrosión, se podría aplicar la protección anticorrosiva interior y exterior, cada cinco años, ahorrando, **281 335.61CUC**. Si la misma se aplicara cada diez años, esto se lograría con el 6% del valor de las pérdidas, ahorrando entonces **300 631.13CUC**.
8. Con este estudio se evita el derrame de sustancias nocivas al medio ambiente y de afectaciones a la ecología de forma general.

## **Recomendaciones**

1. Implementar las medidas propuestas para disminuir la corrosión en el interior del SHM.
2. Aplicar el SYPAY para solucionar los problemas de diseño anticorrosivo en el exterior del SHM y garantizar el sistema de pintura.
3. Analizar cuál es la alternativa más adecuada entre los tiempos de reposición del sistema de pintura propuesto para garantizar la mayor protección a menor costo.
4. Realizar un estudio profundo acerca de la presencia de microorganismos en el SHM.

## **Bibliografía**

1. Gil Fuentes, Linda. Corrosión en la industria del petróleo y el uso de tecnologías de recubrimientos como alternativa de protección. Departamento de Ingeniería Metalúrgica, Centro de Estudios de Corrosión de la Universidad Nacional Experimental Politécnica -UNEXPO, Vicerrectorado de Puerto Ordaz. 2011.
2. <http://www.buenastareas.com/ensayos/Corrosion-En-La-Industria-Petrolera/762236.html>, 2010.
3. Tomashov, M. D. Teory of corrosion and protection of metals. Edición Revolucionaria, La Habana, 1965.
4. Fernández Cuesta, Francisco Luis. Análisis del fenómeno de la corrosión en materiales de uso técnico: Metales. Procedimientos de protección. D.N.I.: 30.819.442-V Noviembre-2009.
5. Domínguez, Jorge A. *et al.* Introducción a la corrosión y protección de metales. Edición ENPES. MES. La Habana, 1987. 222-555 p.
6. Echeverría et al., 2000, Conferencia No 3.1 Generalidades de la corrosión. Metodología general para el análisis y solución de un problema de corrosión. Tema III. Fundamentos de la corrosión. Ingeniería de Materiales II. CEAT. Facultad de Ingenierías Química y Mecánica. UMCC. Matanzas.
7. Dr. C Echeverría, Carlos A. Lage. CONFERENCIA 3: Corrosión y Protección en Aguas. Tema III. Fundamentos de la corrosión. Ingeniería de Materiales II. CEAT. Facultad de Ingenierías. Universidad de Matanzas. Matanzas. 2015
8. NC 12 00 02:79 Sistema de Normas de Protección Contra la Corrosión. Términos y Definiciones.
9. Otero Huerta, Enríquez. Corrosión y degradación de metales. Editorial Síntesis, S.A. España. 1997.
10. Villanueva, Carlos. Especificaciones para el diseño y fabricación de recipientes a presión. Parte1. 2006. Disponible en: <http://www.estrucplan.com.ar/articulos/verarticul>.
11. Jones, D. A.: Principles and prevention of corrosion. Macmillan Publishing Company. Nueva York. 1992.
12. Vásquez, Romero, Eduardo, Luis. Elaboración de procedimientos para la inspección técnica, mantenimiento y reparación de tanques a presión para almacenamiento de G.L.P. 12-nov-2013. QUITO/EPN/2013. Disponible en: <http://bibdigital.epn.edu.ec/handle/15000/7039> .
13. Muthukumar, N. Chapter 21 -Petroleum Products Transporting Pipeline Corrosion—A Review. 2014, Pages 527-57. sciencedirect.com.
14. EPEP-Centro. Informe de Inspección de Equipos Estáticos. Grupo de Inspección y Diagnóstico. División Cárdenas. 2011.
15. Cruz Hernández, Isaías. Instituto Tecnológico de Ciudad Madero. Recipientes a presión. Diciembre 2014. Disponible en: [www.monografias.com](http://www.monografias.com).
16. API RP 571. Damage Mechanisms Affecting Fixed Equipment in the Refining Industry. American petroleum Institute. 2003.
17. API – RP 581: *Risk Based Inspection Technologic*. American Petroleum Institute, 2da Edition, September 2008.
18. "Corrosion Costs and Preventive Strategies in the United States". Supplement to Materials Performance, July 2002.

19. Kerman, M. B. and Harrop, D. BP International, SPE 29784, 1995.
20. Mc Millen, F.A. "Crude Unit Corrosion" Hydrocarbon Processing, Apr 1978, pp141 -142.
21. UNE-EN ISO 12 944 Parte 1-8. 2007. Pinturas y barnices. Protección de estructuras de acero frente a la corrosión mediante sistemas de pinturas protectores.
22. José Manuel Medina Huerta. "Predicción de la velocidad de corrosión interna de la sección de recolección de líquidos en tanques separadores horizontales". Tesis para obtener el grado de doctor en ciencias en metalurgia y materiales. Escuela Superior de Ingeniería Química e Industrias Extractivas. Septiembre 2011.
23. Niemeyer, E.R. "Check These Points When Designing Knockout Drums". Hydrocarbon Processing and Petroleum Refiner, June 1961, p. 155.
24. "Specifications for Oil and Gas Separators", API Specification 12J (SPEC 12J) Seventh Edition October 1, 1989, Reaffirmed. (2000)
25. Kennell, G.F., K.L. Heppner, R.W. Evitts. [A Critical Crevice Solution and iR Drop Crevice Corrosion Model](#). Corrosion Science 50: 1716. (2008)
26. Brown, Theodore L. Bursten, Bruce E. Burdge, Julia R. [Química: la ciencia central](#). Pearson Educación. ISBN 9702604680. Pág.801. 2010.
27. Shackelford, J.F. Introducción a la Ciencia de Materiales para Ingenieros. Pearson Alhambra. 84-205-4451-5. (2005).
28. Guerrero, Carlos. Corrosión en la industria petrolera. Monografías.com. 2012. Disponible en: <http://www.monografias.com/trabajos15/corrosion-petrolera/corrosion-petrolera.shtml#ixzz3Lun9nUzd>
29. [Dangersam](#). Corrosión en los equipos de producción de hidrocarburos. *Buenas Tareas. com*. Recuperado 11, 2013. Disponible en: <http://www.buenastareas.com/ensayos/Corrosi%C3%B3n-En-Las-Tuber%C3%ADas-De-Producci%C3%B3n/43143112.html>
30. Ing. Verrier Castro, José M. Ing. Rodríguez Alfonso Niurka. Recolección y Tratamiento de Petróleo y Gas. Base Material de Estudio. Centro politécnico del petróleo.2011.
31. VI Congreso del Partido Comunista de Cuba (2011): Lineamientos de la Política Económica y Social del Partido y la Revolución.
32. Latypov, O. R. "Utilización de inhibidores de corrosión para el control de la velocidad de corrosión en las tuberías". Ministerio de Educación y Ciencia de la Federación Rusa. Entidad Educativa Estatal Presupuestaria Federal de la Educación Profesional Superior "Universidad Técnica Estatal del Petróleo de Ufa". 2015.
33. Latypov, O.R. Bugay, D.E. Inhibidores de corrosión en la industria de petróleo y gas. Material didáctico - Ufa: Editorial de UGNTU, 2013 – 74 páginas. 2015.
34. ANDRADE da SILVA, J.R. 2003. Confiabilidad de los electro-electrónicos y medio ambiente. En: ANDRADE, J.R. (Ed.) Productos Electro - Electrónicos en Ambientes Tropicales. Sao Paulo: Campinas, p. 29-58.
35. López, I. 2007. Corrosión atmosférica y conservación en obras soterradas en Matanzas. Departamento de Ingeniería Química. Matanzas, Universidad de Matanzas. Tesis en opción al grado científico de Doctor en Ciencias Técnicas: 116.

36. VELEVA, L., DZIB, L., GONZÁLEZ, J., PÉREZ, T. 2007. Initial stages of indoor atmospheric corrosion of electronics contact metals in humid tropical climate: tin and níkel. *Revista de Metalurgia*, vol. 43, no.2, p.101-110.
37. VERA, R., DELGADO, D., ROSALES, B. M. 2006. Effect of atmospheric pollutants on the corrosion of high power electrical conductors: Part 1. Aluminium and AA6201 alloy. *Corrosion Science*, vol.48, no.2, p.2882–2900. Available online at [www.sciencedirect.com](http://www.sciencedirect.com).
38. CHEN, Y.Y., CHUNG, S.C., SHIH, H.C. 2006. Studies on the initial stages of zinc atmospheric corrosion in the presence of chloride. *Corrosion Science*, Available online at [www.sciencedirect.com](http://www.sciencedirect.com)
39. Orozco Cruz, Ricardo; Martínez Martínez, Enrique A.; Ramírez Reyes, José Luís; Galván Martínez, Ricardo; Fernández Gómez, Imelda. *Corrosión: fenómeno natural, visible y catastrófico*. Año 2010.
40. *Corrosión, Base Material*. Centro Politécnico del Petróleo. Año 2012
41. Centre for Electrochemical Technologies (CIDETEC). Junio, 2005.
42. <<http://es.wikibooks.org/wiki/Corrosi%C3%B3n>. [Corrosi%C3%B3n](http://es.wikibooks.org/wiki/Corrosi%C3%B3n) [qu%C3%A](http://es.wikibooks.org/wiki/Corrosi%C3%B3n)  
[Dmica#co](http://es.wikibooks.org/wiki/Corrosi%C3%B3n)
43. A.D.H. Basic Corrosion. CONSULTING SERVICES. 2009
44. Echeverría, M. et al. 2008. Los Problemas de Diseño Anticorrosivo: Factores desencadenantes de la corrosión en condiciones climáticas de Cuba. *Revista Retos Turísticos* 7(1).
45. Documento NRF-005-PEMEX-2000. 2000, Documento Normativo. Comité de Normalización de Protección Interior Petróleos Mexicanos y Ductos. Rev.: 0. Organismos Subsidiarios con Inhibidores.
46. Manual de Documentos de Extracción y Transportación de Crudo y Gas. Reglamentos Tecnológicos. EPEP Centro. 2015.
47. ECHEVERRIA, C. 1991. La corrosión atmosférica del acero y la protección temporal de los centrales azucareros en la provincia de Matanzas. Matanzas: Instituto Superior Agroindustrial “Camilo Cienfuegos”. Tesis de opción al grado científico de doctor en ciencias técnicas.
48. GOMEZ, J. 2000. Estudio corrosivo sobre cuatro metales en estaciones cubanas del proyecto MICAT. La Habana. Ministerio de Industria Básica. Tesis en opción al grado científico de Doctor en Ciencias Técnicas. 183 p.
49. CAO, X., XIAO, Y., XIAO, Y., TANG, Z. 2005. Evaluation of atmospheric corrosivity with ACM Electrochemical Method. Proceedings of 16th International Corrosion Congress. September 19-24, 2005, Beijing, China.
50. MORCILLO, M. 1998. Corrosión y Protección de Metales en las Atmósferas de Iberoamérica: Parte I, Mapas de Iberoamérica de Corrosividad Atmosférica. Proyecto MICAT. Editor Programa CYTED. p.787.
51. Hurtado Franco, Alexis: Evaluación de los sistemas de Levantamiento Artificial instalados en los pozos que tributan al C. C.7. Trabajo Final de Especialidad. Centro Politécnico del Petróleo. Universidad de Matanzas, Matanzas, 63 Hojas, 2010.
52. Lima Martínez, Fanny Bárbara: Estudio de la corrosión interior de los Separadores Horizontales en EPEP- Centro. Diplomado de Maestría. ISPJAE, La Habana, 40 Hojas, 2011.

53. AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE. Pressure Vessel Inspection Code: In-Service Inspection, Rating, Repair, and Alteration, Ninth. Washington D.C: API 2006. 56p. API-510.
54. ASTM D3230: "Test for Salt in Crude Oil (Electrometric Meted)". 2002
55. ASTM-D96: "Test for water and sediments in Crude Oils." 2002.
56. AMERICAN SOCIETY OF MECHANICAL ENGINEERS. Rules for Construction of Pressure Vessel. SECCION VIII, Division 1. New York, 2000. 222p.
57. PC-GC/I 0108: Instrucción para la elaboración de Reglamentos Tecnológicos.
58. Kelland, Malcolm A. "Production Chemicals for oil and gas Industry"- escrito por de la Universidad de Stavanger, Noruega, a o 2007.
59. UNE-EN ISO 12944: "Protección de estructuras de acero mediante sistemas de pintura protectores." Parte 1-8. Julio, 2007.
60. Martorell, Oreste. Especialista A en Mantenimiento Industrial. Grupo de Inspección y Diagnóstico UEB de Mantenimiento. Proyecto de protección de pintado al Separador Horizontal de Medición de 50m<sup>3</sup> perteneciente al CC-7. EPEP-Centro. Marzo 2015.
61. Millán Gómez, Simón (2006). *Procedimientos de Mecanizado*. Madrid: Editorial Paraninfo. ISBN 84-9732-428-5.
62. James Strike, Salvador; Pérez Arroyo, María Jesús (2004). De la construcción a los proyectos. Ed. Reverté. ISBN 84-291-2101-3.
63. Otero Huerta, Enriquez. Corrosión y degradación de metales. Editorial Síntesis, SA. España. 1997.
64. Resolución Cubana # 44: Reglamento para la explotación segura de recipientes a presión. EPEP-Centro. 2014.
65. (Schmid, R. Steven; Trujano, Guillermo Mendoza. Manufactura, ingeniería y tecnología. Pearson Educación. Segunda Edición. pp. 1152. 2002.
66. Echeverria, C.A. et al. 2008. Grasas de Conservación Anticorrosivas Características y Aplicaciones. Parte 1: Primeros desarrollos en la Universidad de Matanzas y en Cuba. CD Monografías. Matanzas, Universidad de Matanzas. ISBN 978-959-16-0632-7.
67. Cueli, Alexander Corugedo, *et al.* Efecto corrosivo del agua acompañante del petróleo contaminada con CO<sub>2</sub> sobre el acero de los ductos. Vol. IV, No. 3, pp. 47–52. 2013.
68. Hing, Romelia Cortón. Estudio del comportamiento corrosivo de algunos materiales metálicos en agua de mar. Universidad de Oriente. Tecnología química Vol. XX, No. 3, 2000.
69. González, José Antonio Hernández y Col. Teoría y práctica de la lucha contra la corrosión. Editado por el Consejo Superior de Investigaciones Científicas, Madrid, España. 1984. 684 p. I.S.B.N. 84-00-05670-1.
70. MSc Montero, Adames Yosmari . Corrosive Effect of Oil's Accompanying Water polluted with H<sub>2</sub>S over Steel (API 5L X-52). Centro de Investigaciones del Petróleo (CEINPET), Ciudad de La Habana, Cuba. Vol. XXV, N° 2, mayo-agosto, 2013.
71. Megyesy Eugene F., Pressure Vessel Handbook 6a. Ed.1992.

# Anexos

## Anexo 1

**Tabla 1: Mecanismos de daños en producción de petróleo/gas y agua asociada (tanques, tuberías y recipientes – Corrosión Interna.)**

Tipo de material	Características del fluido	Mecanismo de daño
Aleaciones ferrosas, aceros al carbono o de baja aleación.	Petróleo, gas y agua con $pCO_2 > 3$ psi, desde temperatura ambiente hasta $149^{\circ}C$ .	<p><b>Corrosión por <math>CO_2</math> húmedo.</b></p> <p>El ácido carbónico (<math>H_2CO_3</math>) formado baja el pH y promueve corrosión general y picaduras en el acero al carbono. Ecuación Deeward Williams: <math>\log V_{corr.} = 7.97 - (2320/t + 273) - 5.55 \times 10^{-3} t + 0.67 \log pCO_2</math> (las <math>V_{cor.}</math> más altas se encuentran en el rango (<math>60^{\circ}C</math> a <math>80^{\circ}C</math>)).</p>
Aleaciones ferrosas, aceros al carbono y de baja aleación.	Petróleo, gas y agua con $pH_2S > 0.05$ psi, desde temperatura ambiente hasta $150^{\circ}C$ .	<p><b>Corrosión por <math>H_2S</math> húmedo.</b></p> <p>(HIC) Daño por permeabilidad ó difusión de hidrógeno, ampollamiento por presencia de inclusiones y laminaciones en el acero al carbono, las cuales proveen sitios para difusión y acumulación de hidrógeno.</p> <p>*(SSCC) o fractura dinámica que ocurre por la interacción de un ambiente corrosivo y un material susceptible (acero al carbono), con dureza <math>HRC &gt; 22</math> o <math>HRB &gt; 237</math>) y un esfuerzo suficientemente alto que provoca la grieta.</p> <p>*(SOHIC) Cracking por esfuerzo orientado inducido por hidrógeno, inicia de HIC.</p>
Aleaciones ferrosas, aceros al carbono y de baja aleación.	Petróleo, gas y agua con HCl gastado ( $pH < 4.5$ ) desde temperatura ambiente hasta $80^{\circ}C$ .	<p><b>Corrosión por bajo pH (<math>H_2SO_4</math>, HCl, etc.) acuoso.</b></p> <p>El ácido acuoso baja el pH y causa corrosión, general y picadura de manera agresiva.</p>
Aleaciones ferrosas, aceros al carbono y de baja aleación.	Agua de enfriamiento de equipos desde temperatura ambiente hasta $60^{\circ}C$ .	<p><b>Corrosión por agua de enfriamiento.</b></p> <p>Los aceros al carbono y otros metales se corroen en forma generalizada y picaduras a causa de sales y gases disueltos o actividad microbiológica.</p>

Aleaciones ferrosas, aceros al carbono de baja aleación y aceros inoxidable de media aleación.	Petróleo, gas y agua con micro-organismos.	<b>Corrosión inducida por micro-organismos.</b> Una forma de corrosión en los C.S. y S.S. causada por micro-organismos vivos tales como bacterias Sulfato-reductoras que se alimentan de sulfatos y producen H <sub>2</sub> S. Esto es asociado con presencia de acumulaciones o depósitos de sustancias orgánicas.
Aleaciones ferrosas, aceros al carbono y de baja aleación.	Gases de combustión desde temperatura ambiente hasta 138 <sup>0</sup> C.	<b>Corrosión por punto de rocío de gases de combustión.</b> Los gases de combustión al condensarse forman ácidos en presencia de humedad, los cuales pueden causar corrosión severa en aceros al carbono.
Aleaciones ferrosas, aceros al carbono y de baja aleación	Petróleo , gas , agua y sólidos ( fluido con velocidad > 5ft/s)	<b>Erosión/ Corrosión.</b> Es la remoción mecánica acelerada de la superficie de un material como resultado del movimiento o impacto de sólidos, líquido, vapor o combinación de estos.
Aleaciones ferrosas, aceros al carbono de baja aleación y aceros inoxidable de media aleación.	Petróleo, gas y agua.	<b>Cavitación.</b> Es una forma de erosión causada por la formación y colapso instantáneo de burbujas en el fluido.
Aleaciones ferrosas, aceros al carbono de baja aleación y aceros inoxidable de media aleación.	Fluido estancado (petróleo, gas y agua).	<b>Grietas de Corrosión (en hendiduras o rendijas).</b> El daño es promovido por la formación de celdas de concentración, especialmente en sistemas con oxígeno, el pH del fluido decrece y se torna ácido, el cual acelera la corrosión.
Aleaciones ferrosas, aceros al carbono y de baja aleación.		<b>Fatiga mecánica.</b> El daño ocurre repentinamente cuando un componente metálico es expuesto a esfuerzos cíclicos por un largo periodo, los esfuerzos pueden ser de carga mecánica, o térmicos.
Aleaciones ferrosas, aceros al carbono y de baja aleación.	Petróleo, gas y agua.	<b>Corrosión galvánica.</b> El acero al carbono esta unido a materiales más nobles como acero inoxidable.

## Anexo 2

**Tabla 2: Mecanismos de daños en producción de petróleo/gas y agua asociada (tanques, tuberías y recipientes – Corrosión Externa).**

<b>Tipo de material</b>	<b>Características del fluido</b>	<b>Mecanismo de daño</b>
Aleaciones ferrosas, aceros al carbono y de baja aleación.	Electrolito (suelo o agua) que contienen sales.	<b>Corrosión por electrolito (suelo o agua).</b> Es el deterioro de metales (acero al carbono, acero inoxidable) en electrolito referido como corrosivo (suelo o agua).
Aleaciones ferrosas, aceros al carbono de baja aleación y aceros inoxidables.	Cloruros en el aislamiento. La temperatura del elemento esta $0^{\circ}\text{C} < T < 120^{\circ}\text{C}$ o opera en forma intermitente $120^{\circ}\text{C} < T < 160^{\circ}\text{C}$ .	<b>Corrosión bajo aislamiento (CUI).</b> El daño del acero inoxidable, es agrietamiento CI- SSCC.

### Anexo 3

**Tabla 3: Fallas en la industria petrolera. (Kerman y Harrop, 1995)**

<b>Tipos de fallas</b>	<b>%</b>
Fatiga	18
Corrosión	33
Daño mecánico	14
Fractura frágil	9
Defectos de fabricación	9
Defectos de soldadura	7
Otros	10

## Anexo 4



**Figura 1: Separador vertical.**



**Figura 2: Separador horizontal.**



**Figura 3: Separador esférico.**

## Anexo 5

### Resumen de Fichas Técnicas de pinturas y diluentes.

#### DEVOXZINC 21

**TIPO GENERICO:** Primario inorgánico de zinc autocurante base solvente, polvo y vehículo mezclados antes de aplicar.

**GENERALIDADES:** Recubrimiento inorgánico de zinc, que protege al acero galvánicamente, inhibiendo la corrosión bajo película. Tiene propiedades sobresalientes de aplicación y puede ser aplicado al espesor recomendado en una sola mano.

**USOS GENERALES:** DEVOXZINC 21 es usado como una capa protección de estructuras de acero en exposiciones al medio ambiente húmedo y salino y como un recubrimiento primario para acabados orgánicos e inorgánicos en servicios más severos. Excelente para interiores y exteriores de tanques de almacenamiento que contengan combustibles y solventes orgánicos. Tiene muchos usos como un primario de mantenimiento, con o sin acabados, dependiendo la exposición. Usado ampliamente en plantas químicas, plantas de papel, refinerías y atmósferas costeras o salinas incluyendo estructuras marinas. DEVOXZINC 21 reúne los requerimientos de desempeño más estrictos de American National Standard Institute, ANSI N101.2-1972 y ANSI N5.12-1974.

#### PROPIEDADES FISICAS:

**% Sólidos (en peso):**80%+/-2 micras

**Rendimiento Teórico @ 75 micras:**8.2 m<sup>2</sup>/l

**Vida en almacén:** 12 meses

**Espesor Recomendado:**75

**Vida Útil @ 25° C:** 8 Horas

**Colores:** Gris

Devox by General Paint S.A. de C.V.

**PLANTA:** Circuito de la industria Norte S/N Manzana 17, Lote 2 y 3 Parque Industrial Lerma, Lerma Edo. México TEL: 01 (728) 2823984 / 2823986 e/mail. [gpventas@general-paint.com.mx](mailto:gpventas@general-paint.com.mx)  
**CENTRO DE SERVICIO MEXICO D.F.:** Camino a Sta. Lucía # 383, Col. Sn. Miguel Amantla., C.P. 02700, México, D.F., Tel: (55) 5353-05-54; Fax: (55) 5353-03-13 e/mail. [Soporte-tecnico@general-paint.com.mx](mailto:Soporte-tecnico@general-paint.com.mx)

## **DEVOXY 89**

**TIPO GENERICO:** Recubrimiento Epóxico de enlaces cruzados, catalizado con aminas cicloalifaticas, de dos componentes.

**PERFORMANCE.** DEVOXY 89 es un recubrimiento epóxico de muy alto contenido de sólidos por volumen. Posee excelente brillo que lo hace muy atractivo, es una capa de acabado de alto espesor que puede ser aplicada por aspersion, rodillo ó brocha, la película ya curada provee una superficie fácilmente limpiable y estética, está disponible en una gran variedad de colores limpios y brillantes. Dentro de sus características se pueden mencionar:

- **Buena flexibilidad y menor estrés durante el curado que la mayoría de los epòxicos.**
- **Muy buena resistencia al intemperismo para un epóxico de alto brillo.**
- **Muy Buena resistencia a la abrasión.**
- **Excelente tolerancia a superficies húmedas (no mojadas).**
- **Cumple con las restricciones V.O.C. de emisión de Volátiles Orgánicos.**
- **Tiene propiedades químicas superiores a cualquier recubrimiento de tipo convencional.**

**USOS RECOMENDADOS:** Recomendado donde un recubrimiento de alto desempeño, atractivo y resistente químicamente es requerido. Ofrece excelente protección en PISOS internos, Paredes, Tuberías, Equipos y Acero estructural, para recubrir y proteger estructuras de acero, tanques de agua potable, equipos de acero en plantas químicas, Refinerías, Plataformas Marinas, Petroquímicas, Plantas de Generación de Energía, cervecerías, fabricas de papel y procesadoras de alimentos. Para recubrir concreto, en plantas de Tratamiento de Aguas en Inmersión, y equipos expuestos a la abrasión por impacto, a detergentes, agua vapores y aceites.

Devoxy 89. Puede ser usado en áreas para contacto incidental con alimentos e Inmersión en Agua Potable; también es muy recomendado como autoimprimante

y capa de enlace; para acabados con alta resistencia química y alto nivel de estética.

#### **PROPIEDADES FISICAS:**

**% De sólidos por volumen:** 77% +/-2

**Espesor recomendado por capa:** 125 micras

**Rendimiento teórico @ 25 micras:** 30.3 m<sup>2</sup>/l

**Almacenaje:** 25°C y 50 %

**Rendimiento teórico @ 125 micras:** 6.0 m/l

**Tiempo de vida útil @ 24° C:** 4 Horas

**Acabado:** Brillante

**Vida en almacén @ 24°C:** 12 meses H.R.

**Colores:** Según carta de colores

**Viscosidad:** 6000 cps.

#### **INSTRUCCIONES DE APLICACIÓN:**

**PREPARACION DE SUPERFICIE.** Elimine cualquier residuo de aceite o grasa de la superficie con trapos limpios y mojados con limpiador Devoclean No 2. de acuerdo a la norma SSPC-SP-1.

**ACERO.** Limpie con chorro abrasivo hasta acabado comercial, según SSPC-SP-6, con perfil de anclaje de 2 a 3 mils. Este recubrimiento es susceptible a aplicarse en superficies lisas como aluminio, galvanizado y acero perfectamente limpio. Aplique sobre el primario recomendado limpio y seco.

**CONCRETO:** Evalúe la adherencia sobre concreto tratado con soluciones endurecedoras. Se puede aplicar sobre concreto húmedo. Se recomienda aplicar sobre el primario o allanador recomendado.

**Devon by General Paint, S.A. de C.V.**

**PLANTA:** Circuito de la industria Norte S/N Manzana 17, Lote 2 y 3 Parque Industrial Lerma, Lerma Edo. México TEL: 01 (728) 2823984 / 2823986 e/mail. [gpventas@general-paint.com.mx](mailto:gpventas@general-paint.com.mx) CENTRO DE SERVICIO MEXICO D.F.: Camino a Sta. Lucía # 383, Col. Sn. Miguel Amantla., C.P. 02700, México, D.F., Tel: (55) 5353-05-54; Fax: (55) 5353-03-13 e/mail. [Soporte-tecnico@general-paint.com.mx](mailto:Soporte-tecnico@general-paint.com.mx)

## **DEVOTHANE 32**

**TIPO GENÉRICO:** Poliuretano Poliéster, Alifático brillante de dos componentes. Parte A y parte B mezcladas antes de aplicar.

**PERFORMANCE:** Devothane32 es un acabado de alto brillo, elegante, que produce una película lisa, tersa, dura y fácil de limpiar, mismo que sirve como recubrimiento **Antigraffiti**. Posee excelente resistencia a los rayos ultravioleta a derrames y salpicaduras de ácidos, álcalis y la mayoría de solventes. También resiste muy bien las salpicaduras y derrames de agua y sales. Es fácilmente de aplicar por medio de aspersión convencional o por airless. Dentro de sus características más sobresalientes se tiene:

- **Excelente retención de color y brillo.**
- **Excelente resistencia antigraffiti, sin disminuir el brillo.**
- **Excelente resistencia al intemperismo.**
- **Excelente resistencia a los rayos U.V.**
- **Excelente resistencia a la abrasión.**
- **Excelente flexibilidad.**

**USOS RECOMENDADOS:** Como acabado para exteriores de tanques de almacenamiento, equipo en general, tubería, estructuras de acero y superficies de concreto donde la resistencia química, tenacidad y resistencia al intemperismo son requeridos. Devothane32 es un excelente recubrimiento para usarse en plantas de procesos químicos, plantas de pulpa y papel, en la petroquímica, perforación marina e instalaciones marinas similares, embarcaciones y demás industrias de demanda similar. Devothane 32 también encuentra muchas aplicaciones en el área de la marina mercante, plantas de tratamientos de aguas institucionales, donde es requerida alta resistencia y un acabado muy atractivo.

### **PROPIEDADES FISICAS**

**% Sólidos por Volumen:** 54 % +/-2

**Espesor Seco Recomendado:** 75 micras

**Rendimiento Teórico @ 75 micras:** 7.2 m<sup>2</sup>/l

**Rendimiento Teórico @ 25 micras:** 21 m<sup>2</sup>/l

Algunos colores requieren de dos capas.

**Tiempo de Vida Útil @ 24° C:** 4 Horas. \*

**Vida en Almacén @ 24° C:** 12 meses

**Acabado:** Brillante

**Colores:** según carta

**Almacenaje:** 25° C y 50% H.R.

**PREPARACIÓN DE SUPERFICIE:** Eliminar cualquier residuo de aceite, grasa o polvo de la superficie usando trapos limpios y mojados con limpiador Devoclean # 2 de acuerdo a la especificación SSPC-SP-1.

**ACERO:** Aplique sobre los primarios o enlaces limpios y secos.

**CONCRETO:** Aplique sobre los superficiadores, primarios o enlaces limpios y secos.

**PRECAUCIÓN:** Este Producto Contiene Solventes Inflamables, Manténgase Fuera Del Alcance De Chispas O Flama. El Personal De Aplicación Deberá Equipo De Protección Tal Como Guantes, Mascarilla De Respiración, Google, Etc. Estas Instrucciones No Intentan Ser Restrictivas Pues El Trabajo En Campo

Es Diferente, Por Lo Tanto Devox, S. A. De C.V., No Asume Ninguna Responsabilidad Sobre Los Resultados De Rendimiento, Comportamiento O Daño Que Pudiera Causar Esta Emisión, Sin La Supervisión De Campo Correspondiente.

**DEVOX BY GENERAL PAINT S.A. DE C.V.**

**PLANTA:** Circuito de la industria Norte S/N Manzana 17, Lote 2 y 3 Parque Industrial Lerma, Lerma Edo. México TEL: 01 (728) 2823984 / 2823986 e/mail. [gpventas@general-paint.com.mx](mailto:gpventas@general-paint.com.mx) **CENTRO DE SERVICIO MEXICO D.F.:** Camino a Sta. Lucía # 383, Col. Sn. Miguel Amantla., C.P. 02700, México, D.F., Tel: (55) 5353-05-54; Fax: (55) 5353-03-13 e/mail. [Soporte-tecnico@general-paint.com.mx](mailto:Soporte-tecnico@general-paint.com.mx)

### DEVODIL 33

**TIPO GENERICO:** Adelgazador a partir de hidrocarburos aromáticos y ésteres modificados.

**PERFORMANCE:** El Devodil 33 es un adelgazador de lenta evaporación, la mezcla cuidadosa de sus disolventes le confiere un excelente poder de disolución a diversos tipos genéricos de recubrimientos de tal forma que se necesita menos cantidad que con otros disolventes. La naturaleza de sus componentes es del tipo amigable y minimiza los efectos físicos adversos por sobreexposición y contacto. Adicionalmente posee una velocidad lenta de evaporación que permite que el recubrimiento pueda ser aplicado en condiciones adversas de viento y temperatura, sin mencionar que dicha velocidad favorece la nivelación de película del recubrimiento. La característica más sobresaliente es la de compatibilidad con un gran número de tipos genéricos de recubrimientos.

**USOS RECOMENDADOS:** Utilizado principalmente para Adelgazar recubrimientos epóxicos, acrílicos, inorgánicos de zinc, poliuretanos, silicones y otros de la línea “**Devox**”. Se usa ampliamente para aplicaciones donde la temperatura ambiental es mayor a 28°C y/o donde el viento sopla con mayor fuerza que lo habitual. También se usa cuando se requieren hacer aplicaciones a cierta altura sobre el nivel del piso, ya que evita en gran parte el sobre-espreado ocasionado por el viento y la altura. También se usa cuando se desea mejorar la nivelación de la película en condiciones normales de temperatura o cuando se requiere retardar el secado de la película para permitir la salida de solventes o gases entrampados.

### CARACTERISTICAS:

<b>APARIENCIA</b>	<b>Líquido</b>
<b>COLOR</b>	<b>Claro</b>
<b>OLOR</b>	<b>Dulce</b>
<b>INFLAMABILIDAD</b>	<b>ALTA</b>
<b>DENSIDAD</b>	<b>0.9870 kg./Lt.</b>

## **MANEJO Y ALMACENAJE:**

Mantenga los envases perfectamente cerrados y lejos de fuentes de calor o electricidad.

Preferentemente manténgalos en espacios al aire libre.

Revise periódicamente los contenedores para detectar presencia de fugas.

Maneje los solventes con equipo de seguridad, botas, lentes, máscaras, etc.

No estibe un tambor sobre otro, esto retrasará una operación de emergencia.

Mantenga perfectamente etiquetados los tambors para saber qué tipo de solvente contienen

**LOS RESULTADOS DE LOS ANALISIS REPORTADOS ESTAN ELABORADOS EN LOS LABORATORIOS DE DESARROLLO E INVESTIGACION DE DEVOX, S.A. DE C.V., CONFORME A NORMA E INTERPRETACION DE A.S.T.M.**

**PRECAUCIÓN:** Manténgalo alejado de cualquier flama o chispa, en áreas confinadas los operarios deben usar guantes de protección, mascarillas de respiración, google y todo el equipo que sea necesario. Los datos aquí contenidos son veraces y exactos ala fecha de emisión de este boletín técnico y están sujetos a cambio sin previo aviso. DEVOX S.A. de C.V. no asume la responsabilidad de los resultados de rendimiento, comportamiento o daños causados por su uso, ya que los trabajos en campo están fuera de su alcance y control.

**Devoxby General Paint Co. de México, S.A. de C.V.**

**PLANTA:** Circuito de la industria Norte S/N Manzana 17, Lote 2 y 3 Parque Industrial Lerma, Lerma Edo. México TEL: 01 (728) 2823984 / 2823986 e/mail. [gpventas@general-paint.com.mx](mailto:gpventas@general-paint.com.mx)**CENTRO DE SERVICIO MEXICO D.F.:** Camino a Sta. Lucía # 383, Col. Sn. Miguel Amantla., C.P. 02700, México, D.F., Tel: (55) 5353-05-54; Fax: (55) 5353-03-13 e/mail. [Soporte-tecnico@general-paint.com.mx](mailto:Soporte-tecnico@general-paint.com.mx)

**DEVODIL 25**

**TIPO GENERICO:** Adelgazador a partir de Acetatos.

**PERFORMANCE:** El Devodil 25 es un adelgazador especialmente diseñado para reducir la viscosidad de poliuretanos. La mezcla cuidadosa de sus disolventes le confiere un excelente poder de disolución a diversos tipos genéricos de recubrimientos de tal forma que se necesita menos cantidad que con otros disolventes. La naturaleza de sus componentes es del tipo amigable y minimiza los efectos físicos adversos por sobreexposición y contacto. Adicionalmente posee una velocidad lenta de evaporación que permite que el recubrimiento pueda ser aplicado en condiciones adversas de viento y temperatura, sin mencionar que dicha velocidad favorece la nivelación de película del recubrimiento. La característica más sobresaliente es la de compatibilidad con un gran número de tipos genéricos de recubrimientos.

**USOS RECOMENDADOS:** Utilizado principalmente para Adelgazar recubrimientos de poliuretano tales como Pemex RA-28, CFE A-12, la línea "Devothane's", epóxicos, acrílicos, inorgánicos de zinc, silicones y otros de la línea "Devov". Se usa ampliamente para aplicaciones donde la temperatura ambiental es mayor a 28°C y/o donde el viento sopla con mayor fuerza que lo habitual. También se usa cuando se requieren hacer aplicaciones a cierta altura sobre el nivel del piso, ya que evita en gran parte el sobre-espreado ocasionado por el viento y la altura. También se usa cuando se desea mejorar la nivelación de la película en condiciones normales de temperatura o cuando se requiere retardar el secado de la película para permitir la salida de solventes o gases entrampados.

**CARACTERISTICAS:**

<b>APARIENCIA</b>	<b>Líquido</b>
<b>COLOR</b>	<b>Claro</b>
<b>OLOR</b>	<b>Dulce</b>
<b>INFLAMABILIDAD</b>	<b>ALTA</b>
<b>DENSIDAD</b>	<b>0.9870 kg./Lt.</b>

## **MANEJO Y ALMACENAJE:**

Mantenga los envases perfectamente cerrados y lejos de fuentes de calor o electricidad.

Preferentemente manténgalos en espacios al aire libre.

Revise periódicamente los contenedores para detectar presencia de fugas.

Maneje los solventes con equipo de seguridad, botas, lentes, máscaras, etc.

No estibe un tambor sobre otro, esto retrasará una operación de emergencia.

Mantenga perfectamente etiquetados los tambos para saber qué tipo de solvente contienen

**LOS RESULTADOS DE LOS ANALISIS REPORTADOS ESTAN ELABORADOS EN LOS LABORATORIOS DE DESARROLLO E INVESTIGACION DE DEVOX, S.A. DE C.V., CONFORME A NORMA E INTERPRETACION DE A.S.T.M.**

**PRECAUCIÓN:** Manténgalo alejado de cualquier flama o chispa, en áreas confinadas los operarios deben usar guantes de protección, mascarillas de respiración, google y todo el equipo que sea necesario. Los datos aquí contenidos son veraces y exactos a la fecha de emisión de este boletín técnico y están sujetos a cambio sin previo aviso. DEVOX S.A. de C.V. no asume la responsabilidad de los resultados de rendimiento, comportamiento o danos causados por su uso, ya que los trabajos en campo están fuera de su alcance y control.

## **DEVOX BY GENERAL PAINT S.A. DE C.V.**

**PLANTA:** Circuito de la industria Norte S/N Manzana 17, Lote 2 y 3 Parque Industrial Lerma, Lerma Edo. México TEL: 01 (728) 2823984 / 2823986 e/mail. [gpventas@general-paint.com.mx](mailto:gpventas@general-paint.com.mx)  
**CENTRO DE SERVICIO MEXICO D.F.:** Camino a Sta. Lucía # 383, Col. Sn. Miguel Amantla., C.P. 02700, México, D.F., Tel: (55) 5353-05-54; Fax: (55) 5353-03-13 e/mail. [Soporte-tecnico@general-paint.com.mx](mailto:Soporte-tecnico@general-paint.com.mx)

## **DEVOXY 87**

### **TIPO DE PRODUCTO:**

Epóxi-fenólico, en primario y acabado, partes A y B mezcladas antes de aplicar.

**PROPIEDADES GENERALES:** Sistema de alto espesor, económico y efectivo en la resistencia química y como recubrimiento interior de tanques, muestra mejor flexibilidad que los Epoxy Amina. Consistente en una capa de primario y dos capas de acabado.

- **Posee Excelente Flexibilidad.**
- **Excelente Resistencia Química en general.**
- **Aceptado por la FDA para contacto directo con alimentos (21 CFR 175.300).**
- **Muy buena Resistencia a la Abrasión. Facilidad en la Aplicación.**
- **Cumple con las Restricciones más exigentes de Baja Emisión de Solventes Tóxicos (BEST).**

**USOS RECOMENDADOS:** Usado ampliamente como recubrimiento para la protección del interior de tanques de almacenamiento que contengan productos químicos muy corrosivos o para mantener la pureza de un producto. Recubrimiento económico para revestimiento interno de tanques de acero y concreto. Gran aplicación como revestimiento interno para tanques que contengan petróleo crudo ó sus derivados. Se usa profusamente sobre acero estructural, de equipo y concreto que esté sujeto a las más severas exposiciones químicas en plantas de proceso químico, plantas petroquímicas, plantas refinadoras de petróleo, fabricas de cerveza, industria siderúrgica, generación de energía, plantas de pulpa y papel e instalaciones marinas.

### **PROPIEDADES FISICAS:**

**% Sólidos por Volumen: Primario 67 %**

**Acabado 69 %**

**Espesor Seco Recomendado p/c: 125 micras.**

**Espesor Total del Sistema: 375 micras**

**Rendimiento Teórico @ 125 micras: 5.4 m<sup>2</sup>/L**

**Tiempo de Vida Útil @ 24 °C:** 4 horas

**Rendimiento Teórico @ 375 micras:** 1.8 m<sup>2</sup>/L

**Vida en Almacén:** 12 meses

**Acabado:** Satinado

**Colores: Primario:** Rojo Blanco y Gris

**Acabado:** Blanco y Gris

**Condiciones de almacén:** 25° C y 50 % H.R

**Devon by General Paint S.A. de C.V.**

**PLANTA:** Circuito de la industria Norte S/N Manzana 17, Lote 2 y 3 Parque Industrial Lerma, Lerma Edo. México TEL: 01 (728) 2823984 / 2823986 e/mail. [gpventas@general-paint.com.mx](mailto:gpventas@general-paint.com.mx)**CENTRO DE SERVICIO MEXICO D.F.:** Camino a Sta. Lucía # 383, Col. Sn. Miguel Amantla., C.P. 02700, México, D.F., Tel: (55) 5353-05-54; Fax: (55) 5353-03-13 e/mail. [Soporte-tecnico@general-paint.com.mx](mailto:Soporte-tecnico@general-paint.com.mx)

## Anexo 6

**Tabla 4: Sistema de pintura.**

<b>No</b>	<b>Descripción</b>	<b>Tipo</b>	<b>Precios USD/Lt</b>
1	Inorgánico rico en zinc.	Devoxzinc 21	10.95
2	Poliuretano base poliéster blanco.	Devothane 32	8.37
3	Poliuretano base poliéster verde.	Devothane 32	9.33
4	Diluyente para poliuretano.	Devodil 25	2.26
5	Epoxy fenólico rojo.	Devoxy 87 y 89	5.35
6	Epoxy fenólico blanco.	Devoxy 87	5.35
7	Diluyente para Epoxy.	Devodil 33	3.78
8	Masilla de poliuretano de 1 componente.	Devothane 40	9.74
9	Granalla.	Angular	

## Anexo 7

**Tabla 5: Características del agua de capa residual acompañante del petróleo.**

<b>PARAMETRO FISICO- QUIMICO</b>	<b>U/M</b>	<b>VALOR REAL</b>
pH	-	8 - 9
Color	Unit PT/Co	90 - 100
Temperatura	°C	60 - 70
Sólidos suspendidos	mg/l	150 - 200
DBO5	mg/l (CrO7 K <sub>2</sub> )	2 473
DQO	mg/l (CrO7 K <sub>2</sub> )	7 466
Fenoles	mg/l	70 - 80
Hidrocarburos	mg/l	60 - 90
Aceites y grasas	mg/l	150 - 230
Sulfuros disueltos	mg/l	1200 - 1500
Sólidos suspendidos	mg/l	150 - 200
Salinidad	mg/l	20 000 – 25 000
Cloruros	mg/l	11 000 – 15 000
Sulfatos	mg/l	400 - 450
Nitrógeno total	mg/l	13.2
Carbono orgánico	mg/l	7.4
Nitrógeno orgánico	mg/l	9.2
Fosfatos	mg/l	2.5 - 3
Fósforo total	mg/l	3
Nitritos	mg/l	2.8
Nitratos	mg/l	1.72
Amoniaco	mg/l	2.11
<b>METALES PESADOS</b>		
Aluminio	mg/l	0.236
Arsénico	mg/l	< 0.001
Bario	mg/l	2.045
Boro	mg/l	33.49
Calcio	mg/l	69.3

Cadmio	mg/l	< 0.005
Cobalto	mg/l	< 0.010
Cromo	mg/l	< 0.020
Hierro	mg/l	0.884
Litio	mg/l	6.06
Magnesio	mg/l	61.0
Manganeso	mg/l	0.049
Molibdeno	mg/l	< 0.010
Mercurio	mg/l	< 0.020
Níquel	mg/l	0.93
Potasio	mg/l	322
Sodio	mg/l	> 4000
Selenio	mg/l	< 0.040
Vanadio	mg/l	0.005
Zinc	mg/l	0.080
Cobre	mg/l	< 0.010
Plomo	mg/l	< 0.0 10
Estroncio	mg/l	< 0.020
<b>Aniones</b>		
Na <sup>+</sup>	mg/l	9 764.19
K <sup>+</sup>	mg/l	343.4
Mg <sup>2+</sup>	mg/l	121.5
Ca <sup>2+</sup>	mg/l	200.4
<b>Cationes</b>		
Cl <sup>-</sup>	mg/l	12 780
SO <sub>4</sub> <sup>2-</sup>	mg/l	400
HCO <sub>3</sub> <sup>-</sup>	mg/l	4 576.5
CO <sub>3</sub> <sup>2-</sup>	mg/l	300

## Anexo 8

**Tabla 6: Características del petróleo de los Centros Colectores.**

<b>Parámetros</b>	<b>Unidades</b>	<b>Rango de valores</b>
B.S.W.(Agua de Capas)	%V	<2.0
Agua por destilación	%V	< 2.0
Azufre	%P	5.488
Gravedad.	API	9.5 – 10.5
Densidad	g/cm <sup>3</sup>	1.0015 – 0.9937
Asfáltenos	%P	16.0 – 24.3
Resinas	%P	20.0 – 24.4
Sales (NaCl)	g/cm <sup>3</sup>	423 – 1 438
Contenido Carbono	%P	82.02
Parafinas	%P	0.6 – 1.4
Contenido Hidrógeno	%P	9.89
Contenido Vanadio	ppm	88 – 106
Contenido Níquel	ppm	28.0

## Anexo 9

### Problemas de diseño anticorrosivos.



Fig. 4: Vista general del separador horizontal de medición.

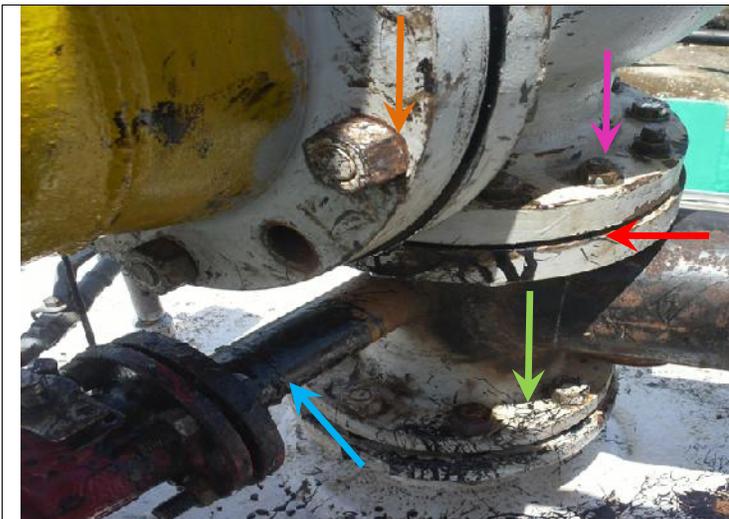


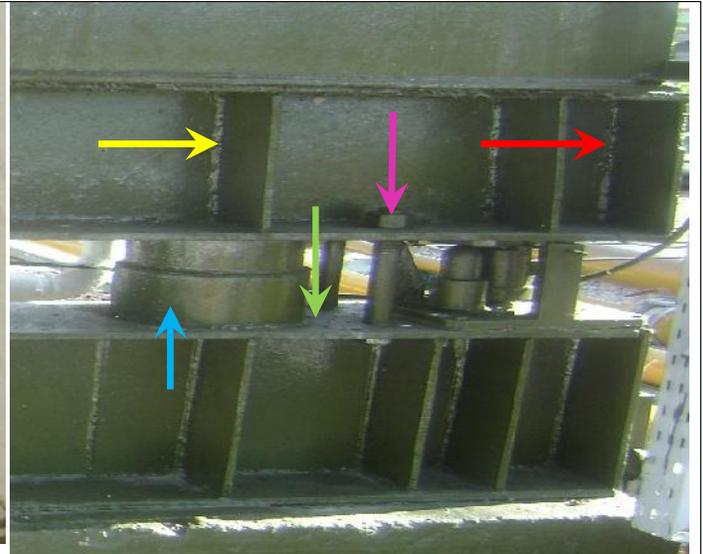
Fig. 5: Uniones con pernos (flecha rosada), componentes huecos (flecha azul), zonas de acumulación de depósitos y humedad (flecha verde), resquicios e intersticios (flecha roja), par metálico (flecha naranja). Problemas de preparación superficial y ausencia de recubrimiento. Corrosión interfacial, corrosión galvánica por celdas de aireación diferencial y por par metálico, corrosión electroquímica atmosférica, húmeda y mojada, corrosión en resquicios.



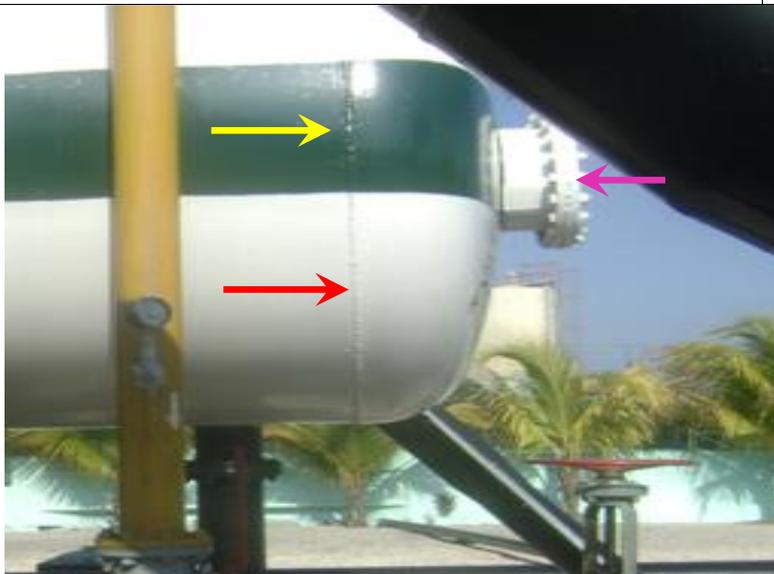
Fig. 6: Zona de acumulación de depósitos y humedad (flecha verde), bordes (flecha violeta), soldaduras irregulares (flecha amarilla), presencia de resquicios e intersticios (flecha roja). Se presenta la corrosión electroquímica atmosférica, húmeda y mojada, corrosión en resquicios.



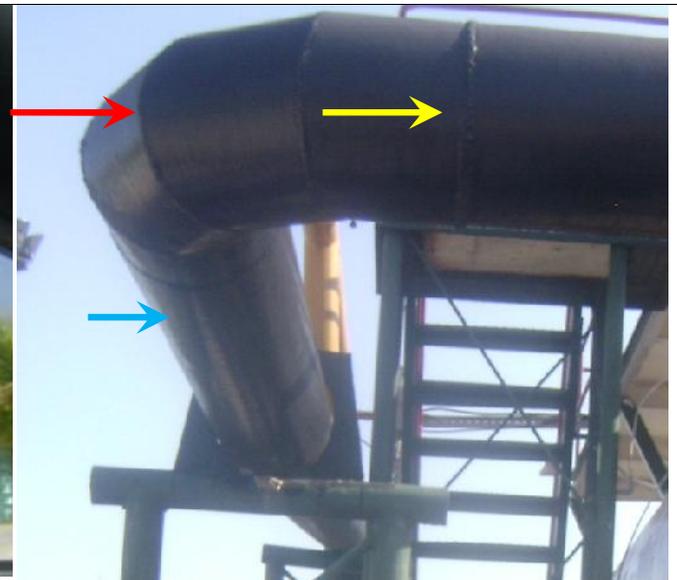
**Fig. 7:** Imperfecciones en la superficie de la soldadura irregular (flecha amarilla), presencia de resquicios e intersticios (flecha roja). Se presenta la corrosión electroquímica atmosférica, mojada, corrosión en resquicios.



**Fig. 8:** Conexiones con pernos (flecha rosada), imperfecciones en las soldaduras (flecha amarilla), zona de acumulación de depósitos y humedad (flecha verde), bordes (flecha violeta), resquicios e intersticios (flecha roja), componente hueco (flecha azul). Corrosión galvánica por par metálico, corrosión electroquímica atmosférica, húmeda y mojada, corrosión en resquicios e intersticios.



**Fig. 9:** Conexiones con pernos en las boquillas (flecha rosada), imperfecciones en las soldaduras en el cuerpo del separador horizontal de medición (flecha amarilla), resquicios e intersticios (flecha roja). Corrosión electroquímica atmosférica, mojada, corrosión en resquicios.



**Fig. 10:** Imperfecciones en las soldaduras de las tuberías del separador horizontal de medición (flecha amarilla), componente hueco (flecha azul), resquicios e intersticios (flecha roja). Corrosión electroquímica atmosférica, mojada, corrosión en resquicios.

## Anexo 10

**Tabla 7: Gastos directos de las labores de mantenimiento.**

<b>Labores de Mantenimiento</b>	<b>Gastos Directos (\$)</b>	<b>Gastos Indirectos (\$)</b>	<b>Gastos Totales (\$)</b>
Abertura de ventana al SHM de 50m <sup>3</sup>	79.39	322.50	401.89
Acondicionamiento interior, montaje de registro y cierre de ventana del SHM de 50m <sup>3</sup>	1 723.19	3 762.93	5 486.12
Montaje de refuerzo en el SHM de 50m <sup>3</sup>	2 356.56	3 999.00	6 355.56
Sandblasting y mano de obra de pintado del SHM de 50m <sup>3</sup>	1 318.78	5 937.66	7 256.44
<b>Total</b>	<b>5 477.92</b>	<b>14022.09</b>	<b>19 500.01</b>

## Anexo 11

**Tabla 8: Datos del sistema de pintura exterior.**

Capa	Pintura	Diluyente	Rendimiento teórico (m <sup>2</sup> /L)	Volumen teórico (L)	Volumen práctico (L)	Volumen de diluyente (L)	Precio Total(pintura+diluyente) USD
1ra	Devonzinc 21	Devodil 33	8.2	14.66	20	8	63.34
2da	Devoxy 89	Devodil 33	6.0	20	30	7	187.10
3ra	Devot hane 32	Devodil 25	7.2	16.6	25	7	225.15
<b>Total</b>							<b>476</b>

**Tabla 9: Datos del sistema de pintura interior.**

Pintura	Diluyente	Rendimiento teórico (m <sup>2</sup> /L)	Volumen teórico (L)	Volumen práctico (L)	Volumen de diluyente (L)	Precio total (pintura+diluyente) USD
Devoxy 87	Devodil 33	1.8	22.2	29	7	<b>171</b>

## Anexo 12

**Tabla 10: CLASIFICACIÓN DE LAS AGUAS SEGÚN EL CONTENIDO SALINO.**

<b>TIPOS DE AGUAS</b>	<b>CONTENIDO TOTAL DE SALES EN p.p.m (mg/litro)</b>
Aguas dulces	Hasta 1000.
Aguas poco salobres	De 1000 a 5000.
Aguas medianamente salobres.	De 5000 a 15000.
Aguas fuertemente salobres.	De 15 000 a 35 000.
Agua de mar.	Alrededor de 35 000
Salmueras	De 35 000 a 200 000.

## Anexo 13

**Tabla 11: Velocidades típicas de corrosión picadura en agua de mar en reposo sobre diferentes metales más utilizados.**

<b>MATERIAL</b>	<b>Resistencia a la picadura.</b>	<b>Velocidad de penetración <math>\mu\text{m}/\text{año}</math></b>
Aceros bajo en carbono estructural	Suficiente.	380 - 760
Aceros de baja aleación.	Suficiente.	380 - 760
Acero con cascarilla de laminado	Mala	510 - 1020
Fundición.	Buena	100 – 300
Cobre.	Buena.	150 – 300
Latón 15% de Cinc.	Buena.	150 – 300
Latón Almirantazgo	Buena (a)	150 – 300
Latón al Aluminio.	Buena (a)	180
Bronce al Aluminio.	Buena.	76
Cu – Ni – Fe 70/30	Buena	25 – 130
Aleación 59% Ni – Cr – Mo. Hastelloy.	Excelente	0
Acero inoxidable al Cr – Ni. 18/10	Mala (*)	1780

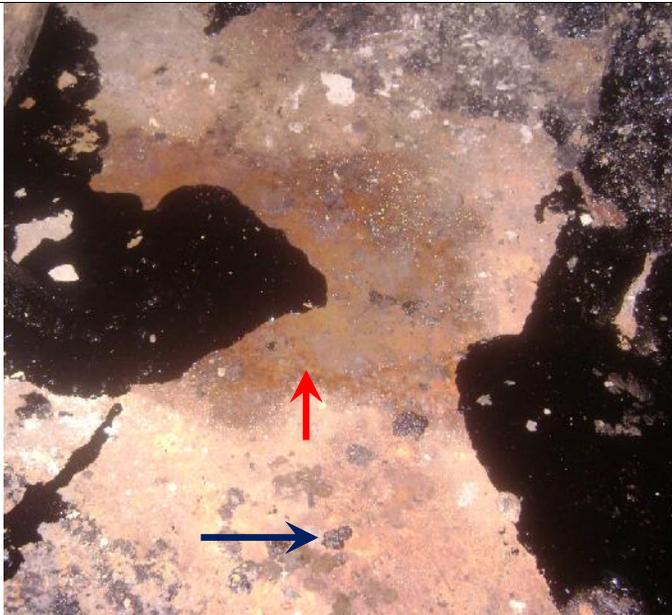
## Anexo 14



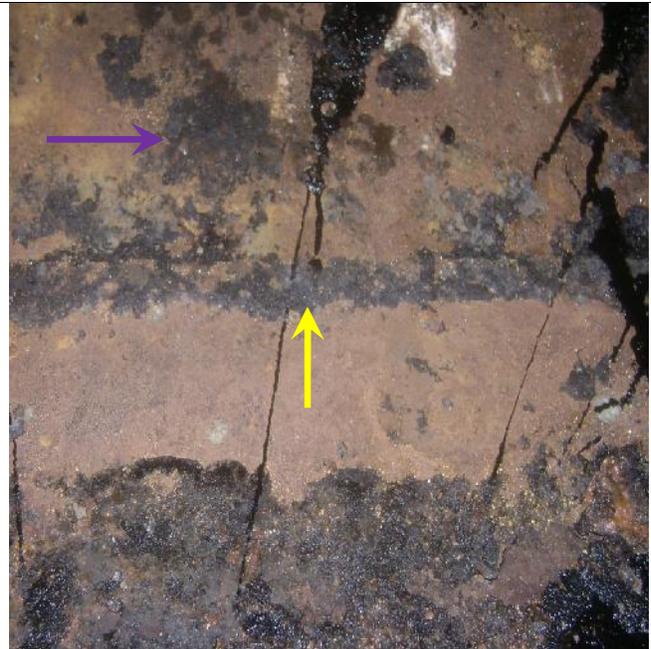
**Fig. 11: Separador horizontal de medición del CC-1 al que se le abrieron las ventanas para su accesibilidad.**



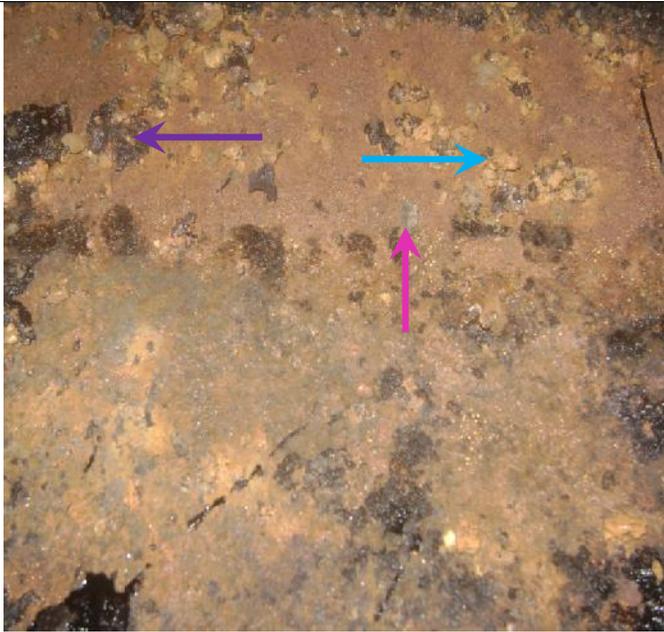
**Fig. 12: Vista interior del separador horizontal de medición una vez limpiado.**



**Fig. 13: Corrosión localizada en la parte interior del separador horizontal de medición (flecha roja), celdas de aireación diferencial (flecha azul).**



**Fig. 14: Vista de la pared inferior del separador horizontal de medición, se observa superficie rugosa (flecha violeta) y pérdida del material (flecha amarilla).**



**Fig. 15: Vista superior de la franja inferior del separador horizontal de medición, presencia de corrosión picadura (flecha rosada), superficie rugosa (flecha violeta) y productos de corrosión (flecha azul).**



**Fig. 16: Pared lateral del separador horizontal de medición cercana al fondo, se evidencia la coloración blanca por la decantación de sedimentos y del agua que se acumulan (flecha naranja).**



**Fig. 17: Vista de la boquilla de salida del gas, presenta productos de corrosión química (cascarilla) y desprendimiento de material (flecha verde).**



**Fig. 18: Franja inferior del separador horizontal de medición, donde se observan productos de corrosión de color pardo-rojizo (flecha color negro).**



**Fig. 19: Contaminación que se produce por la limpieza interior del separador.**

## Anexo 15

**Tabla 12: Consumo y costo de los productos DISTIN.**

<b>Materiales</b>	<b>Acla</b>	<b>UM</b>	<b>Total a utilizar</b>	<b>CU MN</b>	<b>CU CUC</b>	<b>CT MN</b>	<b>CT CUC</b>
DISTIN 314	Grasa	kg.	0.25	4,21	1,07	1.05	0.27
DISTIN 314 L	Grasa	L	0.375	3,43	1,12	1.29	0.42
DISTIN 403	Mastique	kg.	0.25	2,04	0,65	0.51	0.163
DISTIN 603 L	Cera	L	0.188	6,28	0,76	1.18	0.143
DISTIN 504	D. fosfat.	L	6.25	3,07	0,48	19.19	3
<b>Total</b>						<b>23.65</b>	<b>4.14</b>