



**Universidad de Matanzas**  
***“Camilo Cienfuegos”***

**Facultad de Ingenierías**  
**Departamento de Química e Ingeniería Química**

## TRABAJO DE DIPLOMA

**Título:** “Propuesta de soluciones a los problemas de corrosión en el interior de los tanques de almacenamiento de crudo en la empresa de perforación y extracción de petróleo del centro (EPEP-centro), Varadero, Matanzas”

**Trabajo presentado en opción del título de Ingeniería Química.**

**Autor:** Ramón Alexis García León.

**Tutores:** MSc. María del Carmen Sánchez  
MSc. Roberto Perfecto Latorre Enríquez

**Consultante:** Dr. Carlos Echeverría Lage

Matanzas, 2011

## NOTA DE ACEPTACIÓN

---

---

---

---

---

Jefe del Tribunal

---

Firma

---

Miembro del Tribunal

---

Firma

---

Miembro de Tribunal

---

Firma

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

## **AGRADECIMIENTOS.**

*En primer lugar debo agradecer a Dios que me haya dado y que me mantenga la vida para estar aquí para hacer y presentar este trabajo.*

*A mis tutores María del Carmen Sánchez y Roberto La Torre por todo su ayuda y todo el tiempo y dedicación que han brindado en el desarrollo de este trabajo.*

*Al profesor y consultante de este trabajo Dr. Carlos Echeverría por todo su ayuda en la confección de este trabajo.*

*A los profesores de la Facultad de Ingeniería Química- Mecánica de la Universidad de Matanzas que dieron su colaboración para el desarrollo de este trabajo.*

*A todos los trabajadores del área de diagnóstico de la EPFC que de una forma u otra han colaborado en la realización de este trabajo.*

*A todas mis amistades que en alguna manera o la otra me han dado algún apoyo o han estado allí por mí durante el tiempo de mis estudios.*

*A la Revolución cubana por haberme dado esta oportunidad de realizar unos de mis sueños.*

*A todos*

*Muchas Gracias*

## **RESUMEN**

En la industria del petróleo los tanques de tratamiento y almacenamiento constituyen uno de los elementos fundamentales en el proceso productivo, de ahí la importancia de conservar estos recipientes y más importancia aún reviste esto en la industria petrolera cubana, pues el crudo extraído tiene agua y gas acompañante.

La corrosión interna de estos recipientes es la más peligrosa porque no se puede observar, por lo que se necesita periódicamente realizar inspecciones utilizando técnicas especiales y personal calificado para su detección, de lo contrario no se detecta el deterioro hasta que el tanque se encuentre fuera de servicio por una inspección planificada o porque ocurra una avería.

El siguiente trabajo se realizó en los tanques de la batería central de la Empresa de Perforación y Extracción del Petróleo Centro (EPEP-Centro) en Varadero, Matanzas, donde debido a un deficiente sistema de protección anticorrosivo, mantenimiento y control, se producen deterioros en el interior de los tanques, siendo más significativa esta situación en los techos de los tanques.

Se analizaron los problemas de diseño anticorrosivo, corrosión, protección y conservación y se proponen posibles soluciones que incluyen el uso de diferentes productos y técnicas para lograr la disminución de las pérdidas por corrosión en dichas instalaciones.

## **ABSTRACT**

In the oil industry's processing and storage tanks are one of the key elements in the production process; hence the importance of preserving these vessels and this is of even more importance in the Cuban oil industry, since oil is extracted from water and gas companion. Internal corrosion of these vessels is the most dangerous because you can not see, so you need regular inspections using special techniques and trained personnel for detection; otherwise the damage is not detected until the tank is outside service for a planned inspection or because a fault occurs.

The following work was performed in the central tank battery Company Drilling and Extraction of Oil Center (EPEP-Center) in Varadero, Matanzas, where due to poor corrosion protection system, maintenance and control damage to occur inside the tanks, being more significant this situation on the roofs of the tanks. We analyzed the design problems corrosion, corrosion protection and conservation and suggest possible solutions including the use of different products and techniques to achieve the reduction of losses due to corrosion in these facilities.

# ÍNDICE

RESUMEN.....	
ABSTRACT.....	
INTRODUCCIÓN.....	1
CAPÍTULO 1. Análisis Bibliográfico.....	5
1.1. Fundamentos Teóricos.....	5
1.1.1. La corrosión atmosférica en Cuba.....	5
1.1.2. Clasificación de la corrosión.....	6
1.1.3. La velocidad de corrosión. Tipos.....	14
1.2. Corrosión interna. Generalidades.....	15
1.2.1. Corrosión interior.....	15
1.2.2. Descripción y características de los tanques de almacenamiento. Tipos.....	16
1.2.3. La influencia de la corrosión interna en tanques de almacenamiento.....	17
1.2.4. Petróleo (Crudo).....	18
1.2.5. Efectos del sulfuro de hidrógeno.....	21
1.3. El diseño anticorrosivo. Comportamiento en condiciones climáticas de Cuba.....	22
1.4. Sistemas de protección anticorrosivo.....	25
1.4.1. Recubrimientos anticorrosivos.....	25
1.5. Recubrimientos de pintura.....	27
1.5.1. Composición de las pinturas.....	27
1.5.2. Esquema de pintado.....	27
1.6. Inhibidores de la corrosión.....	30
CAPÍTULO 2. Caracterización y diagnóstico de la instalación objeto de estudio.....	32
2.1. Materiales y Métodos.....	32
2.1.1. Caracterización del medio corrosivo.....	32
2.2. Caracterización del equipamiento en la instalación y el diagnóstico.....	34
2.2.1. Caracterización de los elementos que participan en este fenómeno de corrosión.....	34
2.2.1.1. Tanques.....	34
2.2.1.2. Gases.....	36
2.2.1.3. Agua de capa.....	36
2.3. Diagnóstico de los problemas de diseño anticorrosivo y corrosión en la instalación.....	37

2.3.1. Estudio de la agresividad en el interior del tanque.....	38
2.3.2. Estudio de los productos de corrosión. Problemas de diseño anticorrosivo.....	39
2.3.2.1. Techos.....	39
2.2.2.2. Envolvente.....	48
2.2.2.3. Fondos.....	50
2.4. Diagnóstico de los problemas de protección anticorrosivo y conservación en la instalación.....	53
2.4.1. Diagnóstico de la preparación de la superficie metálica antes de aplicar los recubrimientos de pintura.....	53
CAPÍTULO 3. Propuesta de un sistema de protección anticorrosivo y determinación de los costos de mantenimiento y reparación.....	54
3.1. Materiales y Métodos.....	54
3.2. Características y/o evaluación de los productos que forman parte del sistema.....	54
3.2.1. Características de los productos para la preparación superficial.....	54
3.2.2. Diseño anticorrosivo y corrosión. Soluciones.....	55
3.2.3. Determinación de los costos de mantenimiento y reparación por concepto de corrosión.....	57
CONCLUSIONES.....	60
RECOMENDACIONES.....	61
BIBLIOGRAFÍA.....	62
ANEXOS.....	65

## INTRODUCCIÓN

En Cuba, tanto por su clima tropical húmedo, como por su configuración larga y estrecha, se aprecia que en gran parte de su territorio prevalezca una atmósfera con altos niveles de salinidad, sobre todo en áreas cercanas a la costa norte, donde los vientos predominantes son del noreste.

El estudio del proceso de corrosión, sus causas, y acciones necesarias para contrarrestarlo, es de gran importancia, pues este es un fenómeno que causa afectaciones económicas y sociales a todo el mundo. Muchos investigadores dedican grandes esfuerzos al estudio de la corrosión, pero dado lo complejo de su naturaleza, esta acción debe ser investigada de manera sistemática y particular, para evitar en la medida de lo posible, las pérdidas que ocasiona.

Según [Domínguez, J.1987], la corrosión es un fenómeno que produce la degradación, disminución o pérdida de las propiedades de interés que debe presentar un material cualquiera en la aplicación específica para la que ha sido destinado, como resultado de la interacción con el medio al que se encuentra expuesto.

Una gran parte de las sustancias utilizadas en la industria para el desarrollo de las actividades humanas se encuentran en estado líquido. El principal problema que se plantea con respecto a los líquidos es su almacenamiento.

Normalmente el almacenamiento de estos líquidos se realiza en los denominados tanques de almacenamiento, de ahí la importancia de la conservación de estos recipientes en buenas condiciones técnicas.

De forma especial, dentro de la industria petrolera los tanques de tratamiento y almacenamiento constituyen un elemento de sumo valor pues actúan como pulmón entre lo que se conoce como producción y transporte de diferentes fluidos, todo esto para absorber las variaciones de consumo y producción que se presentan. Un factor muy importante es que estos equipos permiten la sedimentación de agua y barros del crudo antes de poder ser despachado para destilación o para oleoductos, además de separar un % de gas. Cada uno de estos equipos actúa como punto de referencia en la medición de despachos, ya que brindan flexibilidad operativa a todas las instalaciones relacionadas.

La industria petrolera, a nivel mundial, utiliza una gran cantidad de tanques para almacenar productos dentro de todas sus fases, los cuales presentan características diferentes que dependen de las especificaciones y condiciones de los productos almacenados tales como la

presión, la temperatura de operación, los límites de explosión e inflamabilidad, límites de presión de vapor, diferentes grados de corrosividad, grados API, entre otros.

El florecimiento de la industria del petróleo trajo aparejado los problemas de corrosión inherentes a esta industria y, en especial, en los tanques en los que se intensifica el deterioro en las condiciones por la composición del crudo nativo.

En la EPEPC la especie de tanque de tratamiento y almacenaje usada es el vertical de techo fijo, estos tipos de tanques son los más acostumbrados a usar en la industria del petróleo ya que cuentan con un diseño relativamente simple; su construcción es básicamente por medio de soldadura bajo normas [Norma API 650, 2007]. Los mismos presentan ciertas características desfavorables, entre las que pueden citarse los asentamientos parciales del techo. Esto se debe a sobrecargas dinámicas externas, sobre tensiones en la estructura o depresiones internas de los tanques a la hora de construirlos.

Otra particularidad la determina el clima tropical que es húmedo y ocurre la condensación del vapor de agua presente en la atmósfera, además en gran parte del territorio prevalece una fuerte salinidad unida a la presencia de gases agresivos que favorecen y aceleran el fenómeno de la corrosión.

La corrosión interna es la más peligrosa porque no se puede observar, por ello se necesita periódicamente realizar inspecciones utilizando técnicas especiales y personal calificado para su detección; de lo contrario no se detecta el deterioro hasta que el tanque se encuentre fuera de servicio por una inspección planificada, o porque ocurra una avería. Por lo general, como se menciona anteriormente se necesita detener la producción para reparar los daños de la misma.

La corrosión interna depende principalmente del contenido del tanque y del tipo de material de construcción; en el caso de los tanques de almacenamiento de petróleo crudo y sus derivados, normalmente se fabrican de aceros al carbono. [Norma API 650, 2007].

Entre los mecanismos de daño interno se encuentran:

- ❖ La corrosión en los espacios de vapor en los tanques pueden ser causados por sulfuros de hidrógeno, vapor de agua, oxígeno o una combinación de los mismos.
- ❖ Otro mecanismo de daño está presente en las soldaduras debido al agrietamiento, por tensiones de corrosión en las zonas afectadas por el calor.

- ❖ Las áreas con gran concentración de tensiones, tales como las juntas soldadas, son más susceptibles a la corrosión acelerada.

Los tanques de almacenamiento y tratamiento de crudo siempre presentan una corriente de gases o vapores en contacto con las planchas de acero del techo que pueden ser eliminadas por la válvula de venteo o recuperarse; esto se presenta por dos razones: la primera es por las características propias del fluido y la segunda por variaciones térmicas del medio ambiente.

En el proceso de tratamiento y almacenaje todos los tanques de petróleo crudo existentes en el centro están conectados por su parte superior a un sistema cerrado de recuperación de gases, el cual tiene como objetivo recolectar el gas que se emana durante el llenado para incorporarlo al proceso de ENERGAS o quemarlo en el flare y de suministrar gas para completar el volumen vacío. Durante la extracción de líquido de estos se producen fugas de gas que escapan a la atmósfera por el deterioro de los techos con peligro de explosión e incendio y contaminando el medio, haciendo más corrosiva la atmósfera en las zonas donde se encuentran estas instalaciones petroleras. [Badía, M].

En esta zona industrial se ha demostrado, en estudios anteriores, la presencia de altas concentraciones del sulfuro de hidrógeno ( $H_2S$ ), lo que incrementa considerablemente los procesos de corrosión sobre la superficie de los aceros al carbono y de baja aleación.

En el mantenimiento preventivo juega un papel importante el uso de recubrimientos anticorrosivos con pinturas, aplicándose en interiores y exteriores de los equipos según sus requerimientos.

El objeto de estudio de este trabajo son los problemas de corrosión interior que presentan los tanques de almacenamiento de crudo en batería central de la Empresa de Extracción y Perforación de Petróleo Centro (EPEPCentro) en Varadero.

Considerando todo lo anterior se plantea como:

## **PROBLEMA CIENTÍFICO:**

*¿Cómo aumentar el tiempo de vida útil del interior de los tanques de almacenamiento de crudo en batería central?*

La **HIPÓTESIS** considerada como respuesta anticipada a la solución del problema de investigación es que:

*Si se conocen las características internas de los tanques de almacenamiento de crudo y los factores que influyen en su deterioro se puede proponer un sistema efectivo de protección anticorrosivo y conservación que alargue la vida útil de estos recipientes.*

El **OBJETIVO GENERAL** propuesto para el desarrollo de la investigación es:

Establecer los principales problemas de corrosión en el interior de los tanques de almacenamiento de crudo proponiendo un sistema de protección anticorrosivo para disminuir el deterioro de los mismos.

Los **OBJETIVOS ESPECÍFICOS** que se presentan son los siguientes:

- 1- Desarrollar el diagnóstico y caracterización de los problemas de corrosión en el interior de los tanques de almacenamiento.
- 2- Detectar los principales problemas corrosivos que afectan el interior de los tanques de almacenamiento por observación in situ, y tomando algunos resultados ya obtenidos de las estructuras afectadas.
- 3- Proponer un diseño anticorrosivo adecuado al caso estudio.
- 4- Determinar los costos por mantenimiento y reparación por concepto de corrosión interna.

## **CAPÍTULO I: Análisis bibliográfico.**

### 1.1. Fundamentos teóricos.

#### 1.1.1. La corrosión atmosférica en Cuba.

El fenómeno de la corrosión puede definirse como el ataque químico o electroquímico que sufren los materiales metálicos por la acción del medio ambiente, siempre y cuando conlleve un deterioro de dicho material. [Domínguez, J.1987].

La atmósfera es uno de los medios corrosivos naturales que más se han difundido ampliamente y, es precisamente, en este medio donde ocurre la mayor parte del daño por corrosión a equipos y estructuras metálicas, además de que alrededor de un 80% de las estructuras metálicas están expuestas a la atmósfera y alrededor de un 50% de estas pérdidas por corrosión, se deben a la atmosférica, según plantean los estudios realizados por varios autores [Domínguez, J.1987; Echeverría, C.1985; Corvo, F. 1982; Mertell, J. 1985].

La corrosión es un fenómeno que ocurre de forma natural en todos los metales y se intensifica por la presencia de contaminantes químicos. Este fenómeno produce pérdidas materiales considerables en la industria y daños irreversibles al medio ambiente, e incluso pérdidas de vidas humanas.

Acerca de los factores que influyen en la agresividad corrosiva de la atmósfera en los diferentes ambientes, [Echeverría, C. 1985], plantea que el conocimiento más exacto posible ayudaría a la planificación de las medidas anticorrosivas para la protección de metales y por ende, a la disminución de las pérdidas o costos por corrosión.

La lucha contra la corrosión o degradación atmosférica reclama la mayor atención, debido a la variedad de materiales y estructuras metálicas utilizadas en las construcciones, que expuestas a la atmósfera, experimentan a través del tiempo serias afectaciones. [González, J. A. 1989].

Tomando en consideración el grado de contaminación y la naturaleza de los contaminantes, [Tomashov, N.D. 1979], clasifica las atmósferas en: industriales, marinas, urbanas, rurales, urbanas-marinas, industriales-marinas, urbanas industriales, rurales interiores y otras combinaciones de estas, coincidiendo con [Feliú, M.S. 1971] que, basándose en este criterio, [Tomashov, N.D. 1979], plantea que la más corrosiva es la industrial altamente contaminada, y la menos corrosiva la atmósfera rural pura.

La norma ISO 9223: 1992 y el Mapa de agresividad corrosiva de la atmósfera de Cuba, establecen categorías de agresividad corrosiva de la atmósfera, basándose en la pérdida de peso de acero al carbono, zinc, cobre y aluminio.

### 1.1.2. Clasificación de la corrosión. Tipos de corrosión.

El hombre, en su afán de lograr mejores condiciones de vida, ha usado constantemente su ingenio durante su larga historia. Para lograr tal objetivo, mucho lo ha debido al uso de metales que ahora forman parte de la vida cotidiana y, casi sin quererlo, se ha creado una dependencia tal, que sería imposible hablar del desarrollo y avance de la civilización moderna sin el uso de metales y aleaciones.

Las instalaciones productivas de las industrias están constituidas por diversos metales: grandes reactores donde ocurren las transformaciones químicas, operando a presiones y temperaturas elevadas, tuberías que transportan las materias primas, así como los productos, tanques de almacenamiento, bombas, entre otros.

Por todo esto se puede decir, que se vive en una civilización basada en el metal y, que por lo tanto se requiere que los materiales metálicos en los cuales está basada dicha civilización industrial sean estables en la atmósfera terrestre y, que al menos duren en uso varios años.

La corrosión existe desde que el hombre descubrió la forma de obtener los metales, a partir de sus respectivos minerales, proporcionándoles una determinada cantidad de energía para llevarlos hasta un estado activo o inestable y hacerlos útiles como materiales de construcción; sin embargo, la misma naturaleza les obliga a regresar a su estado original, la herrumbre u óxidos específicos, dependiendo del metal que se trate. Por mucho tiempo se aceptó pasivamente la existencia de la corrosión y se consideró como inevitable; en la actualidad, debido a consecuencias severas como accidentes y alteraciones económicas, se lleva a cabo un minucioso control de la corrosión y mediante diferentes métodos se trabaja en su prevención. [Bonilla, C.R. 1988].

La corrosión puede clasificarse atendiendo a diferentes criterios. Así pues tenemos.

Por su naturaleza la corrosión se puede clasificar en:

Según el mecanismo:

- a) Corrosión química.
- b) Corrosión electroquímica.

En cualquier caso la corrosión es un proceso heterogéneo, (participan al menos dos fases) de oxidación reducción, donde el material metálico se oxida gracias a la reducción de algún componente del medio corrosivo en contacto.

La diferencia entre estos dos grupos de procesos corrosivos 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 superficie metal medio corrosivo (puede ser también metal - óxido - medio corrosivo), mientras en el mecanismo de la corrosión electroquímica el proceso de oxidación de los átomos metálicos se produce en distintos puntos o zonas de la superficie metálica a los de reducción del medio oxidante.

Esto implica la fluencia de una corriente de electrones por el metal que va desde las zonas anódicas donde ocurre la oxidación, hasta las zonas catódicas donde ocurre la reducción del agente oxidante cerrándose el circuito de corriente mediante el correspondiente movimiento iónico por el electrolito en contacto con el metal.

En este caso la superficie metálica se convierte en una serie de micro celdas galvánicas, para la cual deben presentarse diferentes potenciales en distintas zonas lo cual viene dado por diferencias de composición química, tensiones internas, deformaciones, estado superficial, heterogeneidades del electrolito, etc. [Domínguez, J. (2010)].

De forma general se puede, entonces, plantear que la corrosión electroquímica se presenta en presencia de soluciones electrolíticas, por lo general acuosas, mientras que la corrosión química se lleva a efecto en ausencia de dichas soluciones; generalmente a elevadas temperaturas, y si existe agua estará en forma de vapor. [Domínguez, J. (2010)].

Según la morfología del ataque:

- a) Corrosión uniforme o generalizada.
- b) Corrosión no uniforme o localizada.

**Corrosión homogénea, uniforme, o generalizada:** En este tipo de corrosión la observación visual de la muestra presenta un ataque similar en toda su superficie.

Se manifiesta como un ataque más o menos parejo de la superficie del metal, a nivel macroscópico, por lo que es muy difícil encontrar estos casos, según el mecanismo de la corrosión electroquímica.

Es por tanto, la forma más frecuente de corrosión, aunque es también la menos peligrosa por su menor velocidad de penetración. Sus posibles mecanismos son:

- Ataque por mecanismo químico sin microceldas galvánicas.
- Microceldas que alternan su polaridad.
- Submicroceldas a nivel atómico.

Es el tipo de corrosión al cual se le dedica mayor cantidad de recursos para su prevención y combate. Se emplean para ello los métodos más generales de combate anticorrosivo como son los recubrimientos, en particular las pinturas, los inhibidores de corrosión, la protección electroquímica y los materiales resistentes. [Domínguez, J. (2010)].

**Corrosión heterogénea, no uniforme, o localizada:** En este tipo, el ataque se presenta de forma preferencial sobre algunas zonas, y no siempre puede ser apreciado el daño de manera visual.

Se manifiesta como un ataque preferencial en ciertas zonas de la superficie del metal, algunas zonas funcionan siempre como ánodo, mientras que otras siempre lo hacen como cátodo. [Domínguez, J. (2010)].

En ocasiones estos ataques localizados se producen con la intervención de efectos o cargas mecánicas de tracción, flexión, torsión, fatiga, cortantes, entre otros. En tal caso puede generarse un nuevo tipo de deterioro considerado como “corrosión con efecto mecánico” cuya intensidad supera normalmente en mucho la suma de los deterioros químicos y mecánicos por separado. [Domínguez, J. (2010)].

Según [Echeverría, C. A. 2005], plantean que la corrosión heterogénea o localizada a su vez se subdivide en dos subgrupos:

**a) sin influencia de factores mecánicos.**

- Por par metálico.
- Por celdas de concentración.
- Por celdas de temperatura.
- Intersticial.
- Picadura.
- Inter-cristalina.
- Selectiva.

**b) con participación de factores mecánicos:**

- Rotura por tensión.
- Fatiga.
- Erosión.
- Cavitación.
- Rozamiento.

Con frecuencia la corrosión electroquímica viene acompañada de acciones mecánicas variadas, como por ejemplo, tensiones de tracción, resultado de casos de sollicitación de cargas del tipo tracción y flexión fundamentalmente, así como de impacto y cortantes, sobre la superficie metálica. En estos casos es posible la aparición de fenómenos de deterioro, combinado químico-mecánico, con un rápido e intenso deterioro de las instalaciones involucradas. Debe señalarse que no se trata de una suma de los deterioros que pudieran ocasionar ambos efectos por separado, sino de fenómenos nuevos con sus propias características y cuya velocidad de acción supera en mucho, la suma de los efectos individuales, es decir, se observa un sinergismo en el deterioro.

En estos casos no se debe olvidar la palabra CORROSION pues, por ejemplo, una rotura por fatiga es una destrucción mecánica pura sin intervención del factor químico, por lo tanto, resulta un fenómeno cualitativamente distinto. [Echeverría, C. A. 2005].

#### **Corrosión por par metálico:**

Se presenta cuando dos o más materiales metálicos están en contacto eléctrico dentro de un medio corrosivo común. En la práctica productiva tal situación se da con frecuencia. Ejemplos de ello se ven en el empleo de remaches y cordones de soldadura de metales o aleaciones diferentes al del metal constructivo principal y en uniones embridadas o mandriladas como es el caso de los evaporadores de la industria azucarera cubana donde los tubos son de cobre y la placa a la cual se fijan de acero. Este deterioro es raro en las industrias desarrolladas, ya que resulta relativamente fácil de evitar. En este medio se observa con frecuencia por falta de rigor técnico en el diseño y construcción de aparatos. [Domínguez, J. 2010].

#### **Corrosión intersticial:**

Un fenómeno común en equipos industriales, crítico en metales de pasivación no extremadamente fuerte como son los diferentes tipos de inoxidable al cromo y cromo níquel, aluminio y sus aleaciones. Materiales metálicos como el titanio, zirconio, aleaciones níquel

cromo, níquel molibdeno, son mucho más resistentes a este tipo de corrosión, ya que no pierden el estado pasivo a bajas concentraciones de los agentes oxidantes. Los metales que no se caracterizan por su pasividad como el cobre y sus aleaciones, así como los aceros al carbono (bajo aleado) lo sufren, pero con menos intensidad. Para que la corrosión intersticial ocurra de manera severa es necesario que el medio presente elevada agresividad (pH ácido, concentración de cloruros media, presencia de oxidantes rápidos como el Fe III, etc.) Un aspecto muy importante es el espesor de la rendija o ranura. Si esta es lo suficientemente pequeña para evitar la introducción del electrolito, la corrosión es baja; pero si es muy ancha (más de 1 mm) también lo es. El pH dentro de la ranura baja por hidrólisis ácida de las sales del metal. [Domínguez, J. 2010].

#### **Corrosión picadura (pitting):**

Se manifiesta como un ataque y disolución puntual que sufren muchos materiales metálicos en determinadas condiciones. En la práctica productiva a todo lo que ocasione una perforación puntual en la pared de un equipo se le llama picadura o pitera. La causa de ello puede ser variada por la presencia de impurezas más activas o nobles que el metal base; la corrosión bajo depósito en el interior de tuberías o recipientes, ya que desde el exterior se ve cómo un punto, aunque en el interior es un cráter o úlcera y es típica de los aceros al carbono o bajo aleados, la corrosión por choque en el cobre y sus aleaciones.

En realidad la picadura clásica es la que sufren los materiales metálicos en estado pasivo, cuando se ponen en contacto con soluciones que contienen iones o sustancias activadoras como cloruros, bromuros, yoduros, hipoclorito, bromo y otras. Hay materiales metálicos más o menos susceptibles; a este tipo de ataque y, es un problema frecuente, en los aceros inoxidable. [Domínguez, J. 2010].

#### **Corrosión intercrystalina:**

Se produce, no en la superficie expuesta del material metálico, sino en su interior. Consiste en la disolución de los límites de granos o cristales metalográficos que avanza desde la superficie hacia las profundidades del material. Este fenómeno provoca el debilitamiento mecánico de la estructura del material y desemboca en la fractura de la pieza o instalación. Son diversos los materiales que pueden sufrir este tipo de corrosión. Es frecuente en aceros inoxidable

austeníticos y ferríticos, en aleaciones de aluminio, de níquel y otras, pero para que ocurra el metal debe estar sensibilizado térmicamente. [Domínguez, J. 2010].

### **Corrosión selectiva:**

Es un tipo de deterioro que sufren algunas aleaciones cuando se produce la disolución u oxidación selectiva de uno de los componentes de la misma. Esto sólo ocurre cuando uno de los integrantes de la aleación es mucho más activo termodinámicamente que el otro, como es el caso de los latones (Cu-Zn), el hierro fundido (C-Fe) y algunas aleaciones de aluminio y metales nobles. En los aceros inoxidable, otras aleaciones pasivas, los bronce al estaño y otros, puede haber cierta oxidación selectiva de los componentes más activos, pero este proceso se detiene rápidamente al tender a igualarse las velocidades de disolución de sus componentes, debido a limitaciones difusivas en sólido o por la formación de capas de elevada capacidad protectora. [Domínguez, J. 2010].

### **Corrosión rotura por tensión:**

La grieta se desarrolla hacia el interior del metal en dirección perpendicular a las tensiones de tracción existentes, las cuales pueden ser aplicadas o residuales de conformación. El nivel de tensiones está por debajo del límite de fluencia del material, por lo que ellas solas no causan la rotura del material. Su función estriba en transformar una posible corrosión generalizada o picadura en otra, en forma de grieta o rajadura que avanza mucho más rápidamente que otras formas y que concluye con la fractura del metal.

Los mecanismos propuestos para explicar este tipo de corrosión son múltiples y pueden verse en la literatura (texto), pero sin dudas ambos efectos tienen importancia: uno para abrir lentamente el fondo de la grieta y el otro para accionar sobre este vértice activo y deformado.

La corrosión rotura por tensión se caracteriza por la selectividad de los distintos materiales metálicos frente a los diferentes medios corrosivos. Así por ejemplo, los aceros inoxidable sufren este tipo de corrosión en soluciones de cloruros, pero no en soluciones amoniacales, mientras que los latones muestran un comportamiento totalmente opuesto. Los metales puros son muy poco susceptibles a este tipo de corrosión, que es más frecuente en aleaciones y metales técnicos. Además de las características del medio y del metal influyen otros factores, como el

nivel de esfuerzo aplicado y la temperatura. También es de destacar que las tensiones de compresión no sólo resultan peligrosas, sino que son beneficiosas.

Por eso con frecuencia, la generación de tensiones de compresión en la superficie de la pieza constituye una forma de combate contra este tipo de corrosión.

El avance de la grieta puede ser intercrystalino, por los bordes de granos o cristales, y transcrystalino si atraviesa los granos. Esto depende del metal, del medio corrosivo y de la magnitud de las tensiones aplicadas. [Domínguez, J. 2010].

### **Corrosión fatiga:**

Esta, que al igual que en la SCC el material falla, por rajadura (resistencia), pero en donde las tensiones aplicadas no son estáticas, sino que varían cíclicamente. Esta característica distintiva provoca significativos cambios en el mecanismo de rotura.

Esta corrosión no es selectiva, y cualquier metal lo puede sufrir en cualquier medio corrosivo. Debido al rozamiento entre las paredes de la grieta, las capas pasivas se deterioran y el efecto galvánico con el fondo es más débil, por lo que es menos rápida. La grieta en la corrosión fatiga, (CF) es generalmente transgranular y el número de ciclos hasta rotura depende del valor de  $\sigma$  máxima.

La fractura en la corrosión fatiga se produce a un menor número de ciclos que en la fatiga pura, para el mismo nivel de tensión. Además, no posee un límite mínimo de esfuerzo para su ocurrencia. Es frecuente en sistemas con movimiento cíclico como volantes, excéntricas, tubos bajo vibración, pistones, etc. [Domínguez, J. 2010].

### **Corrosión erosión:**

El caso típico se presenta cuando un líquido, con elevado contenido de sólidos en suspensión, se mueve a lo largo de una superficie metálica. En el caso de gases húmedos y corrosivos el % de sólidos que puede provocar este fenómeno es mucho menor. Esto es debido a que los líquidos funcionan como lubricantes y reducen la acción erosiva de las partículas en la superficie metálica. No obstante, si la velocidad del fluido es muy elevada o hay mucha turbulencia, el fenómeno de corrosión erosión, puede ocurrir en líquidos con muy poca cantidad de sólidos en suspensión e incluso en ausencia de ellos (hidro-erosión).

Este fenómeno se presenta en inyectores, boquillas, toberas, bombas centrífugas y en tubos de intercambio calórico de cobre y latón en su entrada.

La corrosión erosión consiste normalmente en un desgaste, a veces en forma de estrías en la dirección de flujo cuyo mecanismo general parece ser el de deteriorar las capas protectoras de óxido de los metales, permitiendo el ataque libre de la superficie descubierta por los agentes oxidantes del medio y así sucesivamente.

En la práctica productiva le achacan la responsabilidad del deterioro de ductos e instalaciones con mucha frecuencia, aunque en realidad el fenómeno de corrosión sea otro muy distinto. La presencia de algunas cantidades de sólidos en soluciones acuosas móviles o de fluidos más viscosos no ocasiona ningún efecto importante de deterioro de los aceros. Las pastas minerales en movimiento sí son erosivas o pequeñas cantidades de sílice en turbinas y bombas; por lo que también pueden generar grandes afectaciones. [Domínguez, J. 2010].

#### **Corrosión cavitación:**

Cuando un líquido con suficiente fluidez y presión de vapor se somete a un intenso régimen turbulento de movimiento como el presente en bombas centrífugas, propelas de barco, etc., puede provocar el socavamiento de las paredes del equipo o pieza en contacto con perforación del material. Esto se conoce como cavitación o corrosión cavitación.

Todo es debido a que las elevadas turbulencias provocan fuertes caídas de presión y ocasionan vaporizaciones del líquido en forma de burbujas, las cuales colapsan sobre las paredes metálicas levantando las capas protectoras, e incluso provocando deformaciones plásticas puntuales en el material base.

Si este efecto reiterativo es muy fuerte provocan el levantamiento de partículas del metal, y en ese caso, el fenómeno se torna casi puramente mecánico. Si no es tan intenso, el ataque químico juega un papel importante. [Domínguez, J. 2010].

#### **Corrosión rozamiento o fricción:**

Se presenta cuando en un ambiente corrosivo, dos superficies sólidas metálicas o una metálica y otra no, están en contacto y se mueven relativamente una respecto a la otra en forma cíclica, produciéndose el deterioro de una o de ambas superficies. Se conoce normalmente como fretting.

Este tipo de deterioro se manifiesta como un ataque por fricción con manchas y cráteres amplios y poco profundos, pero que pueden terminar en una grieta de fatiga.

Se produce en engranajes, turbinas y piezas de maquinarias de la industria mecánica, del transporte y termo energéticas.

Normalmente se considera un efecto tribológico de naturaleza puramente mecánica de fricción o abrasión, pero en realidad participan los agentes químicos oxidantes del medio ambiente que rodea al equipamiento. [Domínguez, J. 2010].

### 1.1.3. La velocidad de corrosión.

Teniendo en cuenta este mecanismo, la velocidad de corrosión de un material puede ser medido de tres formas fundamentales:

La primera es la pérdida de peso o diferencia de peso entre un material antes y después de haber sido sometido al fenómeno de corrosión en un tiempo determinado de exposición. La forma de estandarizar esta medida es considerando un área de exposición, por lo que esta forma de corrosión se mide en unidades de masa entre tiempo y unidad de área, siendo muy usual  $\text{mg}/\text{dm}^2$  día (mdd). Este manera de medir la corrosión se utiliza en el ámbito de laboratorio, como en el caso del estudio de la corrosión atmosférica. En este sentido se toma la masa antes de la exposición, y después de ésta, para lo cual se eliminan los productos de corrosión formados durante el tiempo de exposición, y se obtiene la diferencia de masa [Afonso T. J. 2001].

Otra forma muy usual para medir la corrosión, es por el método denominado penetración del metal, el cual es muy utilizado para estudiar el deterioro, a partir de la variación de espesor que sufre el material metálico en un determinado tiempo. Este es muy útil para conocer rápidamente el deterioro en tuberías, y su aplicación es mayor en el ámbito industrial. Las unidades más usuales son  $\text{mm}/\text{año}$  o  $\text{mili pulgadas}/\text{año}$  en los países sajones.

Dividiendo las medidas del método de pérdida de masa entre la densidad del material, se obtienen los valores en el método de diferencia de espesores, así por ejemplo para el acero en agua de mar, 25 mdd corresponden a  $0.13 \text{ mm}/\text{año}$  [Afonso T. J. 2001].

El tercer método para cuantificar la velocidad de corrosión es uno que utiliza las propiedades electroquímicas del proceso, y por ello está en función de densidad de corriente por unidad de área. La cantidad de elementos que se corroen o disuelven en el ánodo o se electro deposita en el cátodo, fue determinada en el año 1833 por Michael Faraday, el cual llegó a la conclusión de que la masa (en gramos) de ese elemento viene dada por la expresión:

$$m = \frac{I * M * t}{n * F} \quad (\text{Ec.1.1})$$

Donde:

I= intensidad de la corriente que circula por el electrodo;

t= tiempo durante el que circula la corriente I;

M= masa atómica del material;

F= constante de Faraday (96500 C/mol);

N= número de electrones que participan en la reacción electroquímica.

Al dividir la intensidad de corriente por la superficie expuesta, se puede obtener la relación de la densidad de corriente ( $i=I/A$ ) con la pérdida de masa.

$$i = \frac{m * n * F}{M * A * t} \quad (\text{Ec.1.2})$$

Esta forma de cuantificar la corrosión es utilizada en el laboratorio con equipos electrónicos como el potenciostato-galvanostato. [Afonso T. J. 2001].

## 1.2. Corrosión interna. Generalidades.

### 1.2.1. Corrosión interior en los tanques.

La corrosión interior, se genera por reacciones electroquímicas donde influyen diversos factores ambientales como la composición del gas, el contenido del agua y la proporción de agua e hidrocarburos. La misma ocurre en interiores de oleoductos y tuberías, y existen controles para ella:

Para el diseño e implementación de estrategias para el control de corrosión se pueden destacar:

- Selección y dosificación de inhibidores.
- Control de procesos electroquímicos.

Diseño e implementación de sistemas de monitoreo de corrosión interior:

- Cupones de corrosión.
- Sistemas electroquímicos de control.
- Control de eficiencia de inhibidores. [Ribaldo, C. 1982].

### 1.2.2. Descripción y características de los tanques de almacenamiento. Tipos.

Los tanques de almacenamiento constituyen, dentro de la industria petrolera, un elemento de gran importancia ya que, actúa como pulmón entre lo que se conoce como producción y transporte de diferentes fluidos; todo esto para absorber las variaciones de consumo que se presentan.

Un factor muy importante es que estos equipos permiten la sedimentación de agua y barros del crudo antes de poder ser despachados para destilación o para oleoductos. Cada uno de estos equipos actúa como punto de referencia en la medición de despachos, ya que brindan flexibilidad operativa de todas las instalaciones.

Cada uno de estos equipos desempeñan un trabajo específico en un sistema de producción, estos pueden ser:

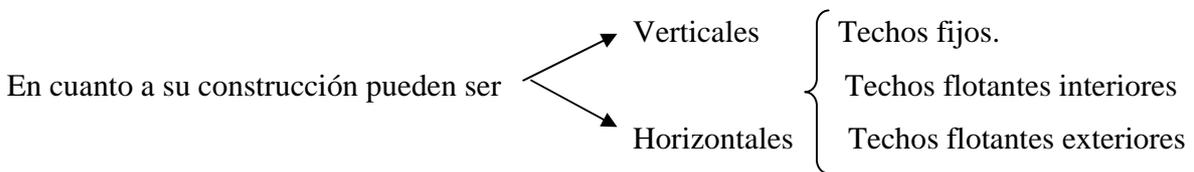
Tanques de lavado de crudo.

Tanques de estabilización de crudo.

Tanques de almacenamiento de crudo.

Tanques de almacenamiento de derivados.

La clasificación más importante de los tanques de almacenamiento es:



En cuanto a su uso pueden ser

- Producción (Refinería).
- Yacimientos.
- Terminal despacho.
- Reserva.

En cuanto a su producto pueden ser

- Crudo.
- Nafta.
- LPG, etc

### **Tanque vertical fijo:**

Este tipo de tanque es el más utilizado en la industria petrolera ya que cuenta con un diseño relativamente simple, su construcción por medio de soldaduras, bajo la norma API 650, y este consta de un techo cónico.

También presenta ciertas características desfavorables, como por ejemplo: siempre cuenta con una corriente de gases o vapores, que deben ser eliminados por una válvula de venteo, lo cual se presenta por dos razones: la primera es por los rasgos propios del fluido, y la segunda es debido a las variaciones térmicas del medio ambiente, a que la presencia de gases sobre el espejo del fluido es altamente peligroso para la operación, pues la mayoría de estos vapores o gases son inflamables o explosivos, lo que representa un riesgo constante porque se pueden presentar incendios y explosiones.

### 1.2.3. La influencia de la corrosión interna en tanques de almacenamiento.

La corrosión interna en tanques de almacenamiento es causada principalmente por las características del fluido que se acumula y los materiales con los que se construyó el equipo.

El material más utilizado en la construcción de un tanque de almacenamiento es el acero, por esta razón la corrosión es un gran problema que afecta a la mayor parte del mismo.

En la industria, específicamente en la petrolera se utilizan varios tipos de tanques de almacenamiento: los de techos fijos y los de techos flotantes. Cada uno de ellos presenta diferentes zonas críticas de corrosión, pues por su diseño y utilización esta expuesto a diferentes causas y efectos. Los tanques de techos fijos se diseñan en la industria petrolera para el

almacenamiento de derivados del petróleo; estos fluidos tienen la característica de producir vapores de sulfuro de hidrógeno, vapor de agua, oxígeno, o en su defecto una mezcla de todos ellos, haciendo que se genere una atmósfera altamente corrosiva, que afecta principalmente a las placas ubicadas en la parte o anillo superior del tanque. Otro punto afectado es en la zona de interfase, entre el petróleo y al agua, ya que estos fluidos contienen elementos que dan inicio a la corrosión. Cabe señalar que Cuba produce petróleo en su mayor parte, con alto grado de azufre, lo que perjudica la vida útil de todas las herramientas y elementos que conforman la industria petrolífera. [Ochoa, L.R, 1994].

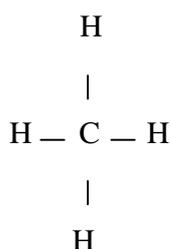
#### 1.2.4. Petróleo. (Crudo)

La palabra petróleo proviene del latín, *petra* que significa piedra y *oleum*, que significa aceite. Es un mineral combustible líquido, difundido en la envoltura de la tierra. Es oleoso (graso, aceitoso), bituminoso (pegajoso), de origen natural, compuesto por diferentes sustancias orgánicas. Compuesto por átomos de carbono e hidrógeno; además contiene oxígeno, azufre, agua, gas, minerales disueltos.

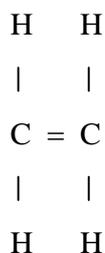
##### **Según su naturaleza:**

Para formarse una mejor idea de los hidrocarburos, es necesario precisar la base de formación de éstos, viendo los casos más simples:

Metano, es un gas cuya fórmula es CH<sub>4</sub> y, por tanto, es saturado:



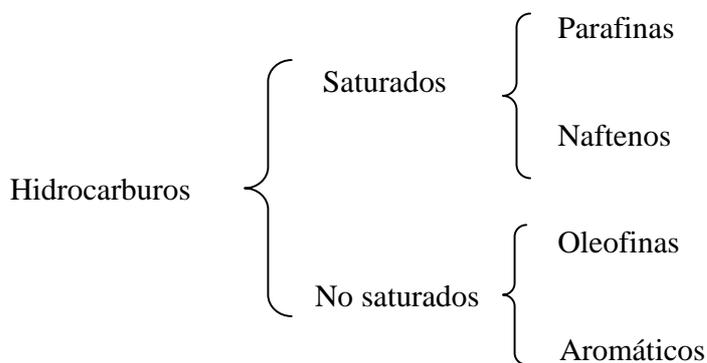
Etileno, gas utilizado para producir alcohol etílico, es un gas no saturado:



En vista de esto, pueden definirse dos grandes grupos de hidrocarburos: saturados y no saturados. Cuando todas las valencias del carbono están compuestas por hidrógeno, es saturado y cuando hay falta de hidrógeno, es no saturado.

Los no saturados tienden a formar gomas, lacas y fangos, al unirse al oxígeno y separarse del carbono que es un enlace menos estable.

Los saturados y no saturados, se dividen, a su vez, en dos grupos importantes cada uno:



Las parafinas son las más ricas en hidrógeno, son saturadas y, por tanto, relativamente estables. Las parafinas comunes son líquidas, pero se pueden encontrar gaseosas o sólidas, siendo  $C_nH_{2n+2}$  su fórmula global.

Los naftenos (ciclanos o ciclo alcanos) son saturados suficientemente para resistir los cambios, incluyendo la oxidación. Son relativamente insolubles en ácido sulfúrico fuerte. Los naftenos se presentan como componentes de los aceites lubricantes. Los más importantes son ciclo pentano y ciclohexano.

Las oleofinas son no saturados y tienen, por tanto, deficiencia de hidrógeno, consecuentemente son muy reactivos, y combinan fácilmente con el hidrógeno, oxígeno, cloro y azufre. A causa de esto, altos porcentajes de oleofinas en los combustibles no son deseables; sin embargo, son deseables en la manufacturación de varios productos, entre ellos el plástico.

Los aromáticos son no saturados, pero actúan como saturados. Son deseables en la gasolina, pues tienen altas propiedades antidetonantes. Son llamados aromáticos por su olor característico. Algunos se usan en las producciones del TNT, colorantes, plásticos, insecticidas, entre otros.

### **Crudos producidos en Cuba.**

El principal yacimiento de Cuba (Varadero) se descubrió en la década del 70, siendo su mayor auge productivo en los años 90 del siglo pasado. En los últimos se ha revitalizado la producción de este yacimiento, con la entrada de nuevos pozos como el Varadero 1000, Varadero 1001 y Varadero 1002. De esta forma se detuvo la merma en el aporte de crudo del yacimiento gracias a trabajos de prospección realizados en la zona. Este incremento se mantendrá con la próxima entrada de los pozos Varadero 1003 y Varadero 1004, que actualmente están en perforación.

Este yacimiento de crudo extra pesado tiene como promedio las siguientes características:

Grados API	8 a 10
Densidad (g/cm <sup>3</sup> )	1,0137 a 0.9994
Azufre (%)	7 a 9
Viscosidad (cSt)	10000 a 25000

En la EPEPC existen otros yacimientos menores llamados comúnmente satélites o asociados, contándose entre ellos a los denominados Varadero Sur, Guásimas, Cantel Serpentina, Cantel Caliza, Camarioca, Majaguillar, San Antón, Chapulín, Mar Bella, Cupey y Motembo, entre otros. Muchos de ellos producen crudo medio o pesado, aunque ante el crudo extra pesado del yacimiento Varadero, mayoritario en el compósito, se le llama habitualmente crudo ligero. En el anexo 4 se muestra las características del petróleo. (Ver Anexo 4).

Aunque los petróleos crudos difieren grandemente entre sí, el término crudo puede definirse como una mezcla de distintas combinaciones de dos elementos simples de la naturaleza: el carbono, que en su forma simple es un sólido de color negro, y es el elemento más ampliamente difundido, el hidrógeno que es gaseoso, y a la vez, el elemento más ligero que se conoce. Cuando ambos se combinan en diferentes proporciones, forman gases, líquidos o sólidos conocidos como hidrocarburos. El petróleo es por tanto, como se había dicho anteriormente, una mezcla de hidrocarburos.

Los valores de asfáltenos y resinas para los crudos son elevados, mientras que las parafinas son pequeñas, lo que determina su clasificación asfalto resinosa proporcionando la alta viscosidad del mismo, pero como se aprecia, esta disminuye sensiblemente con la temperatura, obteniéndose por

cada 10 °C de aumento de temperatura una reducción de aproximadamente el 50 %, hasta valores de 70 °C, y por encima de esta, la misma disminuye.

El bajo punto de inflamación está determinado por la oclusión del gas en el crudo, lo cual provoca que, al ser calentado e incluso agitado a temperatura ambiente, ocurra flacheo de dichos gases; sin embargo, el punto de ignición se encuentra por encima de 100 °C, como era de esperar atendiendo a la poca cantidad de componentes ligeros que posee el crudo.

El análisis elemental demuestra que el contenido de vanadio es bajo, el cual es un índice favorable, ya que la formación, durante la combustión del pentóxido de vanadio es altamente perjudicial desde el punto de vista corrosivo, no siendo así en el caso del azufre, el cual presenta valores elevados, lo que puede provocar, además de la contaminación ambiental correspondiente, formación de ácidos corrosivos (sulfhídrico y sulfuroso) en zonas frías del sistema de salida de gases de la combustión de las calderas.

#### 1.2.5. Efecto del sulfuro de hidrógeno.

Los tanques de almacenamiento y tratamiento de crudo siempre presentan una corriente de gases o vapores en contacto con las planchas de acero del techo, la presencia de gases sobre el espejo del fluido es altamente peligroso para la operación ya que la mayoría de estos vapores o gases (compuestos corrosivos como el  $\text{CO}_2$ , sulfhídrico y otros compuestos del azufre) son inflamables o explosivos, lo que representa un peligro constante porque se pueden presentar incendios o explosiones por un simple hecho como un rayo.

La presencia de  $\text{H}_2\text{S}$  es muy importante debido a las consideraciones metalúrgicas y por razones de seguridad y protección ambiental. Cuando el proceso de corrosión es dominado por  $\text{H}_2\text{S}$ , el producto de corrosión que prevalece proviene de la relación del  $\text{H}_2\text{S}$  con el acero para formar sulfuro de hierro ( $\text{FeS}$ ), el cual puede ser más protector al acero que la misma capa de  $\text{FeCO}_3$  (Capa formada cuando el proceso de corrosión es dominado por  $\text{CO}_2$ ). Para ambientes dominados por  $\text{H}_2\text{S}$  se utilizan los criterios de la norma NACE MR0175.

El  $\text{H}_2\text{S}$  es un compuesto corrosivo que aumenta su agresividad cuando también esta presente el  $\text{CO}_2$  y el  $\text{O}_2$ . Se puede producir picadura, tensión rotura por sulfuros o fragilidad por hidrógeno.

La corrosión causada por H<sub>2</sub>S es dependiente del pH. En general se puede establecer:

- pH < 4.5 ocurre corrosión y fragilidad por hidrógeno.
- 4.5 < pH < 6 por la baja concentración de H<sup>+</sup> y S<sup>2-</sup> se observan bajas velocidades de corrosión y poca penetración de hidrógeno.
- 6 < pH < 8 se forman filmes protectores de sulfuros ferrosos. Si el film es roto mecánicamente puede ocurrir corrosión

Particularmente el sulfuro de hidrógeno con fórmula química: H<sub>2</sub>S tiene una serie de efectos negativos para la salud como a continuación se relaciona: [Joaquín, 1999].

**Grado de peligrosidad:** Es un gas altamente tóxico e inflamable, lo que se ve agudizado por su alta densidad que hace que se acumule al nivel de la superficie.

Los efectos del gas varían con la concentración en el medio ver anexo 5.

**Concentración permisible:** A partir de 1ppm se puede oler. El límite máximo tolerable durante 8 horas continuas de trabajo es de 10ppm a partir de este momento se debe colocar la máscara de oxígeno.

**Exposición permisible:** 20 ppm es el límite de exposición cero.

**Toxicidad:** El H<sub>2</sub>S, se combina con la hemoglobina de la sangre. Su acción asfixiante se debe a la parálisis del centro respiratorio.

Con repetidas exposiciones a bajas concentraciones se producen los siguientes síntomas: conjuntivitis y fotofobia.

La intoxicación crónica resulta en dolor de cabeza, inflamación de la conjuntiva y los párpados, alteraciones digestivas, pérdida de peso y debilidad general.

**Efectos a la exposición:** Ver anexo 5.

### 1.3. El diseño anticorrosivo. Comportamiento en condiciones climáticas de Cuba.

Por lo general las construcciones metálicas en las condiciones climáticas de Cuba y próximas a la costa norte, presentan afectaciones por corrosión que incrementan los costos del mantenimiento

en la protección anticorrosiva, en lo que incide el efecto del aerosol marino y la posible influencia de contaminantes.

Los problemas de diseño mecánico en estructuras metálicas y las insuficiencias en la preparación de superficies y protección con recubrimiento de pintura, incrementan los efectos corrosivos, además de la falta de medidas de conservación la preparación del personal encargado de esta actividad de mantenimiento y su organización.

El deterioro de los materiales preocupa tan vivamente a los fabricantes y usuarios, que la conservación de los recursos, resulta un aspecto de suma trascendencia para las economías nacionales. Los problemas que origina la corrosión y degradación tienen que ser infundidos en el ánimo de los profesionales de todas las disciplinas relacionadas con la ingeniería y las ciencias aplicadas [Otero, 2000].

Plantea [Echeverría, C.A, 2003] que para conocer los diferentes problemas de diseño anticorrosivo que presentan las instalaciones, hay que consultar de forma obligada las normas internacionales, en este caso, las (Normas ISO 12944-1, 1998; ISO 12944-3, 1998; ISO 12944-5, 1998; y la ISO 12944-8, 1998). Las mismas, en su conjunto, establecen los criterios básicos de diseño que tienen que cumplirse para prevenir la corrosión.

Las superficies de las estructuras de acero expuestas a los agentes corrosivos deben ser mínimas en extensión, y tener el número más pequeño posible de irregularidades, por ejemplo, superposiciones, esquinas, bordes.

Las uniones deben ser realizadas, preferiblemente, mediante soldadura, en vez de atornilladas o ribeteadas, para conseguir la superficie más uniforme posible.

Las soldaduras discontinuas y por puntos se deben usar solamente cuando los riesgos de corrosión sean insignificantes según lo que plantea la norma internacional ISO 12944-3,1998.

Según [Echeverría, C.A. 2003] es posible encontrar, en conjunto, varios problemas de diseño anticorrosivo como son:

- **Accesibilidad:** Los componentes de acero deben diseñarse para que sean accesibles a la hora de aplicar, inspeccionar y mantener el sistema de pintura protector. Es muy importante cumplir con los criterios de lograr separaciones entre componentes superiores a 50mm y profundidades menores de 100mm, para garantizar todas las operaciones de preparación de superficie, aplicación de recubrimientos y mantenimiento.

- **Tratamiento de orificios:** Orificios estrechos, hendiduras ciegas y uniones solapadas son lugares potenciales para ser atacados por la corrosión procedente de la retención de humedad y suciedad, incluyendo cualquier abrasivo utilizado durante la preparación de la superficie. La corrosión de este tipo debe normalmente, evitarse mediante el sellado. En los ambientes más corrosivos, el espacio debe ser rellenado con soldadura de acero que sobresalga alrededor de todas las secciones, y en las superficies en contacto, sellarse con soldaduras continuas para prevenir el atrapamiento de abrasivos y la entrada de humedad.

- **Prevención de la corrosión galvánica:** Cuando exista continuidad eléctrica entre dos metales de diferente potencial electroquímico en condiciones de exposición continua o periódica a la humedad (electrolito), tendrá lugar la corrosión del metal menos noble de los dos. La formación de este par galvánico también acelera la velocidad de corrosión del menos noble de los dos metales. La velocidad de corrosión depende, entre otros factores, de la diferencia de potencial entre los dos metales conectados, sus áreas relativas, la naturaleza y período de acción del electrolito.

- **Entallas:** Las entallas en refuerzos, almas o componentes de construcción similares deben tener un radio mínimo de 50 mm, para permitir la preparación adecuada de la superficie y la aplicación de un sistema de pintura protector.

- **Refuerzos:** Cuando se requieren refuerzos, por ejemplo, entre un alma y una pestaña, es esencial que la intersección entre el refuerzo y los componentes colindantes esté soldada a todo alrededor, para prevenir la formación de huecos. El diseño de refuerzos no debe permitir la retención de depósitos, ni agua, pero sí el acceso para la preparación de la superficie y la aplicación de un sistema de protector.

- **Precauciones para prevenir la retención de humedad, depósitos y agua:** Deben evitarse configuraciones superficiales en las que el agua pueda quedar retenida, y de este modo, en presencia de materias extrañas, incrementar el potencial de los agentes corrosivos. El diseñador también debe tener en cuenta los posibles efectos de contaminación por descuelgues, por ejemplo, de productos de corrosión de acero suave sobre aceros inoxidable austeníticos, o ferríticos, que puedan provocar la corrosión de estos últimos.

- **Bordes:** Los bordes redondeados son deseables, para posibilitar la aplicación de la capa protectora de modo uniforme, y para lograr un espesor de película adecuado sobre bordes agudos, las capas protectoras en los bordes agudos son, además, más susceptibles al deterioro.

Por consiguiente, todos los bordes agudos deberían redondearse o biselarse desde el proceso de fabricación y las rebabas en torno a orificios y a lo largo de otros bordes cortantes deberían eliminarse.

Es válido destacar que este problema de diseño es muy evidente y que se presenta con bastante frecuencia.

- **Imperfecciones en la superficie de las soldaduras:** Las soldaduras deben estar libres de imperfecciones (por ejemplo: aspereza, fracturas, orificios, cráteres, proyecciones), que son difíciles de cubrir eficientemente con un sistema de pintura protector.

- **Conexiones con pernos:** Pueden distinguirse dos tipos.

**Conexiones antideslizantes con pernos de alta resistencia:** Las superficies de fricción en conexiones antideslizantes deben prepararse por chorreado, previo al montaje, hasta un grado de preparación mínimo de Sa 2 ½, tal y como se define en la norma ISO 8501 – 1988, con una rugosidad acordada, y en la superficie de fricción puede aplicarse un material protector con un coeficiente de rozamiento apropiado.

**Conexiones precargados:** Se debe prestar una atención especial a la especificación de películas de pinturas para conexiones con pernos precargados: pernos, tuercas y arandelas, los pernos, las tuercas y las arandelas deben protegerse contra la corrosión para obtener la misma durabilidad que la protección de la estructura.

- **Áreas cerradas y componentes huecos:** Dado que las áreas cerradas (interior accesible) y los componentes huecos (interior inaccesible) minimizan la superficie expuesta a la corrosión atmosférica, constituyen una sección especialmente bien adaptada a la protección frente a la corrosión, siempre que se cumplan requisitos, tales como: las áreas cerradas y los componentes huecos que estén expuestos a la humedad superficial, deben estar provistos de aberturas de drenaje y estar protegidos de un modo efectivo contra la corrosión.

## 1.4. Sistemas de protección anticorrosivo.

### 1.4.1. Recubrimientos anticorrosivos

Los recubrimientos anticorrosivos son los principales componentes de los sistemas de protección anticorrosiva empleados actualmente en el mundo, teniendo como principio esencial de acción

aislar o separar al metal del medio corrosivo, según [Espada L.R.2005; Shixer D. 2005; Blascos M.T.R. 2004].

El deterioro de los materiales preocupa tan vivamente a los fabricantes y usuarios, que la conservación de los recursos es un aspecto de suma trascendencia para las economías nacionales. Los problemas que origina la corrosión y degradación tienen que ser infundidos en el ánimo de los profesionales de todas las disciplinas relacionadas con la ingeniería y las ciencias aplicadas [Otero. 2000].

Señala [Blascos M.T.R, 2004], que es necesario estar familiarizado con, al menos los principales tipos de recubrimientos y, a su vez, entender cómo trabajan, ya sea individualmente, o como parte de un sistema. Se deben dominar las características de aplicación y durabilidad (tanto negativas como positivas) para cada tipo de recubrimiento; pues solamente este conocimiento permitirá la selección del sistema correcto para determinada situación.

Los recubrimientos con frecuencia son aplicados juntos, como un sistema, posibilitando tomar ventaja del efecto combinado, para satisfacer el gran número de características requeridas.

Refieren el autor [Blascos M.T.R, 2004], que los recubrimientos pueden ser de distinta naturaleza: orgánicos, inorgánicos, metálicos, de conversión, entre otros.

• **Recubrimientos orgánicos:**

Son los más variados y difundidos; se caracterizan en general por su buena resistencia ante la acción de los electrolitos, salvo los agentes oxidantes y fuertes, los ácidos y álcalis muy concentrados; prácticamente todos se destruyen por la acción prolongada del calor, por lo que no se utilizan a temperaturas elevadas.

Estos recubrimientos se usan ampliamente debido a que muestran un excelente comportamiento en los medios donde los metales fallan con mayor frecuencia y entre los más importantes encontramos: los asfálticos y bituminosos, las grasas, los aceites y otros compuestos de conservación, los plásticos y resinas, las gomas y elastómeros y las pinturas.

• **Recubrimientos inorgánicos:**

Estos se caracterizan por su elevada resistencia a la acción de los agentes químicos y por una extraordinaria resistencia al calor. Sus componentes principales son los óxidos metálicos pero especialmente la sílice; por esta razón son utilizados cuando se requiere operar con reactivos altamente corrosivos.

Como ejemplo de ellos se pueden citar los esmaltes vítreos, porcelanas y otras cerámicas como lozas antiácido, cementos comunes y especiales, masillas inorgánicas, ladrillos refractarios y de grafito. También, dentro de este grupo de recubrimientos se pueden incluir los de conversión química.

• **Recubrimientos metálicos:**

Estos recubrimientos pueden dividirse en activos y nobles. Los primeros son aquellos que poseen un potencial estacionario más negativo que el del metal base (a proteger) en el medio corrosivo, mientras que los segundos son los que presentan una condición contraria.

Desde el punto de vista anticorrosivo estos recubrimientos se aplican según el medio al que se expondrán. Entre los más conocidos están el cincado, cadmiado, aluminio, niquelado, cromado, etc.

Es válido destacar que a pesar de existir una amplia diversidad de recubrimientos anticorrosivos; para el caso específico de instalaciones sometidas a un ambiente marino, con presencia del aerosol marino, cambios de temperaturas, alta humedad relativa, influencia de vientos, entre otros factores; el método más utilizado para la protección contra la corrosión es la aplicación de las pinturas, debido a que las dimensiones y sus diseños limitan la aplicación de otros métodos, según los autores [Shixer D. 2005; Echeverría, C.A. 2003], el mismo protege con mayor efectividad de los cambios ambientales a más superficies y sustratos que cualquier otro sistema de prevención contra la corrosión. [Blascos M.T.R, 2004].

## **1.5. Recubrimientos de pintura.**

### **1.5.1. Composición de las pinturas.**

Una pintura puede definirse como el producto que presentado de forma líquida o pastosa y aplicada por el procedimiento adecuado sobre una superficie, se transforme por un proceso de curado en una película sólida, plástica y adherente que la protege y/o decora.

### **1.5.2. Esquema de pintado.**

Según [Reuelta, E. I. 2006]. En el procedimiento para la selección de sistemas de protección anticorrosivo mediante recubrimientos CUPET).

1.- Preparación de superficie.

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

3.- Desengrase de la superficie.

a) Eliminar con espátulas y trapos las capas gruesas de grasa de existir estas.

b) Desengrasar toda el área con solución desengrasante con las proporciones indicadas por el fabricante.

c) Dejar actuar 15 a 20 minutos.

d) Eliminar con abundante agua dulce toda la solución desengrasante cepillando al mismo tiempo con un cepillo de cerda vegetal.

e) Comprobar visualmente la eficiencia del desengrase efectuado.

f) Repetir las operaciones anteriores (incisos b - e) en los lugares con grasa remanente de existir estas.

4.- Se especificará el método de preparación de la superficie y el grado que se debe alcanzar.

5.- Eliminar los restos de corrosión, polvo y pintura, barriendo el área y/o después soplando con aire comprimido. Utilizar aspiradora si el caso lo requiere.

6.- Aplicación del recubrimiento.

Primario, intermedia, y acabado.

Se especifica el producto y espesor de película seca de cada uno de los componentes del sistema de pintura.

7.- Sellar hendiduras entre superficies metálicas tales como uniones discontinuas de soldaduras, soldaduras muy irregulares, entre caras de platillos y otros que el inspector considere necesario mediante poliuretano de un solo componente

Tabla 1.1: Especificaciones del producto y espesor de película seca de cada uno de los componentes del sistema de pintura.

Condición de aplicación	Prep. de superficie	Primario			Acabado			Aplicación
		Recub.	No de capas	Espesor por capa seca en micras	Recub.	No. de capas	Espesor por capa seca en micras	
Exposición en agua de capa.	Sa 2 <sub>1/2</sub>	Epoxy Fenólico	2	100	Epoxy Fenólico	2	100	Aspersión
Interior de tanque de crudo								
Techo	Sa 2 <sub>1/2</sub>	Epoxy Fenólico	1	100	Epoxy Fenólico	3	100	Aspersión
Fondo	Sa 2 <sub>1/2</sub>	Epoxy Fenólico	1	100	Epoxy Fenólico	2	100	Aspersión
Techo	Sa 2 <sub>1/2</sub>	Epoxy aducto amina	1	100	Epoxy aducto amina	3	100	Aspersión
Fondo	Sa 2 <sub>1/2</sub>	Epoxy aducto amina	1	100	Epoxy aducto amina	2	100	Aspersión

**Observaciones:**

**Epoxy fenólico:** Para crudos con alto contenido de sulfhídrico de los yacimientos del occidente y centro del país

**Epoxy aducto amina:** Para crudos con bajo contenido de sulfhídrico como los yacimientos del oriente del país; crudos extranjeros.

**Requerimientos Técnicos.**

- 1.- Técnica de aplicación.
- 2.- La aplicación de los recubrimientos se llevará a cabo mediante air less.
- 3.- Condiciones climatológicas.
- 4.- En dependencia de las condiciones ambientales y la demora en aplicación de la próxima capa de pintura será necesario un enjuague con agua dulce para la eliminación de contaminantes.
- 5.- Nunca pintar sobre superficies mojadas o húmedas (primeras horas de la mañana, lluvia, etc.).

6.- El trabajo de aplicación del esquema protector debe suspenderse durante condiciones ambientales adversas.

### **1.6. Inhibidores de la corrosión.**

En [Nace, 2006] se plantea que los inhibidores de corrosión orgánicos son moléculas polares con largas cadenas hidrocarbonatadas. En contacto con el metal, la función polar se adsorbe formando una barrera protectora entre la superficie del metal y el medio, ya sea por adsorción física, química o enlace  $\pi$

La acción de los inhibidores puede alcanzarse de dos formas:

- a) Que el producto orgánico adicionado (inhibidor) entre en reacción con el  $H_2S$  obteniéndose compuestos insolubles sobre la superficie del metal que representa una barrera al ataque del medio.
- b) El inhibidor desplaza las moléculas e iones del  $H_2S$  de la superficie del metal.

La causa del desplazamiento hacia valores de mejores eficiencias de los inhibidores a una mayor concentración de  $H_2S$ . El plantea que se puede alcanzar este efecto beneficioso porque los aniones  $HS^-$  adsorbidos sobre el hierro facilitan la adsorción de inhibidores de tipo catiónico  $R^+$ . A este tipo pertenecen las aminas. Los aniones  $HS^-$  forman un complejo poco estable  $Fe(HS^-)$  que reacciona con los cationes orgánicos  $R^+$  para obtener sobre la superficie del metal una capa (H-S-R), compuestos estables que dificulta la reacción anódica de ionización del metal.

Este inhibidor protege cualquier espacio libre entre el producto y el techo del tanque, esto incluye las secciones de las paredes del mismo que sobresalen al nivel del producto almacenado así como las estructuras interiores para sostener los techos. La cantidad y posición de los dispensadores viene dada por la vida útil del tanque.

Esta solución se puede aplicar para tanques en los que ya se ha iniciado el proceso de corrosión, incluso en los techos viejos, una vez que se aplica se interrumpe el proceso natural de la corrosión y evita que se extienda más el daño, sin embargo se necesita que exista un espesor mínimo requerido. [Rozenfeld, 1977]

### **Conclusiones parciales Capítulo I**

1. Los tipos de corrosión más comúnmente vistos fueron la corrosión electroquímica, específicamente la corrosión no uniforme o localizada, sin influencia de factores mecánicos, como la de celdas de concentración, picaduras, y con influencia de factores mecánicos la ruptura por tensión.
2. Existen diferentes tipos de tanques en cuanto a su construcción, pueden ser verticales y horizontales, específicamente los de techos fijos, además según su uso y producto a almacenar.
3. Existen distintos tipos de recubrimiento como son los orgánicos inorgánicos y metálicos según la situación presentada se emplea el más adecuado.
4. Los autores consultados establecen como método anticorrosivo contra la corrosión la utilización de inhibidores.

## **CAPÍTULO II: Caracterización y diagnóstico de la instalación objeto de estudio.**

### **2.1. Materiales y métodos.**

Para el desarrollo del trabajo se emplean los medios directos en los tanques de almacenamiento de crudo de la Empresa de perforación y extracción de petróleo centro (EPEP Centro), que fueron objeto de estudio.

Como método se empleó el diagnóstico técnico, utilizando la fotografía digital, para caracterizar la instalación e identificar los diferentes tipos de problemas de diseño anticorrosivo y corrosión.

Se emplea para ello la norma ISO 12944: 3: 1998., además del análisis de los resultados obtenidos en otras investigaciones.

#### **2.1.1. Caracterización del medio corrosivo.**

El auge de la industria del petróleo trajo aparejado los problemas de corrosión inherente a ésta industria y los cuales se intensifican en las condiciones con la presencia en la composición del crudo nativo, de compuestos corrosivos como el CO<sub>2</sub>, H<sub>2</sub>S y otros compuestos del azufre. Hay que añadir que el clima tropical húmedo donde, en gran parte del territorio, prevalece una fuerte salinidad unido a la presencia de éstos gases, favorece y acelera el fenómeno de la corrosión.

En la empresa objeto de estudio se ha convertido en un problema crítico la situación de la corrosión en los sistemas en contacto con el gas agrio; las averías en los techos causa la fuga de los mismos, provocando la contaminación ambiental.

El proceso que se desarrolla en la batería central es el siguiente:

Los crudos se reciben desde los centros colectores, a través del oleoducto y el de pozos aislados no instalados a estos centros, a través de carros cisternas en el descargadero de la planta.

El crudo proveniente de las estaciones de bombeo de los centros colectores, así como de la piscina de recepción, llega a los intercambiadores de calor como un crudo único, y con ayuda de estos equipos se logra la elevación de la temperatura del mismo de 28-32 °C a 850 °C garantizando una mejor separación de gas en los separadores de la SES, así como el comienzo del

tratamiento termoquímico sobre la emulsión agua-petróleo, que garantiza una mejor separación del agua en los tanques dinámicos.

En la segunda etapa de separación (SES) se logra un alto alejamiento de gas acompañante en cuatro separadores horizontales ubicados a 17 m de altura a la salida de los intercambiadores de calor.

La mezcla de gas y líquido entra a los separadores por un extremo donde, por efecto de la gravedad, y debido a la caída de velocidad, la despresurización y los cambios de dirección a que se somete el fluido, se separa parte del gas acompañante del petróleo.

El petróleo que se aparta se dirige por gravedad hacia los tanques dinámicos y el gas separado es enviado a ENER GAS para su uso como combustible para generación de electricidad o cuando esto no es posible se quema en el flare de la SES.

El objetivo del tratamiento de crudo en tanques dinámicos es la disminución del % de agua y sedimentos en el petróleo.

La entrada de petróleo a cada tanque se realiza por la columna desgasificadora, en la cual se elimina, por efecto de separación mecánica de fase, parte del gas que no ha sido separado en los separadores de la segunda etapa de separación, posibilitando una mejor operación de los tanques. El gas que se separa se introduce en los tanques por una tubería conectada de la columna desgasificadora a los techos de los mismos.

El petróleo crudo se incorpora al tanque por gravedad por medio de una tubería de 20 pulgadas de diámetro que sale por la parte inferior de las columnas desgasificadoras. La entrada del petróleo al tanque se realiza a través de un difusor que distribuye el flujo de admisión en pequeños chorros de petróleo en un medio formado por agua. Este colchón del mineral de los tanques de tratamiento dinámico, tiene la función de lavar el petróleo eliminando toda el agua libre que trae el crudo, además de las sales, sulfuros, material inorgánico, entre otros. El colchón de agua presenta una altura mínima de operación de 1.5 m, manteniendo el mismo mediante los drenajes que se le realizan al tanque.

Una vez que el petróleo crudo asciende por diferencia de densidad en el tanque por encima del nivel del colchón de agua, comienza a circular entre los baffles que se encuentran instalados en su interior. El objetivo de estos es eliminar la posibilidad de comunicación directa de entrada y salida del flujo, de forma tal que se obligue al petróleo a permanecer el mayor tiempo posible en el interior del mismo. La salida de petróleo del tanque, una vez terminado su recorrido, rebosa

por la salida superior a una altura de 10 m hacia el tanque buffer, de donde se bombea con bombas de cavidad progresiva marca Moyno hacia los tanques de tratamiento estático.

El objetivo del tratamiento del petróleo en los tanques estáticos es la culminación del tratamiento para lograr los parámetros de calidad requeridos (2.0 % de agua por destilación), que rigen los valores del crudo para su comercialización.

Aquí se suministra vapor, a través de los serpentines para calentar el crudo hasta el alcance de la temperatura de 80-90 °C. El agua libre, conjuntamente con el agua liberada producto de la ruptura de la emulsión agua-petróleo, sufre un proceso de decantación durante el llenado de los tanques que se completa durante el reposo de los mismos.

Esa agua depositada en el fondo de los tanques es drenada por gravedad hacia el sistema de residuales de la instalación. (Ver anexo 1).

## **2.2. Caracterización del equipamiento en la instalación y el diagnóstico.**

### **2.2.1. Caracterización de elementos que participan en el fenómeno de corrosión.**

#### **2.2.1.1. Tanques.**

Los tanques de batería central están contruidos con chapas de acero con bajo % de carbono (aproximadamente 0.17%), además con presencia de otros elementos que se deben mantener muy bajos, como el azufre y el fósforo, por ser causantes de fragilidad en caliente y en frío, también este tipo de acero es de baja aleación al manganeso y el silicio. Como la gran mayoría del acero que se fabrica, este material presenta dureza no muy elevada, buena resistencia, bastante ductibilidad y es, fácilmente, soldable y barato.

Las chapas se obtienen por laminación en caliente, es decir, la deformación se produce a una temperatura mayor a la de recristalización (650°C). Este proceso es menos costoso que la laminación en frío, el metal permanece blando, dúctil y requiere menor energía en la deformación, pero tiene el inconveniente de sufrir una oxidación superficial cubriéndose de cascarilla de laminación o calamina. [Norma API 2015, 2003].

Los óxidos de metales se diferencian por el poder protector frente a la corrosión. A diferencia de otros materiales metálicos que se pasivan por formación de una fina y continua película protectora de óxido como el aluminio, los óxidos de hierro son no protectores, por su voluminosidad, también se cuarteán volviéndose discontinuos; esto justifica la separación de las

capas de laminación cuando se van generando fuerzas entre ellas por la formación de óxidos de hierro en la llamada corrosión laminar o exfoliación.

La adherencia de esta calamina es baja y esto justifica la esmerada limpieza que debe realizarse en una superficie de acero al carbono con calamina que deba pintarse, de lo contrario se corre el riesgo de que se desprenda con posterioridad, levantando el recubrimiento.

En una superficie de acero con cascarilla de laminación, como la de los fondos de tanque por la parte exterior, al tener las condiciones propicias para el desarrollo de corrosión electroquímica, el acero se comporta como ánodo y la cascarilla de laminación como cátodo, esto hace que el daño del metal sea más significativo.

Los tanques de almacenamiento están compuestos de forma general de las siguientes partes:

**Casco del tanque:** Constituye el conjunto de planchas o rolos soldados que forman las paredes verticales del tanque. El casco soporta todas las cargas a las que está sometido el tanque para mantener su integridad física y operar sin riesgos.

**Fondo del tanque:** Constituyen el conjunto de planchas horizontales soldadas inferiores que soportan el peso y la estructura del tanque y lo mantienen firmemente apoyado o asentado sobre el terreno.

**Techo fijo:** Constituye la cubierta superior del tanque para protegerlo de las inclemencias del tiempo y de otros agentes externos. También evita la evaporación de los productos almacenados y está rígidamente acoplado al casco.

**Muros de contención:** Son las paredes o muros que se construyen alrededor de los tanques para contener los productos en casos de derrames.

**Cimientos:** Lo constituye la capa de terreno o concreto preparado, especialmente, para soportar el peso debajo del fondo de los tanques.

**Venteos:** Son dispositivos o tuberías que permiten el escape controlado de gases y la respiración del tanque.

**Medidor de nivel:** Dispositivo para calcular el nivel de líquidos en el tanque.

**Drenajes:** Sistemas de tuberías y válvulas usadas para evacuar el contenido de los tanques.

**Escotillas de acceso:** Aberturas practicadas en los tanques para la entrada de personal.

### **2.2.1.2. Gases**

El gas que acompaña este petróleo es un agrio, compuesto por metano 70 % V, la fracción propano – butano representa aproximadamente el 5 % de su composición total, mientras que las gasolinas ligeras constituyen del 1 al 1.5 %.

En el anexo 3 se muestra el análisis de los gases que salen de los tanques de batería central, se relacionan las composiciones de los gases. (Ver Anexo 3).

Como se puede apreciar el contenido de sulfuro de hidrógeno es elevado, lo cual hace que este sea considerado gas agrio, altamente contaminante del medio ambiente y corrosivo.

En la parte superior del tanque se crea una zona gaseosa de fracciones ligeras de los crudos, además ácido sulfhídrico, dióxido de carbono, oxígeno y vapor de agua.

Según los datos anuales registrados en el informe sobre la caracterización de los gases en centros colectores de la EPEP Centro., se observa un aumento del contenido de H<sub>2</sub>S y CO<sub>2</sub> y el metano disminuye, mientras que la relación Propano – Butano se mantiene, este comportamiento es característico del envejecimiento de los yacimientos. [Informe técnico, 1995].

Como se observa el gas que entra a las instalaciones no trae en su composición cloruros.

Aunque se debe destacar que estos análisis son de años anteriores ya que en la actualidad no se cuenta con nuevos datos registrados de los gases que acompañan al petróleo por rotura de los equipos de laboratorio indispensables para los mismos.

En estos momentos a estas instalaciones llega el petróleo de nuevos yacimientos, de los cuales aún no se tienen datos de su composición, por lo anteriormente expuesto.

### **2.2.1.3. Agua de capa:**

El agua de capa es un acompañante indeseable del crudo cuando este se extrae. Se presenta en forma libre y/o en emulsión con el crudo. Diariamente en batería central se trasiegan más de 1700 m<sup>3</sup> de agua de capa.

El agua de capa 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 mayoritariamente son de gran toxicidad, por ello es que está considerado como residual peligroso.

En la caracterización analítica de los aniones presentes en el agua de capa se destacan las concentraciones que alcanzan los peligrosos iones sulfuros ( $S^{2-}$ ) y cloruros ( $Cl^-$ ), como se observa en el Anexo 2. (Ver Anexo 2).

Los sulfatos ( $SO_4^{2-}$ ), aunque elevados con respecto al agua común, no pueden considerarse excesivos, si se tiene en cuenta que es el menos agresivo desde el punto de vista de la corrosión. El pH ligeramente alcalino, está en correspondencia con la hidrólisis básica de los sulfuros, también su bajo poder oxidante se relaciona con el carácter reductor de esos aniones. El sulfhídrico también es altamente tóxico, los cloruros salinizan el suelo y lo hacen infértil.

Para ejemplificar la afectación de algunos de sus compuestos se puede decir que el fenol es un compuesto orgánico altamente tóxico, al cual se le atribuyen propiedades cancerígenas.

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.

La ley 81 emitida en la Gaceta oficial el 11 de Julio de 1997 (Ley del Medio ambiente), establece, muy claro, el control de los productos que pueden causar daños de cualquier índole al medio ambiente.

De esta caracterización del agua de capa se puede inferir preliminarmente que:

- Presenta bajo poder oxidante por el predominio de especies reductoras.
- Presenta elevada concentración de iones activadores de la corrosión como cloruros, sulfuros e hidrogenosulfuro ( $HS^{1-}$ ).

### **2.3. Diagnóstico de los problemas de diseño anticorrosivo y corrosión en la instalación.**

Para el diagnóstico de los problemas de diseño anticorrosivo, se emplea la norma ISO 12944 – 3:1998, a partir de la cual se identificaron los tipos de corrosión, sus causas, mecanismos, factores que influyen y el diseño anticorrosivo.

Los diferentes problemas de corrosión que se observan en la instalación, como se analizará posteriormente, están por lo general, asociados a los problemas de diseño anticorrosivo, por tal motivo se abordan de forma conjunta.

### 2.3.1. Estudio de agresividad en el interior del tanque:

Se realiza un estudio del deterioro en el interior de los tanques para ello se colocan 45 placas de Ct – 3 en un porta probetas en el interior del tanque, de manera que estuvieran distribuidas en tres zonas: en el nivel gaseoso del tanque, en la interfase crudo – gas, y en la zona de crudo en diferentes partes del techo. El tiempo de duración del ensayo se dividió en tres períodos: el primero, de 168 horas; el segundo de 360 horas y el último de 816 horas. ISO 9223.1992.

Cuando se compara el deterioro en el interior de los tanques en diferentes zonas (Ver tabla 2.2).

*Tabla 2.2. Velocidad de corrosión del acero Ct – 3 en el interior de tanque de crudo en la batería central.*

Parte del tanque	Temperatura °C	Tiempo de exposición (Horas)	Veloc. Corrosión prom. mm/año)
Techo	55	168	0.55
		360	0.40
		816	0.13
Interfase petróleo gas.	55 -70	168	0.08
		360	0.07
		816	0.05
Petróleo	70	168	-
		360	0.06
		816	0.04

Se puede concluir lo siguiente sobre la base de ensayos de campo:

**Zona de interfase petróleo gas:** La velocidad de corrosión es baja, ya que el crudo nacional tiene propiedades inhibitoras.

**Zona de petróleo:** La velocidad de corrosión también es baja, por las razones antes expuestas.

**Techo del tanque:** Aquí se forma un voluminoso depósito sobre la superficie de las placas ensayadas, donde se aprecian puntos brillantes de sulfuros de hierro. Una vez limpiadas las placas, se observaron cavidades en la superficie metálica, señal de una corrosión avanzada en zonas localizadas.

Los resultados demuestran la severa corrosión en los techos de los tanques, producto de la concentración de los gases en la parte superior del mismo. Este gas acompañante constituye una fuente de corrosión uniforme y localizada, ambas peligrosas para todo el diseño constructivo del depósito.

Aunque la velocidad de corrosión disminuye con el aumento del tiempo de exposición, ocurre que por la acción del hidrógeno atómico que ha penetrado en el metal, trae consigo la formación de ampolladuras y la fragilización del mismo, lo que fue observado en el análisis metalográfico de las placas y, además visualmente.

La corrosión interna en la parte de vapor, sobre la parte líquida es comúnmente causada por sulfuro de hidrógeno, vapor de agua, oxígeno, o cualquier combinación de ellos.

### **2.3.2 Estudio de productos de corrosión. Problemas de diseño anticorrosivo.**

Los tanques serán analizados por partes (techo, envolvente y fondo), Los diferentes problemas de corrosión que se observan en la instalación, como se analizará posteriormente, están por lo general asociados a los problemas de diseño anticorrosivo, por tal motivo de abordan de forma conjunta.

#### **2.3.2.1. Techos:**

##### **Acumulación de azufre en vigas I donde van apoyados los techos. (Corrosión bajo depósito).**

Como se aprecia en las fotos 1 y 2, lo que ocurre bajo depósito es más frecuente entre estructura de acero en la industria y los servicios. Se produce por la formación de depósitos voluminosos e irregulares en el interior de las mismas. Así los puntos más apantallados reciben menos oxidantes y funcionan como ánodos respecto al resto del material que actúa como cátodo donde se reduce el agente oxidante.

El petróleo que llega a la EPEPC contiene azufre y los vapores corrosivos que emite el fluido destruyen los techos y los soportes (Vigas) de los tanques en el interior. La corrosión ataca el espacio que hay entre las planchas de acero del techo y los soportes de estos, ya que en el diseño de los techos, las planchas se colocan sobre vigas, y la soldadura entre vigas y planchas, son

discontinuas, permitiendo que se acumule en los intersticios altos volúmenes de azufre, creando una diferencia de potencial entre estas zonas.

Los espacios entre techo y armazones y las formas de las vigas permiten que gran cantidad de agentes corrosivos se acumulen (costras de azufre, agua condensada, etc.), dando lugar a una diferencia de concentración de oxígeno y ocasionando corrosión por celdas de concentración.

La corrosión es severa en el techo y parte superior del tanque (último rolo) debido a que los gases húmedos producen, además, de la pérdida de peso en el acero.

El ( $H_2S$ ) es un compuesto corrosivo que aumenta su agresividad cuando también está presente el  $CO_2$  y el  $O_2$ .

También en la foto 3, se aprecia corrosión en la unión del envolvente con el techo en la zona donde apoyan las vigas y en la foto 4, se observa la corrosión en la zona de la plancha que se coloca en el techo sobre una viga, y en las fotos 5 y 6 se ve detalladamente el efecto de la corrosión en la zona donde apoya la plancha sobre la viga, en todas se pone de manifiesto una celda de concentración.

La corrosión es severa en el techo y parte superior del tanque (último rolo) debido a la presencia de gases húmedos altamente corrosivos, las formas de corrosión por tensión ocasionadas por el sulfhídrico se muestran en las fotos 7 y 8 en formas de ampolladuras.



Foto.1 Acumulación de azufre en vigas I donde van apoyados los techos. (Corrosión bajo depósito).

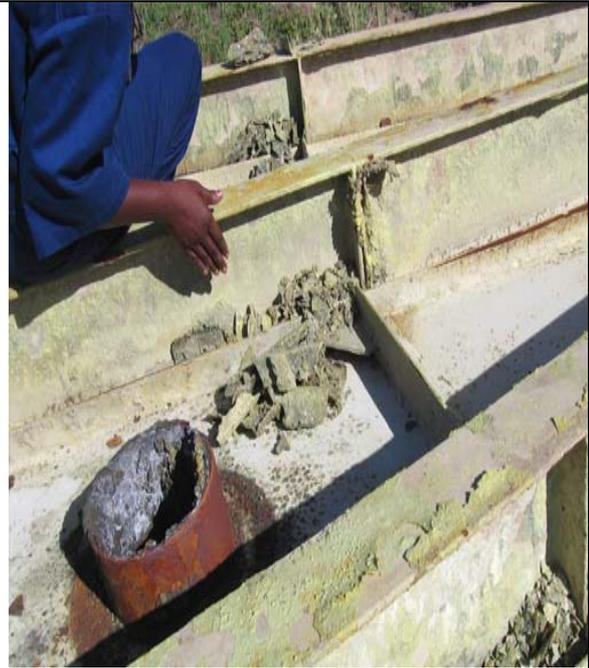


Foto.2 Acumulación de azufre en vigas I donde van apoyados los techos. (Corrosión bajo depósito).

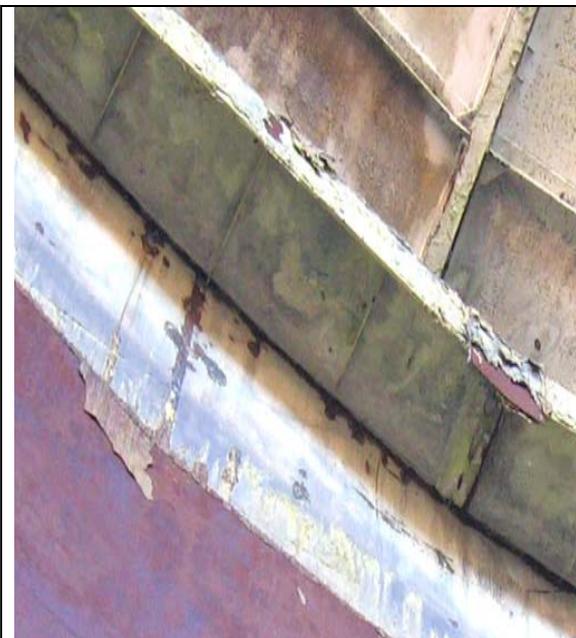


Foto.3 Corrosión en la unión del envoltorio con el techo en la zona donde apoyan las vigas (Celda de concentración) (Corrosión bajo depósito).



Foto.4 Corrosión en la plancha del techo en la zona apoyado sobre una viga (Celda de concentración) (Corrosión bajo depósito).



Foto.5 Corrosión detallada en la plancha del techo en la zona de apoyo sobre una viga (Celda de concentración) (Corrosión bajo depósito).



Foto.6 Corrosión detallada en la plancha del techo en la zona de apoyo sobre una viga (Celda de concentración) (Corrosión bajo depósito).



Foto.7 Corrosión localizada en el techo del tanque manifestada como ampollas



Foto.8 Corrosión localizada en el techo del tanque manifestada como ampollas

### Accesibilidad.

La accesibilidad de los medios y herramientas que se emplean en la protección anticorrosiva, mediante las labores de preparación de superficie y aplicación de recubrimientos de pintura, entre

otras técnicas de protección. En este caso, la separación entre partes o estructuras, no puede ser menor de 50 mm de ancho y mayor de 100 mm en profundidad.

En las fotos 9 y 10 se puede observar la columna central del tanque donde están apoyadas las vigas que soportarán el techo del mismo. Los armazones donde van apoyados estos techos son o vigas canales o vigas I. Todo este diseño es propicio a la acumulación de azufre entre las planchas del techo y los apoyos.

Por el diseño semicerrado de este elemento estructural, formado a partir de la unión de 19 vigas, estas unidades ensambladas se caracterizan por sufrir un alto grado de deterioro por la acción corrosiva del medio ya que, por problemas de accesibilidad, no se aplicó un recubrimiento anticorrosivo a esta estructura la cual, por ser semicerrada, y que forma parte de un mecanismo dinámico, en el que se produce un cambio de posiciones donde penetra un alto contenido de  $H_2S$  y otros elementos contaminantes que provocan depósitos interiores.

Debido a la falta de accesibilidad, la corrosión tiene lugar en la zona de unión entre las vigas, así como con el apoyo de las mismas con la columna central. En estas fotos se observa, claramente, la aparición de la corrosión, por falta de protección en la zona de difícil acceso.



Foto.9 Columna central donde apoyan las vigas que soportarán el techo del tanque.



Foto.10 Columna central donde apoyan las vigas que soportarán el techo del tanque.

**Falta de hermeticidad de la soldadura de unión envolvente-techo. (Corrosión rotura por tensión interna) y/o rotura por hidrógeno.**

La unión del envolvente con el techo es una de las soldaduras más difíciles pues precisa de un trabajo riguroso de conformación y montaje, lo cual es difícil de poner en práctica y necesita, en ocasiones, golpear las planchas, lo que agrega sobre tensiones al material en los lugares donde se provocan estos perjuicios. Todo lo anterior expuesto hace que la soldadura envolvente - techo sea una de las que falle con mayor rapidez como se muestra en la foto 11.

La grieta se desarrolla hacia el interior del metal, en dirección perpendicular a las tensiones de tracción existentes, las cuales pueden haber sido originadas en los procesos de conformación de los elementos del techo.

El nivel de tensiones está por debajo del límite de fluencia del material, por lo que ellas solas no causan la rotura del material. Su función estriba en transformar una posible corrosión generalizada o picadura, en una corrosión en forma de grieta o rajadura que avanza mucho más rápidamente que otras formas, y que concluye con la fractura del metal.

La corrosión rotura por tensión se caracteriza por la selectividad de los distintos materiales metálicos frente a los diferentes medios corrosivos y entre ellos mismos.

Además de las características del medio y del metal influyen otros factores como el nivel de esfuerzo aplicado y la temperatura.

**Corrosión rotura por fragilidad por hidrógeno**

El fenómeno de la fragilidad por hidrógeno no resulta exclusivo de la corrosión química, también se observa en la corrosión electroquímica. Para que se produzca, sólo se requiere de la formación de hidrógeno atómico y esta especie puede generarse a temperaturas elevadas por descomposición de la molécula de hidrógeno y a temperaturas moderadas y bajas de la reducción de los iones de hidrógeno de los ácidos, o del agua.

La hidrogenación puede ocurrir en muchos medios acuosos, según las condiciones de operación, medios ácidos o acuosos donde la corrosión por hidrógeno sea posible, como por ejemplo, en baños de decapado, en presencia de sulfhídrico húmedo (petróleo y gas), en sistemas protegidos con protección catódica, en soldaduras y en gases hidrogenantes a elevadas temperaturas.

Uno de los factores que cataliza la penetración del hidrógeno en el acero son las inclusiones no metálicas de óxidos y sulfuros presentes, pues disminuyen la resistencia al agrietamiento, al

actuar como entalladuras que son núcleos de rajaduras. La influencia más nociva según [Shreider A. 1976]. La ejerce el S, ya que 0.03 % S provoca un reforzamiento notable de la fragilización por H<sub>2</sub>S.



Foto.11 Falta hermeticidad de la soldadura de unión envolvente-techo. (Corrosión rotura por tensión interna) y/o rotura por hidrogeno. Salidero peligroso

### **Problemas de soldadura**

Las soldaduras se encuentran entre una de las causas fundamentales del deterioro del techo. Existen soldaduras entre planchas, entre planchas y armazones, y soldaduras de envolvente con el techo.

Las soldaduras deberían estar libres de imperfecciones (por ejemplo: aspereza, fracturas, orificios, cráteres, proyecciones), que son difíciles de cubrir eficientemente con un sistema de pintura protector.

Las soldaduras entre las planchas según el diseño (por pétalos o por planchas) pueden ser a tope o a solape; además son soldadas solo por la parte superior con soldaduras continuas de filete, la cara interior no es soldada, o se le realiza soldadura intermitente, las que acumulan entre ellas gran cantidad de productos.

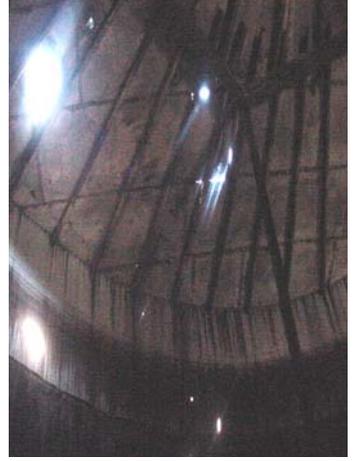
En las figuras 12 y 13 se observan las uniones de las planchas de acero de los techos, con soldadura irregular, y en algunos lugares que falta soldadura, las consecuencias de la aplicación inadecuada de la misma (soldadura discontinua), por lo cual se facilita la formación de orificios y penetración de la humedad y contaminantes causantes de la corrosión.

Otra de las dificultades que atentan contra la efectividad de los recubrimientos, aunque de forma indirecta, son proyectos de diseños, donde no aparecen de forma detallada, las particulares de las soldaduras y una correcta junta soldada puede evitar algunos daños y averías que se encuentran en la práctica en las instalaciones. Además, este es punto de partida para emitir la tarea técnica que es rectora para los trabajos de soldadura.

Lo mismo ocurre en las en las figuras 14, 15 y 16, con la unión entre planchas; cuando las soldaduras entre ellas no son continuas se puede divisar las fallas de las mismas antes de iniciar la reparación y/o sustitución de los techos de los tanques.

Los trabajos de soldadura se ejecutarán en buenas condiciones meteorológicas. Durante el trabajo las uniones soldadas no pueden estar expuestas a la lluvia ni a los vientos fuertes, para evitar enfriamientos bruscos sobre todo del metal base. En condiciones extremas pudieran utilizarse mantas de protección. Una preparación correcta de la junta y una limpieza adecuada evitará que el recubrimiento no se adhiera eficientemente.

	
Foto.12 Corrosión en la zona donde existió una soldadura	Foto.13 Corrosión en la zona donde existió una soldadura.

		
<p>Foto.14 Corrosión en los techos en la zona donde existió una soldadura.</p>	<p>Foto.15 Corrosión en los techos en la zona donde existió una soldadura.</p>	<p>Foto.16 Corrosión en los techos en la zona donde existió una soldadura.</p>

Las soldaduras siempre tendrán un aporte calórico que crea una diferencia de potencial entre las diferentes zonas de las planchas.

Como se puede apreciar en las fotos 17 y 18, también se puede mencionar que las juntas soldadas traen consigo un aporte de calor que si no se aplica una correcta técnica de soldadura y un correcto control sobre este aporte térmico, la contracción y expansión térmica incluirá tensiones al material que posteriormente serán causas de grietas o de corrosión.

El uso de soldadura discontinua solo reduce a la mitad el gasto de material y el tiempo, porque siempre existirán cambios estructurales en las planchas primero porque fueron soldadas por la cara exterior y porque cada soldadura intermitente en cada extremo crea una zona de influencia térmica donde el acero varía sus propiedades.



### 2.3.2.2. Envoltente.

#### Problemas de la preparación superficial.

Existen muchos elementos para argumentar que la preparación previa de la superficie resulta de vital importancia en la aplicación de los recubrimientos.

Dado el hecho de que el área se encuentra en un ambiente muy agresivo, la preparación superficial del mismo es fundamental, ya que la durabilidad de los recubrimientos está dada por la calidad de la preparación superficial previa

Siempre es necesario tener en cuenta el tipo de metal y estado superficial, ya que estos factores son indispensables para una buena preparación previa eficiente.

La aplicación de un correcto método manual mecanizado, el empleo de cepillos de alambre con taladros, lijas y discos abrasivos es fundamental para evitar los cantos vivos, reparar socavaduras, salpicaduras, rompimiento de arcos y otras que entorpecen la aplicación de recubrimientos y dan origen a hoyos en el material donde se acumularán impurezas y agentes corrosivos.

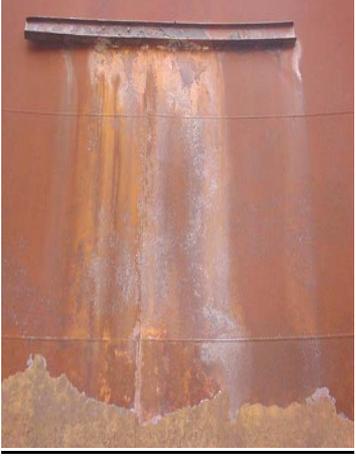
Para tanques de 10 000m<sup>3</sup> los materiales recomendados son plancha de acero A-36 de 6 mm, estas se deben limpiar cuidadosamente, eliminando grasas, polvo, restos y otros.

El (H<sub>2</sub>S) es un compuesto corrosivo que aumenta su agresividad cuando también está presente el CO<sub>2</sub> y el O<sub>2</sub>.

Teniendo en cuenta lo anteriormente planteado, se puede apreciar en las fotos 19, 20 y 22, que las zonas más atacadas en el envoltente son las de la interfase petróleo – gas, en el cual se produce una corrosión por ampollas o por rotura de la capa de protección de pintura, debido al ataque de los agentes corrosivos que actúan, en el último rolo se encuentran altas concentraciones de gases, y este sufre una corrosión similar a la de los techos, y en el primer rolo, el principal agente corrosivo es el agua de capa, debido a todo lo que contiene la misma.

	
<p>Foto.19 Ampollas en la zona del envoltente en el último rolo parte superior del tanque.</p>	<p>Foto.20 Corrosión en la zona de la interfase del petróleo - gas.</p>

En las fotos 21 y 23, se puede observar unas vigas auxiliares fijadas al envoltente del tanque, estas vigas son colocadas en el proceso de construcción del tanque y posteriormente se debe retirar. Todo este diseño es propicio a la acumulación de azufre entre las planchas del envoltente y dichas vigas, además de crear problemas de accesibilidad, la corrosión tiene lugar en esta zona, se observa, claramente, la aparición de la corrosión, por falta de protección en la zona de difícil acceso.

		
<p>Foto.21 Corrosión bajo depósito entre envoltorio y vigas de refuerzo que se colocan para construcción del tanque.</p>	<p>Foto.22 Corrosión en la zona de la interfase del petróleo - gas.</p>	<p>Foto.23 Corrosión bajo depósito entre envoltorio y las vigas de refuerzo que se colocan para la conformación del tanque.</p>

### 2.3.2.3. Fondos.

#### Problemas de acumulación de depósitos y agua y problemas de orificios.

Como se puede apreciar en las fotos 24, 25, 26, 27 y 28 se pone de manifiesto la corrosión por picaduras (pitting). Específicamente en la foto 24 se ve que coincide este agujero en el cordón de la soldadura entre las planchas del fondo del tanque.

Los orificios originan la condensación de humedad y la acumulación de depósitos así como la aparición de corrosión localizada. En orificios estrechos, hendiduras ciegas y uniones solapadas, se debería evitar la corrosión normalmente mediante el sellado, o el espacio debería rellenarse con soldadura de acero que sobresalga alrededor de todas las secciones. Las planchas, en contacto, deberían sellarse con soldaduras continuas por ambas caras, para prevenir el atrapamiento de abrasivos y la entrada de humedad.

**Mecanismo:** Se manifiesta como un ataque y disolución puntual que sufren muchos materiales metálicos cuando se producen depósitos.

En realidad la picadura clásica es la que sufren los materiales metálicos en estado pasivo cuando se ponen en contacto con soluciones que contienen iones o sustancias activadoras como cloruros, bromuros, yoduros, hipoclorito, bromo y otras.

La causa de ello puede ser variada como es el caso de la presencia de impurezas más activas o nobles que el metal base, ya que desde el exterior se ve cómo un punto, aunque en el interior es un cráter o úlcera, y es típica de los aceros al carbono o bajo aleados.

### **Factores que influyen en este tipo de corrosión:**

En el fondo del tanque existen aliviaderos para verter el agua de capa a las corrientes residuales del proceso, esto permite que se quede depositado aproximadamente 10 cm de agua de capa en los fondos de los tanques, como ya anteriormente se expuso, la misma esta por varios agentes que aceleran la corrosión.

Entre los aniones presentes en el agua de capa, se destacan las elevadas concentraciones que alcanzan los peligrosos iones activadores de la corrosión, como cloruro ( $\text{Cl}^-$ ), sulfuro ( $\text{S}^{2-}$ ) e hidrogenosulfuro ( $\text{HS}^-$ ). Las capas de productos de corrosión deben ser preferentemente de sulfuro de hierro oscuro y con limitado carácter protector

La concentración del sulfato ( $\text{SO}_4^{2-}$ ) en el agua de capa, aunque elevada con respecto al agua común, no puede considerarse excesiva, si se tiene en cuenta que es el menos agresivo desde el punto de vista de la corrosión. El pH ligeramente alcalino está en correspondencia con la hidrólisis básica del ión sulfuro, también su bajo poder oxidante se relaciona con el carácter reductor de ese anión.

Como se puede observar en las figuras 25, 26, 27 y 28, favoreciéndose la corrosión localizada por celdas de concentración. Este ataque destructivo se manifiesta como cráteres que afinan hacia el lado contrario del ataque.

.

Este tipo de problema de diseño anticorrosivo es muy frecuente, sobre todo en las condiciones climáticas de Cuba, de alta agresividad.

	
<p>Foto.24 Corrosión localizada por picaduras (pitting) o por depósito de agua, en el fondo del tanque.</p>	<p>Foto.25 Corrosión localizada por picaduras (pitting) o por depósito de agua, en el fondo del tanque.</p>

		
<p>Foto.26 Agujero en fondo del tanque corrosión localizada por picaduras (pitting) o por depósito de agua.</p>	<p>Foto.27 Agujero en fondo del tanque Corrosión localizada por picaduras (pitting) o por depósito de agua.</p>	<p>Foto.28 Agujero en fondo del tanque Corrosión localizada por picaduras (pitting) o por depósito de agua.</p>

### Corrosión Microbiológica (MIC)

Es aquella corrosión en la cual organismos biológicos son la causa única de la falla o actúan como aceleradores del proceso corrosivo localizado.

La MIC se produce generalmente en medios acuosos en donde los metales están sumergidos o flotantes. Por lo mismo, es una clase común de corrosión.

Los organismos biológicos presentes en el agua actúan en la superficie del metal, acelerando el transporte del oxígeno a la superficie del metal, acelerando o produciendo, en su defecto, el proceso de la corrosión.

Los microorganismos tienen la capacidad de modificar por diferentes acciones bioquímicas la estructura fisicoquímica de la materia. Las aleaciones fueron diseñadas para tolerar la acción microbiológica de transformación fisicoquímica. Sin embargo los microorganismos estimulados por el ambiente pueden desestabilizarlas debido a los diversos mecanismos bioquímicos que poseen para ello. La corrosión microbiana puede definirse como *un proceso metabólico bacteriano que origina o acelera la destrucción de los metales*.

Como se ha demostrado del diagnóstico de los problemas de diseño y corrosión, la mayoría de los problemas de corrosión que se presentan, son originados por problemas de diseño anticorrosivo.

#### **2.4. Diagnóstico de los problemas de protección anticorrosiva y conservación en la instalación.**

La protección anticorrosiva para las instalaciones objeto de estudio, abarca en términos generales la preparación superficial y la aplicación de sistemas de pintura, que se han perfeccionado a lo largo de los años y donde existe un colectivo con experiencia de trabajo y preparados al respecto.

##### **2.4.1. Diagnóstico de la preparación de la superficie metálica antes de aplicar los recubrimientos de pintura.**

**Preparación de superficie:** Es la eliminación de aceite, humedad, suciedad, polvo, herrumbre, escamas de laminación o cualquier otro material suelto de la superficie de un cuerpo metálico.

La durabilidad de un sistema de pintura se garantiza en mayor grado con una buena preparación de la superficie.

La preparación de la superficie metálica antes de aplicar un recubrimiento de pintura, está en función del nivel de corrosividad del acero, es decir, a medida que aumente la categoría de corrosión, aumentará la exigencia en cuanto a la preparación de la superficie metálica.

En general en la preparación de superficie, se hace necesario primeramente, eliminar todo tipo de partícula de suciedad, contaminante, grasa, etc.

## **CAPÍTULO III. Propuesta de un sistema de Protección Anticorrosivo y determinación de los costos de mantenimiento y reparación.**

### **3.1. Materiales y Métodos.**

Los Sistemas de Protección Anticorrosiva y de Conservación, constituyen un enfoque en sistema para dar solución a los problemas de deterioro por corrosión que presentan estructuras, equipos e instalaciones y lograr su conservación.

Como propuesta, se emplean pinturas de la Firma Hempel Product data marine, que cumple con todas las especificaciones de la norma ISO - 12944:1998:5, la preparación superficial previa de la superficie, se realiza de acuerdo con la norma (ISO 8501-1988), Los productos anticorrosivos y de conservación, que se proponen para el sistema, cumplen con las especificaciones de las Fichas Técnicas correspondientes, que identifican a los productos: HEMPADUR 15500, HEMPADUR 85671, DEVOXY 87. (Ver anexo 6).

### **3.2. Características y/o evaluación de los productos que forman parte del sistema.**

#### **3.2.1. Características de los productos para la preparación superficial.**

##### **Preparación superficial.**

Los estándares de preparación superficial que se recomienda para las piezas y estructuras de acero son del grado de limpieza Sa 2<sub>1/2</sub> (según ISO 8501-1988), el cual corresponde a una limpieza superficial hasta el punto que solo queden indicios de corrosión, apareciendo solo como manchas ligeras y retirando el polvo mediante soplado o cepillado.

En la división de mantenimiento de la empresa cuenta con un área preparada con todas las condiciones de seguridad para la aplicación del sand-blasting y pintura.

Además de la preparación superficial que se aplica antes de los recubrimientos de pintura, es frecuente en la instalación que diferentes superficies sufran corrosión, en estos casos no se justifica pintar toda la superficie y solamente tratar la parte dañada de forma preventiva.

### **3.2.2. Diseño anticorrosivo y Corrosión. Soluciones.**

Al analizar las Normas Internacionales ISO 12944 de la 1, 3,5 y 8, en la protección anticorrosiva con pinturas y la actividad práctica que se realiza, se observa en general el no cumplimiento de las mismas. Como resultado del diagnóstico realizado en los tanques de almacenamiento de crudo, se observaron diferentes problemas, que fueron analizados y que deben ser atenuados o resueltos sobre todo debe hacerse hincapié en la preparación de la superficie y el mezclado de los dos componentes de la pintura.

Los resultados del trabajo denotan en primera instancia, que la aplicación del esquema de pintura con epoxi fenólico y 300 micras de espesor, tienen un buen comportamiento en las áreas del fondo y los dos primeros rolos.

Se ha comprobado que la adecuada aplicación de un recubrimiento de epoxi-fenólico, con 300 micras de película seca en el fondo de un tanque con las condiciones interiores como los de batería central, es una protección anticorrosiva duradera (ISO 12944 - 5), debiendo tener a los 10 años solo el 1% del área afectada con puntos de inicio de corrosión.

¿Por qué en los casos en que se han empleado estos recubrimientos, no se ha obtenido el resultado protector esperado? La respuesta está en la elección del epoxi fenólico, pues la temperatura de operación de los tanques es muy superior a los 50 °C, que es la temperatura máxima en inmersión continua del HEMPADUR 15500, producto que más se ha empleado en los últimos años, además de otros factores que han tenido influencias.

A diferencia de ese producto, el HEMPADUR 85671 tiene una resistencia química ligeramente menor, sin embargo soporta mayor temperatura en inmersión continua, 90 °C con pico de hasta 140 °C si es por un tiempo menor de 20 minutos. Este producto tiene un precio de 7.62 euro/L, superior aproximadamente en un 20 % al precio del HEMPADUR 15500, pero los beneficios resultantes de su uso justifican su aplicación. Además, sus instrucciones de aplicación son similares, por lo que no es necesario adquirir equipos adicionales para su empleo.

El problema fundamental de la corrosión de los tanques de acero está en la protección de los mismos, ya que por sus características de construcción y de diseño mecánico crean un gran número de zonas inaccesibles para el recubrimiento de pintura y si se produce la aplicación de recubrimiento antes de su montaje, entonces el recubrimiento se quema con las soldaduras y con los daños mecánicos del montaje; todo esto unido a la alta concentración de sulfuros de hidrógeno del crudo cubano, hacen que en la práctica estos techos no duren más de 3 años sin que ocurran salideros de gases, realmente no se ha encontrado una solución a esta problemática y ahora se está buscando proteger los techos con otras variantes que no son el recubrimiento de pintura.

Como propuesta a solucionar el problema de los techos, se puede utilizar; techos con domo geodésico de aluminio que se ensamblan con pernos de acero inoxidable, los cuales en experiencias de su montaje en Cuba no han existido problemas de corrosión y así se evita el efecto perjudicial de la soldadura. [Norma API 650 apéndice h, 2007].

Esta solución se está utilizando en Cuba en la refinería Camilo Cienfuegos de la ciudad de Cienfuegos, con más de 4 años de aplicación en la actualidad y con muy buenos resultados. Estos techos tienen un costo bastante alto, pero su durabilidad paga con crece la inversión.

[Ronda M, D.J, 1990], plantea como otra alternativa de método de protección la construcción de techos de aluminio.

Con respecto a esta variante existen temores debido que la misma puede formar pares galvánicos en los puntos de unión del techo con la estructura de acero, lo que es una fundamentación correcta; pero como el aluminio es más activo que el acero; él es el que tenderá a corroerse, funcionará como ánodo y el acero como cátodo, pero como el aluminio tiene la característica formar capas pasivas y es resistente en atmósfera donde hay presencia de sulfuro resulta un método a tener en cuenta.

Otro método utilizado es controlar la atmósfera interior del tanque con inhibidores volátiles

Este método de los inhibidores orgánicos que inyectados o atomizados en la corriente de gas se absorben en la superficie metálica formando un film protector y la inhibición se mantiene tanto como el film se mantenga según [Christopher, M. (1986)].

Estos equipos liberan en el interior vapores con moléculas VCI que se alojan en el espacio libre entre el producto y la tapa del tanque, estas moléculas inhibidoras de corrosión forman una barrera hidrofóbica molecular (capa molecular protectora contra efectos de corrosión) que separa el ambiente corrosivo ( $H_2S$ ,  $SO_2$ , etc.) de las superficies y estructuras metálicas en la parte interior del techo del tanque. El tipo de inhibidor debe ser objeto de estudio.

### **3.2.3. Determinación de los costos de mantenimiento y reparación por concepto de corrosión.**

Cuando los techos fallan por el interior no es posible repararlos en servicio, es necesario detener la producción, vaciar y limpiar los mismos para luego desmontar las planchas. Debido a esto en la EPEPC una vez que es imprescindible reparar el techo se realiza una reparación capital del tanque. Por lo que si hablamos de pérdidas por el deterioro del techo, hablamos de los gastos de reconstrucción de los mismos.

Las pérdidas por corrosión se clasifican en:

1. Económicas.
2. Humanas.
3. Ecológicas

A los efectos del presente trabajo analizaremos las pérdidas dentro del marco económico, así las pérdidas económicas se dividen en directas e indirectas.

## **Pérdidas directas.**

Son aquellas que están relacionadas directamente con el metal o equipo que sufre la corrosión tales como:

- ✓ Costo de reponer estructuras y maquinarias corroídas o sus partes componentes, incluyendo el costo de la mano de obra necesaria.
  
- ✓ Costo de inversiones en métodos de protección.
  
- ✓ Además podemos citar el costo extra debido al empleo de aleaciones y metales resistentes a la corrosión. También se acostumbra a incluir el costo de sobre diseño o exceso de material por encima de los requerimientos mecánicos.

En nuestro caso serán analizados dentro de las pérdidas directas los costos de reponer instalaciones, a manera de ejemplo en un tanque de almacenamiento de crudo de 10 000 m<sup>3</sup>.

Dadas las actuales condiciones del país y la nueva política económica que se adopta, toda propuesta de cambio que incluya inversiones debe estar apoyada por una valoración económica que justifique los gastos en los que hay que incurrir.

Costo de reparación de un tanque de 10 000 m<sup>3</sup>.

El importe del servicio **\$1 911 512.38** de los cuales **\$1 304 033.11** en M.N. y **\$ 607 479.27** en CUC.

<b>Indicadores</b>	<b>Total</b>
<b>Presupuesto del Servicio de Construcción (MN)</b>	<b>\$1,304,033.11</b>
1.- Presupuesto por Renglones. Variantes	<b>\$1,150,948.96</b>
2.- Presupuesto Independiente	<b>\$153,084.15</b>
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Presupuesto Independiente de Transportación</li> <li>• Presupuesto Independiente Otros Gastos Adicionales</li> <li>• Presupuesto Independiente Facilidades Temporales</li> <li>• Presupuesto Independiente Gastos Bancarios.</li> <li>• Presupuesto Independiente Imprevistos.</li> <li>• Presupuesto por concepto de cálculo de presupuesto.</li> </ul>	\$49 257.00
	\$133,733
	\$21 350.98
	\$121.25
	\$25 000.00
	\$19,230.27
<b>TOTAL.</b>	<b>\$153,084.15</b>
3.- Combustible (CUC)	<b>\$21,612.83</b>
Presupuesto del Constructor (CUC)	<b>\$241,699.28</b>
Gasto por concepto de presupuesto	<b>\$4,876.87</b>
Presupuesto de Gasto en CUC	<b>\$339,290.29</b>
<b>Total en CUC</b>	<b>\$607,479.27</b>
<b>Presupuesto General de la Obra</b>	<b>\$1,911,512.38</b>

Costo de la pintura para un tanque de almacenamiento de crudo de 10 000 m<sup>3</sup>.

<b>Descripción del producto</b>	<b>u/m</b>	<b>Cantidad</b>	<b>Precio Unitario</b>	<b>Precio Total</b>	<b>Rendimiento</b>
HEMPADUR 85671	Lts	1832.5	7,62 Euro/Litro	13963.65	6.8 m <sup>2</sup> /litro
Total				<b>\$ 13,963.65</b>	

Todo lo anteriormente expuesto nos muestra la necesidad de cambiar el método anticorrosivo utilizado.

## CONCLUSIONES

1. Se cumple la hipótesis propuesta que al conocer las características de los tanques de almacenamientos de crudo y los factores que influyen en el deterioro del interior de los techos y fondos, proponiéndose un sistema de protección anticorrosivo y conservación efectivo.
2. Los problemas fundamentales de corrosión detectados, son de diseño mecánico en los techos y en general un inadecuado sistema de pintura.
3. El costo de mantenimiento y reparación de un tanque por concepto de corrosión es de \$1,911,512.38 pesos.
4. Se propone un diseño anticorrosivo que incluye, sustituir los techos de aceros por domos de aluminio, aplicar adecuadamente un sistema de pintura con epoxi fenólico y utilizar inhibidores de la corrosión.

## **RECOMENDACIONES.**

1. Estudiar dentro de los inhibidores de corrosión que ofrece la empresa NTIC cual resulta el más adecuado desde el punto de vista técnico y económico.
2. Solucionar el escurrimiento de las aguas de las zonas bajas en que están ubicados los tanques de residuales.
3. Garantizar que los recubrimientos anticorrosivos que se apliquen en los fondos hayan permanecido en las condiciones de almacenamiento que plantea la Ficha Técnica del proveedor y no sobrepasen su fecha de vencimiento.

## BIBLIOGRAFÍA

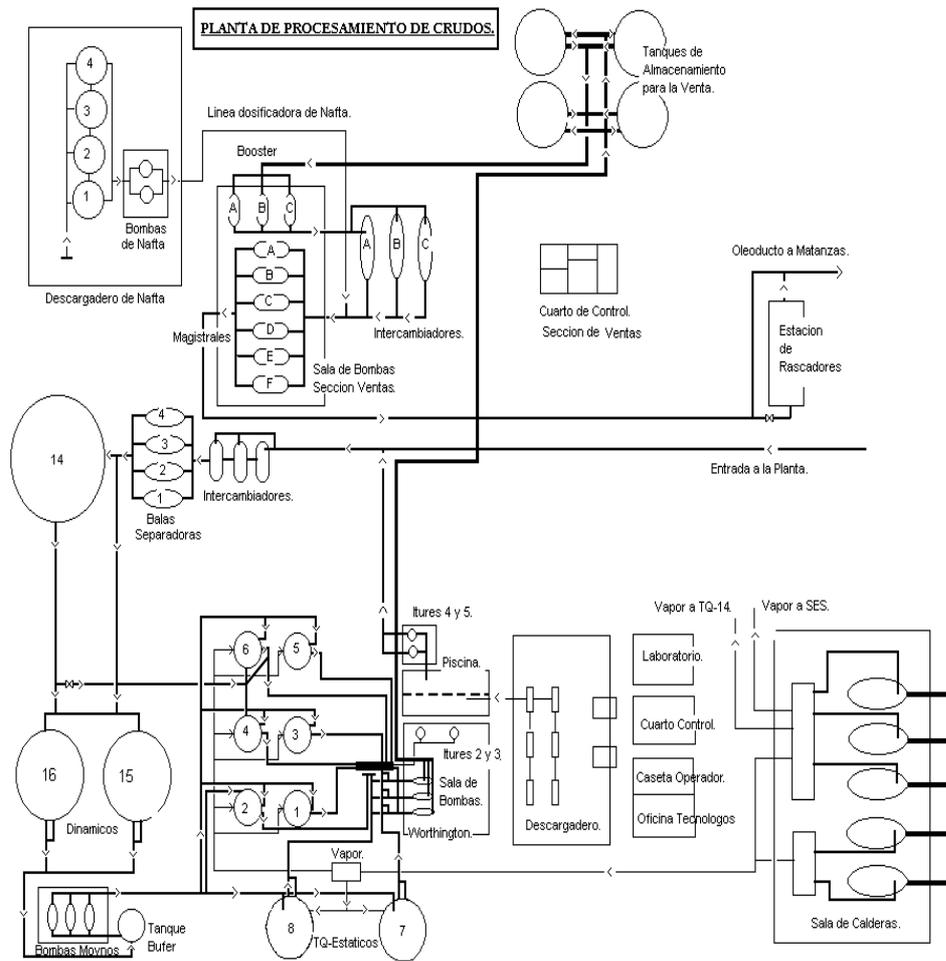
1. Afonso Tsembane, J. (2001). Estudio de la corrosión atmosférica en dos estaciones de la provincia Matanzas. Tesis de Diploma. Matanzas.
2. API 2015. Requirements for safe entry and cleaning of petroleum storage tanks. 3ra edition. (2003).
3. API 650. Welded tanks oil storage. (2007).
4. Blascos, M.T.R. (2004) Formulación y Evaluación de imprimaciones Epoxis Anticorrosivas, curables a temperatura ambiente., in Departamento de Tecnología y Departamento de Ciencias Experimentales., Universitat Jaume I. p. pág. 7, 9, 30, 45.
5. Corvo, F. (1982). Corrosión atmosférica del acero al carbono CT-3 en el clima tropical húmedo de Cuba. Zashita Metallov. Tomo 18, No 4, p 583.
6. David A. Shixer. (2005) Marine Corrosion Branch, C.D., Naval Surface Warfare Center, 9500 MacArthur Boulevard, West Bethesda, MD 20817-5700, USA, Understanding material interactions in marine environments to promote extended structural life. Corrosion Science, 2005. 47. 2335-2352. Disponible en [www.sciencedirect.com](http://www.sciencedirect.com) desde el 25 Mayo 2005
7. Domínguez, J. y otros. (1987). Introducción a la corrosión y protección de metales. La Habana, Editorial ENPES.
8. Domínguez, J. (2010). Conferencia de diplomado de corrosión. CUJAE – CUPET. La Habana.
9. Echeverría Lage, C.A.y.c, (2003). Estudio de los problemas de corrosión diseño anticorrosivo y protección en el Complejo Paradiso Puntarenas. Propuesta de soluciones. Informe Final del Contrato Marco entre el Centro de Estudios de Anticorrosivos y Tensoactivos (CEAT), de la Universidad de Matanzas "Camilo Cienfuegos" y el Complejo Hotelero Paradiso -Puntarenas.
10. Echeverría, C.A y otros. (1985). El aerosol marino y el ión sulfato en las condiciones climáticas de Cuba. II Conferencia Científica del CUM.
11. Echeverría, C.A y otros. (2005). Manual de corrosión.

12. Espada. L.R. (2005). La corrosividad atmosférica: zonas costeras, de interior y agresivas. Disponible en <http://www.nervion.com.mx.web.htm>
13. Feliú, M. S. y otros. (1971). Principios de corrosión y protección de metales: Corrosión y protección. Vol. 2, No 4. Julio-Agosto.
14. Gaceta oficial. Julio 1997
15. González, J. A. (1989). Control de la corrosión. Estudio y medida por técnicas electroquímicas. Madrid, Consejo Superior de Investigaciones Científicas. Centro Nacional de Investigaciones Metalúrgicas. (CNIM).
16. ISO 12944 - 1: 1998. Paints and varnishes. Corrosion protection of steel structures by protective paint systems. General Introduction.
17. ISO 12944-3 1998. Paints and varnishes. Corrosion protection of steel structures by protective paint systems. Design.
18. ISO 12944 - 5: 1998. Paints and varnishes. Corrosion protection of steel structures by protective paint systems.
19. ISO 12944 - 8: 1998. Paints and varnishes. Corrosion protection of steel structures by protective paint systems. Development of specifications for new work and maintenance
20. ISO 9223.1992 Corrosion of metals and alloys – Corrosivity of atmospheres – Classification – Determination of corrosión rate of standard specimens for evaluation of corrosivity.
21. ISO 8501.1998 Grados de limpieza
22. Colectivo de autores. (1995). Informe técnico. Informe sobre la caracterización de los gases en Centros Colectores de la EPEP Centro..
23. Ochoa, L.R. (1994) Elaboración de procedimiento de inspección técnica para tanques de almacenamiento y líneas de flujos en la industria petrolera. EPN.
24. Denis, J.A. (1999). “Ambiente y Enfermedad”. Habana. Editorial Científico-Técnico.
25. Martin, C (1986).Low cost, low volumens, continuous inhibition of gas production tubular. Material Performance.
26. Badía M. y otros. Manual de documentos de la planta de procesamiento de crudo. Planta de procesamiento de crudos.
27. Mertel, J. (1985).Tesis para optar por el grado de Doctor en Ciencias Técnicas.

28. MR 0175 – 95. Nace Standard material requirements sulfide stress cracking resistant – metallic materials for oilfield equipment. Houston. Tx. (1995).
29. Nace corrosion inhibitors.(2006).
30. Otero, E. (2000).Corrosión y degradación de materiales. Madrid, Editorial Síntesis SA.
31. Ramírez Bonilla Cliserio, (1988). Curso de Protección Catódica por Consultoría e ingeniería de Corrosión, S.C., Curso Regional Corrosión, su prevención de control, Edición Instituto Mexicano del Petróleo.
32. Revuelta, E. I. (2006). Procedimiento para la selección de sistemas de protección anticorrosiva mediante recubrimientos. CUPET. La Habana.
33. Caro, R. y otros. (1982). La corrosión y La industria azucarera, editorial científico-técnica, Ciudad de La Habana.
34. Ronda M, D.J y otros. (1990). Estudio estructural de las aleaciones empleadas en las instalaciones de tratamiento y transportación de crudos nacionales. Informe del CIQ. Contrato 012 – 28 – 46. Etapa 6.
35. Rozenfeld, I L. (1977). Inhibidores de corrosión. Editorial Química.
36. Shreider A. (1976). Influencia del hidrógeno en los equipos de la industria química y del petróleo. Mashinborinterg. Moscú.
37. Tomashov, N.D. (1979). Theory of corrosion and protection of metals. La Habana. Ed. Revolucionaria.

# ANEXOS.

## ANEXO 1. Flujo tecnológico de la planta de procesamiento de crudo.



## ANEXO 2. Características del agua residual.

<b>Parámetro Físico Químico.</b>	<b>U/M</b>	<b>Valor Real</b>
Ph	-	8 - 9
Color	unit pt/co	90 - 100
Temperatura	0c	60 - 70
Sólidos suspendidos	mg/l	150 - 200
dbo <sub>5</sub>	mg/l (cro <sub>7</sub> k <sub>2</sub> )	2 473
dqo	mg/l (cro <sub>7</sub> 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>Parámetro Físico Químico.</b>	<b>U/M</b>	<b>Valor Real</b>
<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
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	0.08
Cobre	mg/l	< 0.010
Plomo	mg/l	< 0.0 10
Estroncio	mg/l	< 0.020

### ANEXO 3. Características del gas.

Concentración (%):															
	N2	C1	C02	C2	H2S	C3	IC4	NC4	IC5	NC5	C6	C7	C8	C9	Total
<b>1</b>	0.24	41.87	14.69	7.11	11.68	8.69	3.18	4.98	3.05	1.52	1.82	0.88	0.28	0.03	100.0
<b>2</b>	0.23	41.54	14.94	7.22	12.18	8.75	3.18	4.93	2.96	1.45	1.65	0.74	0.22	0.03	100.0
<b>3</b>	0.22	41.06	14.98	7.27	12.41	8.79	3.20	4.97	2.99	1.47	1.68	0.74	0.22	0.02	100.0
<b>4</b>	0.22	41.12	14.96	7.25	12.52	8.79	3.18	4.93	2.97	1.46	1.66	0.70	0.21	0.02	100.0
<b>5</b>	0.24	41.41	14.89	7.20	12.66	8.72	3.15	4.88	2.91	1.42	1.61	0.69	0.20	0.02	100.0
<b>6</b>	0.23	41.21	14.95	7.24	12.82	8.76	3.17	4.91	2.90	1.41	1.54	0.64	0.19	0.02	100.0
<b>7</b>	0.26	38.72	14.07	6.77	12.34	13.22	3.04	4.78	2.90	1.43	1.62	0.65	0.18	0.02	100.0
<b>8</b>	0.27	42.43	13.82	6.61	12.97	8.26	3.11	5.07	3.17	1.60	1.80	0.71	0.18	0.02	100.0
<b>9</b>	0.35	42.85	13.79	6.53	12.66	8.09	3.05	5.00	3.15	1.62	1.90	0.79	0.19	0.02	100.0
<b>10</b>	0.41	42.70	14.23	6.67	12.42	8.16	3.06	4.94	3.04	1.55	1.82	0.79	0.20	0.02	100.0
<b>11</b>	0.38	41.43	14.41	6.80	12.80	8.37	3.14	4.96	3.14	1.61	1.91	0.83	0.21	0.02	100.0
<b>Prom.</b>	<b>0.3</b>	<b>41.5</b>	<b>14.5</b>	<b>7.0</b>	<b>12.5</b>	<b>9.0</b>	<b>3.1</b>	<b>4.9</b>	<b>3.0</b>	<b>1.5</b>	<b>1.7</b>	<b>0.7</b>	<b>0.2</b>	<b>0.0</b>	<b>100.0</b>

#### ANEXO 4. Características del petróleo.

Parámetros	U/M	Rango de valores
B.S.W.	% V	< 2.0
Agua por destilación	% V	< 2.0
Azufre	% P	5.488
Gravedad	A.P.I.	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
Punto inflamación	°C	< 45.8
Punto ignición	°C	> 100
Carbón Conradson	% P	11.4 – 15.0
Cenizas	% P	0.005 – 0.1
Valor Calórico superior	Kcal/kg	9770 – 10000
Valor Calórico inferior	Kcal/kg	9200
Contenido Carbono	% P	82.02
Contenido Hidrógeno	% P	9.89
Contenido Vanadio	Ppm	88 – 106
Contenido Níquel	Ppm	28
Parafinas	% P	0.6 – 1.4
Recuperación fracciones Claras hasta 300 °C	% V	20 – 24
Viscosidad	Cp	
30 °C		8900 – 14600
40 °C		4000 – 7200
50 °C		1800 – 4700
60 °C		960 – 1350
70 °C		500 – 700

## ANEXO 5. EFECTOS DEL H<sub>2</sub>S

1ppm	Se puede oler.
10 ppm	Limite máximo tolerable durante 8 horas continuas de trabajo o punto en el cual hay que colocarse la mascara de oxígeno.
20 ppm	Limite de exposición cero.
100 ppm	Se deja de oler de 2-15 minutos (puede arder la garganta, causar dolor de cabeza y nausea).
200 ppm	Se deja de oler rápidamente (arde la garganta y los ojos).
500 ppm	Se pierde el razonamiento, equilibrio y coordinación. En 2-15 minutos aparecen problemas respiratorios y se necesita resucitación inmediata.
700 ppm	Inmediata pérdida del conocimiento, convulsiones, pérdida de control de esfínteres y vientre.
1000 ppm	Se interrumpe la respiración y se alcanza la muerte a menos que se practique resucitación inmediata.
+1000 ppm	Inmediata pérdida del conocimiento. Provoca la muerte o daño cerebral permanentemente a menos que se rescate inmediatamente.

**Nota:** ppm significa partes por millón de H<sub>2</sub>S en el aire a presión atmosférica normal.

## ANEXO 6. Fichas Técnicas de pinturas.

HEMPEL		Ficha Técnica																																				
<h1>Ficha Técnica</h1>																																						
		<b>HEMPADUR 15500</b> CURING AGENT 97580																																				
<b>DESCRIPCION</b>	Recubrimiento epoxi-fenólico curado con aducto-amina, de dos componentes.																																					
<b>USO RECOMENDADO</b>	Para interiores de tanques y depósitos de acero que deban contener productos químicos.																																					
<b>Temperatura de servicio</b>	En seco Máxima: 160°C En húmedo e inmersión en otros líquidos: Ver LISTA DE RESISTENCIAS	Inmersión en agua de mar 50°C (sin gradiente de temperatura) Ver LISTA DE RESISTENCIAS																																				
<b>Certificados</b>	Aprobado por el Lloyd's Register of Shipping and Maritime Register of Shipping, Rusia, como protector anticorrosivo. Cumple con la sección 175.300 del Code of Federal Regulations - FDA, USA para contener productos alimentarios para tanques de volumen superior a 2.006 m <sup>3</sup> .																																					
<b>PROPIEDADES TECNICAS GENERALES</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Excelente resistencia a una amplia gama de productos químicos (Ver CARGO PROTECTION GUIDE)</li> <li>- Inocuo para las cargas en grano (cereales, etc)</li> <li>- Excelente adherencia sobre acero chorreado</li> <li>- Aplicable a elevados espesores por capa</li> </ul>																																					
<b>DATOS TECNICOS</b>	<table border="0"> <tr><td>Aspecto</td><td>Mate</td></tr> <tr><td>Color</td><td>Blanco 11630, Rojo 50900</td></tr> <tr><td>Volumen de sólidos</td><td>68±2%</td></tr> <tr><td>Rendimiento teórico</td><td>6.8 m<sup>2</sup>/litro a 100 micras de película seca</td></tr> <tr><td>Punto de inflamación</td><td>26°C copa cerrada</td></tr> <tr><td>Peso específico</td><td>1.7 Kg/litro</td></tr> <tr><td>Secaje superficial</td><td>2-3 horas a 20°C (ISO 1517)</td></tr> <tr><td>Secaje al tacto</td><td>4-6 horas a 20°C</td></tr> <tr><td>Curado total</td><td>10 días a 20°C (Ver OBSERVACIONES)</td></tr> <tr><td>VOC</td><td>325 g/litro</td></tr> <tr><td>Almacenaje</td><td>1 año desde su fabricación. Según las condiciones de almacenamiento es posible que sea necesario agitar el producto antes de su uso.</td></tr> </table>		Aspecto	Mate	Color	Blanco 11630, Rojo 50900	Volumen de sólidos	68±2%	Rendimiento teórico	6.8 m <sup>2</sup> /litro a 100 micras de película seca	Punto de inflamación	26°C copa cerrada	Peso específico	1.7 Kg/litro	Secaje superficial	2-3 horas a 20°C (ISO 1517)	Secaje al tacto	4-6 horas a 20°C	Curado total	10 días a 20°C (Ver OBSERVACIONES)	VOC	325 g/litro	Almacenaje	1 año desde su fabricación. Según las condiciones de almacenamiento es posible que sea necesario agitar el producto antes de su uso.														
Aspecto	Mate																																					
Color	Blanco 11630, Rojo 50900																																					
Volumen de sólidos	68±2%																																					
Rendimiento teórico	6.8 m <sup>2</sup> /litro a 100 micras de película seca																																					
Punto de inflamación	26°C copa cerrada																																					
Peso específico	1.7 Kg/litro																																					
Secaje superficial	2-3 horas a 20°C (ISO 1517)																																					
Secaje al tacto	4-6 horas a 20°C																																					
Curado total	10 días a 20°C (Ver OBSERVACIONES)																																					
VOC	325 g/litro																																					
Almacenaje	1 año desde su fabricación. Según las condiciones de almacenamiento es posible que sea necesario agitar el producto antes de su uso.																																					
<b>APLICACION</b>	<table border="0"> <tr><td>Proporción de mezcla</td><td colspan="2">BASE 15509:CURING AGENT 97580 8.9:1.1 en vol. - 93.8:6.2 en peso</td></tr> <tr><td>Método</td><td>Pistola sin aire</td><td>Ver INSTRUCCIONES DE APLICACION</td></tr> <tr><td>Dilución</td><td>Brocha (parcheos)</td><td></td></tr> <tr><td>Vida de la mezcla</td><td colspan="2">3 horas a 20°C</td></tr> <tr><td>Tiempo de inducción</td><td colspan="2">15 minutos a 20°C</td></tr> <tr><td>Diluyente</td><td colspan="2">HEMPEL'S THINNER 08450</td></tr> <tr><td>Espesor recomendado</td><td>Húmedo: 150 micras</td><td></td></tr> <tr><td></td><td>Seco: 100 micras</td><td>(Ver OBSERVACIONES)</td></tr> <tr><td>Intervalo de repintado</td><td colspan="2">Min: 24-36 horas a 20°C</td></tr> <tr><td></td><td colspan="2">Máx: 21 días a 20°C (Ver OBSERVACIONES)</td></tr> <tr><td>Limpieza</td><td colspan="2">HEMPEL'S TOOL CLEANER 99610</td></tr> <tr><td>Pistola sin aire</td><td colspan="2">Boquilla: 0.018"-0.021" - Presión: 200 atm (Datos orientativos)</td></tr> </table>		Proporción de mezcla	BASE 15509:CURING AGENT 97580 8.9:1.1 en vol. - 93.8:6.2 en peso		Método	Pistola sin aire	Ver INSTRUCCIONES DE APLICACION	Dilución	Brocha (parcheos)		Vida de la mezcla	3 horas a 20°C		Tiempo de inducción	15 minutos a 20°C		Diluyente	HEMPEL'S THINNER 08450		Espesor recomendado	Húmedo: 150 micras			Seco: 100 micras	(Ver OBSERVACIONES)	Intervalo de repintado	Min: 24-36 horas a 20°C			Máx: 21 días a 20°C (Ver OBSERVACIONES)		Limpieza	HEMPEL'S TOOL CLEANER 99610		Pistola sin aire	Boquilla: 0.018"-0.021" - Presión: 200 atm (Datos orientativos)	
Proporción de mezcla	BASE 15509:CURING AGENT 97580 8.9:1.1 en vol. - 93.8:6.2 en peso																																					
Método	Pistola sin aire	Ver INSTRUCCIONES DE APLICACION																																				
Dilución	Brocha (parcheos)																																					
Vida de la mezcla	3 horas a 20°C																																					
Tiempo de inducción	15 minutos a 20°C																																					
Diluyente	HEMPEL'S THINNER 08450																																					
Espesor recomendado	Húmedo: 150 micras																																					
	Seco: 100 micras	(Ver OBSERVACIONES)																																				
Intervalo de repintado	Min: 24-36 horas a 20°C																																					
	Máx: 21 días a 20°C (Ver OBSERVACIONES)																																					
Limpieza	HEMPEL'S TOOL CLEANER 99610																																					
Pistola sin aire	Boquilla: 0.018"-0.021" - Presión: 200 atm (Datos orientativos)																																					

15500

**PREPARACION DE LA SUPERFICIE**

Para una óptima resistencia a toda la gama de productos químicos, debe realizarse un chorreado abrasivo a metal blanco, Sa3 o casi blanco, Sa 2½ de la norma ISO 8501.1, con una rugosidad superficial correspondiente al Rugotest N° 3 BN10b, Keane-Tator Comparator 3.0 G/S, o ISO Comparator Rough Medium (G). Ver INSTRUCCIONES DE APLICACION.

**APLICACIÓN**

Emplear sólo cuando la aplicación y el curado puedan desarrollarse a temperatura ambiente y del sustrato superiores a 10°C. **La temperatura del acero nunca debe estar por debajo de este límite hasta que haya curado completamente.** La pintura debe estar como mínimo a 15°C, obteniéndose los mejores resultados cuando la temperatura ambiente, la del sustrato y la de la pintura están entre 17 y 23°C. La humedad relativa admitida máxima es del 80%, siendo los valores más indicados entre 40 y 60%. Aplicar sólo sobre superficies limpias y secas cuya temperatura esté por encima del punto de rocío, a fin de evitar condensaciones.

Facilitar ventilación adecuada durante la aplicación y el secaje.  
Ver INSTRUCCIONES DE APLICACION.

**OBSERVACIONES**

**Espesor**

El espesor seco recomendado para el sistema es de 300 micras. Puede ser especificado a espesores distintos al indicado dependiendo de la utilización específica. Ello alterará su rendimiento y puede influir en el tiempo de secado (Ver INSTRUCCIONES DE APLICACION).

**Intervalo de repintado**

Si se sobrepasa el intervalo máximo de repintado, es necesario comunicar rugosidad a la superficie a fin de asegurar la adherencia entre capas.

**Mezcla**

La BASE y el CURING AGENT cuidadosamente mezclados deben dejarse pre-reaccionar antes de su aplicación (15 minutos a 20°C), a otras temperaturas, ver INSTRUCCIONES DE APLICACION.

**Dilución**

No se recomienda diluir salvo en casos en que sea estrictamente necesario. No diluir los componentes separadamente, sino únicamente la mezcla.

**Curado**

Para una más amplia gama de cargas ver INSTRUCCIONES DE APLICACION y la CARGO PROTECTION GUIDE.

**Nota**

HEMPADUR 15500 es sólo para uso profesional.

**SEGURIDAD**

Los envases llevan las correspondientes etiquetas de seguridad, cuyas indicaciones deben ser observadas. Además, deben seguirse las exigencias de la legislación nacional o local. Como regla general, debe evitarse la inhalación de los vapores de disolventes y de la neblina de pintura, así como el contacto de la pintura líquida con la piel y los ojos. Cuando se aplica pintura en espacios cerrados debe facilitarse ventilación forzada, acompañada de la adecuada protección respiratoria, de la piel y de los ojos, especialmente cuando se aplica a pistola.

**EDICION**

(G) Mayo 2003

(15500-11630-CR006)

Para la correcta interpretación de esta hoja, ver la "Guía para las Hojas de Características Técnicas". Los datos, recomendaciones e instrucciones que se dan en esta hoja de características corresponden a los resultados obtenidos en ensayos de Laboratorio y en la utilización práctica del producto en circunstancias controladas o específicamente definidas. No se garantiza la completa reproductibilidad de los mismos en cada utilización concreta. El suministro de nuestros productos y la prestación de asistencia técnica quedan sujetos a nuestras CONDICIONES GENERALES DE VENTA, ENTREGA Y SERVICIO y, a menos que se hayan tomado otros acuerdos específicos por escrito, el fabricante y el vendedor no asumen otras responsabilidades que las allí señaladas por los resultados obtenidos, perjuicios, daños directos o indirectos, producidos por el uso de los productos de acuerdo con nuestras recomendaciones. Las hojas de características pueden ser modificadas sin previo aviso. \*Marca registrada por HEMPEL.

# Ficha Técnica



**HEMPADUR 85671**  
CURING AGENT 97371

## DESCRIPCION

Recubrimiento epoxi-fenólico (novolac) de dos componentes curado con aducto de amina, con muy buena adherencia y resistencia a altas temperaturas, al agua y a productos químicos.

## USO RECOMENDADO

Para interiores de tanques y depósitos que deban contener agua caliente, salmuera, petróleo, etc.  
Como recubrimiento para tanques de agua potable.  
Como imprimación en sistemas específicos de pintado.

Temperatura de servicio	Seco:                    En inmersión acuosa (gradiente max. 15°C) Máximo: 160°C        90°C Puede especificarse para temperaturas por encima de los 260°C en seco. Para temperaturas más altas ver OBSERVACIONES.
Certificados	Cumple con las especificaciones APCS 2A, 2B y 2C de ARAMCO. (Ver OBSERVACIONES) Aprobado para contener agua potable por el Water Research Centre, Gran Bretaña. Aprobado para tanques de combustible de aviación por el ExxonMobil Aviation International Ltd., Gran Bretaña. Certificado de NSF, USA para tanques de gran volumen para agua potable
<b>DATOS TECNICOS</b>	
Aspecto	Mate
Color	Blanco 11630, Rojo 50900
Volumen de sólidos	68±2%
Rendimiento teórico	6.8 m <sup>2</sup> /litro a 100 micras de película seca
Punto de inflamación	24°C
Peso específico	1.7 Kg/litro
Secaje superficial	2-3 horas a 20°C
Seco al tacto	4-6 horas a 20°C
Curado total	10 días a 20°C
VOC	320 g/litro
Vida de almacenaje	6 meses después de su fabricación a 25°C. Según las condiciones de almacenaje puede ser necesario agitar los botes mecánicamente antes de usarlos. Si se sobrepasa el periodo de estabilidad contactar con HEMPEL.
<b>APLICACION</b>	
Proporción de mezcla	BASE 85675:CURING AGENT 97371    8.8:1.2 en volumen-13.8:1.0 en peso
Método	Pistola sin aire        Disco giratorio        Brocha (parcheos)
Diluyente	HEMPEL'S THINNER 08450 (Ver INSTRUCCIONES DE APLICACION)
Vida de la mezcla	3 horas a 20°C (Ver OBSERVACIONES)
Tiempo de inducción	15 minutos a 20°C (Ver OBSERVACIONES)
Espesor recomendado	Húmedo: 150 micras Seco: 100 micras (Ver OBSERVACIONES)
Intervalo de repintado	Ver OBSERVACIONES
Limpieza	HEMPEL'S TOOL CLEANER 99610

Pistola sin aire	Boquilla: 0.018"-0.021" - Presión: 200 atm (Datos orientativos)
85671	
<b>PREPARACION DE LA SUPERFICIE</b>	Para obtener un óptimo resultado debe realizarse un chorreado abrasivo a metal casi blanco Sa 2½-3 de la norma ISO 8501.1, con una rugosidad superficial correspondiente al Rugotest N°.3 BN10, Keane Tator Comparator 3.0 G/S o ISO Comparator Rough Medium (G).
<b>CONDICIONES DE APLICACION</b>	Emplear sólo cuando la aplicación y el curado puedan desarrollarse a temperaturas por encima de los 10°C. La temperatura de la pintura debe estar por encima de los 15°C, obteniéndose los mejores resultados cuando la temperatura ambiente, la del sustrato y la de la pintura están entre 17-23°C. La humedad relativa máxima admitida es del 80%, siendo los valores más indicados entre 40-60%. Aplicar sólo sobre superficies limpias y secas cuya temperatura esté por encima del punto de rocío, a fin de evitar condensaciones. Para más detalles ver INSTRUCCIONES DE APLICACION. En espacios cerrados proveer de ventilación adecuada durante la aplicación y el secado.
<b>CAPAS PRECEDENTES</b>	Ninguna
<b>CAPAS SUBSIGUIENTES</b>	Ninguna
<b>OBSERVACIONES</b>	
Altas temperaturas de servicio	Puede aplicarse bajo aislamiento, tuberías y como capa única o sistema de dos capas. El espesor de película seca no debe exceder de 300 micras. Sin embargo, a temperaturas superiores a 200°C, máx. 260°C, es recomendable aplicar un máximo de 125 micras secas. El recubrimiento debe curar al menos durante 7 días a 20°C, antes de ser expuesto a altas temperaturas. A altas temperaturas de servicio es posible una decoloración del producto.
Espesor recomendado	El espesor seco recomendado para el sistema es de 300 micras. Puede ser especificado a espesores distintos al indicado dependiendo de la utilización específica. Ello alterará su rendimiento y puede influir en el tiempo de secado y el intervalo mínimo de repintado. Puede ser especificado a 125 micras por capa y excepcionalmente a 150 micras.
Vida de la mezcla	De acuerdo con las exigencias de Aramco, el tiempo de gelificación de la mezcla es superior a 8 horas a una temperatura de la misma de 23°C, y superior a 2 horas a 40°C. Sin embargo, para una óptima pulverización a pistola sin aire, la mezcla debe aplicarse dentro del período de 2 horas después de su preparación, a 20°C.
Intervalo de repintado	Mínimo: Para cualquier contenido excepto agua potable: 36 horas a 20°C entre la primera y la segunda capa y 24 horas a 20°C entre la segunda y tercera capa. Para contener agua potable: 3 días a 20°C entre capas. Máximo: 21 días a 20°C. Si se sobrepasa el intervalo máximo de repintado, es necesario comunicar rugosidad a la superficie a fin de asegurar la adherencia entre capas.
Notas para la aplicación y el secado	<ul style="list-style-type: none"> <li>- El espesor de la película seca aplicada debe estar lo más cerca posible de las 100 micras especificadas (o más alto si se ha especificado).</li> <li>- La película de cada capa debe ser de alta calidad sin defectos tales como porosidades y pulverización seca.</li> <li>- Las condiciones de secaje y curado deben estar de acuerdo con las INSTRUCCIONES DE APLICACION para obtener un curado total.</li> <li>- La superficie no debe tener ningún tipo de contaminación exceptuando polvo, restos de abrasivo o pulverización seca que pueden ser eliminados por aspiración. La superficie DEBE estar completamente limpia antes del repintado.</li> <li>- La superficie pintada no debe ser expuesta por un período prolongado de tiempo a la luz solar.</li> <li>- El pintado debe ser controlado cuidadosamente para evitar la formación de irregularidades, zonas blanquecinas o grasientas que perjudicarían la adherencia entre capas.</li> </ul> <p><b>Nota:</b> La exudación del curing agent puede causar estas irregularidades, zonas blanquecinas y/o grasientas en la superficie si el HEMPADUR 85671 se aplica a bajas temperaturas, no se respeta el tiempo de inducción y/o si el pintado se expone al agua (lluvia, condensación) durante el tiempo de secado y curado.</p>
Mezcla	La BASE y el CURING AGENT cuidadosamente mezclados deben dejarse pre-reaccionar antes de su aplicación (15 minutos a 20°C). No se recomienda diluir salvo en casos en que sea estrictamente necesario. No diluir los componentes separadamente, sino únicamente la mezcla.
Advertencia	Cualquier referencia a un estándar o una especificación en esta FichaTécnica no debe ser considerada como una recomendación de la compañía referenciada.
Nota	El HEMPADUR 85671 es únicamente para uso profesional.
<b>SEGURIDAD</b>	Los envases llevan las correspondientes etiquetas de seguridad, cuyas indicaciones deben ser observadas. Además, deben seguirse las exigencias de la legislación nacional o local. Como regla general, debe evitarse la inhalación de los vapores de disolventes y de la neblina de pintura, así como el contacto de la pintura líquida con la piel y los ojos. Cuando se aplica pintura en espacios cerrados debe facilitarse ventilación forzada, acompañada de la adecuada protección respiratoria, de la piel y de los ojos, especialmente cuando se aplica a pistola.
<b>EDICION</b>	(G) Setiembre 2003 (85671-11630-CR002)

## 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, fábricas de cerveza, industria siderúrgica, generación de energía, plantas de pulpa y papel e instalaciones marinas.

**NO RECOMENDADO PARA:** Inmersión continua en agua caliente por arriba de 95° C. En inmersión de ácidos minerales y orgánicos muy fuertes y concentrados.

### GUÍA DE RESISTENCIAS:

QUIMICAS:	Inmersión	FISICAS:	
Exposición	Buena	Resistencia a la Temperatura:	
Acidos	Buena	Continua: 95° C	NO-Continua: 120° C
Alcalis	Excelente	Flexibilidad:	Muy Buena
Solventes	Excelente	Abrasión:	Excelente
Sales	Excelente	Adherencia:	Excelente
Agua	Excelente	Impacto:	Excelente.

### PROPIEDADES FISICAS:

% Sólidos por Volumen: <i>Primario</i> 67 %	Esesor Seco Recomendado p/c:	125 micras.	
<i>Acabado</i> 69 %	Esesor 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: <i>Primario</i> :	Rojo Blanco y Gris
Condiciones de almacén:	25° C y 50 % H.R.	<i>Acabado</i> :	Blanco y Gris

### COMPATIBILIDAD Y SISTEMAS:

**SUSTRATOS:** Aplicar sobre acero preparado apropiadamente, sobre concreto u otros sustratos que sean recomendados.

**COMPATIBILIDAD:** DEVOXY 87 puede ser aplicado sobre primarios epóxicos Catalizados, Fenólicos u otros tipos genéricos que sean recomendados. Para los fondos de tanques de concreto, puede ser necesario el uso de un allanador de superficie tal como el DEVOXY 95. El DEVOXY 87 Primario puede ser recubierto con acabados epóxicos catalizados, fenolicos modificados u otros tipos genéricos que sean recomendados.

### INSTRUCCIONES DE APICACION:

**PREPARACION DE SUPERFICIE:** Elimine 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.

#### Devoy by General Paint S.A. de C.V.

PLANTA: Circuito de la Industria Norte 8/N Manzana 17, Lote 2 y 3 Parque Industrial Lerma, Lerma Edo. México  
TEL: 01 (728) 2823984 / 2823986 e-mail: [gvventas@general-paint.com.mx](mailto:gvventas@general-paint.com.mx)  
CENTRO DE SERVICIO MEXICO D.F.: Casimiro a Sta. Lucia #383, Col. Sta. Miguel Amantea, 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)

# DEVOX

by GENERAL PAINT

## INNOVACION Y ALTA TECNOLOGIA

**ACERO: Servicio de Inmersión:** Limpie con chorro abrasivo a metal blanco de acuerdo a la especificación SSPC-SP-5 ó 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. Aplique los cordones de soldadura inicialmente con el DEVOXY 87 con brocha o aspersión. **Servicio de NO Inmersión:** Limpiar con chorro abrasivo a metal comercial de acuerdo a la especificación SSPC-SP-6, hasta obtener un perfil de anclaje de 50 a 75 micras.

**CONCRETO:** Elimine cualquier protuberancia con pulidora o lijadora. El concreto debe estar curado por lo menos 28 días a 21 °C y 50 % de H.R. o su equivalente en tiempo. **Servicio de Inmersión:** Remover la membrana de curado con chorro abrasivo y procurar obtener una rugosidad como de lija media. Los huecos o socavaciones en el concreto pueden requerir del uso de un allanador de superficie antes de la aplicación.

### PREPARACION DEL RECUBRIMIENTO:

**MEZCLA:** Agitar por separado los componente hasta obtener una consistencia uniforme, mezcle de acuerdo a la relación:

DEVOXY 87 parte A: 4 partes en volumen.  
DEVOXY 87 parte B: 1 parte en volumen.

**ADELGAZAMIENTO:** Puede ser adelgazado hasta un 25 % en volumen con DEVODIL # 15.

#### CONDICIONES DE APLICACION:

	MEDIO	NORMAL	MINIMO	MAXIMO
Material	18-30 °C	13 °C	32 °C	
Superficie	18-30 °C	10 °C	43 °C	
Ambiente	18-30 °C	10 °C	38 °C	
Hum.Rel.	30-60 %	0 %	85 %	

#### TIEMPOS DE SECADO:

Temperatura	Entre Capas	Curado Final	
10 °C	4 días		N.R.
16 °C	2 días		30 días
24 °C	24 horas		15 días
32 °C	12 horas		7 días

- NO aplique a menos que la temperatura de superficie esté 3° C arriba del punto de rocío.
  - Fuera de la condición "NORMAL", se requiere de técnicas especiales de aplicación y adelgazado.
  - La excesiva humedad o condensación sobre la superficie durante el curado provocara un mublado que debe ser lavado y Eliminado antes de recubrir.
- El curado forzado a temperaturas altas mejora la resistencia química y se obtiene la máxima durabilidad

NOTA: Estos tiempos son al espesor recomendado, un espesor excesivo o ventilación inadecuada requerirá de tiempos mas largos de secado y curado.  
Temperatura de curado debajo de 16°C no se recomienda.  
El curado forzado es recomendado para todos los interiores de tanques, especialmente para grado alimenticio.

#### PROGRAMA DE CURADO FORZADO:

Temperatura	Curado Final
24° C	4 horas
seguido de 66° C	por 6 – 8 horas

### APLICACION:

**ASPERSION:** Es un recubrimiento de altos sólidos y requiere ajustes en las técnicas de aplicación.

**LIMPIEZA DE EQUIPO:** LIMPIADOR DEVOCLEAN #2

#### EQUIPO DE APLICACION:

##### ASPERSIÓN CON EQUIPO CONVENCIONAL:

PISTOLA	ORIFICIO	BOQUILLA
Binks 18 ó 62	67	67PB
DeVilbiss. JGA-510	E	704

##### ASPERSION CON AIRLESS:

PISTOLA	Condiciones de Aplicación
Binks Modelo 500	Presión: 2,400 PSI
Graco 205-591	Orificio: 0.021-0.027"

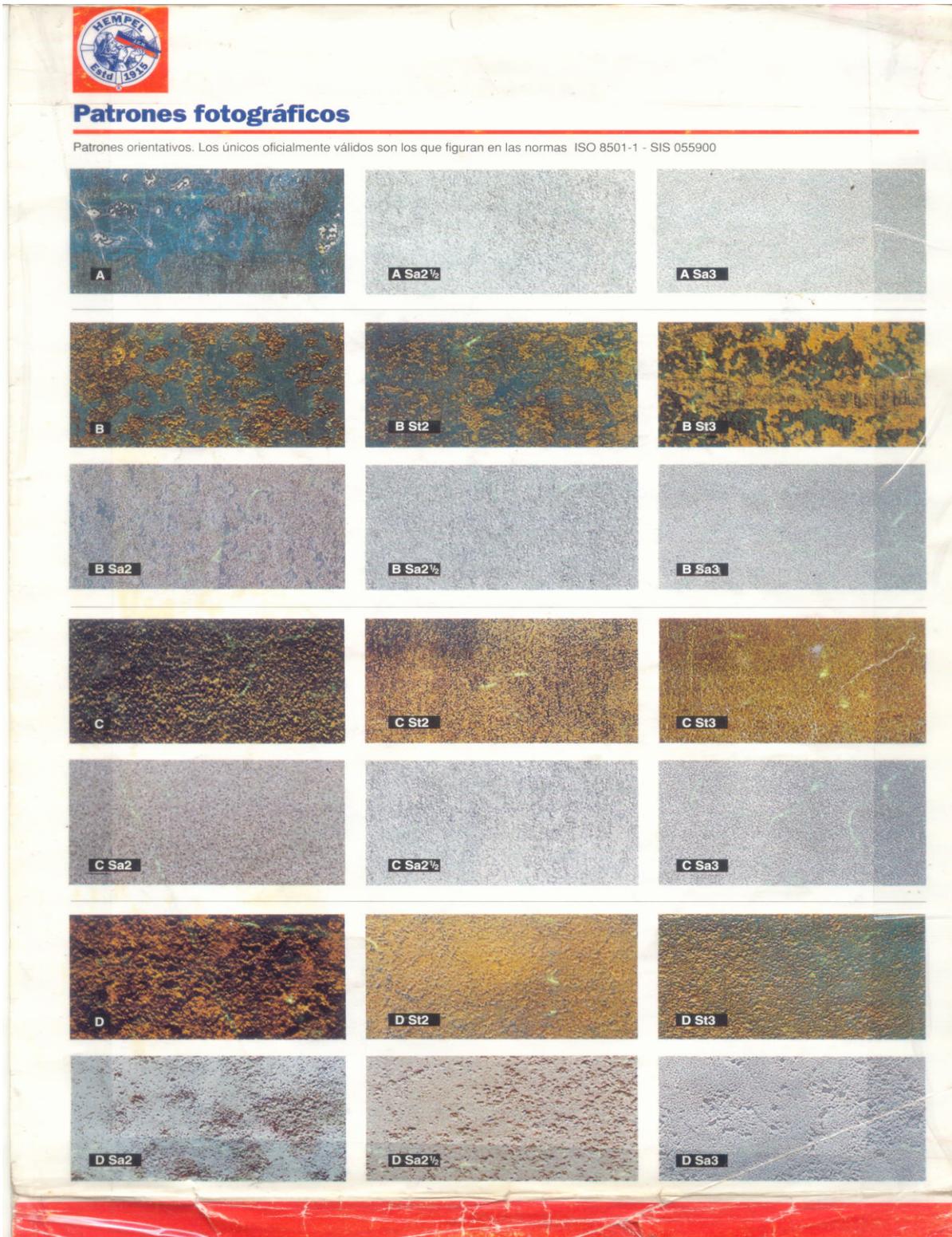
**BROCHA Y RODILLO:** Para pintar los cordones de soldadura, retoques y áreas pequeñas. Use brocha de pelo natural, evite el rebrocheo. Use un rodillo de pelusa corta de alta calidad y evite las repasadas.

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 resultar del producto o la omisión de esta información, sin la supervisión en campo requerida. PELIGRO: CONTIENE SOLVENTES INFLAMABLES, Manténgase fuera del alcance de chispas y flama abierta. El personal de aplicación debe usar equipo de protección tal como guantes, mascarillas de respiración, goggles, etc.

#### 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: [gvventas@general-paint.com.mx](mailto:gvventas@general-paint.com.mx)  
CENTRO DE SERVICIO MEXICO D.F.: Camino a Sta. Lucía #383, Col. Sta. Miguel Amantla, C.P. 02700,  
México, D.F., Tel: (55) 5353-95-54; Fax: (55) 5353-69-13 e-mail: [Soporte-tecnico@general-paint.com.mx](mailto:Soporte-tecnico@general-paint.com.mx)

## ANEXO 6. Norma ISO - 8501 - 1.





## La rugosidad y el abrasivo

### Rugosidad superficial

Cuando se chorrea una superficie de acero, no sólo se limpia sino que además se le confiere una cierta rugosidad superficial, lo cual ayuda a conseguir un buen anclaje de la pintura, especificándose para según qué tipos de recubrimientos unos valores mínimos de rugosidad (Fig. 4).

Se define como rugosidad la distancia media existente entre los picos y los valles de un perfil, y es un parámetro muy difícil de medir en campo, dado que no se dispone de aparatos suficientemente perfeccionados para ello.

Los instrumentos más utilizados en obra son el Rugotest n.º 3 (Fig. 5) y el Keane-Tator, que se basan en una comparación visual y táctil entre unas superficies patrón y aquella cuya rugosidad se pretende medir.

Los parámetros de definición de una rugosidad son fundamentalmente dos, que conviene no confundir:

**R<sub>a</sub> = Rugosidad media**, que es la distancia entre el eje del perfil y la línea imaginaria que dividiría por la mitad la suma de las superficies de los picos y los valles.

**R<sub>z</sub> = Rugosidad máxima**, promedio entre los 5 picos más altos y los 5 valles más profundos. Aproximadamente  $R_z = 6 \times R_a$ .

La rugosidad aumenta la superficie real a pintar ya que ésta deja de ser plana para tomar un perfil anfractuoso. Si la pintura a aplicar es delgada y de secado rápido, se distribuye siguiendo, de una forma aproximada, el perfil a la rugosidad, produciéndose un incremento de consumo debido al aumento de superficie a cubrir. Si por el contrario, la pintura es de capa gruesa, y se nivela por encima de los picos de rugosidad, se produce también un consumo extra debido a la pintura que se emplea en rellenar el <volumen muerto> provocado por la rugosidad.

Rugosidad media en micras (R <sub>a</sub> )	Aumento de la superficie en %	Volumen muerto en l/100 m <sup>2</sup>
5	6	0,2
10	10	0,7
15	14	1,2
20	18	1,7
25	22	2,2

A la hora efectuar cálculos de consumo, deben realizarse las correcciones necesarias de acuerdo con los datos de la tabla. Si se trata de una pintura de capa fina, se incrementará la superficie total en el porcentaje indicado en la columna central, y en caso de un recubrimiento de capa gruesa, se sumará al consumo calculado la cifra correspondiente de la columna de la derecha, que da el aumento de consumo por cada 100 m<sup>2</sup> de superficie.

### Tipos de abrasivos

El abrasivo es el material utilizado en la limpieza por chorreado, siendo uno de los elementos más importantes del proceso. Debe seleccionarse cuidadosamente, atendiendo al estado inicial de la superficie, grado de limpieza a alcanzar, rugosidad a obtener, etc.

El abrasivo debe estar limpio de polvo y sales solubles, debe ser suficientemente duro y su forma y tamaño de partícula son definitorios, junto con la presión de proyección, de la rugosidad que se obtenga.

Los abrasivos más utilizados son (Fig. 6):

- |                     |   |
|---------------------|---|
| a) ARENA DE SILICE  | } Para chorro abierto sin recuperación de abrasivo. Partícula angular que produce alta rugosidad. La escoria deja superficies más oscuras que la arena. |
| b) ESCORIA DE COBRE |   |
| GRANALLA DE ACERO   | } Para chorro en máquina de circuito cerrado, con recuperación de abrasivo. La esférica produce rugosidad baja y perfil más redondeado.                 |
| c) ESFÉRICA         |   |
| d) ANGULAR          |   |



Fig. 4. Fotografía al microscopio electrónico de una superficie chorreada con abrasivo angular.

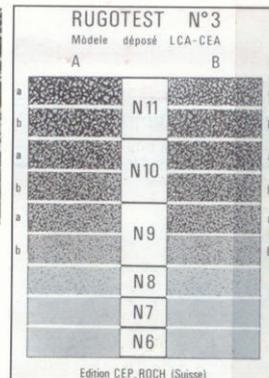


Fig. 5. Medición de rugosidad Rugotest n.º 3.

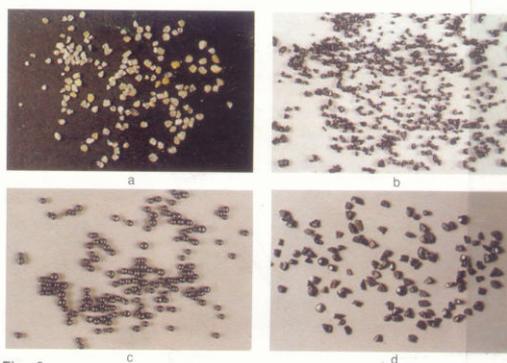
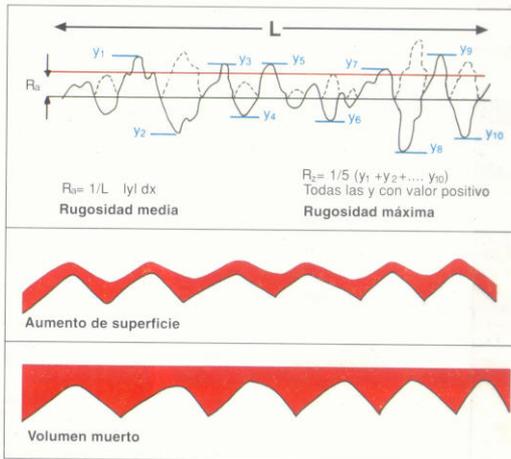


Fig. 6.

PINTURAS HEMPEL, S.A.  
Carretera Sentmenat, 108  
08213 Polinyà (Barcelona)  
España

Tel.: 937 130 000  
Fax: 937 130 368  
Mail: general@es.hempel.com  
WWW: WWW.HEMPEL.ES

**HEMPEL**



# Documentación Técnica

## Preparación de superficies de acero

### ACERO SIN PINTAR

Antes de pintar una superficie de acero, debe precederse a una minuciosa preparación de la misma, consistente en:

- Eliminar contaminantes: óxido y otros subproductos de corrosión, sales y polucionantes atmosféricos, grasas, suciedad, etc.

- Subsanan defectos de construcción: cantos vivos, grietas, exfoliaciones, cordones irregulares de soldadura, etc. (Fig. 1)

- Eliminar la cascarilla de laminación o calamina (Fig. 2)

Esta limpieza tiene por finalidad conseguir un contacto lo más íntimo posible entre el acero y el recubrimiento, asegurando la adherencia entre ambos e impidiendo la formación de corrosiones prematuras.

- Para la eliminación de las **sales solubles**, principalmente cloruros y sulfatos de hierro (subproductos de corrosión en ambientes marinos e industriales), que son higroscópicas y pueden inducir la aparición posterior de ampollas, debe procederse a un lavado con agua dulce, preferiblemente a presión.

- **Aceite, grasa y suciedad** en general, requieren un lavado con detergentes como nuestro HEMPEL'S NAVI WASH 9933 y posterior aclarado con agua dulce.

- Los **cantos vivos, cordones de soldadura** y otros defectos, deben redondearse o eliminarse por procedimientos mecánicos (muela de esmeril, disco abrasivo, etc.)

- El **óxido** puede eliminarse mediante cepillado, rasquetado o picado manual o mecánico, o mejor aún, por chorreado abrasivo.

- La **calamina** sólo puede eliminarse por chorreado abrasivo.

Otros métodos de preparación, tales como limpieza con ácidos, fosfatado, pasivado, etc., son sólo practicables en el tratamiento de objetos relativamente pequeños, en taller o en cadena (electrodomésticos, automóviles, etc.). Aquí sólo trataremos de grandes superficies de acero a la intemperie.

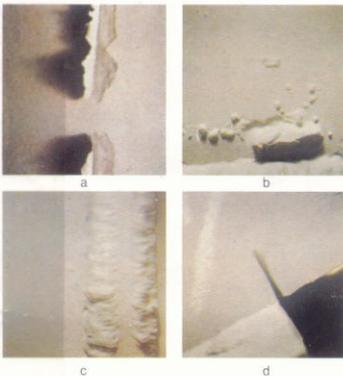


Fig. 1. Defectos a reparar antes de chorrear.  
a) Exfoliaciones del acero.  
b) Pegotes y proyecciones de soldadura  
c) Cordones de soldadura.  
d) Cortes en el acero.

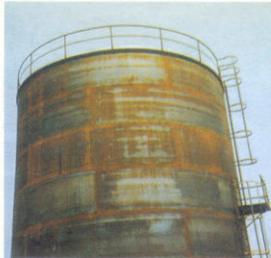
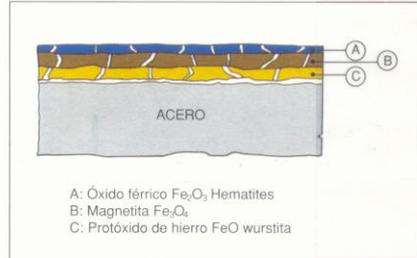


Fig. 2. CALAMINA  
Aspecto.



A: Óxido férrico  $Fe_2O_3$  Hematites  
B: Magnetita  $Fe_3O_4$   
C: Protóxido de hierro  $FeO$  wurstita

Composición.

La CALAMINA es una película de color negro azulado, dura y bien adherida al acero, que está formada por varias capas de distintos óxidos de hierro y que se forma espontáneamente durante el proceso de laminación en caliente. (El acero laminado en frío no presenta cascarilla de laminación o calamina.)

Al tener un coeficiente de dilatación distinto al del acero, la calamina se resquebraja al enfriarse las planchas y perfiles a la salida del tren de laminación, dejando penetrar humedad, oxígeno y polucionantes que inducen la corrosión del acero, proceso que se ve acelerado por la naturaleza catódica de la calamina con respecto al metal.

Las planchas y perfiles nuevos presentan la calamina en estado prácticamente intacto aunque el proceso de corrosión del acero subyacente va provocando la rotura y desconchamiento gradual de la calamina (a diferente velocidad, según la agresividad del ambiente), hasta su completa desaparición. Es preciso eliminar completamente la calamina por chorreado abrasivo ya que su presencia provocaría una mala adherencia del recubrimiento y la aparición prematura de puntos de corrosión (Fig. 3).



Fig. 3. Corrosiones prematuras debidas a la presencia de fragmentos de CALAMINA.

### ACERO RECUBIERTO

El **acero previamente pintado** puede presentar los mismos contaminantes que el acero nuevo, excepto la calamina, que había sido eliminada anteriormente, o se ha caído con el tiempo, arrastrando consigo fragmentos de pintura. En los pintados de mantenimiento suelen encontrarse superficies sucias de diferentes contaminantes, con zonas corroidas y con zonas recubiertas de pintura en buen o mal estado. La pintura en buen estado sólo debe limpiarse superficialmente, mientras que si está en mal estado debe eliminarse como si de un contaminante se tratara.

### ACERO

#### Preparación de superficies - contaminantes

Contaminante	Acero nuevo	Acero recubierto	MÉTODO
Calamina	+	—	Chorreado abrasivo
Óxido	+	+	Métodos mecánicos Chorreado abrasivo
Aceite y grasa	+	+	Detergentes/emulsionantes Posterior aclarado
Sales	+	+	Agua dulce abundante
Pintura vieja en mal estado	—	+	Rasquetado Cepillado Chorreado abrasivo Decapantes
Polvo	+	+	Soplado/cepillado/aspiración





ISO 4624 Pinturas y barnices. Ensayo de adherencia. Método de tracción.  
 ISO 12 944-4:1998 Parte 4 Tipos y preparación de superficie.

## Grados de limpieza: Normas ISO 8501-1 - SIS 055900

Los grados de limpieza a obtener vienen definidos por una serie de normas, la más divulgada de las cuales es la norma SIS 055900 del SWEDISH STANDARDS INSTITUTION, que ha sido recientemente transformada en norma ISO 8501-1 : 1988, en las que los grados de preparación están en función del estado inicial del acero a pintar. Estas normas contemplan solamente acero más o menos envejecido, pero que nunca ha sido pintado.

Estados iniciales definidos por ambas normas:

- A - Superficie de acero completamente recubierto con cascarilla de laminación o calamina y con trazas de óxido. (El grado A es normalmente el que presenta el acero poco tiempo después de su laminación en caliente.)
- B - Superficie de acero que ha iniciado su corrosión y de la que ha empezado a desprenderse la cascarilla de laminación. (El grado B es normalmente el estado de una superficie de acero laminado en caliente después de haber permanecido expuesta a la intemperie, sin protección, en una atmósfera medianamente corrosiva, durante 2 ó 3 meses.)
- C - Superficie de acero de la que la corrosión ha hecho saltar la totalidad de la cascarilla de laminación, pero que todavía no presenta picaduras detectables a simple vista. (El grado C es normalmente el estado de una superficie de acero que ha sido expuesta a la intemperie, sin protección, en una atmósfera medianamente corrosiva, durante 1 año, aproximadamente.)
- D - Superficie de acero de la que se ha desprendido la totalidad de la cascarilla de laminación y en la que se observan picaduras a simple vista. (El grado D corresponde al estado de una superficie de acero después de su exposición a la intemperie, sin protección, en una atmósfera medianamente corrosiva durante unos 3 años.)

GRADOS DE PREPARACIÓN: A partir de cada uno de los estados iniciales se definen varios grados de preparación, denominados con las siglas St, Sa o Fl.

St = Rascado, cepillado, picado, etc., por medios manuales o mecánicos. (St<sub>2</sub> y St<sub>3</sub>)

Sa = Chorreado abrasivo. (Sa<sub>1</sub> a Sa<sub>3</sub>)

Fl = Limpieza a la llama (flameado). (Sólo incluido en la ISO 8501-1).

El estado inicial A sólo admite preparación por chorreado abrasivo (Sa), único método que permite eliminar la calamina.

En lo sucesivo sólo se considerarán los grados St y Sa, ya que el flameado se utiliza muy poco en la práctica.

Los grados más usualmente recomendados son los siguientes:

Norma sueca	Descripción	Equivalencia con otras normas	
UNE-EN ISO 8501-2002 SIS 055900 Sa3	Eliminar la totalidad del óxido visible, cascarilla de laminación, pintura vieja y cualquier materia extraña. Limpieza por chorreado hasta <b>metal blanco</b> . El chorro se pasa sobre la superficie durante el tiempo necesario para eliminar la <b>totalidad</b> de la cascarilla de laminación, herrumbre y materias extrañas. Finalmente, la superficie se limpia con un aspirador, aire comprimido limpio y seco o con un cepillo limpio, para eliminar los residuos de polvo de abrasivo. Debe entonces quedar con un color metálico uniforme.	SSPC-SP-5	Chorreado a metal blanco.
		BS 4232:	Primera calidad.
IUNE-EN ISO 8501-2002 SIS 055900 Sa2½	Chorreado abrasivo hasta <b>metal casi blanco</b> , a fin de conseguir que por lo menos el 95% de cada porción de la superficie total quede libre de cualquier residuo visible. Chorreado muy cuidadoso. El chorro se mantiene sobre la superficie el tiempo necesario para asegurar que la cascarilla de laminación, herrumbre y materias extrañas son eliminados de tal forma que cualquier residuo aparezca sólo como ligeras sombras o manchas en la superficie. Finalmente, se elimina el polvo de abrasivo con un aspirador, con aire comprimido limpio y seco o con un cepillo limpio.	SSPC-SP-10	Chorreado a metal casi blanco.
		BS 4232:	Segunda calidad.
IUNE-EN ISO 8501-2002 SIS 055900 Sa2	Chorreado hasta que al menos los 2/3 de cualquier porción de la superficie total estén libres de todo residuo visible. Chorreado cuidadoso. El chorro se pasa sobre la superficie durante el tiempo suficiente para eliminar la casi totalidad de cascarilla de laminación, herrumbre y materias extrañas. Finalmente, se elimina el polvo de abrasivo con un aspirador, con aire comprimido limpio y seco o con un cepillo limpio. La superficie debe quedar de color grisáceo.	SSPC-SP-6	Chorreado comercial.
		BS 4232:	Tercera calidad.
UNE-EN ISO 8501-2002 SIS 055900 St3	Rascado con rasquetas de metal duro y cepillado con cepillo de alambre, muy cuidadoso. El rascado y cepillado deben realizarse en primer lugar en una dirección y después en sentido perpendicular. Una vez eliminado el polvo, la superficie debe mostrar un pronunciado aspecto metálico.	SSPC-SP-3	Limpieza mecánica.
		BS 4232:	No tiene equivalente.
UNE-EN ISO 8501-2002 SIS 055900 St2	Rascado cuidadoso con rasqueta de metal duro y cepillado con cepillo de alambre. El rascado y cepillado deben realizarse en primer lugar en una dirección y después en sentido perpendicular. Una vez eliminado el polvo, la superficie debe mostrar aspecto metálico.	SSPC-SP-3	Limpieza mecánica.
		BS 4232:	No tiene equivalente.

Existe también el grado Sa1, que corresponde a un chorreado ligero o soplado con abrasivo, pero en la práctica se usa muy poco.

