

INSTITUTO POLITECNICO NACIONAL

**ESCUELA SUPERIOR DE INGENIERIA QUIMICA
E INDUSTRIAS EXTRACTIVAS**

DIVISION DE INGENIERIA QUIMICA PETROLERA

**ESTUDIO DE LAS CAUSAS Y CONTROL
DE LA CORROSION EN LAS PLANTAS
DE DESTILACION PRIMARIA**

T E S I S

**QUE PARA OBTENER EL TITULO DE :
INGENIERO QUIMICO PETROLERO**

P R E S E N T A :

RAYMUNDO ACOSTA CHAVARRIA



SECRETARÍA DE EDUCACIÓN PÚBLICA

INSTITUTO POLITECNICO NACIONAL
ESCUELA SUPERIOR DE INGENIERIA QUIMICA E INDUSTRIAS EXTRACTIVAS
DIVISION DE SISTEMAS DE TITULACION

México, D. F., a Noviembre 3, de 1986

Al(los) C. Pasante(s): RAYMUNDO ACOSTA CHAVARRIA. Carrera: I.Q.P. Generación: 1981-1986
Presente.

Mediante la presente se hace de su conocimiento que esta División acepta que el C. Ing. M.C. RUBEN LEMUS BARRON. sea orientador en el Tema de Tesis que propone(n) usted(es) desarrollar como prueba escrita en la opción TESIS Y EXAMEN ORAL (1 PASANTE) bajo el título y contenido siguientes:

"ESTUDIO DE LAS CAUSAS Y CONTROL DE LA CORROSION EN LAS PLANTAS DE -- DESTILACION PRIMARIA."

- I.- RESUMEN.
II.- INTRODUCCION.
III.- CAUSAS DE CORROSION EN EL PROCESO.
IV.- METODOS DE CONTROL DE LA CORROSION.
V.- CONCLUSIONES.
BIBLIOGRAFIA.

Se concede plazo máximo de un año para presentarlo a revisión por el Jurado.

M.C. RUBEN LEMUS BARRON.
VOCAL DE CARRERA

M.C. RUBEN LEMUS BARRON.
EL PROFESOR ORIENTADOR

M.C. RUBEN LEMUS BARRON.
EL JEFE DE LA DIVISION DE SISTEMAS DE TITULACION

M.C. IGNACIO VARGAS BRAVO.
EL SUBDIRECTOR TECNICO

A MIS PADRES.

SR. PORFIRIO ACOSTA CALVA

SRA. MATILDE CHAVARRIA DE ACOSTA.

CON PROFUNDO CARIÑO Y AGRADECIMIENTO.

A:

ING. JOSE ANGEL DURON BAUTISTA.

JEFE DEL SECTOR No.1

DE INSPECCION Y SEGURIDAD

REFINERIA "18 DE MARZO".

COMO UN TESTIMONIO DE AGRADECIMIENTO

POR LA GRAN AYUDA BRINDADA

PARA QUE FUERA POSIBLE

LA REALIZACION DE ESTE TRABAJO.

A:

ING. RUBEN LEMUS BARRON.

ASESOR DE ESTE TRABAJO

CON AGRADECIMIENTO.

A:

SRA. PETRA CAMPOS MEJIA.

COMO UN TESTIMONIO DE

AMISTAD Y AGRADECIMIENTO

POR LA GRAN AYUDA

QUE ME HA BRINDADO.

A:

MIS HERMANAS Y

HERMANO.

CON CARIÑO.

I N D I C E

<u>TEMAS</u>	<u>PAGINA</u>
RESUMEN	
I.- INTRODUCCION. - - - - -	1
II.- GENERALIDADES. - - - - -	3
a).- Descripción del proceso. - - - - -	6
b).- Diagrama de flujo. - - - - -	17
c).- Fenómeno de corrosión. - - - - -	19
III.- CAUSAS DE CORROSION EN EL PROCESO. - - - - -	39
a).- Materiales de construcción. - - - - -	40
b).- Fenómeno de corrosión del petróleo crudo. - - - - -	43
c).- Corrosión a alta temperatura. - - - - -	54
d).- Corrosión a baja temperatura. - - - - -	64
e).- Erosión. - - - - -	67
IV.- METODOS DE CONTROL DE LA CORROSION. - - - - -	72
a).- Detección de la corrosión. - - - - -	73
b).- Métodos de control. - - - - -	87
V.- CONCLUSIONES. - - - - -	108
VI.- BIBLIOGRAFIA. - - - - -	110

RESUMEN

CAPITULO I (INTRODUCCION). En éste capítulo se describen algunos de los resultados perjudiciales de la corrosión en la industria petrolera y la importancia que tiene el estudio de las causas y el control de la corrosión en las plantas de destilación primaria (principalmente en las torres de destilación primaria y su sistema de condensación).

CAPITULO II (GENERALIDADES).- En éste capítulo se dan las características del crudo que procesa la planta de destilación primaria No.2, así como los productos que se obtienen de dicha planta. Posteriormente se hace la descripción del proceso desde que el crudo llega a tanques de almacenamiento hasta que sale de la torre de destilación primaria en las diferentes corrientes que se obtienen. A continuación se muestra un diagrama de flujo simplificado de la planta antes mencionada, en donde se puede ver en forma esquematizada el proceso que se efectúa en dicha planta. También se muestra un diagrama de la torre de destilación primaria AA-T1, en donde se puede visualizar el nivel al cual se hace la alimentación de crudo, los niveles de extracción de los diferentes productos y retornos de flujo. Por último se describe lo que es el fenómeno de corrosión (Reacciones químicas y electroquímicas de la corrosión), la serie electromotriz, diagramas de potenciales REDOX Vs. pH y una clasificación de la corrosión.

CAPITULO III (CAUSAS DE CORROSION EN EL PROCESO).-

Aquí se dan las características del material del cual está construído el equipo que forma la planta de destilación primaria No.2. Se trata el fenómeno de corrosión en las plantas de destilación primaria (principalmente en las torres de destilación primaria y su sistema de condensación), para lo cual se tratan los efectos corrosivos de los compuestos más importantes desde el punto de vista corrosivo que contiene el crudo y que se le agregan al proceso, a los cuales se les atribuye la corrosión en éstas plantas. Posteriormente se trata como se comporta la corrosión a alta y baja temperatura, dando datos de temperatura y velocidad de corrosión de diferentes aleaciones que pueden ser utilizadas en estos procesos. Por último se trata la erosión como una forma más de deterioro del equipo de refinería.

CAPITULO IV (METODOS DE CONTROL DE LA CORROSION).-

En éste capitulo se dan las razones que se tienen para medir la velocidad de corrosión, tratando posteriormente cada uno de los métodos que existen para medir la velocidad de corrosión (principalmente en las torres de destilación primaria y su sistema de condensación). Por último se tratan los métodos que existen para controlar la corrosión en las plantas de destilación primaria (principalmente en las torres de destilación primaria y su sistema de condensación).

CAPITULO I
INTRODUCCION

SOLO LECTURA

INTRODUCCION

El problema de corrosión está presente en la mayoría de las industrias y muy especialmente en la industria petrolera debido a los compuestos corrosivos que contiene - el crudo que afectan a la gran cantidad y variedad de equipo que dicha industria utiliza. En respuesta a este problema, en la industria petrolera se han tomado variadas medidas para combatirlo. Sin embargo, es indiscutible que aún queda un largo camino por recorrer antes de que el problema se pueda considerar como resuelto.

Entre los resultados perjudiciales de la corrosión pueden citarse: paros de planta, reposición del equipo corroído, mantenimiento de equipo, condiciones inseguras e insalubres, gasto inútil de recursos naturales no renovables, salud y mal aspecto de los materiales corroídos. Todo lo anterior tiene grandes efectos económicos y sociales para la industria petrolera, por lo que es importante tratar de evitar la corrosión.

El objeto de éste trabajo es estudiar las causas que originan la corrosión en las plantas de destilación primaria así como los métodos que se utilizan para controlarla (principalmente en la parte superior de las torres de destilación primaria y sus sistemas de condensación). Espero que sea de alguna utilidad para la gran industria petrolera y en particular para el ingeniero que trabaje en problemas de corrosión, el cual necesita tener un conocimiento básico -- para reconocer la corrosión, cómo se produce, cómo medir su severidad y técnicas para detectarla.

CAPITULO II
GENERALIDADES

SOLO LECTURA

GENERALIDADES

Para desarrollar este trabajo se tomarán como base datos de la planta de destilación primaria No. 2 de la refinería "18 DE MARZO", la cual está situada en la delegación AZCA OTZALCO dentro del Distrito Federal, al centro de la República Mexicana.

Los conceptos vistos para ésta planta en particular se pueden hacer extensivos para cualquiera de las demás --- plantas de destilación primaria de la industria petrolera - del país.

La planta de destilación primaria No. 2, fué diseñada inicialmente para procesar 54,690 Bl/Día de sintóleo - proveniente de la refinería de Poza Rica, enriquecido con - un 13.2% de fondos de torres depropanizadoras de la misma - Poza Rica. Sin embargo, con estudios y modificaciones posteriores, ha sido posible procesar 70,000 Bl/Día, sin que se hayan presentado problemas por la formación de "cuellos de botella".

Bajo condiciones normales se pueden producir hasta 6 productos en ésta unidad: nafta de 210°C de TFE, turbosina, kerosina, gasóleo ligero, gasóleo pesado y crudo reducido.

Un resumen de cargas y productos, con cantidades - en Bl/Día y % Vol. basado en la carga real de la planta en los últimos años, es el siguiente:

	Bl/día	% Volumen
Crudo	62,871	100.0
Nafta	12,546	19.45
Turbosina	8,004	12.73
Kerosina	6,943	11.04
Gasóleo ligero	7,987	12.70
Gasóleo pesado	135	0.21
Crudo reducido	27,256	43.35

Estos datos estan variando continuamente según el tipo de -
crudo que se reciba y las condiciones de operación a que se
somete la planta a trabajar.

Características del crudo que se procesa en ésta -
planta:

Azufre total = 1.8 % peso.

Acido sulfhídrico (H_2S) = 150 ppm.

Mercaptanos = 130 ppm.

Sales = 20 Lb . NaCl/1000 Bl .

Ca = 2.5 ppm.

Mg = 0.4 ppm.

Na = 3.5 ppm.

Agua y sedimento = 0.1 % Vol.

Densidad (ρ) = 0.865 g/cm³

Viscosidad (μ) = 65 SSU_a 37.8 °C

= Cinemática_a 21.1 °C = 16.5 centistoke

Factor de caracterización (K) = 12.1 (mezcla de crudo lige
ro y pesado)

a).- DESCRIPCIÓN DEL PROCESO.

El crudo proveniente de Poza Rica es almacenado en los tanques Nos. 2,3 y 7 de ahí por gravedad llega a la succión de las bombas Nos. AA-P-1, AA-P-1A, AA-P-1B.

Se estima una temperatura de 18°C.

El crudo se calienta primeramente en un cambiador de calor AA-E-1 de carga Vs. turbosina y sale a una temperatura de 29°C y una presión de 18 kg/cm²; después pasa a 2 - cambiadores conectados en serie AA-E-1A, AA-E-1B, de carga Vs. kerosina, de aquí el crudo sale a una temperatura de -- 45°C, de aquí pasa por 2 cambiadores en serie AA-E-2, AA-E-2A de carga Vs. gasóleo ligero de donde sale a 60°C, después pasa a los cambiadores que también están conectados en serie AA-E-3, AA-E-3A de carga Vs. reflujo ligero, donde sube a una temperatura de 88°C y de ahí pasa al cambiador de calor AA-E-4 de carga Vs. gasóleo pesado y sube su temperatura a 110°C.

Después de este último cambiador esta corriente de crudo se divide en dos corrientes controladas por válvulas que actúan a control de nivel de cada una de las torres de desbunde. Cada una de estas corrientes pasa por los cambiadores AA-E-5's que antiguamente eran de carga Vs. residuo y que son actualmente recalentadores con vapor de 19.33 kg/cm² en donde se eleva la temperatura de la carga a 133°C.

Del recalentador AA-E-5A el crudo pasa a la desaladora Poniente a una temperatura de 131°C y del recalentador AA-E-5 el crudo pasa a la desaladora Oriente a una temperatura

de 133°C. La descripción del flujo de estas desaladoras, se anexa por separado.

El crudo desalado proveniente de la desaladora -- Ote. cambia calor en el cambiador crudo Vs. reflujo pesado AA-E-6, y el de la desaladora Pte. con el AA-E-6A y sube su temperatura a 140-145°C.

Del cambiador de calor AA-E-6 el crudo va a los - cambiadores de calor de crudo desalado Vs. residuo AA-E-7A, AA-E-7B, AA-E-7C, AA-E-7D y del cambiador de calor AA-E-6A va a los cambiadores de calor crudo Vs. residuo AA-E-7E, - AA-E-7F, AA-E-7G y AA-E-7H donde el crudo desalado sube su temperatura hasta 180°C.

Aún cuando todos estos cambiadores estén limpios no se llega a las temperaturas de diseño que es de 190°C, por lo que se ha pensado:

- 1) Instalar 2 recalentadores con vapor que eleven la temperatura al nivel térmico indicado.
- 2) Meterle vapor de agotamiento a la torre de des punte.

El crudo desalado, parcialmente vaporizado, entra en las torres de despunte: el proveniente de la desaladora Poniente a la torre AA-T-3 (norte), y el de la desaladora Oriente a la torre AAX1-T-1 (sur) donde la fracción más l i g e r s de nafta se separa del crudo; un indicador registrador de temperatura se encuentra instalado en el cuarto de control, para cada una de las dos torres.

El crudo despuntado en los fondos de las torres -

de desbunte, es bombeado en la forma siguiente:

Del fondo de la torre sur con las bombas AA-P-11 al calentador Pte.

Del fondo de la torre norte con las bombas AA-P-12 al calentador centro.

De los fondos de las 2 torres con las bombas --- AA-P-11 y AA-P-12 al calentador Ote. (chico).

Dos válvulas de control de flujo AA-F-1, AA-F-2 dividen el crudo desbuntado de cada torre en dos corrientes paralelas que entran a los lados Oriente y Poniente - de cada uno de estos calentadores.

El nuevo calentador AA-F-3 (Oriente) tiene una sola entrada que toma su carga de las dos corrientes provenientes de las dos torres de desbunte. De cada calentador salen las corrientes de crudo parcialmente vaporizado y descargan entre el plato No.4 y 5 de la torre atmosférica, denominada torre principal (AA-T-1).

La provisión de calor a los calentadores se realiza con combustóleo o con gas a través de válvulas de control de flujo para cada lado de cada calentador.

Las temperaturas de salida son aproximadamente de 330°C , en el tablero de control existe un registrador de estas temperaturas.

Un control manual y un manómetro existen en cada retorno de combustóleo para mantener la presión adecuada en los quemadores. Otro control existe para la provisión

de gas.

De la torre principal AA-T-1, salen por el domo los vapores de nafta que pasan a condensarse en los condensadores: AA-E-13A, 13B, 13C, 13D, 13E, 13F.

El producto ya condensado pasa al acumulador -- AA-D-1, cuenta con una línea para poder ventear al quemador de campo. El agua condensada es drenada de este acumulador por la pierna de agua, a través de un control de nivel de interfase agua-hidrocarburo.

La nafta del acumulador AA-D-1 se bombea con las bombas AA-P-8, AA-P-8A, AA-P-8B, para dar reflujo a las torres de despunte, a la torre principal y un exceso de reflujo a la entrada y enmedio de los condensadores de las torres de despunte. Los reflujo a las torres de despunte y la principal son manejados a control de temperatura a través de válvulas de control que se actúan desde el tablero. Los excesos de reflujo son llevados uno a control de flujo y el otro a control de nivel del AA-D-1 al filtro de nafta y más tarde a tanques de almacenamiento.

El producto del domo de las torres de despunte - (gas-gasolina) es condensado en la forma siguiente:

De la torre AAX1-T-1 sur pasa a los condensadores AAX1-E-1 y AAX1-E-1A y de aquí pasa al acumulador --- AAX1-D1-sur.

De la torre de despunte AA-T-3 norte pasa a los condensadores AA-E-14 y AA-E-14A de aquí pasa al acumula-

dor AA-D-2 norte.

La presión de las torres de desnube se controla a través de una válvula de control de presión que permite by-passear los vapores de los condensadores.

El agua condensada en estos acumuladores, se drena a través de viernas de agua, por medio de un control de nivel de interface agua-hidrocarburo.

La nafta de AAX1-D-1 y AA-D-2 es enviada al filtro de nafta AA-B-1 con las bombas AA-P-9, AA-P-9A y AA-P-10.

Del filtro de nafta AA-B-1 la nafta sale a los tanques de almacenamiento después de drenársele el agua, a una temperatura de 25°C.

Es necesario que en éste filtro se instale un control de nivel de interfase ya que actualmente se hace en forma manual.

La turbosina es obtenida de la torre principal de cualquiera de los platos 27, 29 ó 31, dentro de los cuales se hicieron cubetas especiales para su extracción, la cual es controlada a través de una válvula de control de nivel del agotador AA-T-23, entrando la turbosina a la altura del plato No. 4 del agotador. Los vapores de hidrocarburos junto con el vapor de agua de este agotador son retornados a la línea de vapores calientes de nafta de esta torre. La turbosina "agotada" es bombeada con las bombas AA-P-4A y AA-P-B4 y llevada al cambiador AA-E-1 de crudo Vs. turbosina, después al enfriador AA-E-11, de donde sale a una temperatura de 40°C, más tarde pasa al filtro AA-S-1 y a través

de una válvula a control de flujo la turbosina es enviada a los tanques 155, 156, 157 ó 103-A para su posterior tratamiento.

La kerosina se obtiene de los platos 23 ó 25 y ^{es} extraída a control de nivel del agotador AA-T-2A. Los vapores de hidrocarburos y vapor de agua de éste agotador son retornados a la torre principal al plato No.18.

La kerosina agotada es bombeada desde este agotador, con las bombas AA-P-2, AA-P-3 a los 2 cambiadores de calor colocados en serie AA-E-1A, AA-E-1B de crudo Vs. kerosina en donde se enfría de 190°C a 60°C, después pasa a cambiar calor con agua al enfriador AA-E-8, de donde sale la kerosina a 25°C a tanques de almacenamiento a través de una válvula a control de flujo operada desde el tablero de control.

El reflujo ligero es extraído del plato No.21 y -- bombeado con las bombas AA-P-6 a los cambiadores de reflujo ligero Vs. carga AA-E-3 y AA-E-3A y de ahí al enfriador --- AA-E-10. Este reflujo se retorna a la torre a través de una válvula de control al plato No.24, pudiendo así variar la - temperatura de los platos de extracción de kerosina.

El gasóleo ligero se extrae de los platos 16 ó 18 y su extracción se controla a través de una válvula a control de nivel del agotador AA-T-2B. Los vapores de hidrocarburos y de agua regresan a la torre principal a la altura - del plato No.18. El gasóleo agotado, sale del agotador --- AA-T-2B a 257°C y bombeado con la bomba AA-P-2A y AA-P-3. -

Va a los cambiadores de calor de carga Vs. gasóleo ligero - AA-E-2 y AA-E-2A donde baja su temperatura a 68°C pasando luego al enfriador AA-E-9 donde se enfria hasta 47°C , de aquí va a tanques de almacenamiento a través de una válvula a control de flujo.

El reflujo pesado se extrae a la altura del plato No.12 y es bombeado a los cambiadores AA-E-6 y AA-E-6A de reflujo pesado Vs. carga, con la bomba AA-P-5 y AA-P-5A. Esta corriente entra en paralelo a estos dos cambiadores y después entra al enfriador AA-E-16 de donde sale a una temperatura de 93°C y de ahí retorna al plato No.15. Su flujo es controlado para poder variar la temperatura de los platos de extracción de gasóleo ligero.

El gasóleo pesado se extrae de los platos Nos.5 y 7 a una temperatura de 290°C y es bombeado con las bombas AA-P-4 y AA-P-4A al cambiador de calor AA-E-4 de gasóleo pesado Vs. carga, donde baja su temperatura de 290°C a 133°C de aquí se manda a la planta catalítica a través de una válvula a control de flujo.

El residuo primario obtenido de los fondos de la torre principal a una temperatura de 325°C es bombeado con las bombas AA-P-7 y AA-P-7A, hacia los cambiadores AA-E-7A, AA-E-7B, AA-E-7C, AA-E-7D, AA-E-7E, AA-E-7F, AA-E-7G, AA-E-7H; dividiéndose en 4 corrientes para cada par de cambiadores en el orden antes expresado. El residuo baja su temperatura de 325°C a 260°C .

De la salida de estos cambiadores el residuo puede

pasar a los enfriadores AA-E-12 y AA-E-12A cuando se mandan a almacenamiento o sin pasar por ellos, cuando se manda a la planta preparadora de carga (AI).

La extracción de residuo se realiza a través de una válvula a control de nivel colocada antes de los enfriadores.

Dos líneas se derivan de la entrada de residuo a los cambiadores AA-E-7's, a la línea de carga de las torres de despurte, son usadas en el arranque de la planta o bien cuando estos cambiadores o los recalentadores AA-E-5's presentan deficiencias, éstas líneas sirven para recirculación.

En la parte superior de la zona de convección de los calentadores AA-F-1, AA-F-2 y AA-F-3 es sobrecalentado vapor de 19.33 kg/cm^2 para proveer el mismo a la torre principal y a los tres agotadores, el cual es controlado con válvulas manuales y con un registrador de flujo para cada corriente.

El combustible usado en los calentadores, puede ser: gas del sistema de refinería, combustóleo, o gas y combustóleo, en la actualidad se usa gas.

DESCRIPCION DE FLUJO DE LAS DESALADORAS.

La carga de crudo a la unidad llega a través de 2 líneas de 30.48 cm., antes de entrar a las bombas de carga se hace la primera inyección de agua.

La segunda inyección de agua se lleva a cabo después de los recalentadores AA-E-5's cuyas corrientes paralelas

las van a las 2 desaladoras. Del 4A-E-5 a la desaladora -- Oriente; del AA-E-5A a la desaladora Poniente.

El crudo llega a las desaladoras a través de 2 líneas de 20.32 cm. y antes de llegar a las válvulas emulsificadoras, se inyectan sendas líneas de 7.62 cm. para proveer el agua requerida. A través de dichas válvulas, existe una caída de presión no mayor de 3.7 kg/cm^2 . Después entra el crudo con el agua a las desaladoras AD-D-1 (Oriente) y AD-D-2 (Poniente). Estas desaladoras son 2 recipientes cilíndricos horizontales con cabezas hemisféricas de 3.7 m. de diámetro por 11.3 m. de largo, debiendo operar a 5.1 kg/cm^2 .

La cantidad de agua que se inyecta a la desaladora es de $350 \text{ m}^3/\text{día}$, para una carga de 67,000 bl/día; entra a una temperatura de 52°C y sale a una temperatura de 120°C .

Dentro de la desaladora, el agua y el aceite se separan a través del campo electrostático (de 12,000 a 15,000 volts).

El crudo desalado sale por la parte superior a través de una válvula que actúa a control de presión. El objeto de esta válvula es precisamente mantener la presión de 5.1 kg/cm^2 .

Las gotas de agua que contienen sales disueltas -- "coalescen" y se separan por gravedad hacia el fondo de estos recipientes, de donde son drenadas por una línea hasta los separadores API.

Posteriormente las corrientes de crudo continúan a

través de los cambiadores de calor, hacia las torres de des
unte.

Condiciones de operación para las dos desaladoras:

Presión dentro de las desaladoras = 5.2 kg/cm^2 .

Temperatura = $118-127^{\circ}\text{C}$.

Caída de presión en la válvula mezcladora = 3.7 kg/cm^2 .

Inyección de agua = 511.2 l/min .

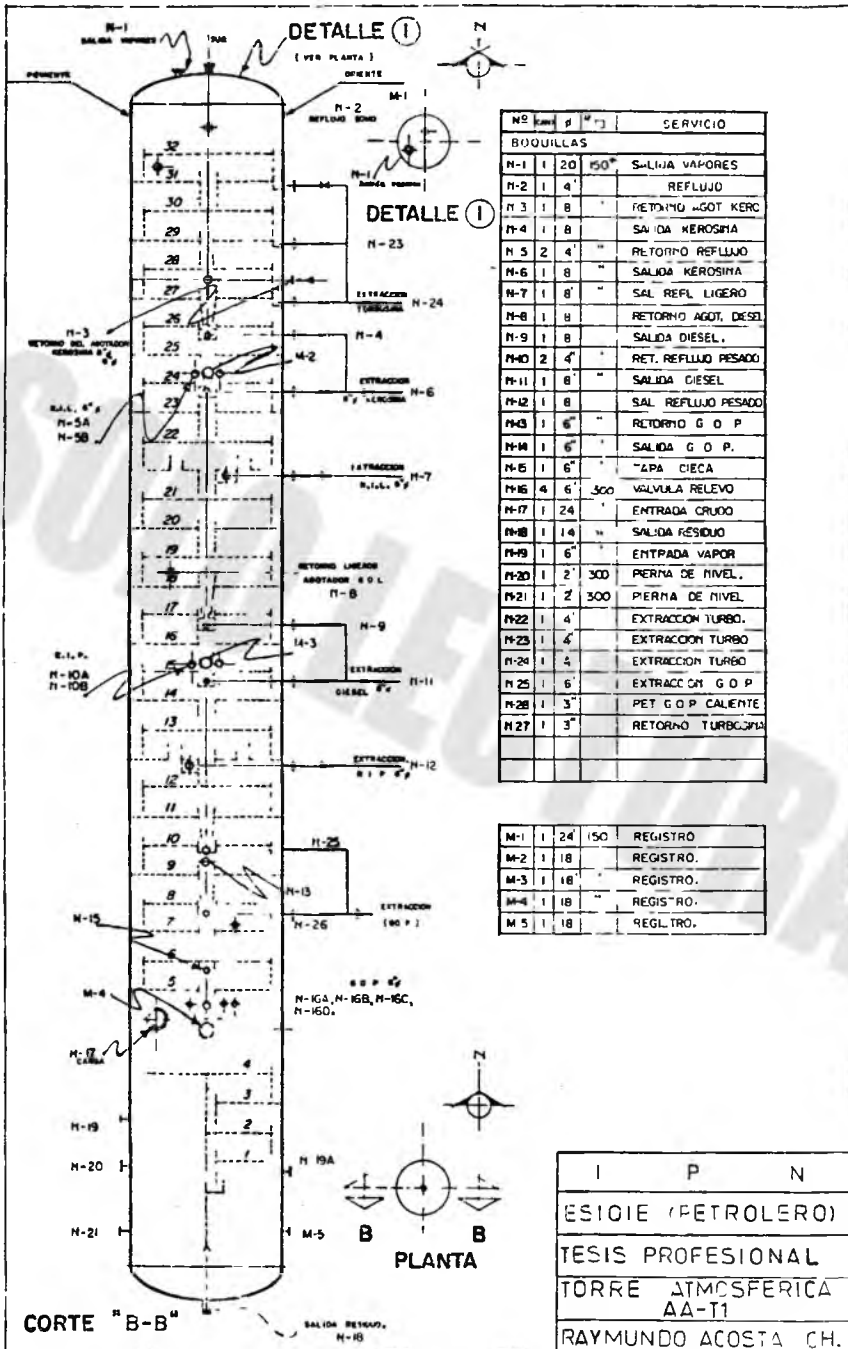
Temperatura de inyección del agua = $60-80^{\circ}\text{C}$.

NaOH = Aproximadamente 250 kg/día Máx. (Q. P.).

Capacidad de desalado = $70,000 \text{ bl/día}$.

b).- DIAGRAMA DE FLUJO.

A continuación se muestra el diagrama de flujo de
la planta de destilación primaria No.2 de la refinería ----
"18 DE MARZO".



c).- FENOMENO DE CORROSION.

La corrosión se puede definir en forma general como la destrucción de un metal ya sea por una acción química directa o por una acción electroquímica entre el metal y el medio que lo rodea.

Como es sabido, la mayoría de los metales se presentan en la naturaleza, no en forma elemental, sino formando compuestos de los que ha de extraerse el metal por operaciones metalúrgicas, de fusión, purificación, etc. El fenómeno de corrosión puede considerarse, como la tendencia del metal a volver al estado en que se encuentra en la naturaleza. Dicho de otra forma, corrosión es todo proceso mediante el cual los elementos pasan del estado metálico al estado iónico.

Según el comportamiento de los metales frente a la corrosión, es posible dividirlos en dos grupos: los que dan lugar a una producción de película sólida y los que no la producen. Cuando se forma película, generalmente, la velocidad de corrosión es decreciente con el espesor de la misma, mientras que cuando no se forma, la velocidad de ataque prácticamente es constante mientras no se agote el medio corrosivo.

Como productos de las reacciones de corrosión se tienen sustancias insolubles como los óxidos más o menos hidratados (por ejem. Fe_2O_3 y $Fe(OH)_3$), sustancias solubles como los sulfuros y cloruros (por ejem. FeS y $FeCl_2$).

Los estudios más recientes sobre la corrosión han

mostrado que este fenómeno es fundamentalmente el mismo en todos los metales, y las diferencias son de grado y no de calidad. Por esta razón se puede simplificar el estudio de la corrosión limitándolo principalmente al fierro, que por lo demás, es al mismo tiempo el metal que tiene una importancia sobresaliente en la construcción de equipos y estructuras.

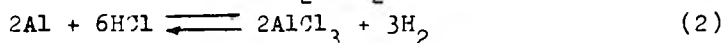
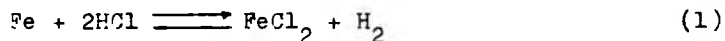
II.c.1.- REACCIONES QUÍMICAS DE LA CORROSION.

Para poder comprender el fenómeno corrosivo como el resultado de una reacción química, es necesario disponer de algunos principios elementales de química, los cuales se enuncian brevemente a continuación.

Una reacción química es aquella en la cual participan solamente especies químicas ya sea como moléculas -- neutras o bien como iones cargados eléctricamente, por ej.:

— Reacción de un metal con un ácido.

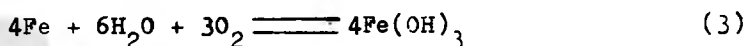
Los metales son corroídos o disueltos por medio de ácidos liberando hidrógeno, tal como se indica en las siguientes reacciones:



— Reacción de un metal en soluciones neutras o alcalinas.

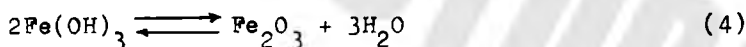
La corrosión de los metales también puede presentarse en agua limpia, agua de mar, soluciones salinas y --

soluciones alcalinas o básicas. En la mayoría de estos sistemas, la corrosión solamente ocurre cuando éstas contienen oxígeno disuelto. Las soluciones acuosas disuelven rápidamente el oxígeno del aire, siendo éste la fuente de oxígeno requerida en los procesos corrosivos. La corrosión más familiar de este tipo, es la oxidación del hierro cuando se expone a una atmósfera húmeda o bien en agua.



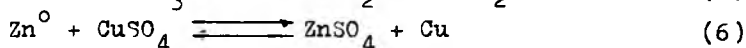
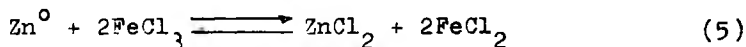
Esta reacción muestra que el hierro se combina con el agua y el oxígeno para darnos la sustancia insoluble de color café rojizo que es el hidróxido férrico.

Durante la oxidación en la atmósfera, existe la oportunidad de que el producto de la reacción se seque, por lo que el hidróxido férrico se deshidrata y forma el óxido café rojizo que es tan familiar.



— Reacciones de óxido-reducción.

Los metales también pueden ser atacados en soluciones denominadas oxidantes que contienen sales férricas y compuestos cupricos en los que la corrosión se presenta de acuerdo con las siguientes reacciones:

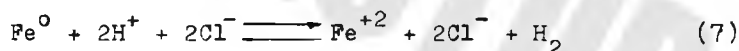


II.c.2.- REACCIONES ELECTROQUÍMICAS DE LA CORROSION.

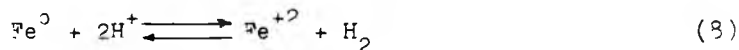
Una reacción electroquímica involucra especies químicas conjuntamente con una transferencia de electrones, es decir, es una reacción química que comprende el fenómeno de oxidación y reducción.

Como la corrosión metálica es casi siempre un proceso electroquímico, es muy importante comprender la naturaleza básica de las reacciones electroquímicas.

La definición anterior de reacción electroquímica puede ser mejor comprendida observando en detalle una reacción típica de corrosión, así por ejemplo la reacción del hierro con el ácido clorhídrico, queda mejor expresada recordando que el ácido clorhídrico y el cloruro ferroso están ionizados en soluciones acuosas, por lo que podemos escribir:



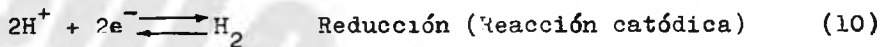
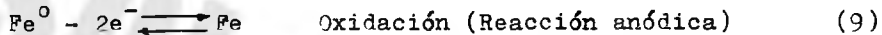
De la ecuación (7) se puede ver que los iones cloruro no participan directamente en la reacción de corrosión ya que conservan su carga en ambos lados de la ecuación. De acuerdo a lo anterior, la ecuación (7) se puede escribir en forma simplificada como:



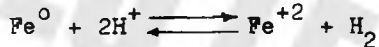
Esta última ecuación indica que la corrosión del hierro en ácido clorhídrico consiste simplemente en la reacción entre el hierro y los iones hidrógeno que producen iones hierro y gas hidrógeno.

Durante esta reacción el fierro es oxidado a iones fierro es decir, la valencia o estado de oxidación del fierro se incrementa y simultaneamente los iones hidrógeno son reducidos a gas hidrógeno disminuyendo su estado de oxidación.

Por lo anterior la reacción (8) puede ser simplificada aún más al dividirla en una reacción de oxidación y -- una reacción de reducción de tal manera que



Cuya suma nos da:



Una reacción de oxidación tal como la ecuación (9), involucran un incremento en el estado de oxidación o valencia y, en consecuencia una pérdida o liberación de electrones; la reacción de reducción representa una disminución en el estado de oxidación o valencia y el consumo de electrones tal y como se ve en la ecuación (10).

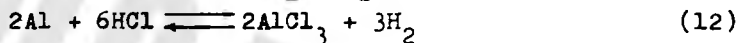
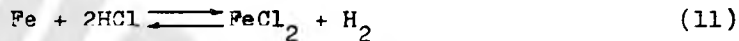
En términos de corrosión, una reacción de oxidación recibe el nombre de reacción anódica, mientras que a la reacción de reducción se le denomina reacción catódica.

Todo proceso de corrosión requiere por lo menos de una reacción de oxidación y una reacción de reducción, por lo que podemos resumir que las reacciones de la corrosión son electroquímicas en naturaleza y debido a esto, es posible dividir el proceso de la corrosión, en reacciones anódicas y reacciones catódicas que permiten simplificar la ---

presentación de la mayoría de los procesos.

— REACCIONES ANODICAS.

Durante el ataque corrosivo la reacción anódica -- siempre es la oxidación de un metal a un estado superior de valencia y, en consecuencia, una pérdida o liberación de -- electrones. Para explicar lo anterior se tomarán como ejem. las siguientes reacciones:



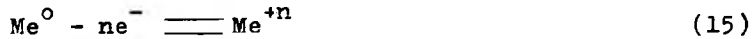
Todas ellas, representan la reducción de los iones hidrógeno a gas hidrógeno en forma semejante a la reacción (10) y la única diferencia entre ellas, es la naturaleza de sus procesos anódicos de oxidación. Lo anterior permite ver que la corrosión por ácidos es muy simple ya que en cada -- paso, la reacción catódica es simplemente el desprendimiento de gas hidrógeno de acuerdo a lo explicado en la reacción (10).

Este desprendimiento de hidrógeno ocurre con una -- gran variedad de metales y de ácidos, tales como el HCl, -- H_2SO_4 , HF, CH_3COOH , HCOOH y otros ácidos orgánicos solubles en agua.

En las reacciones (11) y (12) se efectúan las siguientes reacciones anódicas:



De acuerdo con éstas reacciones, la reacción anódica se puede representar en forma general de acuerdo a la ecuación (15).



El valor de "n" depende del metal involucrado y -- sus posibles valencias o estados de oxidación así, metales como el fierro, titanio, etc. pueden oxidarse en diversas -- formas produciendo, por ejemplo iones ferrosos (+2), férricos (+3), etc.

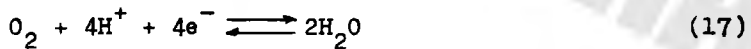
— REACCIONES CATODICAS.

Hay varias reacciones de reducción o catódicas que se encuentran durante la corrosión de los metales, tales -- como las que se enlistan a continuación:

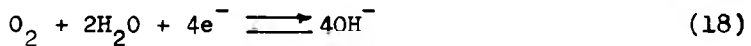
Desprendimiento de hidrógeno



Reducción de oxígeno (en soluciones ácidas)



Reducción de oxígeno (en soluciones neutras o alcalinas)



Reducción de iones metálicos

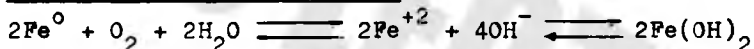


Depósito de metal



Todas éstas reacciones tienen en común que consumen electrones y todas las reacciones de corrosión son simplemente combinaciones de una o más de las reacciones catódicas indicadas, unidas con una reacción anódica similar a la ecuación (15).

Podemos establecer entonces que la mayoría de los casos de corrosión metálica pueden ser reducidos a éstas 6 ecuaciones ya sea en forma aislada o en combinaciones, así por ejemplo, se puede expresar la corrosión del hierro en agua conteniendo oxígeno disuelto o en aire húmedo como:



Los productos de esta reacción son iones fierro - (Fe^{+2}) y iones OH^- , que inmediatamente reaccionan para formar el hidróxido de fierro ($\text{Fe}(\text{OH})_2$), insoluble.

II.c.3.- LA SERIE ELECTROMOTRIZ.

Conviene contar con un criterio preliminar que permita establecer cuándo se presentará la corrosión en un cierto sistema donde se encuentren presentes 2 ó más metales diferentes. Este criterio es la llamada serie electromotriz de los metales, también conocida como potenciales de óxido-reducción, potenciales de media celda o potenciales estandar.

El potencial estandar de óxido-reducción repre-

senta el potencial relativo de una cierta reacción electroquímica en condiciones de equilibrio tomando como valor de referencia el correspondiente al potencial del hidrógeno. Si este valor se toma como 0.0 volts y respecto a él se ordenan los potenciales de los otros elementos, se obtiene una tabla como ^{la}ilustrada en la figura No.1.

Los potenciales de óxido-reducción son muy útiles ya que pueden ser utilizados para predecir si un metal es o no corroído en un medio ambiente dado. Esto se puede establecer por medio de la siguiente regla generalizada: "en cualquier reacción electroquímica la media celda más negativa tiende a oxidarse, mientras que la media celda más positiva tiende a reducirse".

De dicha tabla se puede observar que aquellos materiales que se oxidan con facilidad relativa presentan un potencial estándar negativo en tanto aquellos materiales más resistentes desde el punto de vista corrosivo presentan potenciales electropositivos.

Si se pone en contacto un metal de carácter electonegativo con uno de carácter electropositivo, éste último actuará catódicamente en tanto que el primero será anódico. En forma general, la posición en la tabla electromotriz define la tendencia relativa de un metal a oxidarse.

Extremo Anódico	Pot. Oxi-Red.	Algunos metales comerciales.
$K^0 - e^- \rightleftharpoons K^+$	- 2.92 volts	
$Mg^0 - 2e^- \rightleftharpoons Mg^{+2}$	- 2.38 volts	Aleaciones de <u>magne</u> sio.
$Al^0 - 3e^- \rightleftharpoons Al^{+3}$	- 1.68 "	Aleaciones de <u>alumi</u> nio.
$Zn^0 - 2e^- \rightleftharpoons Zn^{+2}$	- 0.76 "	Zinc y Galvanizados.
$Cr^0 - 3e^- \rightleftharpoons Cr^{+3}$	- 0.71 "	
$Fe^0 - 2e^- \rightleftharpoons Fe^{+2}$	- 0.44 "	Acero, hierro dulce y hierro Colado, -- Aceros inoxidables activos de las se- ries 400 y 300.
$Cd^0 - 2e^- \rightleftharpoons Cd^{+2}$	- 0.40 volts	
$Co^0 - 2e^- \rightleftharpoons Co^{+2}$	- 0.27 "	
$Ni^0 - 2e^- \rightleftharpoons Ni^{+2}$	- 0.23 "	
$Sn^0 - 2e^- \rightleftharpoons Sn^{+2}$	- 0.14 "	Soldaduras blandas Sn-Pb.
$Pb^0 - 2e^- \rightleftharpoons Pb^{+2}$	- 0.12	
$2H^+ + 2e^- \rightleftharpoons H_2$	0.00 "	REFERENCIA.
$Sn^{+4} + 2e^- \rightleftharpoons Sn^{+2}$	+ 0.15 "	
$Cu^{+2} + 2e^- \rightleftharpoons Cu^0$	+ 0.34 "	Bronce al mangane- so, Latón Naval -- Amarillo y rojo, - Bronce al silicio y cuproniqueles.
$O_2 + 2H_2O + 4e^- \rightleftharpoons 4OH^-$	+ 0.40 volts	Niquel pasivado.

Extremo Anódico	Pot. Oxi-Red.	Algunos metales comerciales.
$Fe^{+3} + e^{-} \rightleftharpoons Fe^{+2}$	+ 0.77 volts	Aceros inoxidables pasivados de las series 400 y 300.
$Hg_2^{+2} + 2e^{-} \rightleftharpoons 2Hg^0$	+ 0.80 volts	
$Ag^{+} + e^{-} \rightleftharpoons Ag^0$	+ 0.80 "	Soldadura de plata.
$Pd^{+2} + 2e^{-} \rightleftharpoons Pd^0$	+ 0.83 "	
$O_2 + 4H^{+} + 4e^{-} \rightleftharpoons 2H_2O$	+ 1.20 "	
$Pt^{+2} + 2e^{-} \rightleftharpoons Pt^0$	+ 1.20 "	
$Au^{+3} + 3e^{-} \rightleftharpoons Au^0$	+ 1.42 "	

Extremo catódico o noble.

Fig. No.1.- Potenciales Standar de Oxido-Reducción (Vs. ESH a 25°C) Comparando el Comportamiento de Ciertos Metales Comerciales.

Se puede ver que todos los metales que tienen potenciales REDOX más negativos que la media celda iones hidrógeno-gas hidrógeno, serán corroídos por soluciones ácidas lo cual incluye a metales como el Pb, Sn, Ni, Fe y Al junto con los otros metales con potenciales negativos.

Por otra parte, el Cu, Hg, Ag, Pd y los otros metales con potenciales más positivos que la media celda iones hidrógeno-gas hidrógeno, no serán corroídos por soluciones ácidas.

Por último, la magnitud y el signo del potencial standar REDOX es una función del metal, composición del -- electrolito y temperatura y agitación del mismo.

II.c.4.- DIAGRAMAS DE POTENCIALES REDOX Vs. pH.

El uso de los potenciales REDOX puede ser extendido, graficando los potenciales REDOX como función del pH de la solución. Estos diagramas se conocen como diagramas de Pourbaix y se elaboran utilizando cálculos electroquímicos, datos de solubilidad y constantes de equilibrio.

Es necesario recordar que el pH es simplemente el logaritmo negativo de la concentración de iones hidrógeno - de tal manera que un pH de 7 indica que se tiene 10^{-7} iones gramo de hidrógeno por litro de solución y corresponde a una solución neutra, mientras que un pH = 0 representa una solución muy ácida y un pH = 14, es una solución muy alcalina.

El principal uso de los diagramas de Pourbaix, que pueden ser construídos para todos los metales son:

- 1) Predecir si hay o no corrosión.
- 2) Estimar la composición de los productos de la corrosión.
- 3) Predecir cambios del medio ambiente que ayuden a prevenir o reducir el ataque corrosivo.

En la figura No.2 se muestra el diagrama potencial REDOX Vs. pH para el caso del fierro en presencia de soluciones diluídas. La parte izquierda del diagrama representa condiciones ácidas; la derecha, condiciones alcalinas; la superior, condiciones oxidantes y la inferior, reductoras.

Dependiendo de las condiciones específicas de pH y potencial REDOX, se puede ver que, al oxidarse, el fierro

puede dar origen a productos solubles (Fe^{+2} , Fe^{+3} , etc.) o insolubles ($Fe(OH)_2$, $Fe(OH)_3$). Estos últimos son suficientemente adherentes e impermeables como para proteger al metal y mantenerlo pasivo.

Si el potencial REDOX del hierro se hace suficientemente negativo, por ejemplo menor de -0.5 volts, el hierro no se corroerá, en ningún sistema que varíe desde pH muy ácido hasta pH muy básico.

Esta observación es el fundamento de la protección catódica del hierro.

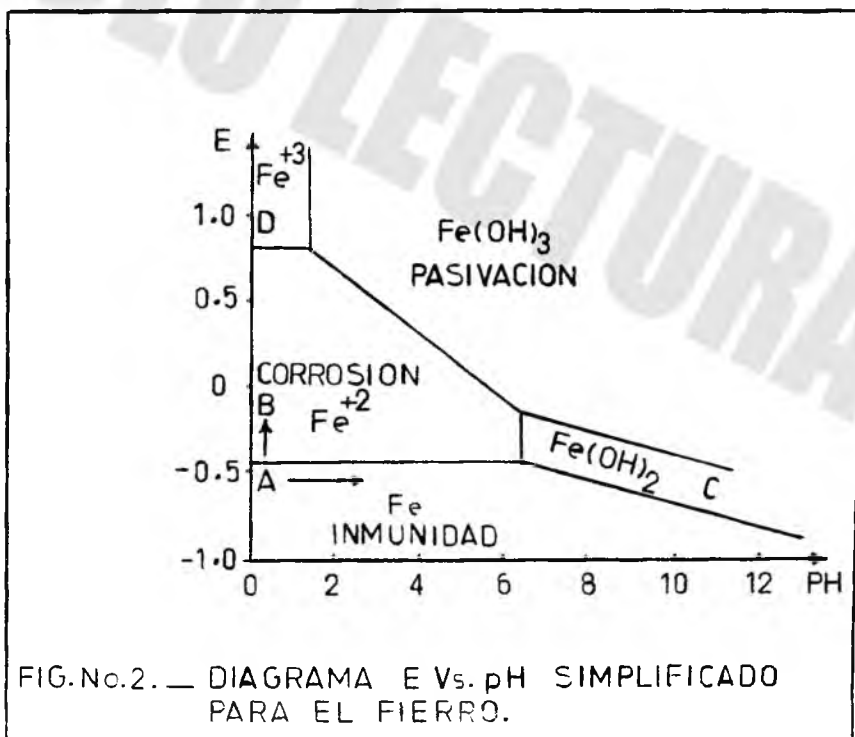


FIG.No.2. — DIAGRAMA E Vs. pH SIMPLIFICADO PARA EL FIERRO.

II.c.5.- CLASIFICACION DE LA CORROSION.

La corrosión ocurre en muchas y muy variadas formas pero su clasificación generalmente se basa en uno de los tres siguientes factores:

1) Naturaleza de la substancia corrosiva.- La corrosión puede ser clasificada como húmeda o seca. Para la primera se requiere un líquido o humedad mientras que para la segunda las reacciones se desarrollan con gases a alta temperatura.

2) Mecanismo de corrosión.- Este comprende las reacciones electroquímicas o bien las reacciones químicas.

3) Apariencia del metal corroído.- La corrosión, de acuerdo con su aspecto, se puede clasificar en microscópica y macroscópica. Esta última forma es la más evidente y, a su vez, puede dividirse en corrosión generalizada y localizada (picadura).

En la figura No.3, se presenta en forma sumariada la clasificación de la corrosión según la apariencia del metal corroído.

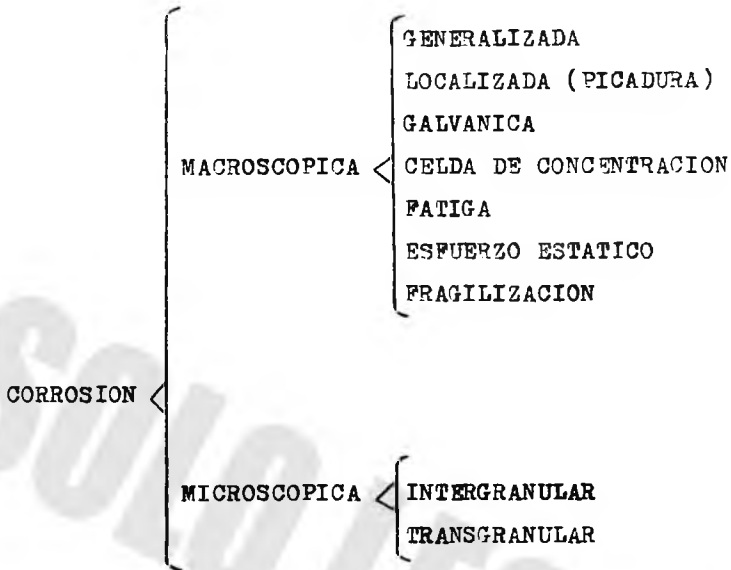


Fig. No.3.- CLASIFICACION DE LA CORROSION.

CORROSION GENERALIZADA.- El ataque generalizado o uniforme sobre grandes áreas de una superficie metálica, es la forma más común de la corrosión y puede ser húmeda o seca, electroquímica o química. Por otra parte la corrosión generalizada es la forma más fácil de medir ya que presupone un desgaste parejo que, en un momento dado permitiría reemplazar la pieza o el equipo involucrado a tiempo de evitar fallas inesperadas.

Para combatir la corrosión generalizada es necesario seleccionar los materiales de construcción y los métodos de protección (como pintura) para controlarla.

CORROSION LOCALIZADA (PICADURA).- La picadura es una forma de ataque muy localizado, lo que ocasiona orificios en el metal. Estos orificios pueden ser de diámetro pequeño o grande pero en la mayoría de los casos son relativamente pequeños. Generalmente una picadura puede describirse como una cavidad u orificio con un diámetro -- igual o menor que su profundidad.

El picqueteado es usualmente un proceso lento pero aun así, puede causar fallas imprevisibles. El pequeño tamaño de la picadura y las minúsculas cantidades de metal que se disuelven al formarla, hacen que la detección de ésta sea muy difícil en las etapas iniciales.

Una picadura es un tipo especial de reacción anódica. Es un proceso auto-catalítico. El proceso de corrosión en una picadura produce condiciones que son estimulantes y necesarias para que continúe el crecimiento de la picadura.

La limpieza de la superficie y la selección de materiales conocidos, resistentes a la formación de picaduras en un medio ambiente determinado, es generalmente el camino más seguro para evitar éste tipo de corrosión.

CORROSION GALVANICA.- Una gran parte de la corrosión es el resultado de la acción electroquímica. El término de "corrosión galvánica" se usa para describir un tipo electroquímico sumamente acelerado de corrosión que -- ocurre cuando se presentan los siguientes factores:

1) La existencia de dos metales de características electroquímicas diferentes (Fig. No.1), es decir, un ánodo y un cátodo.

2) Presencia de una solución conductora o electrólito.

3) Continuidad eléctrica, para establecer un intercambio de electrones entre el ánodo y el cátodo. Esto se -- lleva a cabo ya sea por un simple contacto físico entre los metales (electrodos) o bien mediante conductores metálicos y conexiones.

Si alguno de estos factores no existe, el sistema corrosivo no se establece y, por lo tanto, no se corroerá -- el metal.

El grado real de corrosión se determina por la facilidad con la que la corriente puede fluir y por la intensidad de la corriente que pasa. Generalmente estos factores están controlados por las cuatro siguientes consideraciones:

1) Potencial REDOX entre ánodo y cátodo; se basa -- principalmente en la serie electromotriz (Fig. No.1).

2) Conductividad del circuito; está afectada por -- las resistencias de cualquiera de los metales en el circuito así como la resistencia del electrólito.

3) Polarización; es el cambio de potencial que --- ocurre al iniciarse el paso de la corriente galvánica. La -- polarización tiende a reducir el grado de corrosión.

4) Areas relativas catódica y anódica; puesto que el área anódica es la que se corroe, es conveniente que sea

grande en comparación con el área catódica.

Hay varias formas para evitar la corrosión galvánica y pueden ser usadas en forma aislada o combinadas y naturalmente los métodos de prevención, se basan en el conocimiento del mecanismo de la corrosión galvánica. La forma de prevenir éste tipo de corrosión se puede hacer con los siguientes métodos:

1) Evitando el uso de metales diferentes siempre - que esto sea posible. Si esto no es práctico, tratar de -- usar metales que estén lo más cercano posible entre sí en - la serie electromotriz.

2) Es necesario evitar una relación de áreas desfavorable, es decir, bajo ninguna circunstancia conectar una - pequeña área anódica a una gran área catódica.

3) Si se utilizan metales diferentes, aislar electricament- uno de el otro instalando juntas de aislamiento.

4) Póngase un tercer metal en contacto con los dos metales en cuestión. Este tercer metal se escoge de modo -- que sea más activo que los otros corroyéndose en lugar de - la estructura.

CORROSION POR CELDA DE CONCENTRACION.- Este tipo - de corrosión también es conocido como de celda de aereación diferencial. Se lleva a cabo, generalmente, sobre un solo - tipo de metal, su origen es la diferencia de concentración del medio corrosivo en puntos contiguos del metal sometido a ataque.

CORROSION POR FATIGA.- Este tipo de corrosión es una forma especial del tipo de corrosión de fractura por tensión / se presenta en ausencia de medios corrosivos, debido a esfuerzos cíclicos repetidos. Estas fallas son muy comunes en estructuras sometidas a vibración continua.

La corrosión por fatiga se incrementa naturalmente con la presencia de un medio corrosivo, de tal forma que se inician fisuras o grietas de fatiga; en la base de la fisura el metal se ataca con más facilidad que en el resto.

CORROSION BAJO ESFUERZO.- La corrosión bajo esfuerzo es un tipo de corrosión localizada y acelerada que se presenta en algunos materiales metálicos cuando se hallan en ciertos medios corrosivos y están sometidos a esfuerzo. La característica principal de éste tipo de corrosión es que se halla localizada en forma de grietas, las cuales pueden dar lugar a la rotura de la pieza, cuando la amplitud de aquella sea suficientemente acusada.

Este tipo de corrosión ha sido considerada siempre como muy grave, pues la rotura se presenta de repente. Se descubrió por primera vez en los latones, aunque son propensos también a sufrirla los aceros inoxidables, las aleaciones de zinc, magnesio y aluminio.

Algunos de los agentes corrosivos que pueden dar lugar a este tipo de corrosión son los siguientes:

- 1) Aceros austeníticos: soluciones de cloruros.
- 2) Acero suave: nitratos inorgánicos y álcalis caústicos.

- 3) Latones: hidróxido amónico y dióxido de azufre en bajas concentraciones.
- 4) Níquel: álcalis cáusticos fundidos.
- 5) Latones, aleaciones Cu-Ni, aleaciones Al: Hg.

CORROSION INTERGRANULAR.- El ataque localizado en las zonas adyacentes a los límites de un grano, con una mínima corrosión de los granos en sí, se conoce como corrosión inter-granular. La aleación se desintegra y ó pierde su resistencia.

CORROSION TRANSGRANULAR.- Cuando el factor que imvera es puramente mecánico (aplicación de un esfuerzo, etc.) la grieta que crece sigue un camino perpendicular a la -- aplicación de la carga, sin importar los límites de grano y atraviesa los granos metálicos.

FACTORES QUE AFECTAN LA CORROSION.- Estos influyen en la corrosión, ya sea acelerándola o retardándola, - es conveniente clasificarlos en tres grupos:

1) Los relacionados con las características del - metal.- Posición electromotriz, pureza, naturaleza de las impurezas, estado físico, comportamiento de la superficie o de los óxidos.

2) Los relacionados con el medio corrosivo.- Solu**bi**lidad de la sal formada, naturaleza y concentración del catión, conductividad eléctrica de la solución, temp, viscosidad, difusividad, naturaleza de los productos de la corrusión, naturaleza del anión.

3) Las influencias externas.- Concentración del O_2 luz, coloides, bacterias, metales catódicos y corrts. elec.

CAPITULO III

CAUSAS DE CORROSION EN EL PROCESO

SOLO LECTURA

a).- MATERIALES DE CONSTRUCCION.

El material usado en la construcción de la mayoría del equipo de proceso en plantas de destilación primaria es el acero al carbón, sólo en caso de un mayor desgaste se -- han usado otros materiales tales como el Monel o el Admiral ty. A continuación se presenta una lista del equipo principal y su material de construcción.

<u>EQUIPO</u>	<u>SERVICIO</u>	<u>MATERIAL DE CONSTRUCCION</u>
1) TORRES:		
T-1	Torre de Destilación Primaria	Todo el cuerpo es de acero al carbón x (ASIM-A-283 ó 285 Gr. C).
T-2A	Torre redestiladora de kerosina.	Acero al carbón x
T-2B	Torre redestiladora de gasóleo ligero	Acero al carbón x
T-2C	Torre redestiladora de turbosina	Acero al carbón x
X1-T1	Torre de despunte de crudo	Acero al carbón x
T-3	Torre de despunte de crudo	Acero al carbón x
2) ACUMULADORES:		
D-1	Acumulador de gasolina de la torre primaria.	Acero al carbón x
X1-D1	Acumulador de gasolina de la torre de despunte X1-T1.	Acero al carbón x

<u>EQUIPO</u>	<u>SERVICIO</u>	<u>MATERIAL DE CONSTRUCCION</u>
D-2	Acumulador de gasolina de la torre de despunte T-3	Acero al carbón x
AD-D-1,2	Tanques desaladores	Acero al carbón x
3) CAMBIADORES DE CALOR:		
E-1	Crudo Vs. Turbosina	Acero al carbón x
E-1A,1B	Crudo Vs. Kerosina	Acero al carbón x
E-2,2A	Crudo Vs. Gasóleo lig.	Acero al carbón x
E-3,3A	Crudo Vs. Reflujo lig.	Acero al carbón x
E-4	Crudo Vs. Gasóleo pes.	Acero al carbón x
E-5,5A	Crudo Vs. Vapor 19.3 kg/cm ²	Acero al carbón x
E-6,6A	Crudo Vs. Reflujo pes.	Acero al carbón x
E-7A,7B,7C,7D,7E,7F,7G,7H.	Crudo desalado Vs. Residuo	Acero al carbón x
E-13A,13B,13C,13D,13E,13F.	Condensadores de torre primaria	Tubos 70%Cu-30%Ni, Cuerpo de acero al carbón x
X1-E-1,1A	Condensadores de la torre de despunte X1-T1.	Tubos de Admiralty, Cuerpo de acero al carbón x
E-14,14A	Condensadores de la torre de despunte T-3.	Tubos de Admiralty, Cuerpo de acero al carbón x
E-11	Enfriador de turbosina	Haz de tubos de Admiralty, Cuerpo de Acero al carbón x
E-8	Enfriador de kerosina	Haz de tubos de Admiralty, Cuerpo de acero al carbón x

<u>ECUIPO</u>	<u>SERVICIO</u>	<u>MATERIAL DE CONSTRUCCION</u>
E-10	Enfriador de reflujo ligero.	Tubos de Admiralty, Cuerpo de acero al carbón x
E-16	Enfriador de refl. pesado	Acero al carbón x
E-12,12A	Enfriador de residuo primario	Acero al carbón x

4) CALENTADORES:

F-1,2,3 Los tubos, cabezales y conexiones en general de los calentadores, deben ser de aleación (4-6%Cr - 1/2%Mo).

5) BOMBAS:

Hay varios materiales que se usan en las carcazas e impulsores; acero de aleación, monel, fierro fundido, etc.

6) LINEAS GENERALES:

De diseño todas las líneas generales son de acero al carbón (ASTM-A-106-Gr. B).

Nota: En las zonas críticas de la torre de destilación primaria se le ha puesto recubrimiento metálico (placa - de acero inoxidable tipo 410). Las zonas críticas son: el domo de la torre, zona de entrada de carga y fondos. Son zonas críticas porque tienen altas velocidades de corrosión.

b).- FENOMENO DE CORROSION DEL PETROLEO CRUDO.

Los problemas de corrosión atribuidos a constituyentes presentes en el crudo, son generalmente causados -- por uno o más de los siguiente compuestos:

- 1) Cloruro de hidrógeno (HCl).
- 2) Sulfuro de hidrógeno (H₂S).
- 3) Oxígeno disuelto y agua (O₂ y H₂O).
- 4) Dióxido de carbón (CO₂).
- 5) Materiales corrosivos agregados al proceso -- (NH₃, NaOH y Hg).
- 6) Mercaptanos y otros sulfuros orgánicos.
- 7) Acidos orgánicos.

En el caso particular de plantas de destilación -- primaria, el agente corrosivo más importante por su actividad y los daños que causa, es el azufre y sus compuestos.

III.b.1.- CLORURO DE HIDROGENO (HCl).

Debido a que la salmuera se extrae junto con el -- crudo y ya que la separación del crudo de esta salmuera -- nunca es perfecta, todos los crudos contienen sal.

Un análisis promedio de la composición de los -- cloruros presentes en el crudo se da a continuación:

SAL	% Peso de la Sal Total
Cloruro de sodio	68.1
Cloruro de magnesio	14.4
Sulfato de sodio	11.4
Cloruro de calcio	3.2
Cloruro de potasio	1.9
Bicarbonato de sodio	0.6
Bromuro de potasio	0.3
Otras sales	0.1
Total	100.00 %

El cloruro de magnesio al disolverse en agua y -- calentarse, forma ácido clorhídrico, el cual es muy corrosivo. Esta hidrólisis se lleva al cabo entre 150 y 200°C; el cloruro de sodio, potasio y calcio, no producen ácido clorhídrico al calentarse y no son muy corrosivos. El cloruro de hidrógeno no es muy corrosivo, y la corrosión solamente será grave donde se cuenta con agua para formar el ácido clorhídrico. La corrosión ocasionada por éste ácido puede variar desde valores despreciables hasta 0.120 plg. por año en acero al carbón.

En general, la principal formación de cloruro de hidrógeno se lleva al cabo en los calentadores de fuego -- directo. Sin embargo, en estas partes no existe el agua -- líquida y la corrosión por ácido clorhídrico no se presenta. El cloruro de hidrógeno seco es llevado a lo largo del equipo de proceso y solamente ligera corrosión se presenta, mientras la temperatura sea superior a la del punto de condensación del agua.

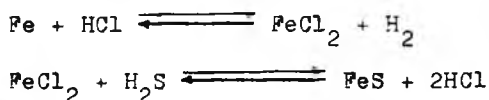
En la mayoría de los procesos de destilación, se utiliza vapor de agua para ayudar a la destilación. Este vapor al condensar en presencia de cloruro de hidrógeno -- gaseoso produce ácido clorhídrico. En muchos de estos procesos la temperatura del domo de la torre es superior al punto de rocío del agua, normalmente la mayor condensación del agua ocurre en los condensadores, y a partir de éste -- equino hasta llegar al tanque de condensado la corrosión -- es severa.

Las velocidades de corrosión en éstos equipos varían considerablemente, dependiendo del tipo de crudo, contenido de sal, contenido de azufre, sulfuro de hidrógeno -- presente y del pH en la corriente de vapores del domo.

En el acumulador de destilado, la mayor parte del ácido clorhídrico será eliminado con el agua purgada. Sin embargo, esta separación no es completa; y puede ser arrastrada agua ácida con el reflujo a la torre de destilación y causar corrosión en la tubería y bombas de reflujo.

La corrosión en estas partes es bastante menor -- que la que se puede presentar en la línea de vapores del -- domo y la de los condensadores al acumulador, ya que el -- producto corrosivo sólo se presenta debido a arrastre. -- Sin embargo, debido a que el reflujo al entrar en la torre no se calienta de inmediato, el agua que entra con él, permanece líquida en los platos superiores de la torre, pu-- diendo combinarse con el ácido clorhídrico gaseoso y aumentar la corrosión en esta sección de la torre.

Por otra parte, la corrosión por el ácido clorhídrico es mucho más seria en crudos con alto contenido de azufre. En presencia de sulfuro de hidrógeno, la corrosión del hierro por el ácido clorhídrico se vuelve una reacción cíclica y se tendrá un incremento grave de la corrosión.



Como se ve en éstas ecuaciones, el ácido clorhídrico que causa la corrosión del hierro, es regenerado para que el ciclo se repita.

La mayoría de la refinerías modernas operan con equipo de desalado para reducir el contenido de sal en el crudo proveniente de los campos. A pesar de que éste equipo puede reducir el contenido de sal abajo de 4.5 kg /1000 bls. de crudo, la corrosión por ácido clorhídrico aún puede ser grande. Lo anterior nos indica que a pesar de que el desalado sirve para reducir la corrosión, esta no se elimina.

Con frecuencia se utilizan reactivos para controlar la corrosión por el ácido clorhídrico producido en las unidades de destilación.

En general, hay dos métodos principales para la inyección de estos reactivos a las corrientes de proceso, el más comúnmente utilizado es la inyección de amoníaco a la corriente del domo en un punto cercano al de condensación.

El segundo método utiliza la inyección de hidróxido de sodio o carbonato de sodio en la carga de crudo antes de iniciar el proceso.

Normalmente se emplea el amoníaco anhidro, inyectándolo en la corriente del domo, en éste caso, se efectúa un contacto íntimo con la corriente de proceso.

Se ha encontrado que la corrosión del fierro es mínima cuando el pH del agua del acumulador es superior a 5. Para el caso de las aleaciones de cobre, los valores de pH del agua del acumulador deberán controlarse entre 5-7 para evitar que los tubos de Admiralty sean atacados.

III.b.2.- ACIDO SULFHDIRICO (H_2S).

El azufre se encuentra en el petróleo bajo una variedad de compuestos químicos tales como el ácido sulfhídrico, mercaptanos, sulfuros, disulfuros, azufre libre y una gama de compuestos heterocíclicos y homocíclicos aromáticos. Desde el punto de vista de la corrosión, la forma más activa es el ácido sulfhídrico, y se considera de hecho que muchas de las otras formas son, en este aspecto, inertes hasta que el petróleo llega a refinarse. Aún en este punto, no está muy claro si algunos complejos compuestos químicos son en sí corrosivos, o bien, si el daño resulta de su conversión de azufre en ácido sulfhídrico a través de las distintas etapas del proceso de refinación. Además, se tienen pasos intermedios en los que el azufre puede convertirse en otras formas, como por ej., el ácido politiónico, o bien, el azufre de un combustible

masa de SO_2 a SO_3 .

El ácido sulfhídrico que se encuentra a menudo en el gas natural, o disuelto en el petróleo crudo, y que también puede formarse por descomposición de los compuestos orgánicos de azufre a altas temperaturas, ataca rápidamente las partes de acero que se exponen al mismo. La liberación de ácido sulfhídrico es muy rápida, entre 340 y 370°C , pero a temperaturas más elevadas de 400°C decrece el grado de liberación. La presencia de una fase acuosa facilita la acción del ácido sulfhídrico.

El ácido sulfhídrico causa corrosión en el equipo de refinería aún a temperaturas atmosféricas, y se ha encontrado una corrosión considerable en los tanques de almacenamiento, para cierto tipo de crudos con alto contenido de azufre. Causa también corrosión en el domo de las torres de destilación y el resto del sistema de condensación, debido a la formación de sulfuro de hierro, el cual se deposita como incrustación. Si se tiene presente además cloruro de hidrógeno será más severa la corrosión como ya se explicó en la sección anterior.

La temperatura juega un papel importante en la corrosión por H_2S . En ausencia de agua y a bajas temperaturas, la corrosión por el ácido sulfhídrico es leve y se necesitan temperaturas del orden de 260°C para que la corrosión sea grave.

En general se ha podido observar que el ataque por el ácido sulfhídrico es severo a partir de los 260°C hasta los 480°C , arriba de esta temperatura el ataque

decrece bastante y se vuelve mínimo.

En la figura No.4, podemos observar que la corrosión aumenta conforme aumenta el contenido de azufre en el crudo.

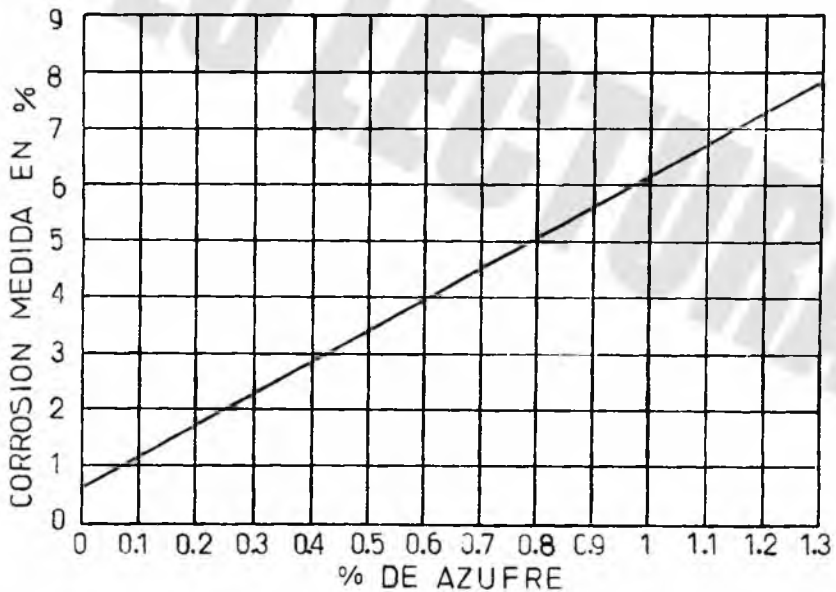


Fig. No.4

III.b.3.- OXIGENO DISUELTO (O_2 y H_2O).

Normalmente la humedad y el oxígeno se introducen en los tanques de almacenamiento, ya sea con el producto almacenado o durante el bombeo de éste y también en los cambios de temperatura. Se ve que la cantidad de oxígeno y aire nos determina la velocidad de corrosión y lo anterior es proporcional al número de bombeos y cambios de temperatura. Normalmente la humedad condensa en el techo y las paredes del tanque y la corrosión se produce en el espacio de vapores.

En general, los crudos y aceites pesados forman una película más o menos permanente en toda la porción del envolvente que mojan, con lo cual en estos casos la corrosión se presenta sólo arriba del nivel del producto almacenado.

Los productos más ligeros como la gasolina, no llegan a formar esa película protectora y por tanto la corrosión en tanques que los almacenan es generalmente más severa en los anillos intermedios, ya que éstos son los que más se humedecen y secan durante un determinado período de tiempo. La corrosión en estos casos es del tipo de cavidad y se debe a las cantidades pequeñas de agua y oxígeno, ya sean ocluidas o disueltas en el producto ligero.

Los estudios hechos sobre éste tipo de corrosión, indican que se forman pequeños glóbulos de agua sobre el metal iniciándose ahí la corrosión del metal, para formar una cavidad; estas cavidades son tan numerosas, que la --

corrosión llega a presentar una forma generalizada.

III.b.4.- DIOXIDO DE CARBONO (CO_2).

El dióxido de carbón contenido en el crudo combinado con el agua nos causa corrosión en los procesos de refinación. Este puede provenir de dos fuentes:

- 1) De la descomposición de bicarbonatos contenidos o agregados al crudo.
- 2) Del vapor utilizado para ayudar a la destilación.

Esta última fuente va a depender del tipo de tratamiento usado en el agua alimentada a las calderas. En la mayoría de los casos, la concentración del CO_2 en el agua es baja con lo que las velocidades de corrosión debidas a él no son muy altas.

III.b.5.- MATERIALES CORROSIVOS AGREGADOS AL PROCESO

(NH_3 , NaOH y Hg).

A pesar de que los costos de corrosión son atribuidos en su mayoría a los productos corrosivos presentes en el crudo, también deben considerarse los ácidos y demás reactivos agregados y utilizados como agentes tratadores, ya que probablemente causan los daños más rápidos. Algunos de los materiales de esta naturaleza más utilizados en la industria petrolera, se enlistan a continuación: ácido sulfúrico, fenol, ácido fosfórico, sales de cobre, hidróxido de sodio, mercurio, amoníaco, cloro, cloruro de aluminio, fluoruro de hidrógeno.

En el caso particular de plantas de destilación primaria, solo se tratará como agentes agregados al proceso, el amoníaco (NH_3), el hidróxido de sodio (NaOH) y el mercurio (Hg).

AMONIACO (NH_3).- El amoníaco se utiliza en las refineries como refrigerante y como neutralizante de compuestos ácidos, cuando se permite un contacto de éste con las aleaciones de cobre en rangos de pH de 8.5 ó más se tendrá una corrosión general muy severa y se pueden presentar además fracturas por esfuerzo de corrosión.

El ataque general se puede identificar por la presencia de sales azules. El ataque del amoníaco al equipo de aleación de cobre, puede provocar además un taponamiento e incrustamiento muy grave.

HIDROXIDO DE SODIO (NaOH).- Este compuesto se utiliza bastante en las operaciones de refinería para la neutralización de componentes ácidos y para la fabricación de grasas. A temperaturas atmosféricas no es corrosivo y se puede manejar satisfactoriamente en equipo de acero al carbón. El equipo de acero al carbón que no ha sido relevado de esfuerzo, está sujeto a fracturas por esfuerzos de corrosión. Cuando se tienen temperaturas del orden de 150°C se tiene además un ataque general del acero al carbón. El acero inoxidable tipo 304 a temperaturas del orden de 200°C , presenta fracturas por esfuerzos de corrosión en las soldaduras y en los puntos de mayor concentración de esfuerzos. El monel y el níquel son resistentes al ataque a temperatu-

ras arriba de 200°C .

MERCURIO (Hg).- El mercurio se utiliza bastante en los instrumentos del equipo de refinera. Accidentalmente puede ser forzado a entrar al equipo de operaci3n mediante alg3n mal funcionamiento del instrumento, y puede causar -- fractura por esfuerzo de corrosi3n en el monel y en las -- aleaciones de cobre. El mercurio tambi3n es muy corrosivo -- para el aluminio.

SOLO LECTURA

c).- CORROSION A ALTA TEMPERATURA.

(Alrededor de 200-300^oC hacia arriba)

Aquellos elementos que tienen muy poco efecto sobre las aleaciones metálicas a bajas temperaturas, pueden convertirse extremadamente corrosivos a elevadas temperaturas, provocando incrustamientos, fracturas, desintegración, ablandamientos o que el material se fragilice.

El oxígeno por ejemplo, el cual tiene muy pocos efectos a baja temperatura (en ausencia de humedad) sobre el acero, se vuelve extremadamente destructor a elevadas temperaturas, ya que reacciona con el hierro convirtiéndolo en óxido de hierro el cual es quebradizo.

A continuación se presenta una discusión de los elementos que causan mayor corrosión a elevadas temperaturas en una refinería de petróleo.

III.C.1.- POR EFECTO DEL AZUFRE.

Bajo éste tipo de corrosión se pueden considerar dos problemas similares. El primero, que podemos llamar -- "corrosión por azufre" y que se presenta en crudo o en corrientes de residuos en donde se tiene frecuentemente coquización a altas temperaturas. El segundo problema "corrosión por ácido sulfhídrico", se tiene a menudo en corrientes líquidas de destilados limpios o en corrientes de gases con o sin la presencia de hidrógeno.

En el primer caso, se sabe por estudios de laboratorio, que los compuestos alifáticos del azufre son bene-

ralmente más reactivos que los aromáticos o heterocíclicos y que los compuestos mercaptánicos terciarios son más corrosivos que los secundarios y primarios.

El mecanismo de corrosión aparentemente procede por conversión del azufre de su forma original a ácido sulfhídrico (H_2S), y ataque de éste a la superficie metálica. A temperaturas elevadas, se sabe que los compuestos de azufre presentes en el crudo se descomponen en ácido sulfhídrico. Aunque la formación de H_2S es pequeña con respecto al azufre total en el crudo, la corrosividad de éste ácido es comparativamente mucho mayor que la de un H_2S diluido a la misma concentración en hidrógeno. Se cree que este incremento en la corrosividad se debe a la presencia de un compuesto intermedio no especificado, en la descomposición de los compuestos orgánicos del azufre, sin embargo, no hay evidencias que confirmen ésta hipótesis.

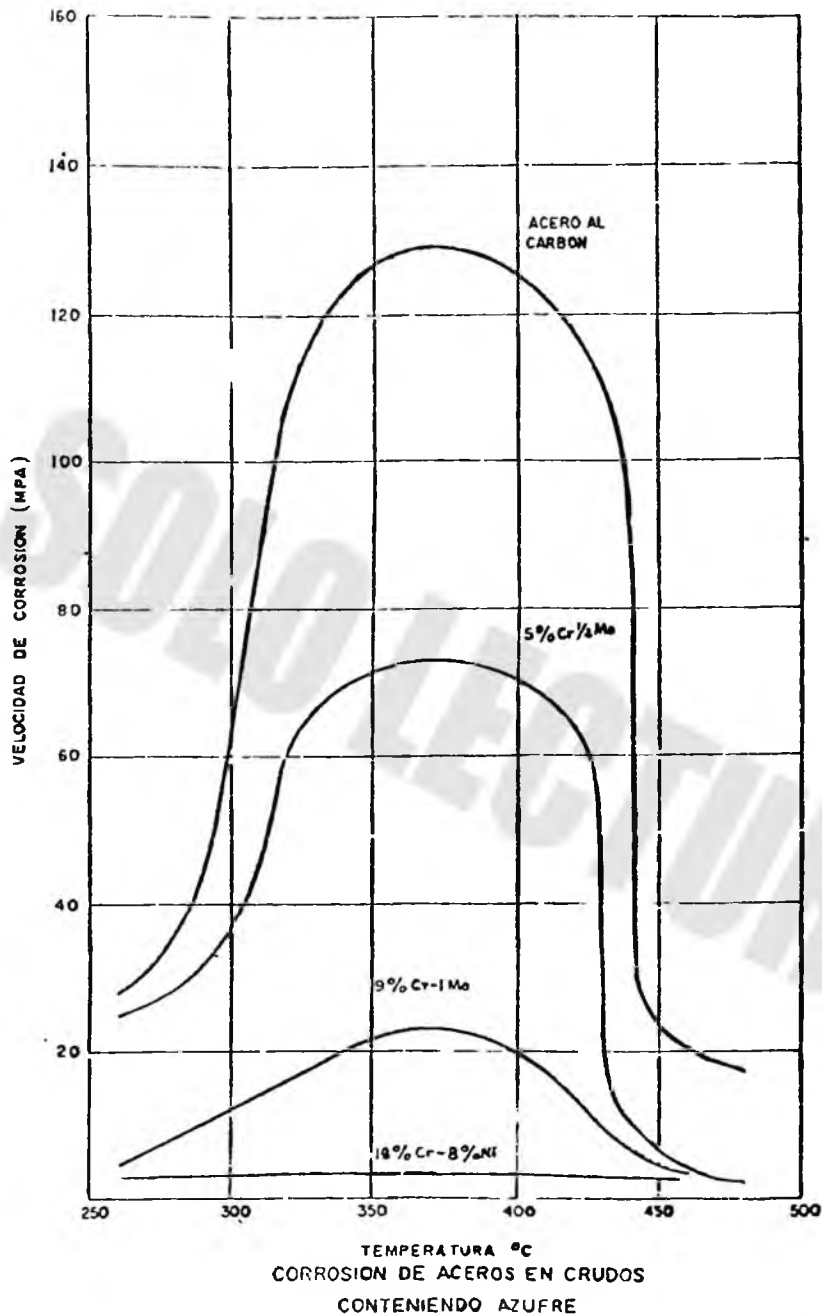
El incremento de la corrosividad puede ser causado por una alta concentración de H_2S en la superficie del metal en la cual ocurre la descomposición de los compuestos orgánicos del azufre.

La corrosividad depende principalmente del tipo de compuesto químico en que se tenga el azufre y no puede correlacionarse directamente con el contenido total de azufre. La corrosividad aumenta proporcionalmente con el incremento en la formación del ácido sulfhídrico a partir de la descomposición térmica de compuestos del azufre presentes en el crudo.

La adición de cromo a los aceros reduce la generación de ácido sulfhídrico, y con ello la corrosión, o sea, que la superficie metálica conteniendo cromo es mucho menos catódica que la superficie del acero al carbón.

El ataque del azufre procede por conversión del metal a una cascarilla de sulfuro que puede persistir sobre la superficie del metal y proporcionar algo de protección al metal sano restante. La cascarilla formada consta de dos capas, y la corrosión es esencialmente lineal después de un ataque inicial algo acelerado. En los aceros de aleación al cromo, la cascarilla formada es sulfuro de hierro (FeS) poroso en la capa exterior. El cromo tiende a concentrarse -- como Cr_2S_3 impermeable en la capa interior, con lo que se evitan concentraciones altas de ácido sulfhídrico en la superficie.

La gráfica No.5, muestra la relación que hay entre las velocidades de corrosión, temperatura y contenidos de azufre. Se tiene un incremento rápido en la corrosión arriba de los $260^{\circ}C$, especialmente en el acero al carbón. Las distintas velocidades máximas de corrosión observadas en las aleaciones mostradas se atribuyen a la formación de la cascarilla con su capa interior impermeable ya mencionada, que impide el acceso del agente corrosivo a la superficie del metal. La temperatura a la que ocurre la velocidad máxima de corrosión depende del contenido de azufre y de la turbulencia del sistema considerado.



La corrosión en hidrocarburos líquidos limpios o en sistemas gaseosos con ácido sulfhídrico o ácido sulfhídrico e hidrógeno, es aparentemente un fenómeno algo diferente. La naturaleza de éste tipo de corrosión difiere en dos aspectos de la corrosión experimentada con los crudos amargos en unidades de destilación primaria. En primer lugar, el ataque severo se presenta a niveles de contenido de azufre mucho más bajos, y en segundo lugar, los aceros al cromo-molibdeno considerados efectivos en el caso del "ataque por azufre" no ofrecen en este caso, mayores ventajas que el acero al carbón.

Esta diferencia de comportamiento en la corrosión se atribuye a la acción más severa del ácido sulfhídrico, especialmente a altas presiones, comparada con la de compuestos del azufre orgánico.

Se ha considerado que la temperatura es la variable más importante. La mayoría de la información reportada es en el sentido de un rápido aumento de la corrosión con elevaciones de temperatura y, se ha señalado que para un aumento de 37°C puede esperarse que aproximadamente se duplique la velocidad de ataque.

Los datos reportados indican sin excepción, que bajo condiciones de temperatura constante la velocidad de corrosión aumenta con contenidos mayores de ácido sulfhídrico.

Las adiciones de cromo, fierro y manganeso a las aleaciones de níquel, incrementa la resistencia al ataque

por azufre; para lograr evitar o minimizar este ataque conforme aumentan las temperaturas de servicio, el contenido de cromo en la aleación debe aumentarse y el níquel disminuirse.

Los materiales de níquel se deben utilizar en atmósferas sulfurosas respetando las temperaturas máximas de operación soportable, las cuales se indican a continuación:

"MAXIMA TEMPERATURA DE OP. SOPORTABLE (°C)"

MATERIAL	ATMOSFERAS REDUCTORAS	ATMOSFERAS REDUCTORAS
NIQUEL	315	260
MONEL	315	260
INCONEL	815	540
INCOLOY	No hay información, pero debido a su -- menor contenido de níquel el Incoloy -- debe ser superior al inconel.	
HASTELLOY	No hay información.	

III.c.2.- POR EFECTO DEL OXIGENO.

El oxígeno reacciona con el acero a elevadas temperaturas, provocando una incrustación. En las refinerías de petróleo el oxígeno encontrado es normalmente el del aire ambiente. La oxidación en el aire aumenta con el aumento de la temperatura del metal y disminuye con el aumento del contenido de cromo en el metal.

Las temperaturas máximas de metal permisibles para bajas velocidades de oxidación se dan en la tabla siguiente. Arriba de la temperatura indicada, la oxidación se

vuelve apreciable.

MATERIAL	TEMPERATURA (°C)
Acero al carbón	565
Acero al cromo molibdeno	565
Acero con 1/2 % de cromo	580
Acero con 1-1/4% de cromo	600
Acero con 2% de cromo	620
Acero con 2-1/4% de cromo	635
Acero con 3% de cromo	635
Acero con 5% de cromo	650
Acero con 7% de cromo	675
Acero con 9% de cromo	815
Acero con 12% de cromo	815
Acero con 18% Cr - 8% Ni	870
Acero con 25% Cr - 20% Ni	1150
Acero con 25% Cr - 12% Ni	1150

A elevadas temperaturas el oxígeno reacciona con las aleaciones de níquel provocando incrustación

El descáCarado, que depende de las características de expansión y composición del óxido formado y los cambios en la temperatura, acelera la oxidación de las aleaciones de níquel. A continuación se da una lista de las temperaturas a las cuales la oxidación al aire libre del azufre se vuelve significativa para las aleaciones de níquel más comunes.

MATERIAL	TEMPERATURA (°C)
NIQUEL	1040
MONEL	540
INCONEL	1090
INCOLOY	1090
HASTELLOY "A", "B", "D"	760
HASTELLOY "C"	980

El ataque del cobre y sus aleaciones por óxido, - es un problema muy raro en refinerías, ya que estos materiales no se utilizan cuando la temperatura de operación - excede de 320°C. A temperaturas demasiado elevadas, como - la que se puede desarrollar en un incendio, el cobre es -- atacado por el oxígeno con un incrustamiento considerable.

III.c.3.- VAPOR DE AGUA A ELEVADA TEMPERATURA.

A elevadas temperaturas el vapor de agua se puede reducir a hidrógeno y oxígeno libre, lo cual puede provocar un incrustamiento severo en el acero, el cual, puede - causar la reducción del área transversal y llegar a fractu rarse. A continuación se da una tabla de temperatura para diferentes aceros a la cual la incrustación se vuelve apre ciable

MATERIAL	TEMPERATURA (°C)
Acero al carbón	510
Acero al carbón molibdeno	520
Acero con 1/2% de cromo	540
Acero con 1-1/4% de cromo	565
Acero con 2% de cromo	580
Acero con 2-1/4% de cromo	595
Acero con 3% de cromo	605
Acero con 5% de cromo	620
Acero con 7% de cromo	635
Acero con 9% de cromo	650

Los aceros inoxidable austeníticos resisten la oxidación por vapor a temperaturas muy elevadas, pero debido a su uso limitado, no se cuenta con datos de temperaturas limitadas.

En general, cuando la incrustación es un problema, las fluctuaciones de temperatura aumentan la velocidad de ella. Por otro lado, el vapor arriba de ciertas temperaturas puede causar la fragilización del níquel y sus aleaciones debido a una oxidación intergranular. A continuación se da una lista de las temperaturas máximas de operación adecuadas para los materiales enlistados.

MATERIAL	TEMPERATURA (°C)
NIQUEL	425
MONEL	370-425
INCONEL	815
INCOLOY	Sin información
HASTELLOY	Sin información

Por último el cobre y sus aleaciones rara vez se utilizan en servicios de vapor a temperaturas arriba de 290°C , ya que después de dicha temperatura varían sus propiedades mecánicas.

III.c.4.- EFECTO DE LOS GASES CORROSIVOS CALIENTES EN EL FIERRO FUNDIDO.

A temperaturas del orden de 420°C , todos los fierros fundidos grises se deterioran, volviéndose extremadamente quebradizos, perdiendo resistencia, sufriendo incrustamiento y deformación. La deformación es el resultado de un aumento permanente de sus dimensiones. Las deformaciones resultan tanto de la grafitización como de la infiltración de gases corrosivos en su estructura. La infiltración de gases corrosivos (oxígeno, sulfuros, etc.), -- aparentemente causa alguna clase de incrustamiento interno acompañado con aumento de volúmen. Dichos fierros son débiles, disformes y quebradizos. Se ha sabido de algunos casos en que aumenta en un 50% su volumen. La cantidad de crecimiento normalmente es proporcional a la temperatura máxima obtenida y al número de calentamientos. Estos crecimientos se encuentran en quemadores y otras partes de

calentadores y en ciertas ocasiones especiales en vistones de compresoras.

Los fierros más resistentes al crecimiento son - aquellos con carburos estables y estructura de granos cerenos, con un contenido total de carbono bajo. Por esta - razón, los fierros de bajo contenido de carbón con 0.3 a 1.0% de cromo, son mucho más resistentes a las deformaciones que los fierros grises no aleados.

Adiciones de cromo de más de 1% producen substancialmente una mayor resistencia a la oxidación. Fierros - que contienen 1% de cromo se han utilizado a temperaturas hasta de 760°C y fierros con 35% de cromo no han sufrido daño al trabajar durante cortos periodos de tiempo a temperaturas del orden de 1150°C .

d).- **CORROSION A BAJA TEMPERATURA.**

(En medio acuoso y generalmente abajo de 100°C)

EFEECTO DEL H_2S y HCl .- En este tipo de corrosión se involucra una fase acuosa, lo cual significa que ocurre a temperaturas de 100°C y menores, aunque en algunos casos la presión alta de un equipo permite temperaturas - de condensación superiores a los 100°C . Generalmente se - debe a la presencia de ácido sulfhídrico que puede estar presente en la corriente de hidrocarburos, o bien, generarse durante las operaciones de destilación a altas temperaturas.

Por otra parte, el crudo que se recibe de campos

siempre trae consigo una cantidad de sal que generalmente se reborta en libras de cloruro de sodio por mil barriles de crudo. En realidad, aunque el cloruro de sodio es el principal componente de esta sal, también se encuentran pequeñas cantidades de los cloruros de calcio y magnesio. De estos tres, el cloruro de magnesio se hidroliza y da lugar a la formación de ácido clorhídrico mediante la siguiente reacción:



Los cloruros de calcio y sodio no se hidrolizan para formar HCl, así que la agresividad de un crudo dado se puede medir por su contenido de cloruro de magnesio. El HCl se forma principalmente en el calentador, donde la temperatura es alta, y el ácido así formado pasa a la torre en donde, por ser volátil, asciende hasta llegar a las zonas frías de la misma y en presencia de agua que siempre existe en los lugares de baja temperatura se produce el ataque al fierro de que está hecho el equipo.

La corrosión en los domos de las torres fraccionadoras y su sistema de condensación es particularmente severa por la acción conjunta del ácido clorhídrico generado por la hidrólisis del cloruro de magnesio y el ácido sulfhídrico. En este caso, el ácido clorhídrico ataca al fierro para formar cloruro ferroso, pero inmediatamente éste es atacado por el ácido sulfhídrico para formar sulfuro ferroso y regenerar el ácido clorhídrico, formandose así un ciclo, que para interrumpirlo hay que suprimir alguno de los agentes corrosivos.

En consecuencia, es de suma importancia el desalado de los crudos, ya que si se elimina el grueso de la sal contenida en el crudo, se evitarán ⁿconsiderables problemas de taponamientos de equipo y corrosión por ácido clorhídrico.

Después de haberse desalado un crudo, los niveles de sal serán del orden de 10 ó menos libras de cloruro de sodio por mil barriles de crudo, siendo aún capaz de generar cantidades apreciables de ácido clorhídrico libre en la torre fraccionadora. La práctica común es neutralizar el ácido que se forme mediante la inyección de amoníaco en la parte superior de la torre. Si el desalado es deficiente o no se tiene, se pueden tener problemas por taponamientos en los platos y líneas de reflujo, debidos a cantidades excesiva del cloruro de amonio formado al neutralizar el ácido clorhídrico.

La inyección de amoníaco a la torre se controla manteniendo un control riguroso del pH en el agua condensada en el acumulador del sistema. El pH en este condensado debe mantenerse entre los niveles de 6.5 a 7.0.

La protección efectiva de la zona superior de la torre se alcanza mediante el uso de platos de monel y forro de monel sobre las paredes de acero al carbón.

La corrosión experimentada en el sistema de condensación de torres fraccionadoras es del tipo ácido, similar a la encontrada en la parte superior de las torres. Se observa que es más severa en el punto en que se inicia la condensación, que son usualmente los condensadores.

Con crudos amargos, tanto el acero al carbón como el bronce "Admiralty" son atacados severamente con desgastes del orden de 100 a 200 mpa (milésimas de pulgada por -- año). Los tubos de condensador de admiralty presentan desgastes de más de 125 mpa. En algunas unidades se han tenido también problemas de formación de ampollas de hidrógeno a bajas temperaturas en los cuerpos de los condensadores y acumuladores.

e).- EROSION.

La erosión es una forma común de deterioro en el equipo de refinería. Es el desgaste físico de recipientes, tubería o cualquier otro equipo causado por las corrientes móviles de líquidos o gases y es especialmente severa si existen también sólidos presentes en la corriente.

Generalmente la erosión se encuentra en puntos en los que el flujo es restringido o donde se cambia su dirección, cuando una corriente de gas contiene pequeñas cantidades de líquido o en los casos en los que existe una turbulencia excesiva. Las zonas típicas son las carcacas de las bombas, los asientos de las válvulas, los cuellos de chiflones, los condensadores, los tubos de entrada a los calentadores, las conexiones de tubería, los termopozos. Cuando existe la presencia de un agente corrosivo, y se -- tienen condiciones de erosión, se pueden tener grandes pérdidas de metal, ya que la película de óxido metálico que se forma será eliminada por la erosión, dejando expuesto metal limpio al medio corrosivo.

VII.e.1.- SÓLIDOS EN LOS FLUIDOS EN MOVIMIENTO.

Frecuentemente la erosión es un problema en el equipo que utiliza el principio de fluidización de los sólidos.

Se han utilizado diferentes recubrimientos para proteger el equipo de la erosión. Uno de estos tipos de recubrimientos consiste en pesadas placas de desgaste -- construídas de acero al carbón soldadas directamente sobre la superficie interior del equipo. Este tipo de recubrimiento puede erosionarse gravemente durante el servicio; en algunos casos el ataque penetra la placa gruesa en una zona reducida, dejando intacta la mayor parte del recubrimiento. Las placas de aleación y los materiales de aleación de superficie endurecida son apenas ligeramente más resistentes que el acero al carbón.

Los recubrimientos de materiales refractarios reforzados duros y densos se utilizan probablemente en una forma más amplia que las placas metálicas de desgaste. -- Los recubrimientos refractarios se consideran superiores por que con ellos el desgaste es más uniforme que en el caso de las placas metálicas de desgaste, y por lo tanto se obtiene una vida de servicio más prolongada.

En los recubrimientos refractarios, el material refractario normalmente es sostenido por rejillas de acero soldadas a la pared del recipiente. En este caso la erosión ataca solo el material refractario dejando intacta la rejilla de acero. Este tipo de material se ha llega

do a utilizar satisfactoriamente, incluso sin el material refractario. Lo anterior se explica debido a que los sólidos presentes (como catalizador) se acumulan en las rejillas de las placas y actúan como amortiguadores reduciendo la erosión. La experiencia con este tipo de instalaciones es limitada, se ha encontrado que son cuatro los factores que controlan la velocidad de erosión.

- 1) Velocidad.- La rapidez de la erosión aumenta con el cubo de la velocidad.
- 2) Angulo de incidencia.- Se ha llegado a observar que los angulos de 20° a 30° son los más destructivos.
- 3) Concentración de sólidos en la corriente.- La velocidad de erosión aumenta con el aumento de la concentración de sólidos en la corriente.
- 4) Temperatura.- La resistencia de los aceros a la erosión decrece al aumentar la temperatura de operación.

La erosión es generalmente localizada, aunque a veces puede generalizarse, lo que hace más difícil detectarla visualmente. Las zonas erosionadas extensas tienen una apariencia brillante y lisas, al tacto irregulares. -- Las zonas erosionadas localizadas pueden ocurrir cuando las corrientes están restringidas, como es el caso de los orificios de las entradas y salidas de los tanques y recipientes, los dobleces de tubería, las partes interiores de los intercambiadores de calor, los baffles y deflectores de choque.

III.e.2.- ALTAS VELOCIDADES DE FLUJO, TURBULENCIAS Y REMOLINOS.

CAVITACION.- La erosión por cavitación es causada por la formación y colapso de burbujas de vapor en la superficie del metal. Las altas presiones producidas por éste colapso pueden disolver el metal, remover la películas protectoras, etc. De las partes más afectadas por la cavitación se tienen las carcasa e impulsores de las bombas y los asientos de las válvulas.

En las bombas la cavitación tiene como resultado una disminución de la presión de descarga de la bomba, de su capacidad y de su eficiencia y causa vibración y ruidos.

El ciclo de cavitación es el siguiente:

- 1) Se producen áreas de presiones extremadamente bajas debido a irregularidades del flujo.
- 2) Se forman bolsas o cavidades de vapor.
- 3) Las condiciones de presión y de flujo cambian abruptamente.
- 4) Las bolsas se rompen y las presiones de choque resultantes alcanzan varios centenares de atmósferas en -- zonas localizadas.

Los metales dúctiles pueden resistir la erosión por periodos determinados de tiempo, pero se llegan a presentar debilitamientos de grandes áreas, las cuales toman la apariencia de superficies martilladas. Si el material es quebradizo y de baja resistencia, la apariencia de las cavidades puede llegar a ser pronunciada. Cuando el mate-

rial es de alta resistencia, la superficie presenta solamente una apariencia rugosa.

Quando existen condiciones corrosivas en presencia de cavitación, los danos se aceleran debido a que se eliminan los productos de corrosión en forma continua, dejando expuestas superficies limpias al medio corrosivo.

SOLO LECTURA

CAPITULO IV

METODOS DE CONTROL DE LA CORROSION

SOLO LECTURA

a).- DETECCION DE LA CORROSION.

Antes de seleccionar un método de medición de la velocidad de corrosión, es importante indicar las razones para obtener esta medida, ya que así se aumentará la probabilidad de seleccionar el mejor método.

Las principales razones para medir la velocidad de corrosión son:

- 1) Controlar la corrosión de la planta.
- 2) Evaluar materiales y efectos ambientales para aplicaciones futuras.
- 3) Evaluar la calidad de un lote de material específico de comportamiento conocido, por ejemplo si se ha usado el tratamiento térmico correcto.
- 4) Estudiar los mecanismos de corrosión.

Una lista de puntos a verificar y reportar cuando se corre una prueba de corrosión se dan en la tabla No. 6.

LISTA DE CHEQUEO PARA PRUEBAS DE CORROSION.

MATERIAL: Nombre o grado.

Número de identificación estampado en caliente y análisis químico.

Forma original (por ej. barra, placa, tubo, etc.).

Condiciones metalúrgicas (tratm. térmico, forja).

MUESTRA: Forma y tamaño.

Secuencia de acabado de la superficie.

Secuencia de limpieza antes de la prueba.

EXPOSICION: Nombre del medio corrosivo y composición.

Volumen del medio corrosivo.

Presión del medio corrosivo.

Grado de agitación.

Grado de aereación.

pH.

Duración de la prueba, frecuencia con que se -- cambia la solución, etc.

Tipo de soporte de la muestra.

Variación en temperatura, etc. durante la prueba, si la hay.

EVALUACION: Descripción de los productos de corrosión, si -- se producen.

Limpieza después de las pruebas.

Velocidad de corrosión.

Aspectos de la corrosión.

Cualquier corrosión localizada, piquetes, fracturas, etc.

En esta sección se tratarán exclusivamente aquellos métodos de evaluación de la corrosión empleados en el campo. Entre estos métodos destacan los siguientes:

- 1) METODO QUIMICO.
- 2) METODO GRAVIMETRICO.
- 3) METODO ELECTROQUIMICO.
- 4) EQUIPO DE CALIBRACION.

IV.a.1.- METODO QUIMICO PARA DETECTAR LA CORROSION.

Este método consiste en detectar analíticamente el producto de corrosión provocado por el medio corrosivo, generalmente basándose en la cantidad de ion metálico que entra en solución. Así, por ejemplo, en el caso de la corrosión de aceros y aleaciones de cobre:

ANALISIS DE FIERRO Y COBRE EN EL AGUA DRENADA DEL ACUMULADOR DE GASOLINA.-

Los análisis de fierro y cobre no pueden usarse -- para predecir la velocidad actual de corrosión, ya que ésta es a menudo localizada o toma la forma de ataque por picadura. Sin embargo, si se usan racionalmente, estas determinaciones son extremadamente útiles para establecer y mantener las razones de inyección óptimas.

Los análisis de fierro en las aguas de acumuladores se reportan normalmente en ppm (partes por millon), --- siendo este valor poco representativo del ataque corrosivo, ya que ésta relacionado directamente con el volumen de agua drenada. Si en un momento dado consideramos un dato de ppm de fierro, el valor registrado bien puede ser índice de un

ataque severo si la cantidad de agua drenada es poca, o -- bien puede ser índice de un ataque moderado si el agua drenada fue abundante. Es necesario tener en cuenta el volumen drenado de agua y relacionarlo con el resultado de el análisis.

El volumen drenado de agua lo podemos conocer midiendo el agua que se surge en la pierna correspondiente - en los acumuladores.

Conocido el volumen drenado de agua en l/día, - es fácil relacionarlo con las ppm de fierro y obtener un - dato expresado en Kg/día de fierro, como la cantidad de -- fierro perdida por corrosión en un día de operación.

Sin embargo, este dato es de mucha utilidad si lo consideramos como un índice de la efectividad del amoníaco e inhibidor y lo comparemos con el valor obtenido en forma similar día con día, ya que será un fiel reflejo de las variaciones que puedan tenerse en las inyecciones de amoníaco e inhibidor y permitirá establecer si las dosificaciones llevadas son óptimas o no.

El análisis del cobre es también un índice excelente de que las dosificaciones de amoníaco e inhibidor -- sean o no adecuadas, y de que se esté inyectando lo especificado. Como ya se explicó, el cobre aparecerá en el agua drenada por dos circunstancias:

1.- Un exceso en la inyección de amoníaco que permita el ataque del amoníaco a las aleaciones de cobre generalmente presentes en los haces de tubos de los condensadores.

2.- Partículas de sulfuro de fierro, que eventualmente pueden en presencia de oxígeno formar sulfato de fierro que atacará las aleaciones de cobre. En este caso la acción detergente del inhibidor podría ser inadecuada ya sea por dosificación escasa, o bien, que el inhibidor no sea el indicado.

Puede también considerarse el análisis de cloruros aunque este dato no es muy representativo de lo efectivo de la inyección de amoníaco. La cantidad de cloruros detectada está en función principalmente de la cantidad de ácido clorhídrico neutralizado y que forma cloruro de amoníaco. Desde luego una variación fuerte puede revelar que el amoníaco no está actuando. Pero también puede deberse a una variación fuerte en el contenido de sal en el petróleo crudo e indudablemente se registrará primero en el pH.

Los análisis anteriores, por ser determinaciones que hay que hacer en el laboratorio, tienen limitada su frecuencia. El análisis del fierro debe hacerse diariamente, en cuanto que el de cobre es suficiente una vez por semana con una muestra acumulada. El análisis de cloruros se hará a solicitud cuando se juzgue necesario.

IV.a.2.- METODO GRAVIMETRICO PARA MEDIR LA VELOCIDAD DE CORROSION.

Las pruebas de pérdida de peso son las más comunes de todas las pruebas de medición de la velocidad de corrosión y se efectúan haciendo uso de cupones fabricados del mismo material del equipo que se dese evaluar, de ser ---

posible, del mismo lote y colada. Estos cupones de corrosión se colocan en el medio corrosivo que afecta al equipo y se extraen a intervalos predeterminados, pesándolos y evaluando el grado de oxidación sufrido. De los datos de pérdida de peso, duración de la exposición y área expuesta, se determina la velocidad de corrosión sufrida por el equipo.

USO DE CUPONES.-

Los cupones o testigos de corrosión son actualmente el mejor método disponible para medir en términos generales las velocidades de corrosión en el equipo de proceso.

Los cupones pueden colocarse en una planta en casi cualquier punto donde se tenga corrosión. Es importante colocar el cupón tan cerca como sea posible, del punto en el cual se desean mediciones, esto es cerca de las paredes de recipientes, platos, etc. las condiciones de exposición, -- incluyendo velocidad de flujo, componentes corrosivos, acumulación de productos de corrosión y formación de películas protectoras serán similares tanto en el cupón como en la estructura metálica.

La temperatura es también comparable, excepto cuando se trata de las superficies de cambiadores de calor. En este caso, la diferencia de temperaturas entre las paredes del cambiador y el fluido corrosivo puede crear condiciones corrosivas no usuales que no pueden duplicarse en un cupón.

Otro factor importante que causa diferencias entre las velocidades de corrosión observadas en los cupones y --

las paredes del equipo en la planta son las diferencias en la estructura y composición del metal. Diferencias relativamente pequeñas en las cantidades de elementos de aleación secundarios pueden tener efectos importantes en la resistencia de una aleación. Puede también, la resistencia a la corrosión afectarse seriamente por diferencias en los tratamientos térmicos y procedimientos de fabricación usados en los cuones y en la planta. Normalmente es imposible obtener cuones de la misma hornada y tratados del mismo modo que el metal usado en la construcción de la unidad. Al evaluar los cuones deben tenerse en cuenta estos hechos y usar la información obtenida con suficiente criterio para cubrir estas diferencias.

Los cuones normalmente en uso para el control de corrosión rutinaria son retráctiles, esto es, que pueden meterse o sacarse a voluntad. Sin embargo, se requiere que tengan un tiempo de exposición mínima de 30 días para reducir los efectos de la alta velocidad de corrosión inicial. Si la exposición del cupón es por un tiempo corto la velocidad de corrosión registrada estará muy afectada por ésta velocidad inicial de ataque rápido.

Los cuones se montan en el porta-cuón sujetándolo firmemente y usando empaques de plástico u otro material no metálico que evite el contacto del cuón con el porta-cupón o los tornillos que lo sujetan. La posición del testigo deberá ser paralela al flujo del líquido pero sin tocar las paredes del tubo. Deberá encontrarse totalmente sumergido y sujeto a una velocidad de flujo promedio de 0.9 m/s ; deberán estar colocados en una corriente de -

flujo no turbulenta.

Una vez concluida la prueba corrosimétrica, es necesario eliminar de los cupones los productos de la corrosión, se raspa el cupón con un cuchillo de plástico para eliminar los depósitos. Se desengrasa a continuación y si es necesario se lava luego con detergente para remover el aceite. Se lavan con HCl inhibido, se neutralizan en una solución de bicarbonato de sodio, se enjuagan en baños de acetona y se secan al aire. Finalmente se secan en una estufa a 105°C. Se pesan con exactitud de 0.1 miligramo y se calcula la velocidad de corrosión en milésimas de pulgada de penetración por año (MPA).

La penetración promedio se expresa en MPA y se calcula a partir de la siguiente fórmula:

$$MPA = \frac{534 W}{D A T}$$

en donde:

MPA = Milésimas de pulgada de penetración por año.

W = Pérdida de peso del cupón en mg.

D = Densidad en g/cm³.

A = Area expuesta en cm²

T = Tiempo de exposición en horas.

En virtud de que los cupones usados son generalmente de las mismas dimensiones (vease Fig. No. 7) y del mismo material (acero al carbón) es posible simplificar la fórmula anterior. Se considera además el tiempo no en horas sino en días de exposición con lo que nos queda:

$$MPA = \frac{10^3 W}{T}$$

en donde:

W = Pérdida de peso en miligramos.

T = Tiempo de exposición en días.

La velocidad de corrosión que se obtiene de la exposición de los testigos, es representativa de la corrosión promedio en el sistema, pero el tipo de corrosión debe hacerse notar y reportarse (picadura, ataque intergranular, ataque general, de grieta y corrosión galvánica, etc.).

La corrosión localizada puede ser fundamental para la interpretación de la velocidad de corrosión. La medición de la corrosión localizada es difícil; a continuación se dan algunos de los métodos usados para estudiar y detectar la corrosión intergranular, de picadura, de grieta y corrosión galvánica.

Para detectar la corrosión intergranular se necesitan cuobres metalográficos que confirmen la presencia o ausencia de este tipo de ataque, el cual puede estar presente pero resulta invisible al ojo desnudo. Un examen de bajo aumento (10 a 20X), permite determinar cuando los límites de grano de la superficie han sido completamente destruidos. Sin embargo, los métodos de pérdida de peso para evaluar la corrosión intergranular no son muy satisfactorios ya que la cantidad de metal disuelta en los límites de grano es muy pequeña aún cuando la profundidad del ataque sea grande y solamente da buen resultado cuando se ordenen cristales completos del cuobón de prueba.

Las pruebas de corrosión para identificación de picadura son generalmente semicuantitativas y necesitan -- observación a simple vista o cuando mucho a un aumento de 15X, valorando la forma, número, tamaño y localización de las picaduras. La pérdida de peso combinada con el conteo de las picaduras, permite el cálculo de la pérdida de peso por picadura, sin embargo, desde un punto de vista práctico, la profundidad de la picadura es generalmente la medida que tiene significado.

Para la corrosión por grieta y corrosión galvánica se requieren arreglos especiales para la colocación de cupones. Esta evaluación es generalmente de tipo cualitativo, pero las medidas de pérdida de peso también pueden ayudar.

Los resultados de una exposición de 30 días, dependiendo del tipo de sistema, pueden clasificarse:

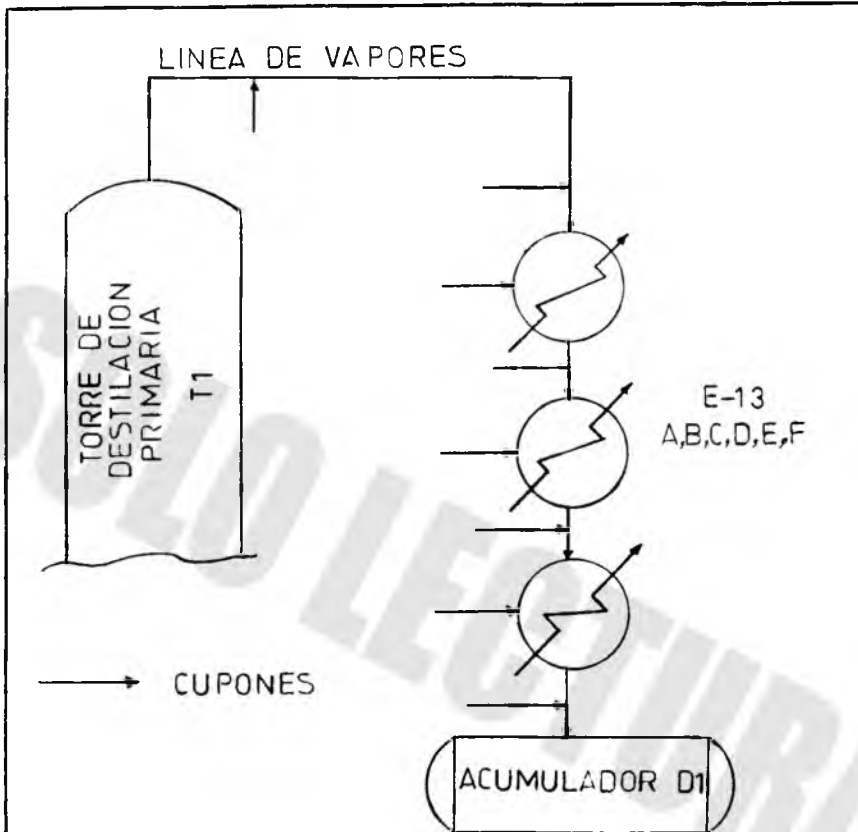
Superior a 5 MPA (protección pobre o ninguna).

De 2 a 5 MPA (buena protección).

Menos de 2 MPA (protección excelente).



Fig. No.7



LOCALIZACION DE CUPONES EN LA TORRE DE DESTILACION PRIMARIA Y SU SISTEMA DE CONDENSACION.

I	P	N
ESIOIE (PETROLERO)		
TESIS PROFESIONAL		
LOCALIZACION DE CUPONES		
RAYMUNDO ACOSTA CH.		

IV.a.3.- METODO ELECTROQUIMICO PARA MEDIR LA VELOCIDAD DE CORROSION.

El método electroquímico consiste en medir el cam
bio de resistencia causado por la formación de óxidos o hi
dróxidos sobre resistencias calibradas fabricadas del mis-
mo material que el equipo involucrado. Para efectuar las -
mediciones se emplea un puente de Wheatstone modificado en
el que se va detectando el cambio de resistencia sufrido -
por la sección calibrada. Las lecturas se convierten a uni
dades de pérdida de peso por unidad de tiempo. En este --
caso el área se considera despreciable pues generalmente -
se emplean alambres delgados o cintas metálicas como sec-
ciones calibradas. Este tipo de equipos, se fabrica comer-
cialmente y se venden bajo el nombre de "corrosómetros"; -
asimismo, las resistencias calibradas pueden obtenerse fá-
cilmente, se conocen como sondas o probetas de corrosión,
fabricadas con reostatos marcados en unidades de desgaste,
generalmente en milésimas de pulgada por año (MPA). Estas
sondas o probetas pueden ser de tipo fijo o retráctil.

CORROSOMETRO.-

Principio de operación.- La opera-
ción del corrosómetro se basa en el hecho de que la conduc
tividad eléctrica de muchos metales es muy grande mientras
que la conductividad de los no metales es despreciable com
parativamente; como el proceso de corrosión, convierte los
metales en no metales la resistencia eléctrica de una pie-
za de metal se incrementa. El circuito del corrosómetro --
utiliza estos cambios de resistencia para indica
r la exten

si3n de la penetraci3n en un espec3men met3lico expuesto -- cuando la corrosi3n ataca su superficie.

IV.a.4.- EQUIPO DE CALIBRACION.

Los aparatos usados para calibrar l3neas y equipo de proceso (recipientes) son:

EL SONORAY 50,50C,104,301 y 303

EL USL 36,37,38,40, etc.

EL DIMITIR DM-2

Aunque todos son modelos diferentes, todos operan de manera semejante, teniendo como principio el ultrasonido. Al calibrar l3neas o recipientes se detecta el espesor de las paredes de 3stos; estas calibraciones se hacen periodicamente por lo que se puede determinar a que velocidad se esta corroyendo el equipo en cuesti3n.

Se tiene como dato el espesor denominado l3mite de retiro, al cual el equipo o l3nea deben d3 salir de operaci3n, ya que al llegar a tenerse 3ste espesor por efecto de la corrosi3n, el material pierde sus propiedades mec3nicas que tenia y que eran las deseables para el servicio -- que presta.

b).- METODOS DE CONTROL.

Aunque el término "control de corrosión" tiene un significado muy amplio que abarca todo aquello que se considere como medida anticorrosiva, en el presente trabajo se tratarán principalmente bajo este aspecto únicamente -- aquellos trabajos tendientes a procurar que las medidas -- anticorrosivas que implican el uso de agentes químicos -- sean debidamente controladas en su aplicación y evaluadas en sus resultados.

Como puede apreciarse de las consideraciones hechas hasta aquí, el campo que se cubrirá como "control de corrosión" se circunscribe en forma general a lo que se ha denominado "corrosión en frío", o sea, al control de las -- medidas aplicadas en prevención del ataque corrosivo en la -- parte superior de torres de destilación primaria y sus sistemas de condensación. Ello no quiere decir que éste será exclusivamente el campo a cubrir, ya que las necesidades -- particulares de una planta pueden obligar en un momento -- dado a establecer un programa de control de una medida -- anticorrosiva dada.

Los diferentes métodos para controlar la corrosión pueden clasificarse en los siguientes grupos:

- 1) Control de las variables del proceso.
- 2) Recubrimientos protectores.
- 3) Aplicación de procedimientos eléctricos.
- 4) Ingeniería de diseño.
- 5) Selección de materiales.

IV.b.1.- CONTROL DE LAS VARIABLES DEL PROCESO.

Este método consiste en controlar las variables - más comunes que influyen en el proceso corrosivo (ejem. -- concentración de componentes corrosivos, impurezas, temperatura, pH, grado de aereación, velocidad, inhibidores, procedimientos de arranque y paro), pero principalmente el método esta basado en la modificación del medio corrosivo. - Si el medio es gaseoso puede recurrirse a la eliminación - de los componentes perjudiciales, por ejemplo, el vapor de agua. Si el medio es líquido pueden eliminarse del mismo, el oxígeno o el aire en disolución, las sales, etc; o bien, hacer la solución más alcalina.

Un procedimiento frecuente para reducir las condiciones corrosivas es agregar a la disolución pequeñas cantidades de sustancias solubles llamadas inhibidores. Estos pueden ser anódicos (porque reaccionan con los cationes -- del metal para formar combinaciones poco solubles) o catódicos.

DESALADO.-

La operación de desalado tiene la finalidad de eliminar o disminuir el contenido de sales en el crudo que llega a las refinерías procedente de campos. Se efectúa en las primeras etapas del proceso en las plantas de destilación primaria.

La razón para efectuar el desalado es la necesidad de eliminar los cloruros de sodio, calcio y magnesio, principalmente éste último, que tiene la propiedad de --

hidrolizarse dando lugar a la formación de HCl con los efectos nocivos ya explicados.

El proceso puede dividirse en tres pasos: calentamiento, mezclado y separación. se usa calor para reducir la viscosidad del aceite; se mezcla agua con el aceite para -- disolver la sal; el agua se separa del crudo por la acción de un campo eléctrico.

El crudo llega a la desaladora después de pasar -- por una serie de intercambiadores de calor y ya caliente -- recibe una corriente de agua también caliente, pasando ésta mezcla a través de una válvula emulsificadora. Si la temperatura de la carga emulsionada es demasiado alta, puede producirse engasamiento y el gas, arrastrar mezcla hacia la -- parte superior de la desaladora provocando un campo eléctrico inestable. Para prevenir esto, se mantiene el recipiente a presión. Puede darse el caso, por otra parte, de que la -- temperatura del crudo sea anormalmente baja, debiendo entonces usarse vapor de agua para mantener la temperatura -- adecuada.

El grado de emulsificación se controla por la --- caída de presión a través de la válvula mezcladora. Si la -- emulsión es muy fina resulta difícil que el campo eléctrico rompa dicha emulsión y separe el agua del crudo; cuando -- esto sucede el voltaje se baja, el amperaje sube y el agua saldrá por la parte superior junto con el crudo. En el caso contrario, el agua se separará con facilidad pero el desalado será muy deficiente. Por lo tanto, deberá mantenerse -- un balance de ésta condición, que dependerá como ya vimos

de la caída de presión a través de la válvula emulsificadora.

En ocasiones se añaden pequeñas cantidades de sosa en solución al 100% en peso, en un rango de 0 a 10 lbs. --- máximo por mil bls. de crudo, para neutralizar la acidez -- libre de manera que se mantenga un pH entre 6.0 y 8.0 en el agua drenada de la desaladora.

La emulsión entra por el fondo y es elevada hasta aproximadamente 0.45m. arriba del centro de la desaladora, a través de los tubos elevadores, distribuyéndose en éste - punto entre los electrodos.

Los electrodos son colgantes y están en posición - horizontal uno arriba del otro. El campo eléctrico entre -- ellos provoca la separación de gotas de agua en el aceite, que caen hacia el nivel de agua en el fondo de la desaladora, mismo que se mantiene aproximadamente 1.06m. por debajo de los electrodos mediante un control de nivel.

El crudo fluye alrededor del electrodo superior, - hacia las líneas de salida abandonando la desaladora. La -- eficiencia del desalado se determina con las siguientes relaciones:

$$\text{Eficiencia de desalado} = \frac{S1 - S2}{S2} \times 100$$

en donde:

$$S1 = \frac{\text{lb. sal}}{1000 \text{ bls.}} \quad \text{a la entrada de la desaladora.}$$

$$S2 = \frac{\text{lb. sal}}{1000 \text{ bls.}} \quad \text{a la salida de la desaladora.}$$

Se considera un desalado aceptable, aquel en que el crudo tratado tiene un contenido de 6 lbs. sal/1000 bls. de crudo, ó de 8% del contenido de sal en el crudo sin tratar -- que llega a la planta.

USO DE INHIBIDORES.-

Un inhibidor de la corrosión, puede ser definido como un agente químico, que al ser agregado en pequeñas cantidades a un medio corrosivo a que está expuesto el metal, reduce la velocidad de corrosión de éste.

El método de los inhibidores de la corrosión considera el uso de pequeñas cantidades de compuestos orgánicos o inorgánicos capaces de formar una película o barrera adherente en la superficie del acero por atracción electrostática o por una reacción, evitando el acceso de los agentes corrosivos. Estos compuestos se caracterizan por las altas cargas eléctricas en los extremos de sus moléculas capaces de ser atraídas por la superficie a proteger. Esta atracción no es permanente siendo necesaria una dosificación constante en el medio. Este método se utiliza preferentemente en sitios donde existen fluidos en recirculación. Como anteriormente se indicó, los inhibidores de la corrosión pueden ser de tipo inorgánico u orgánico.

Los inhibidores de tipo inorgánico, inhiben la -- corrosión de acuerdo con los siguientes mecanismos:

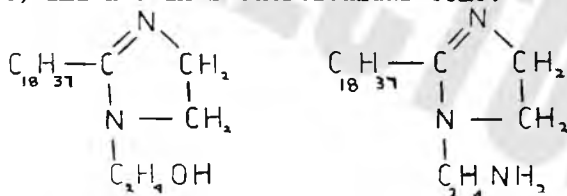
- 1) Por formación de una fase consistente en una película de óxidos o bien, formándose productos de reacción

anódica insolubles, entre el inhibidor y el metal, que evitan posterior reacción entre el metal y el medio ambiente.

2).- Por adsorción del inhibidor sobre la superficie metálica, cambiando así la naturaleza de ésta, de tal manera que la reactividad del metal es reducida en grandes proporciones.

Los inhibidores orgánicos consisten en compuestos polares o semipolares, que en la mayoría de los casos son compuestos nitrogenados en la forma de aminas primarias, secundarias, terciarias o cuaternarias, combinados con ácidos orgánicos, obteniéndose así un número casi infinito de productos alifáticos o cíclicos, poseyendo en un extremo de la molécula el átomo de nitrógeno usualmente adsorbido en el metal. En general, pueden agruparse dentro de tres tipos:

1) Imidazolinas sustituidas como:



2) Productos de condensación del óxido de etileno y rosina-amina.

3) Sales fosfatadas de N-alkil diamino alcanos.

Las imidazolinés son solubles en aceite y dispersibles en agua. Muchas de ellas son insolubles en hidrocarburos ligeros como el butano y propano. Pueden "correrse" sobre superficies frías e interferir con la transferencia de calor.

Las rosin-aminas son solubles tanto en aceite como en agua y pueden producirse de modo que puede obtenerse casi cualquier distribución entre las dos fases.

Las sales fosfatadas son las más costosas pero son realmente solubles en hidrocarburos ligeros. Generalmente producen menos emulsión y espuma que los otros tipos.

Sería muy ventajoso recomendar un inhibidor específico para una aplicación específica, pero no se ha encontrado aún un inhibidor que sea el mejor bajo todas las condiciones de operación.

La constitución atómica descrita, en la que tenemos el átomo de nitrógeno generalmente adsorbido en el metal, permite el alineamiento de las moléculas del inhibidor con respecto a la superficie del metal, dejando la cadena larga del hidrocarburo alejada del mismo. Este extremo de la cadena es hidrófobo, por lo que repele el agua, atrayendo al aceite y formando una película uniforme de aceite-agua sobre la superficie metálica aislándola del medio agresivo, disminuyendo la velocidad de corrosión.

Todos los inhibidores orgánicos tienen buena acción detergente y lavan el sulfuro de hierro de la superficie de los tubos, evitando su acumulación sobre éstos y controlando así la corrosión.

Por lo general en las columnas de destilación primaria, se inyectan amoníaco e inhibidor en la línea de vapores, tan cerca como es posible a la torre. Casi cualquiera de los tipos de inhibidores mencionados pueden ser bené

ficos. Generalmente la selección en las torres fraccionadoras de crudos es por las imidazolininas. Debido a que son de alto punto de ebullición, retornan a la torre por la línea de reflujo, pudiendo encontrarse en cortes laterales de las torres algo más abajo.

Las dosificaciones recomendadas varían en cada caso particular y solamente ensayando por tanteos se puede llegar a una dosificación óptima en cuanto a protección y economía. Generalmente la dosificación oscila entre 0.25 y 0.50 gal./1000 bls. de vapores del domo. La inyección debe ser continua, para lo cual se requiere una bomba dosificadora, tanque para la preparación del inhibidor, equipo para la medición, etc. En el diagrama No. 8 se muestran los sistemas de inyección posibles en una planta de destilación primaria.

Los inhibidores comerciales en general vienen embasados en tambores de 200 lts., requiriéndose en la mayoría de los casos, diluirlos para su mejor aplicación. El diluyente puede ser gasolina directa o catalítica, o bien, kerosina; debiendo en cada caso determinarse mediante pruebas de laboratorio cuál es el diluyente más adecuado.

Control y Evaluación de Inhibidores.-

Una inyección excesiva de inhibidor puede causar espuma, pérdidas de producto y otros problemas operacionales, además de que se incrementa el costo por concepto de inhibidor, que no es de por sí muy bajo. En consecuencia debe mantenerse el nivel de inyección más bajo posi-

ble que proporcione protección efectiva. Para ello deberán mantenerse bajo control dos aspectos:

- 1) Dosificación.
- 2) Efectividad de la protección.

En el control de una buena dosificación hay que vigilar los siguientes puntos:

1) PREPARACION DEL INHIBIDOR.-

Como se dijo anteriormente, el inhibidor generalmente se diluye en un tanque, de donde va a tomarlo la bomba dosificadora. Es muy importante que la dilución se haga apropiadamente, esto es, que se usen las proporciones de inhibidor y diluyente especificadas, de manera que se garantice que al inyectar a la torre se esté dosificando lo que se desea.

2) MEZCLADO HOMOGENEO.-

Las cantidades de inhibidor y diluyente deberán mezclarse perfectamente, para lo cual es necesario proveer a los tanques de una línea de aire de agitación. En la mayoría de los casos un par de horas de agitación son suficientes, sin embargo, debe comprobarse esto vigilando en el cristal de nivel si la coloración de la mezcla es uniforme y si no hay separación de fases. Esto último será índice de que el diluyente no es adecuado.

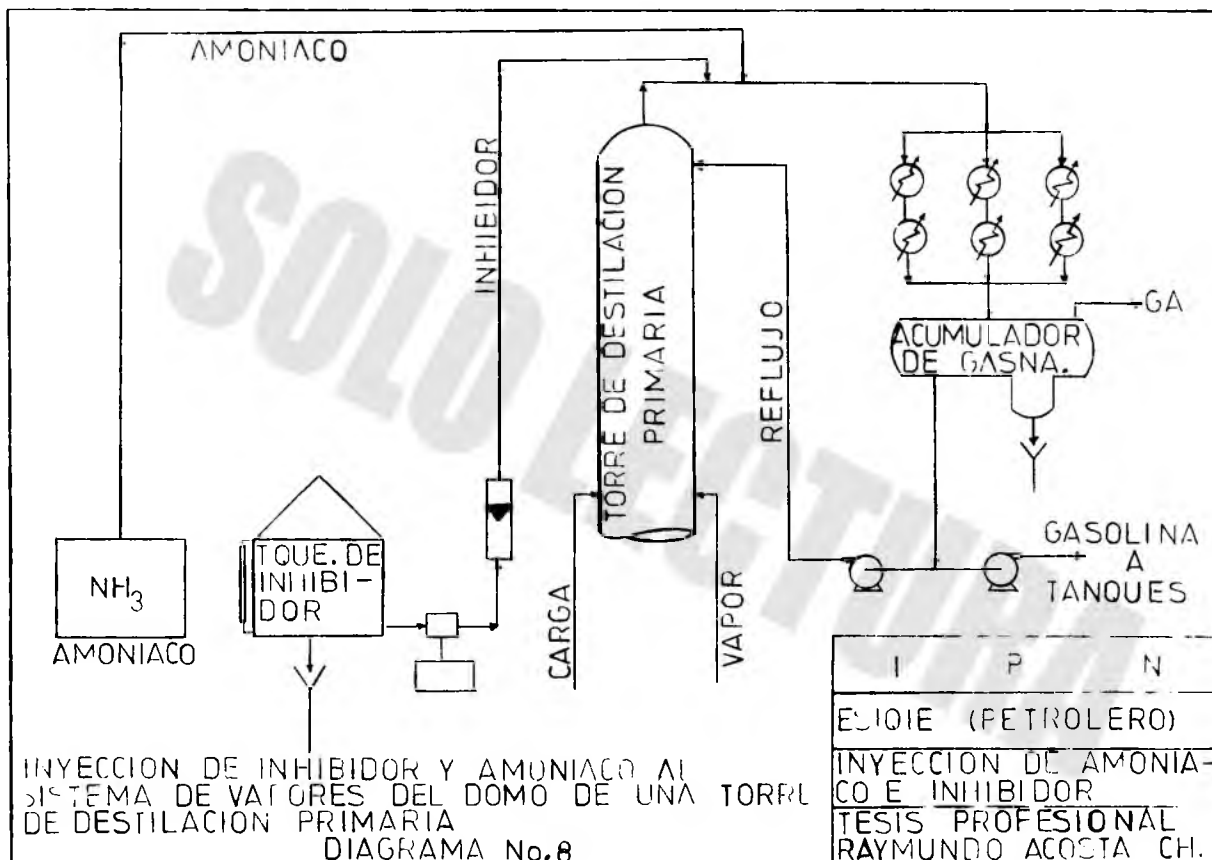
3) MEDICION DEL VOLUMEN INYECTADO.-

Esta medición puede hacerse en dos formas: usando rotámetros o bien por diferencia de niveles en el tanque -

de inhibidor.

4) AJUSTES DE LA INYECCION.-

La inyección se ajusta variando la carrera de la bomba. Bajo el aspecto de determinar la efectividad de la protección, cabe decir que el mejor camino para juzgarla son las inspecciones al equipo durante los paros de las unidades. Entre estas variaciones, o sea durante la operación normal, se pueden tener algunas indicaciones a través del análisis de las aguas drenadas en los acumuladores del sistema de condensación de las torres fraccionadoras, y el uso de cupones o testigos de corrosión.



IV.b.2.- RECUBRIMIENTOS PROTECTORES.

Estos son métodos basados en la protección o recubrimiento del material evitando el contacto directo con el medio corrosivo. Los recubrimientos hoy utilizados son de muchos tipos, según el material y las condiciones de empleo. Ejemplos típicos son: depósitos electrolíticos metálicos; formación de películas de óxidos protectores (anodizado) galvanizado; recubrimientos metálicos o no, efectuados por proyección con pistola, cementación (en aceros); revestimientos interiores de tanques y vasijas (plomo, níquel, aceros austeníticos, etc.); pinturas y barnices, etc. etc.

El empleo de recubrimientos es el método más generalizado para el combate de la corrosión. Estos se pueden clasificar de la siguiente manera:

- 1) Metálicos e inorgánicos.
- 2) Orgánicos.

1) Metálicos e inorgánicos.- Un recubrimiento de metal o material inorgánico puede proporcionar una barrera adecuada entre el metal y su ambiente. La función principal de estos recubrimientos es la de proporcionar una barrera efectiva. Los recubrimientos metálicos se aplican por rociado con flama, cladding, en caliente y deposición en fase vapor. Los inorgánicos se aplican por rociado, difusión o conservación química.

A continuación se tratará las formas de aplicación de éstos recubrimientos en el equipo a proteger.

Rociado con flama.- Este proceso también llamado "metalización" consiste en alimentar un alambre metálico o un volvo metálico a través de una flama que lo funde -- con lo cual el metal se divide en finas partículas líquidas las cuales se van a depositar en la superficie por -- proteger. Estos recubrimientos por regla general son poros y no dan buena protección bajo condiciones de corrosión muy húmedas. La superficie que se va a recubrir deberá ser limpiada con chorro de arena para obtener una --- unión adecuada.

Cladding.- Esto implica una capa superficial de metal colocado usualmente mediante el rolado de dos laminas de metal juntas. Por ejemplo, una placa de níquel y otra de acero se rolan en caliente juntas para producir una nueva placa con digamos 1/8" de níquel y 1" de acero. Generalmente el metal de cladding es más delgado con relación al metal a proteger. Este tipo de recubrimiento representa una gran ventaja económica ya que la barrera a la corrosión o sea el material más costoso es relativamente delgado y el resto es un material menos costoso.

En caliente (Hot Dipping).- Este procedimiento implica la inmersión del metal por recubrir en un baño de metal fundido el cual será el recubrimiento. Un ejemplo popular es el acero galvanizado. En este caso los espesores de recubrimiento son mucho mayores ya que es muy difícil producir recubrimientos en caliente muy delgados.

Deposición en fase vapor.- Esto se realiza en -- una cámara de alto vacío. El metal recubierto se vaporiza

mediante calentamiento eléctrico y el vapor se deposita en las partes a recubrir. Este método es el más caro de todos y por lo general se limita a partes críticas como son partes de alta resistencia de equipo complicado.

Difusión.- Los recubrimientos por difusión requieren de un tratamiento térmico para ocasionar la formación de una aleación por difusión de un metal en el otro. Por la razón anterior a este proceso se le conoce también como aleado superficial.

Conversión Química.- Los recubrimientos por conversión química se producen por la corrosión de la superficie del metal para formar un producto de corrosión adherente y protector.

La anodización consiste en la oxidación anódica - en un baño ácido para formar una capa de un óxido. Uno de los más conocidos productos es el aluminio anodizado en el cual la película protectora es el óxido de aluminio.

2) Recubrimientos Orgánicos.- Estos implican una barrera relativamente delgada entre el material y el medio ambiente.

Independientemente de una aplicación adecuada, -- existen tres factores que influyen grandemente en el comportamiento de un recubrimiento protector siendo: a) la preparación de la superficie, b) selección del primario, - c) selección del acabado.

La preparación de la superficie implica una cierta rugosidad en ella para obtener una unión mecánica así -

como la eliminación de suciedad, óxido, aceite, grasa y -- demás impurezas. En otras palabras se requiere de una superficie rugosa y limpia, el mejor método para lograrlo -- es con un chorro de arena. Existen otros métodos como limpieza química, mecánica, manual y con flama.

El primario deberá contener pigmentos inhibidores de la corrosión como son el cromato de zinc y el polvo de zinc y al mismo tiempo cumplir con otras funciones para -- actuar como barrera. Es necesario que sea buen humectante y que tenga un tiempo de secado corto, que sea afin y que proporcione una superficie adecuada al recubrimiento de -- acabado.

La selección del recubrimiento de acabado es muy importante. El uso de pintura baratas es una falsa economía ya que una gran parte del costo de una pintura está en su aplicación. Esta selección debe realizarse en función - del medio contra el cual se va a proteger el metal. Existe una gran cantidad de pinturas actualmente y sería necesario un trato completo para profundizar en éste tema.

En términos muy generales son las pinturas vinilicas y epóxicas las que tienen mayor aplicación en protección contra la corrosión.

IV.a.3.- APLICACION DE PROCEDIMIENTOS ELECTRICOS.

Cuando fluye una corriente eléctrica sobre una superficie metálica susceptible de corroerse situada entre - ánodo y cátodo, entre mayor es la corriente más corrosa se corroe el área correspondiente al ánodo.

Usando circuitos externos, se pueden implantar - corrientes adicionales sobre el metal y así cambiar y controlar la velocidad de corrosión. Ejemplos de los métodos basados en la aplicación de procedimientos eléctricos -- son: protección catódica y la pasivación anódica.

PROTECCIÓN CATODICA.-

El proceso de corrosión en metales se lleva a -- cabo con un flujo de electrones que abandonan la superficie metálica con la consecuente disolución y el paso del metal a forma iónica. Durante la protección catódica, se aplica corriente invirtiendo el sentido del flujo de electrones y evitando así la disolución del metal. Este método se utiliza preferentemente en tuberías y estructuras -- enterradas o sumergidas en medios acuosos.

Hay dos tipos de protección catódica:

- 1) Por corriente impresa y
- 2) Galvánica o de ánodo de sacrificio.

La primera se logra conectando una fuente suficientemente grande de corriente directa al metal que se -- corroe y un electrodo que se convierte en ánodo. El método usual como se hace es rectificando la corriente alterna. Debe haber un puente eléctrico entre el nuevo electrodo y el metal a proteger.

La protección galvánica utiliza un metal con un potencial más electronegativo que el potencial del metal que se pretende proteger; Estos metales más activos reci-

ben el nombre de ánodos galvánicos o ánodos de sacrificio - y son los que suministran la corriente necesaria para detener la corrosión. Los ánodos galvánicos que con mayor frecuencia se utilizan son de magnesio, zinc y aluminio; los ánodos de magnesio (Mg) han encontrado aplicación en la protección de estructuras enterradas, por su parte los ánodos de Zn y de Al se utilizan preferentemente para dar protección a estructuras sumergidas en medios acuosos.

PASIVACION ANODICA.-

Este método se aplica a materiales capaces de formar una película superficial pasiva, que puede mantenerse - incluso en medios en los que normalmente no sería estable, mediante la aplicación de una diferencia de potencial adecuada para hacer anódica, frente al electrodo de referencia, la superficie que ha de protegerse.

La pasivación anódica no detiene la corrosión completamente pero la reduce a una velocidad muy baja al sostener un cierto potencial. Este método solamente es útil con metales y aleaciones que muestren un comportamiento activo-pasivo. Se ha aplicado a Fe, acero inoxidable, Ti, Al y Cr. Se han efectuado aplicaciones simples como en tanques, complicadas como en cambiadores de calor de tubo-concha y novedosas como en unidades portátiles para carros-tanque.

Las ventajas de la protección anódica son:

- 1) Bajos costos de operación.
- 2) Aplicación a una amplia gama de medios corrosivos severos.

- 3) Amplio radio de acción. Puede proteger estructuras complejas. Necesita unos cuantos electrodos.
- 4) La corriente de protección es una buena guía para la velocidad de corrosión. Revela los problemas debidos a una protección inadecuada en las primeras etapas.

IV.b.4.- INGENIERIA DE DISEÑO.

Las distintas formas de corrosión (galvánica, erosión-corrosión, picadura, ataque intergranular y fallas por esfuerzo), son más susceptibles de controlar con un diseño apropiado del equipo de proceso.

Frecuentemente el diseño de una estructura es tan importante como la selección de los materiales de construcción. En tanto como en la selección, en el diseño se deben considerar los requerimientos mecánicos y de resistencia junto con ciertos márgenes para corrosión. En todos los casos, el diseño mecánico de un componente deberá de basarse en el material de construcción. Lo anterior es muy importante, ya que los materiales de construcción usados para resistencia a la corrosión varían ampliamente con sus características mecánicas.

Espeor de pared.- Dado que la corrosión es una acción penetrante, es necesario estimar esta reducción de espesor, al diseñar tuberías se procura que sean el doble del espesor que nos dará la vida deseada. Si se requiere una vida útil de 10 años para un tanque dado, y la veloci-

dad de corrosión se estima en 13MPA, el espesor requerido será de 1/8" y el tanque deberá diseñarse con un espesor de pared de 1/4". Por supuesto, el espesor de pared debe cumplir con los requerimientos mecánicos como presión, peso y consideraciones de esfuerzo.

Reglas en El Diseño.- Existen muchas reglas en el diseño que deben seguirse para una mejor resistencia a la corrosión. Algunas de ellas son las siguientes:

1) Los tanques y recipientes deberán ser soldados en lugar de ser remachados.

2) La limpieza y drenaje de tanques y recipientes deberá ser fácil. Los fondos de tanques deben tener una cierta pendiente hacia el drenaje para evitar que quede líquido en el fondo una vez vacío el tanque.

3) Aquellas partes que se espera fallen rápidamente en servicio deberán diseñarse para facilitar su cambio.

4) Deberán evitarse esfuerzos mecánicos excesivos y concentraciones de esfuerzos en aquellos componentes que están expuestos a medios corrosivos. Este cuidado deberá ser mayor cuando se usan materiales susceptibles a las fracturas por corrosión-esfuerzo, como el acero inoxidable.

5) Evitése los cambios grandes y bruscos de dirección en sistemas de tuberías. Este tipo de cambios -- tiende a propiciar la corrosión-erosión.

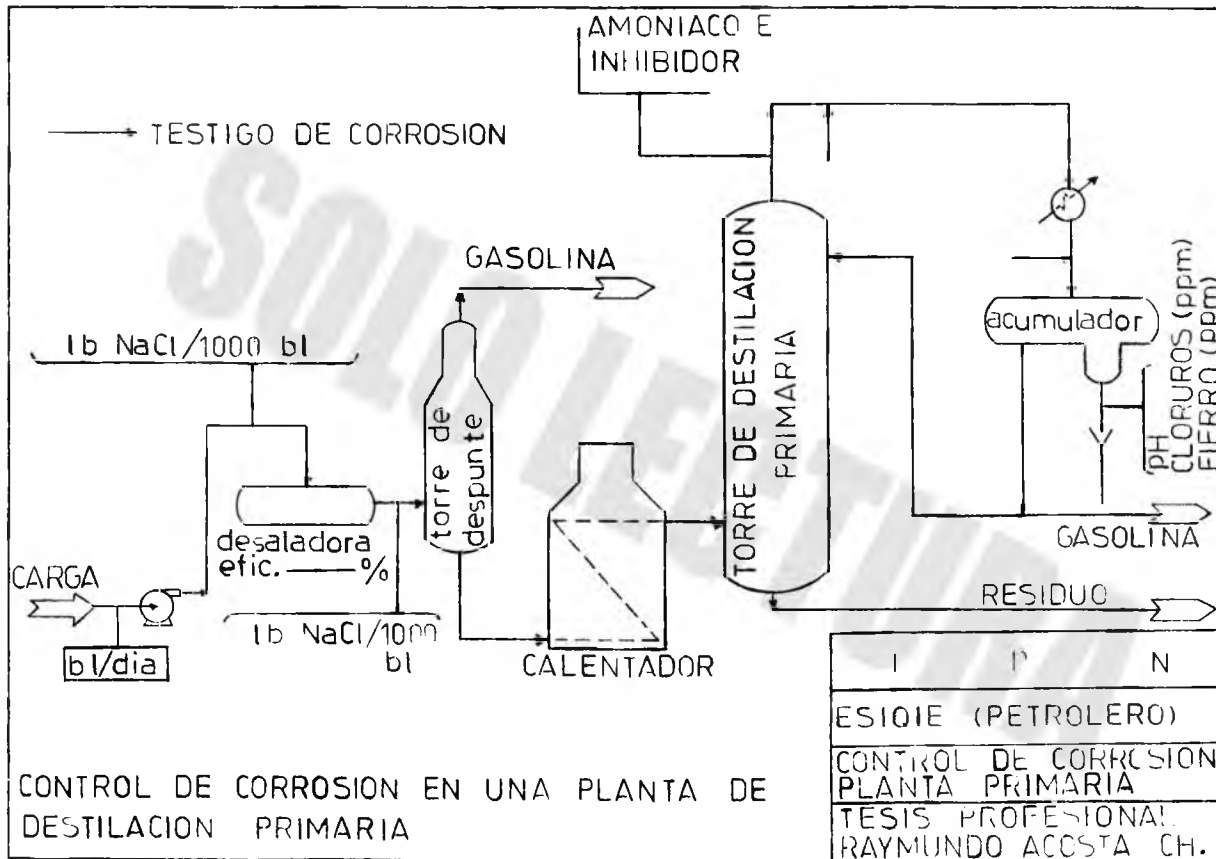
6) Evitése los puntos calientes durante las operaciones de transmisión de calor. Los intercambiadores de ca-

lor y otros dispositivos de transmisión de calor deberán - diseñarse para asegurar gradientes de temperatura uniforme. Una distribución desproporcionada de temperaturas ocasiona calentamientos localizados y altas velocidades de corrosión. Es más, estas distribuciones defectuosas pueden producir esfuerzos, que se llega a tener fracturas por corrosión-esfuerzo.

7) Deberá diseñarse para eliminar el aire. Ya se ha visto que la reducción del oxígeno, reduce en muchos -- casos la velocidad de corrosión.

IV.b.5.- SELECCION DE MATERIALES.

El método más común para evitar la corrosión, es la selección del metal o aleación adecuado para un determinado servicio corrosivo, esto es, se debe seleccionar el material que tenga la mejor resistencia a la corrosión. Lo anterior esta en función del medio ambiente en que se pretende utilizar dicho material y del costo de éste.



CONCLUSIONES

Es muy importante el control adecuado de la corrosión en las plantas de destilación primaria, ya que de ello depende, el mantenimiento que se les tenga que dar a los -- equipos que la forman, seguridad de la planta, costos por -- reemplazo de equipo y vida útil de los equipos. Por lo tanto, para que las personas que trabajan en problemas de corrosión en dichas plantas, sepan en determinada circunstancia cual es el mejor método para detectar la corrosión o para -- controlar su severidad, necesita tener un conocimiento básico de cómo se produce el fenómeno de corrosión, técnicas -- para detectarla y formas de controlarla.

En el presente trabajo se trataron las causas que originan la corrosión en las plantas de destilación primaria (principalmente en las torres de destilación y su sistema de condensación), así como los métodos que se utilizan para controlarla; de ésta manera se tratan de dar los conocimientos básicos que coadyuvan al mejor control de la corrosión en éstas plantas.

Actualmente la forma de detectar y controlar la -- corrosión en las plantas de destilación primaria es buena, más sin embargo, se hacen necesarias algunas modificaciones y mejoras tales como:

- 1) Un mejor control de inyección de neutralizador (NH_3).- Esto se logra mediante un panel de control automático del pH de los condensados que llegan al acumulador -- de gasolina (los valores óptimos de pH están entre 6 y 6.5);

mediante el panel de control automático de pH, la señal --- electrónica que se tiene del pH se convierte a señal eléctrica o neumática que gobernaría a una válvula automática de control, la cual estaría situada en la línea que inyecta amoníaco desde el tanque de almacenamiento de NH_3 hasta la línea de vapores de la parte superior de la torre primaria.

2) Inyección de agua de lavado.- La inyección de - agua de lavado (la cual debe estar tratada) se hace en la - línea de vapores que viene del domo de la torre primaria, - los más cerca posible a la entrada de los condensadores; la velocidad de inyección del agua de lavado debe ser aproximadamente de 3% de el total de flujo de la parte superior de la torre primaria. Esta agua de lavado elimina depósitos de sal (ejemplo NH_4Cl , FeCl_2 y FeS) de los condensadores e incrementa el punto de rocío evitando depósitos de sal, la inyección de agua también diluye el HCl presente.

3) Mejor separación de agua.- Instalar un koch --- fleximer en el acumulador para ayudar a la coalescencia del agua; también la línea de succión de la bomba de reflujo - debe estar erizada dentro del acumulador unas 30.5 cm. para evitar la zona de asentamiento de agua. Lo anterior trae -- como consecuencia que la gasolina de reflujo no arrastre -- NH_4Cl eliminando la corrosión y depósitos de NH_4Cl en la -- parte superior de la torre de destilación primaria.

Los resultados combinados de las modificaciones -- (1,2 y 3) dan un mejor control de la corrosión en las torres de destilación primaria y su sistema de condensación. Con las siguientes ventajas: Mejor control de adición de -- NH_3 , mejor control de pH de el agua en el tren de condensadores, reducción de la velocidad de corrosión y las ventajas ya señaladas en los primeros tres puntos.

BIBLIOGRAFIA

- 1) Fontana M. G.
Greene N. D.
"Corrosión Engineering"
Mc Graw Hill Book Co.
- 2) John C. Hogg.
Charles L. Bickel
Margaret Nicholson
Harold V. Wik
"Química Un Enfoque Moderno".
- 3) Dr. Rafael Ruiz V.
"Corrosión"
Conferencia sustentada en el Instituto Mexicano del
Petroleo.
- 4) "La Corrosión en la Industria Petrolera"
Apuntes editados por la Sptcia. Gral. de Inspección y
Seguridad de la Refinería de Salamanca.
- 5) "Manual de operación de la planta de destilación
primaria No.2"
Refinería "18 DE MARZO".
- 6) Boris Danilov
"Better control against corrosión"
Hydrocarbon Processing
September 1979, Pag 161 y 162.

- 7) Fred A. Mc Millin
"Crude unit corrosión"
Hydrocarbon Processing
Abril 1978, Pag. 141 y 142.
- 8) Paul F. Pelosi
Carl J. Cappabianca
"Corrosión control in steam and condensate lines"
Chemical Engineering
June 24, 1985, Pag. 61, 62 y 63.
- 9) Eddie C. French
William F. Fahey
"New crude unit corrosión problem"
Hydrocarbon processing
May 1979, Pag. 145 y 146.
- 10) Literatura y datos experimentales del Departamento
de Inspección y Seguridad de la Refinería
"18 DE MARZO"