



**ESCUELA SUPERIOR POLITECNICA DEL LITORAL**  
**Departamento de Ingeniería Mecánica**



Presentación del Informe Técnico:  
"DETECCION DE LA CORROSION APLICANDO  
TECNICAS NO DESTRUCTIVAS"

Previo a la obtención del Título de:  
**INGENIERO MECANICO**

Presentada por:  
**SANTOS EDUARDO ERAS GUAMAN**

Guayaquil - Ecuador  
1989

## A G R A D E C I M I E N T O

\* A LA ESCUELA SUPERIOR POLITECNICA DEL LITORAL

\* AL COLEGIO DE INGENIEROS MECANICOS-GUAYAS.

\* A Los Profesores de la Facultad de Ingeniería  
Mecánica.

\* Al Ing. Ernesto Martínez Lozano, Director del  
Presente Informe.

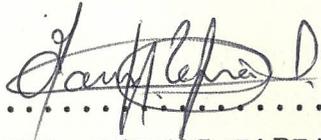
\* Al Ing. Luis Eras Guamán, por su ayuda cons-  
tante a la culminación de mis estudios.

\* A la Compañía SENDRE Cia Ltda dedicada a los  
Ensayos No Destructivos, al Ing. Omar Se-  
rrano, al Ing. Carlos Ordóñez V., y a to-  
das las personas que directa e indirecta-  
mente colaboraron a la realización de es-  
te Informe.

DEDICATORIA

A mis Padres      José Agenor  
                                 Amada

A mis Hermanos      Luis Alberto  
                                 Gloria Isabel  
                                 Manuel Evaristo  
                                 Marcos Agenor  
                                 Jorge Armando



.....  
ING. MARCOS TAPIA  
SUB-DECANO DE LA FACULTAD  
DE INGENIERIA MECANICA



.....  
ING. ERNESTO MARTINEZ  
DIRECTOR DE INFORME  
TECNICO



.....  
ING. OMAR SERRANO V.  
MIEMBRO DEL TRIBUNAL

DECLARACION EXPRESA

Declaro que:

"Este Informe Técnico corresponde a la resolución,  
de un problema práctico relacionado con el perfil  
profesional de la Ingeniería Mecánica"

(Reglamento de Graduación Mediante la Elaboración  
de Informes Técnicos)

  
.....  
EDUARDO ERAS GUAMAN

## R E S U M E N

En el presente trabajo indico como utilizar las diferentes técnicas - no destructivas para la detección de la corrosión en materiales ferrosos y no ferrosos.

En la industria naval, petroquímica, aeronáutica, etc., existe una gran variedad de materiales que debido a las condiciones de trabajo, sufren un proceso acelerado de corrosión, la que varía según el tipo de material y la función que desempeña.

Con las técnicas no destructivas se determina los diferentes tipos de corrosión existentes, tales como: uniforme, galvánica, por picaduras, intergranular, exfoliante, por fatiga, tensión y otros que producen fallas en piezas y accesorios.

Dentro de mis actividades profesionales he tenido la oportunidad de utilizar métodos no destructivos para la determinación y localización de estos tipos de corrosión en elementos estructurales. Las técnicas no - destructivas que he utilizado para el efecto son: Ultrasonidos, Radiografía industrial, Líquidos penetrantes, Partículas magnéticas y corrientes inducidas. La selección de estas técnicas depende de la forma de la pieza, profundidad de corrosión, tipo de material y otras condiciones.

De la práctica que he experimentado en la inspección de calderos, cas

## VII

cos de barcos, tuberías, recipientes de almacenamiento, etc., efectuó el análisis de resultados a fin de determinar el estado en que se encuentra el elemento estructural correspondiente, y de esta forma emitir un criterio de aceptación, corrección o rechazo.

Recomiendo al final del informe, los tipos de ensayo que se pueden emplear en la detección de corrosión en elementos estructurales empleados en industrias instaladas en nuestro medio.

## INDICE GENERAL

	<u>Pag.</u>
TITULO .....	I
AGRADECIMIENTO .....	II
DEDICATORIA .....	III
DECLARACION EXPRESA .....	V
RESUMEN .....	VI
INDICE GENERAL .....	VIII
LISTA DE FIGURAS .....	X
LISTA DE TABLAS .....	XIII
LISTA DE ABREVIATURAS .....	XV
ANTECEDENTES .....	17
CAPITULO I	
GENERALIDADES	
1.1 Tipos de corrosión .....	18
1.2 Tipos de Ensayos No Destructivos para el estudio de la corrosión .....	23
CAPITULO II	
DETERMINACION DE LA TECNICA A EMPLEAR	
2.1 Selección de la Técnica No Destructiva para análisis de corrosión en calderos .....	36
2.2 Selección de la Técnica No Destructiva para análisis de corrosión en tuberías .....	40
2.3 Selección de la Técnica No Destructiva para análisis de corrosión en barcos .....	44

2.4 Selección de la Técnica No Destructiva para análisis de corrosión en recipientes de almacenamiento .....	50
CAPITULO III	
APLICACION PRACTICA DE LOS ENSAYOS NO DESTRUCTIVOS	
3.1 Determinación de corrosión en un caldero .....	57
3.2 Determinación de corrosión en tuberías de oleoductos	82
3.3 Determinación de corrosión en barcos .....	84
3.4 Determinación de corrosión en recipientes de almace- namiento .....	93
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES .....	102
APENDICES .....	104
BIBLIOGRAFIA .....	121

## LISTA DE FIGURAS

<u>N°</u>		<u>Pag.</u>
1	Formas de reflexión para defectos de distinto tipo y geometría y sus representaciones en la pantalla del osciloscopio .....	26
2	Relación entre densidad radiográfica y espesor del calibrador radiografiado (tipo escalerilla) .....	45
3	Diagrama para la construcción de calibrador tipo escalerilla .....	46
4	Diagrama para la construcción de calibrador tubular-tipo rampa .....	47
5	Posición de los tubos del hogar de la Central Termo-eléctrica "ANIBAL SANTOS" .....	60
6	Sitios donde se realizó medición de espesores.- Barco Pesquero "ELIZABETH F" .....	86
7	Posición de las planchas del fondo y paredes del tanque .....	95
8	Diagrama correspondiente al cilindro G.L.P. de 28 m <sup>3</sup> de capacidad .....	101
A1	Equipos de ultrasonidos utilizados para la detección de la corrosión.- a) Unidad ultrasónica detectora de fallas SONIC MARK I.- b) Medidor digital de espesores ultrasónico UTM 20B .....	105

XI

<u>N°</u>		<u>Pag.</u>
A2	Unidad de corrientes inducidas utilizada en la detección de microgrietas y centros de corrosión .....	106
A3	Densitómetro utilizado para la medición de variación de densidad radiográfica debido a corrosión .....	106
A4	Equipo de rayos X utilizado para la detección de corrosión .....	107
A5	Equipo de partículas magnéticas utilizado para la detección de defectos superficiales y sub-superficiales	108
A6	Boroscopio flexible utilizado para la detección de corrosión interna en tubos .....	108
A7	Inspección visual utilizando un boroscopio de fibra óptica en un compresor .....	109
A8	Inspección ultrasónica.- a) Medición de espesores .- b) Detección de corrosión con una unidad detectora de fallas .....	109
A9	a) Corrosión por presencia de oxígeno y cloruros en tubos de calderos.- b) Corrosión producto de incrustaciones en tubos de calderos .....	110
A10	Tubos de calderos.- Corrosión externa en la zona afectada por el calor .....	111
A11	Tubos de caldero que falló por reducción de espesor en la zona afectada por el calor .....	111
A12	Señales típicas obtenidas en la unidad ultrasónica - detectora de fallas.- a) Tubería sin defecto.- b) Tu	

XII

	<u>Pag.</u>
	bería con reducción de espesor e incrustaciones .... 112
A13	a) Corte de dos tubos en los que se detecta reducción de espesores b) Reducción de espesor en la sección transversal del tubo de un caldero (cara de lado de fuego) ..... 113
A14	Disposición del equipo de rayos X en sitio para la detección de corrosión en tuberías ..... 114
A15	a) Variación del espesor de una sección de tubería - inspeccionada.- b) Observación de productos de corrosión en una toma radiográfica ..... 115
A16	Inspección con partículas magnéticas secas.- a) Forma de aplicar partículas magnéticas.- b) Marcas de fisuras y corrosión en la base de un tubo ..... 116
A17	Inspección con partículas magnéticas fluorescentes.. 117
A18	Inspección Visual.- a) Detección de evolución de hidrógeno en las paredes de un tanque.- b) Corte transversal de la plancha. Nótese el desprendimiento de material por la presencia de hidrógeno molecular ... 118
A19	Inspección visual.- a) Corrosión homogénea en el fondo de un tanque.- b) Presencia de picaduras en el planchaje del fondo del tanque..... 119
A20	Inspección visual.- a) Corrosión localizada en el techo de un tanque.- b) Corrosión localizada en la parte inferior de un tanque ..... 120

## LISTA DE TABLAS

N°		Pag.
I	Serie de fuerza electromotriz .....	20
II	Velocidad de propagación del ultrasonido e impedancia acustica para diversos materiales .....	28
III	Longitud de onda correspondiente a distintas frecuencias para materiales de uso más común .....	29
IV	Tiempo de penetración ( tintas penetrantes coloreados) .....	32
V	Tiempo de penetración ( tintas penetrantes fluorescentes) .....	33
VI	Dimensiones de tuberías de acero comercial y su espesor de pared (ASA B.36.10 y B.36.19) .....	42
VII	Características de las técnicas no destructivas de inspección .....	55
VIII	Técnicas no destructivas para la detección de la corrosión en diferentes elementos .....	56
IX	Resultados de la medición de espesores en la Central Termoeléctrica "ANIPAL SANTOS" .....	61
X	Resultados de la medición de espesores en la tubería de la línea PY 8106 .....	83
XI	Resultados de la medición de espesores del barco pesquero "ELIZABETH F" .....	88

XIV

	<u>Pag.</u>
XII Resultados de la inspección en tanque de almacenamiento de combustible .....	96
XIII Resultados de inspección de tanque cilíndrico para almacenar G.L.P..-Julio 24 de 1984. ....	99
XIV Resultados de inspección en tanque cilíndrico para almacenar G.L.P..- Julio 28 de 1988. ....	100

## LISTA DE ABREVIATURAS

ABS	=	American Bureau of Shipping
ANSI	=	Instituto Nacional Americano
API	=	Instituto Americano de Petróleo
ASA	=	Sociedad Americana de Normas
ASME	=	Sociedad Americana de Ingenieros Mecánicos
ASTM	=	Sociedad Americana de Ensayo de Materiales
AWS	=	Sociedad Americana de soldadura
cm	=	centímetro
cm <sup>3</sup>	=	Centímetros Cúbicos
dB	=	Decibel
D.E.	=	Diámetro exterior
DFP	=	Distancia Fuente Película
END	=	Ensayos No Destructivos
f	=	Frecuencia
G.L.P.	=	Gas Licuado de Petróleo
ISO	=	Organización Internacional de Normalización
KV	=	Kilovoltaje
m	=	Metros
m <sup>3</sup>	=	Metros Cúbicos
mAmp	=	Mili amperios
MHz	=	Mega Hertz
min	=	minutos
mm	=	Milímetro

## XVI

m/s	=	metros/segundos
Psi	=	Libras por pulgada cuadrada
pulg.	=	Pulgada
s	=	Segundo
TRC	=	Tubo de Rayos Catódicos
v	=	Velocidad
°C	=	Grados centígrados
$\lambda$	=	Longitud de onda
$\emptyset$	=	Diámetro
%	=	Porcentaje

## ANTECEDENTES

El presente trabajo recoge la experiencia lograda a través de trabajos realizados en el país desde 1983 hasta la fecha, empleando una técnica capaz de detectar los diversos tipos de fallas de una forma tal que la pieza examinada no sufra los efectos propiamente dichos del examen. Así mismo propongo que este informe sea una guía para que cualquier persona interesada pueda aplicarla tanto para el examen de elementos ferrosos y no ferrosos.

En este informe destaco el énfasis puesto en aspectos puntuales tales como el análisis de la corrosión que se produce en diversas formas y maneras en una pieza, y como a través de los Ensayos No Destructivos se puede detectar, medir y posteriormente dar una solución parcial o total.

Debo destacar que los Ensayos No Destructivos desde el punto de vista económico, aunque inicialmente es más costoso al final este se ve compensado ya que puede utilizarse el mismo objeto inspeccionado luego de subsanar la falla. Además, el uso de los Ensayos No Destructivos (END) en múltiples ocasiones han servido para evitar innumerables accidentes así como pérdidas materiales, económicos y vidas humanas, debido a que estos son aplicados a la revisión de fuselajes de aviones, ejes de barcos, tuberías, planchas, tanques de almacenamiento de combustible, etc.

# CAPITULO I

## GENERALIDADES

### 1.1 TIPOS DE CORROSION

La industria nacional y en especial la de nuestra región se encuentran inmersa en un ambiente con alto poder de corrosión, esto hace que sea necesario el estudio de los diferentes tipos de corrosión. La corrosión que ataca de una manera diferente y en diversas formas a un mismo material, es la causa de costosas inversiones cuando no es tratada a tiempo; y el objetivo de este trabajo es determinarla y evaluarla.

Los diversos tipos de corrosión que se explican posteriormente nos daran la idea de que procedimiento de ensayo se debe utilizar, debido a que no se puede usar cualquier ensayo para todos los casos de corrosión, sino un ensayo específico para cada uno de ellos.

#### 1.1.1 Corrosión uniforme

Es la forma más común de la corrosión y normalmente esta caracterizada por reacciones químicas o electroquímicas que se producen uniformemente sobre toda la superficie. En una superficie pulida, este tipo de corrosión se aprecia a primera vista como una pérdida de brillo general, y si se permite que continúe, la rugosidad de esta superficie aumentará.

### 1.1.2 Corrosión galvánica

La corrosión galvánica se produce cuando dos metales diferentes están en contacto y expuestos a un medio electrolítico. - De acuerdo a la serie galvánica, tabla I, se establece una diferencia de potencial en los materiales. Así tenemos, que los materiales que ocupan la parte superior son más activos a la corrosión, mientras que, los que están ubicados en la parte inferior son materiales nobles o menos activos a la corrosión. De lo que se establece:

- Cuando metales diferentes son unidos, el más activo o metal anódico es corroído rápidamente, mientras que, el metal noble o catódico tiende a ser protegido.
- Cuando la diferencia de potencial aumenta la corrosión galvánica aumenta.

### 1.1.3 Corrosión por picaduras

Estas son cavidades que toman la forma cóncava o hemisféricas. Es una de las formas más peligrosas de corrosión y que se presenta generalmente en superficies metálicas donde el revestimiento falla, dejando áreas pequeñas en contacto con un medio corrosivo.

Se da principalmente en los metales enterrados o sumergidos, aunque también se presentan en la atmósfera.

Una picadura puede ser descrita como una cavidad o agujero con

TABLA I

## SERIES DE FUERZA ELECTROMOTRIZ

Reacción de Electrodo	Oxidación Normal Potencial, E(V), 25°C
Li = Li <sup>+</sup> + e <sup>-</sup>	3.05
K = K <sup>+</sup> + e <sup>-</sup>	2.93
Ca = Ca <sup>++</sup> + 2e <sup>-</sup>	2.87
Na = Na <sup>+</sup> + e <sup>-</sup>	2.71
Mg = Mg <sup>++</sup> + 2e <sup>-</sup>	2.37
Be = Be <sup>++</sup> + 2e <sup>-</sup>	1.85
U = U <sup>++</sup> + 3e <sup>-</sup>	1.80
Hf = Hf <sup>++</sup> + 4e <sup>-</sup>	1.70
Al = Al <sup>++</sup> + 3e <sup>-</sup>	1.66
Ti = Ti <sup>++</sup> + 2e <sup>-</sup>	1.63
Zr = Zr <sup>++</sup> + 4e <sup>-</sup>	1.53
Mn = Mn <sup>++</sup> + 2e <sup>-</sup>	1.18
Nb = Nb <sup>++</sup> + 3e <sup>-</sup>	ca. 1.1
Zn = Zn <sup>++</sup> + 2e <sup>-</sup>	0.763
Cr = Cr <sup>++</sup> + 3e <sup>-</sup>	0.74
Ga = Ga <sup>++</sup> + 3e <sup>-</sup>	0.53
Fe = Fe <sup>++</sup> + 2e <sup>-</sup>	0.440
Cd = Cd <sup>++</sup> + 2e <sup>-</sup>	0.403
In = In <sup>++</sup> + 3e <sup>-</sup>	0.342
Tl = Tl <sup>+</sup> + e <sup>-</sup>	0.336
Co = Co <sup>++</sup> + 2e <sup>-</sup>	0.277
Ni = Ni <sup>++</sup> + 2e <sup>-</sup>	0.250
Mo = Mo <sup>++</sup> + 3e <sup>-</sup>	ca. 0.2
Sn = Sn <sup>++</sup> + 2e <sup>-</sup>	0.136
Pb = Pb <sup>++</sup> + 2e <sup>-</sup>	0.126
H <sub>2</sub> = 2H <sup>+</sup> + 2e <sup>-</sup>	0.000
Cu = Cu <sup>++</sup> + 2e <sup>-</sup>	-0.337
Cu = Cu <sup>+</sup> + e <sup>-</sup>	-0.521
2Hg = Hg <sub>2</sub> <sup>++</sup> + 2e <sup>-</sup>	-0.789
Ag = Ag <sup>+</sup> + e <sup>-</sup>	-0.800
Pd = Pd <sup>++</sup> + 2e <sup>-</sup>	-0.987
Hg = Hg <sup>++</sup> + 2e <sup>-</sup>	-0.854
Pt = Pt <sup>++</sup> + 2e <sup>-</sup>	ca. -1.2
Au = Au <sup>++</sup> + 3e <sup>-</sup>	-1.50

diámetro superficial del mismo tamaño o menor que la profundidad. A menudo se dificulta la detección de agujeros, porque son de pequeño diámetro y están recubiertos con productos de corrosión.

#### 1.1.4 Corrosión intergranular

Es un ataque situado en los límites de un grano de un material, frecuentemente los límites del grano son anódicos al cuerpo principal del grano y al entrar en contacto con un medio electrolítico se produce una rápida corrosión selectiva de los límites del grano. Este es el tipo más peligroso de corrosión, debido a que no puede detectarse por inspección visual normal, por esta razón, y por lo general no se detecta hasta que falle la pieza o elemento de máquina.

La corrosión intergranular puede ser causada por las siguientes razones:

- Impureza en los límites del grano
- Concentración de uno de los elementos aleantes en los límites del grano.
- Ausencia o disminución de la concentración de uno de los elementos aleantes en las áreas adyacentes a los límites del grano.

#### 1.1.5 Corrosión exfoliante

Es una forma de corrosión intergranular que se manifiesta por la elevación de los granos superficiales del metal, por la fuerza ejercida por los productos expansivos de la corrosión que tiene lugar en los límites del grano justamente debajo de la superficie. Es evidencia visible de corrosión intergranular y se ve mayormente en secciones extruidas, donde el grosor del grano es por lo general menor que los perfiles laminados.

#### 1.1.6 Corrosión por fatiga

Resulta del efecto combinado de tensión cíclica y corrosión. Ningún metal es inmune a alguna forma de reducción en su resistencia por la tensión cíclica si el metal se halla en un ambiente corrosivo. La falla por corrosión debido a fatiga se produce en dos etapas. Durante la primera, la combinación de la acción y de la tensión cíclica daña el metal por la formación de picaduras y grietas hasta el punto que finalmente se producirá una fractura por tensión cíclica, aún cuando se haya eliminado totalmente el ambiente corrosivo. La segunda etapa, es fundamentalmente una etapa de fatiga en la que la falla se produce por propagación de la grieta y que queda principalmente controlada por los efectos de la concentración de la tensión y las propiedades físicas del metal. La fractura de una pieza metálica debido a la corrosión por fatiga se produce por lo general a una tensión muy por debajo del límite de fa

tiga aun cuando el daño producido por la corrosión sea pequeño.

#### 1.1.7 Corrosión por tensión

Sobre una superficie metálica, áreas diferentes de ésta puede ser anódica o catódica entre sí, debido a tensiones internas o aplicadas. La corrosión por tensión se produce cuando una parte se halla sometida a tensión tensil en presencia de un medio corrosivo. Aún cuando la evidencia de corrosión pueda ser insignificante, cualquier corrosión hará que aumente los concentradores de tensión en dicha área y produzca un ataque corrosivo por tensión. Esta discontinuidad generalmente se desarrolla en un plano perpendicular al de la línea de tensión.

### 1.2 TIPOS DE ENSAYOS NO DESTRUCTIVOS PARA EL ESTUDIO DE LA CORROSION.

Para detectar los diferentes tipos de corrosión estudiados en la sección 1.1, se hace necesario el uso de uno o de varios métodos y técnicas. Los métodos pueden ser de tipo destructivo y no destructivo. El presente informe se referirá a los ensayos no destructivos.

Los Ensayos No Destructivos se emplean de ordinario, cuando se trata de analizar un material o elemento de máquina, sin que modifique sus condiciones de uso o capacidad de servicio para lo cual fue diseñado.

Varias técnicas de Ensayos No Destructivos (END) son comunmente usadas para la detección y evaluación de la corrosión. Cuando el área es físicamente accesible, el ensayo visual es usado periódicamente. Instrumentos como lentes de aumento, endoscopios, boroscopios, fibras ópticas, etc, son comunmente utilizados para la evaluación en áreas menos accesibles.

Con el exámen visual se determina también otras técnicas de END para ser aplicadas, las que principalmente son usadas en la detección de la corrosión, estas son: radiografía industrial, tintas penetrantes, corrientes inducidas, ultrasonidos, entre otras llamadas de control de calidad.

#### 1.2.1 Ultrasonidos

La aplicación de los ultrasonidos se basa en el principio piezo-eléctrico, que es un fenómeno por el cual una corriente eléctrica al ser aplicada a un cristal se transforma en energía mecánica y la trasmite a través de un medio de unión hacia la pieza o material a ser ensayada, o viceversa. Entre los cristales más caracterizados por esta propiedad estan: El cuarzo, titanita de bario, tourmaline y sales de Rochele. Las vibraciones así generadas se propagan a través de la pieza ensayada con una velocidad que depende de las propiedades mecánicas del material ensayado.

Dentro de los ultrasonidos para detectar corrosión, se utiliza técnicas que emplean palpadores que transmiten ondas normales y transvesales, y palpadores focalizados. Además de los palpadores, se emplea una unidad con Tubo de Rayos Catódicos (TRC), - la que nos permite hacer una visualización de las señales obtenidas y con estas, poder realizar un revelamiento de las discontinuidades en evaluación y localización dentro del material.

En la figura 1, se presenta un esquema en donde se indica el - tipo de discontinuidad con la forma característica de la señal obtenida en el TRC.

Las ondas ultrasónicas al igual que cualquier otro movimiento ondulatorio, se encuentra definida unívocamente por los siguientes parámetros: frecuencia, longitud de onda, velocidad, amplitud.

Los tres primeros parámetros están relacionados entre sí por - la siguiente ecuación:

$$\lambda = v/f \quad (1.1)$$

La velocidad ( $v$ ) es un parámetro característico del medio en - que se transmite, la frecuencia ( $f$ ) del cristal (transductor) u tilizado y, lógicamente, la longitud de onda ( $\lambda$ ) de ambas circunstancias.

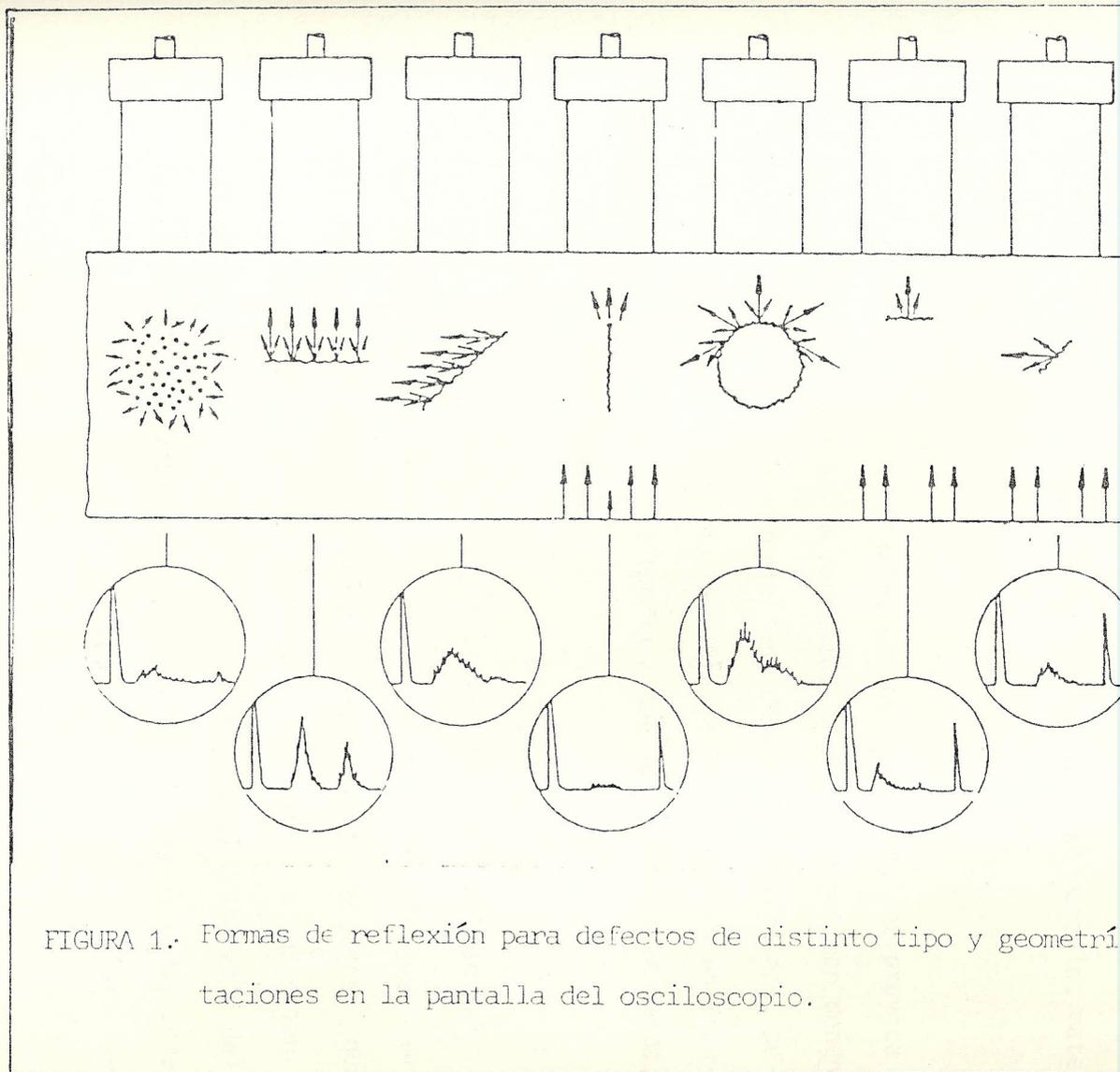


FIGURA 1. Formas de reflexión para defectos de distinto tipo y geometrías en la pantalla del osciloscopio.

Puesto que la longitud de onda es inversamente proporcional a la frecuencia (Ec. 1.1), la detección de los defectos pequeños está estrechamente vinculada con la frecuencia del exámen: más elevada es la frecuencia del haz ultrasónico mayor es la sensibilidad de detección. En la tabla II se dan valores de velocidad de propagación y en la tabla III se dan las longitudes de onda correspondientes a distintas frecuencias para los materiales más comunes.

La discontinuidad al ser reflejada, una parte del haz provoca la aparición del eco en la pantalla. La amplitud del eco depende de muchos factores: orientación, dimensión, naturaleza, posición, etc. La posición de la pantalla en cambio, es univocamente proporcional a la distancia a que se encuentra la sonda, es decir la profundidad.

En los ultrasonidos, los transductores de onda longitudinal - son usados para la detección de corrosión exfoliante, agrietamiento por corrosión y en general para observar defectos que se encuentran en dirección del haz ultrasónico. La corrosión - por picadura e intergranular las cuales causan dispersión del haz ultrasónico, puede ser detectado con el uso de ondas angulares. Los transductores focalizados se usan generalmente para medición de espesores.

TABLA II. Velocidad de propagación del ultrasonido e impedancia acústica en diversos materiales.

Material	Velocidad de propagación (m/s)		
	Longitudinal	Transversal	Superficial
Acero	5.925	3.255	2.790
Aluminio	6.250	3.100	2.790
Fundición	4.000	2.200	2.300
Niquel	5.480	2.990	2.700
Bronce	4.450	2.120	1.950
Zinc	4.170	2.480	2.230
Plexiglas	2.740	1.120	-
Vidrio Crown	5.660	3.420	3.060
Agua a 20°C	1.320	-	-
Cobre	4.660	2.200	1.930
Aire	330	-	-

TABLA III. Longitud de onda correspondientes a distintas frecuencias de uso más común.

Material	Longitud de onda (mm)		
	1 MHz	2 MHz	3 MHz
Acero	5.85	2.925	1.95
Aluminio	6.25	3.125	2.08
Fundición	3.5/5.6	1.7/2.8	1.17/1.87
Bronce	4.45	2.225	1.49
Cobre	4.66	2.33	1.55
Plexiglas	2.7	1.35	0.9

### 1.2.2 Radiografía Industrial

Es una técnica que se basa en el principio físico de la radiación penetrante de los rayos X y radiación gamma, para examinar materiales opacos a la luz. La cantidad de radiación absorbida por los materiales depende del espesor del material a inspeccionar, de la densidad de éste y, del número atómico del material, por lo tanto, la intensidad de los rayos emergentes de la materia es variable.

La radiografía es usada para facilitar la inspección de estructuras complejas y para proporcionar un examen de la posición relativa de un montaje. Esta también ha de ser usada para detectar corrosión picadura en cilindros tubulares de acero. Generalmente, la radiografía necesita sensibilidad o proporciona bajos contrastes radiográficos, al menos que, la radiación empleada produzca radiación poco penetrante (baja energía). Los cambios de espesor para ser detectados pueden ser del uno al dos por ciento del espesor total. La radiografía también puede ser utilizada para detectar agrietamientos debido a corrosión por esfuerzos cuando la radiación es paralela al plano de agrietamiento.

En una radiografía, las regiones más oscuras representan las partes del objeto más fáciles de penetrar, mientras que, las regiones más claras representan las partes gruesas o más den

sas del objeto inspeccionado.

Las condiciones para utilizar esta técnica es la de reducir al mínimo: efectos de penumbra, proyección de imagen, distorsión y obtener valores de densidad comprendidos entre 2.5 y 3.0.

### 1.2.3 Tintas penetrantes

Esta técnica se basa en el principio físico de la capilaridad. Las tintas penetrantes poseen baja tensión superficial y una alta propiedad capilar. En la técnica de tintas penetrantes, la tinta es aplicada a la superficie del componente a ser inspeccionado, se deja suficiente tiempo en las discontinuidades superficiales, luego se remueve el exceso de penetrante y se aplica el revelador y de esta manera serán visibles las discontinuidades. En la tabla IV y tabla V, se dan el tiempo para las tintas penetrantes coloreadas y fluorescentes respectivamente.

### 1.2.4 Corrientes Inducidas

Llamado corrientes de Eddy, principalmente las de baja frecuencia es utilizada para detectar cambios de espesor debido a corrosión y agrietamiento de estructuras de multicapas. El uso del instrumento de Corriente de Eddy que indican amplitud y fase, permiten la diferenciación de variación de espesores y agrietamiento debido a corrosión. La técnica de Corrientes de

TABLA IV. Tiempo de penetración (tintas penetrantes coloreadas)

Naturaleza del material	Estado o proceso	Tipo de discontinuidad	Tiempo de penetración en minutos Penetrante coloreado postemulsiónable
Aluminio	Moldeado	Porosidad	3-5
	Forjado	Fragilidad en frío	3-5
		Plegues	8-10
	Soldadura	Falta de fusión	3-5
Todos los estados	Porosidad	3-5	
	Grietas	8-10	
	Grietas de fatiga	25-30	
Magnesio	Moldeado	Porosidad	3-5
	Forjado	Fragilidad en frío	3-5
		Plegues	8-10
	Soldadura	Falta de fusión	8-10
Todos los estados	Porosidad	8-10	
	Grietas	8-10	
	Grietas de fatiga	25-30	
Acero	Moldeado	Porosidad	8-10
	Forjado	Fragilidad en frío	8-10
		Plegues	8-10
	Soldadura	Falta de fusión	18-20
Todos los estados	Porosidad	18-20	
	Grietas	18-20	
	Grietas de fatiga	25-30	
Bronces Latones	Moldeado	Porosidad	3-5
	Forjado	Fragilidad en frío	3-5
		Plegues	8-10
	Soldadura	Falta de fusión	8-10
Todos los estados	Porosidad	8-10	
	Grietas	8-10	
Plásticos	Todos los estados	Grietas	3-5
Vidrios	Todos los estados	Grietas	3-5
Herramientas de corte		Falta de fusión	3-5
		Porosidad	3-5
		Grietas	18-20
Titanio y aleaciones resistentes a la temperatura	Todos los estados	Cualquiera	18-20
Metales en general	Todos los estados	Corrosión bajo tensiones o intergranular	230

TABLA V. Tiempo de penetración (tintas penetrantes fluorescentes)

Naturaleza del material	Estado o proceso	Tipo de discontinuidad	Tiempo de penetración en minutos	
			Penetrante autoemulsionable	Penetrante postemulsionable
Aluminio	Moldeado	Porosidad	5-15	5
	Forjado	Fragilidad en frío	5-15	5
		Plegues	N/R	10
	Soldadura	Falta de fusión	30	5
Porosidad		30	5	
Todos los estados	Grietas	30	10	
	Grietas de fatiga	N/R	30	
Magnesio	Moldeado	Porosidad	15	5
	Forjado	Fragilidad en frío	15	5
		Plegues	N/R	10
	Soldadura	Falta de fusión	30	10
Porosidad		30	10	
Todos los estados	Grietas	30	10	
	Grietas de fatiga	N/R	30	
Acero	Moldeado	Porosidad	30	10
	Forjado	Fragilidad en frío	30	10
		Plegues	N/R	10
	Soldadura	Falta de fusión	60	20
Porosidad		60	20	
Todos los estados	Grietas	30	20	
	Grietas de fatiga	N/R	30	
Bronces Latones	Moldeado	Porosidad	10	5
	Forjado	Fragilidad en frío	10	5
		Plegues	N/R	10
	Soldadura	Falta de fusión	15	10
Porosidad		15	10	
Todos los estados	Grietas	30	10	
Plásticos	Todos los estados	Grietas	5-30	5
Vidrios	Todos los estados	Grietas	5-30	5
Herramientas de corte		Falta de fusión	30	5
		Porosidad	30	5
		Grietas	30	20
Titanio y aleaciones resistentes a la temperatura	Todos los estados	Cualquiera	N/R	20-30
Metales en general	Todos los estados	Corrosión bajo tensiones o intergranular	N/R	240

Eddy de baja frecuencia ha sido también útil para detectar corrosión galvánica entre superficies abiertas de aluminio y titanio doblados, La Corrientes de Eddy de alta frecuencia es aplicada mas para detectar agrietamientos debido a corrosión - por esfuerzos.

Si bien, los métodos de Ensayos No Destructivos son usados con buen éxito para detectar corrosión, ellos difieren de las áreas con respecto al tipo de corrosión que puede detectar.

## CAPITULO II

### DETERMINACION DE LA TECNICA A EMPLEAR

Para determinar la técnica a emplear en la detección de la corrosión, se hace necesario como primer paso realizar la inspección por medio del método visual.

La inspección visual al igual que los otros métodos no destructivos, requieren un adecuado estudio del problema (elemento a inspeccionar, situación, accesibilidad, estado en que se encuentra, etc), del que se deducirá el alcance concreto del mismo, los medios a utilizar y el apoyo logístico necesario para su realización, todo ello, en función de la característica o falla que se pretenda comprobar.

La inspección visual permite en algunos casos facilitar el diagnóstico específico acerca del estado del elemento, mientras que, otros consti-tuyen el medio de inspección primario que ha de completarse con otros métodos de inspección (ultrasonidos, radiografía industrial, partículas magnéticas, corrientes inducidas, tintas penetrantes, y otras llamadas de control de calidad), o bien ser el complemento para la caracteriza-ción o visualización determinante previamente detectado por otras téc-nicas de inspección, ya que si cada uno de los métodos tiene un campo de aplicación, no es menos cierto que presentan sus debidas limitacio-nes, tanto a la geometría del elemento, como en el campo de observacio-n y en la velocidad que el ensayo permite, y que cada uno de ellos -

posee una sensibilidad limitada, será preciso establecer previamente - el nivel de calidad o grado de aceptabilidad requerido por el elemento, ya que, en general, el aumentar la sensibilidad requerida en el ensayo tiene entre otros inconvenientes aumentar el costo de inspección.

En algunos elementos estructurales, es importante seguir recomendaciones que dan los fabricantes (manuales, boletines de servicio, códigos, etc), en los cuales se estipulan la frecuencia de inspección de las diferentes técnicas no destructivas, así como también especifican los criterios de aceptación o rechazo de los diferentes defectos presentes en el elemento inspeccionado y en algunos casos dan la técnica específica a ser utilizada.

## 2.1 SELECCION DE LA TECNICA NO DESTRUCTIVA PARA ANALISIS DE CORROSION EN CALDEROS

Considerando que se emplea los Ensayos No Destructivos para la inspección de calderos, se hace menester tener conocimiento del equipo en que se trabaja, brevemente se lo describirá.

El caldero es un dispositivo que genera vapor que puede utilizarse para sistemas de fuerza, procesos industriales o calefacción, y en una forma más simple, para producir agua caliente para calefacción o uso general.

Las calderas son diseñadas para transmitir el calor procedente de una fuente externa (generalmente combustión de algún combustible), a un fluido (agua) contenido dentro de la caldera.

En una forma general, la construcción de una caldera abarca los siguientes elementos:

- Tambor o hervidor
- Hogar
- Tubos de fuego o tubos de agua
- Equipos auxiliares

La unidad de caldero puede ser puesta periódicamente fuera de servicio para ser sometida a una inspección de rutina y limpieza, debiendo determinar el intervalo de estas inspecciones, para llevar un registro para futuras inspecciones. Antes de entrar a la caldera a inspeccionarla y limpiarla, se debe tener buen cuidado de protegerse contra la posibilidad de que el vapor de agua caliente penetren a la unidad por medio de drenajes abiertos o de válvulas de purga conectadas con partes similares de otras unidades que estén bajo presión en ese momento o por el descuido de abrir cualquier llave de vapor o de alimentación a la unidad. Se han registrado grandes accidentes por no haber tomado estas precauciones.

Una vez dentro de la caldera, deben examinarse todas las partes que conforman la caldera para ver si tenemos señales de incrustación u

otros daños que puedan atribuirse directamente a las condiciones del agua. Obviamente, las investigaciones de estas condiciones deben ser puestas a conocimiento de los responsables, para que el tratamiento del agua reciba pronta e inmediata atención. La inspección interna debe referirse también a las condiciones materiales, para comprobar todas las partes y aditamentos estén en sus respectivos lugares y puedan funcionar como es debido. Esta fase cubre las conexiones de alimentación, separadores de vapor, válvulas de seguridad, drenajes y otras instalaciones que sirven para dar paso al agua o al vapor hasta o desde la unidad.

Las superficies externas deben ser revisadas para ver si se tiene señales de calentamiento, fugas, corrosión o cualquier otra falla que pueda poner en peligro la seguridad de las partes conectadas a presión, esta inspección también debe abarcar a las condiciones que se hallan todos los soportes, barras de suspensión, desviadores de gas, material refractario y dispositivos de seguridad.

Durante estas suspensiones de trabajo, debe efectuarse la limpieza necesaria para ahorrar los aditamentos de inspección durante la operación de la unidad. Esta limpieza puede hacerse cepillando, raspando, con chorro de aire o con cualquier otro método exigido por las condiciones al que puede ponerse en práctica.

Para la selección de la técnica no destructiva en la detección de

La corrosión de un caldero, lo primero es realizar una inspección visual, para observar en que estado se encuentra exteriormente los tubos que conforman el hogar del caldero. Para la inspección visual exteriormente se pueden también utilizar los métodos de partículas magnéticas y tintas penetrantes para la detección de defectos superficiales como corrosión, grietas, etc.

Para la inspección interna de los tubos, se puede seleccionar la o las técnicas no destructivas de ultrasonidos y/o radiografía industrial según el caso: (1) teniendo acceso a una de las caras de los tubos, esto es, la cara de lado de fuego y, (2) teniendo acceso a las dos caras del tubo

#### 2.1.1 Teniendo acceso a una cara de los tubos

La técnica no destructiva a ser utilizada para la detección de la corrosión en un caldero, es la técnica de los ultrasonidos, debido a que se puede utilizar transductores que se adaptan a la superficie a ser inspeccionada. Y además, la técnica de los ultrasonidos es un campo muy importante en la medición de espesores. La posibilidad de medir espesores desde una de las caras es una prerrogativa de las técnicas no destructivas para la inspección de materiales. Esta técnica es de partículas interés en inspecciones de mantenimiento de calderos cuando es necesario detectar a tiempo la disminución de espesores de la pared de los tubos expuestos a la corrosión y erosión.

### 2.1.2 Teniendo acceso a las dos caras del tubo

Para este caso, además de utilizar la técnica de los ultrasonidos, se puede utilizar la técnica de radiografía industrial (rayos X o gamma). Para la inspección por radiografía industrial se emplea el procedimiento de doble pared y simple imagen. Para la detección de defectos (corrosión, grietas, etc) se lo hace por comparación de densidad radiográfica, tomando como referencia una densidad radiográfica de espesor conocido. Con la técnica de los ultrasonidos, la inspección es total o casi total, por cuanto se tiene acceso a las dos caras del tubo.

La técnica aconsejable es los ultrasonidos, debido a que por medio de ella se inspecciona mayor cantidad de área a menor costo y en menor tiempo. La técnica de radiografía industrial se la puede utilizar como comparación, así también, para dejar un registro de lo inspeccionado.

## 2.2 SELECCION DE LA TECNICA NO DESTRUCTIVA PARA ANALISIS DE CORROSION EN TUBERIAS.

El uso de tuberías en la industria son diversas y las principales variables en la selección de tuberías son: temperatura, presión, corrosión y costo. La corrosión es un problema complejo, pero no puede ser resuelto por una simple referencia o unas tablas diseñadas para hacer una rápida selección del material. La resistencia a la

corrosión de un material varía, frecuentemente de una forma radical con la temperatura y el grado de turbulencia, y estas condiciones - nunca pueden ser anticipadas por una simple tabulación.

En el caso de tener algún problema de corrosión, sería recomendable consultar a una persona especializada en este tipo de problema, ya que como se ha indicado anteriormente no es posible dar soluciones típicas.

En la tabla VI , se indica la clasificación de las tuberías de tamaño comercial y sus espesores.

Para el cálculo del espesor de la pared de las tuberías metálicas, la sección del código aplicable en la mayoría de las plantas de proceso es ASA B.31.3, "Sistemas en refinerías y transporte de petróleo". Para el caso de centrales térmicas y sistemas de refrigeración se debe hacer referencia a las secciones ASA B.31.1 y ASA B.31.5 respectivamente.

Para la selección de la técnica no destructiva para analizar la corrosión en tuberías se hace necesario conocer las características - mecánicas, espesor y la composición del material.

La detección de la corrosión se puede hacer en tuberías utilizando la técnica de inspección visual, ya sea para observar corrosión ex-

TABLA VI. Dimensiones de tuberías de acero comercial y su espesor  
(ASA B.36.10 y B.36.19)

Diámetro Nominal	Diámetro Exterior	Espesor de pared Nominal										
		SCHED. 35	SCHED. 10S	SCHED. 10	SCHED. 20	SCHED. 30	Extra Light	SCHED. 40	SCHED. 60	EXTRA STRONG	SCHED. 80	SCHED. 100
1/8	0.405	—	0.049	—	—	—	0.060	0.058	—	0.093	0.095	—
1/4	0.540	—	0.065	—	—	—	0.088	0.088	—	0.119	0.119	—
3/8	0.675	—	0.088	—	—	—	0.091	0.091	—	0.126	0.126	—
1/2	0.840	0.065	0.083	—	—	—	0.109	0.109	—	0.147	0.147	—
3/4	1.050	0.085	0.092	—	—	—	0.113	0.113	—	0.154	0.154	—
1	1.315	0.065	0.109	—	—	—	0.133	0.133	—	0.179	0.179	—
1 1/4	1.660	0.065	0.109	—	—	—	0.140	0.140	—	0.191	0.191	—
1 1/2	1.900	0.065	0.109	—	—	—	0.145	0.145	—	0.200	0.200	—
2	2.375	0.065	0.109	—	—	—	0.154	0.154	—	0.218	0.218	—
2 1/2	2.875	0.083	0.120	—	—	—	0.203	0.203	—	0.276	0.276	—
3	3.5	0.083	0.120	—	—	—	0.216	0.216	—	0.300	0.300	—
3 1/2	4.0	0.083	0.120	—	—	—	0.226	0.226	—	0.318	0.318	—
4	4.6	0.083	0.120	—	—	—	0.237	0.237	—	0.327	0.327	—
5	5.563	0.109	0.134	—	—	—	0.258	0.258	—	0.375	0.375	—
6	6.625	0.109	0.134	—	—	—	0.280	0.280	—	0.432	0.432	—
8	8.625	0.109	0.148	—	0.250	0.277	0.322	0.322	0.406	0.500	0.500	0.590
10	10.75	0.134	0.165	—	0.250	0.307	0.365	0.365	0.500	0.500	0.594	0.719
12	12.75	0.156	0.180	—	0.250	0.330	0.375	0.486	0.562	0.500	0.688	0.844
14 D.E.	14.0	0.156	0.250	0.250	0.312	0.375	0.375	0.438	0.594	0.500	0.750	0.938
16 D.E.	16.0	0.165	0.280	0.250	0.312	0.375	0.375	0.500	0.656	0.500	0.844	1.031
18 D.E.	18.0	0.165	0.250	0.250	0.312	0.438	0.375	0.562	0.750	0.500	0.938	1.156
20 D.E.	20.0	0.188	0.250	0.250	0.375	0.500	0.375	0.594	0.812	0.500	1.031	1.281
22 D.E.	22.0	0.188	0.250	0.250	0.375	0.500	0.375	—	0.875	0.500	1.125	1.375
24 D.E.	24.0	0.218	0.250	0.250	0.375	0.562	0.375	0.688	0.968	0.500	1.218	1.531
26 D.E.	26.0	—	—	0.312	0.500	—	0.375	—	—	0.500	—	—
28 D.E.	28.0	—	—	0.312	0.500	0.625	0.375	—	—	0.500	—	—
30 D.E.	30.0	0.250	0.312	0.312	0.500	0.625	0.375	—	—	0.500	—	—
32 D.E.	32.0	—	—	0.312	0.500	0.625	0.375	0.688	—	0.500	—	—
34 D.E.	34.0	—	—	0.312	0.500	0.625	0.375	0.688	—	0.500	—	—
36 D.E.	36.0	—	—	0.312	0.500	0.625	0.375	0.750	—	0.500	—	—
42 D.E.	42.0	—	—	—	—	—	0.375	—	—	0.500	—	—

terna como interna, dependiendo de las facilidades que presenten estas. Para la inspección de la corrosión interna se puede recurrir a la ayuda de instrumentos ópticos tales como: boroscopios, endoscopios, etc, los cuales pueden detectar la corrosión sin poder decir como varía en espesor, por esta razón, se aconseja emplear otras técnicas para medir la variación de espesor.

Además de la inspección visual, se utiliza ciertas técnicas como partículas magnéticas, tintas penetrantes, las que nos ayudaran a la visualización de la corrosión superficial y posibles grietas.

Para la detección de la corrosión interna en tuberías donde el acceso no es permitido, se emplean las técnicas de ultrasonidos o radiografía industrial, dependiendo del uso de cada una de ellas, de las facilidades que presenten para la inspección, etc.

La técnica de los ultrasonidos y radiografía industrial, además de detectar la corrosión, se utiliza para medir la variación de espesores, haciendose para esto necesario conocer su espesor o datos referenciales.

La técnica de los ultrasonidos es recomendada en este tipo de inspección por su bajo costo por área inspeccionada. Además, si las tuberías son de gran espesor se hace necesario utilizarla, debido a las ventajas que presenta esta técnica, puesto que por radiografía

industrial se hace difícil detectar pequeñas variaciones en espesores grandes.

Cuando se desee aplicar la técnica de radiografía industrial para la detección y medición de corrosión, se aconseja utilizar una pieza-calibrador tipo escalerilla o tubular para construir la curva densidad radiográfica versus espesor del material, la que servirá de patrón, figura 2.

La secuencia para la inspección de un componente es la siguiente:

- Radiografiado del componente a inspeccionar con las mismas características que se hizo la pieza-calibrador. (figuras 3 y 4)
- Medición de densidad radiográfica en un densitómetro.
- Detección y medición de la variación de espesor con la ayuda de la curva pieza-calibrador.

### 2.3 SELECCION DE LA TECNICA NO DESTRUCTIVA PARA ANALISIS DE CORROSION EN BARCOS

Cuando es necesaria la inspección de unidades navales de alta complejidad, se requiere implementar un programa de garantía de calidad que brinde evidencias objetivas para que satisfagan la perfor-man-cia de diseño.

En lo que concierne a los Ensayos No Deatructivos, es menester esta-blecer un plan de inspección donde se detallen claramente los even-tos, indicando específicamente su secuencia de realización.

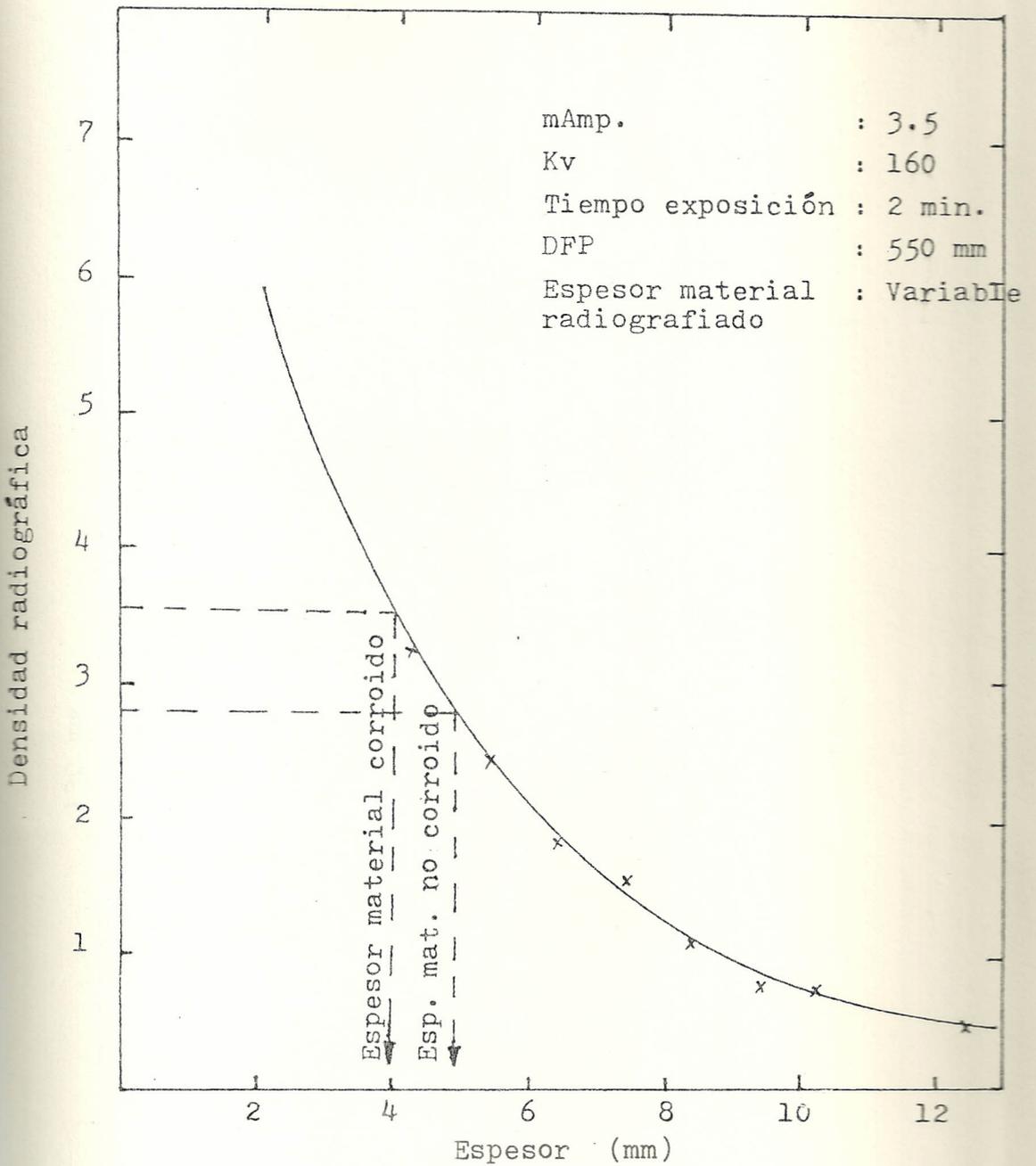
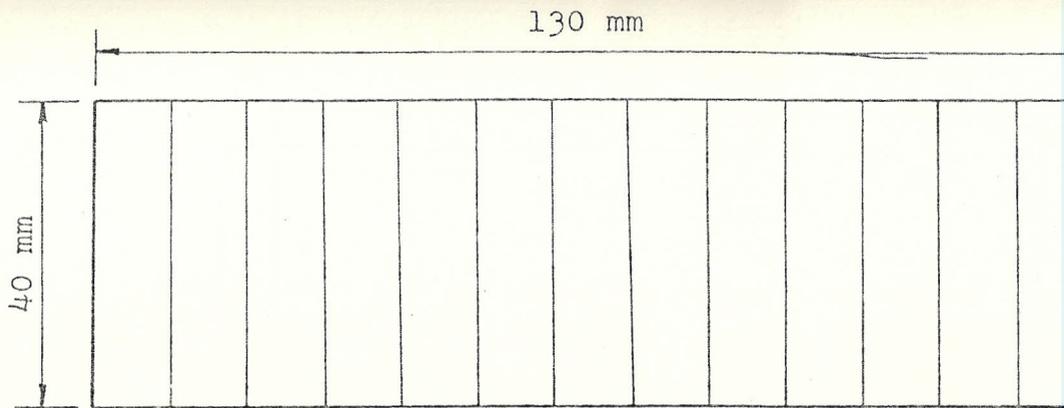


FIGURA 2 Relación entre densidad radiográfica y espesor del calibrador radiografiado (tipo escalerilla)



todas las etapas son de 10 mm de ancho



Cada etapa varía de un mm en un mm

FIGURA 3. Diagrama para la construcción de calibrador ti

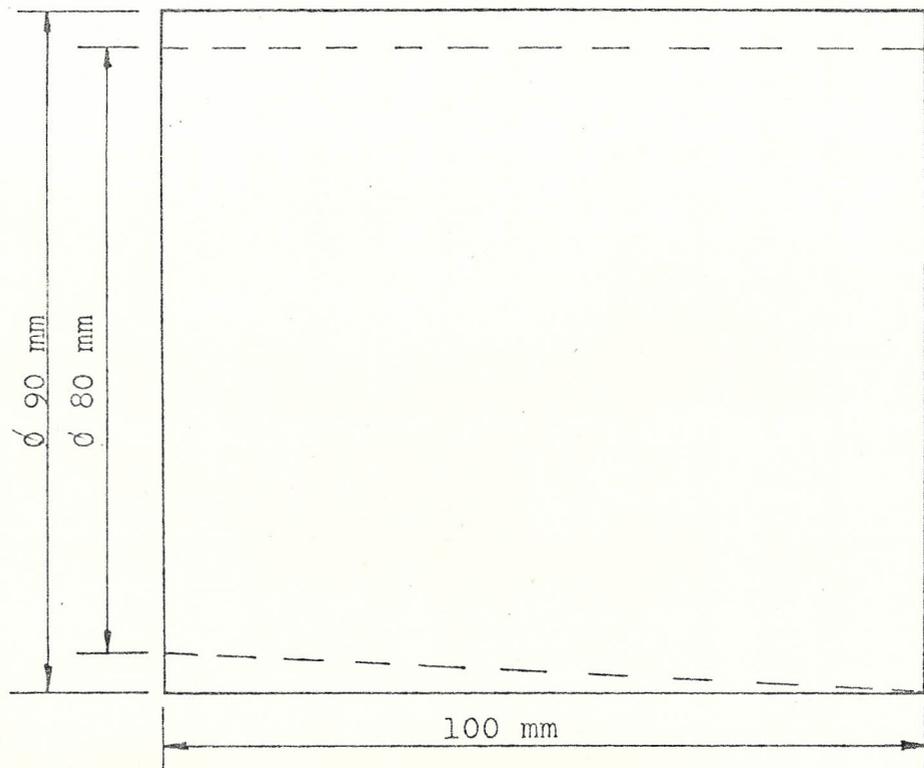


FIGURA 4. Diagrama para la construcción de calibrador tubular

Durante la construcción se aplican materiales diversos con procesos de fabricación distintos, por lo que se hace necesario implementar un procedimiento de ensayos para la inspección de sus componentes - como planchas de acero, planchas de acero dobladas en frío o caliente, tuberías de acero y de cupro-niquel, y otros, que forman parte del variado equipamiento del buque.

Para los demás implementos que conforman el barco, así como de los anteriormente descritos, utilizarán la técnica más conveniente y es tará sometida a la aprobación del inspector de ser posible

Cualquiera de las fallas (desgaste circunferencial o cadena de picaduras, rayaduras debido a desgaste o contacto, corrosión, etc) pueden producir una concentración de esfuerzos suficientes para producir grietas por fatiga-corrosión, por esto, es importante inspeccionar con tintas penetrantes o partículas magnéticas. De aparecer indicaciones positivas, se determinará su profundidad y longitud por medio de la técnica de los ultrasonidos, si las condiciones se faci tan.

Las picaduras y defectos menores, superficies corroidas y picaduras generalizadas de poca profundidad pueden ser amoladas para eliminar los puntos de concentración.

Para la inspección del planchaje del casco, se usará el medidor de

espesores, el detector ultrasónico de fallas o radiografía industrial. El primero de los anteriormente nombrados es comunmente usado, debido a que la medida directa con un costo de implementación y ejecución baja. Con las medidas encontradas, se facilita realizar comparaciones con el espesor original o referencial y así evaluar la variación del espesor del material. Especial cuidado debe tenerse la variación de espesor en la zona aire-agua.

Cuando se desmonta un cojinete debe examinarse cuidadosamente por si estuviere rayado, picado, deteriorado, agrietado o excesivamente gastado. Para realizar el control de inspección del cojinete se empleará tintas penetrantes, partículas magnéticas y ultrasonidos.

Cuando se desmonte una hélice, se practicará una verificación completa a cada uno de los elementos utilizando tintas penetrantes para comprobar su estado de trabajo

Para la inspección de los ejes, se empleará la técnica de partículas magnéticas y tintas penetrantes para detectar defectos superficiales. Las principales partes inspeccionadas serán la rosca, chavetero y extremos de camisas.

La utilización de una u otra técnica esta condicionada por:

- Naturaleza del material y tipo de heterogeneidad
- Costo de implementación
- Costo de ejecución

- Grado de dificultad para su realización.

#### 2.4 SELECCION DE LA TECNICA NO DESTRUCTIVA PARA ANALISIS DE CORROSION EN RECIPIENTES DE ALMACENAMIENTO.

Para entrar a algún tanque, es imprescindible tomar ciertas precauciones para evitar posibles intoxicaciones. La inspección de un tanque se puede proceder, después de que el tanque ha sido certificado que esta libre de gases, este libre de residuos generadores de gas y materiales tóxicos, este aislado de alguna fuente de materiales tóxicos o generadores de gas, y tener una atmosfera conteniendo suficiente oxígeno.

Es recomendable hacer una inspección visual de las partes altas y de todos los soportes de entrada al tanque.

Todas las herramientas de inspección de un tanque deben ser chequeadas para disponer y trabajar en condiciones adecuadas. Los equipos y herramientas requeridas para seguridad del personal deben estar disponibles.

Las razones para la inspección de tanques de almacenamiento son básicamente para determinar las condiciones físicas, el deterioro, y si es posible, las causas del deterioro. Con estos factores conocidos, -

La medición puede ser tomada para:

- Reducir la probabilidad de pérdida de materia almacenada y baja capacidad de almacenamiento.
- Trabajar en condiciones seguras
- Hacer reparaciones o determinar cuando reparar o reemplazar el tanque en caso de ser necesario
- Prevenir o retardar futuro deterioro

La corrosión es la primera causa de deterioro de los tanques de almacenamiento y sus accesorios, por eso, los datos y la medición es la mejor razón para la inspección del tanque.

La corrosión atmosférica puede ocurrir sobre todas las partes externas del tanque. Este tipo de corrosión puede ser desde una leve hasta una severa corrosión, dependiendo de las condiciones atmosféricas del medio ambiente. Sulfuros y ácidos atmosféricos pueden destruir la capa protectora e incrementar la corrosión. Las superficies externas de los tanques y sus accesorios se corroen más fácilmente si ellos no están protegidos con pinturas, una capa protectora o una protección catódica. Algunas cavidades o depresiones retienen el agua - largos periodos y estos pueden ser puntos de concentración de corrosión.

La corrosión interna en los tanque depende de los productos almacenados en el interior del tanque y del material de construcción. Severa

corrosión ocurrirá en tanques usados para almacenamiento de productos químicos o petróleo conteniendo materias corrosivas.

La inspección de escaleras, así como de tornillos y remaches se realizará visualmente y utilizando raspadores, cuchillas o martillando para detectar posible corrosión. Además se pueden utilizar tintas penetrantes y partículas magnéticas para la visualización de los defectos que a simple vista no pueden ser detectados.

Las plataformas y andamios pueden ser inspeccionados de la misma forma que las escaleras. Los espesores de los pisos pueden ser chequeados con calibradores en los ángulos y con golpes de martillo en las otras áreas y para dar su medida se emplea un medidor de espesores. Los sitios bajos donde el agua puede almacenarse serán chequeados cuidadosamente, porque la corrosión puede ser acelerada en estas áreas.

Se inspeccionarán las piernas y columnas de acero por posible deterioro por corrosión. Ellas pueden ser martilladas y medidas con un calibrador o con un medidor de espesores. Las medidas tomadas serán comparadas con el espesor original o con el espesor de una sección no corroída, para determinar la pérdida de metal. Además, estas columnas o piernas se inspeccionarán para ver si están aplomadas.

Si en las paredes, techo y fondo del tanque se encuentra corrosión,

la medición de espesores puede ser llevada en los puntos mas corroídos. Normalmente, una medición será hecha en cada plancha. Los instrumentos tipo ultrasonido y radiación se emplearán para la medición de estos espesores. Consecuentemente, cuando el tanque este fuera de servicio se hará una inspección visual interna para observar posible deterioro causado por los productos contenidos en el interior del tanque. Cuando se desee realizar muchas mediciones, los instrumentos de ultrasonidos o radiación serán los más practicos. Generalmente, los espesores tomados de la parte externa serán comparados con los espesores que son secuencialmente tomados de la parte interna del tanque.

Además, los tanques serán inspeccionados por posible ampollamiento producidos por el hidrógeno. Generalmente, estas ampollas pueden producirse tanto en la superficie interna como en la externa y son fácilmente encontrados por inspección visual o por tacto. Cuando muchas ampollas existen, ellas pueden ser inspeccionadas por medio del recorrido de los dedos sobre la superficie del metal. Además, la inspección de ampollas producidas por hidrógeno pueden ser detectadas y localizadas por medio de la técnica de los ultrasonidos. Para la corrosión interna y disminuir el tiempo de inspección, es importante programar el trabajo como condición previa. Todos el equipo necesario tales como: equipos de inspección, luces, escaleras, andamios, etc, deben estar disponibles para la inspección.

Para la medición de espesores , la técnica de los ultrasonidos (detector de fallas y/o el medidor digital de espesores) es recomendable utilizarla, debido a que por medio de ella, se inspecciona mas cantidad de área en menor tiempo. La técnica de radiografía industrial se rá empleada para completar la inspección y dejar registro de lo inspeccionado.

TABLA VII. Características de las técnicas no destructivas de inspección

Técnica de detección	EQUIPO			
	Tamaño	Movilidad	Automatización	Velocidad
Visual	Pequeño	Buena	No	Rápido
Golpe	Pequeño	buena	Posible	Rápido
Ultrasonidos	Medio	Buena	Posible	Moderado
Corrientes de Eddy	Pequeño o medio	Buena	Posible	Moderado
Rayos X	Medio o grande	Perfecta	No	Lenta
Rayos Gamma	Medio	Buena	No	Moderada
Radiografía con neutrones	Grande	Pobre	No	Lenta
Emisión acústica	Medio	Perfecta	No	Moderado

TABLA VIII. Técnica no destructiva para detección de la corrosión en diversos elementos

Elemento a inspeccionar	TECNICA				
	Visual	Radiografía Industrial	Ultrasonidos	Partículas Magnéticas	Tintas Penetrantes
Calderas	R1	R3	R2	R4	
Interior de tuberías	R1	R3	R2		
Exterior de tuberías	R1			R2	
Planchas	R1	R3	R2		
Ejes	R1		R4	R2	
Hélices	R1				
Estructuras	R1	R3	R2		
Aviones	R1	R3	R2		

Nota: Rn = Ensayo No Destructivo recomendado manteniendo una prioridad

## CAPITULO III

### APLICACION PRACTICA DE LOS ENSAYOS NO DESTRUCTIVOS

#### 3.1 DETERMINACION DE LA CORROSION EN UN CALDERO

##### 1. Antecedentes

Se realizó una inspección ultrasónica en los tubos del Hogar de la Unidad de Vapor de la Central Termoeléctrica "ANIBAL SANTOS" para la determinación de la corrosión y control de espesores.

##### 2. Características del caldero

- Marca : Bobcoca and Wilcox-Boiler  
Contract-PFI-3116
- Capacidad : Steam Out Btu - 350.000 lb-hora
- Condiciones de vapor supercalentado : 910°F y 900 Psi
- Presión de diseño : 1050 Psi
- Superficie de tranferencia : Caldero 23423 pie<sup>2</sup>  
Horno 3347 pie<sup>2</sup>  
Supercalentador 6840 pie<sup>2</sup>

##### 3. Equipo y técnica utilizada

- Medidor digital de espesores ultrasónico : UTM 20B
- Unidad ultrasónica : SONIC MARK I
- Acople : Grasa

- Transductor : Doble cristal; 5 MHz;  $\emptyset = 0.5$  pulg.
- Rango de calibración : 0.5 pulg.
- Ganancia de calibración : 50 dB
- Ganancia de exploración : 63 dB
- Procedimiento aplicado : Interno para el control de corrosión en tuberías mediante ultrasonidos
- Técnica de inspección : Ultrasonidos, pulso-eco, barrido continuo
- Normas de aplicación : ASME-Sección V-Artículo 5  
ASTM- E 213.68  
API 2010  
Inspección ultrasónica en tuberías metálicas

#### 4. Resultados

- Las mediciones de espesores se realizaron con la unidad ultrasónica en los sitios en que se detectaba variación de espesor y el valor indicado corresponde al menor valor
- El valor referencial de las paredes de los tubos es aproximadamente 6 milímetros.
- Las señales obtenidas en la mayoría de los casos indicaban una reducción gradual del espesor del tubo con respecto al espesor nominal, los mismos que se orientan hacia las zonas afectadas por el calor.
- En la tabla IX se indican los valores de espesor
- Los valores expresados en los valores indican valores puntuales, por lo tanto no representan el espesor de la zona adyacente.

- Las mediciones se hicieron en la cara de lado de fuego porque son los sitios donde se encuentra mayor deterioro
- En la figura 5 se indica la posición de los tubos y orientación de la caldera
- Estas mediciones corresponden hasta la altura de dos metros aproximadamente

#### 5. Recomendaciones

- Dadas las condiciones en que se encuentran los tubos, se recomienda realizar el cambio de los mismos para asegurar el buen funcionamiento del caldero
- Se debe verificar el PH del agua utilizada, velocidad de circulación del fluido, la presencia de sales de cloruro de sodio y de oxígeno, debido a que estas influyen en la evolución de picaduras (corrosión picadura) encontradas en los tubos que se cortaron, los mismos que son de difícil detección,
- Se recomienda realizar inspecciones periódicas para llevar un mejor control de corrosión
- Se recomienda tomar mayor cuidado de disminución de espesores en las zonas donde llega directamente la llama.



TABLA IX. Resultados de la medición de espesores de la Central Termo-eléctrica "ANIBAL SANTOS"

Tubos laterales derechos

Tubos N°	Espesor medido (mm)	% de variación de espesor
1	5.2	13.3
2	5.3	11.6
3	5.2	13.3
.	.	.
.	.	.
.	.	.
.	.	.
15	4.7	21.6
16	3.4	43.3
17	3.5	41.6
	4.0	30.0
18	4.2	33.3
	5.0	16.6
19	3.8	36.6
	4.3	28.3
20	4.9	18.3
21	3.4	43.3
	5.2	13.3
22	3.3	45.0
		sigue....

---continuación

## Tubos laterales derechos

Tubo N°	Espesor medido (mm)	% de variación de espesor
23	2.0	66.6
	4.6	23.3
24	4.8	20.0
	5.4	10.0
25	3.9	35.0
	5.2	13.3
26	3.8	36.6
	5.2	13.3
27	3.9	35.0
	5.2	13.3
28	3.6	40.0
	5.2	13.3
29	4.3	28.3
	5.1	15.0
30	2.7	55.0
	5.2	13.3
31	3.2	46.6
	5.3	11.6
32	3.3	45.0
	5.2	13.3

sigue....

....continuación

## Tubos laterales derechos

Tubo N°	Espesor medido (mm)	% de variación de espesor
33	4.4	26.6
	5.1	15.0
34	3.6	56.6
	4.6	40.0
35	4.1	48.3
	5.4	26.6
36	3.4	60.0
	5.7	21.6
37	4.2	46.6
	6.6	6.6
38	3.1	65.0
	2.0	83.3
39	1.7	71.6
	4.8	20.0
40	5.4	10.0
	1.9	58.3
41	2.2	63.3
	4.7	21.6
42	4.2	30.0
	5.2	13.3

sigue....

....continuación

## Tubos laterales derechos

Tubo N°	Espesor medido (mm)	% de variación de espesor
43	4.6	23.3
	5.4	10.0
44	5.2	13.3
	5.3	11.6
45	5.2	13.3
	5.3	11.6
46	4.4	26.6
	5.2	13.3
47	5.4	10.0
	5.3	11.6
.	.	.
.	.	.
.	.	.
.	.	.
63	3.4	43.3
	4.7	21.6
64	4.7	21.6
	5.2	13.3
65	5.2	5.4
	5.4	10.0
		sigue....

....continuación

## Tubos laterales derechos

Tubo N°	Espesor medido (mm)	% de variación de espesor
85	4.0	33.3
	5.1	15.0
86	5.2	13.3
	5.4	10.0
91	5.3	11.6
	5.4	10.0

## Tubos laterales izquierdos

Tubo N°	Espesor medido (mm)	% de variación de espesor
1	2.6	56.6
	4.7	21.6
2	2.5	58.3
	3.7	38.3
3	2.4	60.0
	2.0	66.6
4	2.4	60.0
	4.2	30.0
5	2.6	56.6
	3.6	40.0

sigue....

....continuación

## Tubos laterales izquierdos

Tubo N°	Espesor medido (mm)	% de variación de espesor
6	1.7	71.6
	3.2	46.6
7	2.5	58.3
	4.2	30.0
8	2.1	65.0
	3.5	41.6
9	1.6	73.3
	2.7	55.0
10	2.0	66.6
	3.1	48.3
11	1.3	78.3
	2.1	65.0
12	1.9	68.3
	2.6	56.6
13	2.2	63.3
	3.4	43.3
14	1.8	70.0
	3.5	41.6
15	2.2	63.3
	3.9	35.0

sigue....

....continuación

## Tubos laterales izquierdos

Tubo N°	Espesor medido (mm)	% de variación de espesor
16	2.6	56.6
	3.9	35.0
17	1.4	60.0
	3.6	40.0
18	3.0	50.0
	3.6	40.0
19	1.9	68.3
	4.6	23.3
20	2.9	51.6
	3.7	38.3
21	3.3	35.0
	1.6	73.3
22	2.0	66.6
	3.1	48.3
23	1.7	71.6
	2.0	66.6
24	1.2	80.0
	2.3	61.6
25	2.0	66.6
	3.6	40.0

sigue ....

....continuación

## Tubos laterales izquierdos

Tubos N°	Espesor medido (mm)	% de variación de espesor
26	1.3	78.3
	2.3	61.6
27	1.2	80.0
	3.4	43.3
28	1.1	81.6
	2.7	55.0
29	2.5	58.3
	3.1	48.3
30	1.5	75.0
	3.2	46.6
31	1.1	81.6
	3.9	35.0
32	1.7	71.6
	3.5	41.6
33	1.1	81.6
	2.4	60.0
34	1.6	77.1
	2.0	71.4
35	1.1	84.2
	1.6	77.1

sigue....

....continuación

## Tubos laterales izquierdos

Tubo N°	Espesor medido (mm)	% de variación de espesor
36	2.2	68.6
	2.5	64.2
37	1.4	72.8
	2.7	61.4
38	1.9	72.8
	1.7	75.7
39	2.4	65.7
	2.7	61.4
40	1.2	82.8
	3.7	47.1
41	2.8	53.3
	1.1	81.6
42	2.9	51.6
	2.3	61.6
43	1.7	71.6
	3.7	38.3
44	2.7	61.6
	1.8	70.0
45	3.3	45.0
	2.7	71.6
		sigue....

....continuación

## Tubos laterales izquierdos

Tubo N°	Espesor medido (mm)	% de variación de espesor
46	2.4	40.0
	1.8	70.0
47	2.1	65.0
	2.4	60.0
48	2.0	66.6
	2.7	55.0
49	1.6	73.3
	3.1	48.3
50	1.3	78.3
	2.3	61.6
51	3.1	48.3
	2.9	51.6
52	1.6	73.3
	3.3	45.0
53	2.5	58.3
	3.2	46.6
54	2.6	56.6
	2.9	51.6
55	2.4	60.0
	2.7	55.0
		sigue.....

....continuación

## Tubos laterales izquierdos

Tubo N°	Espesor medido (mm)	% de variación de Espesor
56	1.4	76.6
	4.0	33.3
57	1.9	38.3
	1.5	75.0
58	2.5	58.3
	3.1	48.3
59	2.9	51.6
	3.0	50.0
60	2.7	55.0
	2.8	53.3
61	1.3	78.3
	2.7	80.0
62	1.9	68.3
	3.3	45.0
63	2.4	60.0
	2.6	56.6
64	2.8	53.3
	3.4	43.3
65	2.5	58.3
	3.5	41.6

sigue....

....continuación

## Tubos laterales izquierdos

Tubo N°	Espesor medido (mm)	% de variación de espesor
66	2.6	56.6
	2.8	53.3
67	2.4	60.0
	1.8	70.0
68	2.9	51.6
	3.6	40.0
69	3.7	38.3
	3.4	43.3
70	5.6	6.6
	5.8	3.3
71	3.8	36.6
	4.8	20.0
72	4.4	43.3
	5.6	6.6
73	2.1	65.0
	3.4	43.3
74	5.4	10.0
	5.6	6.6
75	3.0	50.0
	3.4	43.3
	4.	sigue....

....continuación

## Tubos laterales izquierdos

Tubo N°	Espesor medido (mm)	% de variación de espesor
76	4.2	30.0
	3.4	43.3
77	2.4	60.0
	5.7	5.0
78	4.3	28.3
	5.5	8.3
79	2.6	56.6
	2.3	61.6
80	4.6	26.6
	4.0	33.3
81	4.6	23.3
	4.3	28.3
82	4.7	21.6
	4.9	18.6
83	3.1	48.3
	3.7	38.3
84	4.2	30.0
	5.2	13.3
85	2.2	63.3
	3.3	45.0

sigue....

....continuación

## Tubos laterales izquierdos

Tubo N°	Espesor medido (mm)	% de variación de espesor
86	2.3	61.6
	3.5	41.6
87	2.7	55.0
	2.6	56.6
88	3.3	45.0
	5.6	6.6
89	4.8	20.0
	4.2	30.0
90	5.9	1.6

## Tubos frontales quemadores

Tubo N°	Espesor medido (mm)	% de variación de espesor
1	5.2	13.3
	5.4	10.0
2	5.2	13.3
	5.0	16.6
3	5.3	11.6
	5.1	15.0
4	5.4	10.0
	5.3	11.6

sigue....

....continuación

## Tubos frontales quemadores

Tubo N°	Espesor medido (mm)	% de variación de espesor
20	4.1	31.6
	4.6	13.3
21	4.3	28.3
	4.5	25.0
22	4.6	23.3
	4.4	26.6
23	4.5	25.0
	4.7	21.6
24	2.8	53.3
	4.0	33.3
25	3.4	43.3
	4.7	21.6
26	4.8	20.0
	5.2	13.3
27	4.5	25.0
	4.9	18.3
28	3.9	35.0
	3.0	50.0
29	3.4	43.3
	4.6	23.3
		sigue....

....continuación

## Tubos frontales quemadores

Tubo N°	Espesor medido (mm)	% de variación de espesor
30	3.0	50.0
	2.8	53.3
31	3.9	35.0
	4.1	31.6
32	5.3	11.6
	4.5	25.0
33	5.3	11.6
	4.5	25.0
34	4.6	23.3
	5.2	13.3
35	2.2	63.3
	4.4	26.6
36	4.6	23.3
	3.0	50.0
37	2.4	60.0
	5.2	13.3
38	4.4	26.3
	5.8	3.3
39	4.8	20.0
	4.4	26.6

sigue....

....continuación

## Tubos frontales quemadores

Tubo N°	Espesor medido (mm)	% de variación de espesor
40	3.2	46.6
	4.8	20.0
41	4.0	33.3
	4.7	21.6
42	4.1	31.6
	2.3	61.6
43	4.3	28.3
	4.2	30.0
44	3.8	36.6
	3.0	50.0
45	1.8	70.0
	2.3	61.6
46	3.8	36.6
	1.4	43.3
47	4.4	26.6
	4.1	31.6
48	2.0	66.6
	1.6	73.3
49	3.2	46.6
	3.1	48.3

sigue....

....continuación

## Tubos frontales quemadores

Tubo N°	Espesor medido (mm)	% de variació de espesor
50	4.7	21.6
	2.5	58.3
51	3.1	48.3
	3.4	43.3
52	4.5	25.0
	2.1	65.0
53	3.2	46.6
	2.5	58.3
54	1.8	70.0
	2.6	56.6
55	2.3	61.6
	2.0	66.6
56	1.1	81.6
	2.7	55.0
57	4.5	25.0
	3.1	48.3
58	2.6	56.6
	2.2	63.3
59	2.5	58.3
	1.6	73.3

sigue....

....continuación

## Tubos frontales quemadores

Tubo N°	Espesor medido (mm)	% de variación de espesor
60	3.3	45.0
	1.2	80.0
61	3.6	40.0
	5.4	10.0
62	2.6	56.6
	3.2	46.6
63	3.2	46.6
	5.2	13.3
64	3.7	38.3
	5.2	13.3
65	2.6	56.6
	3.5	41.6
66	4.3	28.3
	2.3	61.6
67	2.3	61.6
	1.4	76.6
68	1.3	78.3
	2.4	60.0
69	2.6	56.6
	2.3	61.6

sigue....

....continuación

## Tubos frontales quemadores

Tubo N°	Espesor medido (mm)	% de variación de espesor
77	2.8	53.3
	2.3	61.6
78	3.2	46.6
	3.0	50.0
79	3.7	38.3
	4.2	30.0
80	3.5	41.6
	5.0	16.6
81	1.3	78.3
	2.4	60.0
82	4.7	21.6
	5.0	16.6
83	4.9	18.3
	1.8	70.0
84	1.3	78.3
	2.4	60.0
85	3.2	46.6
	4.0	33.3
86	4.4	36.6
	3.5	41.6

sigue....

....continuación

## Tubos frontales quemadores

Tubo N°	Espesor medido (mm)	% de variación de espesor
87	1.7	71.6
	2.4	60.0
88	3.5	41.6
	4.1	31.6
89	2.4	60.0
	2.0	66.6
90	2.5	58.3
	3.1	48.3
91	2.8	53.3
	3.3	45.0
92	2.2	80.0
	3.6	40.0
93	4.3	28.3
	4.8	20.0
94	3.2	46.6
	3.6	40.0
95	4.8	20.0
	4.2	30.0

### 3.2 DETERMINACION DE LA CORROSION EN TUBERIAS DE OLEODUCTOS

#### 1. Antecedentes

Se realizó un Ensayo No Destructivo por ultrasonidos para verificar el estado en que se encuentra la tubería de la línea PY 8106 de 24 pulgadas de diámetro y 17 mm de espesor, perteneciente al tanque - Y-T8053 de CEPE situado en Esmeraldas.

#### 2. Equipo utilizado

- Medidor digital de espesores ultrasónico UTM 20B

#### 3. Resultados

- La tubería externamente se encontraba con corrosión uniforme
- La reducción de espesores se nota en la parte inferior de la tubería.
- Los valores que se indican en la tabla - X , corresponde al valor menor de las lecturas efectuadas. Estos valores fueron tomados en la parte inferior de la tubería.

#### 4. Recomendaciones

- Se recomienda realizar controles periódicos de corrosión para controlar la velocidad de corrosión.
- Debido a que la reducción de espesor es mínima, esta tubería puede seguir trabajando

TABLA X. Resultados de la medición de espesores de la tubería de la línea PY 8106.

Toma	Espesor (mm)
1	16.5
2	16.0
3	16.4
4	15.8
5	16.0
6	16.7
8	16.1
9	16.2
10	15.9
11	15.7
12	16.3
13	14.8
14	16.1
15	15.6

### 3.3 DETERMINACION DE LA CORROSION EN BARCOS

#### 1. Antecedentes

Se realizó una medición ultrasónica de espesores en el planchaje y cubierta del barco perquero "ELIZABETH F". El trabajo se realizó para determinar la condición de dichos elementos estructurales.

#### 2. Características del barco

- Nombre : Elizabeth F
- Armador : Pesqueria Fernández S.A.
- Clasificador : Bureau Veritas
- Registro de matrícula: Guayaquil
- Tonelaje bruto : 9900
- Tonelaje real neto : 354
- Eslora : 51.52 m
- Manga : 10.06 m
- Puntal : 7.95 m
- Año de construcción : 1975
- Tipo de Buque : Pesquero

#### 3. Equipo utilizado

- Medidor digital de espesores ultrasónico UTM 20B

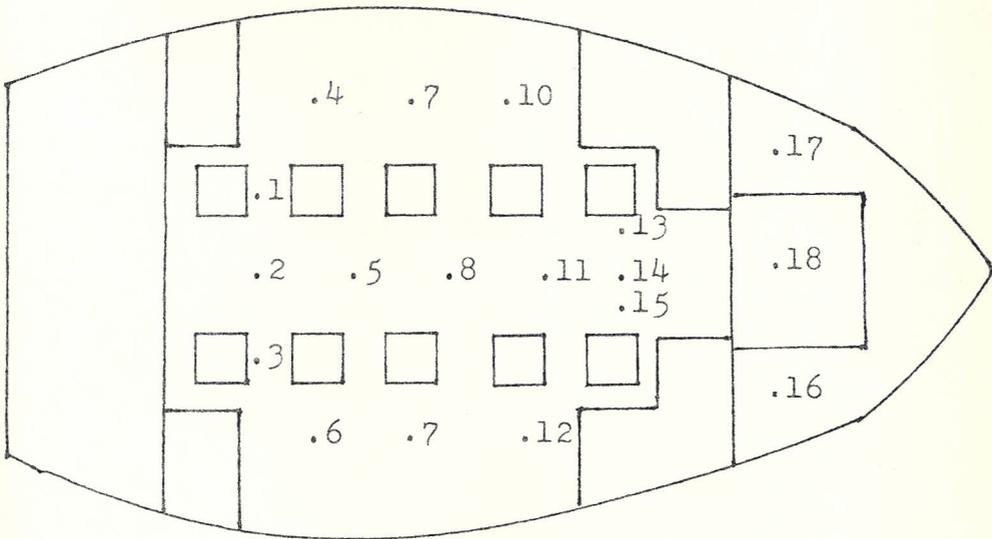
#### 4. Resultados

- Los valores que se indican en la tabla XI corresponde al valor menor de tres (3) lecturas efectuadas en cada sección'
- La medición de espesores se realizó en los sitios indicados en la figura 6.

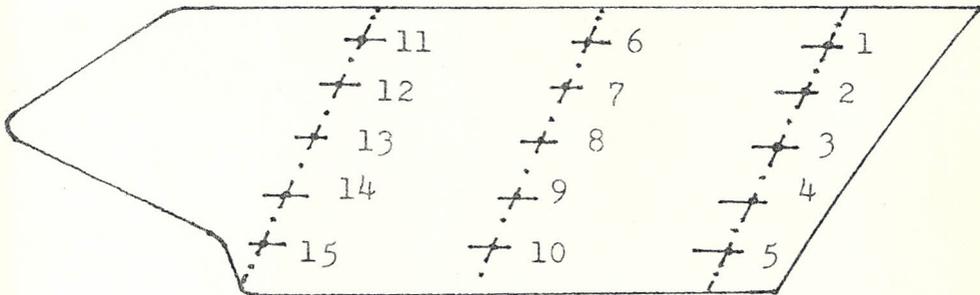
-

#### 4. Recomendaciones

- Zonas donde se encuentra ampollada la pintura y sitios donde hay principios de corrosión eliminarla y luego, cubrir con pintura anticorrosiva.
- Se recomienda limpiar periódicamente los ánodos de sacrificio para evitar acumulación de desechos de corrosión y así cumpla con su función
- Se recomienda tener cuidado en la zona aire-agua, debido que aquí se produce corrosión mas notable.

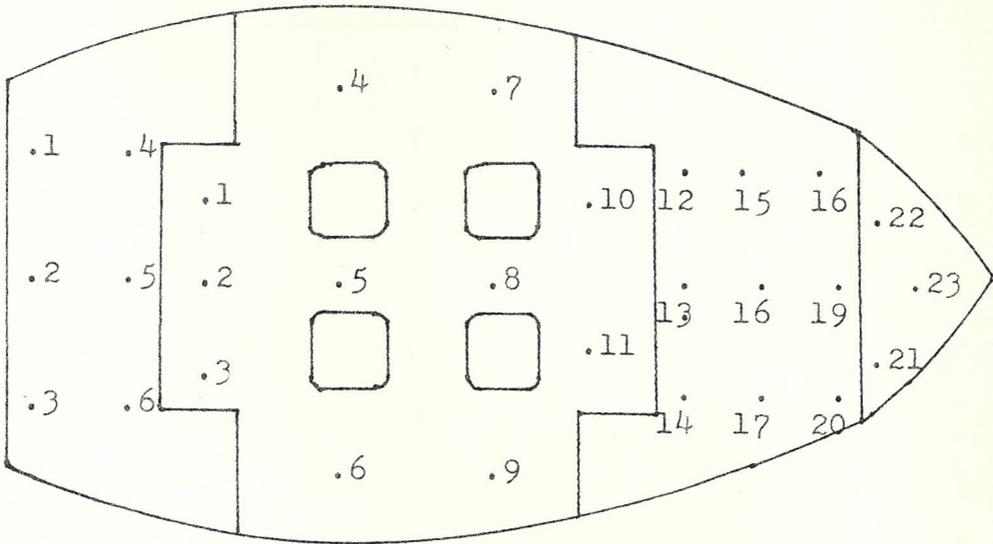


Cubierta Nivel de bodega

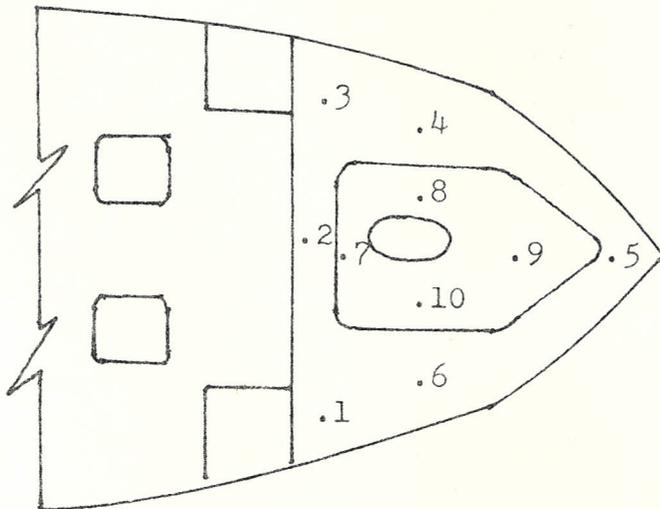


Costado

FIGURA 6. Sitios donde se realizó medición de espesores  
barco Pesquero "ELIZABETH F"



Cubierta principal



Cubierta de castillo

TABLA XI. Resultados de la medición de espesores.- Barco Pesquero  
"ELIZABETH F".

Ubicación	Toma	Medidas-6 Dic. 1984 (mm)	Medidas-7 Oct. 1988 (mm)
Costado Babor	1	7.2	7.1
" "	2	9.8	9.0
" "	3	9.6	9.6
" "	4	10.4	9.8
" "	5	10.7	10.2
" "	6	7.6	7.6
" "	7	10.0	9.0
" "	8	10.2	8.4
" "	9	10.4	9.4
" "	10	10.2	10.2
" "	11	7.3	7.1
" "	12	8.8	9.2
" "	13	9.3	10.0
" "	14	9.7	9.6
" "	15	9.6	9.6
Costado estribor	1	7.2	7.2
" "	2	10.2	10.2
" "	3	10.4	9.9
" "	4	10.4	9.8
" "	5	10.8	10.2
" "	6	7.6	7.5 sigue.

....continuación

Ubicación	Toma	Medidas-6 Dic. 1984 (mm)	Medidas-7 Oct. 1988 (mm)
Costado estribor	7	9.8	8.3
" "	8	10.4	9.9
" "	9	10.2	10.0
" "	10	10.1	10.1
" "	11	8.0	7.0
" "	12	9.8	8.6
" "	13	9.9	10.4
" "	14	10.0	9.8
" "	15	10.0	9.6
Rampa de popa	1	12.8	12.8
" "	2	12.9	12.7
" "	3	13.1	12.9
Cubierta principal	1	6.8	6.6
" "	2	6.8	6.7
" "	3	6.7	6.6
" "	4	6.8	6.4
" "	5	6.8	6.8
" "	6	6.9	7.0
" "	7	6.6	6.6
" "	8	13.4	12.4 sigue..

....continuación

Ubicación	Toma	Medidas-6 Dic. 1984 (mm)	Medidas-7 Oct. 1988 (mm)
Cubierta principal	9	6.8	6.6
" "	10	6.8	6.4
" "	11	6.6	6.5
" "	12	7.1	6.1
" "	13	7.2	6.4
" "	14	7.0	6.4
" "	15	7.0	6.3
" "	16	7.2	7.0
" "	17	7.4	6.8
" "	18	6.6	6.1
" "	19	6.8	6.4
" "	20	7.0	6.9
" "	21	10.5	9.8
" "	22	10.2	9.6
" "	23	10.8	13.0
Cubierta de castillo	1	8.2	6.3
" "	2	8.6	6.3
" "	3	8.8	7.4
" "	4	7.4	7.4
" "	5	7.6	6.4
" "	6	7.2	6.6 sigue.

....continuación

Ubicación	Toma	Medidas-6 Dic. 1984 (mm)	Medidas-7 Oct 1988 (mm)
Cubierta de castillo	7	7.0	7.1
" "	8	7.2	6.3
" "	9	7.2	6.3
" "	10	7.1	7.2
Cubierta de bodega	1	7.4	7.2
" "	2	7.6	7.1
" "	3	7.4	7.4
" "	4	10.2	9.8
" "	5	7.2	6.6
" "	6	10.4	9.7
" "	7	10.6	9.4
" "	8	7.2	6.5
" "	9	10.6	9.9
" "	10	10.4	9.8
" "	11	7.5	7.0
" "	12	10.3	9.6
" "	13	7.6	7.0
" "	14	7.2	6.8
" "	15	7.6	7.2
" "	16	8.0	7.3
" "	17	11.2	10.5

sigue.

....continuación

Ubicación	Toma	Medidas-6 Dic. 1984 (mm)	Medidas-7 Oct. 1988 (mm)
Cubierta de bodega	18	10.6	10.2
Mamparo de popa	1	7.6	6.5
" "	2	7.3	7.2
" "	3	7.4	7.1
Mamparo de proa	1	9.0	9.0
" "	2	8.9	8.9
Cuarto de máquinas	1	7.1	6.5
" "	2	7.2	6.6
Pared de tanque de de petróleo	1	8.6	8.5
" "	2	8.6	8.6
" "	3	8.6	8.3
Pared pañón de proa	1	5.1	5.2
" "	2	5.2	4.8
" "	3	5.3	5.1

### 3.4 DETERMINACION DE LA CORROSION EN RECIPIENTES DE ALMACENAMIENTO

#### TANQUE CILINDRICO VERTICAL

##### 1. Antecedentes

Se realizaron Ensayos No Destructivos por inspección visual y medición de espesores (ultrasonidos) en las planchas metálicas del fondo y de las paredes del tanque N<sup>o</sup> 2 de almacenamiento de combustible, perteneciente al Depósito Sur CEPE. El trabajo se realizó para determinar el grado de deterioro y corrosión de los materiales de los tanques.

##### 2. Datos técnicos

Diámetro: 7.65 m  
Altura: 6.70 m  
Capacidad: 75.000 US galones

##### 3. Equipo utilizado

- Medidor digital de espesores ultrasonico UTM 20B
- Calibrador de corrosión
- Instrumento de magnificación visual

##### 4. Resultados de la inspección

- Las planchas del fondo del tanque se encuentran de manera general distorsionadas por el calor desarrollado cuando fueron soldadas.
- La pintura anticorrosiva depositada sobre las planchas del fondo

- del tanque ha sido removida en un 90%. No se observó señales de - pintura anticorrosiva en las paredes del tanque.
- Todas las planchas de las paredes se encuentran corroidas uniformemente, y algunos presentan ataque corrosivo localizado especialmente en el área de los remaches.
  - El detalle de grado de corrosión y deterioro de las planchas se - indican en la tabla XII.
  - La ubicación de cada plancha se indica en las figuras 7.

#### 5. Observaciones

- El espesor de las planchas es el mínimo medido
- Penetración de corrosión es la mínima detectada

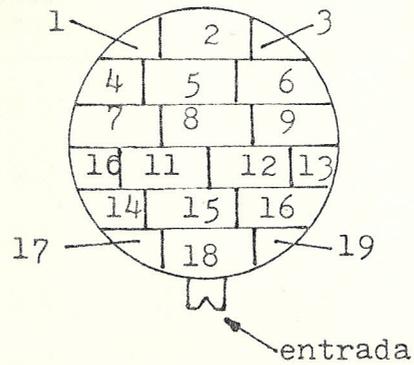
#### 6. Recomendaciones

##### a) Fondo

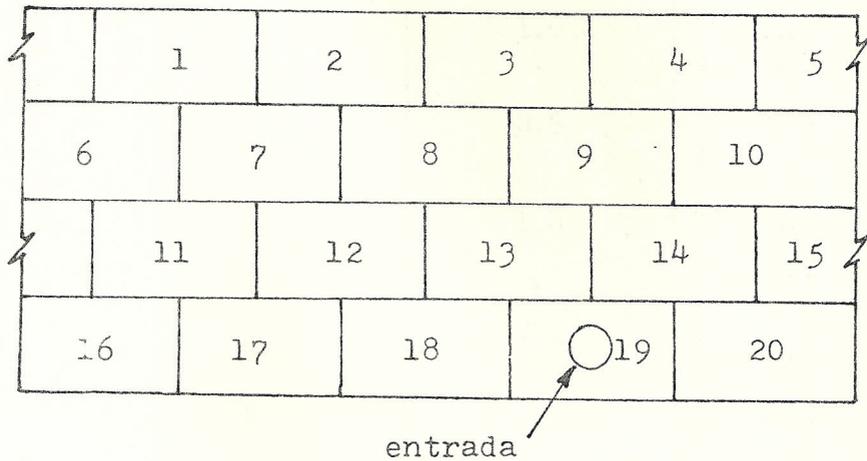
- Reemplazar las planchas N<sup>o</sup> 2, 3, 4, y 9 del tanque, por cuanto el espesor actual es inferior al espesor nominal recomendado por el Código API 650. Reemplazar también la plancha N<sup>o</sup> 18 por el severo grado de corrosión existente.
- Reparar las planchas con picaduras.

##### b) Paredes

- Todas las planchas de las paredes cumplen con el espesor nominal recomendado por el Código API 650, por lo que puede seguir siendo usado previa limpieza y remoción de los productos corrosivos.



a) Posición de las planchas del fondo del tanque



b) Posición de las planchas de las paredes del tanque

FIGURA 7. Posición de las planchas del fondo y paredes del tanque

TABLA XII. Resultados de la inspección en tanque de almacenamiento de combustible.

Plancha N°	Espesor (mm)	Penetración de corrosión (mm)	Estado general
1	6.8	-	Aceptable
2	5.2	5.2	Dos picaduras
3	6.8	2.0	Picaduras, 30%
4	6.4	2.0	Picaduras, 70%
5	6.8	-	Picaduras, 5%
6	6.8	-	Aceptable
7	6.6	-	Picaduras, 5%
8	6.6	-	Aceptable
9	6.5	1.0	Picaduras concentradas distorsionadas
10	6.4	0.5	Picaduras concentradas
11	6.6	1.0	Picaduras, 10%
12	6.7	-	Aceptable
13	6.6	1.0	Picaduras, 5%
14	6.6	-	Aceptable
15	6.5	0.5	Picaduras, 5%
16	6.6	-	Picaduras, 10%
17	6.8	-	Picaduras, 10%
18	6.7	0.5	Picaduras, 90%
19	6.8	-	Aceptable sigue....

.... continuación

Plancha N°	Espesor (mm)	Penetración de corrosión (mm)	Estado general
1	6.4	1.0	Picaduras remaches 90%
2	6.4	1.1	Picaduras remaches 30%
3	6.3	1.1	Picaduras remaches 25%
4	6.6	2.0	Picaduras remaches 30%
5	6.5	1.0	Picaduras alrededor de tapón y remaches
6	6.6	1.0	Picaduras, 10%
7	6.7	1.5	Picaduras, 30%
8	6.6	1.5	Picaduras, 5%
9	6.6	1.5	Picaduras remaches 30%
10	6.6	1.0	Picaduras, 30%
11	6.6	2.0	Picaduras remaches 5%
12	6.4	1.1	Picaduras remaches 5%
13	6.7	1.3	Picaduras concentradas
14	6.4	1.0	Picaduras concentradas
15	6.3	1.5	Picaduras concentradas
16	6.6	2.0	Picaduras concentradas
17	6.8	1.0	Picaduras concentradas
18	6.7	0.5	Picaduras alrededor de tapón (parchada)
19	6.8	1.0	Rayadura 1 mm de pro- fundidad y 70 cm largo
20	6.7	2.0	Picaduras, 20%

## TANQUE CILINDRICO HORIZONTAL TIPO SALCHICHA

### 1. Antecedentes

Se realizaron mediciones ultrasónicas del espesor de las paredes del tanque cilíndrico horizontal para almacenamiento de G.L.P. de 28 m<sup>3</sup> de capacidad, perteneciente a la empresa CROWN CORK. Las mediciones se efectuaron para determinar el espesor de las paredes del tanque y se tomaron en las secciones que muestra la figura 8:

### 2. Equipo utilizado

- Medidor digital de espesores ultrasónico UTM 20B

### 3. Resultados

- Los valores de espesor que se indica en la tabla XIII y tabla XIV corresponde al menor valor de lecturas efectuadas en cada sección, dividiendo el anillo en cuatro (4) secciones y cada domo en cinco (5) secciones como se muestra en la figura 8.
- Las mediciones de espesores de la tabla XIII corresponden al 24 de Julio de 1984 y los de la tabla XIV corresponden al 28 de Julio de 1988.
- Considerando los valores de las tablas anteriores, se observa que hay una reducción de espesores debido a efectos de corrosión que no cumplen con los valores aceptables de la Código API 650, que admite una reducción de 12.7% del espesor nominal.

### 4. Recomendaciones

- Se recomienda para un mejor control de la corrosión realizar inspecciones periódicas.
- Considerando los valores anteriores con los actuales, se recomienda realizar el respectivo cambio del tanque por las consecuencias anotadas.
- Cuando se adquiera el nuevo tanque, se debe tomar valores de espesor para contar con valores reales-referenciales y así poder llevar un control de corrosión.

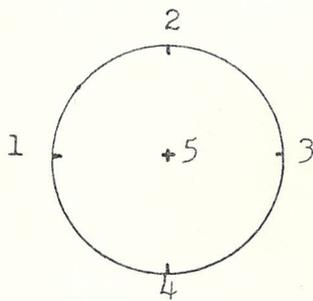
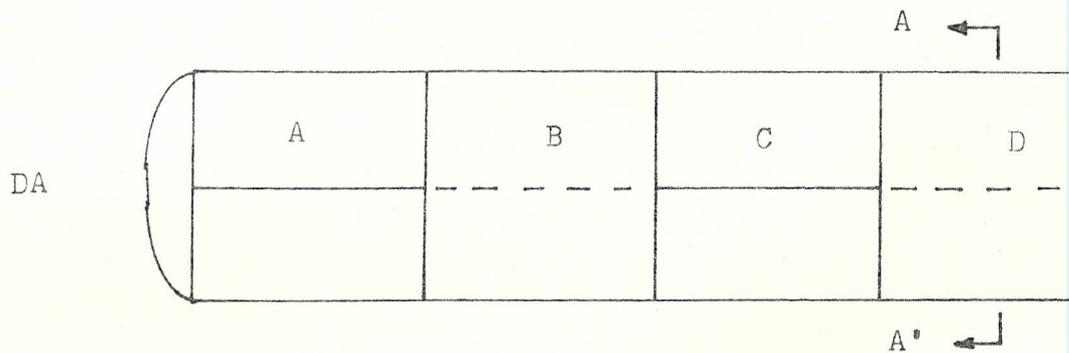
TABLA XIII. Resultados de la inspección en tanque cilíndrico para almacenar G.L.P. .- Julio 24 de 1984

Posición / Plancha	1	2	3	4	5
Domo anterior (DA)	13.4	13.5	13.3	13.4	13.4
Plancha A	10.7	10.8	10.6	10.3	
Plancha B	10.6	10.4	10.5	10.4	
Plancha C	10.2	10.2	10.4	10.2	
Plancha D	10.5	10.6	10.7	10.5	
Domo posterior (DP)	13.3	13.4	13.4	13.8	13.8

TABLA XIV. Resultados de inspección en tanque para almacenar G.L.P.

Julio 28 de 1988.

Posición Plancha	1	2	3	4
Domo anterior (DA)	13.1	13.4	13.3	12.8
Plancha A	9.2	9.1	9.6	8.9
Plancha B	8.8	9.0	6.1	8.8
Plancha C	9.1	9.2	7.8	8.8
Plancha D	9.0	9.2	8.9	4.8
Domo Posterior (DP)	13.1	13.4	12.8	12.8



CORTE A-A'

DA = Domo anterior

DP = Domo posterior

FIGURA 8. Diagrama correspondiente al cilindro G.L.P. de 2 perteneciente a la compañía Crown Cork.

## CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

- Se ha podido comprobar que en las inspecciones realizadas con la técnica de los ultrasonidos utilizando transductores focalizados, los resultados para la detección de la corrosión y reducción homogénea de espesores son altamente satisfactorios y eficientes.
- La eficiencia obtenida por inspección ultrasónica en detección de corrosión esta en el orden del 97% de confiabilidad, siempre que se realice la inspección con las debidas precauciones. Para futuras inspecciones de un mismo elemento, es necesario mantener los mismos parámetros para que la inspección sea repetitiva.
- La inspección mediante radiografía industrial utilizada para reducción de la corrosión es muy importante, debido a que se obtiene un documento visual-objetivo del grado de corrosión interna en los materiales.
- Los resultados obtenidos en radiografía industrial no tiene tanta exactitud como los encontrados por ultrasonidos, debido a que la sensibilidad de detección con este último método es mayor.
- La inspección por partículas magnéticas y tintas penetrantes ayudan a aumentar la definición de los centros de corrosión externos que se presentan en los materiales.
- En la técnica de los ultrasonidos hay una diferencia notable entre el empleo de un medidor digital de espesores y una unidad detectora de fallas en cuanto se refiere a los resultados, debido a que el primero de los nombrados da una lectura puntual, mientras que, el segundo da

una lectura dentro del área que abarca la sección transversal del cono haz ultrasónico.

- De la experiencia obtenida se puede notar que los centros de corrosión se localizan en zonas preferenciales de acuerdo al uso que se da a los elementos, así tenemos que en las tuberías de caldero la corrosión se localiza en la cara de lado de fuego; en las tuberías empleadas para conducir derivados de petróleo, agua, etc y tanques horizontales, la corrosión se acentúa en la parte inferior; en tanques verticales la corrosión se presenta en el fondo del tanque. Además, la corrosión se presenta en la zona líquido-aire o líquido-gas de los elementos utilizados para almacenamiento.
- De acuerdo a lo estipulado en las normas AWS, ABS, API, ASA, ASME, ISO, ASTM, etc estudiados, determinan que la reducción de espesor por efectos de corrosión es de 12,5% con respecto al espesor nominal en lo que se refiere a tuberías y para planchajes permite reducción de espesor 10% respecto al espesor nominal y no más de 3 mm (0.125 pulg.).

#### Recomendaciones

- Establecer programas de mantenimiento para cada estructura o elemento. Estos programas deben contener hojas de registro en las que estén incluidos los valores originales.
- Dependiendo del uso, realizar mantenimientos periódicos para comprobar velocidad de corrosión.
- Cuando se realice adquisición de un nuevo componente o elemento, se recomienda tomar espesores para tener valores reales-referenciales y así con estos realizar programas de inspección.

A P E N D I C E

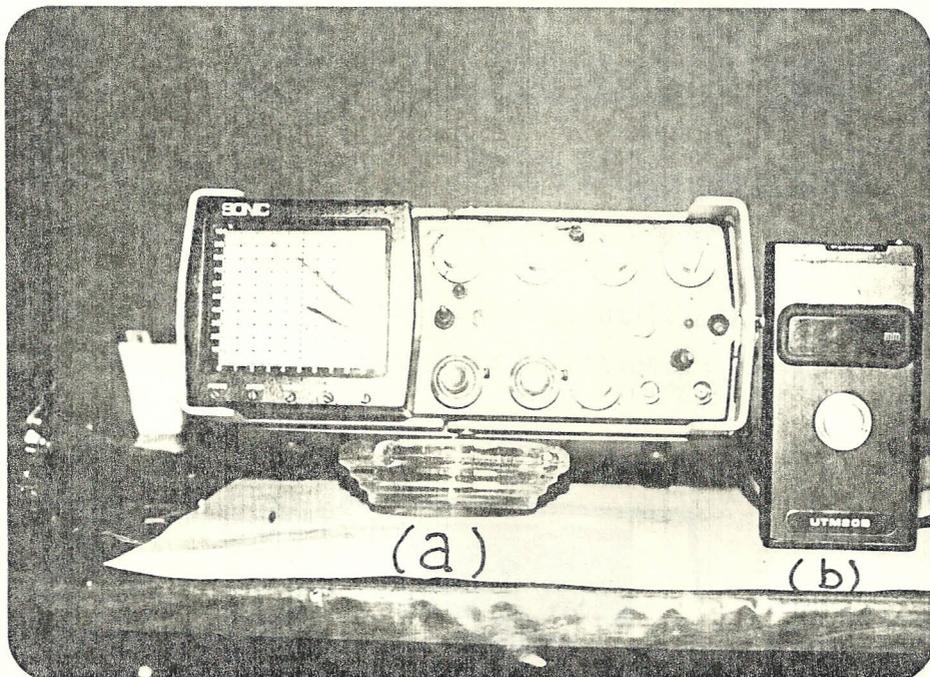


FIGURA A1. Equipos de ultrasonidos para la detección de la corrosión.-  
a) Unidad ultrasónica detectora de fallas SONIC MARK I.- b)  
Medidor digital de espesores ultrasónico UTM 20B.

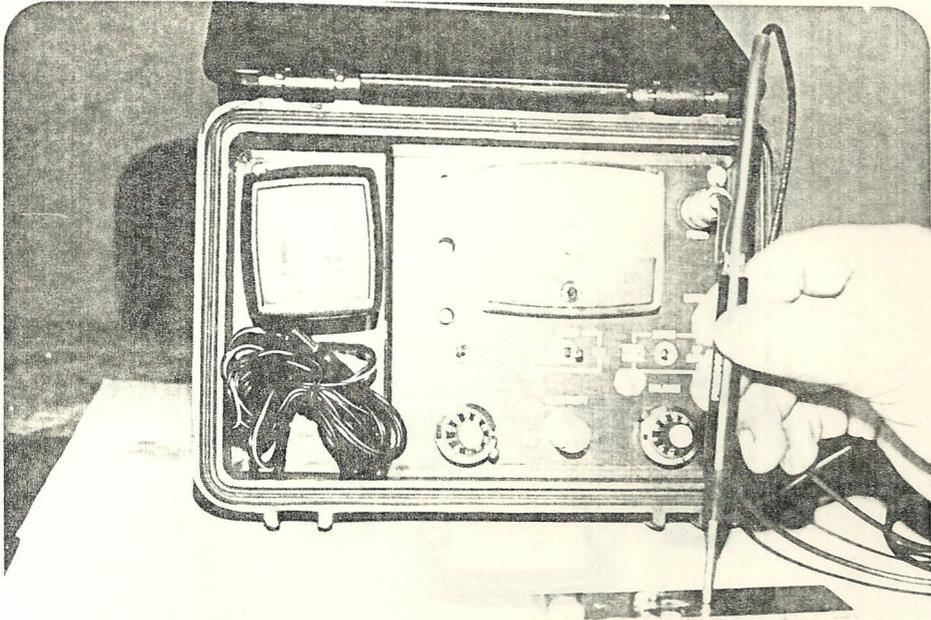


FIGURA A2. Unidad de corrientes inducidas utilizada en la detección de microgrietas y centros de corrosión.

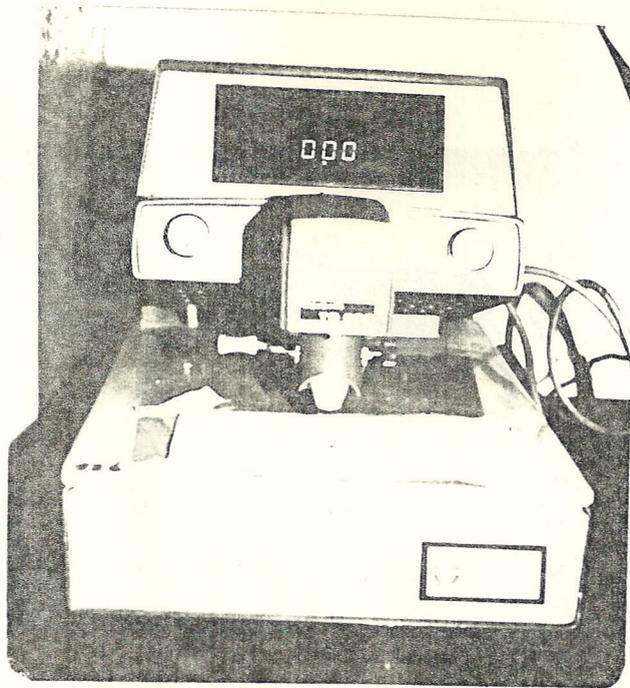


FIGURA A3. Densitómetro utilizado para la medición de variación de densidad radiográfica debido a corrosión.

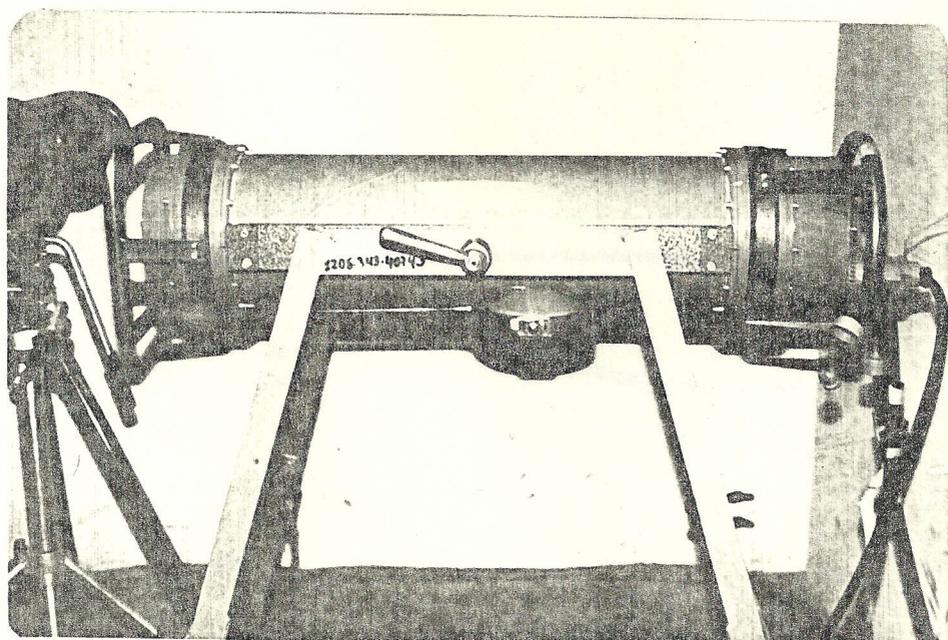
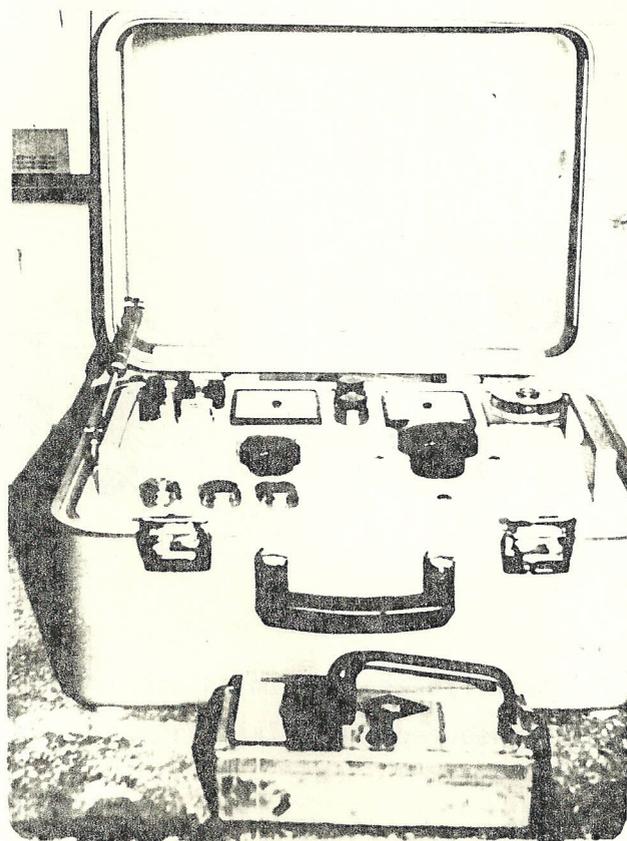


FIGURA A4. Equipo de rayos X utilizado para la detección de corrosión

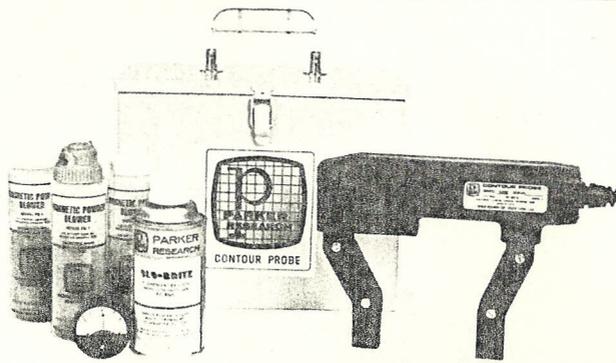


FIGURA A5. Equipo de partículas magnéticas utilizado para la detección de defectos superficiales y sub-superficiales.

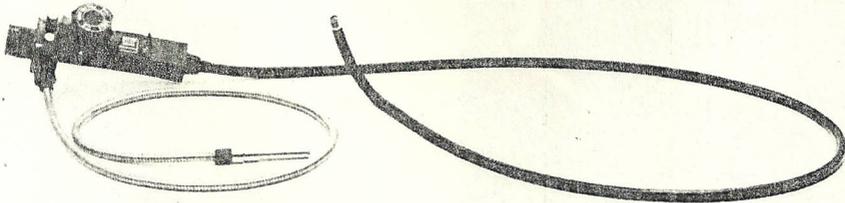


FIGURA A6. Boroscopio flexible utilizado para la detección de corrosión interna en tubos.

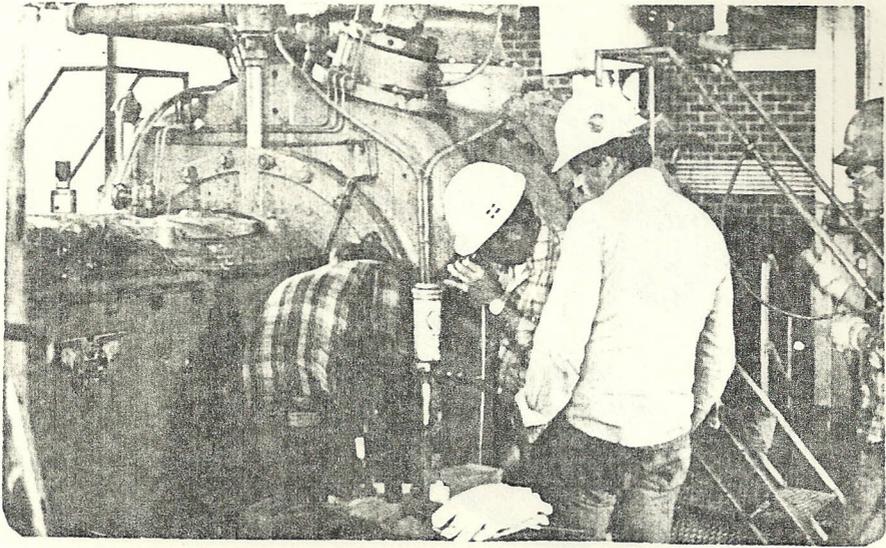
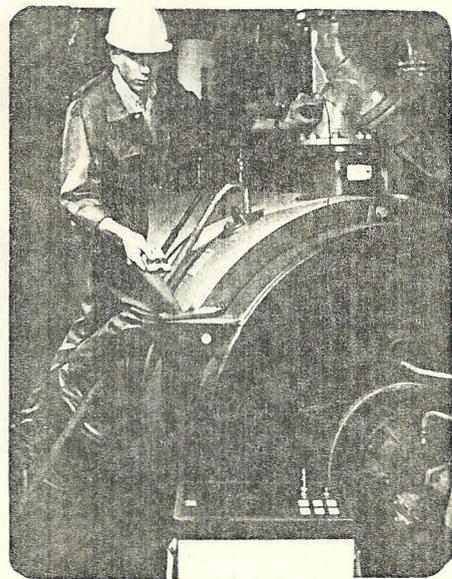


FIGURA A7. Inspección visual utilizando un boroscopio de fibra óptica en un compresor.

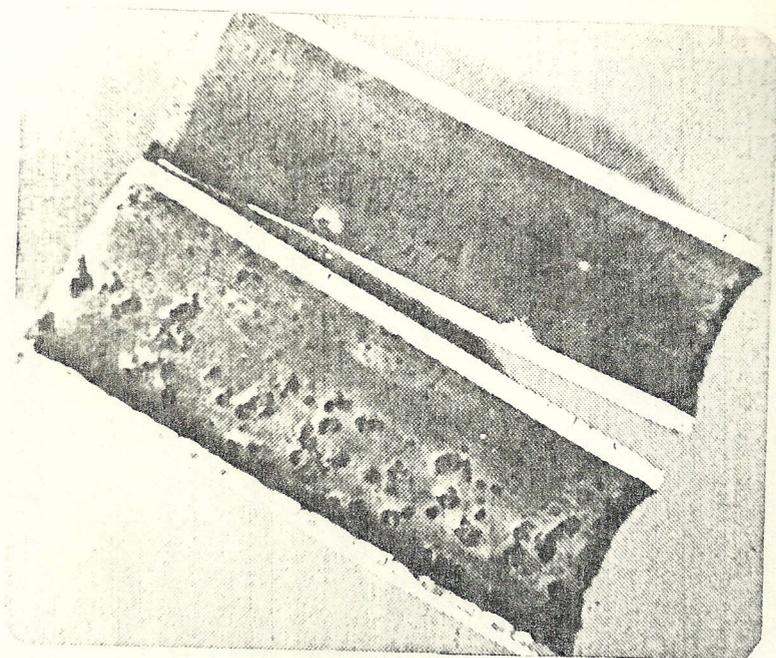


(a)

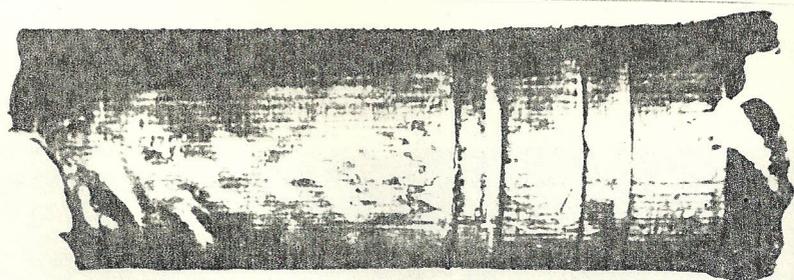


(b)

FIGURA A8. Inspección ultrasónica.- a) Medición de espesores.- b) Detección de corrosión con una unidad detectora de fallas.



(a)



(b)

FIGURA A9. a) Corrosión por presencia de oxígeno y cloruros en tubos de calderos.- b) Corrosión producto de incrustaciones en tubos de caldero.

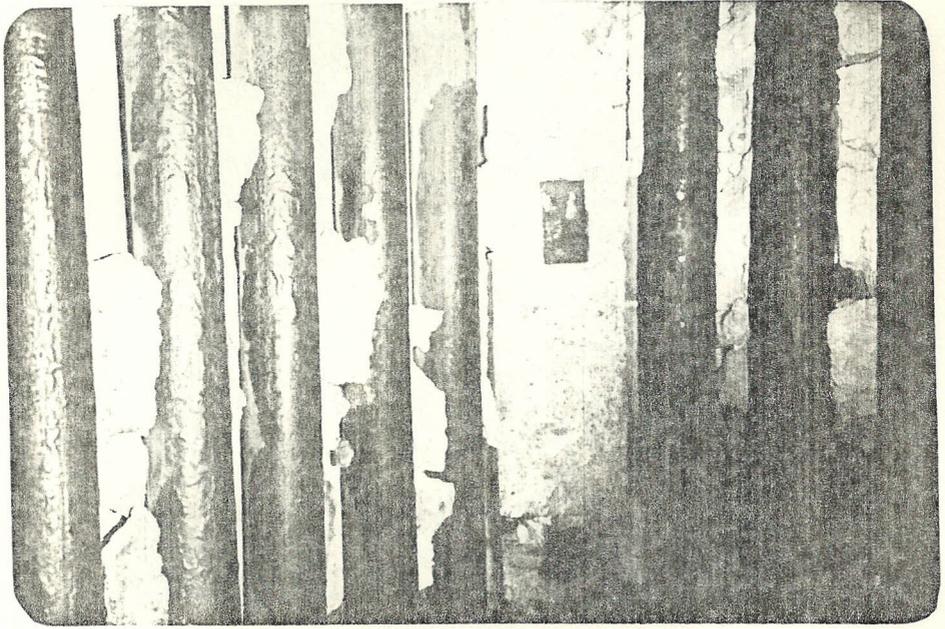


FIGURA A10. Tubos de calderos. Corrosión externa en la zona afectada por el calor

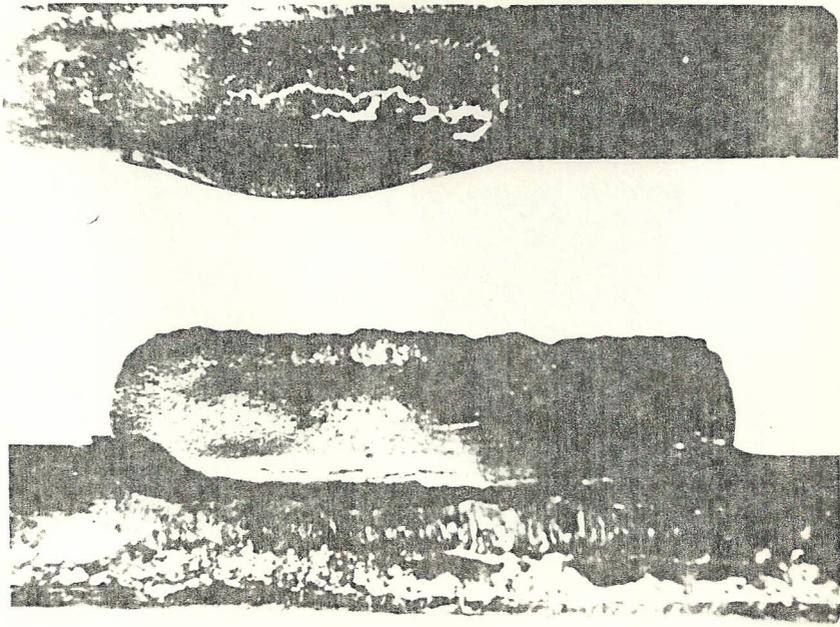
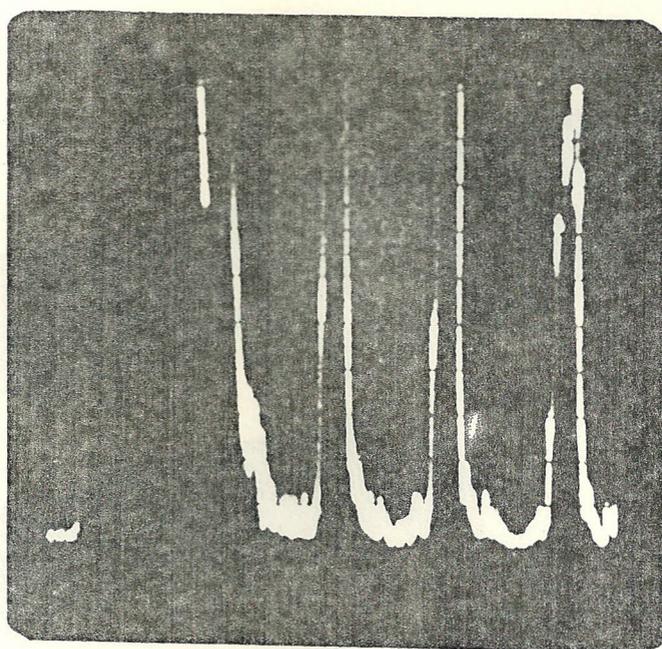
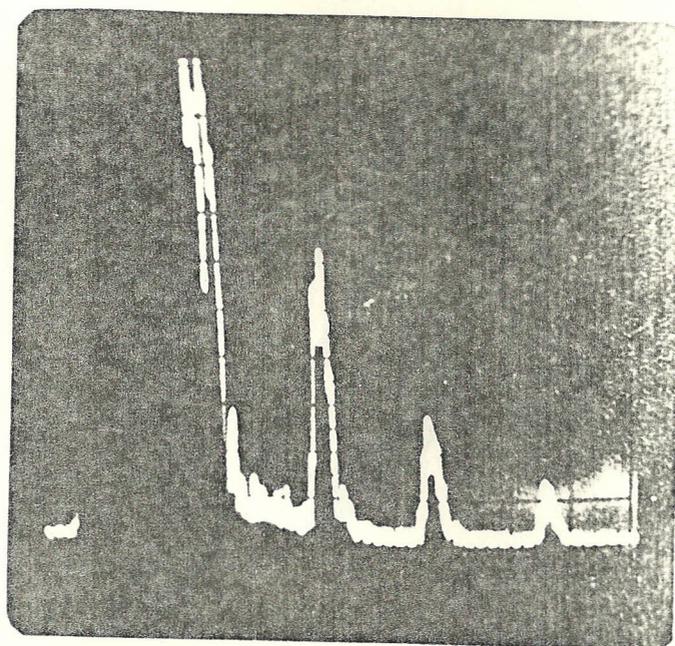


FIGURA A11. Tubos de caldero que falló por reducción de espesor en la zona afectada por el calor.

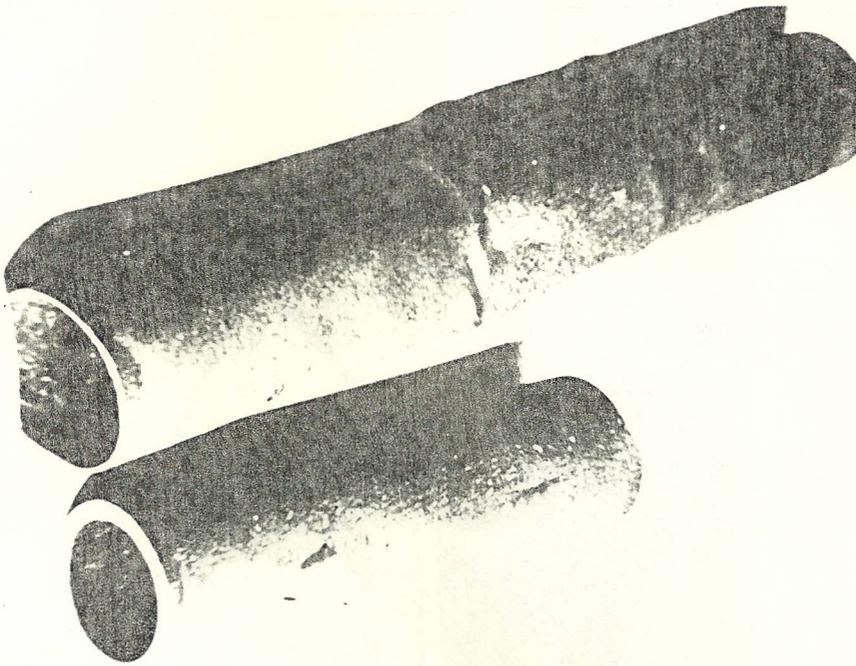


(a)

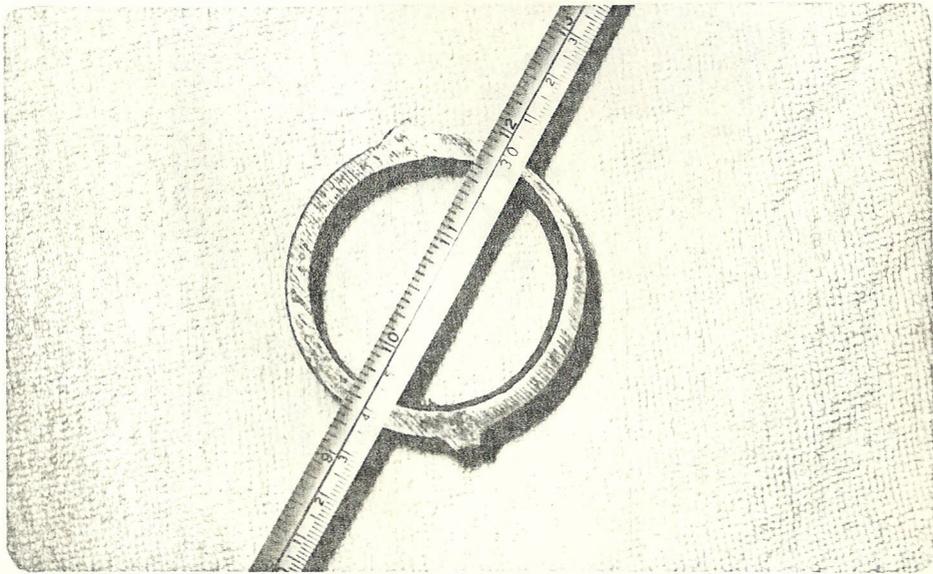


(b)

FIGURA A12. Señales típicas obtenidas en la unidad ultrasónica detectora de fallas.- a) Tubería sin defecto.- b) Tubería con reducción de espesor e incrustaciones.



(a)



(b)

FIGURA A13. a) Corte de dos tubos en los que se detecta reducción de espesores.- b) Reducción de espesor en la sección transversal del tubo de un caldero (cara de lado de fuego).

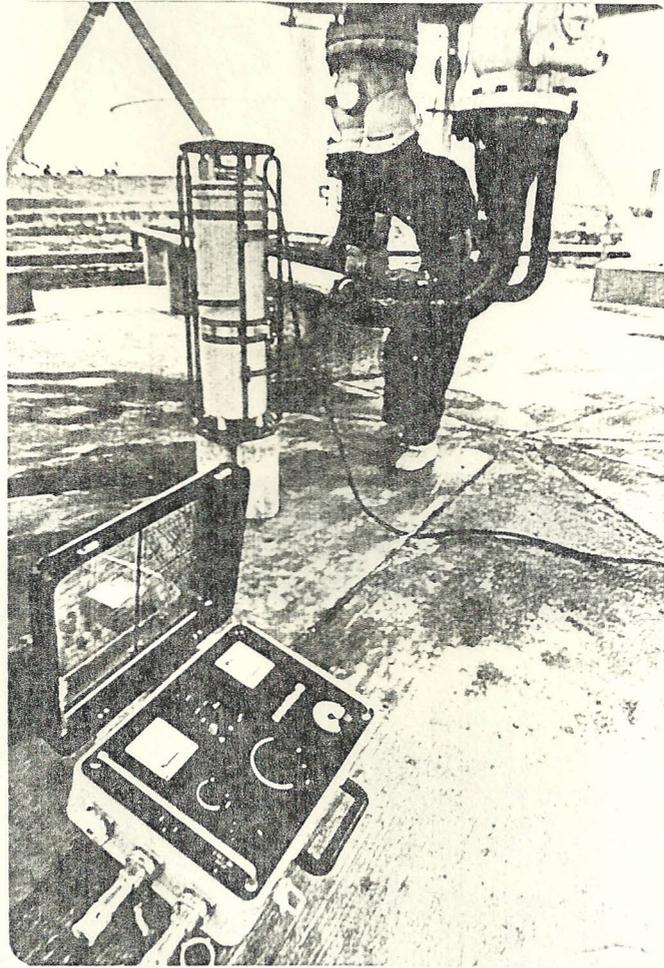
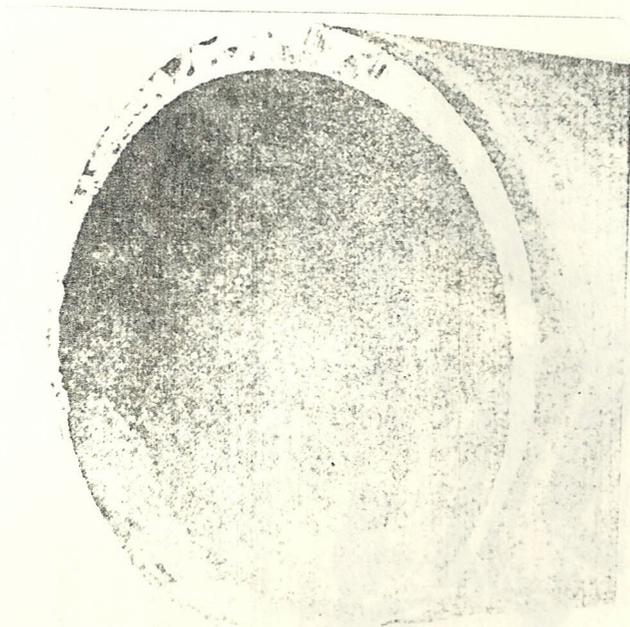
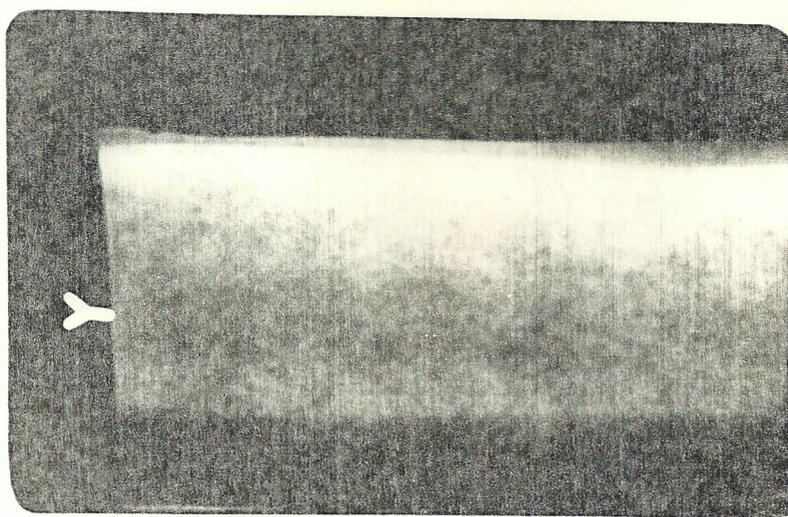


FIGURA A14. Disposición del equipo de rayos X en sitio para la detección de corrosión en tuberías.



(a)

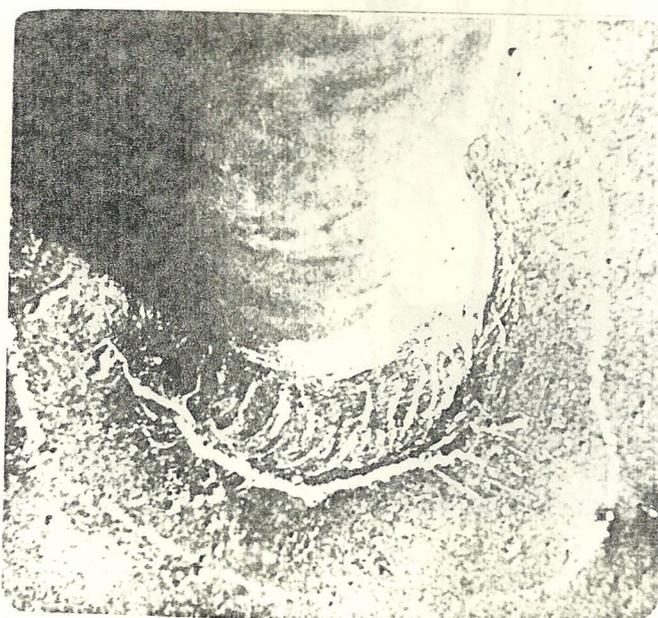


(b)

FIGURA A15. a) Variación del espesor de una sección de tubería inspeccionada.- b) Observación de productos de corrosión en una toma radiográfica.



(a)

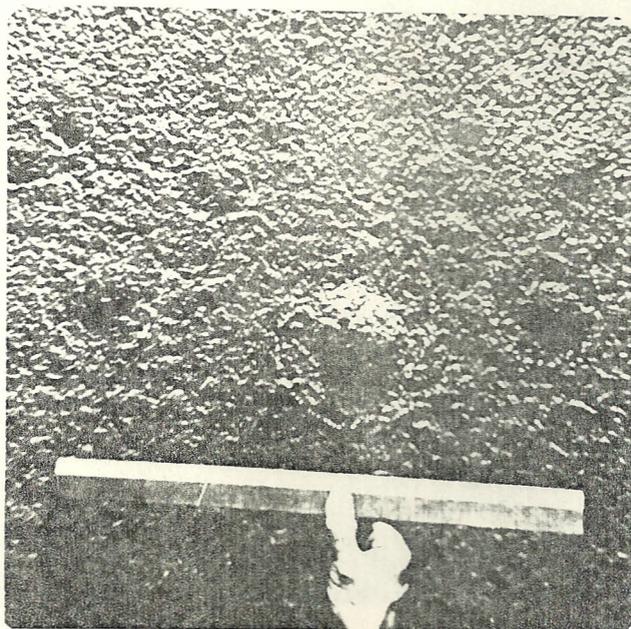


(b)

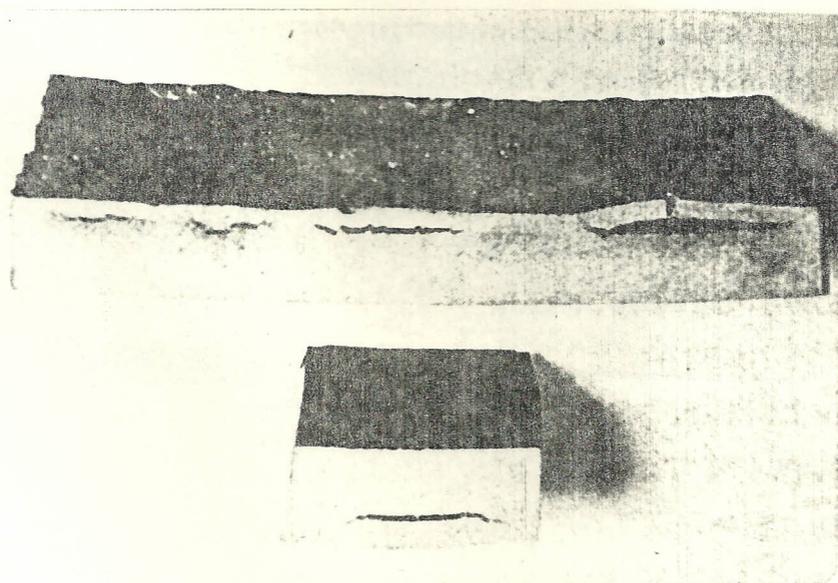
FIGURA A 16. Inspección con partículas magnéticas secas.- a) Forma de aplicar partículas magnéticas.- b) Marcas de fisuras y - corrosión en la base de un tubo.



FIGURA A17. Inspección con partículas magnéticas fluorescentes.



(a)

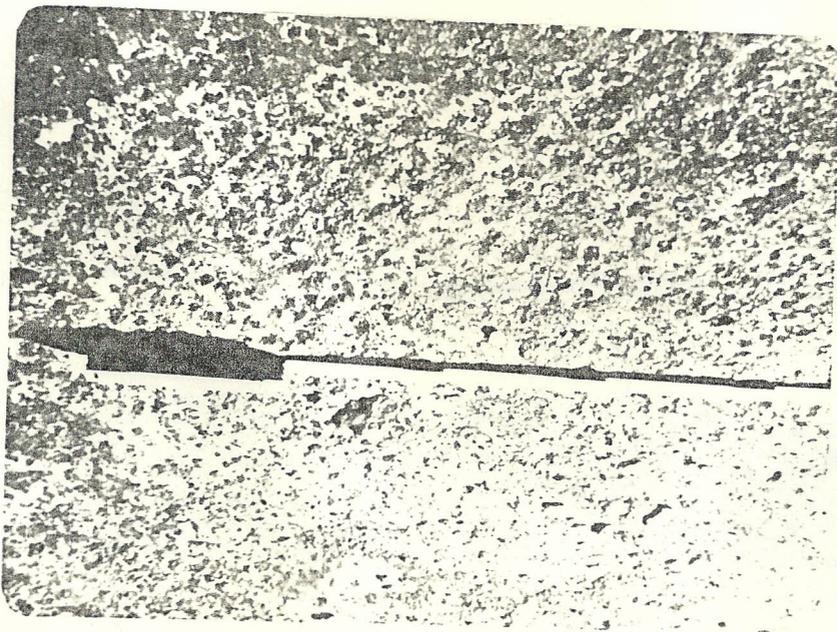


(b)

FIGURA A18. Inspección visual.- a) detección de evolución de hidrógeno en las paredes de un tanque.- b) Corte transversal de la plancha. Notese el desprendimiento del material de la presencia de hidrógeno molecular.

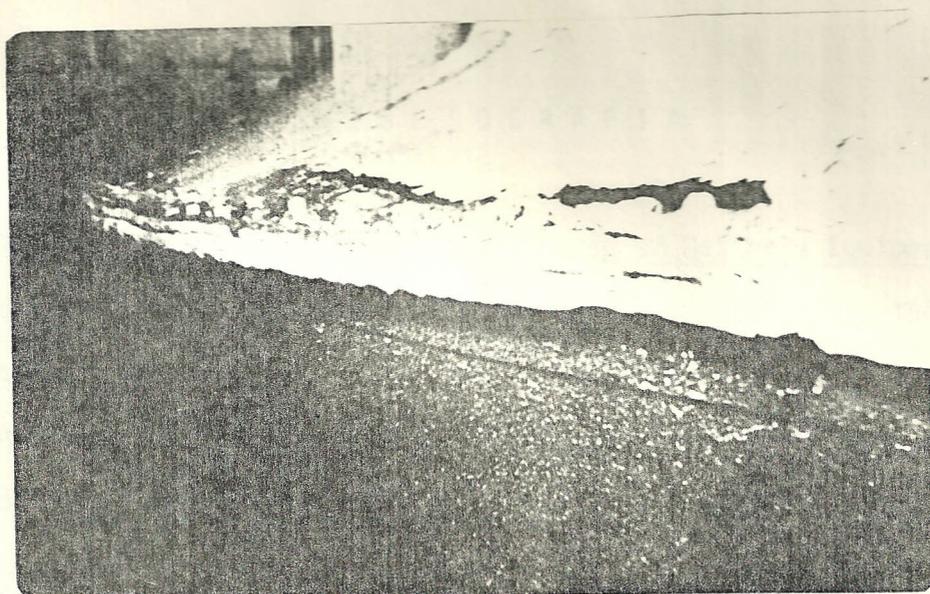


(a)

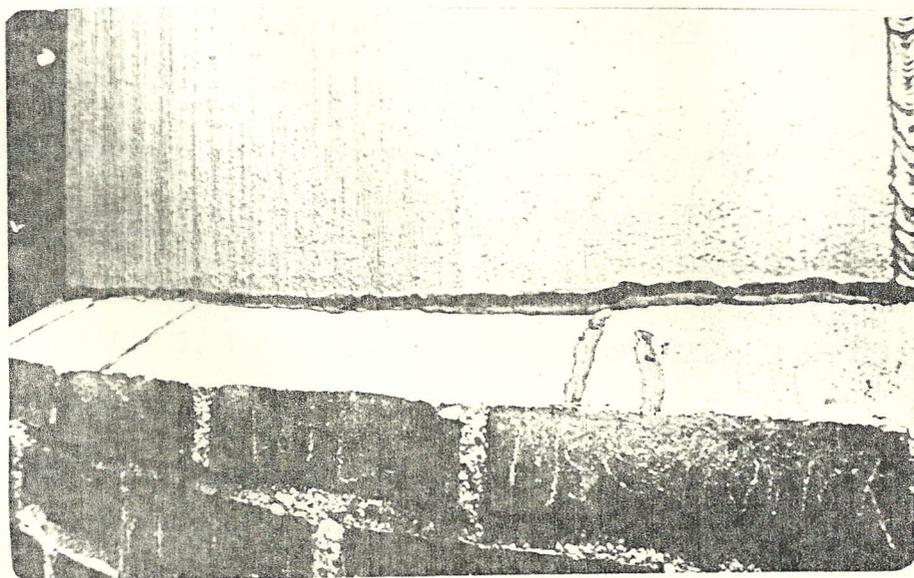


(b)

FIGURA A19. Inspección visual.- a) Corrosión homogénea en el fondo de un tanque.- b) Presencia de picaduras en el planchaje del fondo del tanque.



(a)



(b)

FIGERA A20. Inspección visual.- a) Corrosión localizada en el techo de un tanque.- b) Corrosión localizada en la parte inferior de un tanque.

## B I B L I O G R A F I A

1. American Petroleum Institute, API Guide of Refinery Equipment.- Atmospheric and Low-Pressure Storage Tanks, Chapter XIII, Third Edition, 1972.
2. American Petroleum Institute, API Guide of Refinery Equipment.-Conditions Causing Deterioration or Failures, Chapter II, Second Edition, 1973.
3. American Petroleum Institute, API Pressure Vessel (Towers, Drums, - and Reactors), Third Edition, June 1976.
4. American Petroleum Institute, API Guide of Refinery Equipment.-Inspection Tools, Second Edition, 1972
5. American Petroleum Institute, API 510, Pressure Vessel.- Maintenance Inspection, Rating, Repair, and Alteration, First Edition, September 1980.
6. YANEZ ENRIQUE, Tratamiento de aguas en calderos de vapor, Quimicamp, Guayaquil.
7. SINGH G.P., Inspection for Hydrogen Damage in Boiler Waterwall Tubes, Materials Evaluation, Volume 43, 1985, pp 1164-1166.
8. American Bureau of Shipping, Rules for Building and Classing.-Steel Vessels, 1981
9. ASME, Boiler and Pressure Vessel Code, Section IX, 1980.
10. Informes de trabajos de inspección.- 1983-1989, SENDRE Cia Ltda, - Guayaquil

11. VITERI ANTONIO, Curso básico de corrosión, ESPOL, 1982
12. HAGEMAIER D.J., WENDELBO A., BAR-COHEN Y., Aircraft Corrosion and Detection Methods, Materials Evaluation, Volume 43, March 1985, pp 426-437.
13. Introducción a los Ensayos No Destructivos, Escuela Superior Politécnica del Litoral, 1988.
14. RASE HOWARD, Diseño de tuberías para plantas de proceso, 1978