

5
2 ej

UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA DE MEXICO

Facultad de Ingenieria



"ANALISIS DE DEFECTOS EN SISTEMAS DE
TRANSPORTE DE HIDROCARBUROS."

T E S I S
QUE PARA OBTENER EL TITULO DE
INGENIERO PETROLERO
P R E S E N T A :
JOSE ALVARO ALMANZA CHAVEZ



México, D.F. 1986



Universidad Nacional
Autónoma de México



UNAM – Dirección General de Bibliotecas Tesis Digitales Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS © PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

Todo el material contenido en esta tesis está protegido por la Ley Federal del Derecho de Autor (LFDA) de los Estados Unidos Mexicanos (México).

El uso de imágenes, fragmentos de videos, y demás material que sea objeto de protección de los derechos de autor, será exclusivamente para fines educativos e informativos y deberá citar la fuente donde la obtuvo mencionando el autor o autores. Cualquier uso distinto como el lucro, reproducción, edición o modificación, será perseguido y sancionado por el respectivo titular de los Derechos de Autor.



VERDAD NACIONAL.
AVENIDA

FACULTAD DE INGENIERIA

Dirección
60-I-223

Señor ALMANZA CHAVEZ JOSE ALVARO.
P r e s e n t e .

En atención a su solicitud, me es grato hacer de su conocimiento el tema que aprobado por esta Dirección, propuso el Profr. Ing.- Manuel Falcón Félix, para que lo desarrolle como tesis para su Examen Profesional de la carrera de INGENIERO PETROLERO.

"ANALISIS DE DEFECTOS EN SISTEMAS DE TRANSPORTE DE HIDROCARBUOS"

- I INTRODUCCION.
- II BASES DE DISEÑO DE SISTEMAS DE TRANSPORTE DE HIDROCARBUOS.
- III PRINCIPALES CAUSAS DE FALLA EN LINEAS EN OPERACION.
- IV INSPECCION Y MANTENIMIENTO DE LINEAS DE TRANSPORTE.
- V SISTEMAS DE PROTECCION ANTICORROSIVA.
- VI ESTUDIOS METALURGICOS REALIZADOS EN TUBERIAS AVERIADAS.
- VII CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.
BIBLIOGRAFIA.

Ruego a usted se sirva tomar debida nota de que en cumplimiento con lo especificado por la Ley de Profesiones, deberá prestar -- Servicio Social durante un tiempo mínimo de seis meses como -- requisito indispensable para sustentar Examen Profesional; así -- como de la disposición de la Coordinación de la Administración -- Escolar en el sentido de que se imprima en lugar visible de los -- ejemplares de la tesis, el título del trabajo realizado.

Atentamente.
"POR MI RAZA HABLARA EL ESPIRITU"
Cd. Universitaria, D.F., Octubre 14 de 1985.
EL DIRECTOR

Dr. Octavio A. Rascón Chávez

bc
OARCH'MRV'gtg

INDICE

CAPÍTULO		PÁGINA
I	INTRODUCCION	1
II	BASES DE DISEÑO DE SISTEMAS DE TRANSPORTE DE HIDROCARBUROS.	13
III	PRINCIPALES CAUSAS DE FALLA EN LINEAS EN OPERACION.	38
IV	INSPECCION Y MANTENIMIENTO DE LINEAS DE TRANSPORTE.	56
V	SISTEMAS DE PROTECCION ANTICORROSIVA.	114
VI	ESTUDIOS METALURGICOS REALIZADOS EN TUBERIAS AVERIADAS.	178
VII	CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES. BIBLIOGRAFIA.	222 230

I N T R O D U C C I O N

En los últimos 30 años, el transporte por oleoductos, - gasoductos y poliductos en Latinoamérica, ha crecido en forma impresionante. En 1982, el kilometraje total en la región, era 10 veces mayor que al iniciarse la década de los 50.

Aún con la contracción mundial de la demanda energética debida a la recesión prevalente en los últimos años, Latinoamérica cuenta con un total de 10,800 kilómetros de ductos en construcción; la planificación para el futuro en este ramo, coloca a Latinoamérica en el tercer lugar del mundo occidental después de Estados Unidos y Canadá.

A pesar de que los inicios de la producción petrolera - en Latinoamérica se remontan a la primera década del siglo XX, el transporte por ductos a distancias considerables no se inició hasta los años 30 y 40.

Entre los primeros oleoductos en Latinoamérica destacan:

El construido en México de 10 (pg) x 234 Km . entre Palma - Sola, Veracruz, y la refinaria de Azcapotzalco, construido en el lapso comprendido entre 1930 y 1932, año este en que se -- inició su operación, por la compañía petrolera El Aguila.

Posteriormente, y como consecuencia de la expansión pe--

trolera de la postguerra, a fines de los años 40 y comienzos - de los 50, se tendieron más tuberías en Latinoamérica y en - - otras partes del mundo.

Es interesante que los oleoductos construídos a principios de la década de los 40, constituyeron un factor esencial_ para el desarrollo del transporte por ductos, debido a las mejoras incorporadas en los equipos de compresión y bombeo, -- los inicios de automatización, la comunicación por microondas y la protección anticorrosiva entre otros factores.

La tabla 1 muestra el panorama de transporte por ductos en Latinoamérica hacia 1950.

La tabla 2 muestra el panorama de transporte por ductos de la región en 1982.

El gasoducto troncal forma parte del sistema nacional - de Distribución de Gas natural de México, que cuenta con más - de 12,000.00 Kms. de tuberías de conducción, y cuyo total probablemente se duplique para 1990. Actualmente el sistema - - transporta más de 100 millones de (m^3/d).

La red de oleoductos y gasoductos submarinos de la Sonda de Campeche, con más de 1,000 Kms. de ductos troncales de_ 36 pg. para transportar a tierra una producción de más de 1.3 millones de bls/d de crudo y más de 25 millones de m^3/d de gas.

De acuerdo con las estadísticas de la tabla 2, se destaca que:

- La concentración de ductos es mayor entre países como México, Argentina y Venezuela, los cuales representan más de 75% del kilometraje total. Estos tres países son los productores principales de petróleo y gas en Latinoamérica.
- Del kilometraje total, 45% corresponde a gasoductos, (vs. 30% en 1951), lo cual indica una tendencia creciente al aprovechamiento del gas natural como energético y como materia prima para la petroquímica.
- Del kilometraje total, 17% corresponde a poliductos, (no existían en 1951), una medida del progreso de la industria petrolera en Latinoamérica, ya que los productos transportados han sido refinados o procesados en plantas petroquímicas.
- El tendido de tuberías en Latinoamérica para el futuro contempla un total de 10,000 Kms.
Oleoductos: 949 Km
Gasoductos: 6,628 Km
Poliductos: 3,223 Km
- La extensión de la red de gasoductos en México, in-

cluyendo un gasoducto de 43 (pg.) x 615 Km ., entre Coatzacoalcos y Santa Ana, y más de 1,500 Km . de gasoductos de 36,24 y 16 pg . a Las Truchas, Durango, Guadalupe y Salina Cruz.

TECNICAS PARA EL FUTURO.

De acuerdo con las opiniones de varios expertos, los fundamentos técnicos empleados en el diseño, construcción, mantenimiento y operación de ductos, no sufrirán mayores cambios de aquí a fines de siglo. Sin embargo, la tecnología a emplearse será cada vez más avanzada.

La mayoría de los expertos concuerdan en que el petróleo y gas natural, continuarán satisfaciendo la mayoría de las necesidades energéticas del mundo a comienzos del siglo XXI.

Asimismo, se estima que la localización de nuevos yacimientos de importancia, ocurrirán en lugares remotos y de difícil acceso, principalmente costafuera y en zonas árticas.

En el caso de Latinoamérica, ya existe gran experiencia adquirida en el diseño, construcción, mantenimiento y operaciones de ductos en áreas costafuera y en zonas remotas e inhóspitas, tanto montañosas como pantanosas y desérticas.

La explotación actual en la región traerá como resultado el desarrollo de yacimientos y tendido de ductos en áreas

como es el caso de los litorales de Argentina, Chile, Brasil, México, Trinidad y Venezuela, así como la región amazónica de varios países sudamericanos y las junglas del Sureste de México y partes de Centroamérica, entre otros.

Entre los desarrollos técnicos se destacan:

- Hoy es común emplear tuberías de acero de alta resistencia, (X-65 o más), en la construcción de ductos. Se pronostica que antes de 15 años el uso de aceros con límites elásticos de 80,000 y 90,000 Lb /pg.² será de uso común. Las propiedades de resistencia al impacto y a la fractura por absorción de hidrógeno, (debido a la presencia de H₂S en el fluido), mejorarán considerablemente.

Estos aceros de alta resistencia serán capaces de soportar extremos de temperatura, tendrán alta resistencia a la corrosión, y serán más fáciles de soldar con poca preparación externa y precalentamiento.

- Los ductos que se construyen actualmente tienden a ser de mayor diámetro y longitud, y operar a mayor presión. Se vislumbra que en los próximos años, ductos de 48 pgs. o mayores, y presiones de operación de 136 Kg/cm² serán de uso común, la tecnología empleada en la construcción de ductos está cambiando constante-

mente en varios aspectos tales como:

La automatización total de la soldadura con las estaciones de soldadura capaces de manejar dos o tres juntas a la vez. Se prevee que la soldadura manual sólo se empleará en proyectos menores. Entre los avances más recientes, se tienen la soldadura instantánea sin electrodos, mediante calentamientos y por fusión, mediante un haz de electrones. Estas técnicas harán la soldadura mucho más rápida y eficiente.

- Los equipos de transporte y construcción han ido aumentando continuamente sus capacidades de carga y operación, y en muchos casos, su maniobrabilidad en áreas desfavorables, debido a las demandas de construcción en áreas nuevas y sin infraestructura alguna.

Las conexiones y reparaciones se llevarán a cabo por equipos totalmente automatizados y a control remoto.

- Los revestimientos de protección de tuberías serán de película más delgada y mayor eficiencia. Los mismos emplearán compuestos químicos nuevos que poseerán propiedades físicas y químicas mejoradas.
- La inspección radiográfica y a ultrasonido se efectuarán

tuará rutinariamente en el 100% de la tubería, mediante dispositivos automáticos.

Con respecto a las áreas de operaciones y mantenimiento, se esperan mejoras significativas, como consecuencia de los adelantos en la tecnología de los microprocesadores, para el control lógico de operaciones y los sistemas de comunicación. Muchas de las operaciones en los sistemas de ductos ya han sido automatizadas desde el inicio de la década de los 70; sin embargo, el uso de los microprocesadores permitirá aumentar la eficiencia de equipos, (motores, compresoras, válvulas, etc.), así como del sistema total.

Por ejemplo, mediante el enlace por microondas se cuenta con información casi instantánea de las condiciones operativas, la cual se alimentará a una computadora central capaz de tomar decisiones inmediatas.

Se automatizarán totalmente las terminales de despacho y envío, las estaciones de bombeo y compresión, el almacenaje en tanques y mezclas de fluidos, así como el lanzamiento y recepción de "diablos", entre algunos aspectos operativos.

Los microprocesadores de control lógico acoplados a equipos de medición, permitirán tomar acciones correctivas au

tomáticas, al percibir variaciones en las propiedades físicas o químicas de los fluidos a transportar, o bien, de las condiciones de la tubería con respecto a la protección catódica y control de corrosión, fugas de fluido y su localización, así como variaciones en los parámetros de cualquier otro equipo en operación.

Para la inspección interna de tuberías se contará con raspatabos capaces de registrar y medir, con gran exactitud, el grado de corrosión de la tubería empleando técnicas a base de ultrasonido.

Asimismo, se vaticinan técnicas de inspección externa para medir el grado de protección catódica mediante el flujo de corriente eléctrica desde el aire, así como la detección de fisuras y otros defectos mediante registro de emisiones acústicas de alta frecuencia en la tubería.

CONCLUSIONES

El transporte del petróleo, gas y sus derivados por medio de ductos, seguirá siendo el método más seguro, eficiente y menos costoso de transporte por vía terrestre, y por vía submarina, entre plataformas de producción costafuera y tierra firme, cuando menos hasta principios del siglo venidero.

La tecnología actual y futura, será más adecuada para resolver los problemas de construcción de ductos en áreas cada vez más difíciles, tanto terrestres como marinas.

Asimismo, se cumplirá con especificaciones de diseño, construcción, operación y mantenimiento cada vez más estrictas, con lo cual se contará con márgenes de eficiencia y seguridad mucho mayores.

La construcción de ductos a nivel mundial estará siempre supeditada a factores de índole económica. Sin embargo, a pesar de las condiciones del mercado actual de energéticos, no se considera que en los años venideros, el petróleo, gas y derivados pasen a un segundo plano de importancia.

Los resultados en Latinoamérica hasta la fecha en este sector, no dejan lugar a duda en cuanto a la capacidad técnica y humana de su industria petrolera, tanto para desarrollar tecnología propia como para adaptar y asimilar la que

viene del exterior. Debido a su vasto potencial inexplorado; no cabe mas que esperar el futuro energético de Latinoamérica y de México con marcado optimismo.

TABLA No. 1

DUCTOS EN AMÉRICA LATINA EN 1950

PAIS	OLEODUCTOS	GASODUCTOS	TOTAL (Km)
México	1,724	419	2,143
Argentina	- - -	1,800	1,800
Venezuela	1,600	- - -	1,600
Colombia	985	- - -	985
Bolivia	480	- - -	480
Trinidad	120	- - -	120
Perú	100	- - -	100
TOTAL	5,009	2,219	7,228

REFERENCIA: Petróleo Interamericano.

Las cifras incluyen ductos troncales y ramales de abastecimiento únicamente. No se incluyen líneas de recolección en campo.

TABLA No. 2

DUCTOS EN AMÉRICA LATINA EN 1982

PAIS	OLEODUCTOS	GASODUCTOS	POLIDUCTOS	TOTAL (Km)
México	8,977	12,348	5,368	26,693
Argentina	2,939	13,000	2,951	18,890
Venezuela	6,228	3,509	512	10,249
Colombia	3,012	1,529	1,676	6,217
Bolivia	2,711	619	270	3,600
Brasil	1,375	650	100	2,125
Ecuador	660	- - -	1,132	1,792
Perú	1,325	- - -	- - -	1,325
Chile	125	692	192	1,009
Trinidad	90	400	- - -	490
Guatemala	224	- - -	- - -	224
Panamá	130	- - -	- - -	130
Otros	220	135	150	505
TOTAL	28,016	32,882	12,351	73,249

REFERENCIA: Oil & Gas journal, Petroleum Economist, Petróleo Internacional.

Las cifras incluyen ductos troncales y ramales de abastecimiento únicamente. No se incluyen líneas de recolección de campo.

CAPITULO II

BASES DE DISEÑO

I. SISTEMA DE TRANSPORTE DE HIDROCARBUROS LIQUIDOS.

El diseño de tuberías para transporte de hidrocarburos en fase líquida, deberá considerar los siguientes aspectos importantes:

- a) Características físicas y químicas del fluido.
- b) Presión y temperatura máximas de operación en condiciones estables.
- c) Especificaciones del material seleccionado de acuerdo al diseño.
- d) Cargas adicionales. En el diseño de tuberías deberán considerarse las cargas que pueda preverse actuarán sobre la tubería, de acuerdo con las características de las regiones que atraviesa y las condiciones de trabajo, tales como:
 - 1.- Cargas externas causadas por condiciones de operación.
 - 2.- Cargas de viento, además de las relativas a

expansión y flexibilidad, en tuberías suspendidas o aéreas.

- 3.- Cargas vivas, como lo son el peso del producto transportado, la nieve, el hielo, etc.
- 4.- Cargas muertas, peso propio de la tubería, - recubrimientos, rellenos, válvulas y otros - accesorios no soportados,
- 5.- Vibración y resonancia (sismos).
- 6.- Esfuerzos causados por asentamientos o derrumbes en suelos inestables.
- 7.- Efectos de los movimientos relativos de los componentes o accesorios conectados.
- 8.- Esfuerzos de contracción y expansión térmica, cuando la diferencia de temperaturas es mayor a 30°C (86°F).
- 9.- Esfuerzos debidos a cambios de nivel o dirección.
- 10.- Esfuerzos por golpe de ariete.
- 11.- Esfuerzos en cruces de río.

- e) Tolerancia y variaciones permisibles en especificaciones y condiciones de operación.
- f) Factor de seguridad por eficiencia de junta (E).
- g) Determinar la clase de localización para seleccionar las válvulas de seccionamiento, así como la calidad de soldadura.
- h) Espesor adicional por desgaste o margen de corrosión.

FACTORES DETERMINANTES EN LAS BASES DE DISEÑO.

- Presión máxima de operación.
Es la presión máxima en cualquier punto de la tubería que puede desarrollarse operando el ducto al 100% de su capacidad, en condiciones de flujo regular, uniforme y constante, teniendo en cuenta la columna estática sobre el punto considerado, y la presión requerida para compensar las pérdidas por fricción.
- Presión de diseño.
Es el valor de presión (P) usado en la expresión de Barlow para el diseño de tuberías, el cual deberá ser mayor o igual a la presión máxima de operación en condiciones estables, y esta a su vez, deberá

ser mayor a 1.06 Kg/cm^2 (15 lb/pg^2).

Temperatura de diseño.

Es la temperatura tomada como referencia para considerar la resistencia del material. Deberá ser mayor o igual a la temperatura máxima de operación en condiciones estables, y ésta a su vez, deberá estar comprendida entre ($- 28.9^\circ\text{C}$ y 121°C); ($- 20^\circ\text{F}$ y 250°F).

- Esfuerzo de trabajo máximo permisible.

Es el valor de esfuerzo a la tensión más grande a que puede someterse un material, considerando su resistencia, la eficiencia de soldadura y las tolerancias de especificación; sin que sufra deformaciones permanentes. Este valor se maneja en la ecuación de diseño por presión interna y se calcula de la siguiente manera:

$$S = F \times E \times R$$

DONDE:

S = Esfuerzo de trabajo máximo permisible (lb/pg^2).

F = Factor de diseño (adimensional), basado en el espesor nominal de pared.

Este factor se establece considerando las diferentes deficiencias de espesor, y las tolerancias de defectos estipulados en las especificaciones aprobadas por el código, que son las siguientes:

0.72 para localizaciones 1 y 2

0.60 para localizaciones 3 y 4

E = Eficiencia de junta soldada (adimensional), de acuerdo a la tabla 2.1 (Apendice).

R = Resistencia mínima especificada a la cedencia, (lb/pg²), de acuerdo al fabricante. Para materiales nuevos de especificación conocida y aprobada.

El valor calculado para esfuerzo de trabajo máximo permisible, deberá reducirse en un 25% cuando se trate de un tubo que después de que ha sido trabajado en frío, es calentado a 315.5°C (600°F) o más, por medio distinto a la soldadura.

- Espesor mínimo.

El espesor mínimo necesario de la pared de un tubo, sometido exclusivamente a presión interna, se calcula con la siguiente fórmula:

$$\tau = \frac{PD}{2S}$$

DONDE:

τ = Espesor de pared mínimo de un tubo, sometido exclusivamente a presión interna, (pulgadas).

P = Presión de diseño, (lb/pg²).

D = Diámetro nominal exterior, (pulgadas).

S = Esfuerzo de trabajo máximo permisible, (lb/pg²).

- Espesor mínimo requerido.

Este valor se calcula con la fórmula anterior, incrementándose con las tolerancias obtenidas del análisis y evaluación de los factores mencionados anteriormente. La suma de los esfuerzos longitudinales producidos por presión, cargas vivas y muertas, y aquellos ocasionados por vientos, no deben exceder de un 80% del valor de la resistencia mínima especificada a la cedencia del tubo.

El espesor mínimo requerido en una tubería conectada a un equipo u otra tubería, que opere con diferente presión, deberá calcularse con la presión de diseño mayor que se tenga.

- Margen de corrosión.

El espesor adicional como margen de corrosión, se determina en función de la experiencia que se tenga en el manejo de los productos, y de la eficiencia de los sistemas de prevención o control que se adopten, considerando una vida útil de la tubería, de por lo menos 10 años. El margen de corrosión cuando se carezca de antecedentes, debe ser mayor o igual a 2.54 mm., (0.100 pulgadas).

- Válvulas de seccionamiento.

Las tuberías para transporte de hidrocarburos en fase líquida, deben contar con válvulas de seccionamiento, espaciadas como máximo 30 Km (18.65 millas), en localizaciones 1 ó 2 y 12 Km (7.46 millas), en localizaciones 3 ó 4.

La ubicación y colocación de estas válvulas será, preferentemente, en los lugares siguientes:

- a).- En la succión y descarga de las estaciones reguladoras y de bombeo.
- b).- En la salida y llegada de producto a patios o, áreas de almacenamiento.
- c).- En lugares estratégicos, desde el punto de vista operativo y de mantenimiento, a lo lar

go del trayecto.

- d).- En puntos cercanos a zonas pobladas.
- e).- En ramales, antes de su conexión a líneas -- principales.
- f).- Antes y después de cruce de río o, lagos, -- pantanos, etc. que tengan más de 30.5 m. - - (100 pies), de ancho.
- g).- Antes y después del cruce de fuentes de abastecimiento de agua para consumo humano.
- h).- Se deben considerar otro tipo de válvulas como lo son las de retención, cierre rápido -- (Shut-off), etc., colocadas en serie junto a las de seccionamiento instaladas.

II. SISTEMAS DE TRANSPORTE DE HIDROCARBUROS GASEOSOS.

El diseño de tuberías para transporte de hidrocarburos gaseosos debe considerar al igual que en el anterior di seño, muchos aspectos importantes, aunque estas bases de di seño pretenden dar a conocer los requisitos mínimos.

Algunos de estos se modifican, el principio de diseño es muy parecido, en ambos sistemas, por ello repetiremos al gunas consideraciones que son similares.

- A. Características físicas y químicas del fluido.
- B. Presión y temperatura máximas de operación.
- C. Especificaciones del material seleccionado.
- D. Cargas adicionales externas que puedan preverse - como consecuencia de trabajo, así como de las regiones que atraviesa y las consideradas en el diseño de tuberías para transporte de hidrocarburos líquidos.
- E. Tolerancias y variaciones permisibles en especificaciones y condiciones de operación.
- F. Factores de seguridad por densidad de población y por eficiencia de junta.

G. Espesor adicional por desgaste o margen de corrosión. Es muy importante saber si el ducto transportará materiales corrosivos y de ser así, se indicarán los procedimientos que se utilizarán para eliminar el ataque de los materiales, o en su defecto, señalarán la posibilidad de proteger el equipo.

Estos antecedentes ayudarán al diseñador para seleccionar materiales, elementos de protección, margen de corrosión, etc.

Presión Máxima de Operación.

Es la presión máxima en cualquier punto de la tubería, que puede desarrollarse operando el ducto al 100% de su capacidad en condiciones de flujo regular, uniforme y constante y teniendo en cuenta la presión requerida para compensar las pérdidas por fricción.

Presión de Diseño.

Es el valor de la presión (P), usado en la expresión de Barlow para diseño de tuberías, el cual deberá ser mayor o igual a la presión máxima de operación en condiciones estables.

Temperatura de Diseño.

Es la temperatura tomada como referencia para fijar -

el valor de (T), la cual deberá ser mayor o igual a la temperatura máxima de operación en condiciones estables.

Espesor Mínimo.

El espesor mínimo necesario de la pared de un tubo sometido exclusivamente a presión interna, se calculará con la siguiente fórmula:

$$T = \frac{PD}{2 S F E T}$$

DONDE:

- T = Espesor de pared mínimo de un tubo, sometido exclusivamente a presión interna, (pulgadas).
- P = Presión de diseño, (lb/pg²).
- D = Diámetro nominal exterior, (pulgadas).
- S = Resistencia mínima especificada a la cedencia, (lb/pg²), dada por el fabricante.
- F = Factor de diseño, (adimensional), basado en densidad de población de acuerdo con la tabla 2.2.1.
- E = Eficiencia de junta soldada longitudinal, (adimensional), de acuerdo a la tabla 2.2.3. y que corresponde a

la tabla 841.112 del Código ANSI B31.8.

T = Factor de diseño, basado en la temperatura de diseño, (adimensional), de acuerdo a la tabla 2.2.3. que corresponde a la tabla 841.113 del Código ANSI B31.8.

Para calcular la presión de diseño, en función del espesor nominal de pared de un tubo, se aplica la ecuación anterior de la siguiente manera:

$$P = \frac{2 S_T}{D} F E T$$

El valor de la resistencia mínima especificada a la cedencia, deberá reducirse por lo menos en un 25%, cuando se trate de un tubo que después de trabajado en frío es calentado a 315.5°C (600°F), o más, por un medio distinto a la soldadura.

Espesor Mínimo Requerido.

Es el espesor de pared en un tubo calculado con la fórmula anterior, incrementando con las tolerancias y asignaciones mecánicas obtenidas del análisis y evaluación de los factores señalados con anterioridad.

Este valor no deberá ser menor que el mostrado en la tabla (T.2.2).

Espesor Nominal.

Se considera espesor nominal de un tubo, al igual o inmediato superior que se fabrique y satisfaga los requisitos de espesor mínimo requerido, el cual, no deberá reducirse en ningún punto en más de un 10%, con motivo de su transporte, almacenamiento, manejo, instalación o reparación.

Limitaciones en el Diseño.

Esfuerzos.

- A. La suma de los esfuerzos longitudinales producidos por presión y por cargas como el peso de la tubería y su contenido, no deberán exceder del 75% del esfuerzo de trabajo máximo permisible, que es igual al producto SFT .
Este valor de esfuerzo, se calculará considerando la condición más severa de temperatura.
- B. La combinación o suma vectorial de esfuerzos producidos por expansión, (flexión y torsión), no deberán exceder del 72% de la resistencia mínima especificada a la cedencia.
- C. La suma de los esfuerzos señalados en los puntos A y B de este inciso, no deberán exceder el valor de la resistencia mínima especificada a la cedencia que sea asignado.

El espesor mínimo requerido en una tubería, conectada a un equipo u otra tubería que opere con diferente presión, deberá calcularse con la presión de diseño mayor que se tenga.

El espesor adicional como margen de corrosión, se determinará en función de la experiencia que se tenga en el manejo de los productos, y de la eficiencia de los sistemas de prevención o control que se adopten, considerando una vida útil de la tubería de por lo menos 10 años. El margen de corrosión deberá ser mayor o igual a 2.54 mm., (0.100 pg), de acuerdo con lo establecido en la norma (NSPM. AVII-4).

Válvulas de Seccionamiento.

Los gasoductos deberán contar con válvulas de seccionamiento espaciadas como máximo, según se indica en la tabla (T.2.2), de acuerdo con la clasificación de localización que se señale.

La localización de las válvulas será preferentemente en los lugares siguientes:

- A.- En la succión y descarga de las estaciones de compresión, regulación y medición.
- B.- En la salida y llegada de plantas de proceso o áreas de almacenamiento y límites de baterías.

- C.- En lugares estratégicos desde el punto de vista de operación y mantenimiento, a lo largo del ducto.
- D.- En ramales, antes de su conexión a líneas principales.
- E.- En puntos cercanos a zonas pobladas.
- F.- Antes y después del cruce de ríos, lagos, pantanos, etc., que tengan más de 30.5 m., (100 pies), de ancho, en crecientes o mareas.

Características de las válvulas de seccionamiento.

- A.- Deberán estar protegidas de daños que pudieran producir agentes externos.
- B.- Contar con mecanismos para accionarlas fácilmente y estar ubicadas en lugares accesibles.
- C.- Estar debidamente soportadas y ancladas para prevenir movimientos que produzcan esfuerzos en la tubería.
- D.- Presión de trabajo igual a la presión de diseño.

Cada tramo de tubería, entre válvulas de seccionamiento, podrá tener una válvula de purga, cuya descarga se canalizará hacia lugares donde no represente riesgo por la pre-

sencia de líneas y equipos eléctricos u otra posible fuente de ignición.

Todas las válvulas deberán contar con un dispositivo que indique claramente la posición cerrada o abierta en que se encuentren, excepto las de retención, que deberán tener marcado con una flecha el sentido de flujo, además deberán contar con una inscripción o placa en la que se indique: marca, diámetro nominal, presión nominal y material de construcción.

Clasificación de Localización.

El criterio que se sigue para determinar la localización por donde pase una tubería de transporte de hidrocarburos gaseosos, será el siguiente:

La unidad para la clasificación de la localización, será una área de 400 x 1600 m., (0.25 x 1 milla aproximadamente), o sea 200 m., (0.125 milla aproximadamente), a ambos lados del eje de la tubería en un tramo de 1600 m., (1 milla aproximadamente).

Tipos de localización.

Localización Clase I.

Es la que tiene 10 o menos construcciones en una área unitaria; o en los casos en donde la tubería se localice en la periferia de ciudades, poblados agrícolas o industriales,

y en general, en zonas donde la densidad de población no excede de 75 habitantes por kilómetro cuadrado.

Localización Clase II.

Es la que tiene más de 10; pero menos de 50 construcciones, en una área unitaria de terreno.

Localización Clase III.

Es la que tiene 50 o más construcciones destinadas a ocupación humana o habitacional en una área unitaria, o una en la que a 100 metros, (328 pies), o menos de la tubería exista:

- a). Una construcción ocupada normalmente por 20 o más personas.
- b). Una área pequeña al aire libre bien definida, por ejemplo un campo deportivo, parque de juegos u otro lugar público de reunión.
- c). Cuando la tubería atraviese áreas destinadas a casa habitación o casas comerciales, en donde haya un tránsito intenso u otras instalaciones subterráneas.

Localización Clase IV.

Es en la que cada área unitaria está destinada fundamentalmente a ser zona de ocupación humana o habitacional,

en la que más de las dos terceras partes de la superficie es
tán ocupadas por construcciones de cualquier tipo, y donde --
exista tránsito intenso de vehículos o puedan haber otras tu
berías enterradas.

Debe tenerse un margen amplio al determinarse los lími
tes de una área clasificada, excepto cuando existan barreras
físicas o factores de otra índole, que limiten la expansión -
futura de las áreas pobladas.

Factor de Diseño por Densidad de Población, "F"

El factor que debe emplearse en la fórmula de diseño -
relativo a la densidad de población, será el indicado en ta
blas y esta en función de la clase de localización.

Un factor de 0,60 deberá emplearse en el diseño de tu
berías para transporte de gas en localizaciones clase I cuan
do:

- a). El derecho de vía cruce un camino no pavimentado, -
sin chaqueta de protección.
- b). Invada y corra paralelamente al derecho de vía de -
un camino o de una vía de ferrocarril.
- c). Esté soportada en un puente, ya sea éste para vehí
culos, peatones, ferrocarril o para tuberías.
- d). Se use en la fabricación de elementos tales como -
separadores, cabezales en el cruce de ríos, inter-

conexiones de tuberías, o en las entradas y salidas de cualquier conexión; hasta una distancia como mínimo de 5 diámetros, excepto cuando éstas conexiones sean provisionales, o se trate de un codo instalado, en lugar de tubo doblado, que no forme parte de la pieza en cuestión.

Para tuberías que transportan gas en localizaciones -- Clase II, debe usarse el factor de construcción de 0.50 o menos en la fórmula de diseño, para tuberías que crucen el derecho de vía de caminos pavimentados, carreteras, vías de ferrocarril, ajustándose a lo indicado por el Código ANSI --- B31.8. En localizaciones Clase I ó II, debe usarse un factor de construcción de 0.50 o menos, en cada estación de --- compresión, de regulación y de medición de gas.

TABLA 2.1

Eficiencia de la junta soldada Longitudinal o espiral "E"		
Especificación	Tipo de Tubo	Eficiencia de Junta "E"
ASTM A 53	Sin costura	1.00
	Soldado por resistencia eléctrica	1.00
	Soldado por traslape en horno	0.80
	Soldado de tope en horno	0.60
ASTM A 106	Sin costura	1.00
ASTM A 134	Soldado (arco) por fusión eléctrica	0.80
ASTM A 135	Soldado por resistencia eléctrica	1.00
ASTM A 139	Soldado por fusión eléctrica	0.80
ASTm A 155	Soldado por fusión eléctrica	1.00
ASTm A 381	Soldado por fusión eléctrica, Soldado por arco sumergido doble	1.00
API 5L	Sin costura	1.00
	Soldado por resistencia eléctrica	1.00
	Soldado por presión y calentamiento eléctrico (FLASH)	1.00
	Soldado por inducción eléctrica	1.00
	Soldado por arco sumergido	1.00
API 5LS	Soldado a tope en horno	0.60
	Soldado por resistencia eléctrica	1.00
API 5LX	Soldado por arco sumergido	1.00
	Soldado por resistencia eléctrica	1.00

CONTINUACION TABLA 2.1

Eficiencia de la junta soldada Longitudinal o espiral "E"		
Especificación	Tipo de Tubo	Eficiencia de Junta "E"
	Soldado por centelleo (FLASH)	1.00
	Soldado por inducción eléctrica	1.00
	Soldado por arco sumergido	1.00
API 5LU	Sin costura	1.00
	Soldado por resistencia eléctrica	1.00
	Soldado por inducción eléctrica	1.00
	Soldado por arco sumergido	1.00

TABLA T.2.2.

Espesor mínimo nominal de pared para tubo de acero

Tamaño nominal del tubo (Pulgadas)	Diámetro nominal exterior (Pulgadas)	Espesor mínimo nominal de pared tubo de extremos planos (Pulgadas)
2	2.375	0.078
2.5	2.875	0.083
3	3.500	0.083
3.5	4.000	0.083
4	4.500	0.083
5	5.563	0.083
6	6.625	0.083
8	8.625	0.104
10	10.750	0.104
12	12.750	0.104
14	14.000	0.133
16	16.000	0.133
18	18.000	0.133
20	20.000	0.133
22	22.000	0.148
24	24.000	0.164
26	26.000	0.172
28	28.000	0.188
30	30.000	0.203
32	32.000	0.219
34	34.000	0.226
36	36.000	0.242
38	38.000	0.258
40	40.000	0.273
42	42.000	0.281
44	44.000	0.297

Espesor mínimo nominal de pared para tubo de acero

Tamaño nominal del tubo (Pulgadas)	Diámetro nominal exterior (Pulgadas)	Espesor mínimo nominal de pared tubo de extremos planos (Pulgadas)
46	46.000	0.312
48	48.000	0.328

NOTA: El espesor mínimo nominal de pared, para tubo de extremos roscados o ranurados, deberá ser estándar de acuerdo con el Código ANSI B36.10.

FACTOR DE DISEÑO "F"
POR CLASE DE LOCALIZACION

CLASE DE LOCALIZACION	FACTOR DE DISEÑO
I	0.72
II	0.60
III	0.50
IV	0.40

TABLA 2.2.3.

EFICIENCIA DE JUNTA SOLDADA LONGITUDINAL "E"

NUMERO DE ESPECIFICACION		EFICIENCIA "E"
ASTMA 53	Sin costura	1.00
	Soldado por resistencia eléctrica	1.00
	Soldado a tope en horno	0.60
ASTMA 106	Sin costura	1.00
ASTMA 134	Soldado (arco) por fusión eléctrica	1.00
ASTMA 135	Soldado por resistencia eléctrica	1.00
ASTMA 139	Soldado por fusión eléctrica	0.80
ASTMA 155	Soldado (arco) por fusión eléctrica	1.00
ASTMA 211	Tubo de acero soldado en espiral	0.80
ASTMA 381	Soldado por arco sumergido doble	1.00
API 5L	Sin costura	1.00
	Soldado por resistencia eléctrica	1.00
	Soldado por centelleo (FLASH)	1.00
	Soldado a tope en horno	0.60
API 5LX	Sin costura	1.00
	Soldado por resistencia eléctrica	1.00
	Soldado por centelleo (FLASH)	1.00
	Soldado por arco sumergido	1.00
API 5LS	Soldado por resistencia eléctrica	1.00
	Soldado por arco sumergido	1.00

FACTOR DE DISEÑO "T"
POR TEMPERATURA (°C)

TEMPERATURA (Celsius)	FACTOR DE DISEÑO
121 o menos	1.0
150	0.967
175	0.933
200	0.900
225	0.867

NOTA: Para temperaturas intermedias
deberá interpolarse para esti
mar el factor.

C A P I T U L O III

PRINCIPALES CAUSAS DE FALLAS EN LINEAS DE OPERACION

FUGAS DE LÍQUIDO.

Las fugas de poca importancia suelen manifestarse generalmente por goteo intermitente en los depósitos tubulares, esto requiere reposiciones frecuentes e imprevistas, otra manifestación de una fuga se representa teniendo manchas de aceite en el suelo o en el cuerpo del tubo. En el último caso se tiene un indicio de la procedencia de la fuga. Pero si la causa no se ve clara quizás deba examinarse todo el sistema, empezando lógicamente por la bomba y continuando por el circuito de alta presión y después por el de baja presión si este existe.

La causa más frecuente de las fugas son las fallas en las uniones y en las roscas de las tuberías conductoras, en cuyo caso el remedio consiste en desmontar los componentes, revisarlos detalladamente y sustituirlos si es necesario, para esto es necesario cuidar las normas establecidas, en lo referente al apriete de las roscas. En general debe evitarse el uso de compuestos obturantes para sellar las fugas en un elemento. Casi siempre las fugas en las uniones o acopla

mientos se deben a que el montaje inicial fue defectuoso, - quizás por dejarlo con excesivo apriete.

Las fugas en los componentes suelen provenir de las - juntas o los empaques deteriorados, si bien en algunos compo- nentes es normal que haya ligeras pérdidas de fluido. Si la falla de la junta es prematura,deberá, a toda costa, diagnos- ticarse su causa; es posible que otro tipo de junta dure más. Si ha fallado una junta y se han desmontado los componentes, debe examinarse el estado de las superficies de los mismos.

Por ejemplo, en el interior de las tuberías. Las super- ficies pueden haberse deteriorado por la falta de la junta, - la cual pudo también haberse dañado por el mal estado de la - tubería (rugosidad u oxidación). En todo caso se deben exa- minar cuidadosamente las superficies tubulares antes de co- locar una junta nueva, o bien si se quiere abreviar tiempo - de paro, se puede elegir para la junta un material que sopor- te mejor al frotamiento de las superficies ya degradadas.

La diversidad de materiales para juntas de que hoy día se dispone,es suficiente para eliminar las incompatibilidades que solfa implicar su empleo con fluidos sintéticos. La -- elección del material ya no es la causa primordial de las fa- llas en las juntas, siempre que sea el adecuado para la pre- sión de servicio,y las superficies de frotamiento presenten - un buen acañado y preferiblemente sean pulidas. Las causas -

más frecuentes de falla de las juntas flexibles son:

- a).- La extrusión, debida a un exceso de presión por falta de apoyo o refuerzo de la junta, las discor-
dancias frecuentes en la superficie del tubular, -
o la forma incorrecta de la ranura o de la empa-
quetadura. Las juntas siempre deben utilizarse -
dentro de los límites de presión recomendados por
el fabricante. La extrusión, o el envejecimiento,
se eliminan normalmente reduciendo el número de -
empaques y/o con anillos de refuerzo.

- b).- Las grietas quizás debidas a la dureza adquirida_
por envejecimiento o por la temperatura, al dete-
rioro físico, al calentamiento excesivo por fric-
ción, a la falta de engrase o montaje con demasia_
do apriete o al desgaste por abrasión. La dureza
por envejecimiento proviene de largos períodos --
de inactividad, particularmente a bajas temperatu_
ras ambientales. El desgaste por abrasión se de-
riva de la excesiva rugosidad de las superficies_
metálicas de ajuste. Generalmente, las juntas de
elastómero, requieren por lo menos, acabados su-
perficiales de 0.4 micras para una duración acep-
table.

- c).- El retorcimiento en espiral, normalmente limitado

a las juntas tóricas y debido a cargas laterales_ (por ejemplo en movimientos alternativos). Dicha torsión se atenúa con anillos de refuerzo o anillos prensaestopas.

- d).- El deterioro superficial, por abrasión y desgaste de la junta en su frotamiento con superficies de ajuste rugosas, o con cantos vivos de ranuras o de los anillos de refuerzo.
- e).- El hinchamiento excesivo, que suele ser índice de incompatibilidad con el fluido que se emplea. -- También los fluidos contaminados pueden producir hinchamiento en una junta de elastómero.
- f).- La deformación por compresión, que en general se debe a cargas o temperaturas excesivas.
- g).- La contracción, que asimismo puede ser causada por incompatibilidad con el fluido. En algunas combinaciones de elastómero y fluido sintético es normal cierto grado de contracción, (por ejemplo, por la lixiviación de los plastificantes). La contracción y las consiguientes fugas internas también surgen si se deja secar la junta en un sistema inactivo, o por envejecimiento.

h).- Las roturas a que suelen dar lugar los esfuerzos mecánicos excesivos o la conjunción de carga y de terioro de la junta. Es posible que el material de la junta y el fluido no sean compatibles, o que la junta sea demasiado pequeña para la aplicación.

Las fugas masivas suelen detectarse instantáneamente por la dispersión de aceite producida a presión, o por un charco de aceite residual acumulado bajo el sistema. Con el sistema en funcionamiento, las fugas importantes se delatan de inmediato por la caída de presión y la pérdida de velocidad del fluido en las tuberías. En cuanto el nivel de aceite del depósito desciende por debajo del límite normal inferior, a la bomba le falta fluido y se presenta el fenómeno de la cavitación. Entonces se debe parar inmediatamente el sistema, ya que de continuar en funcionamiento se vaciara la bomba y ésta sufriría averías mecánicas muy severas.

La detección de fugas internas suele ser más difícil. El problema debe abordarse de forma lógica, estudiando los componentes por orden, uno por uno. Casi siempre, el diagrama del circuito sirve para determinar los sitios que deben desconectarse del suministro de productos que se estén bombeando, así como reducir la presión de bombeo según la circunstancia. El diagrama del circuito también indica cuáles son los componentes susceptibles de determinar una fuga directa del fluido

desde la línea de presión a la de retorno al depósito.

PRESIÓN DEL SISTEMA.

Con el sistema en funcionamiento son inevitables las variaciones de presión, tales como las provocadas por efectos de contrapresión. Así, el nivel real de presión en un determinado punto del sistema, sólo puede establecerse en forma aproximada, y las variaciones ideales no deben ser superiores a $\pm 3\%$ de la nominal en todo el ciclo de trabajo. No obstante, en la práctica el porcentaje es del 5% , y viene a ser el límite de precisión de la mayoría de manómetros que pueden conectarse en el circuito. Estos manómetros suelen estar protegidos contra las sobrepresiones, por lo que no detectan dichas variaciones. No obstante indican fielmente los cambios importantes con respecto a la presión media, lo que sirve para detectar fallas potenciales o reales, siempre que su graduación se verifique a intervalos regulares. El error que puede señalar un manómetro que no se verifique con regularidad, fácilmente supera el límite del 5% , lo que da lugar a falsas indicaciones de "avería".

Generalmente, la pérdida de presión es señal de fugas o fallas parciales de la estación de bombeo, aunque en algunos casos, es inicio de falla de una válvula de derivación o

de seguridad. Una válvula de estas, que dé paso hacia una derivación, puede dejar sin fluído una línea determinada al elevarse a una presión preestablecida, pero sin volver a su asentamiento hasta que la presión ha descendido excesivamente, - por la tendencia de algunas de estas válvulas a "flotar" en la corriente de fluído debido a la forma de su cabeza. Por ello, en tales circunstancias se prefieren las válvulas con cierto grado de modulación propia.

Las presiones excesivas provienen, a veces de bloqueos parciales, que pueden evitarse con válvulas de seguridad. Pero el flujo excesivo a través de dichas válvulas tiende a dejar con poco fluído a las tuberías conductoras y a provocar la pérdida de velocidad. Asimismo, las presiones excesivas, al incrementar el calentamiento del fluído, elevan demasiado su temperatura.

Las causas de las fuertes variaciones de presión del sistema se encuentran principalmente en:

- a).- Válvulas de derivación no amortiguadas. El remedio en tales casos consiste en emplear las de modulación o de presión constante.
- b).- Válvulas obturadas, que deben limpiarse; se pueden también utilizar las de movimiento automático de desobturación.

- c).- Pulsaciones de presión de la bomba, más notables_ en ciertos tipos de bomba que en otros. Normal- mente se eliminan estas pulsaciones molestas cam- biando la bomba por una de características de pre- sión más constantes.
- d).- Espuma excesiva en el depósito, debida a la reten- ción de aire por arrastre. Ello se debe a un de- fectuoso diseño del depósito, a la penetración de por algún punto del sistema, o a otra falla simi- lar de proyecto, que permite que el aire quede re- tenido por el fluido.
- e).- Inclusión de aire, debida a bolsas formadas en el sistema o a una purga defectuosa al llenarlo. - Las inclusiones de aire se manifiestan por la fal- ta de rigidez en el funcionamiento del circuito. Es posible que este requiera puntos de purga adi- cionales o que deba revisarse el esquema del cir- cuito,

CONTAMINACIÓN DEL FLUIDO.

La contaminación o degradación del fluido suele ser -- causa de dificultades, en particular si el sistema no está -- bien protegido con filtros o se utiliza aceite de poca cali--

dad. La provisión de filtros adecuados y la limpieza o sustitución regulares de sus elementos forman parte del mantenimiento preventivo. Sin embargo ello no proporciona una protección completa por que, normalmente, todos los filtros de pleno caudal llevan un "by-pass" que se intercala cuando el elemento queda obturado y la presión diferencial a través -- del elemento alcanza un nivel determinado. Esta precaución es necesaria para evitar que la presión diferencial a través del elemento del filtro siga aumentando y provoque su fallo y rotura. Así, aunque un filtro obturado sea normalmente "seguro" en cuanto a migración del elemento, el flujo deriva totalmente por el "by-pass" y, si hay contaminantes, estos circularan por el sistema.

TEMPERATURA DEL FLUÍDO,

La temperatura del fluido es el principal factor del que depende la viscosidad del fluido en las condiciones de servicio, (y especialmente el cambio de viscosidad entre el arranque y el funcionamiento normal), e influye también en la duración del aceite. Cuando más alta es la temperatura de trabajo, más pronto aparece la oxidación y más rápida es la formación de productos de degradación, por que los inhibidores de oxidación se agotan.

Para la máxima duración del aceite, la temperatura de trabajo del fluido no debe superar los 50°C.

Entre las posibles causas de temperaturas excesivas del fluido están:

- a).- Las viscosidades excesivas, que provocan sobrecargas en la bomba, reducen el rendimiento de la misma y, con ello, un exceso de potencia se transforma en calor. La viscosidad del fluido debe elegirse de acuerdo con las especificaciones del fabricante de la bomba. Sin embargo, hay que tener presentes las otras causas que provocan un exceso de temperatura del fluido en el sistema, las cuales pueden determinar cambios en la elección:

- b).- Las válvulas de derivación de la bomba se han graduado a un valor determinado, lo que hace que la bomba funcione normalmente, pero si estas válvulas trabajan en un rango más elevado, ocasionarán que la bomba funcione sobrecargada, y genere un calor excesivo que es transmitido directamente al fluido.

- c).- Si la bomba no descarga adecuadamente, toda la potencia que se le suministra se dedica a calen-

tar el fluido.

- d).- Fluido insuficiente en el depósito.
- e).- Las fugas internas, posiblemente debidas al desgaste de la bomba. Asimismo, un fluido con viscosidad demasiado baja provocará deslizamiento excesivo, pero no necesariamente sobrecalentamiento, a menos que la lubricidad sea baja y la fricción mecánica resulte, así, excesiva.
- f).- Las válvulas de descarga bloqueadas. Si la válvula de descarga al depósito esta bloqueada, la bomba no descarga. En tal caso, se procederá a la verificación y corrección.
- g).- Los estrangulamientos en las conducciones, como en el caso de tubos deteriorados, doblados, aplastados o parcialmente obturados, que pueden determinar la sobrecarga de la bomba y por consiguiente el sobrecalentamiento.
- h).- Las velocidades de flujo excesivas. Estas deben comprobarse por comparación con los valores recomendados. Por ejemplo, no deben ser superiores a los 4.5 m/seg. en líneas de presión. Las velocidades de flujo altas provocan grandes pérdidas

por fricción y sobrecalentamiento.

- i).- La capacidad de los depósitos de almacenamiento debe ser la apropiada a la demanda del sistema.
- j).- La refrigeración insuficiente. Las líneas de conducción no deben colocarse en ambientes de elevada temperatura donde, en lugar de enfriarse, se calientan por la radiación normal.

FALLAS EN LA BOMBA.

Si se sospecha una falla en la bomba, la comprobación más simple consiste en desconectar el motor y hacer girar la bomba a mano. Si se nota una resistencia excesiva o la rotación no es uniforme, es señal cierta de que la bomba o sus cojinetes han sufrido alguna avería mecánica. Si el giro es uniforme y suave pero, cuando se conecta al motor, la bomba hace ruido, lo más probable es que su cavitación se deba a la falta de fluido en la admisión. En tal caso deben verificarse:

- a).- El nivel de aceite en el depósito.
- b).- El estado del filtro de admisión al depósito.
- c).- Las fugas en la conducción de aspiración del depósito a la admisión de la bomba.

El diagnóstico de las averías de la bomba se descri-

ben a continuación.

RUIDO.

Puede ser debido a gran variedad de causas; los remedios de las más frecuentes son los siguientes:

- a).- Admisión obstruida. Verificar el filtro de admisión o comprobar la posible existencia de obturaciones en la tubería de aspiración procedente -- del tanque. La causa podría ser un filtro de admisión demasiado pequeño, que ocasionará una obstrucción prematura. Comprobar también si penetra fluido sucio en el tanque de almacenamiento.

- b).- Entradas de aire. Estas se pueden presentar del lado de la admisión, en el eje, o por aspiración de aire en la lumbrera de admisión. Verificar - todas las juntas de las tuberías hasta dar con - el punto por donde entra el aire. Comprobar también los empaques y juntas de la bomba, (siempre - que sea posible). Verificar que las tuberías de aspiración y de retorno entren al depósito por - debajo del nivel inferior del fluido. Comprobar también que la capacidad del depósito sea suficiente y que el nivel de fluido no sea demasiado

bajo.

- c).- Aire arrastrado. Esto es debido a pequeñas entradas de aire en el sistema, ubicación inadecuada de las tuberías de retorno al tanque, flujos con mucha turbidez en los tanques cuando el nivel del fluido es bajo, etc. Las tuberías de retorno al tanque deben descargarse siempre por debajo de la superficie del aceite, para eliminar la formación de espuma. Una formación excesiva de espuma se debe, casi con toda seguridad, a un error en el proyecto del sistema.
- d).- Viscosidad del fluido demasiado elevada. Verificar el valor de dicha viscosidad, comparándolo con las especificaciones del fabricante de la bomba, a la temperatura de funcionamiento del fluido.
- e).- Velocidad de la bomba demasiado alta. Verificar dicha velocidad con las r.p.m. recomendadas de funcionamiento.
- f).- Dimensiones incorrectas de la admisión de la bomba. Posiblemente la admisión de la bomba o el filtro de admisión sean demasiado pequeños. Comparar que la velocidad de flujo a la entrada, no sea mayor que 1.2 a 1.5 m/seg.

- g).- Aireación del depósito obstruída. Limpiar o sustituir el tubo de ventilación, según sea necesario.
- h).- Motor mal alineado. Verificar la alineación de los ejes del motor y de la bomba. Corregir dicha alineación, o si es necesario, cambiarla por un acoplamiento flexible.
- i).- Suciedad en la bomba. (Borra o estopa de algodón, por ejemplo), que quedó en esta después de haberse efectuado su limpieza. Desmontar la bomba y limpiarla.
- j).- Piezas gastadas o dañadas. Desmontar la bomba y verificarla. Sustituir las partes gastadas. Si el desgaste pareciera excesivo, (en relación con la vida prevista de la bomba), verificar la viscosidad del fluido y su calidad, (lubricidad). Comprobar también que el accionamiento no someta a cargas radiales o axiales excesivas el eje de la bomba.
- k).- Piezas flojas en la bomba. Verificarlas y apretarlas correctamente. Comprobar también el apriete y las posibles fugas de las guarniciones.

PRESIÓN BAJA O NULA DE LA BOMBA.

Si la bomba esta trabajando en vacío o con una carga muy pequeña, la falta de presión será una característica natural. En caso de que la bomba no suministrara la presión nominal bajo carga, se deben hacer las siguientes verificaciones:

- a).- La bomba no esta cebada. Comprobar el conducto de salida y buscar la causa que produce la ausencia de suministro.
- b).- La válvula de seguridad no funciona correctamente. Es posible que el ajuste de la válvula sea demasiado bajo o que la válvula presente pérdidas, (debidas por ejemplo, a la suciedad del asiento, aunque este esté deñado, o a la rotura del resorte de la válvula).
- c).- Las fugas internas. Pueden presentarse fugas internas después de las juntas o pistones, en cilindros, válvulas etc. Verificar empaquetaduras y juntas posiblemente dañadas.
- d).- Fugas externas. Estas fugas son fáciles de descubrir a simple vista, ya que no son más que escapes de fluido de un acoplamiento, juntas, etc.

- e).- Válvulas averiadas. Verificar el funcionamiento de las válvulas. Sustituírlas en caso necesario.
- f).- Ajustes incorrectos de las válvulas. Verificar su funcionamiento y ajustes.
- g).- Bomba que falla. Averías o fallas mecánicas en la bomba. Desmontarla y verificarla, (por ejemplo, podría ser un álabe acuñado en una bomba de paletas).
- h).- Bomba gastada. Un excesivo desgaste en la bomba puede dar como resultado una reducción de su capacidad. Verificar la bomba y efectuar su mantenimiento. Buscar también las causas del desgaste, (como por ejemplo, comprobar las temperaturas de funcionamiento y la viscosidad del fluido, comparándolas con las recomendadas por el fabricante).
- i).- Avería en el accionamiento de la bomba. El accionamiento de la bomba puede presentar deslizamientos o falta de potencia. Comprobar las revoluciones por minuto (r.p.m.) de la bomba bajo carga, y el funcionamiento y conexión del motor primario.

FUNCIONAMIENTO DEFECTUOSO DEL SISTEMA,

El problema fundamental consiste en determinar si el funcionamiento deficiente se debe a algunas de las fallas más evidentes antes descritas, o bien, a uno o varios de los componentes que controlan el funcionamiento del sistema. Cuanto más complicado sea el circuito, mayor es la interdependencia del control y el comportamiento de los varios elementos, y mayor el número de circuitos individuales implicados en la investigación. En tal caso, se procurará localizar primeramente la falla dentro de un grupo determinado, y se procederá luego a determinar la causa del funcionamiento defectuoso de dicho grupo. Es preciso por consiguiente, estudiar detenidamente el circuito en cuestión, y analizar el diagrama del mismo, a fin de comprender perfectamente cada una de las funciones de los componentes. El método más directo consiste en proceder a la inspección retrocediendo desde el accionador, para determinar el punto en que se inicia la falla de funcionamiento o de control, prescindiendo de los componentes no directamente relacionados con la parte que falla.

En caso de circuitos más simples suele bastar una inspección más directa, en especial si se empieza por comprobar la presión del sistema.

C A P I T U L O I V

INSPECCION Y MANTENIMIENTO DE LINEAS DE TRANSPORTE

INSPECCION.

La finalidad de la inspección de líneas de transporte, es comprobar periódicamente que operen con seguridad y eficiencia, de acuerdo con los requisitos y ordenamientos establecidos por diversas normas y compañías.

Los resultados obtenidos de la inspección deberán reportarse a todas las dependencias involucradas, las cuales corregirán las anomalías existentes para asegurar la operación de los sistemas o tuberías de transporte.

Por tal motivo, las dependencias relacionadas con la operación o el mantenimiento de las tuberías de transporte, deberán establecer y vigilar que se lleven a cabo los programas de inspección que cubran los siguientes aspectos:

INSPECCION AUTOMATICA NO DESTRUCTIVA.

El tubo ideal deberá consistir de un cilindro de acero perfectamente concéntrico y homogéneo, con un determinado grado, diámetro y espesor de pared. Su capacidad de resistencia a las condiciones de trabajo debería depender únicamente de -

la geometría y de las propiedades metalúrgicas del material del cual esta hecho. Por razones económicas, el tubo "real" usado en la industria petrolera no responde a esta descripción. El espesor de pared varía. El cuerpo del tubo contiene una variedad de defectos producidos durante el proceso de fabricación o posteriormente durante su vida útil.

La naturaleza "no ideal" del tubo se considera en el diseño de oleoductos, gasoductos, etc., mediante el uso de factores de seguridad.

De todos modos, hay un límite por encima del cual la severidad de los defectos hace al tubo inapropiado para su uso. Este límite se establece por normas definidas, tales como las especificaciones del Instituto Americano del Petróleo (API).

En los últimos años ha evolucionado una industria especializada en su totalidad, a la inspección no destructiva de tuberías, juntamente con la diversidad de servicios destinados a la industria petrolera.

Existen ya sistemas automatizados, en instalaciones fijas, (para control de calidad en fábricas), o en unidades móviles que permiten la inspección en playas de almacenamiento, o en los mismos sitios de utilización.

DEFECTOS DE FABRICACION,

El análisis de las gráficas de inspecciones realizadas con unidades automáticas, (scanalog), en tuberías sin costura, muestran los siguientes resultados: aproximadamente 60% de los tubos son rechazados por defectos longitudinales, como fisuras y pliegues de metal no fusionados constantemente; -- 25% de los rechazos, se deben a defectos transversales y tri dimensionales, como hoyos y cuerpos metálicos extraños adheridos a la superficie metálica sin fusionarse; 10% es resultado de espesores incorrectos de pared, debidos a excentricidad y canaletas producidas en fábrica; 5% es debido a daños mecánicos como canaletas, golpes y abolladura producidas por manejo inadecuado.

DEFECTOS EN SERVICIO.

Los defectos producidos en servicio son resultado de la acción del medio ambiente al que la tubería se encuentra expuesta.

Los defectos provocados por el uso en tuberías de producción, "bombeo mecánico", son: hoyos por corrosión, canaletas producidas por la acción de varillas de bombeo, daños -- por cuñas o llaves, y daños en las roscas. La inspección de campo con unidades automáticas, rechaza un promedio de 4 a 5% de tubos nuevos ya previamente inspeccionados en fábrica.

Un rechazo del orden del 15 al 22%, es frecuente; sin

embargo, se han registrado rechazos de hasta 50%.

Estos ejemplos ilustran la necesidad crítica de la inspección no destructiva de tuberías antes de su uso.

INSPECCION AUTOMATICA NO DESTRUCTIVA.

La naturaleza de las tuberías utilizadas en la industria petrolera, el medio ambiente hostil, encontrado en la fabricación, tanto como en el campo, y los regímenes de producción dictados por razones económicas, limitan el espectro de las técnicas aplicables a la inspección no destructiva.

DISPERSION DE FLUJO MAGNETICO.

La técnica de dispersión de flujo magnético se usa en materiales ferrimagnéticos para la detección de defectos bidimensionales, tales como, agrietamientos, fisuras y defectos tridimensionales pequeños como hoyos, debidos a cuerpos extraños -- adheridos al tubo en el proceso de fabricación y luego desprendidos y hoyos debidos a corrosión.

La dispersión de flujo ocurre cuando una discontinuidad en el circuito magnético, previsto por el tubo magnetizado, -- produce una distorsión de las líneas de fuerza del flujo magnético, las que deben cerrarse a través del aire "dispersando" -- parte del flujo que fluía a través del material. La inspección por dispersión de flujo magnético involucra dos pasos dis

tintos:

- La generación de un campo magnético orientado perpendicularmente a la mayor dimensión del defecto.
- La detección de la dispersión de flujo desde el defecto.

Estos dos pasos pueden ser ejecutados concurrentemente mediante inspección por campo activo o secuencialmente por campo residual.

La técnica basada en la dispersión de flujo normalmente no se afecta por superficies irregulares del material. Por lo tanto, esta técnica es aplicable a las tuberías usadas en la industria petrolera.

La inspección transversal se usa para la detección de defectos en las cuales predomina una dimensión longitudinal.

INSPECCION TRANSVERSAL.

Un campo magnético longitudinal, paralelo al eje del tubo, se usa para la detección de defectos transversales y tridimensionales. El campo es generado por una corriente continua circulando a través de bobinas magnetizantes de forma circular. Los detectores distribuidos alrededor de la circunferencia, investigan el tubo para localizar distorsiones del campo magnético, en una zona donde este es normalmente longitudinal.

En algunos casos el tubo es impulsado a través de la cabeza de inspección. En otros, permanece estacionario y la cabeza de inspección es desplazada a lo largo del tubo.

INSPECCION LONGITUDINAL.

La determinación de defectos longitudinales se efectúa con un campo magnético perpendicular al eje del tubo. Detectores rotativos proveen una investigación helicoidal sobre la pared del tubo impulsado. Se usan dos métodos básicos de magnetización: El método del polo rotativo y el del conductor central.

Método del polo rotativo. El campo magnético se aplica durante la inspección con campo activo, por los polos magnéticos rotativos. Las líneas de flujo del campo rotativo son semicírculos en planos perpendiculares al eje del tubo. Los detectores rotativos están posecionados entre los dos polos, en una zona donde el campo magnético esta orientado transversalmente.

Método del conductor central. El campo magnético es generado por un impulso de corriente de gran amplitud, circulando a través de un conductor posecionado a lo largo del eje del tubo. Las líneas de flujo son círculos en planos perpendiculares al eje del mismo.

El tubo se investiga a continuación de la aplicación --

del pulso, El método del polo rotativo es usado cuando el tubo puede desplazarse solamente en un sentido, tal como una línea de producción de fábrica.

Cuando el tubo puede efectuar un desplazamiento de ida y vuelta, el método del conductor central es favorable por las siguientes razones:

- La inspección con campo magnético residual es muy sensitiva a defectos poco perceptibles, tales como fisuras y sobrelapadas de material no fusionados.
- Con el método del conductor central, la intensidad del campo magnético se optimiza en el diámetro interno del tubo, resultando en una buena detección de defectos internos.

Con el método de los polos rotativos, el movimiento de los polos induce corrientes parásitas en las paredes del tubo, las que limitan la penetración del campo magnético hacia el diámetro interno, especialmente a las altas velocidades de inspección.

- El método del conductor central provee una muy buena relación señal-ruido, considerando que la inspección se efectúa con un campo residual uniforme, el que no fluctúa durante la inspección.

Con el método del polo rotativo las vibraciones del tubo durante la inspección, provocan fluctuaciones en el campo magnético, debido a los cambios de configuración del circuito magnético. Estas fluctuaciones registradas por los detectores, reducen la relación señal-ruído por incremento del "ruido de fondo" magnético.

MEDICION DE ESPESORES POR RADIOACTIVIDAD.

La medición de espesores por métodos radioactivos es adecuada para el tipo de tuberías utilizadas en la industria petrolera, debido a que no necesita contacto físico.

Consiste en la irradiación de la pieza bajo prueba, con un haz radioactivo altamente enfocado, y midiendo la cantidad de radiación absorbida o reflejada por el material.

REFLEXION.

La fuente y el detector, ambos rígidamente ligados, están ubicados frente a la pared del tubo. Se mide la radiación reflejada por la pared del tubo que enfrenta a la fuente. Este método es relativamente ineficaz, porque sólo refleja una pequeña cantidad de la radiación emitida por la fuente. Una gran cantidad de radiación es absorbida por el material. Debido a la naturaleza errática de la emisión radioactiva, la baja intensidad del haz reflejado conduce a una alta varia---

ción estadística, y de este modo, a una respuesta a bajas frecuencias operativas. Desde el punto de vista de la inspección, esto significa el sacrificio de los siguientes parámetros: precisión, cobertura y velocidad de inspección.

Otro inconveniente del método de reflexión, es una disminución de la sensibilidad a las variaciones de pared del cuerpo, con el incremento del espesor de pared nominal del tubo.

Un fotón de radiación reflejado, ya debilitado por el impacto con un átomo del material, deberá retornar a través de la pared del tubo a fin de alcanzar el detector. La posibilidad de que el fotón provea la información necesaria, disminuye con el incremento del espesor de pared nominal del tubo.

TRANSMISION A TRAVES DE DOBLE PARED.

La fuente y el detector, ambos rígidamente ligados están diametralmente opuestos. El haz de radiación deberá pasar a través de ambas paredes a fin de alcanzar el detector.

Este método es completamente eficiente comparado con el de reflexión, pero por la disposición de la fuente/detector, éste solamente puede medir el promedio de espesor de las dos paredes opuestas.

TRANSMISION A TRAVES DE UNA SOLA PARED.

La fuente rota alrededor del tubo y el detector esta es

tacionario en el centro del interior del mismo.

La transmisión a través de una sola pared ofrece todas las ventajas de las dos técnicas antes descritas, sin ninguna de sus desventajas con respecto a la precisión de las medidas.

Solamente una pared es verificada, y la alta intensidad de la radiación que incide en el detector, determina una variación estadística baja.

La ausencia de un acoplamiento rígido entre la fuente y el detector es una desventaja, por lo que una geometría especial del haz-detector, deberá proyectarse a fin de compensar el descentramiento. Además, la posición del detector dentro del tubo, permite el paso en un solo sentido, por lo que su aplicación no es posible en líneas de inspección en fábrica.

Cuando son posibles los desplazamientos de "ida y vuelta", el método de transmisión a través de una sola pared es mas favorable.

INSPECCION POR ULTRASONIDO.

La inspección por ultrasonido consiste en la verificación del material con una onda sónica de alta frecuencia. El pulso de ultrasonido emitido por un transductor viaja a través del material hasta que es reflejado por un rebote. El reflector puede ser la superficie opuesta del material, (medi---

ción de espesor), un defecto que intercepte el paso de la onda, o la interfase entre dos materiales diferentes. El pulso reflejado, o "eco", provee la información deseada de acuerdo al tiempo de tránsito.

El ultrasonido es una técnica poderosa aplicada a la inspección no destructiva. Bajo condiciones de laboratorio, puede ser más sensitiva que las técnicas magnéticas para la detección de defectos, y más precisa, que las radioactivas para la medición de espesores.

La propagación de ondas ultrasónicas requiere un medio de acoplamiento, generalmente agua o aceite, entre el transductor y la superficie del material, bajo prueba. La capacidad para mantener el adecuado acoplamiento, a altas velocidades de inspección sobre materiales ásperos y bajo condiciones de campo, ha demostrado ser difícil.

Este inconveniente provoca una severa limitación en el uso automatizado del ultrasonido para aplicaciones especiales, tales como la inspección de líneas de soldadura de tuberías para oleoductos, donde la naturaleza crítica de la inspección, se contrapone a la de velocidad de producción.

En campo, el ultrasonido es de uso exterior en mediciones puntuales, para verificar y comprobar indicaciones de sistemas de inspección de líneas de tuberías, que usan otras técnicas no

destructivas.

SISTEMA DE INSPECCION AUTOMATICO (SCANALOG)

El sistema de inspección,(Scanalog), incorpora varias de las técnicas descritas anteriormente, efectuando una inspección completa de cada tubo procesado en menos de 90 segundos.

Este sistema realiza las siguientes inspecciones de tubería:

1. Detección de defectos transversales por dispersión de flujo de un campo magnético activo.
2. Detección de defectos longitudinales por dispersión de flujo de un campo magnético activo residual.
3. Medición de espesor por transmisión de rayos gamma a través de una pared.
4. Verificación electromagnética del grado de uniformidad del tubo bajo inspección.

Además este sistema, se ha diseñado para proporcionar adecuada movilidad para efectuar operaciones de campo. Las cabezas de inspección, el instrumental, la cabina del operador y las fuentes de poder, están montadas en un trailer. También se incluyen en la unidad, sistemas de elevación y desplazamiento de tubos, diseñados para un rápido montaje.

SECUENCIA DE INSPECCION.

La secuencia automática incluye un desplazamiento del tubo de "ida y vuelta" a través de las cabezas de inspección. La inspección transversal se efectúa durante el desplazamiento -- del tubo, desde el exterior hacia el interior de la unidad. La medición de espesores, la inspección longitudinal y la verificación del grado de uniformidad, se realizan durante el desplazamiento inverso.

A. Inspección durante el ingreso del tubo a la unidad.

El ciclo de inspección comienza al oprimirse el pulsador. El tubo entra a las cabezas de inspección transversal, donde se aplica un campo magnético longitudinal por las bobinas circulares que funcionan con corriente continua.

La investigación se efectúa por dos anillos de cuatro detectores cada uno, instalados simétricamente entre las bobinas. Los detectores adyacentes se sobrelapan a fin de proveer 100% de cobertura de la superficie del tubo. Las señales electrónicas provenientes de los detectores, son amplificadas, procesadas y graficadas por cuatro canales registradores. Se usan -- dos canales por cada anillo de detectores. Un canal exhibe una señal semi procesada por el análisis cualitativo de la naturaleza del defecto, y el otro muestra una señal totalmente procesada, para el análisis cuantitativo de su severidad.

Continuando con la inspección transversal, el tubo se desplaza a través de una estación de desmagnetización, donde el campo magnético longitudinal residual, se reduce sustancialmente. Luego continúa avanzando mientras se introduce en su interior una varilla magnetizante, para detenerse y accionar automáticamente un contador para corrientes elevadas.

El contador cierra automáticamente el circuito de la varilla magnetizante, la que queda centrada en el interior del tubo. El propósito de la varilla es doble: actúa como conductor de la corriente usada para la magnetización circular del tubo, y sirve como soporte del detector de radiaciones.

B. Inspección durante el regreso del tubo de la unidad.

Cuando se aplica un pulso de corriente de gran amplitud, ésta circula a través de la varilla de magnetización, y se induce un campo residual uniforme en las paredes del tubo. El contador se abre automáticamente después del pulso, y el tubo es impulsado en sentido inverso al de su ingreso en la unidad.

La medición de espesor mediante rayos gamma, es la primera inspección que se efectúa durante este desplazamiento de retorno al exterior. Una prueba de calibración del sistema de inspección de pared, (scanawall), se realiza automáticamente mientras el tubo se aproxima a la fuente radioactiva. Una plancha de acero de espesor calibrado, incorporado a la fuente rotativa, es interpuesta al haz radioactivo; se mide el espesor de calibración y la información es almacenada por circuitos elec

trónicos. Cuando el tubo esta centrado en la cabeza rotativa, se retira la cabeza de acero calibrada. Durante la inspección, la medición efectuada sobre el tubo, se compara electrónicamente con la realizada sobre el espesor de calibración, a fin de asegurar máxima exactitud y el correcto funcionamiento del sistema. El delgado haz radioactivo, describe una figura de polo barbado alrededor del tubo en movimiento. El detector se encuentra estacionario y centrado en el interior del tubo. La geometría especialmente diseñada del haz-detector, compensa los descentramientos del tubo de centelleo, con respecto al haz; además los soportes o rodillos autocentrados, que funcionan neumáticamente permiten un ajuste centrado del tubo, dentro de la cabeza rotativa. Este sistema de rodillos autocentrados que controlan el desplazamiento del tubo a través de la unidad, esta diseñado para que los tubos sean aceptados.

La alta eficiencia del método de transmisión, a través de espesores, provee una buena resolución angular y permite una cobertura extensiva de la inspección del tubo. Los resultados se muestran graficados al finalizar las inspecciones. Cuando se desea el espesor promedio de pared, el cual es proporcional al área de la sección transversal, este puede mostrarse en un canal adicional del registrador, al simplemente accionar una llave.

Esta información es normalmente exhibida durante la ins-

pección de tuberías usadas.

El tubo magnetizado continúa su desplazamiento a través de la cabeza rotativa para la detección de defectos longitudinales. Los detectores rotativos describen un recorrido helicoidal alrededor del tubo. La velocidad lineal del tubo, la velocidad rotacional de la cabeza y la longitud del detector son compatibilizadas, de modo de obtener una cobertura de inspección del 100%.

Las señales provenientes de los detectores son amplificadas, procesadas y exhibidas sobre tres canales registradores, (dos canales si se muestra el espesor promedio de pared). Las señales de alta frecuencia, desde defectos bidimensionales, son procesadas por un circuito especial de ensanchamiento de pulso, el cual compensa las limitaciones de respuesta en frecuencia del registrador. Los pulsos procesados son exhibidos en un canal separado para una fácil identificación.

La polaridad de los pulsos de este canal, discrimina entre defectos longitudinales rectos y defectos orientados con un determinado ángulo, tales como las fisuras en espiral.

Esta información adicional es útil durante la verificación visual de defectos poco perceptibles, que son detectados por la unidad y que pueden ser difíciles de determinar en forma visual, o con partículas magnéticas.

La prueba del grado de uniformidad es el último paso de la secuencia.

El desplazamiento del tubo acopla magnéticamente bobinas sensores.

Esta es una función de las propiedades electromagnéticas del tubo, y de este modo, relaciona indirectamente las características mecánicas y químicas del material, lo cual define el grado. La indicación del sistema consiste en una alarma audiovisual que es energizada cuando las características del tubo exceden una banda prefijada.

El gran volumen de datos provisto en un tiempo relativamente corto, por las diversas inspecciones, dicta la necesidad de una continua constatación de la integridad del sistema.

Señales luminosas provenientes de cada panel de inspección, alertarán al operador sobre cualquier anomalía o deficiencia en los equipos. Para limitar la dependencia del elemento humano y evitar evaluaciones incorrectas de los resultados de la inspección, se incluyó un sistema automático de verificación.

Con éste sistema, la condición de los detectores se verifica continuamente, y los circuitos electrónicos son probados en forma automática, con anterioridad a la inspección de cada

tubo, mediante señales de prueba a través de todo el sistema. Las luces indicadoras de mal funcionamiento, alertan inmediatamente al operador del funcionamiento incorrecto de un sensor_ o un circuito, así como la fuente del problema.

PROTECCION CATODICA.

1. Medición del potencial tubo-suelo cada seis meses pa
ra comprobar el estado del recubrimiento. Con estos
datos deberán elaborarse los cálculos y gráficas co-
rrespondientes.
2. Comprobación del correcto funcionamiento de los rec-
tificadores y cajas de ánodos cada tres meses.
3. Cuando se detectan anomalías en la protección catódi-
ca, deberá hacerse un muestreo en las partes más crí-
ticas del sistema de tubería, con el fin de determi-
nar el estado del recubrimiento.
4. Comprobar el buen estado de las juntas de aislamien-
to en los lugares requeridos.

VARIACION DE LA PRESION MAXIMA DE OPERACION.

La variación de la presión máxima de operación de un --
sistema o parte de un sistema de tubería, se debe establecer--
desde el diseño de la línea, así para establecer una nueva --
presión máxima de operación, mayor o menor que la fijada ini-

cialmente para una tubería, implica que los dispositivos de -- alivio instalados para evitar una sobrepresión en el sistema, deberán ser los adecuados y estar calibrados para las nuevas_ condiciones.

Los dispositivos que se utilizan para regular la pre--- sión en un sistema, en caso de sobrepresión, pueden ser los - siguientes:

- a) Válvulas de alivio.
- b) Reguladores, cuyo diseño permite el desfogue cuando falla su sistema de piloto o el control de presión_ del sistema.
- c) Disco de ruptura.

Así mismo, la variación de la presión máxima de opera--- ción, deberá considerar lo siguiente:

- a) Aislar el tramo de tubería, que opera a mayor pre--- sión, de los tramos adyacentes.
- b) Instalar reguladores de presión en los tramos de tu--- bería conectados a otros que operen a menor presión.

AUMENTO DE LA PRESIÓN MÁXIMA DE OPERACIÓN.

Una nueva y mayor presión máxima de operación para un - sistema de tubería, no deberá exceder de la presión de diseño de dicho sistema, considerando la clase de localización ac--- tual.

Antes de aumentar la presión máxima de operación de una tubería que ha operado durante algunos años a una presión menor que la de diseño, requiere que sean satisfechos los siguientes requisitos:

A. Aspectos Importantes.

1. La comprobación de que el diseño, los materiales y el equipo, las pruebas y la clase de localización actual, permitan la operación del sistema a la nueva y mayor presión máxima de operación que sea propuesta.
2. Las reparaciones, sustituciones, pruebas y modificaciones necesarias que se deriven de la revisión o inspección mencionadas.

B. Condiciones al Cambio.

1. En caso de que las condiciones físicas de la tubería aseguren que es capaz de resistir el aumento propuesto; que el sistema haya sido probado anteriormente a una presión mayor o igual, a la requerida para una tubería nueva con la presión máxima de operación propuesta.
2. En caso de que las condiciones físicas de la tubería no hayan sido verificadas satisfactoriamente.

te, que el sistema se pruebe gradualmente con resultados positivos hasta la presión de prueba requerida para una tubería nueva, con la nueva y mayor presión máxima de operación.

REQUERIMIENTO PARA EL CAMBIO.

Para la selección de una nueva presión máxima de operación de acuerdo con las condiciones de la tubería y los requisitos ya establecidos; no deberá exceder del 80% de la presión máxima de operación permitida para una línea nueva con iguales condiciones de diseño en la misma clase de localización.

El incremento de presión durante la prueba hidrostática, hasta alcanzar la nueva presión máxima de operación, deberá ser por etapas de manera que permita observar periódicamente los efectos en el sistema. Las etapas serán:

- a) 10% de la presión máxima de operación original.
- b) 25% del incremento total asignado.

DISMINUCIÓN DE LA PRESIÓN MÁXIMA DE OPERACIÓN.

Cuando se tenga conocimiento de que las condiciones físicas de un tramo o sistema de tubería no son satisfactorias, deberá reacondicionarse, sustituirse o retirarse de operación.

En el caso de que la tubería no pueda reacondicionarse o sustituirse y se decida continuar con su operación, deberá

reducirse su presión máxima de operación de esta tubería misma que se asignará de la manera siguiente:

PRESIÓN MÁXIMA DE OPERACION.

Esta presión deberá ser menor o igual que el más bajo de los valores siguientes:

- A) La presión de diseño del elemento más débil de la tubería, calculado de acuerdo al tipo de fluido manejado.
- B) La presión a que se probó la tubería cuando se construyó, entre el factor que se indica en la tabla siguiente:

T A B L A

Presión máxima de operación en función de la clase de localización.

CLASE DE LOCALIZACION	FACTOR PARA GASODUCTOS	FACTOR PARA OLEODUCTOS
1 AREA SIN CONSTRUCCION	1.10	1.25
2 AREA CON CONSTRUCCION	1.25	1.25
3 AREA CON CONSTRUCCION	1.40	1.25
4 AREA CON CONSTRUCCION	1.50	1.25

- C) La presión de operación más alta a que se haya sometido la tubería durante los últimos 5 años. Este valor de presión no deberá considerarse cuando la tubería se haya probado en un lapso no mayor a 5 años, o cuando se haya aumentado la presión de operación base.
- D) El 60% de la presión de prueba efectuado en fábrica, para tubo con costura soldada a tope en horno.
- E) El 85% de la mayor presión a que se hayan sometido -- los tubos, en la prueba de fábrica o después de instalados, para tubos de cualquier tipo, excepto el citado anteriormente.
- F) La nueva y menor presión máxima de operación fijada, con base en las deficiencias o anomalías registradas durante la operación y mantenimiento de la tubería, con el fin de aplicar el margen de seguridad. La reducción de la presión máxima de operación, implica -- que deberán instalarse dispositivos adecuados para la limitación o control que eviten sobrepresión en la tubería.
- G) La presión máxima de operación para una tubería de -- transporte, en caso de que no se aplique lo anteriormente dicho, deberá ser menor o igual a la presión -- más alta a que se haya sometido dicha tubería durante

su operación en los últimos 5 años. Este valor será aplicado cuando:

- 1.- La tubería se encuentre en condiciones físicas satisfactorias con base en los registros de su operación, inspección y mantenimiento.
- 2.- Satisfaga los requisitos establecidos, relativos_ a cambios de localización.

ROTURA DE LA JUNTA LONGITUDINAL (FALTA DE FUSIÓN EN LA ZONA DE UNIÓN).

CAUSAS QUE LA MOTIVAN.

- Defecto de fabricación (falta de fusión en la junta longitudinal).
- Fatiga gradual de la zona crítica como consecuencia de la operación del ducto (frecuentes paros y arranques).

PREVENCION.

- Equipo empleado para efectuar la junta longitudinal en fábrica, en óptimas condiciones de trabajo.
- Participar y decidir, durante las pruebas a que es sometida la tubería en el período de su fabricación.

- Mayor interés y empeño por parte de la inspección y supervisión durante la fabricación.
- Durante la construcción de una línea, vigilar que la prueba hidrostática de campo se lleve a cabo de acuerdo con el diseño de la misma, de modo que ninguna sección de la tubería pueda quedar sujeta, durante dicha prueba, a presión menor que la de diseño.

REPARACION.

- Sustitución del tramo de tubería que comprende la rotura.

Para una reparación inmediata de carácter temporal es recomendable utilizar los acopladores "Plidco Weld +- End". Se soldarán los acopladores y se retirarán las abrazaderas para una reparación definitiva, cuando las condiciones propicias para efectuarla, se hayan conseguido.

- Instalación soldada del tramo de tubería en reemplazo. Si las condiciones en el área afectada son favorables, o si de acuerdo con las necesidades, se pueden obtener en tiempo razonable corto, se podrá optar por la reposición del tramo de tubería de reemplazo soldado directamente a la línea principal (ver figura 7 de este capítulo).

ROTURA LONGITUDINAL DE FORMA IRREGULAR A LO LARGO DE ZONA DEBILIDATA POR CORROSIÓN INTERIOR.

CAUSAS QUE LA MOTIVAN.

- Presencia de humedad contenida por sólidos transportados por el fluido y almacenados en algunos lugares propicios del perfil de la línea, constituyen agentes corrosivos que afectan la pared de la tubería, debilitándola y ocasionando rotura aún en condiciones normales de operación.

PREVENCION.

- Se aplican las medidas preventivas enunciadas posteriormente para corrosión interior. (Página 93)

REPARACION.

- Sustitución del tramo de tubería que comprende la rotura.
Para una reparación inmediata de carácter temporal, es recomendable utilizar los acopladores "Plidco - - Weld + End" con las abrazaderas gemelas "Plidco -- Clamp Ring". Se soldarán los acopladores y se retirarán las abrazaderas para una reparación definitiva, cuando las condiciones propicias para efectuarla, se hayan conseguido.

- Instalación soldada del tramo de tubería de reemplazo. Si las condiciones en el área afectada son favorables, o si de acuerdo con las necesidades, se pueden obtener en tiempo razonablemente corto, se podrá optar por la reposición del tramo de tubería de reemplazo soldado directamente a la línea principal.

ROTURA TOTAL DE LA JUNTA TRANSVERSAL CON SEPARACIÓN Y DESPLAZAMIENTO DE LA TUBERÍA.

CAUSAS QUE LA MOTIVAN.

- Asentamiento del terreno de sustentación por sobrecarga debida a:
 - 1.- Derrumbe de taludes sobre las tuberías.
 - 2.- Material acumulado por terceros sobre las tuberías.
 - 3.- Deslizamiento del terreno de sustentación, debido a precipitaciones pluviales intensas.
 - 4.- Fenómenos naturales (Sismos, precipitaciones pluviales intensas).
 - 5.- Defecto de construcción (Mala calidad de la soldadura).
 - 6.- Tránsito pesado cruzando las tuberías.
 - 7.- Invasiones de particulares.

PREVENCION

- Construcción de obras de protección para evitar derrumbes sobre las tuberías, o remover y extraer el material que amenace caer sobre las mismas.
- Construcción de obras de protección para evitar asentamientos y erosión del terreno de sustentación de las tuberías, (Drenaje de plantilla).
- Desazolver y reconstruir cunetas destruidas.
- Reconstrucción o reposición de rompecorrientes.
- Ordenar y vigilar que se cumpla la suspensión de construcciones o de instalaciones de terceros en el derecho de vía de las tuberías.
- Controlar y vigilar el acatamiento de medidas preventivas de seguridad establecidas para el uso de cargas explosivas, que puedan afectar las tuberías.
- Ordenar y vigilar que se lleve a cabo en la construcción de líneas; la selección adecuada de material para cubrir la tubería en la zanja eliminando el material rocoso de grandes dimensiones, evitando además, depositar este sobre ductos adyacentes en operación.
- Verificar los reportes de celaje y efectuar oportunamente las medidas preventivas que cada caso requiera.

- Verificar la seguridad de las tuberías en cruzamiento con caminos existentes o provisionales, y realizar las obras requeridas en cada caso para evitar peligro latente.
- Aplicar las medidas preventivas ya conocidas en que pueda ocurrir; pero en soldadura transversal y/o longitudinal.

REPARACION.

- Sustitución del tramo de tubería.
- Instalación soldada del tramo de tubería de reemplazo.

ROTURA TRANSVERSAL TOTAL DE LA TUBERIA.

CAUSAS QUE LA MOTIVAN.

- Derrumbe en extensión considerable del terreno de sustentación de la tubería.
- Erosión del terreno con arrastre de material, dejando la tubería sin apoyo en una longitud considerable.
- Fenómenos naturales. (Sismos, precipitaciones pluviales intensas).
- Cruzamientos con ríos. (Avenidas considerables).

PREVENCION.

- Construcción de obras de protección para evitar el derumbe del terreno en que se apoyan las tuberías.
- Construcción de obras provisionales para protección y seguridad inmediata de las tuberías.
- Construcción e interconexión de líneas nuevas de sustitución de tramos en peligro, (Plan y Programa de trabajo).
- Verificar los reportes de celaje y efectuar oportunamente las medidas de seguridad que cada caso requiera.
- Verificar la seguridad de las tuberías en cruzamiento con ríos y efectuar en caso necesario:
 1. Obras de protección requeridas.
 2. Construcción de líneas paralelas para cruzamiento de apoyo.

REPARACION.

- Sustitución del tramo de tubería en el lugar de la rotura, como solución inmediata o definitiva.
- Instalación soldada del tramo de tubería de reemplazo como solución definitiva o temporal.

ROTURA TRANSVERSAL TOTAL CON SEPARACION LONGITUDINAL DE LA TUBERIA.

CAUSAS QUE LA MOTIVAN.

- Tránsito frecuente de vehículos pesados sobre el derecho de vía en la misma dirección de las tuberías (esfuerzos de tensión).
- Desplazamiento longitudinal del terreno de sustentación de las tuberías (esfuerzos de tensión).

PREVENCION.

- Evitar que los derechos de vía sean utilizados como caminos vecinales.
- Construcción y la interconexión de líneas nuevas en sustitución de tramos en peligro (plan y programa de trabajo).
- Verificar los reportes de celaje y efectuar oportunamente las medidas preventivas que cada caso amerita.
- Verificar la seguridad de las tuberías, inspeccionando no solamente el derecho de vía, sino también las zonas colindantes y, llevar a cabo las medidas preventivas y/o definitivas según el caso.

REPARACION.

- Sustitución del tramo de tubería en el lugar del daño, como solución inmediata.
- Instalación soldada del tramo de tubería de reemplazo como solución definitiva o temporal, según el caso.

ROTURA POR IMPACTO.

(VER FIGURA DESCRIPTIVA EN EL APENDICE SIGUIENTE)

CAUSAS QUE LA MOTIVAN:

- Construcciones en estrecha proximidad con las tuberías, que impliquen el uso de explosivos y/o maquinarias como:

Trabajos de desmantelamiento y recuperación de tuberías que están fuera de servicio.

PREVENCION.

- (Ver cuadro descriptivo en la página 90)

REPARACION.

- La reparación inmediata se podrá realizar mediante la utilización de la manga bipartida "Pliodco Split - Sleeve".

- Sustitución posterior del tramo de tubería dañado mediante el empleo de los equipos de perforación y obtención de tuberías.

ROTURA EN, O ADYACENTE A SOLDADURAS DE CONEXIONES O ELEMENTOS DE REFUERZO.

CAUSAS QUE LO MOTIVAN:

- Falta de inspección previa de las condiciones de la placa.
- Diseño impropio o improvisado.
- Materiales fuera de especificación (soldadura o placa).
- Elementos de conexión o de refuerzos defectuosos.
- Falta de tratamiento térmico.
- Fragilización de la placa (endurecimiento) en la zona adyacente al cordón de soldadura, por efecto del gradiente de temperatura durante el proceso de soldadura.
- Incapacidad del soldador.
- Condiciones atmosféricas adversas.
- Falta de supervisión.

PREVENCION.

- Cuidadosa selección de los puntos de trabajo en la superficie de la tubería a intervenir. Emplear métodos de prueba no destructivos para:
 1. Observar la sanidad de la placa (Inspección ocular previa).
 2. Detectar laminaciones y espesor de pared (Inspección ultrasónica).
 3. Detectar microfracturas (Inspección con partículas magnéticas).
 4. Detectar puntos frágiles (Medición de dureza).
 5. Radiografiado de juntas (Longitudinales y circunferenciales).

- Diseñar bajo normas establecidas actualizadas, adoptando medidas de seguridad y especificando preferentemente conexiones de fábrica, (codos, tees, bridas, reducciones etc), cuando las condiciones de la línea a intervenir así lo permitan (construcciones nuevas, líneas vacías, etc.).

- Diseñar elementos de conexión o refuerzo compatible con la línea a intervenir (grado, espesor, etc.), que

se fabriquen y coloquen siguiendo procedimientos adecuados de trabajo.

- Emplear procedimientos de soldadura y soldadores calificados.
- Cuando así se requiera, prescribir tratamiento térmico de las piezas antes, durante y después de su ensamble.
- Emplear el equipo, herramienta y materiales indicados para cada caso. (Usar electrodos de bajo hidrógeno para evitar esfuerzos residuales).
- Aplicar la soldadura cuando las condiciones atmosféricas y de trabajo sean favorables.
- Supervisar constantemente todas las fases de trabajo.
- Prever protección adicional contra vibraciones. Cargas externas accidentales y repetir las pruebas necesarias para verificar la calidad del trabajo.

REPARACION.

- Para roturas pequeñas en tuberías que operan a baja presión, o cuando las condiciones de campo, (el fluido que se conduce y las características del daño lo permiten), se puede intentar una reparación temporal em-

pleando los procedimientos convencionales, tan solo_ para obtener la fuga y prever condiciones de peligro.

- Cuando, por las dimensiones y forma de la rotura, no_ se pueda intentar el procedimiento anterior, la reparación debe ser definitiva.

Esta acción puede lograrse en dos formas:

1. Derivando el flujo a una línea auxiliar, (By-pass temporal), mediante el sistema de obturación, combinado_ con equipo Plidco; ambos de tipo recuperable al completar la reparación, como se describe en los apartados anteriores.
2. Cuando se pueda lograr el vaciado de la línea, sin complicaciones de contaminación ni peligrosidad del área, y cortar la parte defectuosa eliminando las conexiones de fábrica e instalando las conexiones de diseño_ adecuado y probada seguridad.

ESCAPES DE FLUIDO EN TUBERIAS.

PORO POR CORROSIÓN INTERIOR

CAUSAS QUE LO MOTIVAN:

- Humedad en el fluido.- El ataque corrosivo se torna_

de lento a crítico en presencia de contaminantes como ácido sulfhídrico (H_2S) o bióxido de carbono (CO_2), combinados con la humedad.

- Incorporación de contaminantes en el fluido por fallas en el proceso.

PREVENCION.

- Eliminar el agente corrosivo.
- Monitorear índices de corrosión, mediante estudios gravimétricos, en caso de que no sea posible eliminar el agente corrosivo se hace la evaluación del (MPY) - "milésimas de pulgadas por año".
- Limpieza periódica con diablos.
- Aplicación de inhibidor o formación de película protectora.
- Inspección ultrasónica para examinar la tubería adyacente al orificio debido a corrosión interior, y determinar la magnitud del ataque previendo la sustitución del tramo dañado, y si el caso lo amerita, efectuar la inspección total del conducto mediante el diablo electrónico "Linalog".

REPARACION.

- En el caso de orificios pequeños se puede utilizar en la reparación, el cinturón "Plidco Smith + Clamp".
- En perforaciones de mayores proporciones empleando la manga bipartida empernada "Plidco Split Sleeve" la cual si se requiere, puede ser soldada al tubo para una reparación definitiva.

PORO POR CORROSIÓN EXTERIOR.

CAUSAS QUE LO MOTIVAN:

- Ataque químico directo (Acumulación de desechos corrosivos).
- Naturaleza del terreno (húmedo salino).
- Basureros o cenizas en el alojamiento de la tubería.
- Que la tubería de metal ferroso esté en estrecha proximidad con una estructura de metal diferente. El tubo se comporta como ánodo; el caso crítico se presenta con el cobre.
- Corrientes parásitas. Cuando la tubería atraviesa un campo eléctrico generado por una fuente de corriente directa.

PREVENCION.

- Sistemas eficientes de protección catódica.
- Reforzamiento de los sistemas existentes.
- Combinar protección anticorrosiva y protección catódica.

REPARACION.

- En el caso de orificios pequeños se puede utilizar en la reparación el cinturón "Plidco Smith + Clamp".
- En perforaciones de mayores proporciones la manga bipartida empernada "Plidco Split Sleeve" la cual, si se requiere, se puede soldar al tubo para una reparación definitiva.

PORO EN SOLDADURA TRANSVERSAL Y/O LONGITUDINAL.

CAUSAS QUE LA MOTIVAN.

- Defectos de construcción (Soldadura transversal).
- Defectos de fabricación (Soldadura a junta longitudinal).
- Corrosión tanto exterior como interior.

PREVENCIÓN.

- Mano de obra y procedimientos calificados para efectuar la soldadura de campo.
- Máquina o equipo automático para soldar en óptimas -- condiciones de trabajo.
- Material de aporte utilizado para soldar, de la calidad, características y especificación requerida.
- Conciencia de su responsabilidad en la supervisión, - tanto durante la fabricación como durante la construcción.
- Realizar todas las pruebas hidrostáticas necesarias - en la construcción a las condiciones requeridas.
- Aplicar las medidas preventivas para corrosión inte-- rior.
- Aplicar las medidas preventivas para corrosión exte-- rior.

REPARACION.

- Para el caso de poros en juntas transversales de campo, se puede efectuar la reparación utilizando una -- manga bipartida soldable (Welding sleeve).

- Cuando se trate de poros en juntas longitudinales de fábrica la reparación se podrá efectuar utilizando una manga soldable de media caña (Half sole), alrededor del tubo; será necesario esmerilar la soldadura al ras del tubo cuando la junta longitudinal de fábrica haya sido hecha con material de aporte, pero se requiere efectuar pruebas previas en la zona adyacente, con tintes penetrantes, partículas magnéticas, ultrasonido y dureza, para determinar si la reparación por este medio puede ser considerada como definitiva. De otro modo, sólo se aceptará con carácter temporal, fijando únicamente a la tubería la manga y el empaque intermedio con grapas especiales para el efecto. Posteriormente se sustituirá la sección dañada.

ROTURA PARCIAL DE LA JUNTA TRANSVERSAL DE CAMPO.

CAUSAS QUE LA MOTIVAN.

- Carga externa accidental (derrumbe del terreno sobre la tubería).
- Asentamiento del terreno.
- Defecto de construcción (mala calidad de la soldadura).
- Fenómenos naturales (sismos, avenidas extraordinarias).

PREVENCION.

- Prever y/o retirar derrumbes que puedan afectar a las tuberías.
- Construcción de obras de protección para evitar asentamiento y erosión del terreno de sustentación de las tuberías.
- Desazolver y reparar cunetas obstruídas.
- Reconstrucción o reposición de rompecorrientes destruídos.
- Ordenar y vigilar que se cumplan correctamente la suspensión de construcciones o instalaciones de terceros en el derecho de vía.
- Controlar y vigilar el acatamiento de medidas de seguridad establecidas para el uso de cargas explosivas - en obras, en un derecho de vía común y de terceros.
- Verificar la seguridad de las tuberías en cruzamientos con ríos y efectuar en caso necesario, las obras requeridas para evitar peligro latente.
- Verificar los reportes de celaje y efectuar oportunamente las medidas preventivas que cada caso requiera.

- Aplicar las medidas preventivas enunciadas en el caso anterior referido, de poros en soldadura transversal y/o longitudinal.

REPARACION.

- Sustitución del tramo de tubería que comprende la rotura.
- Para una reparación temporal es recomendable utilizar los acopladores "Plidco Weld + End" con las abrazaderas gemelas "Plidco Clamp Ring".
- Se soldarán los acopladores y se retirarán las abrazaderas para una reparación definitiva cuando las condiciones propicias para efectuarla se hayan conseguido.
- Instalación soldada del tramo de tubería de reemplazo. Si las condiciones en el área afectada son favorables o se pueden obtener en un tiempo razonablemente corto con las necesidades, se podrá optar por la instalación directa del tramo de tubería de reemplazo soldado a la línea principal.

ROTURA TOTAL DE LA JUNTA TRANSVERSAL CON SEPARACION Y DESPLAZAMIENTO DE LA TUBERIA.

CAUSAS QUE LO MOTIVAN.

- Asentamiento del terreno de sustentación por sobrecarga debida a:
 1. Derrumbe de taludes sobre las tuberías.
 2. Material acumulado por terceros sobre las tuberías.
 3. Deslizamiento del terreno de sustentación debido a precipitaciones pluviales intensas.
 4. Fenómenos naturales (sismos, precipitaciones pluviales intensas).
 5. Defecto de construcción (Mala calidad de la soldadura).
 6. Tránsito pesado cruzando las tuberías.
 7. Invasiones de particulares.

PREVENCION.

- Construcción de obras de protección para evitar derrumbes sobre las tuberías o remover y extraer el material que amenace caer sobre las mismas.
- Construcción de obras de protección para evitar asentamiento y erosión del terreno de sustentación de las tuberías, (Drenaje de plantilla).
- Desazolver y reconstruir cunetas destruidas.
- Reconstrucción o reposición de rompecorrientes.

- Ordenar y vigilar que se cumpla la suspensión de construcciones o de instalaciones de terceros en el derecho de vía de las tuberías.

SEGURIDAD.

Los dispositivos de seguridad son de primordial importancia para el mantenimiento, prevención de accidentes y anomalías en los sistemas de transporte de hidrocarburos, para ello contamos con lo siguiente:

1. Vigilancia de los sistemas y dispositivos de seguridad para asegurar el funcionamiento eficiente de cualquier equipo o accesorio.
2. Prevención y calibración de válvulas de alivio, de acuerdo a las normas de seguridad ya establecidas.
3. Revisión de los sistemas y equipo contra incendio en terminales de compresión y rebombeo, etc; para asegurar su correcto funcionamiento, verificando dichos equipos periódicamente.
4. Recorrido del derecho de vía cada tres meses, para detectar cualquier anomalía; especialmente en zonas con alto índice de vialidad, así como, en cruzamientos, pasos aéreos, válvulas, trampas de diablos, etc.

5. Determinación de espesores de la tubería en lugares - accesibles, como lo son entradas y salidas de estaciones de compresión o rebombeo, válvulas, etc., con el fin de controlar el desgaste por corrosión. Estas mediciones deberán efectuarse cada año en principio. Después de que se tengan suficientes datos para estimar las velocidades de desgaste, se establecerá un programa de calibración.
6. Revisión del equipo instalado en terminales, estaciones, etc., con el propósito de localizar y reportar fallas y anomalías.
7. Inhibidores de corrosión.- Comprobar que el inhibidor de corrosión usado sea adecuado y se dosifique correctamente.

Comprobar además la efectividad del inhibidor de corrosión mediante testigos, corrosómetros, velocidades de desgaste, etc.

Con el fin de tener bases suficientes para efectuar la inspección de un tramo o sistema de tubería, se deberá disponer de la siguiente información.

- a) Características de la tubería: servicio, diámetro, longitud, condiciones de operación, especificaciones de material, etc.

- b) Planos topográficos que indiquen trazo, kilometraje, estaciones, válvulas, cruzamientos, etc.
- c) Datos sobre el recubrimiento exterior aplicado.
- d) Diseño de la protección catódica aplicada y registro de las mediciones efectuadas.
- e) Histograma de fugas, registro de accidentes y reparaciones en tiempo de operación del sistema.
- f) Datos sobre otras tuberías, que crucen o sigan trayectorias paralelas o se deriven del sistema de tubería que se inspeccionará.
- g) Reportes de calibración, reparación, fallas, accidentes, etc.
- h) Reportes de Inspecciones anteriores y solicitudes de trabajo para corregir anomalías.

MANTENIMIENTO.

Con el propósito de mantener en buenas condiciones los sistemas de tubería de transporte de hidrocarburos, se deben cumplir los programas de mantenimiento. Se deben efectuar estudios para prever las acciones que ayuden a controlar riesgos, cuando llegaran a presentarse condiciones anormales durante la operación o el mantenimiento de los sistemas de tubería.

ría.

El sistema que presente deficiencias o anomalías que impliquen riesgos, deberá repararse, sustituirse o ponerse fuera de servicio.

Cuando se presenta el caso de una tubería que no puede ser reacondicionada o puesta fuera de servicio de inmediato, se deberá reducir el valor de la presión máxima de operación.

REPARACIONES PERMANENTES DE LA TUBERÍA.

Los daños o imperfecciones que afecten las condiciones de servicio de una tubería, deberán ser reparados a la mayor brevedad posible. Cuando dicha tubería opere a una presión que produzca un esfuerzo tangencial de 40% o mayor de la resistencia mínima especificada a la cedencia, se lo deberá dar prioridad al hacer el mantenimiento o reparación.

Para la reparación permanente de una tubería que tiene fuga, si es posible ponerla fuera de operación, la reparación se efectuará cortando una porción del tubo y reemplazándola con otro tubo de igual o mayor espesor y resistencia mecánica, de acuerdo con el diseño original.

Si la tubería no es puesta fuera de operación durante la reparación, debe reducirse la presión de operación a un nivel de extrema seguridad, que produzca como máximo un esfuerzo del

20% de la resistencia mínima especificada a la cedencia. Si no es posible poner fuera de servicio la tubería, debe soldarse un aditamento de diseño y material adecuado, con las dimensiones necesarias alrededor del tubo dañado.

Si una soldadura no es aceptable, debe eliminarse o repararse considerando para tal fin los siguientes puntos:

- a) La soldadura se eliminará cuando tenga grietas en cualquier dirección o longitud.
- b) Cuando una soldadura pueda ser reparada, el defecto deberá moverse hasta que quede el metal limpio, y el segmento o tramo a reparar deberá calentarse. La soldadura reparada, deberá ser revisada para verificar su aceptabilidad; en caso contrario, deberá eliminarse.

PRUEBAS A LAS REPARACIONES EFECTUADAS A LAS TUBERÍAS.

- a) Prueba de un tubo de reemplazo.

Si el tramo de tubería se reparó cortando y sustituyendo la porción dañada con un tramo de tubería, el tubo que reemplaza debe ser probado en igual forma que un tubo nuevo instalado. Las reparaciones efectuadas con soldadura deberán examinarse por métodos no destructivos.

b) Prueba para reiniciar el servicio de una tubería.

Toda línea de conducción que haya sido aislada totalmente debe ser probada bajo las normas establecidas para dichos efectos, es decir no exceder las presiones prescritas por el fabricante.

c) Para poner definitivamente fuera de servicio una tubería deberán tomarse las máximas medidas de seguridad, así como las precauciones siguientes:

- 1) Depresionarla.
- 2) Desconectarla de cualquier posible suministro.
- 3) Purgarla o drenarla.

POSIBLES CAUSAS QUE MOTIVAN EMERGENCIAS EN TUBERIAS.

DAÑO EXTERNO.

- a) Conocimiento o desconocimiento de parte del sistema de ductos (antes de ocasionarse los daños), de las actividades que realizan los equipos mecánicos de remoción de tierras.
- b) Conocimiento o desconocimiento de parte de los operadores del equipo mecánico de remoción de tierra, de la ubicación exacta de las tuberías, antes de que los daños se produzcan.

c) Conocimiento del sistema y desconocimiento del operador del equipo:

1. Interrupción de la comunicación entre el operador y supervisor u otras personas que tenían conocimiento de la existencia de la tubería en el área de trabajo.
2. Ausencia de señales provisionales para advertir al operador la existencia de una línea en el lugar de trabajo.

d) Desconocimiento del sistema y conocimiento del operador del equipo:

1. Insuficientes señales para indicar al operador la ubicación de una línea.
2. Descuido o apreciación errónea del operador.
3. Falta de vigilancia de parte del sistema en la iniciación de trabajos de remoción de tierras.
4. Falta de notificación por parte del operador o contratista, acerca del trabajo que se realiza en la proximidad de la línea.

e) Desconocimiento del sistema y desconocimiento del operador del equipo:

1. Señales permanentes insuficientes para advertir a los operadores sobre la presencia de la línea.
2. Falta de comunicación de parte del sistema para asegurarse de recibir todas las notificaciones enviadas por los propietarios de terrenos, contratistas y otros, respecto a obras futuras en las que se harán trabajos de remoción de tierras.
3. La vigilancia del sistema no se percata de la iniciación de trabajos de remoción de tierra, especialmente de corta duración.

DAÑO EXTERNO,

MEDIDAS PREVENTIVAS.

Conocimiento del sistema y conocimiento del operador.

- Señales permanentes en el lugar donde esta ubicada la tubería a fin de incrementar el conocimiento de su existencia de parte del operador.
- Señales provisionales para alertar al operador del equipo indicándole la ruta de la tubería.
- Mayor vigilancia de las líneas.
- Mejorar las comunicaciones.

- Colocar las líneas a mayor profundidad.
- Legalizar los derechos de vía para evitar invasiones.

CONCLUSIONES

El personal del sistema deberá programar recorridos periódicos de inspección que por ningún motivo se dejarán de llevar a cabo, para percatarse y tomar las medidas preventivas -- que se requieran en cada caso, de los cuales como ejemplo, se citan algunos a continuación.

1. Derrumbes que amenacen caer sobre las tuberías.
2. Derrumbes que se hayan producido sobre las tuberías sin causar efecto.
3. Tránsito pesado cruzando las tuberías o desplazándose sobre la plantilla en que se alojan estas.
4. Asentamiento o desplazamiento longitudinal del terreno de sustentación de las tuberías, que se manifiesten o hayan tenido lugar sin consecuencias.
5. Invasiones de particulares realizando trabajos de construcción de caminos, carreteras, canales, líneas eléctricas, presas, ferrocarriles, escuelas, etc.
6. Tuberías expuestas y sin apoyo por erosión del terreno con pérdida de material de la zanja.
7. Tuberías expuestas en cruzamientos subfluviales.

8. Construcciones que impliquen el uso de explosivos y/o de maquinaria de perforación o excavación del terreno.
9. Trabajos de desmantelamiento y recuperación de tuberías fuera de servicio.
10. Ausencia de señales provisionales adicionales.
11. Fugas por poros en tuberías.
12. Señales permanentes insuficientes para advertir a los operadores de equipos mecánicos de remoción de tierras, de la presencia de líneas en operación.
13. Fugas en válvulas de seccionamiento, en indicadores de paso de diablos en trampas de diablos, en tomas de presión, en venteos, en bridas, etc.
14. Daños a las instalaciones anódicas subterráneas, que resulten del desmantelamiento o de la construcción de nuevas tuberías en el mismo derecho de vías donde - - otras se encuentran en operación, de erosión del terreno, de sondeos de inspección o de reparación de líneas.
15. Daños a las líneas eléctricas que alimentan rectificadores de protección catódica, que se hayan producido por descargas atmosféricas, desrame de árboles, por -

intervenciones particulares o de las tomas clandestinas de energía por particulares, etc.

16. Accesos y/o cunetas obstruidos, rompecorrientes destruidos.

17. Soportes y cercas destruidos en cajas de válvulas de - seccionamiento y trampas de diablos, falta de abrazaderas, volantes, manerales, limpieza y pintura.

18. Imprevistos naturales.

RECOMENDACIONES

- A). El personal del sistema deberá elaborar y efectuar oportunamente, los programas de mantenimiento preventivo y correctivo que reduzcan o eliminen posibles situaciones de emergencia en las instalaciones.

- B). Es conveniente que el personal de operación y mantenimiento, tenga participación en las bases de proyecto y durante la ejecución de las obras a cargo de otras dependencias.

CAPITULO V

SISTEMAS DE PROTECCION ANTICORROSIVA

SISTEMA DE PROTECCIÓN CATÓDICA.

DESCRIPCIÓN.

Establecer el mínimo de requisitos para diseñar sistemas de protección catódica, en estructuras metálicas enterradas o sumergidas que por su participación en la explotación, refinación, transporte y almacenamiento de hidrocarburos y sus derivados, están expuestas a los efectos de la corrosión.

TERMINOLOGÍA.

- Corrosión.

Es el deterioro de un material, generalmente un metal, debido a la reacción del medio ambiente con dicha estructura.

- Protección catódica.

Es una de las técnicas que controla la corrosión de un metal en presencia de un electrólito, convirtiendo el metal en el cátodo de una celda electroquímica mediante el paso de la corriente que proviene de un ánodo.

- Recubrimientos anticorrosivos usados en protección catódica.

Son todos los materiales y revestimientos que se usan para prevenir la corrosión, por aislamiento del medio agresivo en que se encuentren dichas estructuras metálicas.

- Electrólito.

Es un conductor iónico de la corriente directa. Se refiere al subsuelo o al medio en contacto con una estructura metálica enterrada o sumergida.

- Anodo.

Elemento emisor de corriente eléctrica.

Puede ser ánodo de sacrificio o ánodo inerte.

Anodo de sacrificio es aquel que se consume al emitir corriente de protección.

Anodo inerte es aquel que no produce corriente eléctrica y su consumo no es directamente proporcional a la corriente de protección.

- Corriente de protección.

Es la que se necesita para obtener los valores de potenciales de protección de la estructura metálica de acuerdo al proyecto que se pretenda.

- Sistemas de protección catódica.

Los sistemas de protección catódica comúnmente usados son:

- 1.- Mediante ánodos de sacrificio, el cual esta basado en el consumo del ánodo protector.
- 2.- Mediante corriente impresa, la cual se obtiene de una fuente emisora de corriente directa drenada a tierra a través de ánodos inertes.

- Electrodo de referencia.

Es un dispositivo cuyo potencial de circuito abierto es constante.

- Potencial de estructura al electrólito.

Es la diferencia de tensión entre una estructura metálica enterrada o sumergida, y un electrodo de referencia en contacto con el electrólito.

- Polarización,

Es el cambio de un potencial de circuito abierto de un electrodo, que resulta del paso de una corriente directa.

- Punto de drenaje.

Es el punto de conexión entre el cable de la protección catódica y la estructura metálica protegida.

- Material de relleno.

Es el que envuelve al ánodo para reducir su resisten
cia de contacto con el terreno.

- Resistividad del terreno.

Es la resistencia eléctrica específica de un terreno
y su unidad se expresa en ohms-cm.

- Juntas de aislamiento.

Elemento de material aislante que sirve para seccio-
nar eléctricamente la estructura metálica por prote-
ger.

- Postes de amojonamiento y registro.

Son señalamientos que tienen por objeto indicar, la -
trayectoria y localización de las estructuras metáli-
cas por proteger, sirviendo además, para medir corrien-
te y potencial de estructura al electrólito.

- Rectificador.

Equipo que convierte corriente alterna a corriente -
directa controlada.

- Elemento de medición.

Es una resistencia calibrada contenida en el inte-
rior del poste de amojonamiento y registro.

- Conductor de interconexión.

Es aquel donde se conectan eléctricamente los elemen-

tos que integran el sistema de protección catódica.

- Soldadura aluminotérmica.

Es aquella que se utiliza en campo, para soldar conductores eléctricos a estructuras metálicas.

- Material para aislamiento y parchado.

Es el material aplicado para impedir contactos eléctricos directos con el medio, en que la instalación va a quedar alojada.

Para desarrollar el proyecto de un sistema de protección catódica se deben efectuar las siguientes actividades:

- a).- Identificación de la estructura metálica por proteger.
- b).- Localización y planos completos.
- c).- Determinación de las características eléctricas del medio en que se encuentre la estructura metálica por proteger.
- d).- Determinación de la calidad del recubrimiento.
- e).- Determinación de la cantidad de corriente necesaria para obtener las condiciones de protección que se pretendan.

f).- Selección del sistema adecuado para la protección.

Con la medición de potenciales se obtiene el nivel de protección en todo fenómeno de corrosión electroquímica.

La medición de potenciales naturales se realiza entre otras cosas, para:

- Estudio de interferencias, investigación de corrientes parásitas, conductancia de recubrimientos, localización de áreas anódicas, etc.

La medición de potenciales de protección se realiza para:

- Pruebas de protección catódica.
- Formación del criterio de potencial de protección.

El valor de potencial de protección debe quedar comprendido entre 0.85 y -2,5 Volts, referidos al electrodo cobre -- sulfato de cobre saturado (Cu-Cu SO₄) en estructuras metálicas (recubiertas a base de alquitrán de hulla); a estos valores mínimo y máximo del potencial de protección se deben llevar los proyectos y su instalación.

DISEÑO.

Los puntos fundamentales que deben determinarse son:

- Intensidad total de la corriente por aplicar.
- Intensidad de la corriente por aplicar en cada punto de drenaje.
- Número total de puntos de drenaje de corriente.

LOCALIZACIÓN.

La estructura metálica debe quedar alojada en la excavación efectuada según el trazo del proyecto general de construcción.

El trazo debe señalarse mediante postes de amojonamiento y registro.

Determinación de las características eléctricas del terreno.

La principal característica del terreno que debe determinarse es su resistividad. El valor de esta indica que tan agresivo puede resultar el terreno, pues a mayor valor de resistividad, menor grado de agresividad pueden tener los suelos; por lo anterior, se debe levantar un perfil de resisti-

vidad en los lugares donde se considere conveniente de acuerdo al tipo de diseño.

DETERMINACIÓN DE LA RESISTIVIDAD.

Esta se debe hacer con el fin de conocer la conductividad eléctrica del terreno en contacto con la estructura metálica; del valor de este dato depende la exactitud del diseño.

En estructuras metálicas pobremente recubiertas, conviene elaborar un perfil de resistividades haciendo mediciones cada 100 metros; esta distancia puede ser mayor o menor según lo amerite el caso.

Los datos obtenidos se grafican en papel semilogarítmico de tres ciclos, tomando el eje logarítmico para las resistividades y el eje de escala natural para las distancias; con la gráfica se deben determinar los puntos críticos que son los que acusan los valores más bajos.

VALORES DE MEDIOS CORROSIVOS.

- 0 - 1000 Ohms - cm altamente corrosivos.
- 1000 - 5000 Ohms - cm moderadamente corrosivos.
- 5000 - 10000 Ohms - cm poco corrosivos.
- 10000 - en adelante Ohms - cm muy poco corrosivos.

Debe tenerse en cuenta la relatividad de estos valores al considerar los puntos críticos.

Se elabora una plantilla de resistividades que se hace en forma de cuadrícula y se aplica en papel de escalas naturales; con ello se obtienen curvas que sirven para localizar las zonas de baja resistividad.

MEDICIÓN DE LA RESISTIVIDAD,

Para medir la resistividad se usan los siguientes métodos:

Método de cuatro electrodos o Wenner.

Se utiliza para la medición un vibroground.

Para éste caso se deben hacer las mediciones con separación entre electrodos de 1.60 m y 3.20 m (5.3 pies y - - 10.6 pies).

Método de Volt-Amperímetro.

Básicamente este método es el cuatro electrodos, con la variante que se usa un aparato multicombinado como - - Volt-Amperímetro, utilizando una fuente externa de corriente directa.

Determinación de la calidad del recubrimiento.

A la estructura metálica construída se le debe aplicar el recubrimiento anticorrosivo, el cual debe supervisarse en sus diferentes fases. Se usa este recubrimiento en las estructuras metálicas para aislarse del - - medio ambiente que las rodea, y así disminuir la corro

sión. El recubrimiento debe pasar la prueba empleando un detector eléctrico de continuidad de película.

Aparato detector eléctrico de fallas de recubrimiento anticorrosivo.

El aparato dispone de dos electrodos, uno de los cuales se arrastra por la tierra, y el otro, se recorre por la tubería, el cual, al pasar por la falla, detecta la falta de continuidad de película cerrando el circuito eléctrico, a través de la estructura metálica, accionando un mecanismo que indica la existencia de la falla; el lugar de la falta de continuidad de película se localiza a simple vista, en el punto en que se forma un arco eléctrico entre el electrodo de inspección y la estructura metálica; la falla debe ser reparada con los mismos materiales del recubrimiento, y ya reparada, se prueba nuevamente la continuidad de película en el área reparada.

Cuando la estructura metálica ha sido bajada y tapada, y el terreno compactado, se debe efectuar una prueba de requerimiento de corriente, para determinar hasta qué grado se afectó el recubrimiento durante las maniobras de bajado y tapado. Al efectuar tal prueba de requerimiento de corriente, la estructura metálica debe quedar eléctricamente aislada de cualquier otro tipo de estructura metálica, que no este consi

derada en el proyecto de protección catódica; lo anterior se logra mediante la instalación adecuada de aislamientos eléctricos. En casos extraordinarios como cruzamiento de ríos - cuya longitud es considerable, se instalan juntas aislantes_ en los extremos de dicho cruce, y esta sección de la estructura metálica, se trata y puede protegerse en forma independiente.

PRUEBAS DE REQUERIMIENTO DE CORRIENTE,

Estas pruebas son aplicaciones de corriente directa - que deben hacerse en la estructura metálica para proteger, - obteniendo datos suficientes para determinar la cantidad de_ corriente necesaria de protección. También se usa para de- terminar las atenuaciones de potencial que sirven como base_ para espaciar los puntos de drenaje, así como para poder cal_ cular, el tanto por ciento de área desnuda, y diseñar el siste_ ma de protección más conveniente; tales pruebas se deben - - efectuar en los puntos seleccionados durante el recorrido de inspección.

PORCIENTO DE ÁREA DESNUDA DE LA ESTRUCTURA METÁLICA.

Para calcular el porciento de área desnuda, se deben_ tomar dos secciones de la estructura metálica, a cada lado -- del punto de drenaje, como derivadores, y se deben localizar en los puntos donde se obtengan potenciales de -0.85 Volts y un va-

lor próximo a -1.0 Volts; la corriente que fluye en ambas secciones, se calcula determinando potenciométricamente las caídas de tensión en los extremos de dichas secciones.

Con la resistencia eléctrica de la estructura metálica, se calcula la corriente que fluye aplicando la ley de Ohm. La longitud de las secciones usadas como derivador, depende del diámetro y espesor de pared, y por tanto de su resistencia por unidad, de modo que permita obtener lecturas de caídas de potencial suficientemente grandes, (2 a 3 milivolts como mínimo), para que el cálculo de las corrientes sea preciso. La resistencia eléctrica de la estructura metálica, se determina con aproximación conociendo el material, diámetro y espesor.

Si se tiene un tramo de longitud conocida L, limitada por las secciones C' y C'', y se conoce la intensidad de las corrientes que fluyen en dichas secciones, cuya diferencia es la corriente de protección consumida en la longitud L, se obtiene el porcentaje de área desnuda (A):

$$(A) = \frac{10^5 (I_1 - I_2)}{(\pi DL) (dc)}$$

Donde:

I1 = Intensidad de corriente que pasa por la sección C'

I2 = Intensidad de corriente que pasa por la sección C''

πDL = Area total exterior del tramo de tubería de longitud L.

dc = Densidad de corriente estimada por unidad de superficie que tiene la tubería en los lugares en que el recubrimiento ha sido afectado. Aproximadamente se consideran los siguientes valores para las estructuras metálicas enterradas:

$$0.0108 \text{ a/m}^2 \quad (1\text{m a/ pie}^2)$$

$$0.0216 \text{ a/m}^2 \quad (2\text{m a/ pie}^2)$$

Con el por ciento de área desnuda "A", se determina la cantidad de corriente de protección necesaria I_p :

$$I_p = \frac{(\pi DL) (A) (dc)}{10^5}$$

Donde:

πDL = Área dada en metros cuadrados (pies cuadrados).

D = Diámetro exterior de la tubería en metros (pies).

L = Longitud abarcada por la prueba en metros (pies).

A = Por ciento de área desnuda.

dc = Densidad de corriente dada en ma/m² (ma/pie²).

Para el por ciento de área desnuda (A), se considera un rango de 5% como máximo, en estructuras metálicas nuevas, para efectos de cálculo. Esta determinación del por ciento de área desnuda, se debe hacer en todos los puntos en que se aplique corriente de prueba, para obtener datos suficientes y juzgar la calidad del recubrimiento, disminuyendo las posibilidades

de error.

SISTEMA DE PROTECCIÓN CATÓDICA MEDIANTE ÁNODOS DE SACRIFICIO.

El diseño de este sistema debe ser simple, eficiente y económico, determinando el número total de puntos de drenaje de corriente y la intensidad de ésta.

Los materiales de los ánodos de sacrificio, deben ser cualquiera de los metales más electronegativos que el hierro en la serie electromotriz, siendo usuales el magnesio, el aluminio y el zinc. El magnesio se usa en instalaciones enterradas, y el aluminio y el zinc, en instalaciones sumergidas.

En estructuras metálicas pobremente recubiertas, conviene utilizar los ánodos de sacrificio en vez del sistema de corriente impresa, porque este, tiene limitaciones en cuanto al potencial máximo aplicable en el punto de drenaje, ya que si se eleva dicho potencial por encima de -1.0 ó -1.1 Volts, se tienen consumos muy fuertes de corriente en las cercanías de dicho punto de drenaje, bajando mucho la eficiencia en la corriente de protección.

El factor principal es determinar el número de ánodos necesarios por punto de drenaje y los pesos de tales ánodos.

El número de ánodos por cada punto de drenaje, se obtie-

ne dividiendo la corriente total requerida entre la corriente por ánodo.

El peso de cada ánodo se selecciona procurando que su duración sea de 10 años aproximadamente. Se toma como base que por cada 50 miliamperes de corriente proporcionada, se consumen aproximadamente 4.5 Kg. (10 libras) de magnesio en 10 años.

La siguiente tabla muestra una distribución de ánodos de magnesio de diferentes pesos, en función del valor de la resistividad del terreno, para obtener una duración aproximada de 10 años.

RESISTIVIDAD (Ohms - cm)	PESO DEL ANODO	CORRIENTE (ma)	DURACION (años)
0 - 1000	22.0 Kg (48 lb)	285	10
1000 - 2000	14.5 Kg. (32 lb)	183	10
2000 - 3000	7.72 Kg. (17 lb)	97	10
3000 en adelante	4.1 Kg. (9 lb)	51	10

Se debe conocer el valor de la resistividad del suelo en el lugar preciso donde se van a instalar los ánodos.

Cuando se conectan en grupo varios ánodos según su espaciamiento, se tiene una reducción en la corriente de salida -

por ánodos. Con la cantidad determinada de ánodos, se forman grupos que se deben instalar en lugares idóneos, para lograr una adecuada distribución y aprovechar la corriente de protección.

El sistema de protección catódica se debe completar con las siguientes instalaciones.

JUNTAS DE AISLAMIENTO.

Se deben instalar en las partes que se necesiten, para que la estructura metálica quede aislada eléctricamente de cualquier otra instalación, y se eviten fugas de corriente de protección.

REGISTRO PARA CONTROL DE MANTENIMIENTO.

Se deben efectuar mediciones eléctricas periódicas para verificar varias veces por año, el buen funcionamiento de las instalaciones y mantener trabajando eficientemente el sistema de protección.

INSTALACIONES ESPECIALES.

Estas instalaciones se deben hacer en aquellos puntos -

en que se tengan estructuras metálicas próximas a otras estructuras metálicas protegidas catódicamente.

Consisten en conexiones eléctricas de resistencia ligeramente inferior a la resistencia estimada de flujo, a través del terreno entre las dos estructuras metálicas, para proporcionar a la colectada por la estructura metálica no protegida, un camino hacia los ánodos que evite las posibilidades de corrosión por electrólisis.

PRUEBAS DE VERIFICACIÓN DEL SISTEMA.

Se deben efectuar las mediciones eléctricas para verificar la eficiencia del sistema instalado, ya hecha la instalación y transcurrido algún tiempo en que se normalicen los potenciales y corrientes de protección.

Se deben efectuar algunos ajustes basados en las mediciones posteriores a la instalación. Si la instalación fue bien diseñada los ajustes no deben ser mayores de un 20%.

Si las determinaciones de por ciento de área desnuda resultan con valores mayores del 5%, es antieconómico un sistema de protección catódica de este tipo. Según el registro de fugas y el perfil de resistividades, se debe considerar la calidad del terreno y determinar las zonas más corrosivas para aplicar la protección catódica exclusivamente en tal zona, y

así se obtiene una protección relativa y se disminuye hasta - en un 90% las posibilidades de corrosión.

PROTECCIÓN DE ZONAS MÁS CORROSIVAS.

Si se protegen solo las zonas más corrosivas, se sigue el criterio de incrementar el potencial del tubo al suelo en tales zonas, en 0.20 Volts a base de magnesio.

La corriente requerida se calcula con base en los porcentajes de área desnuda estimados, los cuales pueden alcanzar valores hasta de 100%.

SISTEMA DE PROTECCIÓN CATÓDICA POR CORRIENTE IMPRESA.

Objetivo del sistema.

Con el sistema de corriente impresa se energizan los ánodos por medio de una fuente externa de corriente directa. Los ánodos se deben de instalar en el electrólito, y se conectan al polo positivo de la fuente externa de corriente directa; la estructura metálica por proteger, se conecta a la terminal negativa de la misma fuente, la cual generalmente es un rectificador.

Los ánodos energizados utilizados, generalmente deben ser de grafito o de fierro fundido con alto contenido de silicio. En ambientes que contienen cloruros como el agua de mar, el grafito es más efectivo que el fierro fundido con alto -

contenido de silicio y todavía son mejores las aleaciones a base de silicio, cromo y fierro.

ESTRUCTURAS METÁLICAS NUEVAS CON BUEN RECUBRIMIENTO.

Para una estructura metálica nueva y con buen recubrimiento, la mayoría de las veces se debe efectuar la protección, con un número muy reducido de puntos de drenaje de corriente, pues los rectificadores constituyen fuentes que proporcionan tensiones e intensidades de corriente elevadas, y las atenuaciones de potenciales de protección son muy bajas; con ésto se permite elevar el potencial de protección cerca de los puntos de drenaje a valores máximos, sin un desperdicio antieconómico de sobreprotección.

En un proyecto de este tipo se debe desarrollar lo siguiente:

- 1.- Instalación de las juntas de aislamiento según se aplica o requiere.
- 2.- Registros para control de mantenimiento según se requiera.
- 3.- Pruebas de requerimiento de corriente.

Debe hacerse en los puntos en que se dicte o disponga de corriente alterna comercial, fácil acceso y baja resistivi

dad del terreno. Para las mediciones requeridas durante la prueba, se deben emplear los aparatos adecuados según el tipo de corriente ,(alterna o directa), de que se trate.

Al efectuar estas pruebas se debe registrar lo siguiente:

- 1.- Resistividades del terreno en varios puntos cercanos al punto de drenaje.
- 2.- Potenciales estructura-suelo en el punto de drenaje antes de aplicar corriente y durante la prueba, así como entre varios puntos intermedios y el punto mínimo de protección de -0.85 Volts.
- 3.- Tensión de la fuente durante la prueba.
- 4.- Corriente de la fuente durante la prueba.
- 5.- Resistencia total del circuito utilizado.
- 6.- Distancias protegidas desde los puntos de drenaje determinados previamente.

El potencial de la estructura-suelo máximo recomendable debe ser -2.5 Volts.

Con objeto de prueba, la distancia mínima del dispositivo de tierra por utilizar, con respecto a la estructura metálica, debe ser de 50 metros.

CARACTERÍSTICAS DEL RECTIFICADOR.

Determinado el número mínimo de puntos de drenaje y con los resultados de las pruebas de requerimiento de corriente, se conoce la demanda de esta en cada punto; con estos datos se deben calcular las características de cada rectificador -- que son:

- a) Intensidad de la corriente a proporcionar (I_p) en Amperes.
- b) Tensión de operación en Volts.

La corriente es un dato obtenido de los resultados de las pruebas de requerimiento de corriente.

La tensión de operación corresponde a la suma de las caídas de tensión en todos y cada uno de los elementos que integran el circuito.

$$V = R (t) I + P/S + (0.9) + (-0.34)$$

Donde:

V = Tensión que se busca

$R (t) = R (c) + R (e) + R (g)$

$R (c) =$ Resistencia de los cables conductores del circuito; se calcula conociendo el calibre y la longitud de los mismos y generalmente es despreciable con respecto al valor de la resistencia total $R (t)$.

R (e) = Resistencia de la estructura metálica por proteger con respecto a una tierra remota de resistencia nula.
Su valor varía entre 0.25 y 0.5 veces la resistencia - en Ohms, medida en una junta aislante colocada entre - una y otra estructura metálica, y su valor exacto depende de del contacto a tierra que tenga la última estructura metálica.

R (g) = Resistencia en Ohms del dispositivo de tierra o dispositivo anódico que se emplea. Este dispositivo es una serie de barras de grafito enterradas y rodeadas de - un empaque de coke triturado, lo que constituye el -- electrodo positivo del sistema.

Para calcular R(g), se busca la resistencia de un solo -- ánodo empleando la tabla de la figura No. 11, y este se afectapor un factor de corrección (F), de la tabla de la figura No. - 12, la cual tiene como parámetro el número de ánodos agrupados y la distancia entre ellos.

I = Intensidad de la corriente obtenida.

P/S = Potencial máximo del tubo-suelo en el punto de drenaje (-2.5 Volts).

0.9 Volts = Potencial de grafito.

-0.34 Volts = Potencial de la media celda de cobre-sulfato decobre saturado.

La tabla de la fig. No. 12 también es válida para ánodos galvánicos usando las dimensiones de estos sin el material de relleno.

MATERIALES DE LOS DISPOSITIVOS DE TIERRA.

Los dispositivos de tierra pueden ser de los siguientes materiales: cobre, plata, fierro fundido, aleaciones de acero con alto contenido de carbón, chatarra, etc.

DIMENSIONES DE LOS ANODOS DE GRAFITO.

Las dimensiones más usadas de los ánodos de grafito son: 50.8 mm (2 pg); 76.2 mm (3 pg) y 101.6 mm (4 pg) de diámetro y longitudes de 762 mm (30 pg); 1524 mm (60 mm) y 2032 mm (80 pg).

Para una vida de 10 años se considera que un ánodo de grafito drena aproximadamente 1.75 Amperes por cada 25.4 (1 pg) de diámetro.

DISEÑO DEL DISPOSITIVO ANÓDICO.

El diseño del dispositivo anódico debe tener como base una baja resistividad del terreno en que queda alojado. Por esta razón, debe empezarse el diseño con el cálculo de la resistencia de contacto a tierra de un ánodo, con su diámetro y longitud respectiva. Con la gráfica de la fig. No. 13, se obtiene un valor en porciento de la resistencia de un simple ánodo de grupo.

VALOR DE LA RESISTENCIA DE UN ÁNODO.

El valor de la resistencia de un simple ánodo, se obtiene así:

$$R_a = \frac{K_e}{100}$$

Donde:

R_a = Resistencia a tierra de un ánodo.

e = Resistividad del suelo medido en Ohms-cm.

K = Constante que depende de la longitud y diámetro del ánodo.

La resistencia de un solo ánodo suele ser de valor muy elevado, y por esta razón, se deben usar más ánodos, para que de acuerdo con el número de estos y su espaciamiento, se obtenga un valor conveniente de la resistencia del grupo de ánodos. De acuerdo al diámetro del ánodo se determina el valor de R_a .

Diámetro de ánodo	K
50.8 mm (2 ϕ)	0.24
76.2 mm (3 ϕ)	0.22
101.6 mm (4 ϕ)	0.20
152.4 mm (6 ϕ)	0.17

Otra forma para determinar el número de ánodos de que debe constar el dispositivo anódico es el siguiente:

Suponiendo que los ánodos para difundir la corriente, - - son los adecuados y están espaciados correctamente en la forma más adecuada, se selecciona un espaciamiento adecuado con el - correspondiente factor de corrección de la resistencia del grupo, y modificando el espaciamiento, pueden hacerse otros intentos para determinar el número de ánodos.

PROTECCIÓN ANTICORROSIVA CON CINTAS ADHESIVAS DE POLIETILENO.

El sistema de control de corrosión externa de tuberías - enterradas, con recubrimiento de cintas adhesivas de polietileno, debe ser prioritario para tener una protección adecuada y eficaz.

Este sistema prescribe un número mínimo de requisitos para cubiertas protectoras, contra corrosión de superficies exteriores de tuberías de acero enterradas, constituidas por cintas delgadas de polietileno adhesivo.

Las cubiertas protectoras de tuberías enterradas, en general, deben tener las características siguientes:

- Adhesión a la superficie del metal, para resistir la - migración de humedad bajo la cubierta.
- Ductilidad para resistir agrietamientos.
- Resistencia para soportar los daños por manejo normal -

y esfuerzos en el terreno.

- Propiedades compatibles con la protección catódica suplementaria.

La cubierta protectora debe estar constituida por lo siguiente:

Una capa de pintura primaria, (opcional); una capa de cinta adhesiva de polietileno, como aislante dieléctrico, y -- una capa de papel Kraft o de compuestos asfálticos, como protección contra daños mecánicos.

MATERIALES.

Pintura Primaria.

Es obligatorio el uso de la pintura primaria. Los datos pertenecientes a este material se proporcionan para los casos en que, principalmente por baja temperatura en el tubo, se obtenga una adhesividad deficiente, o por alguna otra justificación.

Pintura primaria en aplicación de cintas de polietileno. La pintura primaria debe ser un líquido compatible con el adhesivo y la cinta de polietileno, fabricada a base de resinas sintéticas y solventes, de secado rápido, de aplicación en frío con brocha o máquina viajera, de 17% a 21% de contenido de sólidos, de 0.70 a 0.80 de peso específico a 25°C.

La pintura primaria y la cinta protectora anticorrosiva de polietileno, deben ser surtidos por un mismo fabricante.

La pintura primaria contiene solventes alifáticos inflamables, por lo que, para su manejo y utilización, se deben tomar las precauciones de seguridad establecidas para el manejo de materiales inflamables. Los envases llevarán instrucciones inscritas al respecto.

En caso de que se juzgue necesario verificar la calidad, uso y compatibilidad de la pintura con el adhesivo y con la cinta, se enviarán muestras a laboratorios especializados.

Los envases deben ser de metal o de plástico; de 1, 5 y 55 gal. de capacidad, y llevarán claramente inscritos en lugar visible los siguientes datos:

Uso de la pintura.

Secado rápido.

Métodos de aplicación.

Consumo por m.

Capacidad.

Contenido de sólidos.

Nombre del fabricante.

Fecha de fabricación.

Cinta adhesiva de polietileno.

La cinta adhesiva de polietileno de baja densidad se de

be fabricar a base de los tipos apropiados de polietileno, con adhesivos en una de sus caras hecho con materiales afines al polietileno. La cinta debe tener uniformidad en sus dimensiones de espesor, anchura y color; la capa de adhesivo debe cubrir uniforme y totalmente la cara de la cinta, sin dejar huecos ni sobrantes en las orillas, la cinta debe surtirse en rollos.

El adhesivo debe estar fuertemente incorporado sobre la película, de manera que no debe haber desprendimiento entre esta y el adhesivo al tratar de separar la cara adhesiva de la cinta y su respaldo libre.

La cinta adhesiva de polietileno, una vez colocada sobre la superficie exterior de la tubería, debe presentar características de elasticidad que le permitan adherirse totalmente sobre las irregularidades del tubo, principalmente a los refuerzos de soldadura.

EMPAQUES.

La cinta adhesiva de polietileno debe empacarse en cajas que la protejan contra daños de manejo normal y almacenamiento. Los empaques deben llevar impreso en lugar prominente y con letra legible, los siguientes datos:

- Tipo de cinta,
- Ancho de la cinta en pulgadas y en cm.

- Longitud del rollo en m.
- Espesor de la cinta en milésimos de pulgada y en mm.
- Límites de temperaturas de aplicación en °C.
- Temperatura máxima de operación °C.
- Area total en m².
- Peso bruto en Kg.
- Peso neto en Kg.
- Nombre del fabricante.
- Fecha de fabricación.

En caso de que en el campo se juzgue necesario verificar su calidad, uso y compatibilidad con la pintura primaria, se tomarán muestras y se enviarán a laboratorios especializados.

Pruebas que debe cumplir la cinta adhesiva de polietileno para protección anticorrosiva,

<u>P R U E B A</u>	<u>T O L E R A N C I A</u>
ESPEJOR TOTAL ASTM D-1000	15 MILESIMAS DE pg. MIN.
ESPEJOR DEL RESPALDO DE POLIETILENO ASTM D-1000	10 MILESIMAS DE pg. MIN.
ESPEJOR DEL ADHESIVO ASTM D-1000	6 MILESIMAS DE pg.
ELONGACION ASTM D-1000	100% a 200% MINIMO.
RESISTENCIA A LA TENSION ASTM D-1000	25 lb/pg . DE ANCHO, MINIMO
ADHESION A 5 MIN. DE APLICADA ASTM D-1000 Y A 20°C	
AL ACERO CON PINTURA PRIMARIA	100 Oz.'pg DE ANCHO, MIN.

AL ACERO SIN PINTURA PRIMARIA	50 Oz/P ² DE ANCHO, MIN.
RESISTENCIA DIELECTRICA ASTM D-1000	800 VOLTS/MILESIMA DE ESPESOR, MIN.
RESISTENCIA DE AISLAMIENTO ASTM D-257 Y ASIM D-1000.	800000 MEGAHOMS.
TRANSMISION DEL AGUA (VAPOR) ASTM E-96-631.	0.2 GRAMOS/24 HRS. 100 p ² MAX.
ABSORCION DE HUMEDAD	0.04% MAXIMO.
ASTM D-570 SIN ADHESIVO.	
TEMPERATURA DE APLICACION EN EL METAL	
SIN PINTURA PRIMARIA	5°C a 80°C
CON PINTURA PRIMARIA	- 20°C a 80°C
TEMPERATURA DE OPERACION	- 20°C a 80°C
ANCHO DE LA CINTA	2 a 18 PULGADAS.
DIAMETROS DE LOS ROLLOS DE CINTA	PARA USARSE CON MAQUINA Y PARA USARSE A MANO.

CINTA ENVOLVENTE EXTERIOR.

Existen dos tipos de cinta envolvente exterior que son:

Tipo A, cartones asfálticos. El envolvente A consiste en cartón impregnado con asfalto.

Tipo B, papel Kraft. El envolvente tipo B consiste en papel Kraft.

Los rollos de cinta de todos los tipos de envolvente exterior, deberán empacarse en cajas de cartón. El cuerpo de la caja llevará marcado en la parte exterior los datos siguientes:

Tipo de cinta.

Ancho de la cinta en pulgadas y centímetros.

Longitud del rollo en metros.

Espesor de la cinta en milésimas de pulgada.

Area total en M².

Peso bruto en Kg.

Peso neto en Kg.

Nombre del fabricante.

La cinta exterior que se utilice como envolvente debe ser sometida a pruebas de laboratorio en fábrica, apegándose a las especificaciones indicadas, y en caso de que en el campo se juzgue necesario, deberán hacerse nuevas pruebas, mostrando los materiales y enviándolos a laboratorios especializados.

APLICACIÓN DEL RECUBRIMIENTO.

El constructor debe preparar cuidadosamente los elementos que comprenden el recubrimiento. Todos los materiales deben inspeccionarse y comprobar que son de la calidad especificada, que su empaque guarda el estado original de fábrica, -- con sus marcas claramente legibles.

Deben mantenerse con sus características de fábrica durante su almacenaje, manejo, aplicación y conservación, hasta

la terminación y recepción de la obra.

Todos los trabajos se deben terminar y ejecutar bajo las condiciones de calidad establecidas y especificadas.

La limpieza y la aplicación de las cubiertas se deben -- realizar y supervisar por personal calificado.

El equipo de la planta o de la línea debe ser de tal diseño y manufactura, y debe encontrarse en condiciones tales, - que se adapte a la utilización de los materiales, la aplica--- ción de los procedimientos y la obtención de la calidad de los trabajos previstos. Los trabajos terminados y aceptados deben conservarse con sus características de aceptación hasta que se termine la construcción de la obra.

PREPARACIÓN Y LIMPIEZA DE LA SUPERFICIE.

La tubería debe limpiarse antes de la aplicación de recu- brimiento. La tubería se debe considerar limpia, cuando inme- diatamente antes de aplicar el recubrimiento se haya eliminado de la superficie de la misma, toda materia extraña tal como: - lodo, pintura, otros recubrimientos, aceites y grasas, herrum- bre, costras, residuos de soldadura, rebabas, tierra, humedad_ y otras impurezas.

Deberá tenerse especial cuidado en los trabajos de lim- pieza en la línea, si se hace con máquina viajera, que se des--

placa las veces que sea necesario, hasta que la tubería quede limpia.

En los pasos finales, la máquina debe estar equipada -- con cepillos de alambre, y si aún queda polvo sobre la superficie del tubo, deberá quitarse con trapos limpios. La cinta no debe aplicarse cuando el lugar deposita polvo sobre el tubo que disminuya la adhesión de la cinta.

Las soldaduras, los hoyos profundos y las áreas de tubo adyacentes a los accesorios de tubería, deben tener la misma - atención en su limpieza que el resto de la tubería. Después_ de que el tubo o la tubería se acepte como limpia, deberán -- mantenerse invariables estas condiciones, hasta recibir las - cubiertas de protección.

Los métodos aceptados para la preparación y limpieza de las superficies, según las condiciones particulares de trabajo, son los siguientes:

Eliminación de aceites y grasas antes de la limpieza me cánica, aplicando un solvente totalmente volátil, tal como -- nafta, Bencina o gasolina blanca, y frotando con trapos lim-- pios. No se permite usar trapos sucios o aceitosos, ni solventes sucios. No se debe usar solventes como la kerosina, ni - los que contengan plomo.

Eliminación de salpicaduras de soldadura, escoria, sa--

lientes cortantes o puntiagudas, rebabas y otros materiales metálicos, mediante raspado, limpiado, pulido manual o mecánico, limado, cepillado manual o mecánico con rasquetas metálicas, y otros métodos adecuados.

Eliminación de contaminantes de la superficie del tubo o tubería, mediante el uso de máquinas rasqueteadoras aprobadas - previamente, como equipo de construcción en línea o en planta.

Estas máquinas deben estar equipadas con un sistema rotatorio de cepillos metálicos de copa o su equivalente. La tensión de los cepillos metálicos debe ajustarse frecuentemente, rehabilitando o cambiando los cepillos cuando éstos se desgasten o se atoren. Si se usan máquinas automáticas que combinan las operaciones de limpieza, impresión, aplicación de cinta protectora y aplicación de envolvente exterior, deberán estar equipadas con un soplador de polvo hacia el frente o un sistema de extracción al vacío. También deberán tener una barrera de polvos que aisle la zona de limpieza de la zona de recubrimiento, los mecanismos de avance y la limpieza de las máquinas viajeras en la línea, deberán ser de un diseño tal, que no rayen ni dañen la superficie de la tubería.

En todos los casos debe verificarse que la superficie de la tubería quede totalmente libre de materia extraña.

Ante una corrosión severa de los tubos o la tubería, de-

berá procurarse una mayor atención en la preparación adecuada de la superficie, para recibir el recubrimiento.

Aplicación de la cinta adhesiva de polietileno para protección anticorrosiva.

La cinta deberá aplicarse en forma espiral, con una máquina viajera aprobada previamente como equipo de construcción que combina las operaciones de limpieza y encintado sobre la tubería, que debe estar limpia y libre de humedad.

En caso de usar pintura primaria, la condición de limpieza prevalece y la misma máquina puede aplicar simultáneamente la pintura, a razón de 3 litros por cada 59 M^2 , aproximadamente, debiéndose cubrir de pintura la superficie total exterior del tubo.

El ancho de la cinta y el traslape entre vuelta y vuelta, dependen del diámetro de la tubería y deberán seleccionarse de acuerdo a la tabla de consumos de materiales. En la misma tabla se indican los rendimientos aproximados de cinta para los diferentes diámetros de tubería, expresados en m^2 de cinta por kilómetro.

El inicio de un rollo deberá traslaparse con el final -- del rollo anterior con un traslape mínimo de 13 cm., si la tubería es hasta de 14pg de diámetro nominal (DN), y un traslape mínimo de 26 cm., si el diámetro de la tubería es mayor de 14pg

DN. Este traslape entre el final y el inicio de un rollo debe hacerse manualmente, frotando el traslape con la mano. El ángulo de la espiral deberá ser paralelo a la espiral previamente aplicada, y la cinta deberá aplicarse cuidadosamente en forma uniforme, sin dobleces, arrugas ni distorsiones de ninguna especie.

Los operadores deberán hacer los ajustes necesarios a la máquina, incluyendo la tensión de aplicación, mediante los frenos de los husillos, de forma de que se obtenga un recubrimiento ajustado, continuo y uniforme. El recubrimiento se considerará adecuado cuando la cinta quede lista y tensa, y se haga con una tensión tal sobre la cinta, que produzca una reducción en el ancho de la misma, no mayor de 0.5%. No deben quedar arrugas, pliegues, espacios descubiertos, ni roturas sobre el recubrimiento, y debe mantenerse el traslape mínimo especificado entre vuelta y vuelta.

Al aplicar el recubrimiento en curvas, particularmente en tuberías de diámetro de 12 pg. DN o menores, se recomiendan los siguientes procedimientos para reducir al mínimo las arrugas en el radio interno de la curva:

Curvas menores. Al llegar la curva, el operador deberá reducir la velocidad de la máquina y ensanchar la espiral formada por la cinta, según lo permiten los ajustes de la máquina. El ajuste de la espiral debe ser suficiente para preservar la continuidad del recubrimiento con el traslape mínimo especificado.

cado.

El ancho excesivo de cinta deberá localizarse por lo tanto más allá del traslape.

Curvas mayores. Se aplicará la cinta en la curva haciendo la operación en forma manual o con máquina encintadora de impulso manual, usando cinta del ancho indicado en la tabla de consumo de materiales, y siguiendo el procedimiento de aplicación manual indicado en la norma establecida para ello.

APLICACIÓN DEL ENVOLVENTE EXTERIOR.

Cuando es especificada la aplicación de un envoltorio exterior, este se aplicará en forma simultánea, con la misma máquina con que se aplica la cinta, para protección anticorrosiva, de polietileno, y con la misma técnica de esta.

Inspección eléctrica del recubrimiento anticorrosivo con cinta adhesiva de polietileno y reparación de fallas. •

Prueba y equipo. Después de ser ejecutadas las diferentes fases del recubrimiento, el constructor deberá inspeccionar toda la cubierta del tubo o de la tubería mediante un detector eléctrico de fallas. En el caso de haberlas, deberá repararse satisfactoriamente y volverse a inspeccionar.

El equipo usado para probar la cinta en planta o en línea, debe ser portátil, de baja corriente, tensión ajustable,-

tipo impulso, con un dispositivo de señal audible y luminosa a la vez, ambas fácilmente perceptibles.

El detector debe tener un electrodo de resorte espiral. La potencia de entrada debe ser no mayor de 20 watts, y la frecuencia mínima de la tensión, debe ser de 20 ciclos por segundo.

La tensión de operación del detector debe determinarse - como se explica más adelante, pero en ningún caso será menor - de 5000 volts. El detector debe ser ajustado no menos de tres veces al día, obligado por la humedad relativa y por la temperatura: una vez, antes de iniciar los trabajos; otra, a media jornada, y finalmente, verificar después de la última parte de la jornada que el aparato no tiene desajustes.

La tensión eléctrica de operación del detector debe ser determinada con el siguiente procedimiento:

Seleccionar una porción con revestimiento anticorrosivo en el traslape de la cinta, o del envoltente exterior, si este se usa, aproximadamente a 40 cm. del extremo del revestimiento sobre el tubo. Agujerar el revestimiento y envoltura con una navaja puntiaguda, punzón, pica hielo u otra herramienta. Mover el electrodo del detector de un lado a otro del agujero, y reducir el voltaje hasta que el detector cese de registrar el conocido agujero.

Colocar una tira de fieltro de asbesto seco, saturado --

con alquitrán de hulla, de 15 lb /100 pies, sobre el agujero; muévase el electrodo del detector de atrás para adelante, y lentamente increméntese la corriente hasta que el detector comience a registrar el agujero. Una vez efectuado el ajuste del aparato, debe aplicarse al recubrimiento, inmediatamente después, la máquina que hace el recubrimiento.

La velocidad de avance del detector no deberá ser mayor de 30 cm. por segundo, y no deberá mantenerse estacionario en un solo punto mientras este conectado.

Cualquier agujero en la cinta o falla de esta, es indicado por la señal audible y luminosa causada por una chispa entre el electrodo y la superficie del metal. Estas fallas se deben marcar sobre la superficie del revestimiento.

Para reparar las fallas marcadas, se debe sacudir y limpiar la superficie en reparación, y después se debe aplicar un parche de cinta de polietileno, envolvente y traslapado en hélice, directamente sobre la cubierta de polietileno de la tubería, de manera que tape los puntos o áreas dañadas más allá de 10 cm. de su extensión.

El parche aplicado se debe someter a la prueba dieléctrica con el detector, y será aceptada la reparación, cuando no se registre la señal de falla.

Si ha sido necesario remover la envoltura exterior para descubrir la cubierta de polietileno, deberá volverse a colocar, ajustarse y sujetar, con cinta autoadherente.

La reparación completa debe probarse con el detector y aceptar cuando el detector no indique falla.

Inmediatamente antes de que la tubería se deposite en la zanja, durante la fase de bajado y tapado de la tubería, el recubrimiento debe pasar, sin fallas, la prueba eléctrica del detector durante el bajado de la tubería, cuando ya no se coloquen apoyos provisionales, ni se ejecute otra maniobra que no sea la del tapado de la tubería.

Esta norma exige al personal de aplicación, el conocimiento de la técnica de los equipos detectores de fallas generalmente usados en cubiertas protectoras de tuberías, principalmente para las operaciones de bajado, así como las tensiones para varios espesores de cubiertas.

Todas las pruebas de tensión eléctrica se refieren a valores de CD, corriente directa o CA, corriente alterna.

La tensión mínima de prueba para el espesor de una cubierta en particular, debe estar dentro del 20% del valor determinado por la siguiente fórmula y tabla.

Tensión de prueba = 1250 T

T = Espesor promedio de la cubierta en milésimas, (0.001 p).

Tensión mínima de prueba para varios espesores de la cubierta.

Espesor de Cubierta en pulgadas		Tensión de prueba
Treintaidosavos	Milésimas	Volts.
-	14 a 16	5000
1.0	31	7000
2.0	62	9800
3.0	94	12100
5.0	156	15000
6.0	188	17000

La conexión a tierra del metal del tubo y la terminal de tierra del detector, son necesarias para completar el circuito. Esto puede hacerse a través de una conexión directa por medio de un cable o conectando ambas a tierra común. El metal del tubo, si no está en contacto con la tierra, usualmente se conecta a ella por una varilla conductora.

El detector puede, en muchos casos, ser efectivamente conectado a tierra por medio de un cable flexible desnudo, de 9 m de largo, que se conecta a la terminal del detector, y que se arrastra a lo largo de la superficie del suelo. En terrenos áridos, arenosos o rocosos de alta resistividad eléctrica, debe mantenerse un cable directo conectado entre el metal del tubo y la terminal a tierra del detector.

El electrodo, es el medio por el cual la potencia eléc

trica se aplica a la superficie de la cubierta. La construcción del electrodo debe ser tal que no tenga más de 25.4 mm., de distancia lateral, entre los puntos donde el electrodo hace contacto con la superficie cubierta, por cada 100 volts de potencia.

El electrodo debe mantenerse en contacto con la superficie cubierta en todo tiempo, y no se debe deformar ni ser desfavorable a la cubierta. El electrodo no debe moverse hacia atrás y hacia adelante excesivamente, más aún sobre una cubierta débil, para prevenir la causa de una disminución posible en el espesor de la cubierta.

La tensión de un detector de impulso debe medirse con un kilovólmetro de lectura de picos de alta impedancia, o con un divisor de tensión de resistencia o capacitancia de alta impedancia, y un indicador apropiado, tal como un osciloscopio o voltímetro.

El electrodo debe estar en posición normal de operación sobre la superficie cubierta, en una área libre de agujeros. Todos los componentes deben ser apropiadamente conectados a tierra. La tensión debe ser medida entre el electrodo y el tubo.

En ausencia de medios apropiados de medición de tensiones, la operación debe detectar las fallas; puede efectuarse haciendo un pequeño agujero en la cubierta a inspeccionar. La tensión del detector de fallas se ajusta para localizar o detectar este agujero a una velocidad normal de viaje.

CONDICIÓN DE LA SUPERFICIE CUBIERTA.

Una excesiva humedad de cualquier material eléctricamente conductivo, dentro o sobre la superficie del sistema de la cubierta, puede causar corrientes de dispersión apreciables, las cuales, pueden hacer más baja la efectividad de la prueba de tensión, o causar indicaciones erróneas de agujeros. Las superficies de la cubierta deben estar secas y limpias para efectuar la prueba eléctrica. Debe corregirse toda condición de la superficie que cause un incremento en la distancia entre el electrodo y el metal.

CUIDADOS AL EQUIPO DE DETECCIÓN ELÉCTRICA.

Todas las partes del detector eléctrico deben conser-

vase limpios y libres de humedad en todo tiempo.

Los electrodos deben de ser conservados libres de materia para que los cubra, y en condiciones mecánicas que aseguren en todo tiempo, el contacto con la superficie de las cubiertas protectoras. Todos los contadores eléctricos deben conservarse limpios y libres de corrosión.

El alambre rastrero debe conservarse libre de materia que lo cubra y en tales condiciones que mantenga contacto con la tierra. El alambre de contacto a tierra debe tener siempre la longitud especificada. Las baterías deben tener el mantenimiento recomendado y ser probadas con frecuencia, ajustado a cero.

COMPLEMENTOS DE LA INSPECCIÓN.

Deberá verificarse visualmente que la aplicación del recubrimiento sea uniforme y de acuerdo a lo especificado.

Durante la aplicación del recubrimiento con máquinas viajeras en la línea, deberá verificarse periódicamente la

tensión de aplicación de la cinta protectora y el envolvente exterior, tratando de mantenerla entre 1 y 3 kilogramos por centímetro de ancho.

Visualmente se inspeccionará la aplicación del recubrimiento, verificando que quede liso y bien ajustado al contorno del tubo, particularmente en los cordones de soldadura.

Deberá verificarse periódicamente el ángulo de aplicación de la cinta protectora y el envolvente exterior, cuidando que los traslapes sean los mínimos especificados.

RECUBRIMIENTO MANUAL DE UNIONES Y OTRAS JUNTAS SOLDADAS EN EL CAMPO.

Todo recubrimiento suelto y dañado deberá quitarse. La tubería descubierta deberá cepillarse a mano o con máquina, con cepillos de alambre, eliminando tierra, herrumbre y cualquier otro material extraño. Las rebabas, residuos de soldadura o salientes filosas o puntiagudas, deberán ser rebajadas con lima.

Las grasas y aceites deberán limpiarse con un solvente totalmente volátil, como nafta o bencina y frotando con trapos limpios.

No debe usarse keroseno. Las soluciones de jabón usadas para pruebas a presión de las soldaduras, deberán limpiarse con trapos húmedos. Finalmente la junta deberá estar seca y libre de polvo.

La superficie del tubo deberá cubrirse en forma de espiral, usando una de cinta para aplicación manual.

El recubrimiento debe aplicarse en forma espiral bajo tensión manual, a excepción del primer tercio de vuelta y del último, dejando un traslape inicial y final de 10 cm., o más, respecto al recubrimiento principal de la tubería. La cinta protectora y la envolvente exterior en las uniones, deberán cumplir las condiciones de aplicación y acabado descritas anteriormente.

En el inicio y el final del recubrimiento en espiral de la junta, deberá aplicarse aproximadamente 1 - 1/3 de vuelta en forma circular en lugar de espiral, usando la misma cinta, y de forma que el inicio y final de éstas vueltas en los extremos, queden dirigidas hacia la parte inferior de la tubería.

La aplicación del envolvente exterior, cuando se especifique, se hará siguiendo los mismos procedimientos que para la cinta protectora. La inspección eléctrica del recubri

miento manual deberá hacerse siguiendo los mismos procedimientos descritos anteriormente.

RECUBRIMIENTO DE UNIONES.

Especificaciones de diámetro de tubería y ancho de cinta.

Diámetro nominal de tubería	Ancho de cinta
Pulgadas	Pulgadas
3/4 - 1 1/2	2
2 - 4	4
6 - 36	6
42 - 60	9

MANEJO DE TUBERÍA RECUBIERTA CON CINTA ADHESIVA DE POLIETILENO Y BAJADA EN LA ZANJA.

La tubería recubierta en línea, normalmente será bajada a la zanja directamente después de ser recubierta. Si fuera necesario mantener la tubería fuera de la zanja por un período de tiempo después de ser recubierta, deberá asentarse sobre polines anchos, cubiertos con algún material que actúe como cojín, para evitar que el recubrimiento se corte o

se dañe. Antes de bajar la tubería deberá hacerse una nueva inspección eléctrica.

La tubería recubierta en línea no deberá quedar en contacto directo con el suelo antes de ser bajada a la zanja, y ninguna persona deberá pisarla ni caminar sobre ella.

La tubería deberá ser elevada, bajada o suspendida con bandas de hule, o lona, que puedan soltarse en un extremo para poder retirar la banda sin dañar el recubrimiento. El ancho de la banda deberá ser igual o mayor que el diámetro de la tubería. Queda prohibido el uso de cuerdas, cables, cadenas o ganchos.

Al bajar la tubería recubierta a la zanja, deberá evitarse el balanceo, para impedir impactos con las paredes de la zanja, así como el arrastre de la tubería sobre las mismas paredes.

La zanja debe rellenarse inmediatamente después del bajado de la tubería, y el recubrimiento no debe dañarse; la inspección debe intensificarse en esta operación.

Los tubos recubiertos en patio, después de ser inspeccionados y reparados, deberán ser manejados o almacenados de manera cuidadosa para proteger el recubrimiento. No deberán tirarse, rodarse ni golpearse con o contra objetos sólidos -

capaces de dañar el recubrimiento.

RESINA DE ASFALENO EN SISTEMAS DE PROTECCION ANTICORROSIVA PARA TUBERIAS

La corrosión en tuberías enterradas se debe a la formación de celdas de corrosión, originadas principalmente por la presencia de diferentes metales y suelos, diferencias en la aereación de los suelos y presencia de una tubería vieja junto a una tubería nueva.

Protección catódica.- Si de alguna forma se pudiera hacer que toda la superficie metálica de una tubería recibiera corriente, no se presentaría el fenómeno de corrosión, ya que en este caso toda la tubería estaría actuando como cátodo.

En esto consiste precisamente la protección catódica. Mediante una fuente externa de corriente directa, se fuerza un flujo de corriente hacia toda la superficie de la tubería. Si este flujo es suficientemente intenso, contrarrestará la descarga de corriente de las zonas anódicas de la tubería, y el flujo neto de corriente será hacia la tubería en estas zonas. Con la utilización de este método se consigue que toda la tubería actúe como cátodo, y se obtiene una protección total contra la corrosión.

El problema práctico que se presenta en la protección

catódica es de carácter económico. Una línea de tubería de los diámetros normalmente usados y de gran longitud, representa una superficie metálica enorme, que si fuera protegida contra la corrosión mediante protección catódica exclusivamente, requeriría de grandes cantidades de corriente que harían de este sistema un método incosteable.

Recubrimientos anticorrosivos.- Los sistemas de recubrimientos anticorrosivos para tuberías enterradas, se fundamentan en la interposición de un material que evite el flujo entre la tubería y la tierra. El propósito del recubrimiento es aislar eléctricamente la tubería enterrada de la tierra que la rodea.

Ningún sistema de protección a base de recubrimientos anticorrosivos esta libre de fallas por pequeñas que sean. Es por esta razón, que aún los sistemas más avanzados de protección a base de recubrimientos anticorrosivos, deben combinarse con sistemas de protección catódica, para conseguir un control efectivo contra la corrosión.

El grado de efectividad de un recubrimiento se mide en función de su resistencia eléctrica (expresada en ohms por pie cuadrado). Los recubrimientos con resistencia entre 10 mil y 50 mil ohms por pg^2 , se consideran como deficientes; los recubrimientos entre 100 000 y 500 000 ohms

por (pg), se consideran de buenos a excelentes.

La tabla 2 muestra como disminuyen los requerimientos de corriente para protección catódica, abarcando desde una tubería desnuda hasta una con recubrimiento perfecto. Con un recubrimiento defectuoso, con resistencia de 10 000 ohms por pg^2 , el requerimiento de corriente con respecto al de una tubería desnuda se reduce drásticamente, reduciéndose aún más, conforme se mejora la calidad del recubrimiento.

Las características fundamentales que deben reunir los recubrimientos para ser aceptables son:

- Deben anclarse a la superficie de la tubería de acero y tener suficiente adherencia para resistir la filtración del agua entre el recubrimiento y la superficie metálica.
- Deben ser suficientemente flexibles para resistir cuarteaduras.
- Deben tener suficiente resistencia mecánica para soportar sin dañarse los impactos, esfuerzos cortantes y tensiones producidos durante la aplicación y manejo de las tuberías, así como los esfuerzos producidos por acomodamiento y otros fenómenos del suelo.

- Deben tener propiedades compatibles con la protección catódica.
- Deben tener un bajo índice de absorción de humedad y alta resistencia eléctrica.
- Deben ser químicamente estables en relación al terreno circundante.

T A B L A 2

INTENSIDAD DE CORRIENTE

(REQUERIDAS PARA PROTEGER 16.09 KM. DE TUBERÍA DE 36 PG. DE DIÁMETRO BAJO CONDICIONES INDICADAS).

Resistencia efectiva del recubrimiento en ohms por pg^2 promedio.	Corriente requerida en amperios.
Tubería desnuda	500
10 000	14.91
25 000	5.964
50 000	2.982
100 000	1.491
500 000	0.2982
1 000 000	0.1491
5 000 000	0.0298
Recubrimiento perfecto	0.000058

Se asume que la tubería desnuda requiere un mínimo de 1 milliamperio por pg^2 .

Los sistemas de recubrimientos anticorrosivos que en la actualidad se utilizan en oleoductos y gasoductos, son sistemas a base de esmalte y sistemas a base de cintas plásticas.

Sistemas a base de esmalte.- Este tipo de sistema incluye en los que se emplean recubrimientos aplicados en caliente, que utilizan como base alquitrán de hulla o asfalto, combinados con algún material de refuerzo y envolventes exteriores de diversos materiales. En estos sistemas se requiere de equipo de calentamiento para su aplicación. La aplicación puede hacerse en el campo o en plantas estacionarias de recubrimiento. La tubería debe acondicionarse mediante un "primer" previamente a la aplicación del esmalte.

Sistemas a base de cintas plásticas.- Estos sistemas utilizan cintas con respaldos de películas plásticas, principalmente de polietileno y cloruro de polivinilo con material adhesivo a presión. Las cintas se aplican directamente a la tubería previo acondicionamiento de la misma con el tipo de "primer" adecuado. La protección mecánica de las cintas adhesivas se efectúa con un recubrimiento exterior. La instalación del sistema puede hacerse manualmente o con máquinas automáticas de alta velocidad, ya sea en el campo o en plantas estacionarias de recubrimiento.

Las ventajas de las cintas plásticas y los sistemas de esmalte, comienzan en la etapa de aplicación y continúan a lo largo de la tubería enterrada.

Facilidad de aplicación. La cinta no requiere calor y se aplica utilizando solamente una máquina con la cual se -- limpia la tubería, se aplica el primario y se aplica la cinta de protección anticorrosiva y de protección mecánica.

Los sistemas de esmalte en caliente requieren de 2 equipos, una máquina conocida con el nombre de rasqueteadora, la cual limpia la tubería y aplica el primario, otra máquina -- aplica el esmalte y el soporte comunmente de fibra de vidrio, así como la protección mecánica.

Los sistemas a base de cintas plásticas, requieren para su aplicación, de cantidades mucho menores de maquinaria y mano de obra que los sistemas de esmalte en caliente.

Anclaje de recubrimiento sobre la superficie metálica de la tubería.- El anclaje que se produce entre la cinta -- plástica y la superficie metálica es sumamente fuerte, particularmente si la superficie ha sido previamente limpiada y - acondicionada con un primario. Este anclaje se produce en - forma instantánea por la interacción de la masa adhesiva de la cinta y la superficie metálica.

El anclaje de las cintas plásticas es altamente resistente al agua que pudiera filtrarse en los traslapes, lo cual permite depositar la tubería en la zanja inmediatamente después de ser recubierta, aún en zanjas que contengan agua, terrenos pantanosos, cruces de ríos, etc.

Las tuberías recubiertas con esmalte no pueden bajarse inmediatamente a la zanja, ya que deben dejarse un tiempo suficiente para el curado del esmalte.

Flexibilidad del recubrimiento.- La flexibilidad de las cintas plásticas dentro de un amplio rango de temperatura permiten su instalación en condiciones extremas de frío, las cintas de polietileno pueden ser aplicadas y colocadas directamente en la zanja, desde 30°C bajo cero hasta 70°C. Los esmaltes no pueden ser aplicados por debajo de 0°C.

Resistencia mecánica.- Las cintas plásticas no requieren cuidados especiales durante su manejo y aplicación. El número de fallas o perforaciones, que normalmente se encuentran en un recubrimiento a base de cintas plásticas correctamente aplicado es muy bajo.

Por lo que se refiere a los esfuerzos producidos por los acomodamientos del terreno, contracciones de la tubería producidas por cambios de temperatura, vibraciones cuando la

tubería pasa por debajo de caminos transitados, los recubrimientos con cintas plásticas han demostrado una gran resistencia debido a que su superficie lisa, y no adherente, permite que la tierra circundante se deslice sobre el recubrimiento sin afectarlo. La naturaleza flexible del plástico le imparte resistencia a cualquier movimiento o vibración del terreno.

Los esmaltes presentan muy baja flexibilidad en comparación con los plásticos.

Esta baja flexibilidad, origina agrietamientos en el recubrimiento en tiempos relativamente cortos en comparación con las cintas plásticas.

Compatibilidad del recubrimiento anticorrosivo con la protección catódica.- La demostración de la compatibilidad se encuentra en las revisiones de comportamiento del recubrimiento, llevadas a cabo durante muchos años sobre tuberías en servicio. La tabla 3, indica los resultados de un caso real.

Se ha comparado el comportamiento de un recubrimiento de alquitrán de hulla, y la de una cinta de polietileno; los resultados se indican en la tabla 4. De estos resultados se deduce que el polietileno presenta una gran resistencia a la

absorción y penetración de humedad, así como una mayor estabilidad en sus características eléctricas que los esmaltes.

T A B L A 3

REQUERIMIENTOS DE CORRIENTE DE UN RECUBRIMIENTO ANTICORROSIVO A BASE DE CINTAS DE POLIETILENO.

Año	Corriente requerida en microamperios/M ²	Potencial tubería suelo mmV
1958	7.5	1 270-2 000
1963	11.4	1 275-1 875
1964	10.5	1 350-1 700
1965	12.6	1 200-1 675
1968	13.6	1 175-1 600
1969	14.8	1 125-1 600
1970	16.1	1 050-1 325
1971	18.1	950-1 650
1972	14.8	900-1 650

Tubería de 48.3 Km. de 8 pg . diámetro (construida en 1958).

T A B L A 4

COMPARACION DEL COMPORTAMIENTO DE RECUBRIMIENTO

(DE CINTAS DE POLIETILENO Y ESMALTES DE BREA DE HULLA DURANTE UN PERÍODO DE 12 AÑOS BAJO TIERRA, EN CONDICIONES SIMILARES).

Tiempo bajo tierra Años	Esmalte de brea de hulla <u>microns</u> M^2	Cintas de polietileno $microns/M^2$
1	80	--
2	178	46
3	467	70
4	258	76
5	907	78
6	1 248	70
7	1 635	106
8	1 108	98
9	1 291	109
10	1 127	188
11	2 389	239
12	2 238	212

Resina de asfaleno.- Los costos para la protección anticorrosiva de tuberías enterradas resultan ser muy elevados

tanto para los sistemas a base de esmalte en caliente, como para los sistemas actuales a base de cintas plásticas.

Los costos de recubrimientos a base de esmaltes calientes son altos debido a los equipos que se requieren para su aplicación, al costo por concepto de mano de obra y al costo por concepto de protección catódica.

Por ser la resina de asfaleno un material termoplástico, desarrollado y patentado por el Instituto Mexicano del Petróleo, y que no obstante, de tener un costo relativamente bajo - en comparación con el polietileno y el cloruro de polivinilo, cumple con las especificaciones de la norma MR-02-74, "Requisitos en los materiales para películas plásticas utilizadas en el recubrimiento de tuberías enterradas", de la Asociación Nacional de Ingenieros en Corrosión, (NACE), haciendo interesante su utilización como parte integrante de sistemas de recubrimiento a base de cintas plásticas.

Sistema IMP. El sistema de recubrimiento anticorrosivo para tuberías enterradas desarrollado en el Instituto Mexicano del Petróleo, parte de la base de utilizar productos comerciales modificados y se encuentra integrado de la siguiente forma: Primario, película de protección anticorrosiva, película de protección mecánica, compuesto ahulado, película asfaleno con adhesivo y aditivo, película de polietileno de ba-

ja densidad con aditivos.

Las características de la película de asfaleno con adhesivos integrado se indican en la tabla 5, y se comparan los valores con los especificados en la Norma MR-02-74 de la NACE.

Los costos por concepto de materiales del sistema de recubrimiento IMP, se encuentran integrados por los siguientes conceptos: primario 10%; película anticorrosiva 70% y protección secundaria 20% del costo total.

En la tabla 6, se indican y comparan los costos del sistema IMP, con los costos de un sistema comercial a base de cintas plásticas, y con los costos del sistema de esmalte para diferentes diámetros de tuberías.

T A B L A 5

PROPIEDADES DE LA CINTA PLASTICA DEL I.M.P.

(Y REQUISITOS DE LA NORMA NACE MR-02-74).

Deteminación	Método de prueba ASTM	Límites nominales	Película IMP (Lim nom)
Espesor total, mils.	D-1000	10-35	15
Resistencia a la ruptura, lb/pg. ancho	D-1000	15-40	18
Elongación, %	D-1000	60-300	480
Adhesión, oz./pg. Ancho	D-1000	20-60	42
Transmisión de vapor de agua, g/24 hs.-100 pg ² .	E-96	0.05-1.2	0.08
%	D-570	0.02-2.0	0.01
Voltaje de ruptura, Volt./mil.	D-1000	650	1.300 +
Resistencia aislante, megachms	D-1000	500 000 +	1 000 000 +

T A B L A 6

COSTO DE MATERIAL ANTICORROSIVO

(PESOS POR METRO LINEAL)

Diámetro nominal (pg)	Sistema		
	IMP	Esmalte	Polietileno
24	82.19	73.46	174.05
36	123.29	111.28	261.08
48	169.47	148.45	358.87

Conclusiones.- La película anticorrosiva desarrollada en el Instituto Mexicano del Petróleo, cumple con las especificaciones de la Asociación Nacional de Ingenieros de Corrosión, NACE, Norma MR-02-74, razón por la cual puede ser utilizada en sistemas de recubrimiento para tuberías enterradas.

Los costos por concepto de materiales del sistema IMP, son bastante menores, 50 a 60%, que los sistemas de películas plásticas existentes actualmente. Los costos por concepto de materiales del sistema IMP, son comparables al sistema a base de esmalte en caliente.

CAPITULO VI

ESTUDIOS METALURGICOS REALIZADOS EN TUBERIAS AVERIADAS

Este capítulo muestra los aspectos y consideraciones que se deben tomar en cuenta para realizar estudios metalúrgicos a tuberías, por tal motivo, se da un enfoque detallado de los ensayos mecánicos que se practican a las tuberías. El propósito de esto, es familiarizarnos con los sucesos o procesos que se desarrollen al realizar las inspecciones y pruebas a las probetas que se analicen; para así determinar las posibles causas de los defectos que ocurren en los sistemas de transporte de hidrocarburos.

Finalmente se describen los estudios realizados a diferentes líneas de transporte, que por diferentes causas -- han estado expuestas a fallas imprevistas, así mismo, se mencionan algunas observaciones, conclusiones y recomendaciones en cada caso.

ENSAYOS MECÁNICOS QUE SE PRACTICAN A LA TUBERÍA.

Los ensayos mecánicos tienen por finalidad determinar un cierto número de características de los metales y aleaciones: aptitud para deformarse por tracción o compresión, resistencia a la penetración de una pieza dura sometida a un esfuerzo constante, comportamiento frente a solicitaciones alternadas inferiores al límite elástico, resistencia al choque, deformación bajo carga constante a temperatura variable, etc. Los resultados obtenidos en estos diferentes ensayos, en los que se aplican técnicas especiales, está en relación directa con la estructura del metal, y permiten prever su comportamiento en las condiciones de utilización.

I. ENSAYOS DE TRACCION.

Una probeta extraída del metal se somete a un esfuerzo de tracción que se hace aumentar progresivamente, registrándose las variaciones de su longitud en función del esfuerzo aplicado.

- 1.- Forma de las probetas: Para que los resultados sean reproductibles, es indispensable utilizar probetas de forma bien definida. Las probetas cilíndricas son las que cumplen mejor esta condi---

ción. La longitud (L_0) de la parte útil de la probeta, medida entre dos marcas, esta relacionada -- con su sección (S_0) por la expresión:

$$L_0 = K \quad S_0$$

En Francia se emplea el valor de $K= 8.16$ que tiende a ser sustituido por el valor 5.65.

Las cabezas de las probetas, que se sujetan a las mandíbulas o mordazas de la máquina de tracción, tienen una sección superior a la de la parte cilíndrica, para que no sufran ninguna deformación durante el ensayo mecánico. Para los productos forjados o laminados, se utilizan generalmente probetas de 13.8 mm de diámetro, con sección de 150 mm^2 , y longitud entre marcas, de 100 mm. Entre el cuerpo y las cabezas de la probeta hay una zona de enlace redondeada con radio de 1 mm.

En ciertos casos se utilizan probetas de 9.8 mm. de diámetro; sección 75 mm^2 ; longitud entre marcas, 70 mm; o probetas de 4 mm; sección 12.5 mm^2 ; longitud entre marcas, 30 mm. Las probetas Chevenard -- tiene 6.8 mm entre marcas y 1.5 mm de diámetro, -- (sección 1.75 mm^2). Siendo el radio de enlace, de 0.5 mm.

Para el estudio de los productos moldeados, las probetas empleadas son más cortas y más macizas dependiendo de sus dimensiones y de la naturaleza del metal. En todos los casos las marcas deben ser muy finas, para evitar que sean causa de la rotura.

2.- Máquinas de tracción: Las máquinas utilizadas pueden desarrollar esfuerzos de hasta 100 toneladas. También existen micromáquinas cuya fuerza no excede de algunos centenares de gramos. Las mordazas de las máquinas deben montarse sobre rótulas, para que el esfuerzo ejercido sobre la probeta se aplique según su eje y no exista una componente de flexión o de torsión.

a) Medición de los alargamientos.- Las máquinas utilizadas pueden tener un dispositivo para medir los alargamientos, el dispositivo depende del detalle con que se quieren medir los alargamientos. Si se trata de medir el alargamiento total, después de la rotura, basta determinar la distancia entre marcas antes y después de la tracción. Para mediciones más finas se utilizan los extensómetros, los micrómetros neumáticos, los captadores de desplazamiento por varia

ción de flujo magnético, los barnices foto-elásticos, o los dispositivos mecánicos, por ejemplo, el Chevenard.

- B) Medición de la tensión.- Se utiliza un dinamómetro o una célula de tensión.
- c) Velocidad de deformación.- Tiene una gran influencia en las formas de las curvas de tracción. En efecto, los distintos procesos de deformación plástica, a alta o a baja temperatura, dependen del tiempo. Actualmente se utilizan las siguientes normas en las proximidades del límite elástico, el aumento de la carga debe ser uniforme y no debe sobrepasar 1 kg f/mm^2 por segundo, y en la zona plástica, el aumento de la deformación debe ser inferior a 0.4% por segundo.

3.- Curvas convencionales de tracción: Vamos a considerar sólo el caso de un metal policristalino que no presente orientación cristalina privilegiada. La fig. 2.2 reproduce la forma de una curva convencional de tracción: en las ordenadas se representa el esfuerzo ejercido (F), y en las abscisas el alargamiento porcentual ($\Delta, \%$). También se puede colocar en ordenadas la tensión convencional, $\sigma_c = F/S_0$, y

en las abscisas, el alargamiento relativo, $e = l-l_0/l_0$. Se observa que para esfuerzos débiles, el alargamiento es proporcional al esfuerzo, (Ley de Hooke). Mientras el punto figurativo no ha alcanzado L, la deformación es reversible, es decir, que si se elimina el esfuerzo, el punto figurativo, por ejemplo M_1 , describe la recta MO desde M_1 hacia O . L recibe el nombre de límite elástico. Si el esfuerzo a que se somete la probeta sobrepasa F_L , ya no existe proporcionalidad entre el esfuerzo y el alargamiento: la probeta se deforma plásticamente. Si se disminuye el esfuerzo cuando el punto figurativo ha sobrepasado L , por ejemplo en N_1 , la curva describe el segmento NP paralelo a LO . OP mide el alargamiento permanente de la probeta sometida al esfuerzo F_N . Si la probeta se somete a un nuevo esfuerzo, su punto figurativo describe la recta PN . La probeta se deforma de nuevo plásticamente a partir de N . Si se continúa aplicando el esfuerzo, aparece una disminución local de la sección de la probeta cuando el punto figurativo sobrepasa R . Entonces la deformación se produce únicamente en ésta parte de la probeta y se dice que hay estricción. En S la probeta se rompe. En algunos casos el fenómeno de es-

tricción no aparece. Para algunas aleaciones, especialmente el acero suave, aparece una discontinuidad entre las zonas de deformación elástica y plástica, (Fig. 2.3); la explicación de este fenómeno se ve al final de este capítulo.

4.- Características mecánicas convencionales: Las curvas de tracción convencionales permiten definir -- cierto número de características mecánicas del metal.

a) Límite elástico.- Se define por el valor del esfuerzo, referido a la unidad de sección de la probeta, a partir del cual la ley de Hooke (proporcionalidad entre esfuerzo y deformación), ya no se cumple: $E = FL/S_0$. Se expresa en Hectobars. La pendiente de la recta OL caracteriza las propiedades elásticas del metal.

b) Límite elástico convencional.- El paso del dominio de deformación plástica, representado -- por el punto L, (fig. 2.2), muchas veces es difícil de apreciar en las curvas esfuerzo-alargamiento. Esto ha llevado a definir un límite elástico llamado del 0.2%, o del 0.02%, cuyo --

punto figurativo corresponde a la intersección, de la curva de tracción, con la recta paralela a la curva de deformación elástica, y cuya abscisa, en el origen, es de 0.2 o 0.02%.

c) Resistencia a la tracción.- Se define por el esfuerzo correspondiente al punto R, referido a la unidad de sección de la probeta: $R = F_s / S_0$. Se expresa también en hectobars.

d) Alargamiento de rotura.- Se mide por la abscisa del punto s, intersección con el eje de las abscisas, de la paralela LO trazada a partir de S, (fig. 2.2). Representa una medida de la aptitud del metal para la deformación plástica. Si l_0 , es la longitud inicial entre marcas de la probeta, y l_s , la longitud entre marcas en el momento de la rotura:

$$A (\%) = \frac{l_s - l_0}{l_0} \times 100$$

e) Coeficiente de estricción.- Mide lo mismo que el alargamiento de rotura, la aptitud del metal para la deformación plástica. Si S_0 es la sección inicial de la probeta y S_s su sección de rotura, el coeficiente de estricción queda

definido por:

$$\Sigma = \frac{S_o - S_s}{S_o} \times 100$$

5.- Módulo de Young: Sean l_o y S_o la longitud y la sección iniciales de una probeta, y dl , el aumento de su longitud cuando se somete a una fuerza dF , perpendicular a su sección e inferior al límite elástico del metal.

$$dl = K \frac{l_o}{S_o} dF$$

El módulo de elasticidad de Young es:

$$E = \frac{1}{K} = \frac{l_o}{S_o} \frac{dF}{dl}$$

Se expresa en hectobars. Se observa que para una fuerza (dF); será tanto más grande cuanto más pequeño sea dl . El módulo de Young viene representado, lo mismo que un coeficiente, por la pendiente de la parte lineal de la curva esfuerzo-alargamiento. Hay varios métodos que permiten la determinación directa del módulo de Young, por ejemplo, el de los péndulos simpáticos de Savart, o bien, el que utiliza las vibraciones propias, ultrasonoras, de pequeñas probetas.

6.- Datos numéricos: (orden de magnitud).

	Límite elástico E (h bar)	Módulo de Young E (h bar)	Resistencia a la tracción R (h bar)	A%
Hierro puro recocido	12	20 000	20	28
Acero dulce (C % 0,2)	30	20 000	40	30
Acero inoxidable 18-8 templado desde 1100°C	24	20 000	65	45
Aluminio puro recocido	2	6 000	6	40
Magnesio recocido	10	4 500	18	18
Níquel puro recocido	4	21 000	27	20
Osmio	--	56 000	--	--
Uranio	--	19 500	45	30

OBSERVACION.- El sistema que es utilizado es el sistema métrico decimal con seis unidades básicas, llamado sistema internacional (S.I.). El límite elástico, la resistencia a la tracción y el módulo de elasticidad, se deberían expresar por tanto en la unidad pascal. No siendo cómodo el empleo de esta unidad, la norma AFNOR adopta el hectobar, (h bar), para expresar éstas magnitudes. Para obtener su valor en kilos por milímetro cuadrado, (kg/mm^2), unidad anteriormente utilizada, hay que multiplicar por 1.02 los valores expresados en hectobars.

$$1 \text{ (h bar)} = 1 \text{ da N/ mm}^2 = 10 \text{ M Pa} = 1.02 \text{ Kg f/ mm}^2$$

7.- Curvas racionales de tracción: Las curvas convencionales de tracción no toman en cuenta la evaluación de la tensión, la disminución de la sección de la probeta durante la tracción. Es pues interesante determinar en cada momento la tensión verdadera σ_v , correspondiente a un alargamiento Δl . Para ello es preciso conocer la sección verdadera, S_1 , de la probeta. Se puede suponer, en primera aproximación, que el volumen del metal se conserva durante la deformación plástica.

$$S_0 l_0 = S_1 l_1$$

Donde:

S_0, l_0 = Sección y longitud iniciales.

S_1, l_1 = Sección y longitud después del alargamiento.

σ_v viene definido por la relación, $\sigma_v = F/S =$

$(F l_1 / S_0 l_0)$.

$$\sigma_v = \frac{F}{S_0} \frac{l_0 + \Delta l}{l_0}$$

Ahora bien, hemos visto que la tensión σ_c , referida a la sección inicial, tenía por valor, $\sigma_c = F/S_0$, y el alargamiento, referido a la longitud inicial, el valor, $e = (l_1 - l_0) / l_0$. De donde resulta que la tensión verdadera σ_v tiene por expresión:

$$\sigma_v = \sigma_c (1 + e).$$

Cuando la probeta posee la longitud l_0 , el aumento de alargamiento Δl no es $\Delta l / l_0$, sino $(\Delta l / l)$.

La deformación verdadera correspondiente al alargamiento l es:

$$\epsilon = \int_{l_0}^{l_0 + \Delta l} \frac{\Delta l}{l} = \text{Log} \frac{l_0 + \Delta l}{l_0}$$

$$\epsilon = \text{Log} (1+e)$$

El cuadro siguiente da el valor de ϵ para los distintos valores de e .

e	0.1	0.2	0.3	0.4	0.5
ϵ	0.095	0.182	0.262	0.336	0.405

El trazo de las curvas racionales (fig. 2.4., curva 3), se puede obtener a partir de las curvas convencionales, utilizando las relaciones anteriores, si el alargamiento ha sido uniforme.

Corrección del alargamiento: Dado un punto M de la -- curva convencional, se realiza en una primera fase la corrección correspondiente a la reducción de la sección, trazando el segmento vertical MN igual a:

$$\sigma_v - \sigma_c = \frac{F}{S_0} (1+e) - \frac{F}{S_0} = \frac{F}{S_0} e$$

La corrección del alargamiento para referir dicha magnitud a la longitud de la probeta correspondiente al punto M es:

$$e - \epsilon = e - \text{Log} (1 + e)$$

El punto P de la curva racional, (3), se obtiene trazando el segmento horizontal NP igual a $(e - \epsilon)$.

Las curvas racionales son menos redondeadas que las -- curvas convencionales y se sitúan por encima de estas. Permiten definir un límite elástico, que es el mismo que el que se obtiene con las curvas convencionales y una carga máxima. Su utilización es indispensable para el estudio detallado de los fenómenos que intervienen en la deformación plástica.

ENSAYOS DE DUREZA.

La dureza de un metal es la resistencia que opone a la penetración de otro cuerpo más duro que él. Para unas condiciones experimentales dadas, la dureza del metal es -- tanto mayor cuanto más pequeña es la penetración de dicho cuerpo.

En los ensayos de dureza se ejerce una fuerza constante con un punzón durante un tiempo dado. Se utilizan comunmente varios tipos de ensayos. El principio de todos ellos es el mismo, difiriendo únicamente en la forma del penetrador utilizado.

1.- Ensayo Brinell: El penetrador es una bola de acero extra-duro de diámetro D, que se apoya sobre la probeta a estudiar; ejerciendo sobre la misma, una fuerza P, durante un tiempo t dado, aparece -- una huella de diámetro d sobre el metal.

La dureza Brinell queda definida por: $HB = \frac{P}{S}$

Siendo S la superficie de la huella (casquete esférico), P se expresa en Kg y S en mm^2 . También se puede expresar así:

$$HB = \frac{2P}{\pi D (D + \sqrt{D^2 - d^2})}$$

El número obtenido no tiene significación propia - si no va acompañado de los valores de D, P y t. El valor de la carga puede alcanzar 3000 kg. Se utilizan generalmente bolas de 2.5, 5 ó 10 mm, de diámetro.

- 2.- Ensayo Vickers: El penetrador es una punta de diamante de base cuadrada, cuyo ángulo en el vértice es de 136° . Produce en el metal una huella piramidal de superficie lateral S. La dureza Vickers -- viene definida por la relación $H_v = P / S$, (P se expresa en kg fuerza) (fig. 2.5.).

La superficie lateral S, de la huella, puede expresarse en función de la diagonal d, del cuadrado de la base de la huella piramidal, cuando se ha suprimido la carga:

$$S = \frac{d^2}{2 \operatorname{sen} 68^\circ}$$

de donde:

$$H_v = \frac{2P \operatorname{sen} 68^\circ}{d^2} = 1.8544 \frac{P}{d^2}$$

La carga esta generalmente comprendida entre 5 y 120 kg.

3.- Ensayo Rockwell: Se utiliza como penetrador, según los casos, una bola de acero, o un cono, de diamante, de ángulo en el vértice 120° , con un extremo esférico de 0,2 mm. de diámetro. En este ensayo no se mide la superficie de la huella sino su profundidad.

Con el fin de obtener una superficie de referencia a partir de la cual se pueda medir la penetración del punzón, se somete este a una pequeña carga previa P, por ejemplo de 10 kg. y luego, a una segunda carga P'. A continuación, se mide la distancia, e, que separa las dos posiciones sucesivas ocupadas por el extremo del penetrador. La utilización de la carga previa evita los errores debidos a las irregularidades de la superficie del metal.

El cuadro siguiente, indica los distintos tipos de ensayos Rockwell que se utilizan comúnmente en la industria.

Denominación del ensayo	Bola					Cono		
	B	E	F	G	K	A	C	D
Diámetro de la bola (mm)	1.59	3.175	1.59	1.59	3.175	-	-	-
Carga (kg)	100	100	60	60	150	60	150	100

1.59 mm = 1/16 pulgadas; 3.175 mm = 1/8 pulgadas.

4.- Microdureza: Es posible realizar mediciones de dureza, bajo carga muy débil en el microscopio metalográfico. Estas mediciones permiten un estudio muy localizado de la superficie del metal, por ejemplo un cristal de algunas decenas de micras de lado. El penetrador es del tipo Vickers y la carga no excede de los 100 gr. Después de llevar al centro del campo del microscopio el punto de la superficie de la probeta escogido para el ensayo, se sustituye el objetivo por una pieza que sostiene el penetrador, coincidiendo el eje de la pirámide del mismo con el eje óptico del microscopio. La carga se aplica durante un tiempo dado; a continuación es eliminada y el soporte del penetrador es sustituido de nuevo por el objetivo. Entonces se mide la longitud de la diagonal del cuadrado de la huella piramidal marcada sobre el metal.

Este método es muy utilizado en el laboratorio, especialmente para el estudio de los problemas de difusión. Sin embargo, la situación de la pirámide de diamante en el objetivo da lugar a un error inevitable, debido al juego mecánico de las piezas.

Para los estudios muy delicados, esta causa de - -

error puede ser eliminada utilizando el microdurómetro Hanemann, en el cual, el penetrador Vickers está incorporado a la lente frontal del objetivo.

5.- Observaciones sobre los ensayos de dureza: Cualquiera que sea el método utilizado, es indispensable realizar varias mediciones y adoptar un valor en el metal, determina una actitud en la región próxima a la huella. Es preciso efectuar los ensayos en puntos suficientemente distantes unos de otros, para que las mediciones no resulten falseadas.

- El tiempo durante el cual la carga se aplica sobre el penetrador, modifica de forma considerable la dimensión de la huella de dureza. Conviene después fijar este factor cuidadosamente.
- La dureza es muy sensible al tamaño de los granos de metal.
- El estado superficial tiene gran influencia sobre la dureza del metal, especialmente cuando el ensayo se efectúa con carga muy débil y en microdureza.

- Existen tablas de correspondencia entre las durezas Brinell y Rockwell.
- La dureza es una propiedad compleja que es difícil de relacionar con las características -- del metal o aleación. No obstante, es muy utilizada en el control de fabricación, puesto -- que su determinación es sencilla y generalmente no destructiva.
- El ensayo Brinell da lugar a la formación de - huellas de dimensiones relativamente grandes, - dado el diámetro de las bolsas generalmente -- utilizadas. Como consecuencia de ello, el es- tado superficial tiene poca influencia. El ensayo Rockwell se puede utilizar cualquiera que sea la dureza del metal, aunque requiere una - superficie en buen estado. El ensayo Vickers_ también se puede emplear para metales de cual- quier dureza, siempre que posean un buen esta- do superficial, pero las mediciones no son rá- pidas.

ROZAMIENTO INTERIOR.

Los sólidos y en particular los metales y aleaciones, - no son perfectamente elásticos. Se sabe que el movimiento -

de un cuerpo en vibración se amortigua al cabo de cierto tiempo, incluso si el cuerpo esta muy bien aislado del medio exterior. La propiedad que posee un sólido en vibración de disipar energía en forma de calor, se designa con el nombre de rozamiento interno o capacidad de amortiguación. La pérdida de energía se mide por el área del ciclo descrito en el diagrama tensión-deformación. Se define la capacidad de amortiguación interna por:

$$K = \frac{\Delta W}{W}$$

En que ΔW es la energía disipada durante el ciclo completo y W la energía potencial del sólido en el momento de la deformación máxima.

La amortiguación de un metal en vibración tiene varios orígenes: amortiguación interior, disipación de energía en el contacto entre el metal y su soporte y, finalmente, disipación de energía en la instalación. Los modernos dispositivos permiten reducir los dos últimos fenómenos, y estudiar así, el rozamiento interior en sí mismo.

- 1.- Factores principales: Podemos enumerar los siguientes: Tipo de sollicitación, frecuencia, amplitud, temperatura, composición química, estructura, (fun-

ción esta de la deformación o de los tratamientos térmicos sufridos).

Los mecanismos fundamentales que dan lugar al rozamiento interior son de dos tipos: relajación e histéresis. Los fenómenos de relajación que intervienen son: el efecto termi-elástico, el movimiento de los electrones de conducción, la viscosidad de las juntas de grano, la reorientación de los pares de defectos puntuales, y sobre todo, la reagrupación de los átomos intersticiales, (por ejemplo C o N), en los metales y en las aleaciones de malla cúbica centrada (efecto Snoek). Estos fenómenos dependen sobre todo de la frecuencia y muy poco de la amplitud, mientras que los fenómenos de histéresis, en los cuales participan las paredes de Block en los metales ferromagnéticos, dependen principalmente de la amplitud.,

Finalmente, y esto es muy importante, el movimiento de las locaciones se puede manifestar igualmente como un fenómeno de histéresis, que como un fenómeno de relajación.

MEDICIÓN DEL ROZAMIENTO INTERIOR.

Para amplitudes débiles, el rozamiento interior --

se define generalmente por el decremento logarítmico de las oscilaciones libres de un péndulo de tensión. Se determina el tiempo t para que la amplitud de la vibración f se reduzca a la mitad:

$$\delta = \frac{\text{Log } 2}{tf} = \frac{0.693}{tf} = \frac{1}{2} \frac{\Delta W}{W}$$

Por analogía con un circuito eléctrico compuesto por una capacidad, una resistencia y una inducción, el amortiguamiento viene representado por la cantidad (adimensional):

$$Q^{-1} = \frac{\delta}{\pi} = \frac{0.693}{\pi tf}$$

El péndulo de torsión deberá ser adecuado a la frecuencia utilizada. Para las frecuencias pequeñas, próximas a 1 ciclo/s, que son apropiadas para el estudio de los elementos intersticiales, se puede utilizar el péndulo de Ké, (fig. 2.6.).

La probeta esta constituida por un hilo de unos 25 cm. de longitud, y algunas décimas de milímetro de diámetro, y se fija rígidamente en el aparato por su extremo superior A. En el otro extremo B del hilo se suspende una pieza metálica que lleva un volante CD, y un amortiguador E, sumergido en aceite. El movimiento del péndulo se registra ópticamente por medio de un espejo. El aparato funciona bajo vacio a

temperatura comprendida entre -193°C y 700°C .

La figura 2.7. representa la variación de Q^{-1} en función de la temperatura, en el caso de un hierro electrolítico que contiene alrededor de 15×10^{-6} de carbono. La curva 1 obtenida después de temple desde 720°C , presenta un pico de difusión a 32.5°C , característico de la presencia de carbono disuelto, mientras que la curva 2, obtenida después de enfriamiento lento a partir también de 720°C , no presenta ningún pico, lo que indica que todo el carbono ha precipitado en forma de carburo.

ENSAYO DE FATIGA.

Un metal sometido a esfuerzos que varían de forma periódica en el tiempo, puede romper al cabo de un determinado número de ciclos, aunque el esfuerzo sea inferior al límite elástico. La rotura se produce sin deformación previa. La superficie de rotura presenta un aspecto característico, distinguiéndose en ella dos zonas, (fig. 2.8). Se dice que el metal se ha roto por fatiga.

Sea una probeta sometida a un esfuerzo cíclico, cuyos valores extremos son $\pm F$ y $\mp F$. Sea N el número de ciclos necesarios para que se produzca la rotura. La curva $F=f(\log N)$, recibe el nombre de curva de fatiga o curva de ---

Wohler. Esta curva presenta, en el caso del hierro y de los aceros, y con considerable dispersión estadística, una asíntota horizontal de ordenada igual al límite de fatiga, f , llamado también límite de endurancia, (fig. 2.9.). La curva divide al plano en dos regiones: una región situada por encima de la curva, en la cual las probetas han roto, y una región situada por debajo de la curva, en la cual las probetas no han roto.

El límite de fatiga se obtiene en general, después de 10^6 ó 10^8 ciclos. La curva de Wohler alcanza este límite -- presentando un codo que generalmente, es mucho más marcado en los aceros que en las aleaciones ligeras.

Probetas de fatiga.- Su forma depende del tipo de sollicitación adoptado. En el caso de flexión rotativa, corrientemente empleada, se utiliza una corriente dicónica normalizada, cuya forma se presenta en la figura 2.10. Esta probeta se acopla extremo X al eje de un motor eléctrico. Por medio de un rodamiento de bolas, se aplica una carga dada en P, situado a 20mm del extremo Y. La forma de éstas probetas es tal, que la tensión es prácticamente constante a lo largo de su parte útil.

La velocidad de rotación del motor está comprendida ge

neralmente entre 1500 y 5000 vueltas por minuto. A esta velocidad, el ensayo tiene una duración de cerca de 14 días, si la rotura se produce después de 100 millones de alternancias.

Influencia de los diferentes factores.- El estado superficial del metal tiene una gran influencia en el límite de fatiga, puesto que la rotura tiene siempre por origen la existencia de una fisura, y esta, se forma con mayor o menor facilidad según el tratamiento superficial sufrido por el metal.

La frecuencia del esfuerzo cíclico tiene relativamente poca influencia sobre el límite de fatiga. En efecto, la velocidad de propagación del esfuerzo es igual a la velocidad del sonido en el metal, siendo por tanto superior al intervalo de tiempo correspondiente a un semi-período, durante el cual, el esfuerzo pasa de $-F$ a $+F$.

Hay que añadir que los fenómenos de corrosión pueden producir una importante disminución del límite de fatiga de un metal, lo mismo que la elevación de temperatura.

Datos numéricos.- El cuadro siguiente da, para distintos aceros, el valor del límite elástico E , la carga de rotura R , y el límite de fatiga f , (hectobars).

C U A D R O

	E	R	F
Hierro industrial	12	20	18.5
Acero C% = 0.36 recocido	36	59	27
Acero C% = 0.36 templado	150	170	44
Acero inoxidable 18-8 - templado desde 1100°C	24	65	23

ENSAYO DE RESILIENCIA.

Este ensayo tiene por finalidad determinar la tenacidad de un metal, es decir, su resistencia al choque, la cual se mide por la energía necesaria para provocar la rotura de la probeta, referida a una sección de un centímetro cuadrado, (resiliencia unitaria). Se expresa en kilográmetros.

- a) Péndulo de Charpy.- El aparato que se utiliza comúnmente para éste ensayo, es el péndulo de Charpy, (fig. 2.11.). Una masa M provista de un cuchillo C, está fija en el extremo de un brazo que puede oscilar en un plano vertical alrededor de un eje horizontal A. La probeta E, fijada sobre un soporte S, es golpeada por un cuchillo C cuando éste pa

sa por su posición más baja. Para realizar el en
sayo se levanta el brazo del péndulo hasta formar
un ángulo α con respecto a su posición de equili-
brio, y a continuación se suelta. Cuando el péndulo
choca con la probeta, posee una energía ciné-
tica igual a la energía potencial que tenía en su
posición de partida P. Después de haber roto la_
probeta, el péndulo sube hasta un punto P', for-
mando entonces un ángulo α' con la vertical que_
pasa por A. La energía gastada en la rotura de -
la probeta mide la resiliencia del metal.

Si se tiene en cuenta el trabajo t absorbido por_
los rozamientos durante el descenso del péndulo,-
el trabajo t' absorbido por los rozamientos duran-
te la subida del mismo, y el trabajo T , absorbido
por los fragmentos de metal proyectados.

$$T = Mgl (\cos \alpha - \cos \alpha') - t - t' - T.$$

ESTUDIO DEL COMBUSTOLEODUCTO REFINERIA AZCAPOTZALCO "18 DE MARZO" - PLANTA C.F.E. "NONOALCO"

OBJETIVO:

Este estudio tiene como objetivo determinar las causas de falla, así como recomendar la o las soluciones que se consideren pertinentes.

ANTECEDENTES:

El fluido combustóleo de 500 segundos S.F., se almacena en los tanques de 200,000 bls. En la refinería de Azcapotzalco, estos recipientes tienen instalado su sistema de calentamiento, varios serpentines que operan con vapor de agua a una presión de 275 lb/pg², y para un eficiente calentamiento del combustóleo, tienen instaladas las trampas de vapor que eliminan el condensado.

El equipo de bombeo, integrado por tres bombas centrífugas de 7 pasos, que operan en serie o en paralelo, se localizan en la casa de bombas número 3 de la refinería "18 de Marzo".

El recorrido de esta línea es el siguiente: Sale de la Refinería por la calle Invierno, al Norte, y recorre esta -

calle, hasta la Calzada de Camarones, cruzando la Avenida -- Cuitláhuac, va por la Avenida Jardín, y otras calles, hasta la Planta de C.F.E. "Nonoalco".

DESARROLLO:

A la fecha este ducto, continuamente ha presentado poros en la tubería de acero y fugas; frecuentemente se le cambian tramos, esto es debido a que la tubería esta expuesta a los efectos de la corrosión.

Previamente a la reparación de la tubería defectuosa, - aparecen pequeñas lagunas de combustóleo en partes de la trayectoria del ducto, el origen de esto es debido a lo siguiente:

- a) La temperatura del combustóleo, dentro del tubo de acero, frecuentemente llega a valores superiores a 100°C ; el recubrimiento anticorrosivo, esmalte protexa 225 ó esmalte protexa 255-0H, con temperatu--ras máximas de operación de 55°C y 70°C respectivemente; estas temperaturas son rebasadas, por deficiencias en la operación, al ignorar o descuidar - la temperatura del combustóleo dentro de la tube--ría, lo que ocasiona que en algunos tramos del re--corrido, donde el terreno no esta compacto, el al-

quitrán de hulla se funda y deja al acero desnudo, expuesto a la corrosión electrolítica del medio -- circundante.

- b) En éstas localizaciones, bajas en el potencial, (tubería-suelo), a valores menores del mínimo de - - -0.85 volts, se inicia el proceso de formación de poros por efectos de electrólisis.
- c) Los problemas al bombear combustóleo, no se deben a las pérdidas de la temperatura del fluido, ya -- que estas son de poco valor, 2°C por km., o menores, en operación normal, a la presión de 30 kg/cm² y - su flujo normal, el abatimiento de la temperatura en el punto de entrada es mínimo, al disminuir el flujo del combustóleo, y al abatirse ligeramente - la presión, se presenta un decremento muy pequeño en la temperatura.
- d) Al presentarse una fuga, surge el problema agudo, - suspenden el bombeo, y se presenta un fuerte abatimiento de la temperatura del fluido, si tarda mucho la reparación del tubo, al iniciarse de nuevo el bombeo, a esa temperatura, 20°C, se incrementa la viscosidad del combustóleo y se requiere aumentar la presión en la descarga de las bombas, en --

ocasiones se eleva a 75 kg/cm^2 , a esta presión se presentan los problemas en los estoperos de las bombas.

RECOMENDACIONES:

- a) De acuerdo al recubrimiento anticorrosivo que se aplicó a las tuberías, se debe programar la operación de la línea, de tal forma que no rebase las temperaturas de fusión del alquitrán de hulla, esto se logra regulando el vapor de calentamiento de los serpentines de los tanques de almacenamiento de combustible, y además, mantener un flujo constante para impedir las caídas de temperatura del fluido en el punto de entrega.
- b) Se debe instalar un sistema de protección catódica, operar el sistema en forma eficiente y darle el mantenimiento apropiado para que en ningún momento se reduzcan los potenciales, (tubo-suelo), y sean superiores al mínimo de $+0.85$ volts en toda la longitud de la tubería de acero enterrada.
- c) En caso de una suspensión del bombeo programada, conviene dejar la línea llena con combustible diesel, esto impedirá un taponamiento por baja tem-

peratura del ducto y facilitar así la reanudación del bombeo.

ESTUDIO METALURGICO EFECTUADO A UN CARRETE FALLADO DE TUBERIA
DE ACERO DE 24" Ø Y 6.4 MTS DE LONGITUD PERTENECIENTE A UN
GASODUCTO

OBJETIVO:

Este estudio tiene como objetivo determinar las causas de falla, así como verificar la especificación del material del carrete.

ANTECEDENTES:

La información recopilada para realizar el estudio metalúrgico del gasoducto es la siguiente:

Presión de operación	70-71 (kg/cm ²).
Tiempo de operación	22 años aproximadamente.
Especificación del material	API-5LX Grado X52 .
Fluido manejado	Gas dulce .
Composición del fluido	Mercaptanos 8 partes por millón
	Acido Sulfhídrico 8-26 partes por millón
	Metano 88.0% mol.
	Etano 1.3% mol.
	Propano 1.7% mol.

DESARROLLO:

La muestra consiste de un carrete de tubería de 24 pulgadas de diámetro, 0.362 pulgadas de espesor y 6.4 metros de longitud, el cual presenta en una zona localizada una fractura, en forma de "Y" de tipo frágil.

Se realizaron observaciones macroscópicas y microscópicas, así como análisis metalúrgicos y pruebas correspondientes del tramo dañado, concluyendo lo siguiente:

OBSERVACIÓN MACROSCOPICA

Se logró verificar con detalle el aspecto de la falla, la cual se comprobó, que es de tipo frágil, comprobándose al no presentar deformación plástica aparente.

OBSERVACIÓN MICROSCÓPICA

La zona de falla presentó una microestructura constituida por bainita, con pequeñas áreas ferríticas y algunos microvacíos.

Esta microestructura no se observó en el resto de gasoducto estudiado, ya que en las zonas alejadas a la falla, el material presenta una microestructura en bandas de ferrita - perlita de grano fino.

Análisis químico cuantitativo:

Composición		Porcentaje
C	Carbón	0.27
Mn	Manganeso	1.40
Si	Silicio	0.04
P	Plomo	0.011
S	Azufre	0.037

Resistencia a la tracción; límite elástico y alargamiento. Los resultados obtenidos, fueron los siguientes:

Muestra No.	<u>RESISTENCIA A LA TRACCION</u>		<u>LIMITE ELASTICO</u>		<u>ALARGAMIENTO</u>
	(lb/pg ²)	(MPa)	(lb/pg ²)	(MPa)	5.08 cm/2 pgl
1	84,164	580	58,412	403	30%
2	84,312	581	61,204	422	30%

Prueba de dureza Rockwell.

Zona	Dureza	
Sana	88.0	B
Fallada	39.0	C

COMENTARIOS:

- La observación macroscópica pone de manifiesto las grietas en forma de "Y" en la zona dañada.

- La observación microscópica revela que la zona de falla presenta una microestructura diferente al resto del material; como se indicó, esa microestructura, (bainítica), le imprime características de alta resistencia y fragilidad al material.
- Los resultados del análisis químico, así como de las pruebas mecánicas, concluyen que el material si corresponde a la especificación API-5LX Grado X-52.

Los valores de dureza, confirman la heterogeneidad microestructural entre la zona de falla y el resto del material.

CONCLUSIONES:

Debido a que la falla que presenta la muestra, consiste únicamente de grietas, sin la separación total de material, (fractura), es difícil establecer el tiempo que esta tubería ha estado operando en esa condición.

Por otro lado, el estudio realizado indica que la falla se debe a un defecto de fabricación, originado en alguna etapa de la misma, del tubo, el cual fue desarrollándose a través del tiempo de servicio; respecto a la discontinuidad y microestructura localizada, no se tiene explicación exacta de su origen;

pero se considera que posiblemente contribuyó en el desarrollo de la falla,

OBSERVACIONES:

Todas las muestras presentan aspectos irregulares y diferentes características.

La línea auxiliar, (by-pass), presenta una fractura completamente frágil que se desarrolla en la soldadura longitudinal del tubo, mientras que la línea principal, presenta - - fracturas de tipo ductil con disminución del espesor de pared de la línea principal, no puede atribuirse a este aspecto.

La observación microscópica pone de manifiesto que las muestras de la línea principal, presentan alteraciones microestructurales por el efecto de temperatura, (600°C aproximadamente).

Por lo que se refiere a la línea auxiliar, (by-pass), - esta misma observación confirma que la falla pudo ocurrir - - justamente en la soldadura longitudinal del tubo; no se observan alteraciones microestructurales como en el caso anterior.

La calibración de espesores indica que todas las muestras presentan un espesor de (1.01 cm) (0.438 pulgadas); a -

excepción de las zonas adelgazadas donde se tienen espesores de hasta (0.29 cm), (0.115 pulgadas).

La composición química de ambas líneas, es similar al de un material de especificación API-5LX, Grado X-60.

Los valores de las pruebas de tracción revelaron que en la línea principal, presentan un límite elástico y una resistencia a la ruptura abajo de lo establecido para un material de especificación API-5LX. Grado X-52.

La línea auxiliar presenta valores de límite elástico y resistencia a la ruptura, cercanos al mínimo establecido -- por la especificación API-5LX. Grado X-60.

ESTUDIO METALURGICO EFECTUADO A CINCO SECCIONES DE TUBERIA DE ACERO DE 24 PULGADAS DE DIAMETRO, FALLADO EL DIA 21 DE ABRIL DE 1984, PERTENECIENTES A UN OLEODUCTO.

OBJETIVO:

Determinar las causas que originaron las fallas de la línea, así como establecer la especificación a que corresponde la tubería dañada.

ANTECEDENTE:

La información recopilada para este estudio indica que ocurrió una explosión como consecuencia de la falla. Se informó también que una hora después de la primera explosión, ocurrió otra, incrementándose la alarma en dicho sistema de transporte, logrando controlar el accidente un día después de que ocurrió. Se indicó que la línea principal (Ciudad Pemex-Cactus), operaba a una presión de 70 kg/cm^2 , temperatura ambiente, y ha trabajado, el último año como gasolinoducto.

El fluido que manejaba era gasolina amarga, la que era bombeada desde Ciudad Pemex a una presión de 75 kg/cm^2 . Se indicó que una línea auxiliar (by-pass), no operaba en el momento de la falla, este se encontraba lleno con gasoli

na amarga a una presión similar a la de la línea principal.

DESARROLLO:

De las muestras analizadas, 4 pertenecían a la línea principal, y una, a la línea auxiliar (by-pass), a su vez estas muestras se enumeraron para facilitar el estudio.

La muestra número uno perteneciente a la línea principal, presentó una fractura frágil de trayectoria circunferencial que se detiene en un punto definido.

Las muestras 2 y 3, que también pertenecían a la línea principal, presentan deformaciones plásticas, así como disminución de su espesor en zonas localizadas.

Por lo que se refiere a la muestra número 4, que pertenece a la línea auxiliar, (by-pass), este presenta una - - fractura completamente frágil, que se desarrolla justamente sobre la soldadura longitudinal.

Se procedió a realizar los análisis de calibración y espesores a las muestras de la siguiente manera:

Inicialmente se realizó el análisis dimensional de las piezas, así como la calibración de espesores.

Posteriormente se realizó el estudio metalográfico.

OBSERVACIÓN MACROSCÓPICA.

El aspecto físico de las muestras es irregular, y de diferentes características entre la línea principal y la línea auxiliar. Las muestras 2 y 3, presentaron una deformación -- plástica y una severa disminución del espesor de pared, alcanzando valores de hasta 75 por ciento del espesor original, haciendo notar que no se observaron características de algún proceso corrosivo, que pudiese dar indicios de dicha disminución de espesor. Con respecto a la muestra número 4, de la línea auxiliar, esta presenta una fractura de tipo frágil -- que se desarrolla sobre la soldadura longitudinal del tubo.

OBSERVACIÓN MICROSCÓPICA.

Todas las muestras correspondientes a la línea principal, presentan microestructuras constituidas de perlita esférica y ferrita, con respecto a la muestra número 4, y -- que pertenece a la línea auxiliar, corresponde a una zona sana, constituida de perlita ferrosa.

ANÁLISIS Y PRUEBAS.

ANÁLISIS QUÍMICO CUANTITATIVO. (PORCENTAJE).

Composición	Muestras Línea Principal	Línea Auxiliar
C	0.19	0.21
Mn	1.11	1.13
P	0.014	0.012
S	0.025	0.030
Cb	0.015	0.014
V	0.021	0.021

PRUEBA DE TRACCIÓN.

Probeta Longitudinal Línea principal	Resistencia a la tracción		Límite elástico		Alargamiento 5.8 cm. 2 pg.
	(lb/pg ²)	(MPa)	(lb/pg ²)	(MPa)	
Transversal 1	(64050)	(442)	(48520)	(334)	41.5%
Línea principal	(67010)	(462)	(48070)	(331)	36.0%
Longitudinal línea principal	(78250)	(540)	(60980)	(420)	32.5%
Transversal línea auxiliar	(76000)	(524)	(59790)	(412)	30.0%

PRUEBA DE DUREZA ROCKWELL.

Muestra	Dureza
Línea principal	74.0 B

Muestra

Dureza

Línea auxiliar

86.0 B

Las pruebas de dureza indicaron que la línea principal posee valores inferiores con respecto a los de la línea auxiliar; lo anterior es congruente con los valores obtenidos en las pruebas de tracción.

Los resultados mencionados anteriormente permiten establecer lo siguiente:

Las características de ambas líneas indican que la falla inicial ocurrió en la línea auxiliar, y que el incendio provocado por esta, redujo las propiedades mecánicas de la línea principal hasta su ruptura.

La fractura en la línea auxiliar es totalmente frágil y se desarrolla sobre la soldadura longitudinal, lo cual indica que el esfuerzo de presión fue súbito y de una magnitud muy grande, lo anterior sugiere que la línea manejaba flujo en dos fases en el momento de la falla, es decir, gasolina y gas; no obstante lo anterior, el hecho de que la falla se haya localizado sobre la costura, sugiere que esta no era de calidad adecuada, por lo que se puede considerar que la falla se vió facilitada por la ocurrencia de estos dos factores.

Se hace notar que no se puede establecer en forma exacta de que manera o en que proporción influyeron cada uno de ellos.

Por lo que se refiere a la línea principal, se estima que la falla fue originada por la reducción de las propiedades mecánicas, producto de las altas temperaturas generadas por el incendio ocurrido durante la falla; es decir, la falla en la línea principal es consecuencia de la desarrollada en la línea auxiliar.

CONCLUSIÓN.

En base a las observaciones y pruebas efectuadas se concluye que la falla inicial ocurrió en la línea auxiliar; este hecho motivó que se generará un incendio, al cual estuvo sometida la línea principal durante algún tiempo.

Lo anterior ocasionó una disminución de las propiedades mecánicas de la línea principal hasta su ruptura.

La falla en la línea auxiliar se debe a un esfuerzo de presión, (súbito), y de gran magnitud de origen desconocido. El hecho de que la falla se haya desarrollado sobre la soldadura longitudinal, sugiere que esta no era de calidad adecuada, lo que establece que la falla se facilitó con la concurrencia de ambos factores.

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

CONCLUSIONES:

Las tuberías usadas en la industria petrolera, poseen una gran incidencia de defectos. Algunos de ellos son ino- cuos, pero otros pueden afectar severamente la capacidad de resistencia a las condiciones de trabajo.

Todas las anomalías y defectos deben detectarse para_ establecer su magnitud con anterioridad al uso de la tube- ría.

Existen en la actualidad sistemas que indican el esta_ do de la tubería a un ritmo de producción compatible con -- las necesidades de la industria.

La confiabilidad de estos sistemas respresenta una ga_ rantía contra las consecuencias de fallas catastróficas, -- las que cada día aumentan, debido a la expansión y desarro- llo de la industria petrolera.

En todas sus áreas, especialmente en el diseño y cons- trucción de oleoductos y gasoductos.

Por tal motivo, preséto en este capítulo una serie - de recomendaciones que pueden ser utilizadas para prvevenir

y reducir la incidencia de fallas que pudieran ser ocasionadas por defectos, malos diseños, mantenimiento e inspección deficiente de las líneas de transporte de hidrocarburos.

ANÁLISIS DE LAS CONCLUSIONES

El análisis de gráficas de inspecciones realizadas en tuberías sin costura, muestran los siguientes resultados:

Aproximadamente 60% de los tubos son rechazados por defectos longitudinales, como fisuras y pliegues de metal no fusionados correctamente; 25% de los rechazos se deben a defectos transversales y tridimensionales, como hoyos y cuerpos metálicos extraños adheridos a la superficie metálica sin fusionarse; 10% es resultado de espesores incorrectos de pared, debidos a excentricidad y canaletas producidas en fábrica; 5% es debido a daños mecánicos como canaletas y abolladuras producidas por manejo inadecuado. La acción del medio ambiente al que la tubería esta expuesta.

Los defectos provocados por el uso, como son: hoyos por corrosión, daños por cuñas o llaves, y daños en las rosas, además ineficiencia en la protección anticorrosiva y el inadecuado manejo de hidrocarburos:

La inspección de campo con unidades portátiles rechaza un promedio de 4 a 5% de tubos nuevos, ya previamente inspeccionados en fábrica.

Un rechazo del orden del 15 al 20% es frecuente; sin embargo, se han registrado rechazos de hasta 50%.

Estos ejemplos, muestran la necesidad imperante de la inspección no destructiva de tuberías antes de su uso.

RECOMENDACIONES:

INSPECCIÓN.

Los procedimientos de inspección se deben mejorar, para este fin se recomiendan los siguientes métodos de inspección.

MÉTODO DE DETECCIÓN DE GRIETAS CON EL USO DE COLORANTES.

Es quizás el proceso de inspección que detecta en forma más sencilla y económica, la presencia de grietas en superficies metálicas tanto magnéticas como no magnéticas. Básicamente consiste en la aplicación de la superficie bajo estudio, de un líquido penetrante, el cual con la ayuda de revelador hace que cualquier grieta quede expuesta.

MÉTODO DE INSPECCIÓN MEDIANTE EL SISTEMA MAGNAFLUX.

Es un método no destructivo para detectar grietas en materiales ferro-magnéticos. Se realiza de la manera siguiente:

- a) Se establece un campo magnético adecuado para la pieza a inspeccionar.
- b) Se aplican partículas magnéticas en la superficie del tubo.

- c) Se hace un examen o inspección especial en los puntos de acumulación de partículas.

Con este método se pueden detectar todas las discontinuidades superficiales y, bajo ciertas circunstancias, aquellas que se encuentran bajo la superficie.

La aplicación de este método depende de las propiedades magnéticas del material, siendo adecuadas solo para aquellos que puedan ser intensamente magnetizados.

MÉTODO DE INSPECCIÓN ULTRASÓNICA.

Se conoce también como método de Impulso-eco. En este sistema, impulsos cortos de ondas ultrasónicas y a intervalos regulares, son transmitidos al material que está siendo examinado. Estos impulsos se reflejan en las discontinuidades encontradas en su recorrido o en cualquier borde del material contra el cual inciden. Los ecos recibidos se muestran en una pantalla de rayos catódicos. En la pantalla se pueden observar datos tales como tamaño relativo de las discontinuidades y profundidades a las que se encuentran en el material.

El ultrasonido es una técnica poderosa aplicada a la inspección no destructiva.

Bajo condiciones de laboratorio puede ser más sensitiva que las técnicas magnéticas para la detección de defectos y más precisa que las radioactivas para la medición de espesores.

BIBLIOGRAFIA

- Apuntes de Bombeo y Compresión.
Ing. Manuel Falcón Félix.
Facultad de Ingeniería. UNAM.

- Apuntes de Seguridad Industrial.
Clase Ing. Ramón Domínguez.
Facultad de Ingeniería. UNAM.

- Defectos y Roturas en Recipientes a Presión y Tubería.
Helmut. S.
Editorial Urmo.

- Norma de Petróleos Mexicanos.
NSPM A VIII-1
"Requisitos mínimos de seguridad para el diseño, construcción, mantenimiento e inspección de tuberías de transporte".

- Norma de Proyecto de Obras.
Sistemas de Protección Catódica, Norma 2.135.01, Petróleos Mexicanos.

- Metalúrgia General.
J. Bernad, A. Mitchel, J. Philibert, H. Talbot.

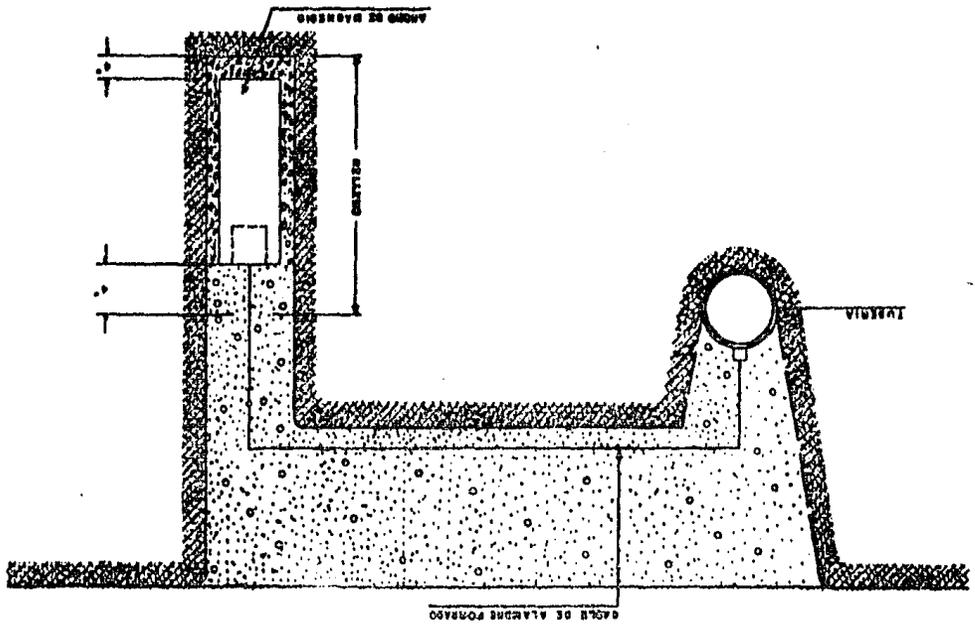
- Revista "Petróleo Internacional" Año 40 No. 4.
Abril 1982.

- Revista "Petróleo Internacional" Vol. 43 No. 4.
Julio-Agosto 1985.

- Análisis de Defectos en líneas de Transporte de Hidrocarburos.
I.M.P.

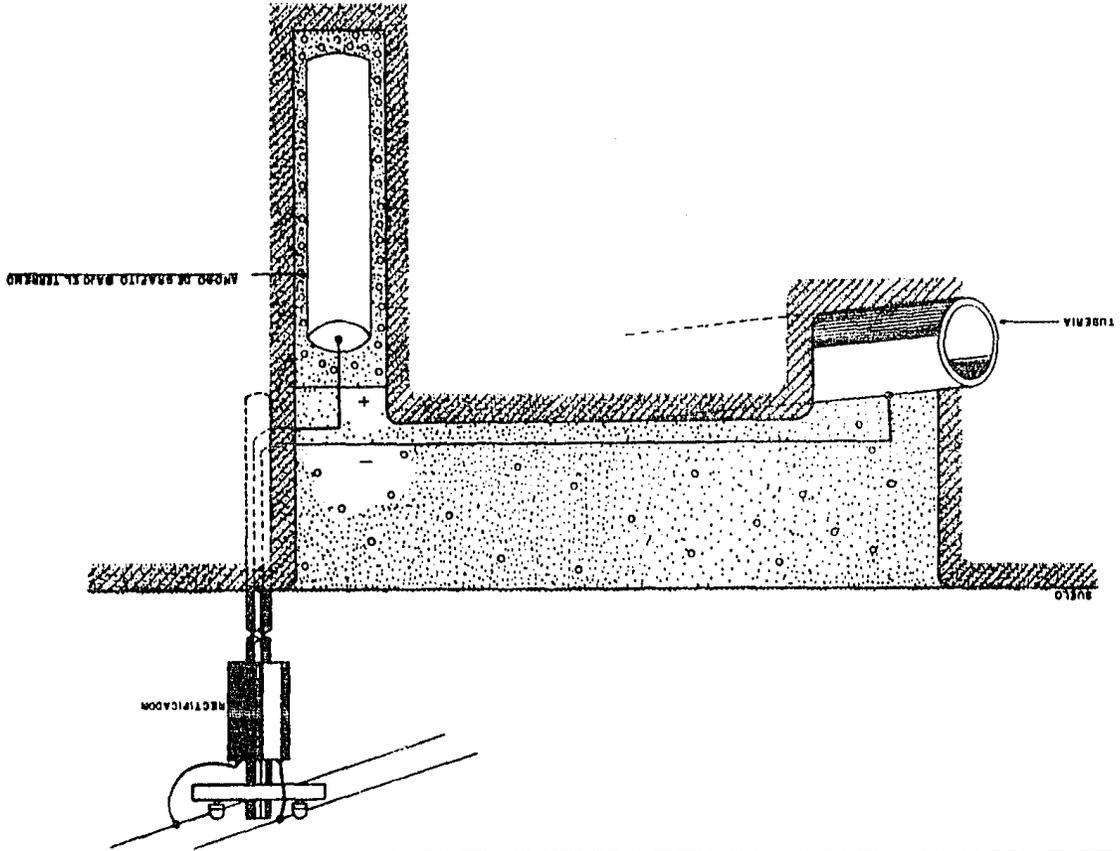
APENDICE

FIGURAS Y DIBUJOS

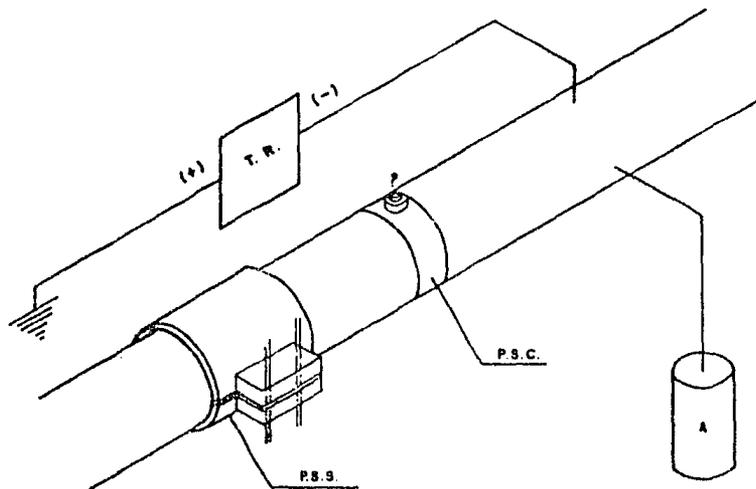


PROTECCION CATORICA EN TUBERIAS EMPLEANDO ANODOS DE SACRIFICIO

PROTECCION CATORICA EN TUBERIA ANODO AUXILIAR Y RECTIFICADOR.



MEDIDAS PREVENTIVAS PARA CONTRARRESTAR LA CORROSION EXTERIOR. REPARACION DE FUGAS DEBIDAS A CORROSION EXTERIOR



T.R.- PROTECCION CON TRANSFORMADOR RECTIFICADOR.

A.- ANODO DE Mg, Al, o Zn, PROTECCION BIMETALICA O DE SACRIFICIO.

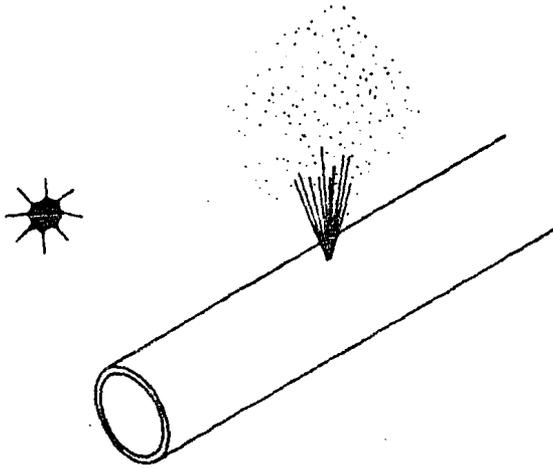
P.S.S.- REPARACION DE FUGA MEDIANTE UTILIZACION DE MANGA EMPERNADA -

BIPARTIDA "PLIDCO SPLIT SLEEVE"

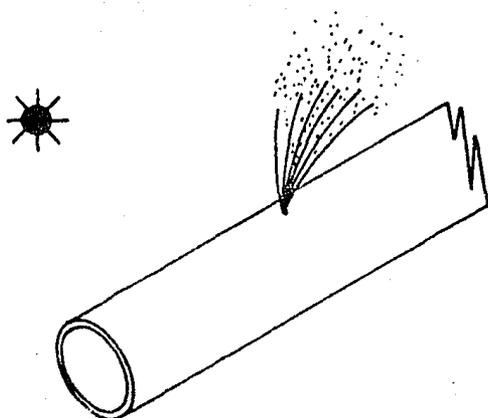
P.S.C.- REPARACION DE FUGA MEDIANTE LA UTILIZACION DE UNCINTURON

"PLIDCO SMITH + CLAMP"

PORO POR CORROSION INTERIOR



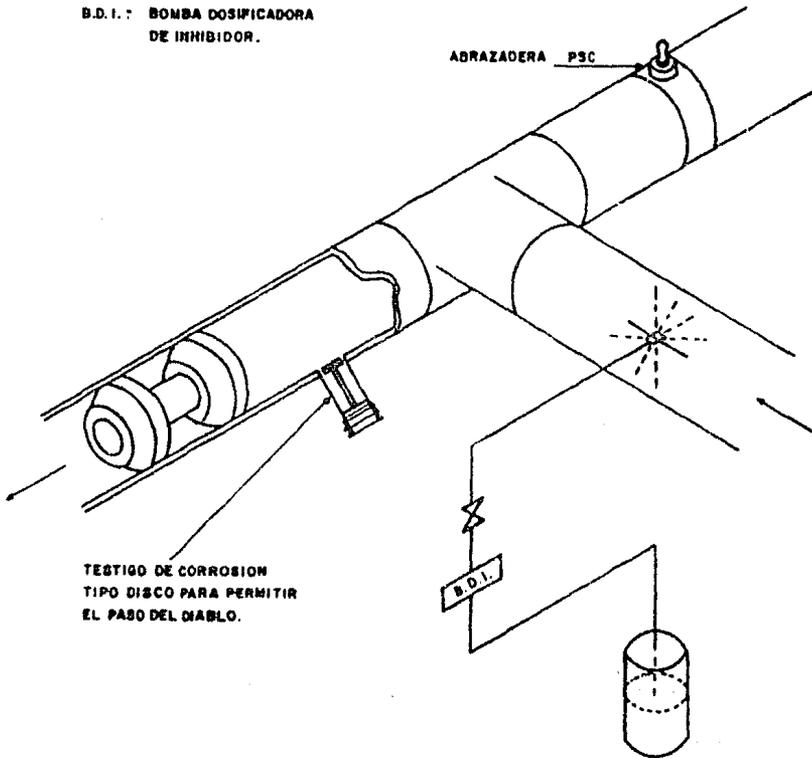
PORO POR CORROSION EXTERIOR



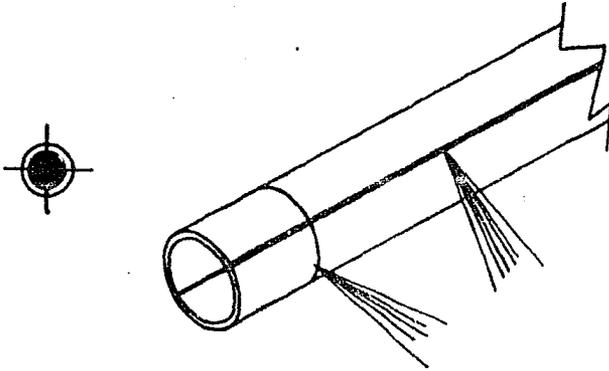
MEDIDAS PREVENTIVAS PARA CONTRARRESTAR LA CORROSION INTERIOR .

P.S.C. → PLIDCO SMITH + CLAMP
PARA REPARAR UNA FUGA
POR CORROSION .

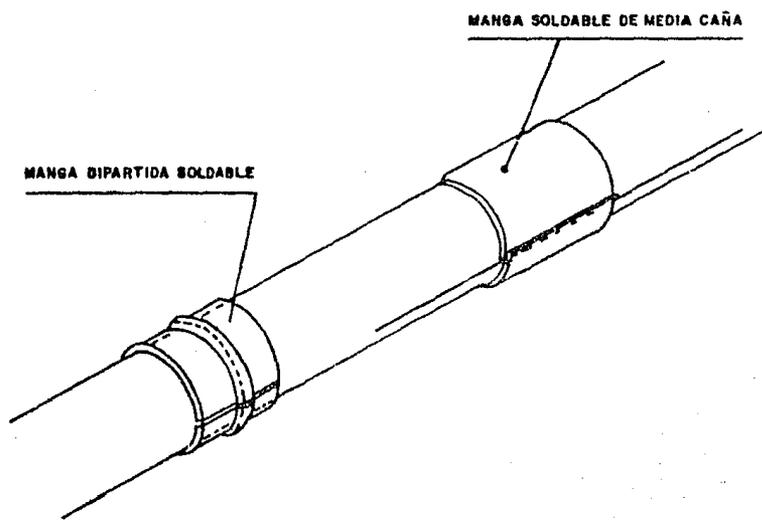
B.D.I. → BOMBA DOSIFICADORA
DE INHIBIDOR .



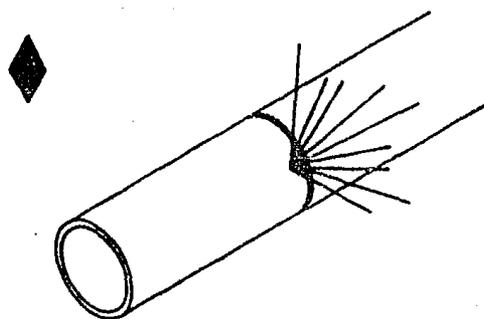
PORO EN SOLDADURA TRANSVERSAL Y/O LONGITUDONAL.



REPARACION DE POROS EN SOLDADURAS, TRANSVERSAL DE CAMPO Y LONGITUDINAL DE FABRICA.



ROTURA PARCIAL DE LA JUNTA TRANSVERSAL DE CAMPO

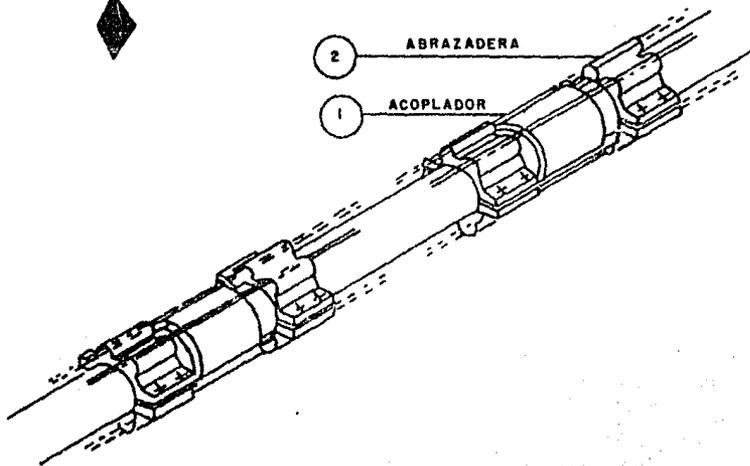


ROTURA PARCIAL DE LA JUNTA TRANSVERSAL DE CAMPO

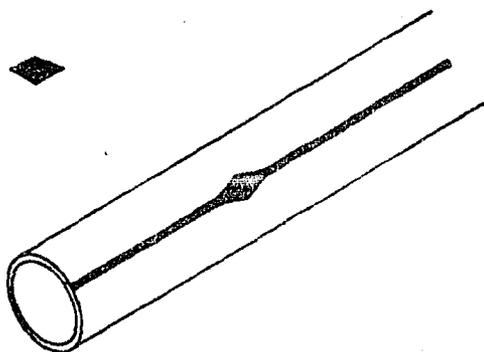
REPARACION. SUBSTITUCION DE LA SECCION UTILIZANDO LOS

ACOPLADORES. ① "PLIDCO WELD + END" Y LAS ABRAZADERAS

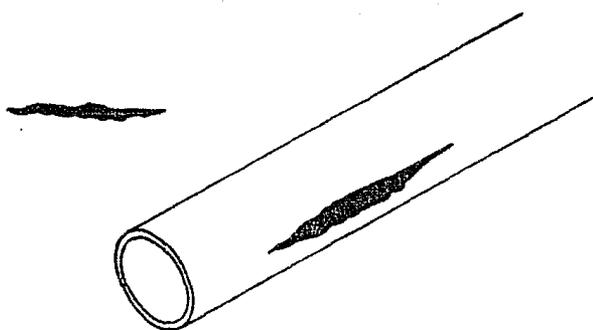
GEMELAS ② "PLIDCO CLAMP RING"



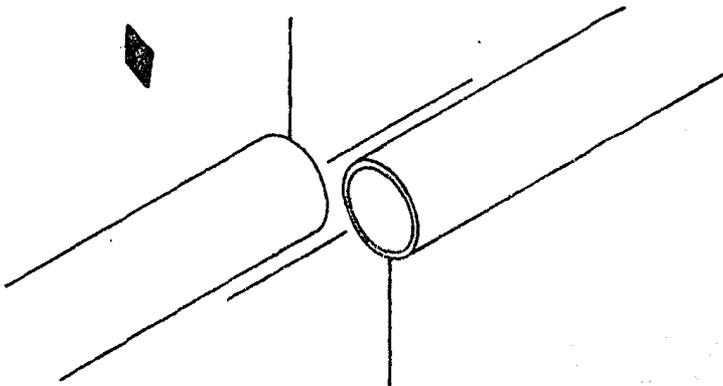
**ROTURA DE LA JUNTA LONGITUDINAL.
(FALTA DE FUSION EN LA ZONA DE UNION)**



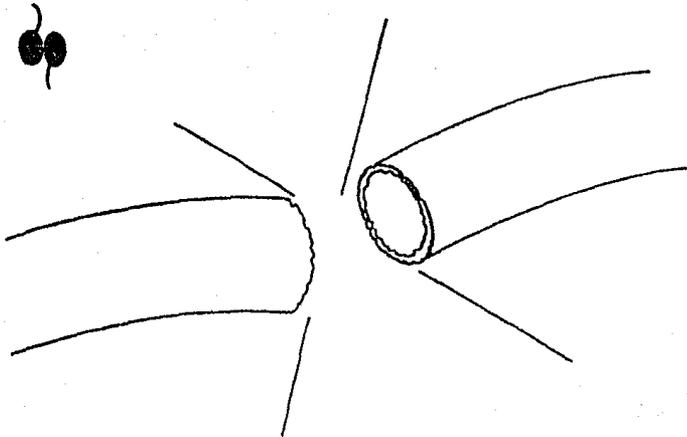
**ROTURA LONGITUDINAL DE FORMA IRREGULAR A LO LARGO
DE LA ZONA DEBILITADA POR CORROSION INTERIOR**



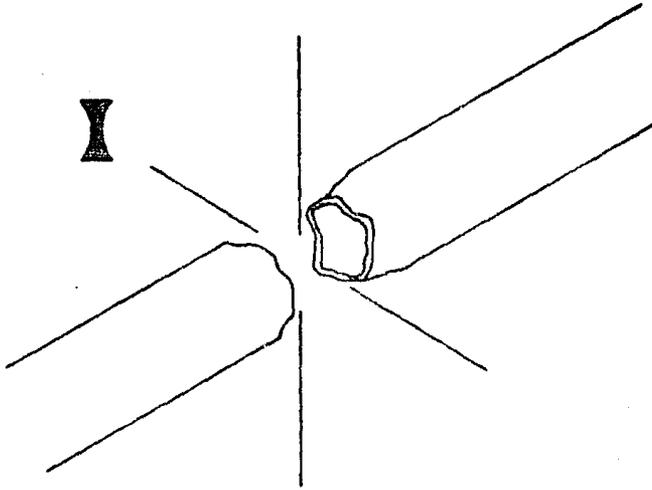
**ROTURA TOTAL DE LA JUNTA TRANSVERSAL CON SEPARACION
Y DESPLAZAMIENTO DE LA TUBERIA**



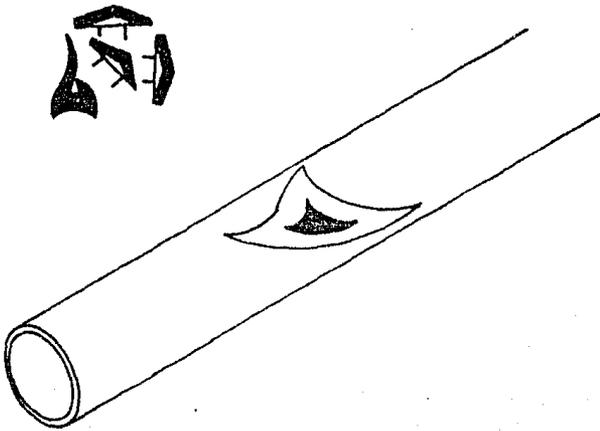
ROTURA TRANSVERSAL TOTAL DE LA TUBERIA



ROTURA TRANSVERSAL TOTAL CON SEPARACION LONGITUDONAL
DE LA TUBERIA



ROTURA POR IMPACTO



**ROTURA EN, O ADYACENTE A SOLDADURAS DE CONEXION
O ELEMENTOS DE REFUERZO**

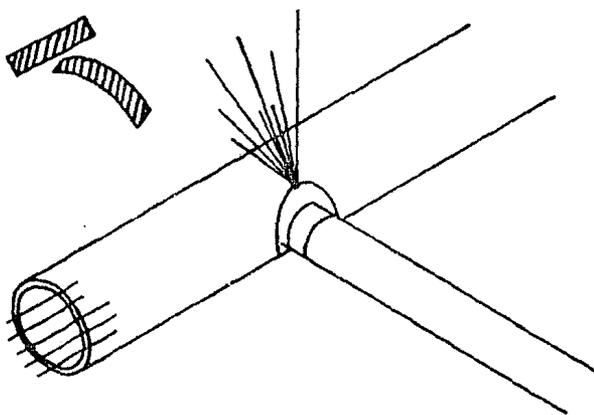
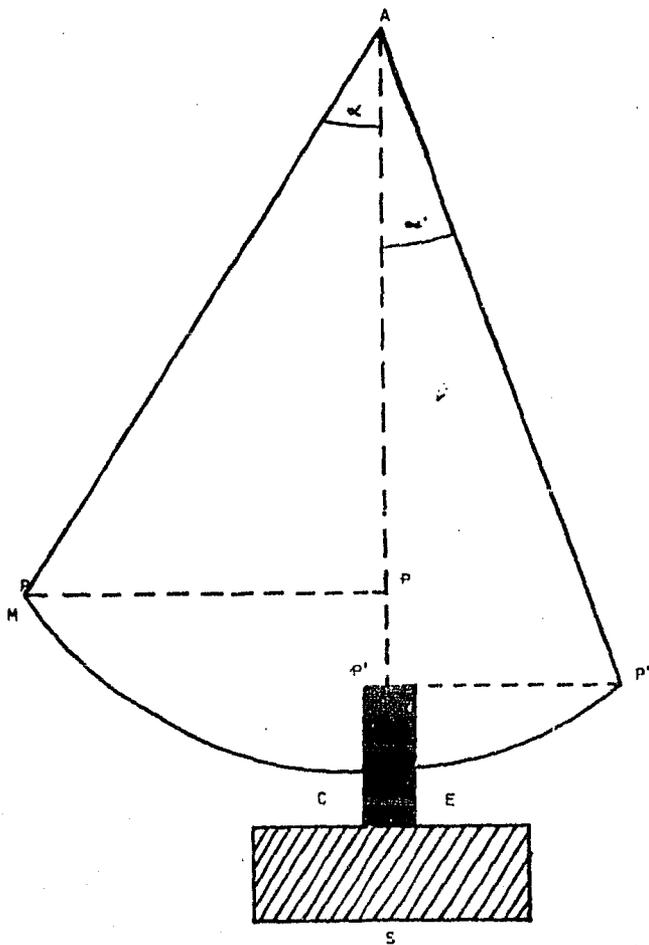
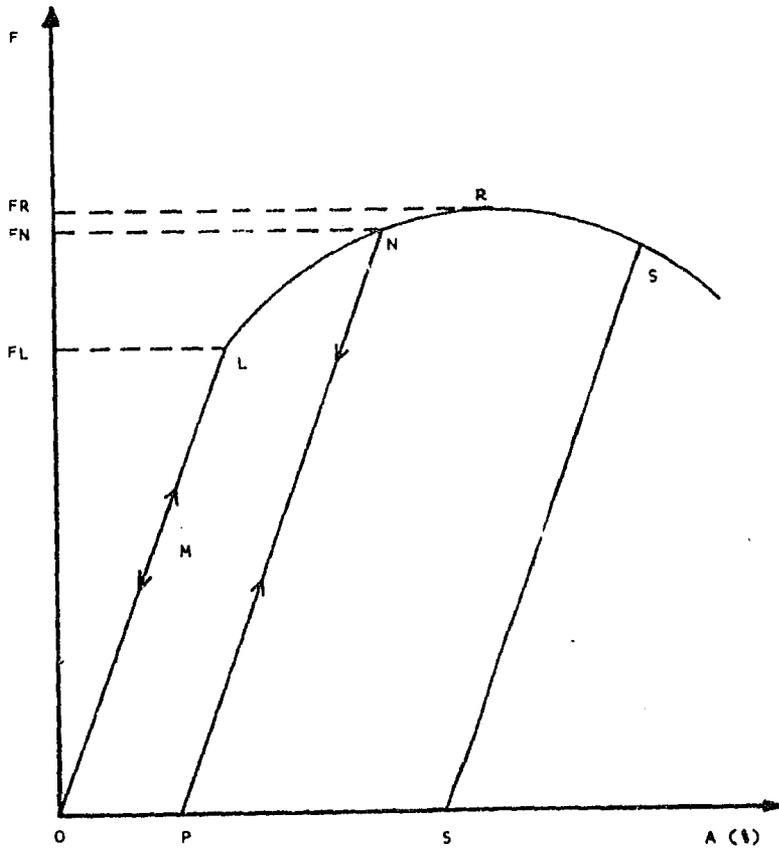


FIGURA 2.1.1.



PENDULO DE CHARPY

FIGURA 2.2.

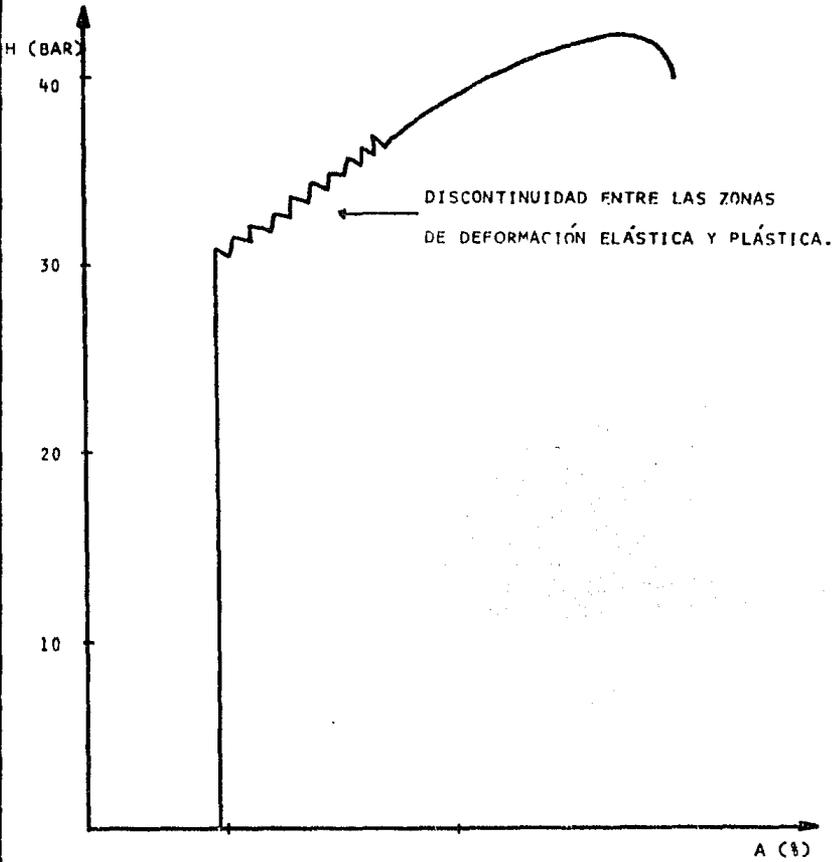


ESQUEMA DE UNA CURVA CONVENCIONAL DE TRACCIÓN

A - ALARGAMIENTO

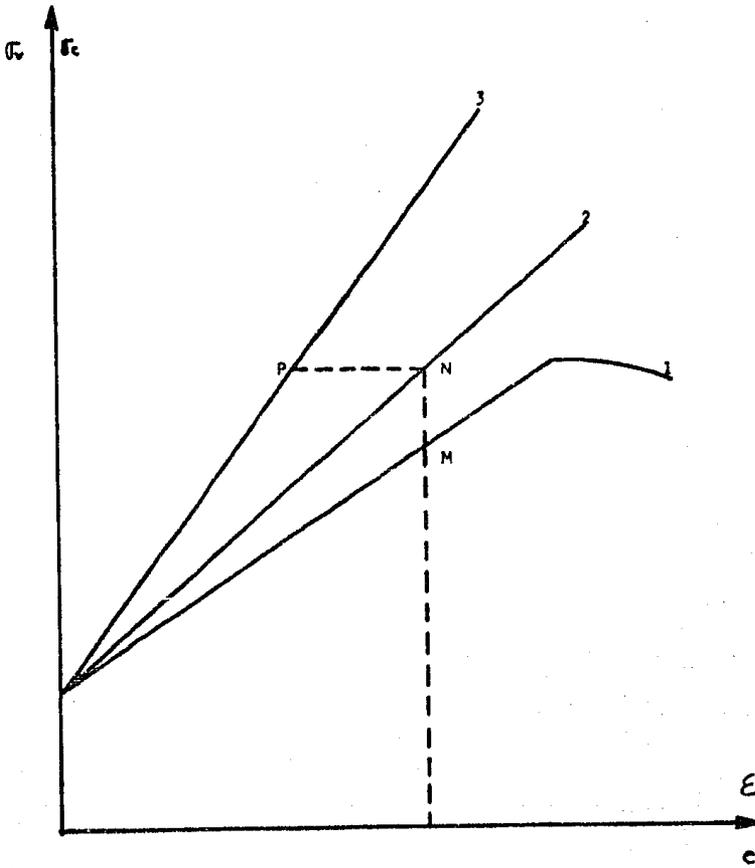
F - ESFUERZO EJERCIDO.

FIGURA 2.3.



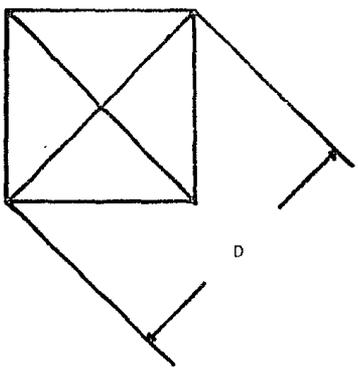
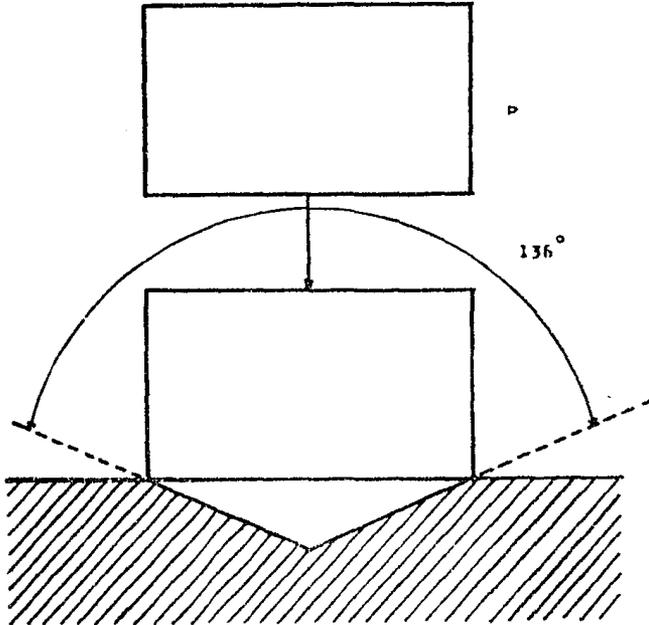
CURVA CONVENCIONAL DE TRACCIÓN DE UN ACERO.

FIGURA 2.4.



CURVA DE TRACCIÓN

FIGURA 2.5.



PENETRADOR VICKERS