

7
28



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA DE MEXICO

FACULTAD DE INGENIERIA

**MANTENIMIENTO EN LINEAS
CONDUCTORAS DE HIDROCARBUROS**

T E S I S
QUE PARA OBTENER EL TITULO DE
INGENIERO PETROLERO
P R E S E N T A :
SERGIO FUENTES VAZQUEZ

DIRECTOR DE TESIS: MANUEL FALCON FELIX

MEXICO, D. F.

NOV. 1993



**TESIS CON
FALLA DE ORIGEN**



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.

CONTENIDO

	Pág.
I) INTRODUCCION.	1
II) MANTENIMIENTO PREVENTIVO.	7
III) TIPOS DE CORROSION.	19
IV) RECUBRIMIENTOS ANTICORROSIVOS.	29
V) PROTECCION CATODICA.	81
VI) INHIBIDORES.	121
VII) DIABLOS.	153
VIII) DERECHO DE VIA.	195
. IX) MANTENIMIENTO CORRECTIVO.	237
X) TRABAJOS ESPECIALES Y EMERGENCIAS.	277
XI) CONCLUSIONES.	327
GLOSARIO.	331
BIBLIOGRAFIA.	385

CAPITULO I

INTRODUCCION

INTRODUCCION

En el año de 1938, el Presidente Lázaro Cárdenas decreta la Expropiación Petrolera, y para junio del mismo año, se crea Petróleos Mexicanos, constituyendo ésto un hecho histórico que dio origen a lo que hoy en día es un México moderno, cuyo avance y progreso no se hubiera obtenido de no haberse realizado tales hechos.

Petroleos Mexicanos es uno de los sustentos fundamentales del bién de la nación, ya que satisface las necesidades colectivas en materia de hidrocarburos, abasteciendo oportunamente los productos obtenidos en los centros petroquímicos y refinerías, que se encuentran localizadas en varios estados del país.

El transporte de petróleo crudo y gas natural, que son extraídos de los yacimientos, se efectúa a través de líneas de distintos diámetros hasta los centros de proceso donde se obtienen los productos que el mercado demanda.

El transporte de los hidrocarburos es una función muy importante dentro de la industria petrolera, y se realiza con diversos elementos; pero en este trabajo en particular, solamente se tratará lo relativo a líneas de conducción, sus mantenimientos preventivo y correctivo, los dispositivos y equipos especiales que se usan para proteger las tuberías y los materiales que se emplean para evitar la corrosión en la tubería.

El objetivo fundamental de este trabajo, es el de facilitar al estudiante de ingeniería petrolera y al lector en general, un medio de información actualizada acerca de los problemas más comunes que se presentan en las líneas de producción, así como las soluciones que se han dado a tales problemas.

Según los trabajos de censo efectuados hasta el año de 1991, existen en la República Mexicana 50,520 kilómetros de líneas de conducción alojadas en 19,006 kilómetros de derecho de vía, y cuya operación y mantenimiento se encuentran a cargo de las actuales empresas Pemex Exploración-Producción, Pemex Refinación, Pemex Gas y Petroquímica Básica y Pemex Petroquímica.

La seguridad en la operación de la vasta red de ductos debe ser absoluta, ya que cualquier accidente en las tuberías implica la pérdida irreparable de vidas humanas, así como la posibilidad de interrupción en el suministro de petrolíferos y petroquímicos.

Los percances en los ductos se clasifican conforme a especificaciones internacionales, en mayores y menores de acuerdo a sus consecuencias.

Mayores son aquéllos que afectan en forma importante la operación de la línea. Menores son las que no afectan el flujo, y por lo general, su reparación es rápida, sencilla y de costo menor. Es estricta la observancia interna de la reglamentación dispuesta para el mantenimiento, de tal manera que la dependencia que opera una tubería, mantiene estrecha vigilancia del sistema, con objeto de detectar, localizar y encaminar la acción, cuando ocurren fallas, deslaves, fugas, corrosión y variaciones importantes en los índices de protección catódica.

En el Capítulo VIII, las normas especifican que sobre el derecho de vía de toda tubería de transporte se deberán instalar las señales necesarias para localizar e identificar los ductos y reducir las posibilidades de accidentes. Así también para garantizar el funcionamiento de éstos, se mejora en forma constante la tecnología utilizada en la operación.

Tanto por la extensión del territorio nacional, como por las distancias geográficas que existen entre los centros industriales productores de hidrocarburos y los de consumo, se han desarrollado sistemas eficaces de distribución para lo cual se ha recurrido a todos los medios disponibles de transporte.

Entre éstos, reviste particular importancia la red nacional de ductos, que además de proporcionar celeridad en la conducción, reúne seguridad, condición esta última que depende en alto grado de un adecuado mantenimiento y del apego estricto a las normas requeridas para su funcionamiento.

Por lo que respecta al mantenimiento, se ha desarrollado e implantado un programa de revisión constante y rehabilitación de ductos y otro, para reparar o sustituir periódicamente las señales que sirven para orientar a la comunidad en relación con las zonas restringidas.

En los trayectos de los pozos, a las refinerías y complejos petroquímicos, así como el dirigido a los centros de distribución y consumo, tanto el crudo como el gas y los productos elaborados, atraviesan regiones deshabitadas y otras densamente pobladas. La mayoría de las veces los productos que se manejan por este medio son inflamables o tóxicos, además de que fluyen a muy elevadas presiones, por lo que resulta indispensable mantener el máximo de seguridad, que en cierta medida depende de la conciencia que haga la comunidad en cuanto al acatamiento de lo indicado por las señales preventivas.

Un plan de cinco puntos fundamentales se sigue en la protección y mantenimiento de la red de ductos:

El primero de dichos puntos es el relativo a la inspección aérea y terrestre de los derechos de vía programada de modo que, los técnicos encargados pasen dos veces al mes de una manera u otra por el mismo sitio.

El segundo punto se refiere a la sustitución de los tramos que presentan mayor incidencia de problemas, como resultado de una revisión minuciosa que se realiza con el auxilio de equipos especializados.

El tercer punto abarca el control de la corrosión, aspecto primordial para un efectivo mantenimiento preventivo. Para tal efecto se aplica protección catódica y protección anticorrosiva, la primera a base de rectificadores de corriente o ánodos de sacrificio, y la segunda, con recubrimiento a base de pinturas especiales que se emplean sobre todo en tuberías aéreas y en instalaciones superficiales. En las líneas en las que se ha detectado la presencia de agentes corrosivos incorporados en la corriente de flujo, se inyectan inhibidores de corrosión que evitan la destrucción prematura de las tuberías.

El cuarto punto lo constituye la señalización de la existencia de tuberías subterráneas para prevenir posibles daños a las mismas, por impacto de maquinaria pesada.

El quinto punto es el control de la operación, también vital para lograr un funcionamiento de los sistemas, seguro y confiable.

En los trayectos de los pozos, a las refinerías y complejos petroquímicos, así como el dirigido a los centros de distribución y consumo, tanto el crudo como el gas y los productos elaborados, atraviesan regiones deshabitadas y otras densamente pobladas. La mayoría de las veces los productos que se manejan por este medio son inflamables o tóxicos, además de que fluyen a muy elevadas presiones, por lo que resulta indispensable mantener el máximo de seguridad, que en cierta medida depende de la conciencia que haga la comunidad en cuanto al acatamiento de lo indicado por las señales preventivas.

Un plan de cinco puntos fundamentales se sigue en la protección y mantenimiento de la red de ductos:

El primero de dichos puntos es el relativo a la inspección aérea y terrestre de los derechos de vía programada de modo que, los técnicos encargados pasen dos veces al mes de una manera u otra por el mismo sitio.

El segundo punto se refiere a la sustitución de los tramos que presentan mayor incidencia de problemas, como resultado de una revisión minuciosa que se realiza con el auxilio de equipos especializados.

El tercer punto abarca el control de la corrosión, aspecto primordial para un efectivo mantenimiento preventivo. Para tal efecto se aplica protección catódica y protección anticorrosiva, la primera a base de rectificadores de corriente o ánodos de sacrificio, y la segunda, con recubrimiento a base de pinturas especiales que se emplean sobre todo en tuberías aéreas y en instalaciones superficiales. En las líneas en las que se ha detectado la presencia de agentes corrosivos incorporados en la corriente de flujo, se inyectan inhibidores de corrosión que evitan la destrucción prematura de las tuberías.

El cuarto punto lo constituye la señalización de la existencia de tuberías subterráneas para prevenir posibles daños a las mismas, por impacto de maquinaria pesada.

El quinto punto es el control de la operación, también vital para lograr un funcionamiento de los sistemas, seguro y confiable.

No

Existe

Página

CAPITULO II

MANTENIMIENTO PREVENTIVO

No

Existe

Página

MANTENIMIENTO PREVENTIVO

En cada uno de los sectores de los sistemas troncales se cuenta con personal que se encarga de realizar los trabajos de mantenimiento, en este capítulo sólo se hablará de lo que es el mantenimiento preventivo.

Es entonces que el mantenimiento se deberá dividir en dos clases para poder explicar cuáles son las actividades que se realizan en cada uno de ellos.

El mantenimiento preventivo es aquella intervención que se realiza en las tuberías, antes de que ocurra un problema o accidente, previendo que puede presentarse y ocasionar bajas económicas y/o humanas.

Incluidas en estas actividades mencionaremos algunas tales como: corridas de diablos convencionales e instrumentados para limpiar la tubería y para verificar el estado físico de la misma respectivamente; utilizar recubrimientos especiales para proteger la tubería; realizar inspecciones programadas y continuas como son los recorridos aéreos y terrestres de inspección de Derecho de Vía, para observar que las líneas no presenten anomalías especialmente en zonas tales como; cruce con carreteras, con vías de ferrocarril, con ríos, con terrenos de siembra, con ciudades, etc; ya que un hundimiento del terreno puede provocar un debilitamiento de la tubería, y si no se toma en cuenta oportunamente, puede sobrevenir un fracturamiento en el tubo; el uso de inhibidores y protección catódica también será tema a tratar en cada uno de los capítulos siguientes en forma separada.

Antes de poner en operación una línea se realiza durante su construcción, una inspección minuciosa con registros radiográficos que determinan la calidad de la soldadura, así mismo se le sujeta a prueba hidrostática la cual debe ser 100% satisfactoria.

Evitar la corrosión o reducir las pérdidas de metal es igualmente un mantenimiento preventivo, aunque en algunos casos también se convierte en mantenimiento correctivo cuando no se tomaron con toda oportunidad las medidas necesarias para evitar el problema.

Para hablar de corrosión es necesario definir antes los términos que se usarán para poder entender mejor el fenómeno.

La corrosión está asociada a un flujo de corriente, esto sucede cuando se tiene una diferencia de potencial entre dos electrodos distintos y un electrolito.

Voltaje o Potencial.- Es el término usado para denotar la presión eléctrica o la diferencia de potencial que se genera entre dos electrodos, causada por un flujo de corriente. Las unidades de este término son [volts].

Corriente eléctrica.- Este término nos indica un movimiento dirigido de cargas en un conductor, y está determinado por el número de electrones que pasan por un punto de ese conductor en un segundo. Las unidades de este término son [amperes].

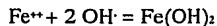
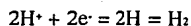
Resistencia.- Este término determina cual es la resistencia que tiene la corriente eléctrica al fluir por un conductor. Las unidades de este término son [ohms].

Electrolito.- Es una solución acuosa aunque también puede tener una presentación pastosa, que tiene la propiedad de conducir la corriente eléctrica. El electrolito reacciona de manera opuesta con cada uno de los electrodos distintos, hace que un electrodo pierda electrones y produzca una carga positiva, y también hace que el otro electrodo acumule un sobrante de electrones con lo que genera una carga negativa.

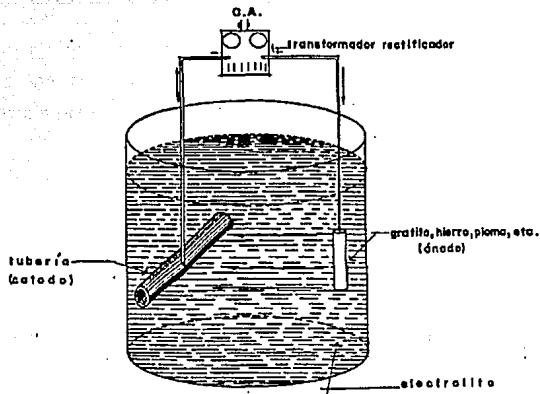
En la figura 2.1 se tiene una celda galvánica en que uno de los electrodos es de hierro y el otro es de cobre. Al iniciar el flujo de corriente en esta celda, hay un cambio en el ánodo, el cual al perder dos electrones, entra en solución en el electrolito que rodea el ánodo como iones hierro, cargado positivamente, tal como se muestra en la siguiente reacción:



Los dos electrones sobrantes dan al ánodo una carga negativa y fluyen por el conductor metálico hacia el cátodo en donde, al encontrarse con iones H cargados positivamente, dan lugar a la siguiente reacción:



Al combinarse los iones Fe^{++} con los iones de OH^{-} para formar moléculas de hidróxido ferroso, se eliminan los iones Fe^{++} del sistema manteniéndose así la neutralidad, tanto química como eléctrica del electrolito. Algunas moléculas de agua se disocian en iones H y iones OH. Al combinarse los iones Fe^{++} con los iones OH^{-} queda una cantidad equivalente de iones H que emigran hacia el cátodo en donde, al combinarse con los electrones provenientes del ánodo, dan lugar a la formación de una capa de grosor de moléculas de hidrógeno alrededor del cátodo. El exceso de átomos de hidrógeno se combinan entre sí para formar moléculas, que se escapan del sistema.



PROTECCION CATODICA

Figura 2.1: Representación esquemática de la reacción del electrolito en presencia de electrodos diferentes.

Cuando ocurre la corrosión subterránea, el suelo mojado o húmedo hace el papel de electrolito considerando que siempre existe humedad en el suelo o terreno. En algunas ocasiones puede ésta presentarse en forma de vapor y no es tan visible a simple vista, como ocurre en los desiertos o en atmósferas húmedas.

Corrosión.- Es el deterioro que sufre un metal en sus propiedades al ponerse en contacto con el medio que lo rodea.

La corrosión es en cierto sentido inevitable, los metales, salvo excepciones como el oro, platino, etc., se encuentran en estado nativo en la tierra, no existen como tales en la naturaleza, sino combinados con otros elementos químicos formando los minerales, como los óxidos, sulfatos, carbonatos, etc.

Para la obtención de los metales en estado puro debemos recurrir a su separación a partir de sus minerales, lo cual supone un gran aporte energético. Pues bien producido el acero, éste prácticamente inicia el período de retorno a su estado natural, los óxidos de hierro.

Esta tendencia a su estado original no debe de extrañar, si después de milenios el hierro se encuentra en los yacimientos en forma de óxido, y es que este compuesto representa el estado más estable del hierro respecto al medio ambiente. El mineral de hierro más común, la hematita, es un óxido de hierro, $[\text{Fe}_2\text{O}_3]$. El producto más común de la producción del hierro, un metal susceptible a la corrosión, como el acero, resulta que proviene de óxidos metálicos, a los cuales se les somete a un tratamiento determinado para obtener precisamente hierro. La tendencia del hierro a su estado natural de óxido metálico es tanto más fuerte, que la energía necesaria para extraer el metal del mineral.

Entonces la fuerza conductora, que causa que un metal se oxide, es consecuencia de su existencia natural en forma combinada (oxidada). Para alcanzar este estado metálico, a partir de su existencia en la naturaleza en forma de diferentes compuestos químicos (minerales), es necesario que el metal absorba y almacene una determinada cantidad de energía. Esta energía le permitirá el posterior regreso a su estado original a través de un proceso de oxidación (corrosión). La cantidad de energía varía de un metal a otro. Es relativamente alto para metales tales como el magnesio, el aluminio y el hierro, y relativamente bajo para el cobre y la plata.

La energía de un determinado sistema puede medirse en los términos de lo que se llama la energía libre. Se pueden presentar tres casos:

- a) **Cuando la energía libre es positiva.**- En este caso el metal es activo y puede haber corrosión, es el caso más frecuente entre los metales de uso común como por ejemplo el hierro, el aluminio y el zinc.
- b) **Cuando la energía libre es positiva pero el metal en vez de presentar corrosión, permanece inatacado aparentemente.**- En este caso se dice que el metal esta pasivo o pasivado.

- c) **Cuando la energía libre es cero o negativa.**- En este caso decimos que el metal es indiferente a los agentes agresivos habituales, no siendo posible ninguna reacción de corrosión, tenemos como ejemplo el caso de los metales nobles.

Podemos decir entonces por lo anterior, que es posible prevenir ayudandonos de las predicciones que nos aporta la termodinámica. Así, si el sistema formado por el metal y el medio ambiente posee una energía libre positiva, es posible que tenga lugar la corrosión. Si bien los entornos o ambientes para un metal pueden ser muy específicos, uno de los más generales es el más común a la vida humana, la atmósfera.

En presencia de un medio acuoso, la corrosión es de naturaleza electroquímica. Tal corrosión es un proceso espontáneo que denota la existencia de una zona anódica (que sufre la corrosión), una zona catódica y un electrolito, siendo imprescindible la presencia de estos tres elementos, para que este tipo de corrosión pueda existir, se requiere así mismo, el contacto eléctrico entre la zona anódica y la catódica.

El término ánodo se emplea para describir aquella porción de una superficie metálica, en la que tiene lugar la corrosión (disolución), y en la cual se liberan electrones como consecuencia del paso del metal en forma de iones, al electrolito.

Como los electrones en un conductor metálico, se mueven en sentido opuesto al convencional, en el ánodo la corriente eléctrica sale del metal para entrar al electrolito como se puede ver en la figura 2.2.

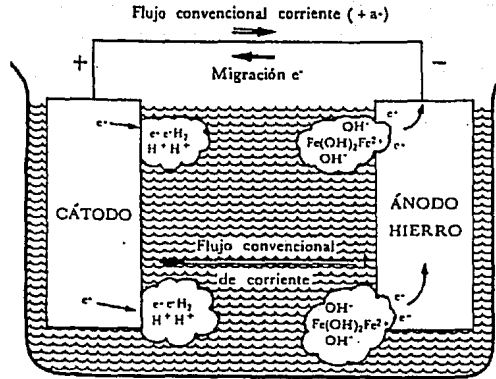


Figura 2.2: Movimiento de electrones del ánodo al cátodo.

El término cátodo se aplica a la porción de una superficie metálica en la cual los electrones producidos en el ánodo, se combinan con determinados iones presentes en el electrolito.

En el cátodo, la corriente sale del electrolito para entrar al metal cerrandose el circuito eléctrico a través de un conductor metálico externo.

Las flechas representan corriente eléctrica (no electrones), fluyendo a la solución desde el ánodo (-) al cátodo (+), y regresando desde el cátodo a través de un hilo metálico conductor.

La corrosión más frecuente es toda de naturaleza electroquímica, y resulta de la formación de multitud de zonas anódicas y catódicas sobre la superficie metálica, siendo el electrolito, en caso de no estar el metal sumergido o enterrado, el agua de condensación de la atmósfera.

Ahora bien, desde el punto de vista práctico, es interesante conocer la resistencia a la corrosión de un determinado metal o aleación, en un medio ambiente específico. Por medio de ensayos en el laboratorio se puede llegar a establecer las condiciones ambientales más parecidas a la realidad, y por lo tanto, se puede estudiar el comportamiento de un metal o varios metales en un determinado medio. Los ensayos en el laboratorio pueden ser fáciles o extraordinariamente difíciles, esto dependerá de la naturaleza del medio estudiado.

El método utilizado tradicionalmente y que ha resultado práctico hasta la fecha, es el de la medida de la pérdida de peso. Como su nombre lo indica, este método consiste en determinar, la pérdida de peso que ha experimentado un determinado metal o aleación en contacto con un medio corrosivo.

Conociendo las dimensiones iniciales de los testigos empleados, la naturaleza de sus materiales y los testigos de exposición en el medio corrosivo, es posible calcular la velocidad de corrosión, siempre y cuando se hayan seguido correctamente los procedimientos de preparación y manejo.

Ecuación para el cálculo de velocidades de corrosión

$$C = K * \frac{W}{A * T * D}$$

Donde:

C: Es la velocidad de corrosión.

K: Es la constante de cambio de unidades.

W: Es la pérdida de peso expresada en gramos con una aproximación de 0.0001 gramos.

- T: Es el tiempo expresado en horas con una aproximación de 0.01 horas.
- A: Es el área inicial de testigo en cm^2 con una aproximación de 0.001 cm^2 .
- D: Es la densidad del material expresado en gramos por centímetro cúbico.

UNIDADES DE VELOCIDAD DE CORROSIÓN	CONSTANTE CORRECTORA DE UNIDADES
Milésimas de pulgada por año (mpa)	3.45×10^6
Pulgadas por año (pg/año)	3.45×10^3
Pulgadas por mes (pg/mes)	2.87×10^2
Milímetros por año (mm/año)	8.76×10^4
Micras por año ($\mu\text{m}/\text{año}$)	8.76×10^7

DENSIDAD DE ALEACIONES	DENSIDAD (gr/cm^3)
Cobre	8.94
Bronce al aluminio 5%	8.16
Acero al carbón	7.8

No

Existe

Página

CAPITULO III

TIPOS DE CORROSION

NO

Exista

Página

TIPOS DE CORROSION

Después de haber definido que es la corrosión, y las causas por las cuales está siempre presente en los metales, entramos a considerar lo que es la corrosión en las tuberías de conducción, bajo las diferentes condiciones de ambientes en que se encuentren éstas.

Corrosión galvánica.- Prácticamente toda la corrosión que se encuentra en la operación de tuberías, es de naturaleza galvánica, en donde el cambio químico está acompañado por una transferencia de energía eléctrica, tales reacciones son llamadas electroquímicas. En la corrosión galvánica la corriente viajará del área anódica al área catódica.

Al cambiar continuamente de posición estas zonas anódicas y catódicas, llega un momento en que el metal se disuelve continuamente. Este tipo de corrosión se caracteriza por que casi siempre es más pronunciada en una zona que en otra, y su forma de manifestarse más característica es la aparición de picaduras.

Existen dos tipos de corrosión galvánica, uno en el que los metales son diferentes en un electrolito común, y otro en el que los metales son iguales en electrolitos diferentes.

Corrosión galvánica con metales diferentes en un electrolito común.- Cuando un tramo de tubo nuevo es colocado en una línea de tubería que ya tiene algún tiempo operando, lo más común que pasa es que se formen celdas galvánicas de corrosión como se observa en la figura 3.1.

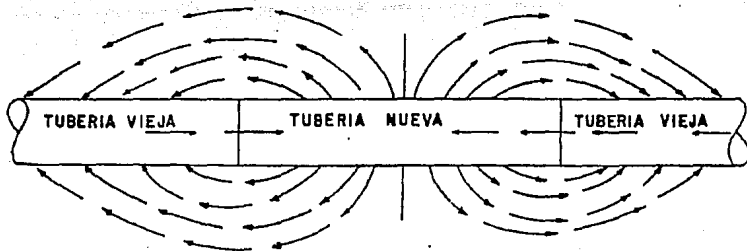


Figura 3.1: Corrosión cuando se ponen en contacto tuberías de edades diferentes.

El tubo nuevo siempre se convierte en ánodo, y el grado de corrosión en él, se deberá en gran parte al tipo de suelo y a las áreas relativas entre ánodo y cátodo.

Si un tramo muy pequeño de tubo nuevo es instalado en una línea antigua, el grado de corrosión es normalmente muy acelerado porque la pequeña área del ánodo, debe suministrar corriente para satisfacer una área mucho mayor del cátodo de la línea ya usada.

En la figura 3.2, se muestra otro caso común de celdas galvánicas cuando se tienen superficies de diferente condición en la tubería.

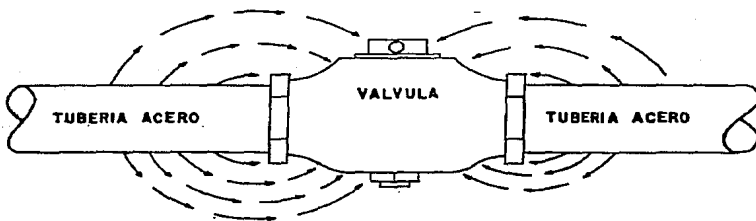


Figura 3.2: Corrosión causada por la diferencia de materiales.

Al rayar o raspar la superficie de la tubería, se convierten éstas áreas en un ánodo activo tan pronto como el tubo es enterrado, lo mismo ocurre con la rosca adyacente al cople o adaptador. En ambos casos las superficies pulidas se convierten en ánodo, y el resto del tubo en el cátodo.

En algunos terrenos tales celdas de corrosión son muy activas y destructivas, debido a que se tiene una área anódica pequeña y una gran área catódica.

En la figura 3.3, se muestra otro tipo común de celdas galvánicas de corrosión que ocurren sobre la superficie de un tubo nuevo.

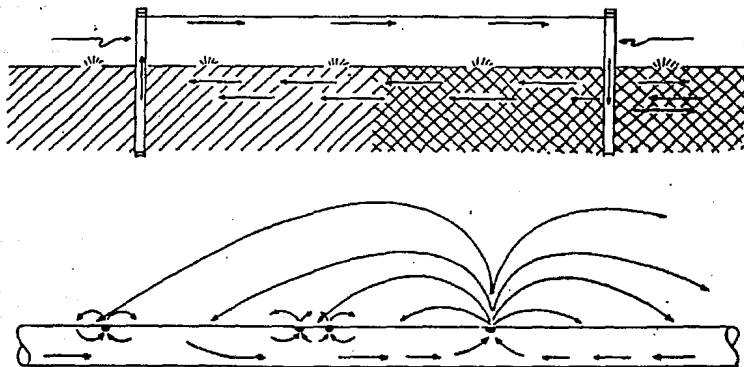


Figura 3.3: Corrosión causada por las diferencias en la superficie de la tubería.

Las escamas de laminación que quedan incrustadas en la superficie del tubo durante su fabricación, actúan como si se tuvieran dos metales diferentes en la pared del tubo.

La corriente en la celda fluiría desde el tubo, (que es el ánodo), a través del suelo a las escamas de laminación y de aquí retornar a la tubería formando un hoyo o picadura en el ánodo.

Corrosión galvánica con metales iguales y electrolitos diferentes.- La corrosión galvánica de este tipo a lo largo de las tuberías, es generalmente debida a las diferencias que existen en los suelos o en las condiciones de los mismos.

La figura 3.4, muestra la condición bajo las cuales se presenta este tipo de corrosión, cuando se tienen dos tipos de suelos completamente diferentes.

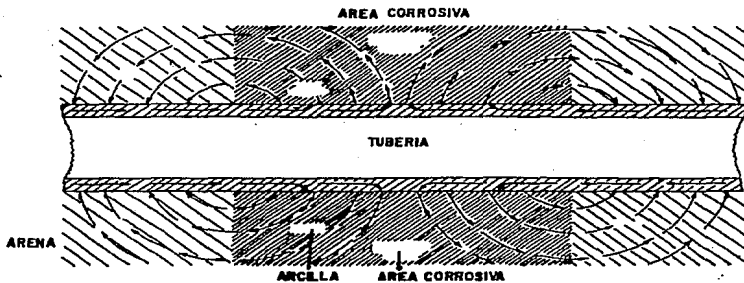


Figura 3.4: Corrosión causada cuando la tubería atravieza suelos diferentes.

En el tubo, los dos tipos de suelos producen el efecto de electrolitos diferentes, causando un desgaste en el área anódica del mismo, mientras que el área catódica queda protegida.

Si la resistencia al flujo de corriente a través del suelo desde el ánodo hasta el cátodo es alta, el grado de corrosión podría ser lento. Contrariamente si la resistencia del suelo es baja, el grado de corrosión podría ser rápido.

La figura 3.5, muestra otro tipo de celda galvánica producido por una serie de suelos diferentes.

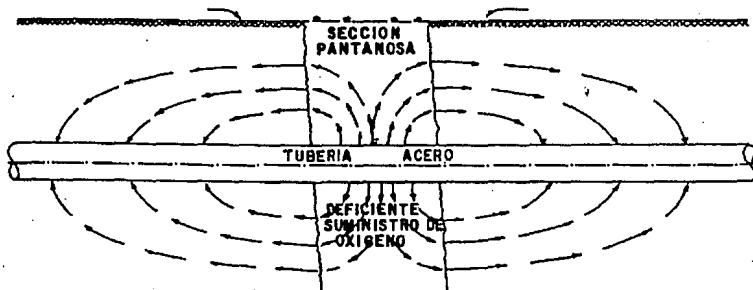


Figura 3.5: Corrosión causada por el paso de una tubería a través de una zona pantanosa.

En la figura 3.6, se tiene una serie de suelos mezclados que son usualmente el resultado de excavaciones en forma manual, este material de relleno queda colocado junto al tubo, el área que está en contacto con ellos, se convierte en el ánodo de la celda galvánica.

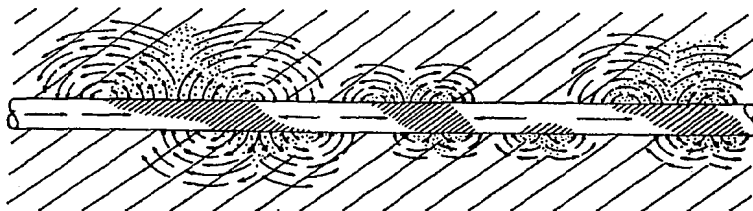


Figura 3.6: Corrosión cuando se utilizan materiales de relleno que no son homogéneos, o no son del mismo tipo de suelo.

Tales celdas tienen áreas anódicas y catódicas respectivamente, al rededor de la circunferencia del tubo las cuales, forman una serie de celdas de corrosión y generan picaduras muy rápido, en toda la parte exterior de la tubería.

En una zanja de una determinada profundidad en donde se tiene un mismo tipo de relleno por todos lados; pero las condiciones de humedad son diferentes en la parte inferior de la zanja, se genera entonces corrosión porque la base que se pone en contacto con el fondo de la zanja, estará sometida a diferentes condiciones de humedad, comparada con la parte superior de la tubería, provocando severas perforaciones (en forma de picaduras) a lo largo de toda la línea.

Corrosión por corrientes parásitas.- Este tipo de corrosión, puede ocurrir en cualquier tubería que se encuentre tendida cerca de una vía de ferrocarril electrificada, o cerca de estructuras que estan siendo protegidas por una gran cantidad de corriente directa. En tales casos el suelo es el camino de regreso de la corriente.

Sin embargo, frecuentemente esta corriente se desvía de su camino directo, atraída y conducida por alguna otra estructura, como podría ser una tubería que pasara por el lugar. En este caso, cuando la corriente se desvía de su paso directo para entrar a la tubería, se le denomina corriente parásita. Los lugares donde la corriente fluye dentro de la línea, se convierten en el cátodo de la celda, esta zona estará protegida. Del mismo modo la zona donde la corriente sale de la tubería, se convierte en el ánodo de la celda y podría corroerse. Lo anterior se ilustra en la figura 3.7.

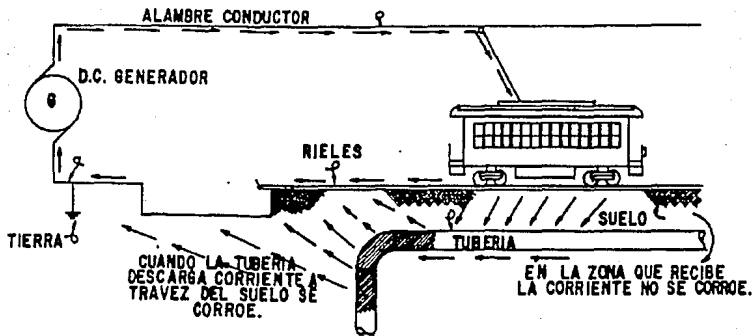


Figura 3.7: Corrosión en una tubería causada por otra estructura metálica que descarga corriente sobre ella convirtiéndola en ánodo.

Corrosión bacteriológica.- La corrosión bacteriológica, o más bien, específicamente corrosión bacteriana anaeróbica, no es reconocida con frecuencia como tal. El concepto moderno de este tipo de corrosión expresa que la bacteria se encuentra en el suelo, y causa cambios en las propiedades físicas y químicas del mismo. De esta manera se producen celdas galvánicas activas, debido a la aereación diferencial, o se producen las capas del ión hidrógeno protectoras, que normalmente están juntas a lo largo de la superficie catódica de una celda galvánica. Este tipo de corrosión, tiene lugar únicamente bajo ciertas condiciones donde el oxígeno no libre presente, forma sulfuros como un producto de corrosión. Es afectada por factores tales como la humedad que contiene el suelo; si éste es de naturaleza neutra o ácida, cantidad y tipo de materia orgánica, (residuos de hojas vegetales, raíces, fibras de madera); y por la presencia necesaria de productos químicos como alimento para las bacterias.

Adicionalmente, la temperatura del suelo al rededor del tubo, debe de ser considerada para permitir a las bacterias su desarrollo.

Otros tipos de corrosión

Daño químico directo.- Si bien es cierto que se trata de una acción electroquímica, no se detecta flujo de corriente en este tipo de corrosión, y no se tienen áreas definidas anódicas o químicas, sino que frecuentemente, es el resultado de reacciones secundarias que involucran productos de corrosión, o se debe también, a la remoción mecánica del revestimiento protector por erosión, cambios de temperatura o flexión del metal bajo carga.

Oxidación seca.- Este tipo de corrosión ocurre cuando el área de una superficie metálica, está limpia y expuesta al aire u otros gases, formando capas de óxido y otras combinaciones; el grado de desarrollo es normalmente mayor a altas temperaturas, la humedad en el aire o en los gases puede incrementar el ataque.

Corrosión atmosférica.- Esta es una combinación de ataque electroquímico y de daño químico directo. Está influenciado por cambios de atmósfera, cambios alternados de humedad y resequedad, y por la acción de lavado de las estructuras, modificándose el grado de remoción de las capas. Una marcada diferencia puede ser observada entre grados de ataque en atmósferas industriales y rurales.

CAPITULO IV

RECUBRIMIENTOS ANTICORROSIVOS

NO

Exista

Pagina

RECUBRIMIENTOS ANTICORROSIVOS

En este capítulo se tratará, de lo que son los recubrimientos anticorrosivos, cual es la función que cumplen en las líneas conductoras de hidrocarburos, así como todo lo que se requiere para su aplicación en éstas.

Los recubrimientos anticorrosivos son muy importantes dentro de la industria petrolera, su finalidad es la de aislar a la estructura metálica del medio que la rodea, evitando con ésto que la corrosión, que es uno de los problemas más frecuentes que se presentan en todas las estructuras metálicas cuando se encuentran en un medio agresivo. Para lograr esta barrera aislante se requiere de cierto cuidado desde el inicio de toda la operación. Un punto fundamental, es la limpieza de la estructura antes de aplicar el recubrimiento para obtener resultados satisfactorios.

Se considera limpia una tubería cuando la superficie metálica está libre de escamas de laminación, pintura, aceite, grasa, humedad, óxido suelto, lodo, escoria de soldadura o cualquier otro material extraño, una superficie limpia como puede verse en la figura 4.1.

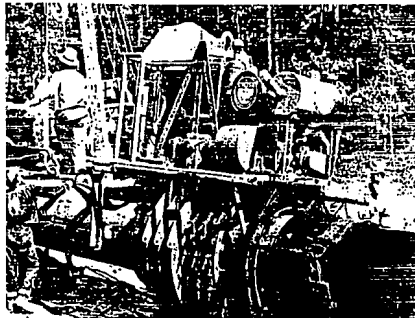


Figura 4.1: Máquina limpiadora-imprimadora.

Las máquinas limpiadoras-imprimadoras deberán ser operadas de tal manera que proporcionen una superficie limpia, y que permita la aplicación uniforme del primario con los rendimientos correctos. Si se inspecciona una superficie que ya ha sido imprimada y se detecta que no existe una apariencia uniforme, porque se observa en ésta, rayadura en espiral, se separa, o se escurre, se deberá investigar minuciosamente si es que existen trazas de aceite o grasa en la superficie, si el equipo no está trabajando correctamente, o si la viscosidad del primario no es la adecuada.

Es muy importante mencionar que antes de limpiar e imprimir, los depósitos de aceite y grasa sobre la superficie deberán ser eliminados, utilizando un solvente aromático (toluol, xilol, benzol, etc.). Nunca deberán usarse solventes derivados del petróleo como gasolina, diesel, tractomex, etc.

Las herramientas del cabezal de limpieza de la máquina, están diseñadas para proporcionar una superficie más o menos áspera sobre la cual el primario se podrá aplicar apropiadamente. Cuando las herramientas del cabezal se desgastan, no proporcionan el anclaje necesario para obtener una buena adherencia del primario. Además de no efectuarse la limpieza correctamente, se observarán variaciones en la apariencia del primario ya seco. Las rasquetas y cepillos del cabezal de limpieza, deberán estar completos y colocados de tal manera que produzcan los mejores resultados. Estas deberán estar en contacto constante con la superficie al girar por ella, y reemplazarse cuando los resultados obtenidos ya no sean satisfactorios.

La limpieza bien ejecutada y en buenas condiciones, asegura que los materiales de revestimiento se adhieran al tubo. Las uniones por medio de soldaduras, y las áreas de tubos adyacentes a los accesorios de tubería, deben tener similar atención que el resto de la misma. Esta debe limpiarse por medio de máquinas de transmisión mecánica, ya sea viajera o estacionaria, por medio de chorro a presión, por procesos químicos, por medios manuales, por calor o por la combinación de estos métodos.

Limpieza mecánica.- En principio las máquinas limpiadoras viajeras y estacionarias son las mismas, y deben producir tubería limpia mediante la combinación de talladores rotatorios, ruedas de impacto, martillos y cepillos de alambre, y estar combinados además con la máquina para aplicar la pintura primaria.

La limpieza es usualmente hecha en patio donde el tubo es posteriormente revestido y tendido a lo largo de la línea. El chorro a presión con granalla de acero está considerado como el procedimiento más eficiente, y el uso de arena de roca, como el menos efectivo.

Limpieza con procesos químicos.- En la limpieza química se emplean productos químicos o solventes, que pueden remover sustancias extrañas debiendo dejar limpia la superficie del tubo. Los tubos pueden limpiarse de algunas materias extrañas, si son sumergidos en salmuera en una concentración apropiada, y después que las sustancias extrañas han sido removidas, se lavan con agua. Después de lavado el tubo se debe sumergir en una solución cáustica de apropiada concentración, y lavado después hasta que todos los productos y reactivos químicos han sido removidos.

Los solventes serán empleados para limpiar la tubería cuando lo requiera la naturaleza de las sustancias extrañas, como los aceites y grasas. Como los solventes son volátiles no deben dejar sustancias extrañas sobre el tubo. No debe usarse kerosina ni solventes que contengan plomo.

Limpieza manual.- Debe ser ejecutada por trabajadores equipados con herramientas apropiadas y de buena calidad, cepillos de alambre, rasqueteadoras de metal, limas y trapos, que deben ser proporcionados a los trabajadores en suficiente provisión para hacer una rápida y eficiente limpieza. La limpieza manual debe aplicarse solamente donde es impracticable el uso de máquinas limpiadoras.

No se permitirá que el agua del radiador o lubricante de la máquina, chorree o gotee sobre la superficie que se está tratando para limpiarla.

La calidad de la limpieza manual, depende generalmente de la prelimpieza que se ejecute para eliminar los depósitos de grasa y aceite, utilizando solventes y cepillos de alambre.

Cuando la limpieza mecánica no sea práctica por tratarse de secciones cortas de tubería, lugares inaccesibles u otras causas que impidan la operación de la máquina limpiadora, aquella deberá ser limpiada en forma manual utilizando cepillos de alambre, rasquetas u otras herramientas. Las soldaduras y zonas adyacentes deberán estar limpias y libres de escoria antes de soldarse, el primario quemado por el calor de la soldadura deberá rasparse bien con cepillo de alambre, antes de volver a imprimir dicha sección.

Imprimación de la tubería

Algunos fabricantes de tubería entregan su producto con un primario o algún tipo de barniz. Se deberá tener especial cuidado en investigar que tipo de pintura usó el fabricante, para proteger la tubería durante el almacenamiento y transporte. Cuando la tubería haya sido imprimada en fábrica con un primario de brea de hulla, será necesario únicamente limpiar la tubería y aplicar una segunda mano antes del esmalte. En el caso de que la tubería haya sido pintada con cualquier otro tipo de pintura, será necesario eliminarla totalmente para evitar problemas antes de proceder a imprimir.

Para manejar el primario no deberán emplearse cubetas u otros recipientes que se usan para petróleo, gasolina, solvente de petróleo en general, agua, etc. Si el primario queda expuesto en un recipiente abierto por más de 12 horas, o que se torne demasiado viscoso, o se contamine, deberá ser descartado.

El exceso de primario en ambos lados de la soldadura longitudinal de la tubería, deberá ser retocado a mano inmediatamente después de haber pasado la imprimadora. Comúnmente se usa, a una, o dos personas equipadas con brochas y pequeños recipientes con primario, y caminando tras la máquina para ir emparejando y retocando el primario.

La pintura primaria se puede aplicar con brocha, por aspersión, con máquinas viajeras para tubería, o estacionarias en planta, equipadas con banda de paño y rociadores. La aplicación de la pintura primaria debe ser uniforme y libre de chorreaduras, gotas, discontinuidades de espesor, escurrideros, puntos desnudos o cualquier otro defecto que interrumpa dicha uniformidad. Si hay puntos desnudos, deberán recubrirse y la pintura que tenga otros defectos debe ser removida hasta lograr una limpieza total, y después se pintará de nuevo, las bandas de paño pueden verse en la figura 4.2.

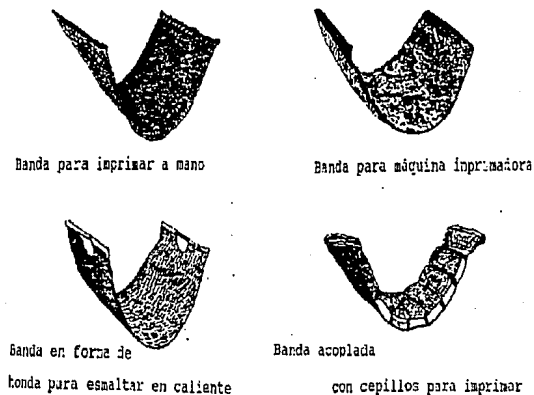


Figura 4.2: Bandas para imprimir la tubería.

En épocas frías, cuando la temperatura del acero del tubo está abajo de 7 °C, o en cualquier tiempo en que se condense la humedad en la superficie del tubo, éste debe ser calentado a una temperatura de 30 a 38 °C, manteniendola hasta que el tubo se seque y sea posible entonces aplicar la pintura. Para facilitar el pulverizado, la pintura deberá calentarse y mantenerse caliente a 49 °C durante su aplicación. Los tiempos mínimo y máximo de secado de la pintura, estarán de acuerdo con los instructivos de los materiales, pero sin alterar esta norma. Si el esmalte no se aplica dentro de los límites de tiempo después de pintar, el tubo debe de ser pintado con una nueva capa de pintura primaria.

Los procedimientos de calentamiento a las estructuras que en algunos casos se requiere, para poder aplicar los requerimientos en forma adecuada a éstas, son costosos, muy difíciles de aplicar en línea, un poco menos en planta por lo que deberá hacerse la aplicación de los materiales de revestimiento eludiendo los tiempos fríos, fuera de las temperaturas señaladas que requieran calentar los tubos o abajo de ellas.

La tubería imprimada no se deberá dejar descansar sobre la tierra, zacate o cualquier otra materia extraña; deberán utilizarse polines limpios para tal objeto, hasta que el primario esté seco y la tubería lista para esmaltarse. Los primarios deberán ser agitados antes de emplearse, ya sea rodando el tambor o usando paletas de madera hasta uniformizar el material.

El primario deberá conservarse en envases cerrados herméticamente. Cuando se extraiga sólo una parte del primario contenido en el envase, éste deberá cerrarse otra vez para evitar evaporaciones y contaminaciones del producto. Ahora, para ver el tiempo de secado del primario, las condiciones atmosféricas prevalecientes son las que lo determinan, de cualquier manera, el esmalte no deberá aplicarse antes de que el primario este seco.

Un método de campo para comprobar que éste está seco, consiste en hacer unas pequeñas raspaduras de la película de primario utilizando una navaja, en seguida se toman estas raspaduras entre los dedos índice y pulgar, y se presan hasta formar una bolita, si el material no está tan suave que se sienta pegajoso y se adhiera a la piel, se puede considerar que el primario ya está seco. No debe aplicarse esmalte sobre primario que ya no tenga vida o sea que haya transcurrido demasiado tiempo desde que se aplicó. Un método de campo para comprobar la vida del primario, consiste en pasar el filo de una moneda o la hoja de una navaja sobre la superficie. Si la película está demasiado reseca y se resquebraja o se hace polvo, el primario ya no tiene vida, por lo que se hará pasar una máquina limpiadora para eliminar todo el primario ya inservible y se pintará la tubería nuevamente.

Función del primario

El primario se aplica sobre la superficie metálica limpia, para obtener una buena adhesión entre el esmalte y la propia superficie; la función es formar una película continua y uniforme de un material afín al esmalte, para que actúe como liga entre éste y la superficie metálica.

Importancia de la uniformidad del primario

Una aplicación uniforme y el espesor adecuado asegurarán una buena adhesión del esmalte sobre la superficie de la tubería. Películas demasiado gruesas de primario, chorreaduras, gotas, etc., no secarán, y por lo tanto perjudicarán la adhesión del esmalte, por otra parte, cuando la película del primario es demasiado delgada, no habrá suficiente liga para obtener una adhesión correcta.

Las felpas o tapetes de las máquinas, deberán tener el tamaño y calidad adecuado para obtener una buena distribución del primario sobre la superficie del tubo. Cuando las felpas se desgasten deben ser reemplazadas por nuevas, no deberá permitirse que éstas se desgasten a tal grado que sea visible su material base.

En el caso de que la tubería imprimada se ensucie por algún motivo, con lodo, tierra, etc., deberá ser lavada con agua hasta que la superficie del primario quede completamente limpia, y antes de aplicar el esmalte deberán dejarse secar las superficies lavadas.

El primario deberá ser retocado con la brocha donde la aplicación aparezca defectuosa; esta operación se hará inmediatamente después del paso de la máquina, y antes de que la tubería descansa sobre los polines. Se usarán polines limpios y en caso de que el primario sufra algún daño al descansar sobre los mismos polines será necesario volver a retocarlo. Si las condiciones de polvo son muy severas, será necesario pasar plumeros sobre el primario ya seco antes de la aplicación del esmalte. Será necesario también, evitar al máximo el tránsito en el derecho de vía para disminuir el problema del polvo. Cuando el primario aún humedo se contamine excesivamente con polvo u otro material extraño, será necesario limpiar de nuevo la tubería y volver a imprimarla.

Aplicación del esmalte y envolturas de fibra de vidrio

La tubería deberá protegerse exteriormente con una o varias capas de esmalte con un espesor no menor de $3/32$ " (2.38 mm). La superficie del acero ya pintada que va a ser esmaltada y envuelta, debe estar seca y limpia en el momento que se va a aplicar el esmalte. Cualquier daño que ocurra en la superficie pintada, debe ser reparado por retoque antes de aplicar el esmalte. Si el revestimiento se esta haciendo en planta, el esmalte debe ser aplicado por derrame sobre el tubo que gire por su eje longitudinal, y extendido a su espesor especificado. Debe ser aplicado de manera que cada espiral que resulte de la operación, deba sobreponerse a la espiral que le precedió, produciendose así una cubierta continua libre de defectos, discontinuidades o huecos, figura 4.3.

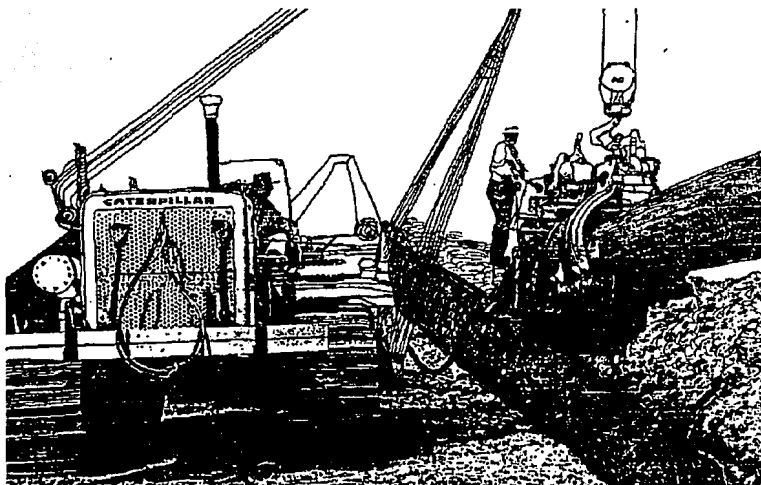


Figura 4.3: Máquina viajera esmaltadora y encintadora.

Si el revestimiento está siendo aplicado en la línea, el esmalte debe ser aplicado con máquinas de alimentación continua y encintadora de transmisión mecánica, figura 4.4.

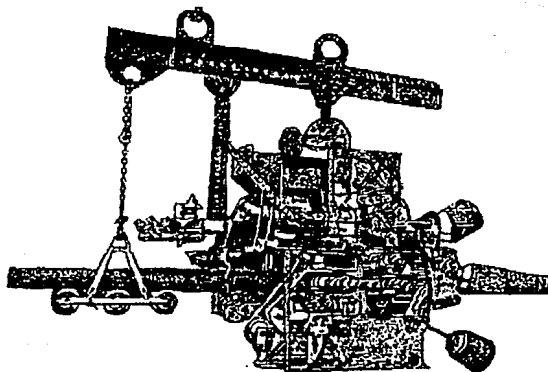
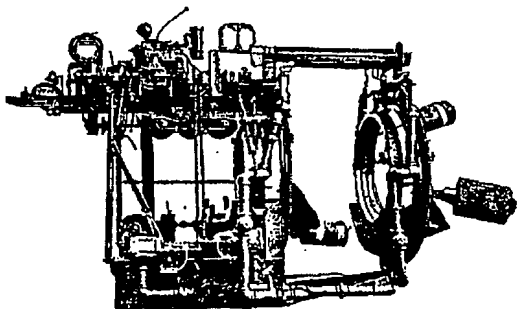


Figura 4.4: Máquina esmaltadora con encintadora.

El esmalte aplicado deberá mostrar buena adhesión a la superficie metálica. Las envolturas de fibra de vidrio deberán ser aplicadas simultáneamente con el esmalte, y se usarán tantas envolturas como se haya especificado.

Se ha demostrado por experiencia, y después de aplicaciones de muchos miles de kilómetros de tuberías de varios diámetros, que la mayoría de los poros o imperfecciones en la capa de esmalte, desaparecen cuando éste se aplica con un espesor mínimo de 3/32" (2.38 mm) sin embargo, para fines prácticos, se acostumbra permitir variaciones de $\pm 1/32"$ (0.79 mm). El espesor de 3/32" (2.38 mm) deberá considerarse como espesor de la capa de esmalte únicamente, sin incluir el de las envolturas usadas. El espesor del esmalte inmediato a la superficie de la tubería, es en realidad el factor determinante en la protección contra la corrosión.

Siempre representa una economía el usar un espesor mínimo de 3/32" (2.38 mm), ya que se reducen las reparaciones de parcheo debidas a discontinuidades en el esmalte. Además se reducen los costos de protección cática, y la tubería tendrá una vida más larga sin gastos de mantenimiento.

Para su calentamiento el esmalte tiene un tratamiento previo, deberá ser picado en pequeños trozos que no excedan de 3.5 kg de peso, usando para eso hachas, pistolas neumáticas, cable de acero y malacate o cualquier otro medio. Deberá ser picado sobre algún tipo de plataforma que no permita su contaminación con tierra, hojas de hierbas, lluvia o cualquier otra materia extraña. Si el esmalte se pica utilizando pistolas de aire comprimido, se tendrá especial cuidado de proveer las líneas con filtros o separadores que impidan el paso de aceite y humedad.

Se tendrá especial cuidado de proteger el esmalte picado, utilizando lonas o techos para evitar su contaminación con agua de lluvia o tierra. Es muy importante que el esmalte picado se cargue a las calderas seco y limpio.

El equipo a usar deberá ser especialmente manufacturado para dicho objeto, y deberá estar limpio y en buenas condiciones mecánicas de tal manera, que asegure la marcha del trabajo sin excesos de paros por averías del equipo.

El equipo para este propósito son las calderas, las cuales deberán estar equipadas con agitadores mecánicos eficientes, filtros de salida, termómetros y termostatos para el control de la temperatura del esmalte. Se tendrá especial cuidado de que las calderas no sean usadas como fuente continúa de aprovisionamiento de esmalte, alimentandolas a medida que se utiliza el esmalte. La manera correcta será, cargar la caldera una sola vez y después utilizar la carga hasta que se agote, en seguida se inspeccionará la caldera para determinar si es necesario hacerle limpieza para proceder a cargar nuevamente, figura 4.5.

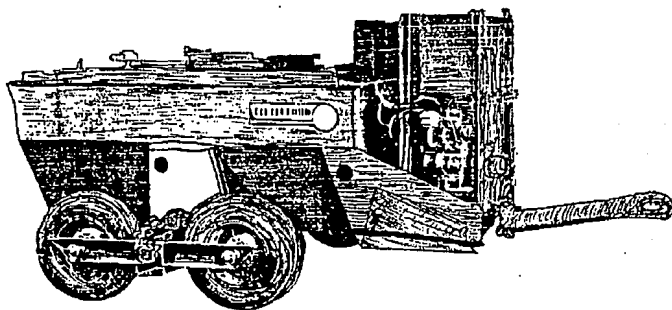


Figura 4.5: Calderas que sirven para calentar el alquitrán de hulla.

Todos los materiales bituminosos, uno de los cuales es el alquitrán de hulla, están sujetos a alteraciones por calentamiento innecesario, excesivo o no controlado. La carga deberá ser elevada a la temperatura de aplicación en el menor tiempo posible, y ésta temperatura deberá estar de acuerdo con las recomendaciones del fabricante. El esmalte fundido deberá agitarse a intervalos no mayores de 15 minutos, independientemente si está calentandose o listo para aplicarse. La experiencia ha demostrado que los agitadores mecánicos de vaivén (reciproco), proporcionan una buena agitación del esmalte, evitando el asentamiento de los rellenos (agregados) minerales, y la coquización excesiva del mismo sobre el fondo y paredes de la caldera, este tipo de agitadores se puede ver en la figura 4.6.

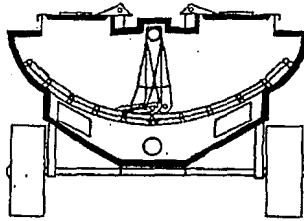


Figura 4.6: Agitador mecánico de vaivén.

El máximo período de tiempo entre el momento de encendido de la caldera, el calentamiento a temperatura de aplicación, y la aplicación misma del contenido de la caldera, no deberá exceder de 12 horas; sin embargo se procurará reducir este período de tiempo al mínimo posible. El parcheo se hará utilizando pequeñas calderas de 200 litros, deberán estar equipadas con tapa de bisagras para permanecer cerradas durante la operación de calentamiento y aplicación, este tipo de caldera puede apreciarse en la figura 4.7.

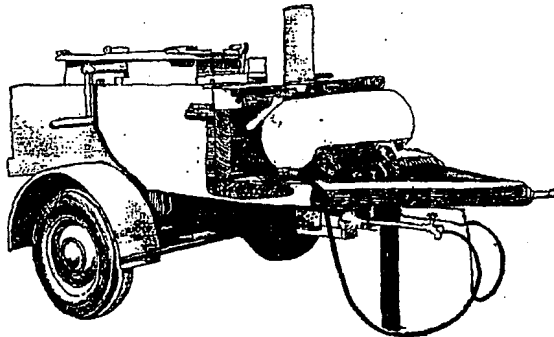


Figura 4.7: Caldera de menor capacidad para parcheo de tubería.

Cuando no se disponga de calderas con agitación mecánica durante la aplicación manual del esmalte, éste puede ser agitado utilizando azadones mecánicos especializados, ver figura 4.8.

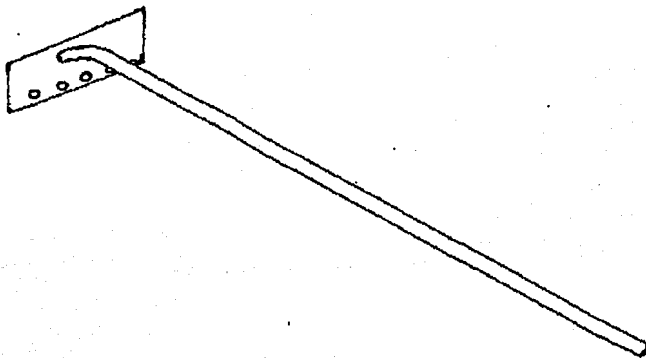


Figura 4.8: Azadones mecánicos para agitar el esmalte.

La agitación deberá hacerse a intervalos no mayores de 15 minutos, independientemente de si el esmalte se está calentando, aplicando o esperando ser usado.

Para la aplicación del esmalte en forma manual, se utilizan dos juegos de rodillos accionados manual o mecánicamente, sobre los que se coloca la tubería y se hace girar, los cuales deberán estar libres de grasas, aceites y otras impurezas. El tramo de tubería ya limpio e imprimado, se coloca sobre los rodillos y se hace girar, en seguida se chorrea el esmalte caliente utilizando una cubeta chorreadora, esta aplicación debe hacerse de tal manera que el esmalte quede como una banda en espiral, con su respectivo traslape, las envolturas se aplican igual en espiral y simultáneamente con el mismo esmalte, ya que están cargadas en la misma máquina esmaltadora en forma de rollos como puede verse en la figura 4.9.

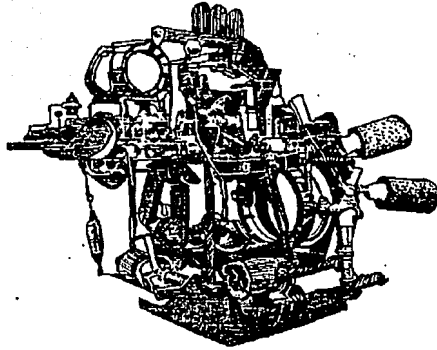


Figura 4.9: Esmaltadora con rollos de envoltura.

Mientras se está recubriendo la tubería, ésta deberá estar lo suficientemente elevada sobre el suelo para evitar que se ensucie o contamine, posteriormente se colocará sobre polines.

El costo de la protección de la tubería representa una parte considerable del costo total de instalación de la misma. El costo del revestimiento, como barrera entre el metal y el medio ambiente, está constituido o abarca, el tipo de material, el método de aplicación, así como la inspección final del trabajo. Algunos de los trabajos de mala calidad, son atribuibles a la falta de conocimiento del tipo adecuado de revestimiento que se debe utilizar, a un mal control de la temperatura del revestimiento, a una deficiente operación de limpieza de la tubería, a la aplicación del revestimiento sobre pintura primaria inactiva (muerta), y a descuido en el manejo de la tubería ya revestida, durante las etapas de bajado a la zanja y tapado de la misma.

Desde algunos años atrás, la fabricación de materiales de revestimiento, ha sido mejorada buscando que el producto pueda en efecto estar hecho para la aplicación en la que será utilizado.

Así podemos asegurar, que un revestimiento es utilizable en un amplio rango de temperaturas atmosféricas; ejemplo, cintas plásticas que pueden ser utilizadas en aplicaciones entre 4 y 93 °C (40 y 200 °F), mientras que otro tipo de cinta plástica puede ser utilizada para un rango de temperatura de -18 a 93 °C (0 a 200 °F).

El revestimiento utilizado para instalaciones subterráneas, se puede dividir en tres clasificaciones generales las cuales son las siguientes:

1) Bituminosos:

- a) **Alquitrán de hulla.**- Es un producto de la destilación del carbón de piedra.
- b) **Asfalto.**- Es un producto de la destilación del aceite crudo.
- c) **Asfalto.**- Es un producto obtenido de los yacimientos naturales de asfalto.

2) Ceras y Grasas.

3) Cintas Plásticas:

- a) **Polietileno.**- Es un producto del gas acetileno y del cloruro de hidrógeno.
- b) **Cloruro de Polivinilo.**- Es un producto del gas acetileno y del cloruro de hidrógeno.

De esta manera, los revestimientos de diferentes fabricantes, pero de características similares, pueden ser tenidos dentro de ciertos límites, en una escala de revestimientos que han sido probados.

A continuación se presenta un breve resumen de los diferentes términos y su significado, que en materia de revestimientos son utilizados.

Punto de fusión

Cuando el calor es aplicado a las breas, asfaltos, y esmaltes fabricados de aquellos, el material no realiza un paso rápido del estado sólido al estado líquido. Ocurrirá un ablandamiento gradual de la brea, que va a depender de la temperatura que se irá incrementando, se convertirá en un fluido después de haber pasado por varias etapas de incremento gradual de la temperatura y ablandamiento. El punto de fusión o de reblandecimiento, tanto en el alquitrán de hulla como en la industria del petróleo, es utilizado como un calibrador de la consistencia o dureza de las breas, y de ciertos compuestos fabricados de éstas.

Los siguientes puntos son importantes para el aseguramiento de que un revestimiento es el apropiado para los buenos resultados deseados:

- a) Bases con un alto punto de fusión y un bajo contenido de agregado, ofrecen una máxima resistencia a los esfuerzos del terreno, o a la deformación bajo carga.
- b) Bases con un bajo punto de fusión y un alto contenido de agregado, son menos resistentes a resbalar o colgarse.
- c) Generalmente, bases que tienen un alto contenido de agregado, son de más bajo punto de fusión, y no son altamente resistentes a los esfuerzos del terreno, o a la deformación bajo carga.

- d) En un rango dado del punto de fusión, los compuestos que tienen un menor contenido de agregado, pueden ser aplicados a temperaturas más bajas y no están sujetos a grandes pérdidas por evaporación.

En contraste, con un alto contenido de agregado los compuestos pueden sufrir mayores pérdidas por evaporación.

Capacidad de flujo

Esta puede ser definida como la aplicación de la temperatura requerida, para obtener un buen flujo y un espesor dado del revestimiento. En trabajos de campo la temperatura de aplicación del esmalte es vigilada cuidadosamente, y el espesor del revestimiento aplicado, es comprobado con un calibrador de profundidades para asegurarse de que el espesor del revestimiento sea de 1/16" a 3/32" (1.59 a 2.38 mm). La temperatura atmosférica afecta en sumo grado a la temperatura de aplicación de todos los esmaltes lo cual, solamente se puede comprobar con el calibrador de profundidades cuando la temperatura atmosférica varía durante el tiempo de aplicación.

Pérdida por evaporación

Se deberá entender que la mayoría de los esmaltes contienen líquidos volátiles que se liberarán por evaporación de dichos esmaltes, si el calor es mantenido en un nivel alto por un período considerable de tiempo. Si el revestimiento es mantenido a una temperatura superior a la recomendada por el fabricante, se podrá perder la flexibilidad y el esmalte se tornará quebradizo. Debe de estar bajo continúa agitación para evitar la formación de carbón. Si esto ocurre, la carga total de esmalte se deberá desechar.

Esfuerzos de suelo

Cuando una línea de tubería, es tendida en el subsuelo y cubierta con material de relleno, ésta queda sujeta a fuerzas mecánicas generadas por el contacto con el fondo de la zanja, por la expansión y contracción del terreno al sucederse etapas de humedad y sequedad. El metal de la tubería sin duda podrá resistir tales esfuerzos mecánicos bajo condiciones ordinarias; pero los materiales utilizados para proteger la tubería contra corrosión, no soportan estos esfuerzos y de este modo, el suelo tendrá efecto sobre el revestimiento. Para prevenir daño excesivo se aplica una envoltura enrollada sobre el esmalte al cual queda íntimamente adherida.

De este modo es frecuentemente posible eliminar el daño que puedan causar los esfuerzos del terreno. La aplicación de la envoltura reduce el daño por abrasión y reduce también la penetración de piedras que quedan en el fondo de la zanja.

Absorción de agua

Es generalmente aceptado que la corrosión en una tubería subterránea, no existiría si la humedad del terreno no entra en contacto con el metal de la tubería. Si la capa de revestimiento impermeabiliza a la tubería, evita además el contacto del metal de la misma con el medio circundante que puede contener sustancias ácidas, alcalinas, y otros contaminantes que podrían afectar desfavorablemente al metal.

Tendencias de derrumbe o colgamiento

En los trabajos de construcción, algunas veces es necesario que la tubería ya revestida, permanezca sobre la superficie del terreno por un determinado período de tiempo antes de la instalación. Durante este tiempo la tubería queda expuesta al calor del sol, y consecuentemente a las variaciones de la temperatura atmosférica que puede provocar el reblandecimiento del alquitrán. Cuando se presenta esta condición, el revestimiento puede tender al derrumbe o al colgamiento, reduciéndose el espesor del mismo en el domo de la tubería, a tal grado, que su capacidad protectora es apreciablemente disminuida.

En la selección de un esmalte se deberá poner especial cuidado de tener muy en cuenta esta condición. La pintura primaria o capa de fondo del esmalte, no tendrá adherencia sobre una superficie polvosa, húmeda u óxidada, consecuentemente será necesario que la tubería esté suficientemente limpia antes de que la pintura primaria sea aplicada.

En algunos casos la limpieza puede ser realizada utilizando rasquetas y cepillos de alambre de acero templado. En otros casos en los que la tubería presente una gruesa capa de herrumbre, puede ser necesario limpiar la superficie metálica con chorro de arena o gravilla antes de que sea aplicada la pintura primaria.

Una buena unión no puede asegurarse si el revestimiento es aplicado sobre la capa de pintura primaria que a se vez, se aplicó sobre una película de aceite o barniz originada en fábrica. De hecho durante el tiempo caluroso en algunas ocasiones, es posible despegar el revestimiento de la tubería cuando éste ha sido aplicado sobre grasa o aceite de cualquier procedencia. La pintura primaria perderá gradualmente por evaporación, los líquidos volátiles después de un cierto período de tiempo de haber sido aplicada a la superficie del metal.

La pintura primaria puede ser inservible, cuando ésta se escurre y el esmalte es aplicado sobre una pintura ya deteriorada entonces no puede haber una buena unión entre ambas.

Después de un período de tiempo de haberse aplicado, la pintura se convierte en inerte, y ésto depende en gran medida de la humedad del ambiente. La mejor prueba de verificar si quedaron algunas escamas sobre la tubería es raspar con la uña sobre la pintura. Cuando se detecta que sí están presentes se hace pasar una máquina limpiadora para eliminar las escamas y la pintura inútil, y volver a pintar la tubería.

Cubiertas Especiales

a) Cintas plásticas como revestimiento de tuberías

Mientras que las cintas plásticas están en uso desde tiempo considerable en la industria eléctrica, es apenas reciente que están siendo utilizadas como un revestimiento protector, tanto en instalaciones subterráneas como superficiales de líneas de tubería, figura 4.10.



Figura 4.10: Cintas plásticas para revestimiento de tuberías.

b) Características de las películas del polietileno y del cloruro de polivinilo

Estos materiales se clasifican como películas, pero solamente el polietileno y el cloruro de polivinilo son utilizados como una película de material de protección para tubería.

Durante el proceso de terminación se aplica un adhesivo sensible por presión en un solo lado de la película.

El espesor de película de ambos materiales es de 0.008" (0.203 mm), la cinta del polietileno tiene un adhesivo de 0.004" (0.102 mm), haciendo un espesor total de 0.012" (0.305 mm), mientras que la cinta del cloruro del polivinilo tiene un espesor de adhesivo de 0.002" (0.051 mm), haciendo un espesor total de 0.01" (0.254 mm).

El espesor adicional de la película adhesiva es importante y la superficie sobre la cual será aplicada debe ser áspera, permitiendo que el adhesivo llegue al fondo de las asperezas asegurando de este modo que exista una buena adhesión.

Cuando la cinta plástica con adhesivo sensible por presión es aplicada a la línea de la tubería, es esencial que la superficie del metal esté libre de óxidos, polvo y tierra. Por esta razón se ha establecido como una buena práctica aplicar una pintura primaria a la superficie del metal, justo antes de la aplicación de la cinta.

Además se ha encontrado ventajoso aplicar una cubierta adicional sobre la cinta plástica, de 0.01" (0.254 mm) o 0.012" (0.305 mm) como una protección adicional contra la abrasión.

Las cubiertas de fieltro de asbesto saturado con alquitrán o asfalto pueden ser utilizadas para éste propósito, éstas no están unidas a las cintas y solamente actúan como una envoltura resistente a la abrasión.

c) Materiales de reforzamiento

En esta clasificación podrán caer varios de los materiales que son utilizados para reforzar los revestimientos aplicados, por convertirse en una parte integral de los mismos, o bien como una cubierta que se enlaza al esmalte, asegurando así una mayor resistencia a la penetración, en el último caso, éstos además actúan como un escudo contra el relleno.

De este tipo de materiales, se puede mencionar uno cuyo nombre comercial es el vidrio flex, el cual es una malla de refuerzo, un fieltro reticular, de espesor uniforme, hecho con filamentos o haces de fibra de vidrio con una distribución multidireccional. A la malla de filamentos de vidrio se le da forma mediante aglutinación de sus fibras, con una resina sintética con características termofijas de fenol-formaldehído. Esta resina es insoluble, químicamente inerte, compatible con esmaltes de brea de hulla o de base asfáltica. Igual que la fibra de vidrio no absorbe agua o humedad, no afecta el pH de soluciones acuosas.

La alta porosidad del vidrio flex, unida a su flexibilidad permite que no queden vacíos o burbujas en el esmalte aplicado. De esta manera se mantiene la resistencia dieléctrica sobre toda la periferia del ducto.

d) Cubiertas de asbesto

En general el término para denominar las cubiertas de este tipo es, fieltro de asbesto, y éstas, están compuestas por una mezcla de asbesto y trapos viejos combinadas junto con un aglutinante (asbesto saturado), o alquitrán de hulla diluidos. El contenido de trazo viejo del fieltro de la cubierta, podrá variar entre 10 y 25%, mientras que el asbesto podrá ser de cualquier tipo de fibra, larga o corta. Existe la tendencia en esta cubierta de recoger humedad, de no estar almacenada bajo las condiciones adecuadas. Esto se hace evidente cuando se genera vapor durante la aplicación, cuando el esmalte caliente entra en contacto con ella. Si el vapor fuera atrapado bajo la cubierta, podría formar una burbuja en el revestimiento, quedando una débil mancha que podría eventualmente causar una falla en este punto. La cubierta es aplicada directamente sobre el esmalte caliente, conforme éste es chorreado o rociado sobre la tubería, de esta manera se encontrará firmemente unida al esmalte. La tensión de la cubierta podrá ser ajustada de manera que no jale el esmalte caliente, y no entre dicha cubierta en contacto con la superficie del metal.

Esto puede ser correctamente comprobado si se corta y se retira una sección del traslape de la cubierta, y se examina físicamente, para observar el tamaño del reborde formado en el traslape, al jalar la sección cortada en la cubierta. Si el reborde es de tamaño considerable, esto significa que el fieltro ha sido jalado con violencia, apretando el esmalte fuera del traslape.

El excesivo desgarramiento del fieltro durante la aplicación, indica demasiada tensión, o bien, que esto pudo ser causado por la evaporación de los líquidos volátiles fuera del adelgazador utilizado para saturar el fieltro.

La formación de cristales blancos sobre la superficie del fieltro, es un indicio de que el naftaleno se ha evaporado del adelgazador y formado cristales de naftaleno. Cuando la cubierta se ha calentado al ponerse en contacto con el esmalte caliente, estos cristales podrían evaporarse o gasificar.

Si este gas dañara al revestimiento, no se conoce, pero sí que existiera el peligro de que causara dificultades, por lo que se deberá poner especial cuidado en preveer esta posibilidad. Ordinariamente, una envoltura de fieltro de 15 libras de peso, se usa como cubierta exterior con esmaltes calientes. Sobre ésto, en los últimos años se ha desarrollado una cubierta de unicamente 8 libras de peso.

Para prevenir en esta cubierta el excesivo desgarramiento, ha sido reforzada con el uso de fibras de vidrio extendiendose paralelamente a la cubierta. Mientras que ésta cubierta tiene la resistencia tensil de un fieltro de 15 libras, es dudoso que tenga su misma resistencia a la abrasión. Especial cuidado se deberá tener para asegurar que la cubierta seleccionada, sea la apropiada para el esmalte que va ser aplicado.

De este modo, si un esmalte de alquitrán de hulla va a ser utilizado, la cubierta deberá ser saturada con un adelgazador de alquitrán de hulla, y cuando un esmalte de asfalto se va a utilizar, se deberá emplear una cubierta saturada con un adelgazador de asfalto.

e) Cubierta exterior de vidrio

La cubierta exterior de vidrio es una película gruesa de fibra de vidrio saturada, con adelgazador compuesto de alquitrán y asfalto. Se aplica de igual manera que el fieltro de asbesto sobre el recubrimiento de esmalte caliente.

Para este tipo de cubierta se tiene un fieltro que es de acabado, cuyo nombre comercial es vidromat, se fabrica partiendo de una malla de monofilamentos de vidrio con refuerzo longitudinal, muy similar al vidrio flex. Esta malla base de fibra de vidrio, se impregna con un bitumen de calidad y alto punto de fusión.

Esta diseñado para proporcionar una muralla resistente y flexible sobre el recubrimiento anticorrosivo, que absorbe la mayor parte de los esfuerzos cortantes del suelo, al irse compactando después de enterrada la tubería revestida.

La porosidad que tiene le permite la exudación del esmalte caliente, en la propia aplicación, a través de los poros; así no queda ni aire ni gases atrapados entre el fieltro y el esmalte, y además permite un anclaje mecánico superior.

f) Envoltura exterior de vidrio

Cuando la tubería es revestida en planta, se aplica una cubierta exterior de papel sobre la envoltura de fieltro para protegerlo durante el embarque, traslado y tendido de la tubería.

En algunos casos como son los trabajos sobre zanja, también es usado para resistir el daño que puede causar el relleno sobre el revestimiento. El papel tiene un tiempo de duración relativamente corto, cuando es instalado bajo tierra, porque se deteriora muy fácilmente por la acción bacteriológica.

El papel no se deberá aplicar sobre, e integrado al esmalte. Si la tubería está expuesta a períodos alternados de humedad y resequedad, el papel tenderá a encogerse, y de este modo, tirará de él y despegará el esmalte del metal.

g) Cubierta interior de vidrio

El vidrio en forma de unos sencillos filamentos proyectados al azar, y unidos con algún tipo de material aglutinante, forman parte de la cubierta que es utilizada en aplicaciones de esmalte caliente. Suficiente tensión se deberá aplicar a esta cubierta para hacer que se adhiera al esmalte; pero no através del esmalte hasta la superficie del metal; es decir, adicionar resistencia al esmalte y reducir la tendencia al colgamiento, y ofrecer más resistencia a la penetración. Se deberá tener cuidado de asegurar que la fibra de vidrio esté completamente saturada con el esmalte caliente. A menos que esto se realice, es posible que por acción capilar se introduzca agua dentro del esmalte, donde el vidrio está expuesto.

h) Rock Shield

Este material esta hecho de fragmentos sobrantes de la manufactura de asbesto para techo, y está formado en hojas de diferentes longitudes, anchos y espesores, y es utilizado como un protector adicional al rededor de la tubería revestida, donde una considerable cantidad de rocas se encuentran en el material de relleno, o donde la tubería será manejada con rudeza consecuente del terreno. Estas hojas en razón de su espesor no se pueden enrollar al rededor de la tubería, pero se instalan en la forma de hojas que se aseguran envolviendo a la tubería con flejes metálicos o de fibra de vidrio, solamente en aquellas zonas donde se considera que la formación es bastante cortante y pueden enterrarse facilmente en el esmalte que está protegido, ver figura 4.11.



Figura 4.11: El rock shield protege a la tubería en suelos rocosos.

En las zonas donde se tiene un medio suave y no hay rocas no se aplican estas envolventes.

i) Protección de coples

Cuando se utilicen coples tipo DRESSER para unir los tramos de tubería, éstos deberán ser protegidos utilizando moldes especiales removibles que se ajusten alrededor de la mitad inferior del tubo. En seguida se chorrea esmalte caliente en la parte superior hasta que el molde se llene, se abre después la válvula en la parte más baja del molde para extraer el exceso de esmalte, el cual, será recogido en una cubeta y regresado a la caldera de calentamiento.

Las áreas sin recubrimiento adyacentes al copele deberán ser limpiadas, imprimadas y esmaltadas con los mismos materiales utilizados en la protección del copele, figura 4.12.

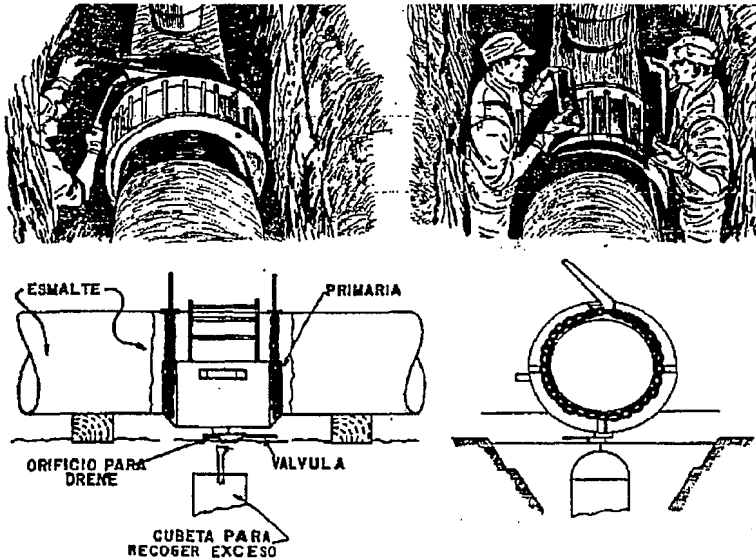


Figura 4.12: Recubrimiento de coples mecánicos.

Todo el esmalte calentado a temperaturas superiores a las que se especifican deberá ser descartado. La temperatura requerida por el esmalte para proporcionar el espesor especificado, deberá ser mantenida constante durante todo el tiempo que requiera la aplicación.

Todas las calderas deberán estar equipadas con coladores de salida, para evitar que pasen impurezas o cualquier material extraño a la máquina esmaltadora. Estos coladores deberán tener una malla no mayor de 1/16" (1.59 mm), y estar colocados de tal manera que sea fácil su remoción para limpieza, figura 4.13.

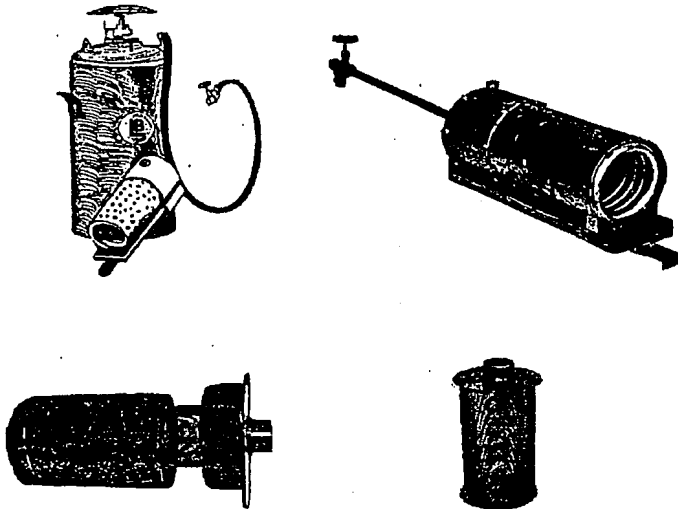


Figura 4.13: Coladores para calderas.

Dependiendo del diámetro y de las condiciones de operación, la tubería recubierta se hará descansar sobre polines acondicionados de tal forma que ocasionen el menor daño posible al revestimiento.

Las reparaciones de los lugares donde la tubería haya descansado sobre los polines son sencillas y económicas. Estas reparaciones son casi inevitables y se efectuarán durante el bajado seguidas de su inspección eléctrica.

j) Aplicación del esmalte en los extremos de los tubos

Cuando los esmaltados se hacen en planta se debe dejar una banda de 30 cm aproximadamente de ancho, en ambos extremos del tubo, libre de protección anticorrosiva que permita el manejo de tubos en planta y en el campo, hacer la unión de los tubos sin peligro de dañar la cubierta. Esta banda deberá ser esmaltada en la línea bajo todos los lineamientos de limpieza, aplicación y pruebas, realizando este trabajo a manos por obreros especializados, y con la herramienta apropiada, como cepillos de alambre, rasquetas, cubetas, etc.

Espesor de películas

Para realizar la medición de la película húmeda se deberá usar un medidor semejante al que se muestra en la figura 4.14 que es de lectura directa.

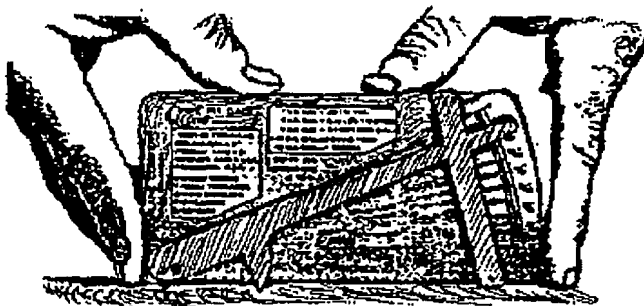


Figura 4.14: Medidor de espesor de recubrimiento.

El instrumento se coloca perpendicular a la superficie y al espesor del recubrimiento y se lee directamente. Si el calibrador se usa para determinar espesores de películas húmedas, de capas subsecuentes a la primera, se debe tener cuidado que las capas inferiores parcialmente endurecidas no sean apretadas bajo la presión del calibrador, dando consecuentemente lecturas más altas. En el caso de que se haya utilizado un adelgazador para obtener la viscosidad óptima del esmalte, no se podrá obtener el espesor en forma directa, porque será de baja precisión, para ello se usará la siguiente ecuación:

$$e.p.h. = e.p.s. * \frac{100}{100 * (v + c)}$$

donde:

e.p.h.: Es el espesor de película húmeda.

e.p.s.: Es el espesor de película seca.

v: Es el porcentaje de volátiles del producto.

c: Es el porcentaje de adelgazador agregado para ajustar a la viscosidad óptima.

Para medir el espesor de película seca se podrán emplear calibradores de tipo magnético, de tipo óptico o de tipo electrónico.

Inspección eléctrica del recubrimiento anticorrosivo

Después de ser ejecutadas las diferentes fases del recubrimiento, el constructor debe inspeccionar toda la cubierta del tubo o de la tubería, mediante un detector eléctrico de fallas. La tubería se deberá reparar satisfactoriamente, y vuelta a inspeccionar, las veces que sea necesario, en las figuras 4.15 y 4.16, se muestra el equipo.

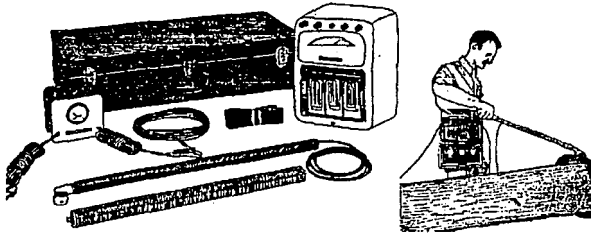


Figura 4.15: Detector eléctrico de fallas en el recubrimiento.

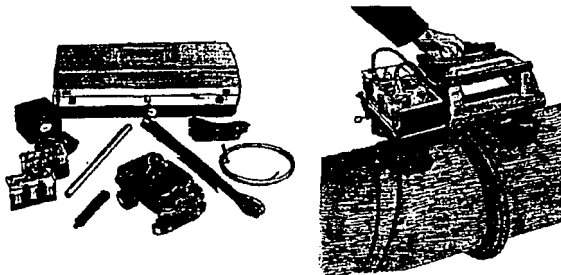


Figura 4.16: Detector eléctrico de fallas en el recubrimiento.

El equipo eléctrico usado para probar el esmaltado 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, que sean fácilmente notables ambas señales. El electrodo debe ser completado con un electrodo de resorte en espiral. La potencia de entrada no debe ser mayor de 20 watts, y la frecuencia mínima de la tensión, de 20 ciclos por segundo. La conexión a tierra 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 ambos a una tierra común. El metal del tubo si no está en contacto con la tierra, usualmente se conecta a tierra por una varilla conductora.

El detector puede en muchos casos, ser efectivamente conectado a tierra por medio de un cable flexible desnudo de 9 metros de largo, que se conecta a la terminal del detector, y que se arrastra a lo largo de la superficie del tubo. 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 el potencial eléctrico se aplica a la superficie de la cubierta. El electrodo debe mantenerse en contacto con la superficie cubierta todo el tiempo, y no debe deformar o ser desfavorable a la cubierta. No debe moverse hacia atrás y hacia adelante excesivamente, menos aún sobre una cubierta débil, para prevenir la causa de una disminución posible en el espesor de la cubierta. La velocidad de viaje de un detector aplicado a cubiertas anticorrosivas en tuberías, no debe ser mayor que la velocidad de paso de un hombre.

Una excesiva humedad de cualquier material electricamente conductivo, dentro o sobre la superficie del sistema de la cubierta, puede hacer 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. Los electrones deben ser conservados libres de materia que los cubra, y en condiciones mecánicas que aseguren el contacto con la superficie de las cubiertas protectoras en todo tiempo. El alambre rastreador debe conservarse libre de materia que lo cubra, y en tales condiciones que se mantenga en 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 probados con frecuencia, ajustando a cero.

El detector debe ser ajustado no menos de 3 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 jornada, que el aparato no tiene desajustes.

Ahora bien, también se debe de saber como se determina la tensión de operación del detector. Se selecciona una porción de revestimiento anticorrosivo en el traslape del fieltro, aproximadamente a 40 cm del extremo del tubo. Esta localización representa el espesor máximo 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 cesa de detectar el conocido agujero. Colocar una tira de fieltro de asbesto seco, saturado con alquitrán de hulla, de 15 lb/1,000 pies sobre el agujero; muevase el electrodo del detector de atrás para adelante y lentamente incrementese la corriente, hasta que el detector comience a registrar el agujero.

Una vez efectuado el ajuste del aparato, debe aplicarse el recubrimiento en producción; cualquier agujero en el esmalte o falla, es indicado por una chispa entre el electrodo y la superficie del metal, y por la señal audible y la luminosa. Estas fallas se marcan sobre la superficie del revestimiento. Para repararlas, se corta una área de esmalte al rededor del agujero, y se aplican de nuevo los materiales en la forma especificada.

La inspección eléctrica (detección de agujero), es una prueba de continuidad de una cubierta protectora. Este tipo de inspección no proporciona información concerniente a la resistencia de la cubierta, adhesividad, características físicas, o la calidad de la cubierta. Esta inspección detecta burbujas, ampollas vacías, grietas, puntos delgados e inclusiones extrañas o contaminantes contenidos en la cubierta, que son de tal tamaño, cantidad o conductividad, en cuanto a la importancia de disminuir la resistencia eléctrica o la resistencia dieléctrica de la cubierta. Un detector es un aparato para localizar discontinuidades en la cubierta protectora.

Cuando la tubería recubierta vaya a permanecer expuesta a la intemperie por períodos de tiempo más o menos largos, es recomendable aplicarle una lechada de cal para reflejar los rayos solares y proteger así el recubrimiento.

Los siguientes párrafos pueden explicar algunos de los problemas que se pueden presentar que no existen en los manuales, pero que sí ocurren en la práctica.

Un considerable número de defectos son captados por un detector tan pronto como se arranca la máquina esmaltadora.

Conviene que ambos, máquina y detector, se encuentren a corta distancia (unos 30 metros) una del otro. La mayoría de las pinturas primarias contienen una ligera cantidad de humedad, cuando ésta excede del 2% puede provocar muchos problemas, esto ocurrirá mientras se use una pintura primaria inerte.

Las pinturas son más frecuentes en el domo y en la parte alta de los costados de la tubería, donde el esmalte está a mayor temperatura, por lo que hay que volver a aplicar una nueva pintura primaria.

Fallas mecánicas.- Cuando la máquina esmaltadora es puesta en operación, algunas de sus partes podrán rozar el tubo causando con esto que la capa de esmalte sea más delgada, o que sea eliminada. Esto se podrá evitar vigilando continuamente la operación.

Fallas por solventes.- Conforme el esmalte fluye desde la caldera hasta la máquina esmaltadora, se produce desprendimiento de vapores provenientes de algunos líquidos volátiles contenidos en el esmalte, que se evaporan a causa del calor. Este solvente se acumulará en la estructura de la máquina esmaltadora, y caerá después sobre el revestimiento del tubo. Cuando el detector pasa a lo largo de la tubería por encima de las manchas, éstas indicarán una falla en el revestimiento. La solución a este problema será, mantener limpia la máquina esmaltadora para evitar que el solvente caiga sobre el revestimiento.

Fallas ocultas por la envoltura.- Los fieltros de asbesto saturado utilizados como cubiertas en las tuberías pueden absorber una cierta cantidad de humedad. Si el contenido de humedad es alto, puede provocar vapor cuando el esmalte caliente se pone en contacto con el.

Cuando el vapor es atrapado debajo de la cubierta, dará lugar a la formación de una ampolla que reventará el esmalte desde la superficie del tubo.

Conservar el fieltro almacenado en un cuarto con buen techo, cuidando de que no esté en contacto directo con el piso de cemento o de tierra. Si el fieltro se ensucia o humedece habrá que desecharlo. Si el material utilizado para saturar el fieltro de asbesto contiene demasiado naftaleno, éste tenderá a formar cristales blancos sobre la envoltura del fieltro, los cuales se evaporarán, cuando entren en contacto con el esmalte caliente, y formarán un gas que afectará al esmalte de modo similar al vapor debido al contenido de humedad. Se podrá también por este motivo, causar la pérdida de solventes suficientes para hacer que el material de saturación se vuelva quebradizo, y con ésto, que el filtro se rompa fácilmente cuando está en uso.

Los fieltros de asbesto deben ser de un ancho apropiado uniforme, de acabado liso, aplicable en espiral, debiendo traslaparse no menos de 1/2" (12.7 mm), los fieltros deben quedar bien alisados, sin que el esmalte salga por la junta de trasape, debiendo estar también libres de arrugas y discontinuidades. Con el fin de descubrir puntos donde la abrasión o golpes durante la construcción, o el transporte, hayan dañado el revestimiento, los tubos pueden recibir una envoltura con papel de estraza, pegado con esmalte a intervalos determinados. En línea este tipo de envoltura es menos común que en planta.

La construcción final resultante de esta protección debe ser: pintura primaria, esmalte y refuerzos de fibra de vidrio, fieltros de asbesto, encalado o envoltura de papel de estraza. El tubo en planta no debe ser rolado o soportado sobre su revestimiento mientras no enfríe a la temperatura ambiente.

Acondicionamiento del fondo de la zanja

Algunas veces se permite bajar la tubería recién esmaltada directamente a la zanja, al efectuar dicha operación se utiliza agua para enfriar el esmalte y mojar el fondo de la zanja, con el objeto de evitar al máximo daños al recubrimiento. Esta acción proporciona un ahorro en el tiempo de instalación, pero para asegurar al revestimiento se recomienda que primero se baje la tubería sobre polines donde se enfria el esmalte, se inspecciona y se repara antes del bajado definitivo a la zanja.

Si por alguna razón se baja la tubería directamente a la zanja, se tendrá un cuidado especial para evitar que toque las paredes de la misma. Si llegan a ocurrir daños a ésta se tendrá que sacar y repararla nuevamente, es por ésto que no conviene querer ahorrar tiempo porque éste puede incrementarse.

Una de las operaciones más importantes de la instalación y recubrimiento de la tubería es sin duda la preparación correcta de la zanja. Además, tal preparación permite una distribución uniforme del peso de la tubería sobre el fondo de la zanja, evitando daños posteriores al recubrimiento, ocasionados por punción o aplicación de esfuerzos localizados, debidos a irregularidades en la zanja o en el material de relleno. Por ningún motivo se permitirá dejar caer la tubería de los polines al suelo, o manejarla en tal forma que ocasione daños al recubrimiento. Deberá permanecer ésta en los polines hasta que se haga la inspección final y se baje a la zanja.

La tubería deberá manejarse con bandas de lona o hule, del ancho suficiente para que no deje marcas en el recubrimiento o lo corte. No se permitirá que las bandas presenten protuberancias tales como remaches e imperfecciones, en el área que estará en contacto con el recubrimiento. Además de las bandas se puede utilizar equipo especialmente diseñado para este objeto; sin embargo, se tendrá especial cuidado de verificar que tal equipo no dañe el recubrimiento durante la operación de bajado.

No se usarán cadenas, ganchos, barras o cualquier otra herramienta que pueda deteriorar el recubrimiento.

Salvo que se especifique otra cosa, cuando el terreno sea rocoso, de tal manera que el fondo de la zanja no sea uniforme y que la tierra que se utilice para el llenado de la misma contenga demasiadas piedras, dicho fondo tendrá que ser acolchonado con una capa de 6" (15.24 cm) de arena o tierra fina.

La tierra para el llenado de la zanja deberá estar libre de desperdicios, como envases vacíos o rotos, cepillos y herramienta descartada, polínes, rocas, etc. Antes de bajar la tubería se deberá verificar que el fondo de la zanja esté limpio de piedras, derrumbes de las paredes de la zanja u otras obstrucciones.

Los materiales bituminosos que constituyen el esmalte tienen tendencia a fluir en frío cuando se les aplica presiones localizadas excesivas; estas presiones son ejercidas por piedras, rocas u otros materiales duros con ángulos agudos.

En tales lugares y después del bajado de la tubería, ésta tendrá que ser cubierta también, con una capa de arena o tierra fina que cubra hasta 6" (15.24 cm) arriba de la parte superior del tubo.

Existen en el mercado una gran variedad de productos que se utilizan para recubrir las tuberías, y evitar de esta forma el ataque que sufren éstas por los agentes corrosivos. A continuación se mencionarán algunos de estos productos que se utilizan, tales como primarios, acabados y recubrimientos, se describirá de estos las características que tienen así como los componentes por los que están formados, también la combinación que se debe hacer de los primarios con los recubrimientos para obtener resultados más satisfactorios en el campo:

- RP-2.- Primario de cromato de zinc, vinil-alquidálico.
- RP-3.- Primario de zinc 100% inorgánico poscurado.
- RP-7.- Primario o enlace vinil epóxico modificado.
- RP-9.- Primario de hule clorado.
- RA-20.- Esmalte alquidálico brillante.
- RA-21.- Acabado epóxico catalizado.
- RA-22.- Acabado vinílico de altos sólidos.
- RA-26.- Acabado epóxico catalizado de altos sólidos.

- RA-27.- Acabado de hule clorado.
- RA-28.- Acabado de poliuretano.
- RE-30A.- Recubrimiento para altas temperaturas (80 a 260 °C).
- RE-30B.- Recubrimiento para altas temperaturas (260 a 560 °C).
- RE-31A.- Recubrimiento antivegetativo de óxido cuproso.
- RE-31B.- Recubrimiento antivegetativo de tóxicos organometálicos.
- RE-34.- Recubrimiento apóxico amínico para interior de gasoductos.

Las especificaciones de los recubrimientos anticorrosivos son las siguientes:

RP-2

Primario de cromato de zinc

Es un primario a base de cromato de zinc, óxido de hierro y resina vinil-alquídica. Es un inhibidor a la corrosión en ambiente húmedo sin salinidad.

Debe aplicarse sobre superficies metálicas previa limpieza con chorro de abrasivo, acabado tipo comercial. En los casos en que no se pueda efectuar ésta, se puede usar sobre superficies preparadas por métodos manuales.

Se debe aplicar en lugares bien ventilados por aspersión o brocha de pelo. Debe usarse como adelgazador una mezcla de 25% de xileno y 75% de metil-isobutilcetona, no debe usarse gas nafta. Debe usarse un acabado de esmalte alquídico, RA-20, que debe ser aplicado antes de 72 horas, o un poliuretano RA-28, que debe aplicarse entre una y 24 horas después de efectuada la mezcla.

Las pruebas químicas deben efectuarse después de 24 horas de secado duro del recubrimiento.

Al término de la prueba y después de 2 horas de recuperación, el recubrimiento no debe mostrar ablandamiento, agrietamiento o pérdida de adhesión.

RP-3

Primario de zinc 100% inorgánico tipo poscurado

Se refiere a un primario 100% inorgánico de zinc, cuyo curado o insolubilización se efectúa por medio de una solución curadora ácida, aplicada posteriormente.

Es duro y resistente a la abrasión, a los ambientes salino, marino, húmedo con o sin salinidad y gases derivados del azufre, a los destilados tratados y a los aromáticos, con excepción de hidrocarburos clorados en presencia de humedad.

Debe aplicarse sobre superficies metálicas de hierro o acero previa limpieza con chorro de abrasivo a metal blanco, se puede usar solo sin acabado y como primario de un sistema, dependiendo de las condiciones ambientales. Si se emplea solo, no se recomienda para inmersión en soluciones acuosas sin complementarlo con protección catódica.

En lugares bien ventilados y por aspersión, no debe usarse adelgazador y el equipo empleado debe contar con agitación. Debe aplicarse cuando en el ambiente se tenga hasta 80% de humedad relativa como máximo, y al menos ésta se conserve durante las primeras 6 horas después de aplicado el recubrimiento.

Se pueden usar los siguientes acabados: epóxico catalizado, epóxico de altos sólidos, vinílico altos sólidos y vinil acrílico, RA-21, RA-26, RA-22 y RA-25, respectivamente. Estos dos últimos, previa aplicación enlace vinil epóxico modificado.

Este producto está formado por tres componentes envasados por separado, los cuales son los siguientes:

Componente 1: Pigmento, polvo de zinc.

Componente 2: Vehículo.

Componente 3: Solución curadora, debe ser proporcionada en envase de plástico.

El revestimiento consiste en una mezcla de polvo fino de zinc y minio, y un vehículo de silicato inorgánico envasados por separado. El polvo y líquido contenidos en sus envases en las cantidades adecuadas forman al ser mezclados, el revestimiento listo para su uso. La solución ácida curadora, contiene un clorato fugaz a la luz, que desaparece al cabo de 30 minutos de exposición a los rayos directos del sol, y se debe aplicar entre 2 y 4 horas después de aplicado el revestimiento. Pasadas 24 horas después de haberse aplicado la solución curadora se debe lavar la superficie con agua dulce, limpiando con cepillo de raíz.

RP-7

Primario vinil epóxico modificado

Es un primario a base de pigmentos inhibidores de plomo, óxido de hierro inertes y un vehículo vinílico con modificación de éster epóxico. Se refiere también a una capa de enlace de la misma composición química, excepto por el contenido de los pigmentos inhibidores de plomo, para aplicación sobre primario inorgánico de zinc. El primario junto con el enlace se proporcionan en un envase ya listo para usarse.

Tiene una gran adherencia, gran compatibilidad con diversos recubrimientos, excelente capacidad para detener la corrosión bajo película, resistente al ambiente húmedo con o sin salinidad y gases derivados del azufre e inmersión en agua potable.

Se debe usar sobre superficies metálicas de hierro y acero, con una limpieza previa con chorro de abrasivo con acabado tipo comercial. Sin los pigmentos inhibidores se usa como capa de liga o enlace sobre primarios inorgánicos de zinc, que se encuentran completamente curados. Se debe aplicar en lugares bien ventilados y por aspersión.

Como adelgazador se mezcla 60% de metil isobutil cetona y 40% de xileno en volumen.

Preferentemente se usan acabados vinílicos, cuando se utiliza como enlace o capa de liga sobre primarios inorgánicos de zinc, se usan acabados vinílicos, vinil-acrílico o antivegetativos, RA-22, RA-25 y RE-31 respectivamente. Las pruebas químicas deberán hacerse después de 72 horas de aplicado el recubrimiento. Después de 2 horas el recubrimiento no deberá mostrar ablandamiento, ampollamiento, agrietamiento o pérdida de adhesión.

RP-9

Primario de hule clorado

Se refiere a recubrimientos primarios a base de pigmentos inhibidores y resinas de hule clorado plastificadas.

Buen inhibidor a la corrosión en ambiente húmedo con o sin salinidad y gases derivados del azufre, es compatible con diversos tipos de recubrimiento, resistente a atmósferas corrosivas ácidas y alcalinas, a detergentes y a ciertos agentes oxidantes, presenta buena adhesión al acero y al cemento, se recomienda su uso en estructuras continuamente húmedas o sumergidas en agua dulce o salada.

Se debe usar sobre superficies metálicas previa limpieza, preferentemente con chorro de abrasivos a metal blanco. Se debe aplicar en lugares bien ventilados por aspersion o brocha de pelo. Se recomienda un adelgazador como el xileno.

Se debe usar un acabado de hule clorado RA-27, el cual debe ser aplicado antes de 24 horas. Las pruebas deben ser después de 72 horas de aplicado el recubrimiento, no deberá mostrar ablandamiento, ampollamiento, agrietamiento o pérdida de adhesión.

RA-20

Esmalte alquidálico brillante

Se refiere a un recubrimiento de acabado a base de resina alquidálica y pigmentos. Es duro, brillante, con buena flexibilidad, adherencia y humectación, es resistente a la intemperie con buena retención de calor y brillo. No resiste ácidos, álcalis ni solventes, preferentemente se usa en ambientes secos y húmedos sin salinidad, se aplica exclusivamente sobre el primario cromato de zinc RP-2. Su uso básico es como acabado para instalaciones y equipo, como adelgazador se recomienda gas nafta.

Las pruebas deben efectuarse después de 7 días de aplicado el recubrimiento y secado al aire. Al término de las pruebas y después de dos horas de recuperación, el recubrimiento no debe mostrar ablandamiento, ampollamiento, agrietamiento o pérdida de adhesión.

RA-21

Acabado epóxico catalizado

Se refiere a un recubrimiento de acabado a base de resinas epóxicas, pigmentos colorantes inertes (componente epóxico), que endurece por adición de un reactivo químico de resinas poliamídicas (componente poliamídico), envasado por separado en proporción de 2 a 1 en volumen.

Proporciona un acabado brillante duro y con gran resistencia a las condiciones de exposición en ambiente marino, salino, húmedo, con o sin salinidad y gases derivados del azufre. Se debe usar sobre los primarios siguientes: RP-3, RP-4 y RP-6, inorgánico de zinc postcurado, autocurante y epóxico catalizado respectivamente.

En lugares bien ventilados y por aspersión, debe aplicarse entre 1 y 8 horas después de efectuada la mezcla. Debe dejarse un tiempo mínimo de 4 horas y máximo de 24 entre la aplicación de la primera y segunda mano.

Adelgazador recomendable, una mezcla de 80% de metil isobutil cetona y 20% de xileno.

RA-22

Acabado de altos sólidos

Es un recubrimiento de altos sólidos a base de resinas vinílicas, plastificantes, pigmentos colorantes inertes y solventes.

Forma una película de color mate, dura, de una alta resistencia mecánica, con excelente resistencia a las condiciones de exposición a ambiente salino, húmedo con o sin salinidad y gases derivados del azufre, ambiente marino y también al agua potable.

Se debe usar sobre primarios RP-3 y RP-7, inorgánico de zinc y vinil epóxico modificado como primario y como enlace. Las pruebas químicas se deben efectuar después de 48 horas de aplicado el recubrimiento.

RP-26

Acabado epóxico catalizado de altos sólidos

Es un recubrimiento de acabado de altos sólidos a base de resinas epóxicas, solventes y pigmentos (componente epóxico) que endurece por adición de un reactivo químico de resinas poliamídicas, solventes y pigmentos reforzados (componente poliamídico), embasados por separado en proporción de 2 a 1 en volumen.

Proporciona un acabado duro con resistencia excelente a las condiciones de exposición en ambiente salino, húmedo con o sin salinidad, debe usarse sobre primario RP-3.

RA-27

Acabado de hule clorado

Es un recubrimiento a base de resinas de hule clorado plastificantes, pigmentos colorantes y solventes. Forma una película de alta permeabilidad con excelente resistencia a la exposición a ambiente salino y húmedo. Se debe usar sobre primario RP-9.

RA-28

Acabado de poliuretano

Es un recubrimiento de acabado a base de un componente de poli-isocianato, pigmentos colorantes e inertes que endurecen por adición de un reactivo químico a base de resinas con grupos hidroxilos libres, envasados por separado en proporción de 3 a 1, proporciona un acabado brillante de secado rápido. Es duro, impermeable, con buena flexibilidad y adherencia, es excelente cuando se encuentra a la intemperie, presenta resistencia a la abrasión, al impacto y a la exposición a ambiente salino.

RE-30

Recubrimiento para altas temperaturas

Dentro de éstos se encuentran dos, el primero de ellos es el de tipo "A" con un vehículo a base de resinas de cumarona y aceite de linaza, pasta de aluminio y silica coloidal. En el tipo "B" el vehículo es a base de resinas de silicón 100% sin modificar y pigmentos de aluminio en pasta, las cuales deben ser según la tabla de temperatura correspondiente. Proporciona un acabado brillante, tienen excelente resistencia a temperaturas continuas de acuerdo con los siguientes valores:

- a) El tipo "A" de 80 hasta 260 ° C.
- b) El tipo "B" de 260 hasta 560 ° C.

El tipo "B" puede soportar hasta 800 ° C en forma intermitente.

RE-31

Recubrimiento antivegetativo

Son dos recubrimientos antivegetativos, el primero de ellos tipo "A", con un vehículo a base de resinas vinílicas de brea y un pigmento tóxico de óxido cuproso. El tipo "B" con un vehículo a base de resinas vinílicas de brea, tóxico organometálicos.

El tipo "A" proporciona un acabado duro de textura fina, con excelentes propiedades tóxicas que impiden el desarrollo de organismos en superficies en inmersión continua en agua.

El tipo "B" proporciona un acabado terso con excelentes propiedades tóxicas, que impiden el desarrollo de organismos en superficies, en inmersión continua en agua.

Se debe aplicar este recubrimiento sobre un sistema de una mano de primario inorgánico de zinc postcurado RP-3, dos manos de enlace vinil epóxico modificado RP-7. Para su aplicación se debe de usar equipo de protección respiratoria y ocular.

RE-34

Recubrimiento especial epóxico-aminico para interior de gasoductos

Es un recubrimiento a base de resinas epóxicas, que endurece por adición de un componente ducto-amínico, envasados por separado y mezclados en proporciones de 4 partes de componente epóxico y de una parte de componente ducto-amínico. Tiene excelentes propiedades de adherencia, humectación, tersura y resistencia al ambiente húmedo con o sin salinidad.

Se debe aplicar en el interior del gasoducto con previa limpieza de la superficie metálica con arena muy fina, preferentemente con chorro de abrasivo.

ESTA TIRA NO DEBE
SALIR DE LA BIBLIOTECA

No

Exista

Pagina

CAPITULO V

PROTECCION CATODICA

No

Existe

Página

PROTECCION CATODICA

Como ya se ha mencionado en los capítulos anteriores, todos los materiales tienen la tendencia de cambiar al estado bajo el cual son más estables. La gran mayoría de los materiales estructurales, se han obtenido después de procesos de transformación de sus respectivos minerales, consumiéndose en dichos procesos, cantidades considerables de calor o energía eléctrica para obtener el metal. En consecuencia, siendo la corrosión el proceso inverso a la obtención del metal, no requiere el empleo de energía, procediendo en la mayoría de los casos en forma espontánea.

Uno de los materiales más importantes en la industria de la construcción es el hierro, el cual se emplea en sus diversas aleaciones.

Una de las medidas más importantes para evitar la corrosión del hierro y sus aleaciones es la aplicación de protección catódica, por lo tanto, el presente estudio se referirá de manera especial a la aplicación de protección catódica.

Uno de los métodos más efectivos de que se dispone, a fin de mitigar o detener la corrosión en tuberías, estructuras, etc., ya sean subterráneas o submarinas, es el basado en mantener las mencionadas tuberías, estructuras, etc., en un estado catódico, de ahí el origen del nombre de este método de protección, figura 5.1.

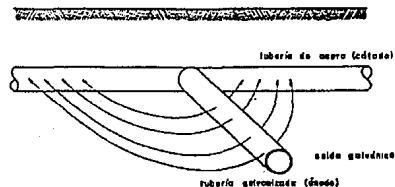


Figura 5.1: Tubería en estado catódico.

Para conseguir llegar a tal estado es necesaria la impresión de una corriente protectora, de manera que la corrosión se detenga cuando la corriente natural del ánodo se reduce a cero o se invierte.

Se llega a esta condición cuando el potencial de la tubería con respecto a una media celda en los límites de la celda corrosiva, es más negativo que el potencial de los ánodos.

Para mantener una tubería u otra estructura protegida con protección catódica, es necesario determinar la cantidad de corriente requerida para tal protección, así como el voltaje necesario para hacer fluir esta corriente a lo largo de toda la línea. Se considera que una estructura se encuentra protegida catódicamente, cuando su potencial respecto a una media celda de sulfato de cobre, es de -0.85 volts o 0.80 volts, si el electrolito es agua salada, empleándose para la medición, una media celda de cloruro de plata, la figura 5.2 muestra la media celda.

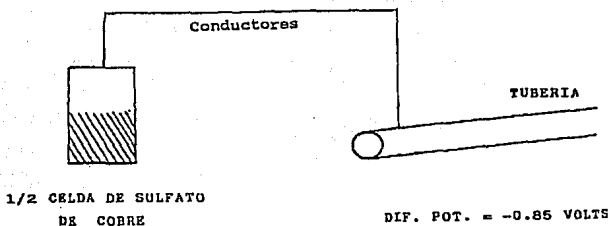


Figura 5.2: Representación esquemática de la media celda y la tubería.

Sin embargo, un gran número de ingenieros en corrosión emplean un criterio diferente, considerando que una estructura se encuentra protegida catódicamente, cuando su potencial es 300 milivolts más negativo que su potencial natural en condiciones aeróbicas, en condiciones anaeróbicas empleando el mismo criterio, cuando se tenga 400 milivolts más negativo que su potencial natural.

Con la finalidad de evitar que la corriente protectora aplicada con los rectificadores, se fugue y vaya a proteger estructuras ajenas a nuestro sistema, se acostumbra la instalación de juntas, coples, niples, etc., que aislen eléctricamente el sistema a proteger. Estas juntas aislantes deberán de instalarse preferentemente a la intemperie, y de no ser esto posible, en pozos de visita que tengan un buen drenaje, o en último caso si la junta necesariamente debe ir enterrada, se le puede aplicar una capa de material bituminoso de una pulgada entre el metal y el suelo.

Antes de proceder al diseño del sistema de protección catódica, es necesario conocer los requerimientos de corriente de la estructura, así como el voltaje necesario para proporcionar dicho amperaje, es conveniente conocer también la resistividad del electrolito. Una vez conocidos estos datos, solo resta proceder a hacer una selección de una o de varias fuentes de corriente directa, así como un análisis económico a cerca de la conveniencia de emplear una u otra fuente.

No se puede contar con fuentes de corriente directa, con la flexibilidad de adaptarse a todas y cada una de las diferentes condiciones que se encuentran en una red de tuberías, sin embargo, se dispone de diferentes fuentes, las cuales son las siguientes:

- a) Instalación de rectificadores en donde se dispone de corriente alterna de bajo voltaje.
- b) Instalación de ánodos galvánicos.
- c) Generadores de corriente directa movidos por motor.
- d) Generadores de corriente directa movidos por molinos de viento.

El empleo de rectificadores es muy común en aquellos lugares en donde se necesitan corrientes de cierta consideración, como por ejemplo: líneas de conducción, protección a muelles, instalaciones marinas, etc. Cuando se instalan rectificadores para la protección de líneas nuevas con un buen recubrimiento, con tan solo una unidad se pueden proteger varios kilómetros de tubería. El rectificador está complementado con una cama de ánodos inertes que generalmente son de grafito, cuyo número varía de acuerdo con la magnitud de la corriente del rectificador. Estos ánodos se siembran, por lo general, en posición vertical, estando rodeados con un relleno de carbón de coke granulado, que aumenta el tamaño efectivo del ánodo y facilita el contacto entre éste y el suelo circundante. Estos ánodos reciben la corriente directa del rectificador, y la terminal negativa se conecta a la estructura por proteger, de esta forma la corriente fluye del ánodo a través del electrolito a la tubería, la corriente entonces regresa por la tubería hasta la terminal negativa del rectificador cerrándose así el circuito.

En suelos y aguas de alta resistividad, el voltaje aplicado debe ser más alto que en medios de baja resistividad.

La fuente de corriente directa suele ser un rectificador que suministra corriente directa. Los ánodos para corriente impresa pueden ser de grafito, fierro fundido con alto contenido de silicio, plomo-plata, platino, aceros, etc., los ánodos se instalan enterrados o sumergidos, y según el tipo de material, desnudos o empaquetados con un relleno especial. Los materiales de relleno se utilizan para envolver los ánodos con la finalidad de reducir su resistencia de contacto con el suelo.

En la figura 5.3, se puede apreciar claramente un arreglo de protección catódica empleando un rectificador, así como un circuito fundamental del mismo.

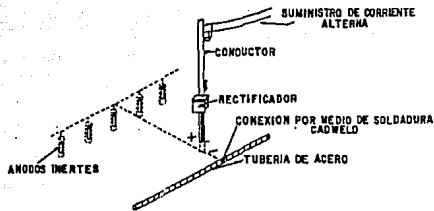


Figura 5.3: Sistema de protección catódica por medio de un rectificador.

Los materiales empleados como ánodos inertes son los siguientes:

- a) Grafito.
- b) Hierro de alto silicio.
- c) Platino.
- d) Aluminio.
- e) Pedacería de acero.

Los ánodos de grafito, son los más empleados para la instalación de camas para la distribución de la corriente protectora, existiendo en dos tipos, uno para suelos comunes, y otro para suelos salinos o agua salada. Los ánodos de hierro al alto silicio son sumamente duros, pero en otros aspectos, como en la resistencia y su comportamiento, son prácticamente iguales a los de grafito, siendo su principal empleo en aquellos casos en que no sea factible el uso de relleno de coque. Los ánodos de platino en forma de alambre podrían ser más usados pero su alto costo lo impide, ya que se incrementan considerablemente los costos. Los ánodos de aluminio generalmente en forma de rodillos de 1/2" (12.7 mm) de diámetro, se emplean por lo común para la protección interior de tanques de agua.

La pedacería de acero se emplea como ánodo inerte, únicamente en aquellos casos en que su transporte y venta para otro empleo, sea completamente antieconómico.

Todas y cada una de las conexiones necesarias para instalar una cama de ánodos inertes, deben quedar perfectamente aisladas del electrolito que rodea a la estructura, empleándose para ello cintas aislantes de la mejor calidad.

Otro método de protección catódica del acero es por medio de ánodos galvánicos, también conocidos como de sacrificio, debido que al proporcionar la corriente protectora, el ánodo se consume o se sacrifica. Al conectar un ánodo galvánico a la tubería por medio de un conductor aislado, se forma una celda galvánica, lo cual causa el flujo de la corriente protectora. Esto puede verse en el esquema correspondiente 5.4.

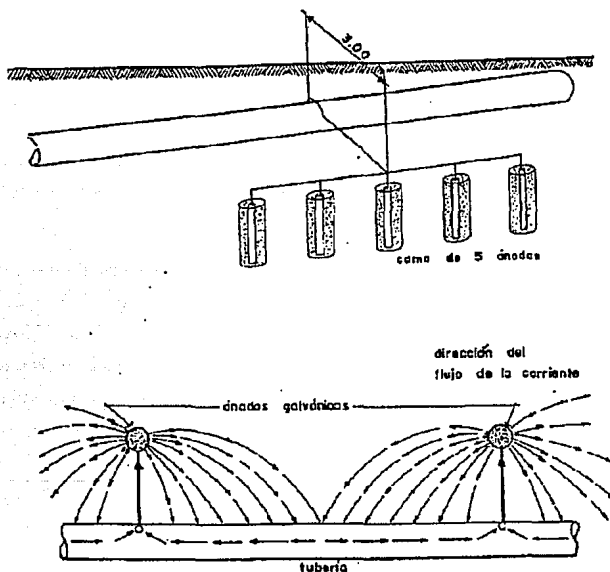


Figura 5.4: Sistema de protección catódica por medio de ánodos galvánicos.

Los metales que más se emplean para la fabricación de ánodos galvánicos son: el magnesio, el aluminio y el zinc, así como sus aleaciones. Dado que cada una de estas aleaciones tienen diferentes voltajes, la selección de cualquiera de ellos, dependerá de los requerimientos de voltaje y de la resistividad del electrolito. De los tres metales mencionados los más empleados son los de aleaciones de magnesio y de zinc. Con el objeto de adaptarse mejor a un empleo específico los ánodos se presentan en varios pesos y formas.

Teniendo el magnesio un mayor potencial que el zinc, es más empleado en electrolitos de resistividad media a alta. En cambio, los ánodos de zinc se emplean preferentemente en electrolitos de baja resistividad. En la figura 5.5 se muestra como se realiza la instalación de los ánodos galvánicos para protección de tuberías.

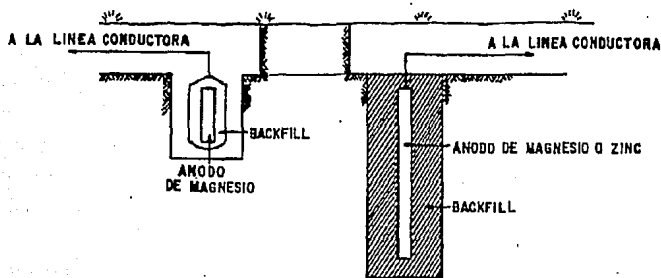


Figura 5.5: Instalación típica de ánodos galvánicos.

Estos ánodos se entierran a una distancia máxima de 3 metros y mínima de 2.5 metros de la tubería a proteger, ya que siendo el potencial de estos ánodos o camas de ánodos, más bien bajo, y siendo la corriente liberada de pequeña magnitud, es conveniente sembrar los ánodos tan cerca de la tubería a proteger, tanto como lo permita una distribución regular de la corriente protectora, con una distancia mínima de 2 metros entre ánodos.

Los ánodos galvánicos se siembran generalmente rodeados de un material que es de baja resistencia, que tiene buena retención de humedad, con lo que el trabajo del ánodo será más uniforme y constante. Este material, que en el caso de zinc y magnesio generalmente consiste de mezclas de yeso y bentonita, recibe el nombre de material de relleno o backfill. Cuando se emplean ánodos de magnesio y de zinc en agua salada, no requieren el material de relleno, éste material de relleno está compuesto de la siguiente manera:

Yeso seco en polvo: 75%

Bentonita seca en polvo: 20%

Sulfato de sodio anhidro: 5%

Agua para saturar la muestra.

En aquellos sitios en que no se cuenta con energía eléctrica para la protección catódica de líneas conductoras de combustibles, ya sea gas o aceite, se emplean generadores movidos por motores que emplean como combustible, el que transporta la línea. Tales unidades ya se encuentran en el mercado, y pueden trabajar sin recibir atención o mantenimiento por períodos hasta de un mes. También existen instalaciones de generadores movidos por molinos de viento, cuya principal desventaja es el alto costo de la batería que necesariamente es de gran tamaño, y debido a las variaciones del clima no garantiza un trabajo del 100% del tiempo.

Debido a que existen un gran número de factores locales que se deben considerar, al hacer el estudio para proteger catódicamente a una línea, muy pocas líneas se protegen con una sóla de las fuentes mencionadas anteriormente. Generalmente lo que se hace es utilizar rectificadores en aquellos lugares en que se dispone de corriente alterna, y para aquellos lugares en que no se cuenta con ella, se utilizan ánodos galvánicos.

En el caso en que sea factible implantar cualquiera de los dos sistemas, se tiene que hacer un análisis económico tanto en los costos de corriente, instalación, mantenimiento, etc., que nos facilite tomar una decisión por uno u otro método, aunque en algunas ocasiones, se ha considerado conveniente proteger catódicamente a una línea nueva, o con una antigüedad no mayor a un año, tan solo por medio de rectificadores, que protegerán un gran tramo de la línea sin ningún problema, por que la protección mecánica que tiene la tubería, se encuentra en condiciones adecuadas, o no ha sufrido daños que puedan dar al recubrimiento discontinuidades que provoquen problemas. Para aquellas tuberías que ya se encuentran instaladas desde hace muchos años, y sin protección, y que llegan a presentar fallas en zonas que son altamente corrosivas, por que la protección mecánica ya se ha deteriorado, es conveniente proteger estos pequeños tramos de tubería por medio de ánodos de sacrificio.

Lo ideal para evitar fallas en las tuberías por la corrosión, sería que inmediatamente después de haber tendido la línea y puesta en operación, se empiecen a realizar los estudios necesarios para poder iniciar los trabajos de protección catódica, ya que esto conduciría a tener en mejores condiciones las líneas conductoras, y sin el peligro de tener que parar en un momento determinado las operaciones, porque se tiene que atender a un problema que pudo haberse evitado antes.

La protección catódica se ha aplicado en una forma bastante intensiva a líneas conductoras en general, como son los gasoductos, oleoductos, poliductos, acueductos, etc., sin embargo su aplicación se ha ido extendiendo paulatinamente, a otros sectores donde también se han obtenido resultados satisfactorios como son: tanques subterráneos, muelles, diques, compuertas, embarcaciones de diversos tamaños, tanques de agua para usos doméstico e industriales, cisternas de barcos petroleros, y podríamos seguir mencionando otros sectores donde actualmente se aplica la protección catódica.

Para poder proteger catódicamente una línea de conducción, es necesario efectuar una serie de estudios y pruebas, de los cuales los más importantes son los siguientes:

- a) Levantamiento de los potenciales naturales a lo largo de toda la línea.
- b) Realizar una serie de pruebas en toda la longitud de la línea, para determinar las necesidades de corriente para todos y cada uno de los tramos de la misma.
- c) Levantamiento de las resistividades del terreno a lo largo de toda la línea. Estos datos localizan los sectores en que se espera se presenten las condiciones corrosivas más severas, así mismo, permiten conocer los lugares más favorables para las siembras de ánodos, ya sea inertes o galvánicos.

Medición de potenciales naturales.- Se usan para pruebas de protección catódica, estudios de interferencia, investigación de corrientes parásitas, conductancia de recubrimientos, localización de áreas anódicas.

Medición de potenciales de protección.- Nos sirven para hacer pruebas de protección catódica, localización de fallas en el cable colector de la cama anódica.

Medición de la resistividad.- Esta se realiza con el fin de conocer la conductividad eléctrica del terreno en contacto con la estructura metálica, de este resultado va a depender la exactitud del diseño. La resistividad del terreno se va a determinar circulando una cantidad conocida de corriente por la tubería, y midiendo el cambio de potencial resultante. Se utilizan cuatro varillas metálicas instaladas en la tierra, separadas de acuerdo a la profundidad deseada y al método empleado. Los instrumentos más usados para medir la resistividad del terreno son el Megger y el Vibroground. En las estructuras metálicas bien recubiertas se miden las resistividades solo en los lugares que se consideran de baja resistividad, tales como zonas pantanosas, agrícolas, etc. En estructuras metálicas pobremente recubiertas se deben de realizar mediciones cada 100 metros, aunque se puede variar dicha distancia según lo amerite el caso. Los valores obtenidos se grafican en papel semilogarítmico de 3 ciclos, tomando el eje logarítmico para las resistividades, y el eje de escala natural para las distancias. Con las gráficas se determinan los puntos críticos que son los que registran los puntos más bajos.

El rango de valores de resistividad del terreno para determinar que tan corrosivo es una zona o un medio ambiente es el siguiente:

- a) De 0 a 1,000 ohms-cm es altamente corrosivo.
- b) De 1,000 a 5,000 ohms-cm es moderadamente corrosivo.
- c) De 5,000 a 10,000 ohms-cm es poco corrosivo.
- d) De 10,000 ohms-cm en adelante es muy poco corrosivo.

A la estructura metálica que se va a proteger, se le aplica una protección mecánica como ya se ha mencionado en el capítulo anterior, y de esta forma hacer más efectiva la protección catódica.

La estructura metálica que se va a proteger, debe quedar eléctricamente aislada de cualquier otro tipo de estructura metálica. Los aislantes eléctricos además de impedir fugas de corriente de protección, dividen a la tubería eléctricamente en secciones, lo que facilita el mantenimiento o el control del sistema de protección catódica. En zonas por ejemplo, de cruzamientos con ríos cuyas longitudes son considerables, deben instalarse juntas aislantes en los extremos de dichos cruces, y de esta forma la sección de la estructura puede protegerse en forma independiente.

Es recomendable que se coloquen aislamientos eléctricos en las siguientes zonas para evitar que la corriente de protección, que se está aplicando a la estructura se vaya al terreno y deje de proteger a ésta:

- a) En la entrada y salida de la tubería a estaciones de medición y/o regulación de presión.
- b) En estaciones de bombeo o de compresión, en la tubería de succión y descarga, o en la línea principal corriente arriba y corriente abajo de las estaciones.
- c) En áreas donde existen corrientes parásitas.
- d) En uniones de tuberías de mayor y menor diámetro para evitar la corrosión galvánica.

- e) En el inicio y final de la tubería que se requiere proteger, para prevenir continuidad eléctrica con otro sistema metálico, en este caso se usan las juntas aislantes monobloc.
- f) En la unión de una tubería descubierta con una que tiene protección mecánica.

En las figuras 5.6, 5.7 y 5.8 se pueden ver los lugares en que se colocan los aislantes eléctricos.

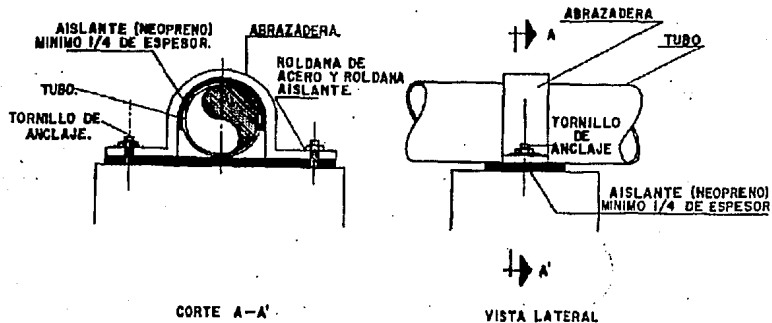


Figura 5.6: Aislamiento en apoyos y abrazaderas.

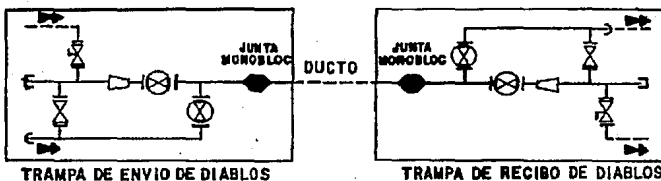
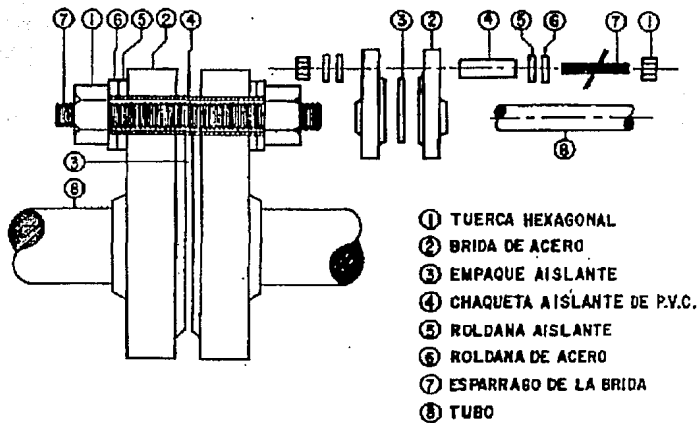


Figura 5.7: Junta aislante monobloc.



NOTAS:

- APRETAR LAS TUERCAS JUSTAMENTE LO NECESARIO.
- LAS CARAS DE LA BRIDA DEBEN QUEDAR PARALELAS.
- NO DEJAR NINGUN DISPOSITIVO AUXILIAR PARA ALINEAR EMPAQUE EN EL INTERIOR DEL TUBO O ENTRE BRIDAS.
- LIMPIAR PERFECTAMENTE LOS ASIENTOS DE LAS BRIDAS.

Figura 5.8: Aislamiento en bridas.

Pruebas de requerimientos de corriente

Estas pruebas que se realizan en el campo, son de gran importancia para determinar las bases de diseño, para relaborar un buen proyecto de protección catódica de una estructura metálica, ya sea que se encuentre enterrada o sumergida.

Estas pruebas consisten en aplicar corriente directa a la estructura metálica que se desea proteger, se realiza una serie de mediciones a través de la línea, que determinarán la cantidad de corriente necesaria que podrá cubrir un tramo de tubería, para que ésta quede protegida catódicamente. También se usan para determinar las atenuaciones de potencial que sirven como base para espaciar los puntos de drenaje, así como para poder calcular el porcentaje de área desnuda, y diseñar el sistema de protección que más convenga. Las pruebas se deben realizar en puntos previamente seleccionados sobre el derecho de vía, (previamente seleccionados) durante un recorrido inicial, considerando principalmente la disponibilidad de energía eléctrica, resistividad del terreno y actividad de corrientes parásitas.

El número de pruebas de requerimientos de corriente la determina el estado del recubrimiento de la tubería.

El desarrollo de la prueba de requerimientos de corriente, el equipo y el material necesario para realizarla, se menciona a continuación:

- a) Una fuente de energía eléctrica directa (máquina de soldar, rectificador portátil, acumulador de automóvil, etc.).
- b) Un voltímetro de corriente directa, con una resistencia interna mínima de 1,000 ohms-volts y con un rango de escalas de 20 mv a 10 v.
- c) Un electrodo de referencia (cobre/sulfato de cobre saturado).
- d) Un derivador de corriente.
- e) Unos conductores eléctricos de diferentes calibres y tipos.
- f) Soldadura por aluminotermia.
- g) Picos, palas, tramos de tubo o chatarra.

El polo negativo de la fuente, se debe conectar a la estructura metálica, intercalando un derivador que sirve para conectar el instrumento de medición de potenciales y corriente, el polo positivo se conecta a una pieza metálica cualquiera, que puede ser tubería de desecho o chatarra, para que muestre una gran área de contacto y facilite la dispersión de la corriente hacia el terreno, esta pieza metálica constituirá el dispositivo provisional de tierra y se deberá enterrar a una distancia mínima de 25 y máxima de 500 metros de la tubería.

Antes de realizar la prueba, se deben soldar las puntas de los conductores eléctricos por medio de soldadura por aluminotermia, a la tubería, a cada 5 kilómetros en el caso de que la tubería cuente con derecho de vía transitable, de no ser así, las puntas se deben instalar en lugares que sean de fácil acceso para realizar la operación. Se debe aislar por medio de un parche perfectamente la conexión entre la punta (alambre de cobre) y el tubo para evitar la pérdida de corriente protectora.

Antes de aplicar la corriente, se deben medir los potenciales naturales en el punto de drenaje y en los puntos de prueba, esto nos indicará el grado de aislamiento y el estado dieléctrico del recubrimiento anticorrosivo de la tubería enterrada. También se debe determinar la resistividad en el lugar donde se instala el dispositivo provisional de tierra.

Es importante para la selección de los puntos de drenaje, la existencia de líneas de conducción eléctrica de los siguientes potenciales (110, 220 y 440 volts), cercanas al lugar donde se efectuarán las pruebas de requerimientos de corriente, sobre todo, si se piensa instalar un sistema de protección a base de corriente impresa. La aplicación de corriente se debe hacer sin exceder el potencial estructura electrolito de -2.5 volts en el punto de drenaje, para no dañar el recubrimiento de la estructura metálica.

Durante todo el tiempo de la prueba se deben medir y anotar los potenciales estructura-electrolito, anotando la hora en que se efectuaron a lo largo de la estructura metálica, suspendiéndose las pruebas en el punto en que se obtiene -0.85 volts, esto mismo se debe aplicar a toda la estructura por proteger. Con los valores así obtenidos se determina el porcentaje de área desnuda y la corriente de protección.

El potencial de estructura-electrolito tiende a subir a un valor máximo constante, mientras que en la tensión y la corriente sucede lo contrario, esto se debe a la estructura metálica, y el tiempo en que ésto se logra, es muy variable dependiendo del estado del recubrimiento y de la resistividad del electrolito.

En sistemas de protección catódica por medio de corriente impresa, se tienen básicamente tres tipos distintos de colocar las camas de ánodos en el suelo.

1) Cama de ánodos a tierra remoto

Este tipo de instalación generalmente se usa para la protección de tuberías desnudas y con recubrimiento, cuando se desea obtener un alcance distante con la corriente protectora. Con este tipo de instalación los problemas de interferencia son mayores, así como los costos de derecho de vía para su instalación.

2) Cama de ánodos a tierra remota con ánodos distribuidos a lo largo de la tubería

Este sistema tiene gran eficacia para la protección de tuberías desnudas en electrolitos altamente corrosivos, cuando la cantidad de corriente requerida es muy alta o cuando la posibilidad de interferencia es un factor primordial.

También se usa este tipo de distribución para la protección de sistemas de tuberías y otras estructuras tales como, las que se encuentran en las estaciones de bombeo, áreas de tanques de almacenamiento y terminales de tuberías. En estos casos los ánodos se instalan en puntos diversos y sin seguir un patrón geométrico; el propósito de tener una instalación de éste tipo, es el de vencer el efecto de interferencia que una estructura puede tener sobre otra.

El costo de una instalación de este tipo es aproximadamente el doble que el de tipo remoto; pero debido a que la resistencia del circuito es menor, el costo de la energía requerida por el rectificador es menor.

3) Cama de ánodos a tierra profunda

Este tipo de instalación se puede utilizar cuando la resistividad del electrolito cerca de la superficie del terreno sea muy alta, o que la interferencia que se cause a tuberías ajenas con un lecho de ánodos a tierra remoto sea crítica. También se puede utilizar cuando sea problemático obtener el permiso de afectación para la instalación, ver figura 5.9.

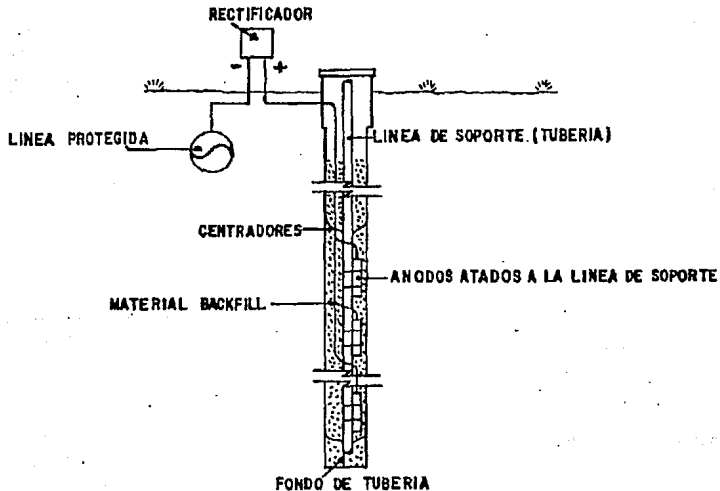


Figura 5.9: Instalación de ánodos en pozos cerrados profundos.

Este tipo de instalación se realiza en un pozo que se taladra a profundidades que pueden llegar a varios cientos de metros. Para reducir la interferencia en estructuras ajenas, la parte superior no debe descargar corriente al electrolito.

El costo de este tipo de instalación es mayor que el de una instalación de tipo remoto. Se tiene como inconveniente que es muy difícil realizar una reparación en el caso de que ocurra una falla en el lecho puesto a tierra.

Las camas anódicas de pozos profundos, tienen ciertas ventajas y desventajas las cuales, deben ser consideradas en el diseño del sistema de protección catódica que se instalará.

Ventajas:

- a) Pueden localizarse en áreas que presenten congestionamiento de estructuras, que provocarían problemas a camas anódicas superficiales o derecho de vía transitable.
- b) Tienen menor resistencia que las camas anódicas superficiales en áreas de alta resistividad.
- c) Distribuyen mejor la corriente.
- d) Se eliminan los posibles daños que pueden presentarse en superficie, por excavaciones y labores agrícolas.
- e) No tiene variaciones por los cambios de humedad en la zona.
- f) El uso de camas profundas de pozos cerrados y pozos abiertos que se diseñan para poder reemplazar los ánodos, facilita la inspección, reparación y reemplazo de los componentes de la cama anódica cuando se requiera.

Desventajas:

- a) Es difícil de efectuar pruebas de requerimiento de corriente.
- b) La instalación de este tipo de cama es más costoso con la misma corriente de salida que una cama superficial.
- c) La inspección, reemplazo o reparación de componentes de la cama, puede ser difícil en instalaciones de este tipo con el pozo cerrado.
- d) La compactación del material de relleno al rededor del ánodo en una cama anódica profunda es difícil de lograr. Una compactación pobre en ausencia de material de relleno, puede causar el deterioro muy rápido del ánodo. Si se utiliza un material de relleno de una alta densidad, se puede lograr la compactación más efectiva.
- e) Pueden requerir de una envolvente especial para prevenir derrumbes.
- f) La determinación del buen funcionamiento de la cama anódica resulta más difícil y menos exacta que una cama anódica superficial.

Para determinar el sitio en el cual se instalará la cama anódica profunda se debe conocer la estratigrafía, hidrología y litología del lugar donde se pretenda ubicar la cama anódica, así como los factores geográficos que se pueden presentar por futuras congestiones urbanas en el terreno.

Las características geológicas de la zona nos indicarán si se requiere el uso de revestimientos, u otros dispositivos de protección para evitar contaminación o daños al medio; prevenir daños mecánicos y eléctricos a toda estructura ajena, como tuberías, pozos, minas y tuneles en las cercanías de la cama anódica. Tomar en cuenta también si se puede aprovechar la energía eléctrica de la zona.

El diámetro del pozo del ánodo, variará de acuerdo al diseño de la cama anódica, de 6" a 12" (15.24 a 30.48 cm). La profundidad del pozo dependerá del estrato de la superficie, así como del número y de la longitud de los ánodos.

Para la selección del material se tiene que, el grafito, acero al alto silicio, cromo, platino y hierro, pueden ser usados en camas de pozo profundo. Se debe tomar en consideración el área de la superficie del ánodo, el peso y su descarga de corriente. Los ánodos de grafito, son útiles en forma tubular, cilíndrica o barra cuadrada, el hierro al alto silicio es útil en barras cilíndricas o en formas tubulares, ya que es resistente a medios con halógenos, el revestimiento de platino y los ánodos platinados con materiales de titanio o tándalo, son útiles en forma de alambres de diámetro pequeño, malla de alambre y barras, el acero en formas tales como rieles, barras, tubos, pueden instalarse como ánodos contínuos, la parte superior puede ser recubierta para minimizar la descarga de corriente de ésta área.

El número de ánodos y el tipo de material de éstos lo determinan los factores siguientes: el medio, la corriente de salida total del proyecto, el tamaño y la forma, el peso y la relación de área al peso de los ánodos, al relleno, la resistencia de la cama anódica calculada, la vida útil y otros factores que intervienen en el diseño.

El material de relleno en pozos cerrados debe ser conductor para bajar la resistencia total de la cama anódica, proporcionar una adecuada distribución de corriente, y prolongar la vida del ánodo, detardar derrumbes y presentar un medio permeable para la migración de gases. El carbón de coque triturado es recomendado como material de relleno.

En la selección del relleno se debe de considerar: la resistividad, el tamaño de la partícula, el peso específico, y el análisis químico. Si lo que se requiere es un relleno que no sea permeable, entonces se puede utilizar el grafito en forma de escamas, el cual es un relleno conductor. La arena y la gravilla son rellenos no conductivos, los cuales pueden usarse arriba o abajo del relleno conductor, para prevenir derrumbes y dar permeabilidad. En las camas de pozo profundo puede haber presencia de gases producidos por electrólisis, por lo que deben de contar con un tubo de ventilación adecuado para que los gases puedan disiparse a la atmósfera, para este tipo de ventilación se pueden usar tubos no metálicos como son los de plástico.

Criterios que deben de seguirse para instalar un sistema de protección catódica

- a) Un voltaje negativo (catódico) es 0.85 volts como mínimo, medido entre la superficie de la estructura y un electrodo de referencia de cobre/sulfato de cobre saturado en contacto con el electrolito. La determinación de este voltaje debe hacerse con la corriente de protección aplicada.
- b) Un cambio de voltaje negativo (catódico) mínimo de 300 milivolts, producido por la aplicación de la corriente de protección. El cambio de voltaje se mide entre la superficie de la estructura y un electrodo de referencia estable, en contacto con el electrolito.
- c) Un cambio de voltaje de polarización negativo (catódico) mínimo de 100 milivolts, medido entre la superficie de la estructura y un electrodo de referencia estable, en contacto con el electrolito. Este cambio de voltaje de polarización, debe determinarse interrumpiendo la corriente de protección y midiendo el abatimiento de la polarización.

En el diseño de un sistema de protección catódica para estructuras metálicas enterradas o sumergidas, debe de tomarse en cuenta lo siguiente:

- a) Lograr un diseño que sea óptimo en su instalación, operación y mantenimiento.
- b) La selección y especificación de materiales y procedimientos de instalación, que garanticen una buena operación del sistema de protección durante el tiempo para el cual fué diseñado.
- c) Se debe obtener un diseño que evite utilizar una excesiva corriente de protección la cual, puede provocar efectos dañinos en el recubrimiento de la estructura metálica que se esta protegiendo, o en estructuras vecinas enterradas o sumergidas.

Los objetivos principales que se deben de cumplir en un diseño de protección catódica son los siguientes:

- a) Proporcionar la corriente adecuada a la estructura metálica para su protección, y distribuirla de tal manera, que se cumpla con el criterio de protección seleccionado.
- b) Minimizar las corrientes de interferencia que afecten a estructuras metálicas vecinas.
- c) Proporcionar al sistema anódico una vida útil congruente con la vida de la estructura metálica que se desea proteger, o para su rehabilitación periódica.
- d) Proporcionar una tolerancia adecuada al sistema para poder realizar cambios en él, cuando sea necesario cambiar los requerimientos de corriente porque las condiciones han variado.
- e) Colocar los ánodos donde la posibilidad de que sufran algún daño sea mínima.

Ahora bien, en el diseño del sistema de protección catódica debe de tomarse en cuenta una serie de factores, a continuación se mencionan algunos de ellos:

- a) Si la tubería se encuentra enterrada o sumergida.
- b) Planos de ruta.
- c) Especificaciones de la tubería, conexiones y otros accesorios.
- d) Calidad del recubrimiento anticorrosivo.
- e) Instalaciones adyacentes.
- f) Camisas.
- g) Aislamientos eléctricos.
- h) Puentes eléctricos.
- i) Requisitos de seguridad.
- j) Cruzamientos aéreos y subfluviales.
- k) Condiciones de operación de la tubería.

- l) Sistema de protección catódica existente o propuesta.
- m) Posibles fuentes de interferencia.
- n) Condiciones especiales del ambiente.
- o) Estructuras metálicas enterradas vecinas.
- p) Vías de acceso a la tubería.
- q) La disponibilidad de energía eléctrica.
- r) Corrientes de agua.

En algunas ocasiones la presencia o ausencia de uno o varios factores, influirán para seleccionar el tipo de protección catódica que se instalará en un sistema determinado por ejemplo:

- a) La falta de corriente eléctrica cercana a la estructura a proteger excluye el uso de un sistema de corriente impresa.
- b) Las corrientes parásitas que causan fluctuaciones significativas de potencial tubo-suelo, pueden excluir el uso de ánodos de sacrificio.
- c) Los efectos de las corrientes de interferencia, producidas por un sistema de protección catódica con corriente impresa sobre estructuras adyacentes, puede limitar su uso.
- d) En tuberías donde no hay corrientes parásitas, y donde hay disponibilidad de corriente eléctrica, la magnitud de la corriente de protección que se requiere es el factor determinante. La posibilidad de colocar un sistema de protección catódica por medio de ánodos galvánicos, puede establecerse cuando los requerimientos de corriente, la resistividad del electrolito y el potencial tubo-suelo, han sido estimados razonablemente mediante pruebas de campo.
- e) La disponibilidad de espacio, la proximidad con otras estructuras, y las facilidades de acceso, instalación y mantenimiento, también determinarán el tipo de sistema a instalar.
- f) La posible instalación a futuro de otras tuberías en el mismo derecho de vía.

g) Los costos de instalación, operación y mantenimiento del sistema.

Los factores que determinan la corriente de salida de los ánodos, su vida útil y su eficiencia son los siguientes:

- a) Para una corriente de salida determinada, la vida de un ánodo depende del tipo de material del ánodo, de su peso y del número de ánodos en el sistema de protección catódica.
- b) Los datos sobre dimensiones, profundidad y configuración de los ánodos, así como la resistividad del electrolito, pueden utilizarse para calcular la resistencia al paso de la corriente, que proporcionará, uno o varios ánodos a través de un electrolito.
- c) El comportamiento de los ánodos galvánicos en la mayoría de los suelos, puede mejorarse utilizando un material especial de relleno (backfill), que es una mezcla de bentonita, yeso y sulfato de sodio como los más comúnmente usados.
- d) El número de ánodos de corriente impresa puede reducirse, y su vida útil alargarse, mediante el uso de un relleno especial (backfill) al rededor de los mismos. Los materiales más comunes son el coque y el grafito natural o fabricado.
- e) En el sistema de protección a base de corriente impresa con ánodos extensamente distribuidos, debe de considerarse la atenuación del voltaje y de la corriente a lo largo del conductor de conexión. En tal caso, el objetivo del diseño será optimizar el tamaño de la cama anódica, el espaciamiento, las dimensiones de los ánodos y el calibre del conductor, para lograr un control eficiente de la corrosión en toda la tubería.
- f) Donde se pueda anticipar que el entrapamiento de gas generado por las reacciones anódicas, pudiera perjudicar el funcionamiento de la cama anódica de corriente impresa para liberar la corriente requerida, se tomarán las precauciones adecuadas para ventear los ánodos.

- g) Donde se pueda anticipar que efectos electro-osmóticos, pudieran perjudicar el funcionamiento de la cama ánódica de corriente para liberar la corriente requerida, se tomarán las precauciones convenientes para asegurar una humedad adecuada del suelo alrededor de los ánodos. Aumentando el número de ánodos de corriente impresa pueden reducirse los efectos electro-osmóticos.
- h) En tuberías submarinas, el método usado para fijar los ánodos a la tubería, debe de estar de acuerdo con el tipo y aplicación de éstos, debiendo mantenerse la continuidad eléctrica.
- i) Los ánodos de magnesio son muy activos y se desgastan muy rápido en agua de mar, por lo que no se recomienda instalarlos ya que tienen que estarse reponiendo constantemente.

Procedimiento de cálculo para sistemas de corriente impresa

Para el diseño de un sistema de corriente impresa, se deben considerar los siguientes puntos:

- a) Selección de la capacidad de la fuente de corriente directa para obtener el balance óptimo, entre el costo de la cama anódica y el costo de la energía eléctrica.
- b) La intensidad de corriente (corriente directa), es un dato conocido, pues se refiere a la corriente de protección que se ha determinado por lo general mediante pruebas de requerimientos de corriente.
- c) El voltaje (corriente directa), de salida en el rectificador, se calcula de la siguiente fórmula:

$$V = (R_t * I) + 3$$

donde:

V: Es el voltaje (C. D.) de la salida del rectificador, [volts].

R: Es la resistencia total del circuito, [ohms].

I: Es la intensidad de corriente requerida, [amperes].

3: Es un factor que involucra el potencial de ánodos de grafito y la celda de referencia.

La resistencia total del circuito (R_t) es igual a:

$$R_t = R_c + R_e + R_g \text{ ó } R_h$$

donde:

R: Es la resistencia de los cables del circuito, se calcula conociendo el calibre y longitud de los cables.

R: Es la resistencia de contacto a tierra de la estructura por proteger. Su valor puede obtenerse directamente en el campo, y es igual al cambio de potencial obtenido en la estructura, con la corriente de prueba dividido entre ésta.

R_g: Es la resistencia del dispositivo a tierra o cama anódica, es la que tiene mayor influencia en el valor de la resistencia total del circuito (R_t).

R_h: Es la resistencia de la cama anódica en posición horizontal, se calcula cuando se tiene una cama de ánodos en posición horizontal, conectados en paralelo, [ohms].

Ahora bién, la resistencia del dispositivo a tierra o cama anódica (R_s) se obtiene con la siguiente ecuación:

$$R_s = \left\{ \frac{0.00521 * y}{N * L} \right\} * \left\{ \text{Ln} \left(\frac{8 * L}{d} \right) - 1 + \left(\frac{2 * L}{s} \right) * (\text{Ln } 0.656 * N) \right\}$$

donde:

- y: Es la resistividad del suelo, [ohms-cm].
- N: Es el número de ánodos en posición vertical conectados en paralelo.
- L: Es la longitud del ánodo, [pies].
- d: Es el diámetro del ánodo, [pies].
- s: Es el espaciamiento entre los ánodos, [pies].

Cuando los ánodos de grafito se instalan con relleno, entonces la resistencia del dispositivo a tierra o cama anódica (R_s) se obtiene con la siguiente ecuación:

$$R_s = \left\{ \frac{0.00521 * y}{d * o} \right\} * \left\{ \text{Ln} \left(\frac{8 * L * o}{d * o} \right) - 1 + \left(\frac{2 * L * o}{s} \right) * (\text{Ln } 0.656 * N) \right\} + \left(\frac{1}{N} \right) *$$

$$\left\{ \left(\frac{0.00521 * y * o}{L} \right) * \left\{ \text{Ln} \left(\frac{8 * L}{d} \right) - 1 \right\} - \left(\frac{0.00521 * y * o}{L * o} \right) * \left\{ \text{Ln} \left(\frac{8 * L * o}{d * o} \right) - 1 \right\} \right\}$$

donde:

- o: Es el relleno.

Y la resistencia de la cama anódica en posición horizontal (R_h) se obtiene con la siguiente ecuación:

$$R_h = \left\{ \frac{0.00521 * y}{L} \right\} * \left\{ \text{Ln } 10 \left(\frac{(4 * L^2) + ((d * L) * (s^2 + L^2)^{0.5})}{d * s} \right) - 1 + \left(\frac{s}{L} \right) \left\{ \left(\frac{(s^2 + L^2)^{0.5}}{L} \right) - 1 \right\} \right\}$$

donde:

- s: Es el doble de la profundidad del ánodo, [pies].
- L: Es la longitud del ánodo incluyendo el relleno, [pies].

La capacidad del transformador (c) se obtiene con la siguiente ecuación:

$$c = \frac{I * V}{1,000 * E * F}$$

donde:

- c: Es la capacidad del transformador, [KVA].
- E: Es la eficiencia del rectificador (0.85).
- I: Es la intensidad de corriente (C. D.) del rectificador, [amperes].
- V: Es el voltaje de corriente directa del rectificador, [volts].
- F: Es el factor de potencia del transformador (0.80).

Procedimiento de cálculo para un sistema de protección catódica por medio de ánodos galvánicos

Para realizar el diseño de este tipo se debe de considerar lo siguiente:

- a) Selección del material de los ánodos a utilizar, de acuerdo a la resistividad del terreno, costo, disponibilidad, eficiencia del ánodo y vida útil deseada.
- b) Selección de la configuración de los ánodos.
- c) Seguridad del funcionamiento.

a) Corriente de diseño (I_D)

Esta se obtiene mediante la siguiente ecuación:

$$I_D = A_T * A_d * d_c * f_s$$

donde:

- A_T : Es el área total por proteger.
- A_d : Es el porcentaje de área desnuda.
- d_c : Es la densidad de corriente.
- f_s : Es el factor de seguridad (1.5).

b) El porcentaje de área desnuda de una estructura metálica nueva, se considera para efectos de cálculo dentro de un rango de 2 a 5%.

c) La densidad de corriente del acero en agua de mar es de 5 a 6 mA/pie² y en suelos de 1 a 3 mA/pie².

d) Intensidad de corriente drenada por ánodo

Con las siguientes fórmulas y los datos de la tabla 5.1, se puede estimar aproximadamente, la salida de corriente de ánodos de aluminio, magnesio y zinc, suponiendo una distancia ánodos-estructura de 3 metros y la resistividad mayor de 500 ohms-cm. Se considera una estructura metálica desnuda o con recubrimiento muy pobre.

Tabla 5.1: Factores de corrección de acuerdo al peso del ánodo.

PESO DEL ANODO (lbs)	FACTOR (f)
3	0.59
5	0.66
9	0.81
17	1.00
32	1.16
50	1.22

Los factores de corrección (V) de la tabla 5.2, corrigen la salida de corriente anticipada para otros valores de potencial tubo-suelo, diferente a 0.85 volts en la estructura que se va a proteger.

$$I_a = \frac{150,000 * f}{y}$$

$$I_m = \frac{150,000 * f * V}{y}$$

$$I_z = \frac{50,000 * f * V}{y}$$

donde:

- I_a: Es la salida de corriente de un ánodo de aluminio, [mA].
- I_m: Es la salida de corriente de un ánodo de magnesio, [mA].
- I_z: Es la salida de corriente de un ánodo de zinc, [mA].
- f: Es el factor de corrección de la tabla 5.1.
- V: Es el factor de corrección de la tabla 5.2.
- y: Es la resistividad del suelo, [ohms-cm].

Tabla 5.2: Factores de corrección en la salida de la corriente anticipada.

POTENCIAL TUBO-SUELO	FACTORES DE CORRECCION (V)	
	MAGNESIO	ZINC
-0.70	1.14	1.60
-0.80	1.07	1.20
-0.85	1.00	1.00
-0.90	0.93	0.80
-1.00	0.79	0.40
-1.10	0.64	0.00
-1.20	0.50	0.00

Para estimar la corriente de salida de una tubería bien recubierta, las constantes de 150,000 y 50,000 deben de multiplicarse por 0.80. Esto supone un promedio de 20% menos de corriente de salida de los ánodos que la corriente anticipada.

Instalar grupos o camas anódicas en un sistema de protección. En este caso la corriente total de salida se puede determinar calculando la salida de un solo ánodo, y multiplicar su valor por el factor apropiado de la tabla 5.3.

Tabla 5.3: Factores de corrección para la determinación de la corriente total a la salida de los ánodos.

NUMERO DE ANODOS EN PARALELO	FACTORES DE AJUSTE			
	ESPACIAMIENTO DE LOS ANODOS (PIES)			
	5	10	15	20
2	1.893	1.920	1.946	1.946
3	2.455	2.705	2.795	2.848
4	3.036	3.455	3.625	3.714
5	3.589	4.188	4.429	4.563
6	4.125	4.902	5.223	5.411
7	4.652	5.598	6.000	6.632
8	5.152	6.277	6.768	7.036
9	5.670	6.964	7.536	7.875
10	6.161	7.643	8.304	8.679

Esta tabla esta basada en la resistencia a tierra de ánodos múltiples, utilizando ánodos verticales de 17 lb, empacados en paralelo. Para obtener cálculos aproximados la tabla 5.3 puede aplicarse a cualquier otro tamaño de ánodos.

Las fórmulas anteriores y las tablas, deben usarse únicamente como una guía para estimar las corrientes de salida de los ánodos galvánicos; los valores correctos de corriente solo pueden obtenerse por medición directa en el campo, una vez que se han instalado los ánodos.

e) Cálculo de la corriente de salida de un ánodo galvánico

De una modificación de la ecuación de Dwight's, la resistencia de un ánodo cilíndrico al electrolito, es igual al producto de la resistividad específica del electrolito, y ciertos factores relacionados con la forma del ánodo, es decir como se puede observar en la siguiente ecuación:

$$R = \left\{ y * \left(\frac{K}{L} \right) \right\} * \left\{ \left(\ln \frac{4 * L}{r} \right) - 1 \right\}$$

donde:

R: Es la resistencia ánodo-electrolito, [ohms].

y: Es la resistividad del electrolito, [ohms-cm].

K: Es 0.159 si L y r se expresan en centímetros, o bien

K: Es 0.0627 si L y r se expresan en pulgadas, o bien

K: Es 0.00521 si L y r se expresan en pies.

L: Es la longitud del ánodo.

r: Es el radio del ánodo.

Para determinar la corriente de salida de un ánodo se utiliza la Ley de Ohm, la cual es la siguiente:

$$I = \frac{V}{R}$$

donde:

I: Es la intensidad de corriente, [amperes].

V: Es el voltaje, [volts].

R: Es la resistencia, [ohms].

La ecuación de Dwight's es válida cuando se tiene que:

$$\frac{4 * L}{R} \geq 16$$

y para el caso en el que sea:

$$\frac{4 * L}{R} < 16$$

o bien, que sean ánodos que no tienen forma cilíndrica, puede utilizarse la ecuación de Crannell's, la cual es la siguiente:

$$R = \frac{0.315 * y}{A^{0.5}}$$

donde:

R: Es la resistencia, [ohms].

y: Es la resistividad del agua, [ohms-cm].

A: Es el área de exposición del ánodo, [cm²].

f) Número de camas anódicas

$$N_c = \frac{I_o}{I_c}$$

donde:

N_c: Es el número de camas anódicas.

I_o: Es la corriente de diseño.

I_c: Es la corriente por cama anódica.

g) Separación entre camas anódicas

$$s = \frac{L}{N_c}$$

donde:

s: Es la separación entre las camas anódicas.

L: Es la longitud del tubo a proteger.

h) Material anódico necesario

Este material se obtiene con la siguiente ecuación:

$$w = \frac{I_t * C_a * V_s}{E_p}$$

donde:

w: Es la cantidad de material anódico necesario, [lb] o [kg].

I_t: Es la corriente total requerida, [amperes].

V_s: Es la vida útil esperada del sistema, [años].

E_p: Es la eficiencia práctica del material anódico (0.80).

C_a: Consumo de material anódico, [lb/A-año] o [kg/A-año], de acuerdo a la tabla 5.4. Para aleaciones específicas se debe de usar el valor correspondiente.

Generalmente se considera que un sistema de protección tiene una vida de 10 años.

Tabla 5.4: Consumo de material anódico.

METAL	CONSUMO DE MATERIAL	
	lb/A-año	kg/A-año
Aluminio:	6.5	3.0
Magnesio:	8.8	4.0
Zinc:	23.6	10.7

CAPITULO VI

INHIBIDORES

No

Exista

Pagina

INHIBIDORES

Los inhibidores de corrosión se definen como: "Toda aquella sustancia química o combinación de sustancias, que estando presentes en la forma y concentración adecuadas dentro del medio corrosivo, atenúan su acción".

Un inhibidor es una sustancia que retarda o retrasa por completo una reacción química. De este modo, un inhibidor de corrosión es una sustancia que, cuando se adiciona a un medio ambiente, reduce el porcentaje de ataque de aquél sobre el metal. Los inhibidores de corrosión son comúnmente agregados en pequeñas cantidades a los ácidos, agua de enfriamiento, vapor y otros medios ambientes, ya sea continuamente, o intermitentemente para prevenir una corrosión grave.

Podría ser embarazoso incluir mecanismos de inhibición en la definición de un inhibidor de corrosión, por que la inhibición, es realizada por uno o más de varios mecanismos. Algunos inhibidores retardan la corrosión por adsorción, para formar una película delgada invisible de solamente unas cuantas moléculas de espesor; otros forman precipitados visibles voluminosos que cubren el metal y lo protegen del ataque. Otro mecanismo común consiste en motivar la corrosión del metal, en tal modo que una combinación de adsorción y productos de corrosión forman una capa inerte.

Además incluidas en la definición, están aquellas sustancias que, cuando son agregadas a un medio ambiente, retardan la corrosión pero no actúan entre sí directamente con la superficie del metal. Este tipo de inhibidor origina condiciones en el medio ambiente que favorecen la formación de precipitados protectores, o que remueven un componente agresivo del medio ambiente.

Desde que se empezaron a utilizar los hidrocarburos como una fuente energética, se tuvo la necesidad de llevarlos desde el lugar en que se producían hasta los centros de proceso o de consumo. Por las características de los productos y por las diversas impurezas que estos contienen, tienen la tendencia a provocar alteraciones en los sistemas en los cuales se transporta.

Por lo cual, desde entonces, se han tenido problemas de corrosión en el interior de los ductos, ésto se debe a la presencia de los elementos contaminantes agresivos en los hidrocarburos, que por naturaleza propia se producen con el crudo, o porque se han agregado a éste, porque se aplicó algún método de recuperación secundaria para explotar el yacimiento.

Clasificación de los inhibidores de corrosión

Algunas sustancias que se agregan a un medio corrosivo en concentraciones comparativamente bajas, de acuerdo a ciertas condiciones, causan una reducción sustancial en la velocidad de corrosión, y en algunos casos minimizan muy cerca del 100% la acción corrosiva. Estas sustancias pueden considerarse como catalizadores negativos, ya que intervienen en la disminución de la velocidad de disolución del metal. Los inhibidores de corrosión pueden ser clasificados desde muchos puntos de vista. Una de estas clasificaciones es la siguiente:

Inhibidores anódicos

Estas sustancias se clasifican en dos tipos las cuales son las siguientes:

- a) Inhibidores anódicos oxidantes.
- b) Inhibidores anódicos formadores de películas.

Los oxidantes tales como los nitritos y los cromatos, favorecen la pasivación de las superficies metálicas retardando con ésto la reacción anódica. Si ésto se aprecia en los diagramas de Evans, se puede observar que el ánodo, gracias al inhibidor disminuye la densidad de corriente en la superficie del metal, evitando por lo tanto la corrosión. El ánodo sin inhibidor por lo tanto no tiene resistencia al paso de corriente formandose con esto las áreas anódicas. Esto puede verse en la figura 6.1:

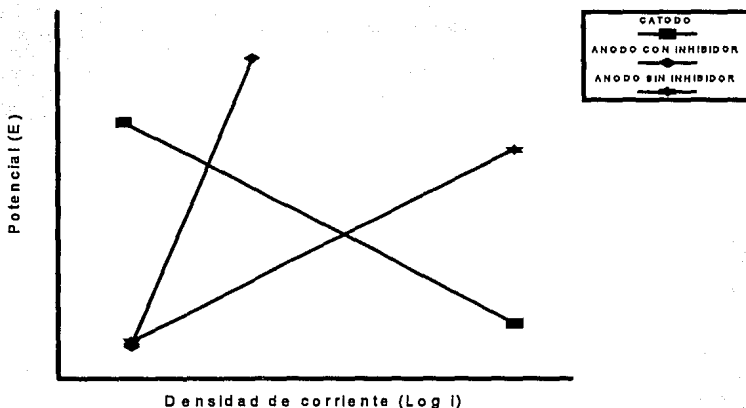


Figura 6.1: Influencia de los inhibidores anódicos en la "i" de corrosión.

Estas sustancias presentan algunos inconvenientes, pueden ser capaces de depolarizar la reacción catódica, y de ser peligrosos si la concentración no es suficiente, ya que se acelera la velocidad de corrosión tendiendo fundamentalmente a la formación de picaduras. Los inhibidores que forman películas insolubles en las áreas anódicas, bloqueando los procesos corrosivos del ánodo, son por lo general sales de los metales alcalinos, o alcalino terreos como fosfatos, silicatos, benzoatos, etc.

El mecanismo de acción de los inhibidores anódicos, se presume que es una reacción química que se lleva a cabo entre la parte aniónica del inhibidor, y los iones del metal que se corroe, por ejemplo, para el caso de la inhibición del hierro con nitritos, el ión nitrito se reduce en la superficie del metal para formar óxido de hierro.

Dicho compuesto formado sobre el hierro, es principalmente un óxido cúbico del tipo Fe_3O_4 - Fe_2O_3 . Igualmente sucede para el caso de la inhibición con fosfatos, los cuales forman el mismo óxido cúbico descrito anteriormente más algo de $Fe PO_4 \cdot 2 H_2 O$.

Inhibidores catódicos

Estas sustancias retardan las reacciones catódicas o de reducción, estos se pueden considerar de tres diferentes tipos:

- 1) Removedores de oxígeno.
- 2) Retardadores en la producción de hidrógeno.
- 3) Formadores de películas insolubles en el cátodo.

Los removedores de oxígeno eliminan a éste de la solución evitando con ello la depolarización del cátodo, el sulfito de sodio y la hidracina son los más comunes, dichas sustancias son muy efectivas en soluciones neutras o ligeramente ácidas e inefectivas en soluciones fuertemente ácidas.

Los inhibidores catódicos que evitan o inhiben la formación de hidrógeno, son entre otros, los iones de arsénico, antimonio y bismuto. Estos se usan en soluciones de bajo pH, sin embargo no son efectivos cuando la principal reacción catódica, es la reducción del oxígeno en soluciones neutras.

Y por último, los inhibidores catódicos que forman películas insolubles en el cátodo; su acción tiende hacia la reducción del área catódica, un ejemplo de éstos puede ser el bicarbonato de calcio, el cual al agregarse en un sistema fierro-agua neutra, o ligeramente alcalina se convierte en un carbonato insoluble de calcio.

Los inhibidores catódicos no son peligrosos en la misma forma que los anódicos aunque son menos efectivos que éstos últimos. Una expresión gráfica de su acción se puede apreciar en la figura 6.2, el cátodo con inhibidor se protege formando a su alrededor una película que evita que el cátodo se corra, mientras que la otra curva que representa al cátodo sin inhibidor se desvía hacia la derecha provocando la corrosión en la superficie porque la densidad de corriente aumenta.

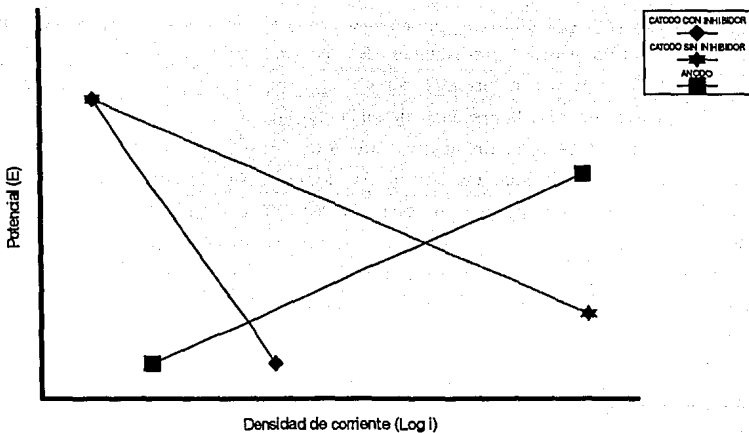


Figura 6.2: Influencia de los inhibidores catódicos en la "i" de corrosión.

Inhibidores por adsorción

Estos compuestos químicos al ser agregados a los sistemas, reducen significativamente tanto los procesos anódicos como los catódicos.

Dichos productos son compuestos orgánicos a los cuales se les ha denominado también inhibidores formadores de película, éstos tienen hoy en día un amplio uso sobre todo en la industria del petróleo como son las cuatro siguientes:

- 1) Producción.
- 2) Transporte.
- 3) Refinación.
- 4) Almacenamiento de hidrocarburos.

Estos materiales también son conocidos como inhibidores semipolares. A pesar de que hay una gama de variaciones de sus estructuras químicas, existen dos criterios básicos para que los inhibidores de este tipo sean considerados para su aplicación. El primero es la presencia de una porción polar, la cual debe contener, ya sea nitrógeno, oxígeno, azufre u otro átomo que posea un par de electrones en apareamiento, para efectuar una adsorción química sobre la superficie activa del metal. Se presume que el grupo polar de la molécula que se adsorbe, está orientado hacia la superficie del metal, mientras que la otra parte de la molécula, queda en sentido contrario de la superficie del metal. El segundo requerimiento de la molécula, es la que debe tener un extremo no polar.

La longitud y la configuración de esta parte de la molécula, son importantes en la solubilidad tanto en la fase hidrocarburo como en el agua, ya que éstos están en contacto con la superficie que se corroe. Los factores geométricos del extremo de la molécula, también determinan la naturaleza de la película, ya que de su constitución dependerá la resistencia que presente al medio agresivo. Se considera también que este extremo de la molécula atrae hacia sí, hidrocarburos de similar longitud y configuración, los cuales son componentes de la fase no acuosa en el medio corrosivo, por lo tanto la película que se forma sobre la superficie del metal, contiene no solamente el inhibidor, sino una porción del flujo del proceso. Esta película debe ser repelente a el agua, y ha de prevenir el contacto corrosivo de las fases acuosas hacia las paredes del metal.

Como ya se mencionó, este tipo de inhibidores actúan sobre los procesos de corrosión anódicos y catódicos, en la figura 6.3 se resumen en forma esquemática como se comporta este tipo de inhibidores favoreciendo la formación de películas de protección.

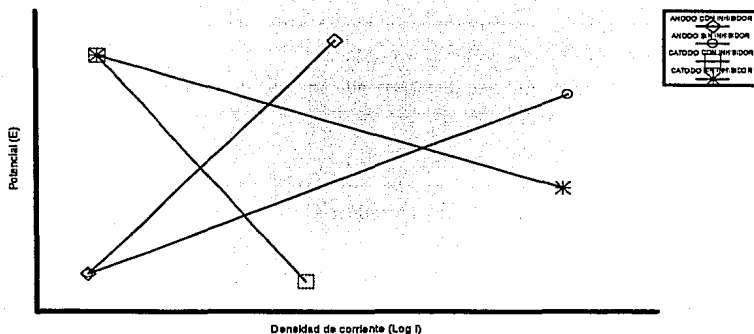


Figura 6.3: Disminución de la corrosión con inhibidores formadores de película orgánica.

De este tipo de inhibidores orgánicos existen muchas variantes, algunos de ellos son solubles en hidrocarburos, otros son solubles en agua, hay dispersables en aceites o dispersables en agua.

Existe una propiedad muy importante entre estos inhibidores la cual, los hace ser selectivos para un determinado uso, ésta es, la presión de vapor.

La presión de vapor es un valor importante para la selección de inhibidores que han de ser empleados en los sistemas de inyección, recolección y transporte de gas. Las distancias que generalmente son grandes deben ser protegidas por este tipo de sustancias, las cuales por su presión de vapor, deben de viajar lo más posible la longitud de las líneas. Por ésta razón a estos productos se les ha dado en llamarlos Volátiles o inhibidores viajeros.

Los inhibidores de corrosión orgánicos no únicamente han de ser excelentes protectores de la corrosión, sino que aparte de ésta, que sin duda tiene que ser la principal característica, deben de existir otras propiedades también importantes dentro de las cuales se pueden mencionar las siguientes:

- a) Deben ser altamente compatibles con el medio disolvente.
- b) La película protectora ha de ser muy persistente.
- c) Deben ser estables térmicamente a las condiciones de operación.
- d) No deben formar gomas.
- e) Deben ser de fácil manejo.
- f) Deben ser económicos.
- g) No deben contaminar los productos terminados.

El estudio de todas estas características, son la parte fundamental en la cual descansan las pruebas de selección en el laboratorio. Las pruebas de laboratorio no son pruebas reconocidas mundialmente, aunque se han hecho intentos; la inmensa mayoría de ellas son desarrolladas por empresas privadas, ya sea si desarrollan inhibidores o bien, si los aplican en sus instalaciones. Las pruebas de laboratorio para seleccionar inhibidores de corrosión, en el caso particular de determinar su eficiencia de inhibición para la protección de los materiales, existen desde las más sencillas, como es el de sumergir un cupón en un medio corrosivo determinado, a una concentración dada, por un tiempo fijo, hasta pruebas tan sofisticadas en las cuales la presencia de aparatos de control, agitación, temperatura, presión, pH y otros factores, son necesarios que sean introducidos en el método de prueba, para la representación del fenómeno y las condiciones establecidas.

Independientemente de si son pruebas simples o muy elaboradas, deben ser consideradas en todos los casos y representados los principales parámetros que gobiernan el proceso, para que los resultados que se obtengan sean más reales, para que, cuando se apliquen los inhibidores ya en el campo, su ajuste sea lo más rápido y las desviaciones sean nulas. Ciertamente debe aclararse que existen dos tipos de pruebas, las llamadas aceleradas y las de largo período de tiempo, ambas cumplen objetivos diferentes, las primeras dan resultados en el menor tiempo proporcionando valores que se disparan en mayor porcentaje que las segundas.

Para el establecimiento o diseño de una prueba de selección de inhibidores, existen una serie de requisitos los cuales son importantes por ejemplo: los cupones se han de cortar de acuerdo a métodos específicos, serán maquinados y gravados, limpiados con métodos químicos, electroquímicos o mecánicos, desengrasados, y pesados hasta la décima de miligramo. Los cupones bien pueden ser rectangulares, cilíndricos y redondos, procurando que se tenga una gran área y un mínimo peso, tal que sea posible el empleo de una balanza analítica. Los cupones no solo pueden ser del tipo gravimétrico, sino que con frecuencia se emplean probetas de corrosómetro.

Las soluciones de las pruebas han de estar bajo el más estricto control, además el volumen de la solución de prueba deberá ser lo suficientemente grande, para evitar un cambio apreciable de su corrosividad, bien sea por la pérdida de constituyentes corrosivos, o bien por la acumulación de productos de la corrosión. Un volumen casi estandarizado a relación de áreas, es de 125 ml de solución por pulgada cuadrada de superficie del espécimen.

Teorías de inhibición química

a) Adsorción del producto químico

La mayoría de los inhibidores forman algún tipo de película sobre la superficie metálica que debe ser protegida. La primera capa molecular formada puede estar fuertemente unida, tal vez por un cambio de carga eléctrica análogo a una reacción química. Tal fuerza en la adhesión es llamada quimisorción. Además, están normalmente involucradas fuerzas menores de unión, especialmente durante la acumulación de películas subsecuentes.

b) Aceite humectante preferencial

Algunos inhibidores orgánicos pueden formar películas que son suficientemente gruesas para ser visibles. Estas películas son frecuentemente aceitosas y repelentes al agua. Los hidrocarburos en la formulación del inhibidor, ó en los fluidos del sistema que está siendo tratado, pueden humedecer al inhibidor adherido, debido a la naturaleza lipofílica de los grandes grupos de hidrocarburos en las moléculas del inhibidor. Por reemplazo y rechazo del agua de la superficie metálica, las películas de aceite son capaces de anular la corrosión, de manera muy similar a otras barreras físicas tales como las pinturas. Otra acción es la perceptible reducción en el flujo de corriente eléctrica, hacia y desde la superficie metálica, causado por la resistencia óhmica de las películas adheridas.

c) Neutralizar la superficie

Aún otros efectos pueden estar involucrados. El más importante es la pasivación. La pasivación ocurre cuando, bajo condiciones de oxidación, se forma una delgada película metaestable, la cual disminuye marcadamente la capacidad anódica en una reacción de la corrosión. La resistencia resultante a la corrosión comunica el carácter de un metal noble a un metal pasivado. Los inhibidores anódicos inorgánicos, tales como los cromatos, normalmente son más capaces de producir pasivación que los inhibidores catódicos. Estos mismos inhibidores anódicos inorgánicos, tales como los cromatos, forman películas o precipitados complejos que cubren ligeramente la superficie del metal.

Características físicas de los inhibidores de corrosión

a) Solubilidad

Todos los inhibidores líquidos de corrosión, pueden ser clasificados de acuerdo a sus características de dispersabilidad y solubilidad en el agua y en el aceite. Estas características son importantes por varias razones. Muchas técnicas de tratamiento son impugnadas para diluir el inhibidor en un solvente apropiado (agua, aceite crudo, kerosena, etc.) antes de la aplicación. Un inhibidor es generalmente considerado soluble en un solvente, si la mezcla inhibidor-solvente permanece limpia. Un inhibidor es considerado dispersible en un solvente, si puede ser uniformemente dispersado en el solvente por una moderada agitación manual.

La cantidad de solvente es casi siempre igual o mayor que la cantidad de inhibidor. La dispersión del inhibidor en el solvente se puede romper rápidamente (en menos de un minuto). Esta es una dispersión temporal. Un inhibidor que queda uniformemente esparcido en el solvente es un Inhibidor dispersible. Dependiendo de la composición química del inhibidor, las propiedades pueden ser una combinación de lo ya antes mencionado. Por ejemplo, un inhibidor puede ser en parte soluble y en parte dispersible en un sistema solvente específico.

b) Forma

La mayoría de los inhibidores utilizados en aplicaciones petroleras son líquidos. Su densidad varía de 0.84 a 1.44 gr/cm³ (7 a 12 lbs/gal) dependiendo de la naturaleza química del inhibidor, del sistema del solvente, y del tipo de aplicación. El sistema solvente se deberá diseñar, de modo que el producto no se congele cuando sea expuesto a las condiciones de campo más frías.

El producto químico deberá ser un líquido estable con una mínima pérdida de vapor, cuando sea expuesto a las condiciones de campo más calientes. Los inhibidores líquidos están normalmente disponibles en tambores de 208 lts. (55 gal) o en bultos, y algunos además están disponibles en contenedores de 19 lts. (5 gal).

c) Compatibilidad con otros productos químicos

La compatibilidad de los inhibidores de corrosión con otros productos químicos, no es comunmente un problema cuando el inhibidor, y los otros productos químicos, estan presentes en concentraciones de unas cuantas ppm. Sin embargo, en algunos casos, dos o más productos químicos reaccionarán el uno con el otro, anulando su eficacia. En adición, el usuario del producto químico puede necesitar mezclar varios de éstos, de modo que una sola bomba puede ser utilizada para inyección.

Muchos productos químicos en el campo petrolero, no son compatibles con los inhibidores de corrosión a causa de las variaciones en el sistema solvente, tipo de producto químico (catiónico vs. aniónico), etc. Actualmente, muchos inhibidores de corrosión no son compatibles uno con otro. Una investigación al respecto podría en cualquier momento, definir los productos químicos que podrían ser mezclados.

d) Características de la formación de emulsiones

A causa de la naturaleza activa de la mayoría de los inhibidores de corrosión, se pueden formar emulsiones en sistemas agua-aceite. Algunas de estas emulsiones se rompen fácilmente en forma total, mientras que otras son extremadamente estables y prácticamente imposibles de romper. La inclusión de un desemulsificador en el inhibidor de corrosión, no es garantía en contra de la formación de emulsiones estables. Los fluidos producidos de cada campo, deben ser probados para tener una razonable seguridad, de que no se formará ninguna emulsión estable, durante la aplicación de un inhibidor específico de corrosión.

Unas cuantas pruebas sencillas pueden ser utilizadas para verificar las propiedades de la formación de emulsión.

e) Degradación térmica

Los inhibidores de corrosión, tienen límites de temperatura por encima de los cuales pierden su eficacia, y frecuentemente cambian su composición química. Esta temperatura puede variar para cualquier inhibidor dependiendo de la presión, de la presencia de agua, u otras condiciones. Un ejemplo típico es el de una sal amino-ácida. Bajo condiciones atmosféricas, esta sal podría descomponerse dando como resultado agua, y una amida, entre 70 y 87 °C (160 y 190 °F). Inhibidores de otros tipos de estructura, pueden ser estables en un rango de temperatura comprendidos, desde 93 a 315 °C (200 a 600 °F), o superior, dependiendo de la estructura.

Desde el punto de vista del mantenimiento preventivo, los elementos más significantes que se han identificado, de alguna forma, en los fluidos que se transportan son:

- Ácido sulfhídrico.
- Agua.
- Sal.
- Sólidos.
- Oxígeno.
- Bióxido de carbono.

De tal forma que si se tuviera un estricto control de los productos que son manejados, estos contaminantes deberían ser eliminados completamente antes de enviar los productos; para evitar problemas posteriores, no sería necesario emplear los recursos que se programan para atender este problema.

El principal problema que representa el agua de los oleoductos, es que en determinadas condiciones de operación, el agua libre se deposita en las partes bajas del tubo, o queda atrapada en sitios que la topografía del terreno lo propicia, lo que origina problemas de corrosión interior, y muy difícil de localizar o detectar. En el caso de gasoductos la humedad se condensa al estar expuesta al tubo, a determinadas condiciones de presión y temperatura; al separarse el agua y condensados disuelven oxígeno, sales, sulfhídrico, bióxido de carbono, etc., que como ya se mencionó producen corrosión.

Estos problemas pueden reducirse casi en su totalidad, si se realiza una detección de sitios que presentan fallas, y se realiza un programa de inyección de inhibidores en tiempo y concentraciones adecuadas. Son usados ampliamente en la industria para modificar el comportamiento del agua, para tener un mejor control de la corrosión. El inhibidor forma una película protectora entre el fluido agresivo y el metal, evitando con esto que éste sea atacado; el comportamiento de los inhibidores es muchas veces peligroso, ya que en función de la concentración o de las condiciones, pueden jugar el papel de inhibidores, así como también el de estimuladores a la corrosión.

Los hay de dos tipos, aunque en algunas ocasiones se llega a utilizar una combinación de ellos; los llamados inhibidores anódicos, como son los siguientes:

- a) Hidróxido de sodio.
- b) Carbonato.
- c) Silicato y borato de sodio.
- d) Ciertos fosfatos.
- e) Cromato sódico.
- f) Nitrito.
- g) Benzonato de sodio.

Y los inhibidores catódicos son por ejemplo los siguientes:

- a) Sulfato de zinc.
- b) Sulfato de magnesio.
- c) Bicarbonato de calcio.

Existe toda una gama de inhibidores, de la cual hemos mencionado algunos de ellos. La disolución del acero en un medio con un pH neutro, tiene lugar en ánodos asociados con defectos en la cara superficial, del óxido formado sobre el acero. Por otro lado la reacción catódica se puede llevar a cabo en cualquier lugar de la superficie, la combinación de ánodos muy pequeños y una gran superficie catódica, conduce a la llamada corrosión localizada (o picaduras). Los inhibidores anódicos actúan formando un compuesto insoluble (óxido férrico), el cual se precipita en los lugares anódicos, evitando la reacción anódica y por lo tanto inhibiendo todavía más la corrosión.

Los inhibidores catódicos, en cambio, actúan sobre toda la superficie, pero son menos eficientes que los primeros. Reducen la corrosión mediante la formación de una capa o película de alta resistencia eléctrica sobre la superficie, la cual funciona como una barrera para la corriente de corrosión.

Uno de los principales problemas de los inhibidores anódicos, es que tienen que estar presentes en concentraciones suficientes, con la finalidad de asegurar que cualquier posible defecto en la película de óxido sea cubierto, ya que de lo contrario puede ocurrir corrosión por picaduras muy intensa; este riesgo se puede minimizar utilizando básicamente una mezcla de hidrocarburos anódicos y catódicos. El constituyente catódico disminuye la velocidad de corrosión, y así permite al constituyente anódico, sellar la capa de óxido con una concentración mucho menor, que si estuviera actuando solo.

En la actualidad existen una gran variedad de hidrocarburos, y su uso racional, debe de ser estudiado de acuerdo a cada problema específico. Estos productos formadores de películas pueden ser inorgánicos y orgánicos, solubles en agua o hidrocarburos, o dispersables en estos elementos, que se aplican en forma continua, intermitente o combinada.

Los inorgánicos tienen muy poca aplicación debido a que son tóxicos e incompatibles en el medio en el cual se emplean. La mayoría de los inhibidores usados son derivados orgánicos nitrogenados, las características principales que debe cumplir un inhibidor de corrosión son las siguientes:

- a) Eficiente.
- b) Que se pueda emplear en pequeñas concentraciones.
- c) Económico.
- d) No debe alterar el proceso donde se aplica.
- e) De fácil manejo y almacenamiento.
- f) No debe de ser tóxico.
- g) No debe de actuar como emulsificante.
- h) No debe actuar como agente espumante.

Antes de empezar cualquier tratamiento con inhibidores se realiza una buena limpieza en el tubo con la ayuda de diablos, ya que el inhibidor funcionará cuando esté en contacto directo con la superficie a proteger. Existen varias teorías sobre el mecanismo exacto de los inhibidores, en la prevención de la corrosión no se sabe con certeza que es lo que sucede. Algunos creen que los componentes catiónicos semipolares se atraen y se absorben en las áreas catódicas, debido a que estas áreas están cargadas negativamente, esta absorción previene a los iones hidrógeno de descargarse en los cátodos, por lo que la corrosión es inhibida por polarización catódica.

Existen algunos estudios que han demostrado que se efectúa una despolarización tanto catódica como aniónica, indicando una adsorción total generalizada. Las fuerzas de unión en este caso, serían fuerzas de valencias sobre la superficie metálica que necesitan satisfacerse, tales ligaduras se forman a través del comportamiento de un par de electrones entre el inhibidor y el metal. Se produce una gran variedad de inhibidores basados en este mecanismo; pero difieren en propiedades físicas; estas diferencias se deben a las características que deben de cumplir dichos inhibidores, para determinadas circunstancias, ya sea que se vayan a utilizar en vapor, agua o petróleo; realizar la selección adecuada es muy importante para los resultados posteriores.

Existen algunos inhibidores tales como los INHOX, que se adhieren a las superficies metálicas y no se lavan fácilmente con fluidos. Los factores que determinan la vida de la película son los siguientes:

- a) Concentración original del inhibidor.
- b) Temperatura.
- c) Composición del fluido.
- d) Naturaleza y condiciones de la superficie.
- e) Velocidad del fluido en la superficie metálica.
- f) Abrasión por arena en el flujo.

Debido a las condiciones de las variables no es posible fijar condiciones específicas, sino más bien el tratamiento dependerá de las condiciones que operen en las líneas. Los inhibidores de corrosión formadores de películas, son materiales orgánicos nitrogenado de cadena larga y alto peso molecular, semipolares en una gran variedad de presentaciones, siendo la principal en forma líquida, que forma películas de propiedades físicas y químicas diferentes. Sus características principales son las que se citan a continuación:

- a) Buena dispersabilidad y solubilidad.
- b) No contiene sales orgánicas, hidrocarburos halógenados o metales pesados.
- c) Densidad relativa promedio de 0.942 a 16 ° C (60 ° F).
- d) Densidad promedio de 0.93 gr/cm³ (7.8 lb/gal).
- e) pH de 7.5 a 8.5.
- f) Viscosidad de 25 cp a 18 ° C (65 ° F).
- g) Temperatura de inflamación de 13 ° C (55 ° F).
- h) Solubilidad en hidrocarburos altamente dispersibles en agua para salmuera de ambiente amargo y dulce.

El mecanismo bajo el cual se basa y explica su funcionamiento, indica que un extremo de la molécula es hidrófila y el otro extremo es hidrófoba, es decir, un extremo tiene tendencia a unirse al agua y la otra a repelar el agua. La parte hidrófila se une al metal dejando al otro extremo para repeler el agua y otras moléculas. Conforme se van acumulando las moléculas en la superficie de éstas se vuelven impermeables. La película proporciona una barrera contra el ataque del agua, anhídrido carbónico y oxígeno al metal. Como las moléculas se rechazan unas a otras no forma capas o películas gruesas.

Los factores que determinan la velocidad de formación de películas y la vida de estas son las siguientes:

- a) Velocidad del flujo.
- b) Temperatura del sistema.
- c) Composición de los fluidos del sistema.

Por medio de experiencias de campo se ha podido determinar que la vida útil de la película, es inversamente proporcional a la velocidad del flujo. Los tipos de inhibidores formadores de películas son los siguientes:

1) Derivados alifáticos de ácidos grasos:

- a) Monoaminas primarias, secundarias y terciarias.
- b) Diaminas.
- c) Amidas.
- d) Materiales polietoxilados.

2) Amidazolinas y sus derivados.

3) Aminas cuaternarias.

4) Derivado de resina.

Selección de inhibidores

Para hacer una selección adecuada de inhibidor, se requiere hacer una evaluación de los inhibidores, las cuales pueden ser pruebas estáticas y dinámicas con la finalidad, de obtener o seleccionar un inhibidor aplicable cuando se tiene una corrosión dulce.

Lo mejor sería realizar una prueba piloto para checar la efectividad del inhibidor; pero resulta muy costoso, por lo que se recurre a una prueba confiable y aproximada a las condiciones prevalecientes en el campo, que son las pruebas estáticas y dinámicas que se realizan en el laboratorio.

La selección de un inhibidor de corrosión, está principalmente dirigida por la naturaleza del sistema que será tratado y el método de aplicación. Está normalmente basado en algún tipo de prueba y en la experiencia que se tiene en el área.

Procedimientos de prueba

a) Prueba estática

En la prueba estática de la NACE, la pérdida de peso de un tejo o testigo de acero dulce, después de exponerlo en una solución inhibidora, es comparada con los resultados obtenidos en una solución no inhibidora de salmuera sintética.

Los tejos de acero son expuestos en una solución inhibidora de aceite por un período corto de tiempo, sumergidos en seguida en salmuera por el resto de esta prueba. En el caso de inhibidores solubles en agua, la salmuera es inhibida.

b) Prueba de rotación o rodaje

La prueba de rotación es una prueba dinámica de pérdida de peso, en la cual un tejo de peso conocido, es sumergido, en los fluidos de prueba y revolucionado en un disco, a velocidad y temperaturas constantes, por un período de tiempo preestablecido. Este tejo es el patrón de control. En un sistema utilizando una técnica idéntica, una concentración conocida del inhibidor es usada. Esta prueba se corre simultáneamente con la de control. Al término del período de la prueba, se determina la cantidad pérdida de peso producida por la supresión del inhibidor.

c) Pruebas de flujo

Un método de prueba dinámica de recirculación, puede ser utilizado cuando se desea simular las condiciones de flujo en campo. Algunos de los parámetros que son controlados son la velocidad del medio corrosivo, relación aceite-agua, temperatura, y la concentración de gas disuelto. Las variables que pueden ser impuestas son el tipo del medio corrosivo, la concentración del inhibidor, el efecto de la precorrosión de la probeta, y el tipo del tratamiento del inhibidor.

Este tipo de prueba de flujo, constituye una prueba más severa de la vida de la película del inhibidor que la prueba en un frasco estático. Proporciona una técnica útil para el estudio de las variables que afectan el comportamiento del inhibidor. La correlación entre las pruebas de laboratorio y el uso de inhibidores en campo en ambos sistemas, dulce y amargo, es mejor utilizar esta técnica, que utilizar los datos de la prueba estática.

d) Prueba del ión cobre

En la prueba del ión cobre, un tejo colgando de un gancho de vidrio es sumergido en una solución acuosa de cloruro de sodio 5% durante 5 minutos. En seguida de la exposición en la salmuera, el tejo es sumergido en una solución del 1% del inhibidor, en kerosena despolarizada durante 5 minutos. El tejo es entonces transferido a una solución acuosa del 10% de sulfato de cobre, donde permanecerá hasta que se observe que se cobriza.

Las pruebas son ordinariamente desarrolladas a la temperatura del laboratorio. El tiempo en segundos o en minutos que toma el inicio del cobrizado en el tejo, es significativamente indicativo de la habilidad del inhibidor para detener la corrosión.

e) Probando con flujo lateral

Las pruebas pueden además ser dirigidas en el campo monitoreando la corrosividad del fluido de interés, en la presencia de varios inhibidores. Esto es normalmente realizado tratando una corriente de extracción lateral del fluido, y midiendo la eficacia del inhibidor con un medidor de polarización lineal.

Aplicación de los inhibidores

Debido a la dificultad de diseñar un sistema de conducción de gas totalmente repelente a la corrosión, ésto desde luego a carencias de materiales resistentes y económicos, se ha optado siempre por usar los materiales que tengan el mejor comportamiento, sin embargo de acuerdo a esta selección forzada, los fenómenos de corrosión tendrán que aparecer al poco tiempo de que se inicie la operación, por consecuencia se hace necesario, diseñar un programa de medición de la severidad de la corrosión a efecto de fijar las técnicas de su control.

La medición de la corrosión en líneas de gas natural húmedo y amargo es esencial. La corrosión puede ser detectada y medida de cuatro maneras diferentes:

- 1) Inspección visual.
- 2) Pruebas no destructivas de equipo en servicio.
- 3) Especímenes de corrosión pueden ser instalados en sitios seleccionados.
- 4) Los productos de corrosión pueden ser analizados.

A continuación se explican cada uno de los cuatro puntos mencionados anteriormente.

1) Inspección visual

Esta técnica está limitada debido a que el inspector, queda incapacitado para poder observar cada una de las piezas del equipo que se encuentra fuera de servicio, o cada pulgada cuadrada de la pared de la tubería retirada. Si algunos equipos no se encuentran corroídos, esto no significa que todo el sistema se encuentre libre de corrosión. Por lo tanto la inspección visual usualmente se encuentra fuera de lugar, es decir cuando la corrosión ya paso, siendo por lo tanto sólo un complemento a la verificación de las mediciones que se hacen en el flujo del gas.

2) Pruebas no destructivas

Se pueden utilizar instrumentos de medición de espesores ultrasónicos y de rayos X, para detectar corrosión en líneas operando, por lo que se considera un complemento de la inspección visual. Es importante que estas mediciones deben de realizarse en los lugares de la línea que se consideren críticos.

3) Especímenes de corrosión

Los cupones de corrosión son una herramienta muy útil y sencilla para medir corrosión en líneas que manejan gas dulce y amargo, estos cupones son diseñados de tal manera que se puedan instalar directamente en la línea, o en alguna línea de intercomunicación (by-pass).

Estos se pueden fijar sin el paro del sistema. Es común usar en líneas de gas cupones de pérdida de peso, probetas de hidrógeno, de polarización, de resistencia eléctrica, etc. Cada uno de estos medidores de corrosión deben de sujetarse a los lineamientos.

Un arreglo propuesto para la colocación de los especímenes de corrosión se puede observar en la figura 6.4 que a continuación se muestra:

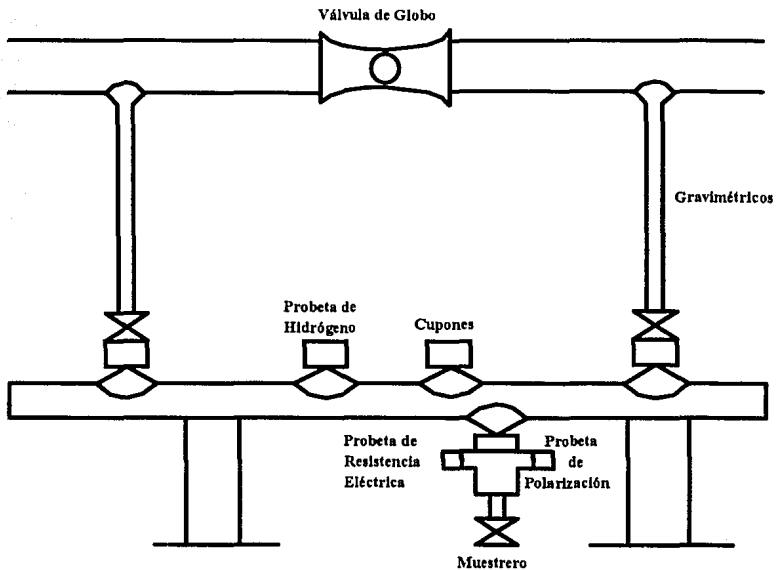


Figura 6.4: Estación de medición de corrosión en la tubería de la línea de gas.

4) Análisis de productos de corrosión

El análisis químico del agua y de los sólidos que se encuentran depositados en las tuberías de la línea de gas, será una técnica eficiente para la medición de la corrosión. La eficiencia de este método casi siempre va a depender de los siguientes parámetros:

- a) La técnica de muestreo.
- b) La exactitud analítica.
- c) La interpretación de resultados.

Generalmente el agua es analizada para determinar fierro, manganeso, cloruros y pH. El fierro y el manganeso cambian constantemente y desde luego, a un incremento de sus concentraciones puede indicar aumento de la corrosión. El sulfuro de fierro es insoluble, el cual puede precipitarse en algún punto de la tubería no estando presente en la muestra. El manganeso también puede precipitar, siendo éste un indicador más positivo de la corrosión que el propio fierro, debido a que raramente se encuentra más allá de una parte por millón en el agua de las formaciones, en contraposición al fierro, ya que éste en ocasiones puede encontrarse, en varios cientos de veces de partes por millón en el agua de formación.

Altas concentraciones de cloruros generalmente indican que el agua que se encuentra en la línea, es agua que está entrando a la misma, y bajas concentraciones de cloruros indican que el agua se está condensando del gas. El pH estará indicando el grado de acidez, manifestando para este caso particular la concentración de sulfuro de hidrógeno presente.

Una vez que se ha estudiado y determinado la severidad del ataque en las líneas de gas, se debe establecer un programa de control del mismo. Para el caso de corrosión interna en líneas de gas, ésta es principalmente controlada con inhibidores de la corrosión. Los recubrimientos internos no son efectivos en las tuberías de gas, esto es entendible, debido a que la soldadura empleada para darle continuidad a la línea en su etapa de tendido, destruiría dichos recubrimientos.

Dos variables importantes en el control de la corrosión de las tuberías de las líneas de gas deben ser consideradas, ellas son la velocidad y la frecuencia de corridas de diablos para su limpieza. La velocidad deberá ser alrededor de 17 pies/seg (5.18 m/seg) para retirar los fluidos acumulados, la velocidad crítica de una línea puede obtenerse con la siguiente fórmula:

$$v_c = \frac{100}{\rho^{0.5}}$$

donde:

v: Es la velocidad crítica del fluido, [ft/seg].

p: Es la densidad del fluido, [lb/ft³].

La velocidad crítica no deberá excederse del valor mencionado; ya que de otra manera la inhibición es muy difícil. Los diablos al remover los sólidos estarán en forma indirecta eliminando una de las causas o factores que pueden ocasionar picaduras, una disminución del contenido de dichos sólidos, es una indicación del control de la corrosión.

Los inhibidores pueden rendir mayores beneficios si las líneas se encuentran limpias.

Algunas veces es deseable poner un inhibidor entre dos diablos, con lo cual se consigue la formación de una película protectora de 360°. Un inhibidor miscible en petróleo y disuelto en algún hidrocarburo puede ser el adecuado. El producto de la solución hará contacto con toda el área de la superficie interna de la tubería. Por lo general se puede decir que la aplicación de los hidrocarburos se puede ajustar a las siguientes consideraciones.

Un galón de solución de inhibidor conteniendo de 5 a 10% de éste, cubrirá aproximadamente 500 pies cuadrados (46.45 m²) de la superficie, con lo que sería suficiente esta cantidad para proteger una línea de 12" de diámetro de 50 metros (64 pies) de longitud; el método anterior es denominado "Slug", o intermitente, existe un segundo método en el cual se considera una dosificación continua del inhibidor, la inyección del producto es común realizarla con bombas del tipo de desplazamiento positivo, la cual debe ser calibrada para que lleve a cabo la dosis calculada. El inhibidor seleccionado deberá estudiarse su comportamiento antes de su aplicación, este estudio básicamente debe enfocarse tendiente a la emulsión, la compatibilidad y la operación de deshidratación.

Un inhibidor que es soluble en el gas, en el hidrocarburo y en el agua, deberá ser idóneo ya que protegerá ambas fases, la gaseosa y la líquida.

A menudo se recomienda usar, un inhibidor que forme una película cuando se aplica entre diablos, y la conjunción con un inhibidor, que es aplicado en forma continua. La dosis sugerida se puede establecer, entre 100 y 1,000 ml de inhibidor por un millón de pies cúbicos de gas, dependiendo de la severidad del ataque.

El registro de la corrosión debe hacerse con las técnicas establecidas, y el cálculo de la eficiencia se realiza empleando la siguiente ecuación:

$$\%_{\text{inhibición}} = \left\{ \frac{(\text{MPY}_s/\text{inhibidor}) - (\text{MPY}_c/\text{inhibidor})}{\text{MPY}_s/\text{inhibidor}} \right\} * 100$$

La ecuación anterior puede aplicarse si se conocen todos los datos, sin embargo, cuando se presentan los problemas de corrosión con las líneas operando, éstos hay que resolverlos de inmediato, por lo que no queda tiempo de hacer un estudio previo al tratamiento sobre la severidad de los fenómenos de corrosión. De suerte que, si se establece un programa de inhibidores para el control de la corrosión, la dosis debe atenuar la corrosión hasta un valor menor de IMPY. Desde luego esto dependerá del siguiente par de criterios:

- 1) El Margen de seguridad en el diseño de la tubería por corrosión.
- 2) El aspecto económico.

Experiencia en el área

Es siempre ventajoso comprobar con otros operadores en el área, para determinar cuales sustancias químicas y cuales métodos de tratamientos están utilizándose, así como los resultados que están obteniendo con estos tratamientos. Esta información es extremadamente valiosa como punto de partida para un programa de inhibición.

Evaluación del funcionamiento del inhibidor

El funcionamiento del inhibidor de corrosión es monitoreado utilizando una o más técnicas de detección de corrosión. Sin embargo, la última prueba en la eficacia de cualquier programa de inhibición es una reducción en las fallas del equipo. Es necesario llevar un registro consistente para determinar la verdadera eficacia de cualquier programa.

Problemas del personal

El tratamiento químico debe de ser realizado por el personal, es importante que el personal implicado comprenda lo que tiene que hacer, darse cuenta de su importancia, y cooperar para ver que sea ejecutado apropiadamente.

Los problemas potenciales se deberán tener en mente cuando se está planteando un tratamiento. El procedimiento del tratamiento será tan simple y falto de error como sea posible.

Algunas veces los problemas del personal son difíciles de descubrir. Si el tratamiento del inhibidor de corrosión no esta produciendo resultados, se debe comprobar que el inhibidor está siendo realmente introducido en el sistema. El primer paso es la comprobación de las ordenes de compra del inhibidor. Si el producto químico ha sido comprado y entregado, seguramente no esta siendo colocado.

No

Exista

Pagina

CAPITULO VII

DIABLOS

NO

Existe

Página

DIABLOS

En México, Petroleos Mexicanos al igual que otros países petroleros del mundo, emplea tuberías para transportar hidrocarburos o productos petroquímicos desde los centros de producción o elaboración, hasta los lugares de distribución o consumo, para lo cual cuenta con 50,520 kilómetros de tuberías de 2" (50.8 mm) a 48" (1,219.2 mm) de diámetro.

Para evitar que los elementos contaminantes o productos de la corrosión interior, se acumulen provocando daños a los ductos y a los equipos de bombeo y compresión con el consiguiente aumento en el consumo de energía, ya que al haber sólidos, líquidos o ambos acumulados dentro de cualquier ducto, se requiere mayor potencia para transportar el mismo gasto, y considerando además que los sólidos provocan severos daños por abrasión en los cambios de dirección del ducto, manifestándose con mayor intensidad este efecto en los equipos de bombeo y compresión; es necesario eliminar estos productos, mediante la limpieza interior de las tuberías utilizando dispositivos tradicionales denominados "diablos", mismos que se desplazan por su interior empleando el producto transportado como medio de empuje, ya que su construcción les permite ejercer un sello con las paredes interiores de la tubería, lográndose su desplazamiento y el arrastre de los productos indeseables.

Todos los ductos son diseñados y construídos para operar bajo determinadas condiciones, sin embargo, es común que inicien su operación trabajando por abajo de éstas y cuando se requiere que operen a toda su capacidad, es indispensable conocer su estado real.

También, es necesario conocer su estado cuando crucen por zonas que han aumentado su densidad de población, y exista la posibilidad de que ellos representen un riesgo potencial, no obstante que hayan venido trabajando en forma normal y se les haya dado un mantenimiento adecuado, con un buen control de la corrosión y limpieza interior periódica.

Para la solución de este problema, se necesita un método confiable que nos proporcione de manera precisa la información necesaria, de tal forma que con base en ella se puedan decidir las acciones a tomar, para que el ducto opere bajo las mejores condiciones de seguridad.

Inspección y mantenimiento de tuberías

Después de instalar y probar a presión una tubería, su condición se inspecciona a través de exámenes periódicos de salideros. Si se localiza una fuente de salideros y se encuentra que es más pronunciada que la corrosión, o que es un problema local, la sección completa de la tubería se hace sospechosa y debe probarse a presión de nuevo, después de repararse o reemplazarse la parte defectuosa.

La degradación de una tubería por el fenómeno conocido como ruptura por fatiga corrosiva, es particularmente problemática ya que conduce directamente al fallo de la tubería sin ser precedido por salideros apreciables.

Existen dos técnicas convencionales no destructivas para la inspección de tuberías. Sin embargo, su eficacia es limitada y no establecen la integridad estructural de la tubería.

La "inspección visual" de la tubería permite localizar la mayoría de los fallos en la superficie, tales como rajaduras en la pared externa de la misma. Se pueden destacar las condiciones de la superficie utilizando técnicas con partículas magnéticas y con penetración de colorantes.

Una vez que un área de problema ha sido descubierta visualmente, puede usarse la medición ultrasónica del grosor, o equipo radiográfico para determinar su intensidad. La desventaja obvia de las inspecciones visuales y locales, consiste en la necesidad de tener acceso a la sección completa de la tubería en cuestión. La evaluación de una porción larga de una tubería sola se hace factible usando una serie de huecos de inspección, método con el que es muy posible pasar por alto fallos individuales en la tubería.

Alternativas de solución

Después de estudiar diferentes alternativas que nos llevasen a obtener la mayor información posible del estado de un ducto, tales como realizar un muestreo de medición de espesores por medio de equipos de ultrasonido, o someterlo a nueva prueba hidrostática, etc; se llegó a la conclusión de que la mejor opción era el uso de un diablo instrumentado, ya que éste es capaz de detectar diferentes anomalías en el espesor de las paredes, internas o externas de las tuberías en toda su longitud y en sus 360°.

1) Tacos viajeros

La inspección interna con un taco viajero, es una tecnología nueva y en crecimiento para el descubrimiento de corrosión y salideros.

El "taco ultrasónico" ha sido probado con éxito en el terreno para determinar salideros. El dispositivo capta la energía acústica generada por el líquido al escaparse y localiza los salideros, utilizando un odómetro registrador y los datos acústicos, al mismo tiempo que la tubería es examinada ultrasónicamente. La frecuencia óptima para descubrir los sonidos de salideros es de unos 35 kHz, y se escoge usualmente como frecuencia central de los circuitos de banda detectora de salideros.

El detector de salideros se articula en cuatro secciones, dos para grupos de baterías recargables, una para un impresor, y una para un hidrófono y las tabillas de circuitos.

A medida que el taco se mueve a lo largo de la línea, las medidas de distancia del odómetro se registran en función del tiempo. Se utilizan circuitos integrados de estado sólido para la amplificación de las señales, su acondicionamiento, y para el control del impresor. El instrumento detector de salideros se manipula como un taco limpiador. Los únicos requisitos de mantenimiento son el recargar las baterías y reemplazar rollos de cartillas de papel.

2) Emisión acústica

La "emisión acústica" es una tecnología relativamente nueva para la evaluación no destructiva de estructuras bajo tensión. Esta tecnología ofrece varias ventajas para la inspección de tuberías enterradas y puede reemplazar, en el futuro, la prueba a presión usada tradicionalmente para validar una tubería.

Para comprobar una tubería, la localización de defectos en la línea es lo adecuado normalmente, de manera que es suficiente su localización a lo largo de la tubería como se indica en la figura 7.1.

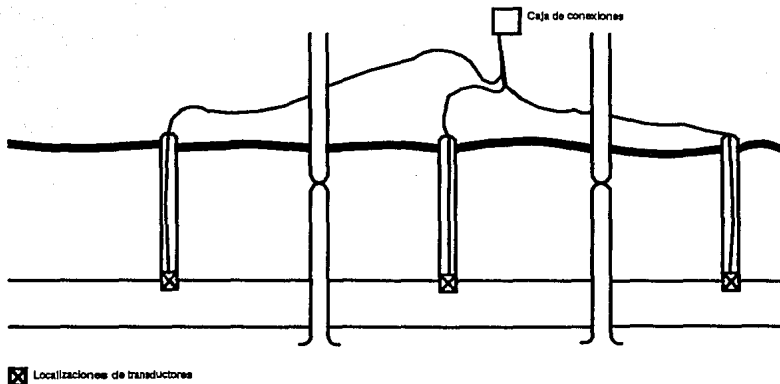


Figura 7.1: Distribución de transductores para una tubería soterrada.

Cuando la estructura está bajo tensiones, las señales de emisión acústica son captadas por los transductores y amplificadores, y enviadas al sistema central de procesamiento de señales. Ahí la señal se amplifica otra vez, se acondiciona y se envía a los sistemas de análisis y a una lectura de energía relativa.

Si se demuestra que la emisión acústica es un método exacto para determinar la integridad de las tuberías, pueden concebirse varias ventajas sobre los métodos de inspección existentes, los cuales son los siguientes:

- a) El análisis con emisión acústica no requiere que la tubería salga de servicio.
- b) La emisión acústica puede utilizarse para evaluar secciones específicas de la tubería.
- c) La emisión acústica permite detener una prueba antes de que ocurra la falla de la tubería, e indica fallas subcríticas que pueden ser examinadas en detalle, utilizando métodos locales de pruebas no destructivas.

3) Formación de imágenes ultrasónicas

La "formación de imágenes ultrasónicas", es un sistema que presenta simultáneamente imágenes múltiples de la superficie cercana o lejana de la pared de la tubería. El sistema fué diseñado para descubrir corrosión y rupturas por fatiga corrosiva de tuberías en operación.

Las imágenes producidas una vez interpretadas completamente presentan la longitud, geometría, ancho y profundidad de las anomalías en forma de dibujo tridimensionales. Los dibujos describen consistentemente la corrosión, cavidades, erosión/corrosión o pérdida de material de la superficie interior de la pared de la tubería. La técnica empleada se menciona técnicamente como "exploración simultánea de fuente receptora", y es la clave de la capacidad de resolución superior de la holografía acústica explorada.

Un sistema autónomo de formación de imágenes puede utilizarse para formar imágenes a distancia de tuberías en operación. El sistema puede estar impulsado por el producto líquido o gaseoso que se transporta por la tubería.

Se han construído también sistemas de soldadura para circunferencia, que producen imágenes de las tuberías desde el diámetro exterior, durante la construcción o durante los ciclos de inspección periódica de la tubería en operación. Pueden producirse imágenes de las soldaduras mientras la tubería yace cerca de la zanja, cuando está dentro de la zanja durante la construcción, o después de que la tubería ha sido depositada dentro de la zanja.

Tipos de diablos

Dentro de los diferentes tipos de diablos están los llamados de copa, reciben este nombre debido a los anexos que tienen al rededor de su eje, los cuales asemejan recipientes o copas. Dentro de este tipo de diablos encontramos otros de diferente clase como los que a continuación se explican:

1) Diablos de calibración

Se caracterizan por tener una placa metálica en el frente, cuyo diámetro varía de 90 al 95% del diámetro interior de la tubería en que se encuentra. Estos diablos son diseñados para eliminar las obstrucciones dentro de la tubería, así como para asegurar el libre paso de los diablos de desplazamiento. El propósito de efectuar la corrida con el diablo calibrador, es el poder determinar con la mayor exactitud, posibles abolladuras significativas u obstrucciones de línea que pudieran impedir el paso de los diablos instrumentados. Este procedimiento también se usa para hacer una estimación de la velocidad constante durante la misma y usarla como referencia en la corrida del diablo instrumentado.

Cuando es lanzado un diablo calibrador debe tenerse en cuenta el tiempo, ya que ha medida que el calibrador va haciendo el recorrido a lo largo de la línea, el avance debe irse midiendo en varios puntos a lo largo de la línea (tes, válvulas, respiraderos, imanes, etc.) y el tiempo exacto que transcurre en ir de un punto a otro; además debe anotarse el tiempo exacto de recorrido total.

Este método no solo ayuda a determinar la velocidad del instrumento entre puntos conocidos, sino que ayudará también a localizar el diablo en caso de que se atore en alguna parte del recorrido.

1.a) Examen de tuberías con calibradores

La eficiencia de una tubería está afectada por la corrosión, los residuos, abolladuras, válvulas parcialmente cerradas y otras restricciones. Con la excepción de la corrosión, estos puntos de problemas potenciales pueden localizarse exactamente, medirse y registrarse con un taco de calibración.

Por ejemplo, el "calibrador viajero de tuberías" "Kaliper TDW", como el que se muestra en la figura 7.2, es un equipo especialmente diseñado para determinar la integridad estructural de las tuberías, bien sean de nueva construcción o ya en operación.

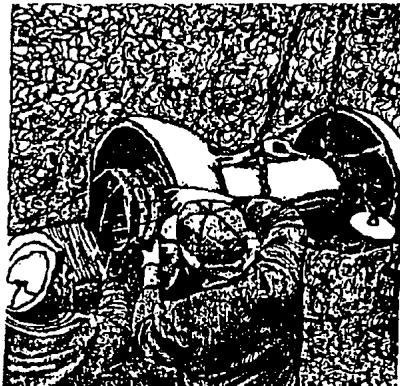
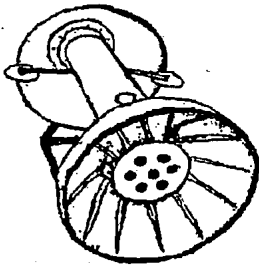


Figura 7.2: Calibrador viajero de tuberías "Kaliper TDW".

El taco de calibración puede pasarse tan pronto se completa cada sección de tubería, pero antes de la prueba a presión. Practicar un recorrido de inspección en ese momento, tiene la ventaja de encontrar las fallas antes de que la tubería haya sido llenada, o sea, cuando presenta menos problemas, demoras y gastos para su reparación o reemplazo. El primer taco que recorre la tubería, será más efectivo para remover los residuos si tiene una cara frontal plana, o sea un disco plano que limpia y empuja, en vez de una cara cónica. La parte trasera de este taco, la instrumentación y la cabeza cónica trasera permanecen iguales.

Esta corrida inicial del taco proporciona un registro inicial de las condiciones de la tubería, como una verificación de la calidad de la construcción. Es una base de comparación para recorridos de inspección posteriores a la prueba de presión (la cual puede alterar la configuración de la tubería), y como referencia para recorridos futuros. Puede utilizarse como un taco para llenado a la cabeza de la columna de agua de prueba. Como quiera que este taco permanecerá en la línea durante la prueba, la instrumentación deberá resistir la presión de la prueba.

El taco de calibración debe ser (y muy a menudo lo es), utilizado para eliminar el agua de la tubería después de la prueba hidrostática. Los resultados obtenidos son una indicación de la condición final de la tubería antes de ser entregadas. Como las presiones de operación no llegan a la presión de prueba, el registro puede constituir una base permanente para una comparación directa con recorridos futuros.

2) Diablos de limpieza

Estos diablos están provistos con cepillos y rasquetas las cuales tienen como función la de limpiar el interior de las tuberías. Otra característica de estos diablos, es que los cepillos o rasquetas son intercambiables. Algunos diablos vienen provistos de chiflones de desvío, otros tantos vienen provistos de by-pass, los cuales permiten que la corriente que empuja al diablo pase a través de estos barrenos, limpiando así el material.

2.a) Limpieza de tuberías

Una vez que la tubería se llena, bien sea con gas o con líquido, su propósito es el de transportar el máximo volumen de un fluido valioso con un gasto mínimo de energía. Para esto, la tubería debe estar libre de obstrucciones, limpia y razonablemente lisa. Cuando por algún accidente el flujo sufre una obstrucción seria, tal fenómeno puede representar la presencia de una serie de bolsones de líquido en la tubería. Los recorridos regulares de tacos pueden recolectar ese líquido, antes de que se acumule demasiada cantidad y lo arrastrarán como una columna hasta el final de la línea donde será depositado.

La tubería que esta limpia y bastante lisa ofrece las menores pérdidas por fricción. Los tacos pueden mantener limpia una tubería y mantener o mejorar lo liso de su superficie interior. El uso regular de un taco de cepillo de alambre como el que se muestra en la figura 7.3, ayuda a soltar, quitar y recolectar, óxido de hierro, fango y agua que suelen acumularse dentro de la tubería.

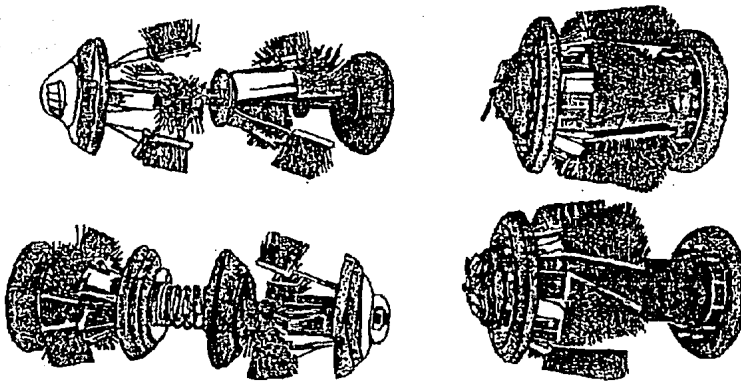


Figura 7.3: Dispositivo de limpieza de cepillo de alambre para tuberías menores.

El uso de un taco equipado con cuchillas como el que se ilustra en la figura 7.4, quita efectivamente la cera o parafina de una línea.

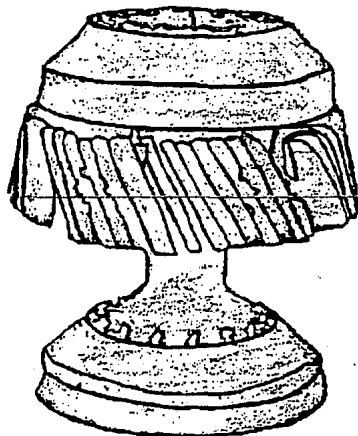


Figura 7.4: Hojas de raspador para extracción de parafina.

Una distancia mayor entre las cuchillas permite que la cera cortada se desprenda y se elimine.

Como se indicó previamente, muchas líneas de gas acumulan grandes cantidades de líquido. Con nuevos líquidos entrando continuamente en las líneas, no hay razones para tratar de secar completamente la línea. Un enfoque más razonable es considerar un gran número de recorridos utilizando esferas de tuberías. Estas esferas se adaptan fácilmente para lanzamientos y recepciones automáticas.

También se han usado esferas para separar lotes de diferentes productos refinados en la misma tubería. Las esferas pueden ser útiles para separar los lotes en líneas de carga o en otras operaciones de poco flujo o intermitentes.

3) Diablos de desplazamiento

El propósito de estos diablos es el de evacuar fluidos extraños de las tuberías, como lo pueden ser aire u otros líquidos ajenos al que se transporta por la tubería. Generalmente estos diablos vienen provistos de cuatro o más copas de hule de neopreno.

4) Diablos esféricos

Estos son usados para remover condensados de hidrocarburos de las tuberías de gas y para separación en los poliductos, es decir, para eliminar residuos de otros productos diferentes de los que se van a transportar. Su cuerpo es de poliuretano y vienen provistos de una válvula para poder aumentarle la presión, para igualarla con la presión del líquido el cual se va a desplazar. Este tipo de diablos son de alta resistencia a la corrosión. Las partes de que constan los diablos rígidos para limpieza de tuberías conductoras de aceite, gas, agua, etc; se mencionan a continuación en la tabla 7.1.

Tabla 7.1: Componentes de los diablos rígidos para la limpieza de las tuberías conductoras de fluidos.

TIPOS J R N (2" Y 4")			
CANTIDAD	DESCRIPCION	MEDIDA (pg)	DIAMETRO (pg)
1	Núcleo	2	4 3/8
1	Espaciador	2	4 3/8
6	Cepillos de alambre	2 1/2	4 3/8
2	Bridas	2 1/2	4 3/8
1	Tuerca opresora	3	6 1/4
2	Copas	4	6 1/4
1	Placa específica	4	6 1/4

5) Diablos instrumentados

5.a) Principio de operación

Existen dos principios de operación básicos en que se sustenta el funcionamiento de estos equipos, uno es por ultrasonido, y el otro mediante la detección de una fuga del flujo magnético creado por él mismo. Tres de las cuatro compañías que vienen realizando este tipo de inspección en Petroleos Mexicanos, tienen equipos que se basan en el principio de la fuga del flujo magnético; a continuación se describe un diablo instrumentado de este tipo.

El equipo detecta los defectos en la pared de una tubería, al localizar las fugas del flujo magnético creado en la vecindad de los defectos o imperfecciones, a medida que el equipo se desplaza a través de ésta.

5.b) Descripción general del equipo

El equipo es completamente autónomo y consta de tres partes principales las cuales son las siguientes:

- 1) Sección impulsora y de baterías en el frente.
- 2) Sección de transductores en el centro.
- 3) Sección de grabación en la parte posterior.

A continuación explicamos el funcionamiento de cada una de estas tres secciones.

5.b.1) Sección impulsora y de baterías en el frente

La "sección impulsora", proporciona la tracción al equipo por medio de "copas" adecuadas ya que al crearse una diferencia de presión, el instrumento se desplaza dentro de la tubería. Además, contiene a las baterías que proporcionan la energía que el equipo requiere para su operación.

5.b.2) Sección de transductores en el centro

La "sección de transductores", está formada por un número adecuado de zapatas que provocan que los transductores contenidos en ellas, mantengan un contacto estrecho con la superficie interior de la tubería, y que a medida que el equipo se desplaza a través de ésta, se induzca en sus paredes un flujo magnético. Las fugas de este campo, causadas a su vez por anomalías de carácter interno o externo en la pared de la tubería, origina señales que son detectadas por los sensores (transductores), en los 360° de la circunferencia de la tubería, y enviadas a la sección de grabación.

5.b.3) Sección de grabación en la parte posterior

La "sección de grabación" contiene el sistema electrónico y los instrumentos de grabación donde todas las señales recibidas son procesadas y acumuladas en la cinta magnética.

A esta última sección se le adaptan ruedas que son parte del odómetro del instrumento, y cuya función, es medir con toda precisión las distancias recorridas por el diablo.

Las tres secciones están unidas por uniones universales, que permiten al equipo realizar virajes en las curvas de la tubería, con un radio de hasta tres veces el diámetro.

Finalmente, al término de una corrida, la cinta magnética es procesada en un sistema de reproducción, y enviada a un oscilógrafo de donde es transferida a rollos de papel especial, para que se revisen e interpreten las anomalías registradas en los espesores de la pared de la tubería.

5.c) Requerimientos para su utilización

Para la utilización de un Diablos Instrumentado se necesita básicamente:

- 1) Que las tuberías no tengan obstrucciones en su interior, que provoque el atoramiento o daños al equipo; para tal efecto, es recomendable correr anticipadamente a la inspección, diablos convencionales y un diablo simulador (dummy), de dimensiones y peso semejante al equipo instrumentado.
- 2) Que las dimensiones de las trampas para su envío y recibo sean adecuadas, de tal manera que no provoquen problemas de carácter operativo.
- 3) Que las condiciones de operación de los fluidos transportados, permitan el desplazamiento del equipo a velocidades adecuadas para que puedan grabar las anomalías. Las velocidades óptimas en líneas de transporte de gases son de 8 a 10 km/hr y en líquidos de 3 a 5 km/hr.
- 4) Que en forma previa a cualquier corrida, se coloquen a lo largo de la tubería por inspeccionar, imanes o bobinas de referencia que serán registradas por el equipo y servirán para localizar los daños detectados. La experiencia ha demostrado que la distancia entre ellas debe ser aproximadamente de 2 kilómetros.

Cuando este tipo de diablos pasa por una línea, se hace una interpretación de los datos obtenidos, de la siguiente manera:

5.c.1) Sistema de reproducción

Al finalizar el recorrido se mueve del instrumento el sistema de reproducción, para cobrar y procesar la información acumulada en la cinta magnética. Ya procesada la información se envía a un oscilógrafo de rayos de luz, donde se transfiere al papel para así obtener un formato visual el cual será más interpretativo.

5.c.2) Interpretación de las gráficas

La gráfica resultante es un registro de las indicaciones reproducidas por las anomalías localizadas en la tubería, ésto durante el recorrido del diablo instrumentado. El instrumento detectará anomalías internas o externas, dependiendo de la extensión de la penetración o deformación de las mismas en la pared de la tubería.

5.c) Defectos que el diablo puede detectar

El equipo es capaz de detectar las siguientes anomalías:

- 1) Picaduras de corrosión.
- 2) Pérdida de material.
- 3) Daños mecánicos.
- 4) Ranuras.
- 5) Arrugas.
- 6) Abolladuras.
- 7) Mallugaduras.
- 8) Puntos duros.
- 9) Combas.

- 10) Defectos de fabricación.
- 11) Marcas de esmerilados.
- 12) Ampollas provocadas por hidrógeno.
- 13) Grietas circunferenciales en el cuerpo del tubo.
- 14) En general otras imperfecciones tri-dimensionales.

Además de la corrosión y otro tipo de defectos, la gráfica indica claramente muchos otros incidentes de la tubería, que ayudan a correlacionar la misma con los puntos conocidos a lo largo de la línea. Dependiendo de la masa de metal y su proximidad a la pared del conducto, se pueden detectar los siguientes:

- 1) Soldaduras periféricas de referencia.
- 2) Soldaduras transversales.
- 3) Válvulas.
- 4) Tes.
- 5) Secciones de transición en las cuales hay un cambio significativo de espesor.
- 6) Parches.
- 7) Bridas aislantes.
- 8) Derivaciones.
- 9) Tomas o taponés.
- 10) Juntas cortantes.
- 11) Drenajes.
- 12) Sensores de temperatura.
- 13) Anclas.
- 14) Metales cercanos.
- 15) Silletas.
- 16) Soldadura espiral.
- 17) Detectores de diablitos.
- 18) Limpiadores.
- 19) Envolturas de protección.
- 20) Abrasaderas.
- 21) Dobleces especiales.
- 22) Medidores de flujo.
- 23) Bridas de anclaje.
- 24) Reductores.

- 25) Respiraderos.
- 26) Sensores de presión.
- 27) Weldolets.

6) Diablo vetcolog

Los diablos "vetcolog" son totalmente autónomos y funcionan bajo el principio de localizar fugas, del flujo magnético que se localizan en la proximidad de anomalías e imperfecciones, al paso de la herramienta instrumentada de exploración a través del ducto.

El diablo instrumentado "vetcolog" consiste básicamente de tres elementos principales. La sección de propulsión que va al frente, la sección combinada magnetizante-transdutora en el centro, y la sección de registro amplificador electrónico en la parte posterior del diablo.

6.a) Descripción del diablo vetcolog

6.a.1) Sección de propulsión

Todas las fuentes de alimentación que se necesitan para energizar el diablo "vetcolog" durante sus recorridos se encuentran en la sección de propulsión, la cual está rodeada de copas de poliuretano. Estas copas crean una presión diferencial que sirve para mover el diablo a través del ducto.

6.a.2) Sección transductora

La sección central contiene un número apropiado de zapatas transductoras montadas sobre dos anillos de suspensión, de tal manera que durante los recorridos de inspección, se mantiene un estrecho contacto entre los sistemas sensores y la superficie interna del ducto. Al mismo tiempo, la susodicha suspensión, proporciona un alto factor de colapsibilidad, que permite que la herramienta pase a través de la tubería, aún con reducciones del diámetro interior sin que por ello sufra algún daño la herramienta.

Los sensores cubren totalmente los 360° de la circunferencia del ducto. Un campo de flujo magnético activo se induce en la superficie de las paredes. Las señales se originan de la fuga de flujo magnético que ocasionan las imperfecciones del material del ducto, ya sean externas o internas. Esta fuga de flujo se detecta por medio de sensores anteriores y posteriores.

6.a.3) Sección de instrumentos

La sección final alberga todo el sistema electrónico. En el mismo espacio se encuentran los instrumentos de registro en donde se almacenan todas las señales en cintas magnéticas, de la capacidad adecuada para cubrir la distancia del ducto que se necesita explorar. Unidos a la parte posterior de la sección de instrumentos se encuentran una o dos ruedas odómetros para medir distancia.

Las tres secciones están unidas por medio de juntas universales que permiten el libre paso por los codos del ducto, (3D en codos de 90°); tal como se muestran en las figuras 7.5 y 7.6, en las cuales la figura 7.5, muestra una rueda odómetro en la parte posterior de la sección de instrumentos, y en la figura 7.6, se muestran dos ruedas odómetros.

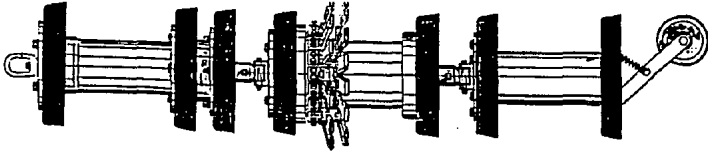


Figura 7.5: Diagrama del taco vetcolog de una rueda odómetra.

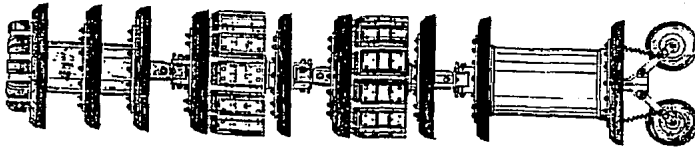


Figura 7.6: Diagrama del taco vetcolog de dos ruedas odómetras.

6.b) Funcionamiento del diablo vetcolog

El primer paso de la operación es correr un diablo medidor o provicional de aproximadamente la misma configuración, peso y tamaño de la verdadera herramienta. Después de que esta unidad provicional no instrumentada, ha realizado satisfactoriamente su recorrido de prueba, demostrando que la línea permite el paso libre, normalmente se equipa al ducto con marcadores magnéticos temporales, para correlacionar el registro impreso y la línea.

El siguiente paso es ajustar la herramienta instrumentada verdadera. La última prueba de estandarización o pulsado se le hace a la herramienta justamente antes de lanzarla. Esta prueba de pulso verifica todo el sistema de exploración, desde los transductores hasta la grabadora.

Después de esta última prueba positiva de control, el diablo vetolog se inserta en el cilindro de lanzamiento, la trampa se cierra y en el cilindro de lanzamiento se iguala la presión. Entonces se aplica presión en la parte trasera de la copa raspadora delantera sobre la sección de batería, para vencer la resistencia friccional de la unidad. Esto fuerza a la unidad a través del ducto e inicia el recorrido de exploración.

Como función de la velocidad de recorrido y la distancia entre las trampas, el diablo vetolog llegará a la trampa receptora de donde se le sacará, tal y como se muestra a continuación en la figura 7.7.

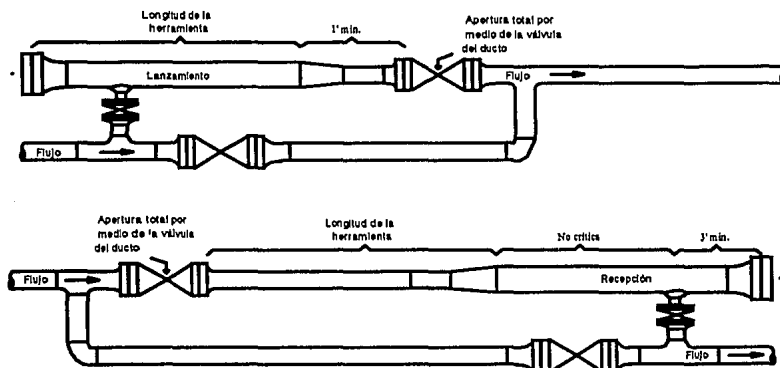


Figura 7.7: Funcionamiento del diablo vetolog.

NOTA: Un óptimo diseño se refleja en este dibujo, se pueden usar otras configuraciones del lanzamiento y de trampa.

* **NOTA:** Requiere un espacio libre mínimo de la longitud de la herramienta +1 pie; entre el cierre final y la obturación más próxima, para permitir la inserción y el retiro de la herramienta.

La cinta magnética se saca entonces e inmediatamente se procesa por medio de una unidad de lectura, que traduce las señales de la cinta magnética en escritura de registro. Para obtener una correlación e interpretación libre de errores, se recomienda efectuar un segundo recorrido de exploración, especialmente en caso de que sea la primera vez que el ducto se inspeccione.

6.c) Interpretación del registro

El registro capta anomalías que se localizan en el ducto durante el recorrido de exploración del diablo vetcológ. El diablo vetcológ detecta picaduras de corrosión y corrosión de tipo laminar, tanto en la superficie interna como en la externa del ducto. El llegar a determinar la diferenciación entre la corrosión interna y externa mediante la utilización de la herramienta, no puede lograrse con absoluta precisión. Un interpretador experto puede encontrar en el registro configuraciones de las señales que le permitan obtener una gran diferenciación. Se pueden hacer recorridos secundarios de la herramienta con menor campo de flujo. Se hace entonces una comparación con el registro original, y de esta manera se puede lograr una cierta mayor diferenciación. La herramienta detecta además:

- a) Avería mecánica.
- b) Estrías, melladuras, hendiduras y arrugas.
- c) Sitios ásperos.
- d) Burbujas de hidrógeno.
- e) Grietas en circunferencia.
- f) Otras imperfecciones tridimensionales.

El máximo espesor de paredes en que la herramienta puede funcionar, cubriendo corrosión interna y externa es de 0.75" de espesor actualmente. La herramienta detectará grietas transversales. Su capacidad para detectar grietas depende de la orientación de la grieta, su configuración y proximidad a las líneas de soldadura o a válvulas o compuertas. La herramienta registra gran cantidad de información sobre la línea de soldadura. Todas las indicaciones del registro se marcan, analizan y clasifican cuidadosamente.

La corrosión se clasifica de leve, moderada o severa, según su grado de penetración en el cuerpo de las paredes tal como se muestra en la tabla 7.2 a continuación.

Tabla 7.2: Clasificación de la corrosión de acuerdo al grado de penetración en las tuberías.

CLASIFICACION	PENETRACION EN EL ESPESOR DEL CUERPO DE LAS PAREDES
Corrosión leve:	Hasta el 25%
Corrosión moderada:	De 25 a 50%
Corrosión severa:	Más de 50%

Además de la corrosión y de otro tipo de defectos, el registro indica claramente puntos de soldadura, válvulas, tes, codos especiales, parches, etc; que ayudan a correlacionar el registro con respecto a las estaciones que se encuentran a lo largo del ducto.

6.d) Información adicional del diablo vetcolog

Los tamaños y pesos de los diablos vetcolog se muestran a continuación en la tabla 7.3.

Tabla 7.3: Características de los diablos vetcolog de diferentes dimensiones disponibles en el mercado.

DIAMETRO (pg)	LONGITUD (ft)	PESO (lbs)	CAPACIDAD DE CURVATURA
8	6.2500	200	7R-codos de 90°
10	6.3333	250	3R-codos de 90°
12	6.5000	345	3R-codos de 90°
16	6.7500	450	1 1/2R-45° o 3R-codos de 90°
20	10.2500	1,500	1 1/2R-30° o 3R-codos de 90°
24	10.5000	1,700	1 1/2R-30° o 3R-codos de 90°
26	10.5000	1,800	1 1/2R-30° o 3R-codos de 90°
30	10.7500	2,000	1 1/2R-30° o 3R-codos de 90°
34	11.9166	3,500	1 1/2R-30° o 3R-codos de 90°
40	13.0000	3,700	1 1/2R-30° o 3R-codos de 90°

Velocidad:

- a) Mínima: 0.8 km/hr (0.5 mph).
- b) Máxima: 24.1 km/hr (5.0 mph).

Las herramientas de 8", 10", 12" y 16" tienen en el registro 12 canales, los cuales se mencionan a continuación:

- a) 8 canales para información de corrosión.
- b) 2 canales para marcación magnética.
- c) 1 canal odómetro de la distancia.
- d) 1 canal de rotación.

La herramienta de 20" tiene 21 canales en el registro, los cuales se mencionan a continuación:

- a) 16 canales para información de corrosión.
- b) 2 canales para marcación magnética.
- c) 2 canales odómetros de la distancia.
- d) 1 canal de rotación.

Las herramientas de 24" y 26" tienen 25 canales en el registro, los cuales se mencionan a continuación:

- a) 20 canales para información de corrosión.
- b) 2 canales para marcación magnética.
- c) 2 canales odómetros de la distancia.
- d) 1 canal de rotación.

Las herramientas de 30", 34" y 40" tienen 28 canales en el registro, los cuales se mencionan a continuación:

- a) 24 canales para información de corrosión.
- b) 1 canal para información magnética.
- c) 2 canales odómetros de la distancia.
- d) 1 canal de rotación.

6.e) Ventajas del diablo vetcolog

Debido al tipo de transductores que se usan en el diablo vetcolog, la rapidez con la que viaja la herramienta no es demasiado crítica. La herramienta no depende de su velocidad para generar la amplitud de señal; por lo tanto, no es necesario un estricto control de la rapidez del flujo del producto. Los efectos de las variaciones en la aceleración que se observan en la amplitud de la señal, se ven minimizados por estos transductores, y esto contribuye a que haya una mayor exactitud en la interpretación de la señal. El que la herramienta conserve una velocidad uniforme y lenta, resulta a veces un problema, especialmente cuando se tiene un mínimo de flujo del producto.

Con la herramienta vetcolog, las bajas velocidades no son demasiado críticas. Se han logrado registros satisfactorios a velocidades tan bajas como a 1.6 km/hr (1 milla/hr). Los transductores que se usan en el diablo Vetcolog son más sensibles al volumen de picaduras o pérdida de espesor de las paredes, que a la configuración de los bordes anteriores y posteriores de las picaduras o a la colocación de grupos de picaduras. Es posible lograr una buena evaluación de la corrosión del tubo o bien de picaduras múltiples. La orientación o configuración de los defectos tienen un efecto mínimo sobre la interpretación.

Además de a la corrosión, esta herramienta es altamente sensible a las melladuras, daños mecánicos, estrías, puntos duros y burbujas de hidrógeno. La información de la señal describe muy bien a la condición real del ducto. El tipo de transductores que usa el diablo vetcolog, tolerará fuertes despegues de las zapatas, debidos a la parafina de otros depósitos, sin que la información de la señal se deteriore. En la tabla 7.4 se muestran el número de zapatas que contiene una herramienta de acuerdo al tamaño de ésta.

Tabla 7.4: Transductores del diablo vetcolog.

TAMAÑO DE LA HERRAMIENTA (pg)	NUMERO DE TRANSDUCTORES
8	32
10	32
12	40
20	16
24	20
30	24

El mismo diseño básico de piezas de polos magnéticos permanentes, significa que no hay cepillos rígidos que hagan contacto con la pared del tubo y causen resistencia por fricción.

Como resultado, se requiere menos presión diferencial para impeler la herramienta y hay menos variación en la velocidad. Cuando haya en el camino parafina u otros depósitos, no será problema, pues no hay cepillos rígidos que provoquen disminución de la velocidad o atoramiento. La importancia negativa de la parafina se reduce.

El uso de magnetos permanentes deja más energía disponible para que el recorrido de registro dure más tiempo, o para que puedan usarse todos los sensores con un propósito especial. Esta característica, junto con una alta regulación de la energía, asegura que no hay pérdida de sensibilidad en el sistema de detección mientras las baterías se descargan. De principio a fin del recorrido la velocidad permanece constante.

Los magnetos permanentes se utilizan para energizar el cuerpo del ducto. Los magnetos permanentes que se usan para inducir el nivel necesario de campo de flujo magnético en el cuerpo de las paredes del tubo, hacen posible obtener un nivel constante y uniforme de campo de flujo concentrado en los transductores, donde es necesario. No es posible que la ruptura de un cable o la falta de energía cause pérdida del campo de flujo magnético.

La herramienta vetcolog está diseñada específicamente para lograr un factor máximo de aplastamiento, que le permite pasar a través de válvulas y otras restricciones del ducto. La herramienta pasará por ejemplo a través de válvulas de 18" en un ducto de 20".

La herramienta está diseñada con su suspensión individual en las zapatas, para reducir el desgaste de las copas de soporte.

Esto permite que en distancias largas el transductor no se pandee a causa del desgaste de copas o cepillos; todo lo cual, impide el despegue de la zapata o del cepillo de energía magnética que resultaría del pandeo del transductor. La herramienta vetcolog está diseñada para minimizar su rotación. Esto hace que la interpretación del registro sea más exacta.

Debido al tipo de anillos de poliuretano que se usan como soportes de la zapata en la herramienta vetcolog, los sensores reciben un empuje constante contra la pared del ducto, a pesar de la presencia de grandes depósitos de parafina. Un contador de distancia sumamente confiable (odómetro), un indicador de la orientación de la herramienta, y un sistema de localización de marcadores magnéticos, están incorporados en el diablo vetcolog, lo que hace posible definir con exactitud las áreas con problema a lo largo del ducto. En el diseño se hicieron consideraciones con la idea de manejar con computación la función del procesamiento de información.

El estudio de la interpretación con ayuda de la computadora continúa aún. Un sistema de FM, se usa para registrar la información que producen los transductores de corrosión, los contadores de distancia y los indicadores de orientación y de marcadores.

Este sistema de FM se presta perfectamente al registro y reproducción fiel de este tipo e información electrónica. Un unico dispositivo sensor de la presión se puede usar para activar el registro. Esto ahorra un valioso tiempo de registro antes del lanzamiento o cuando la herramienta se atora en la línea sin que reciba ninguna presión.

Hay un mínimo de partes móviles en la herramienta vetcolog. Al diseñar se prestó suma atención a la construcción sencilla, sólida y modular. Como resultado se obtuvo una herramienta que es fácil de mantener y que elimina los problemas en el campo.

La estandarización formal del campo y la verificación de la condición de la herramienta la realiza personal competente, bien adiestrado y experimentado.

6.f) Distancia máxima de viaje en gas o en fluido

Los factores que determinan la distancia que se logre tanto en gas como en líquido son la velocidad de flujo del producto y el tiempo de registro del que disponga la herramienta. Los tiempos de registro disponibles hasta el momento, son los que se muestran a continuación en la tabla 7.5.

Tabla 7.5: Tiempos de registro de acuerdo a la dimensión del "diablo vetcolog".

DIAMETRO (pg)	TIEMPO (hrs)
8 a 12	40
20 a 30	75

Si el tiempo de registro no permite el recorrido a lo largo de todo el ducto, se usaran dispositivos especiales para retardar el inicio del registro, hasta que la herramienta haya viajado una determinada distancia dentro de la línea. Por medio de recorridos múltiples se logrará en este caso una exploración total de cualquier línea.

6.g) Longitud de las trampas de los diablos

La longitud de la parte en expansión del cilindro de la trampa, necesita ser por lo menos 304.8 mm (12") mayor que la de la herramienta, especialmente en el extremo de lanzamiento. Un cilindro de expansión más corto puede tolerarse en el extremo de recepción, incluso hasta de 101.6 mm (4") de longitud, pero el retiro de la herramienta será difícil. Debe haber por lo menos 304.8 mm(12") de tamaño nominal del ducto, entre la parte en expansión del cilindro de la trampa y la válvula del extremo receptor.

El diablo vetcolog puede lanzarse o atraparse en cilindros de lanzamiento o en trampas tanto verticales como horizontales. Aunque se prefieren las horizontales, a pesar de que las verticales no presentan mayor problema, tomando en cuenta que la herramienta se instale y se retire físicamente sin interferencia de obstrucciones.

6.h) Detección de magnetos marcadores o de posición

Los transductores detectan a los magnetos marcadores o de posición, que han sido colocados en la línea a intervalos conocidos. La posición de estos magnetos se registra en el canal indicador de los marcadores magnéticos, cuando pasa al registro.

Los ductos costa afuera frecuentemente se construyen con juntas pequeñas cada 1.6 o 3.2 kilómetros (1 o 2 millas). Estas juntas se reconocen de inmediato en el registro, y cubren la función de marcadores permanentes de la línea.

6.i) Registro impreso

La resolución de la distancia en el plano de registro, se logra por medio de un contador de la distancia del ducto, o marcador odómetro, que marca el recorrido de la herramienta en incrementos predeterminados. El sistema de marcadores magnéticos, permite también la escalación de la distancia recorrida por la herramienta a través del ducto, a partir de un punto de referencia conocido.

Además, una escalación de intervalos de tiempo se marca fuera del registro, con el propósito de usarla para la graduación de éste. Las válvulas ya conocidas y las tes que se encuentran a lo largo de la línea, también se indican en el registro y se usan para interpretar la distancia en el registro en relación al ducto.

j) Determinación de la orientación o de la rotación

La herramienta vetcolog está diseñada para minimizar la rotación. Esto hace que la interpretación del registro sea más exacta; sin embargo, la orientación del diablo vetcolog, está constantemente monitoreada por un indicador de orientación y un canal que registra la orientación en el registro. En ductos DSA de gran diámetro, la posición de la línea DSA de soldadura puede observarse en el sitio adecuado del canal.

Necesidad del empleo de estos equipos en Petroleos Mexicanos

Petroleos Mexicanos en el año de 1966 utilizó por primera ocasión un Diablo Instrumentado, sin embargo, por aquellos días el equipo únicamente era capaz de inspeccionar el cuadrante localizado entre los 135 y 225°, osea en la parte inferior de los ductos, y se concluyó que el equipo no satisfacía los objetivos perseguidos, por lo que dejó de emplearse. Sin embargo en los años de 1978, 1979 y 1980, se presentaron graves accidentes en ductos que obligaron a buscar alternativas para conocer el estado de diversas tuberías sin suspender su operación, ya que en casi todos los casos, no era posible dejar de transportar productos entre los centros de producción y consumo, llegándose a la conclusión que lo más viable era el empleo de este tipo de equipos, que para entonces ya eran capaces de inspeccionar los 360° de los ductos.

Resultados

Se han inspeccionado tuberías con diámetros de 152.4 mm (6") a 1,219.2 mm (48"), esto ha permitido conocer oportunamente un gran número de anomalías en los ductos, tales como:

- a) Corrosiones muy severas con pérdida de material de más del 50% del espesor total de pared.
- b) Abolladuras ocasionadas a ductos nuevos durante la construcción.
- c) Rayones con pérdida de material.
- d) Golpes en ductos en operación provocados durante la construcción de un ducto paralelo, etc.

Como ejemplo de estas fallas podemos citar la encontrada en el poliducto de 203.2 x 152.4 mm (8" x 6") México-Cuernavaca, situada a 85 metros de la descarga de las bombas, sobre una de las principales avenidas de la Cd. de México, donde la presión es de 105 kg/cm² (1,493 lb/pg²), y existía una corrosión exterior de 457.2 mm (18") de largo por 12.7 mm (0.5") de ancho con una profundidad de 3.05 mm (0.12"), en un sitio con espesor total de 4.77 mm (0.188"). Dada las características de esta corrosión, de no haber sido localizada oportunamente, se habría provocado un accidente de graves consecuencias, como el ocurrido en la Cd. de Guadalajara el pasado 22 de Abril de 1990.

Otro ejemplo lo constituye la fuerte corrosión interior detectada mediante este tipo de inspección, en el poliducto de 355.6 mm (14") Salamanca-Guadalajara, que ha llevado a considerar la posibilidad de sustituir este ducto en toda su longitud, ya que es prácticamente imposible restituirle sus condiciones originales mediante su rehabilitación. Otros ejemplos son además los golpes encontrados en el gasoducto de 1,219.2 mm (48") Cactus-San Fernando, y en el oleoducto de 762 mm (30") Nueva Teapa-Venta de Carpio.

Golpes y corrosiones tan severas como las mencionadas anteriormente han sido localizadas en otros ductos. El conocimiento oportuno de estas fallas, ha permitido su inmediata corrección, y ésto ha traído como consecuencia, incrementar la vida útil de las tuberías y disminuir la cantidad de accidentes.

En lo que se refiere a ductos de reciente construcción, el equipo también ha resultado de mucha utilidad puesto que antes de entrar en operación, se han logrado detectar gran cantidad de corrosiones severas y fuertes golpes, como los encontrados en los gasoductos de 1,219.2 mm (48") Cempoala-Santa Ana, y de 609.6 mm (24") Valtierra-Las Truchas, en el poliducto de 245 mm (10") Salamanca-Morelia, en la ampliación de la red de distribución de gas, de 406.4 mm (16") en Querétaro, Qro., etc; defectos que ya fueron o están siendo corregidos con toda oportunidad, antes de que los ductos inicien su operación, con las ventajas que representa el realizar trabajos de rehabilitación en tuberías vacías y la seguridad, de que éstas iniciarán su operación en perfectas condiciones.

El costo de estos trabajos ha variado entre el 0.77 y el 1.49% del costo de construcción de la tubería según su diámetro.

A cambio de este costo, conocemos el estado real del ducto y estamos en posibilidad de corregir las anomalías, aumentando de esta manera la vida útil y la seguridad en la operación del ducto.

También se han evitado accidentes que serían de graves consecuencias para la institución y aún para el país, porque en caso de ocurrir, podrían haber obligado a sacar de operación algunos ductos importantes, como por ejemplo el oleoducto de 609.6 mm (24") Cd. Madero-Cadereyta, o el gasoducto de 1,219.2 mm (48") Cactus-San Fernando. En el primer caso, la refinería de Cadereyta saldría fuera de operación y en el segundo, quedaría sin gas natural gran parte del país, lo que ocasionaría el paro de gran número de industrias que utilizan este gas como combustible o como materia prima, con las graves consecuencias y costos que ésto acarrearía.

El conocimiento preciso de las diferentes fallas existentes en cada ducto, ha permitido decidir acciones para que de acuerdo con la gravedad de éstas, por etapas, se realice la rehabilitación de ductos mediante la sustitución de grandes longitudes, cambiando pequeños carretes o colocando envolventes en fallas aisladas, así como en algunos casos, se restrinja la presión de operación. Se han reparado en varios ductos corrosiones severas o moderadas y golpes o abolladuras, con lo que se han evitado accidentes graves. De acuerdo con la magnitud de estos defectos, se ha dado prioridad para su corrección a los que de acuerdo con los reportes de la inspección representan mayor riesgo, ya sea por su naturaleza física o por ubicarse en zonas densamente pobladas, con un avance del 32% en la corrección de daños importantes detectados en todos los ductos que se han inspeccionado.

Las acciones correctivas han evitado graves accidentes, con todas las consecuencias que éstos acarrearían, con el consiguiente beneficio económico y de prestigio, ya que, al no haber accidentes, no se causa daños a instalaciones ni a terceras personas.

Posibilidades de utilización en Petroleos Mexicanos

Las posibilidades de empleo de estos equipos en Petróleos Mexicanos es muy halagüeña, ya que gracias a los excelentes resultados que se han obtenido, por instrucciones de la dirección general en primera instancia se tiene programado inspeccionar todos los ductos de la institución y posteriormente, con cierta periodicidad, en función de su uso o importancia, así como del mantenimiento que se les haya proporcionado, se volverán a inspeccionar para poder comparar su deterioro con el transcurso del tiempo, y tomar acciones tendientes a evitar que los ductos se dañen.

Lo anterior no es privativo de Petroleos Mexicanos, ya que en otros países este tipo de inspección está regida por leyes federales y estatales, y la frecuencia con que se inspecciona el mismo ducto es variable, por ejemplo, en los Estados Unidos de Norte América, en California, las corridas son trimestrales para ductos que atraviezan zonas urbanas, mientras que en Texas y Louisiana, son semestrales y anuales para el mismo caso.

En países como Inglaterra, Alemania, Francia, Arabia, Australia y Singapur, la frecuencia es variable entre 3 y 5 años para todos los ductos.

Necesidades de nacionalización del equipo

Considerando los excelentes resultados de las inspecciones y el potencial de trabajo para estos equipos en Petróleos Mexicanos, a mediados de 1984 al constituirse el "Comité Técnico Consultivo de Unidades de Operación y Mantenimiento de Ductos", se le encomendó al Instituto Mexicano del Petroleo el desarrollo de un primer equipo de 609.6 mm (24") de diámetro.

Al concluirse éste, el Instituto Mexicano del Petroleo construirá otros en todos los diámetros, que sustituirán a los de las compañías extranjeras que vienen prestando este servicio.

Posibilidades de ahorro y obtención de divisas para el país

Dada la importancia que este tipo de inspección que ha cobrado en el mundo, se considera factible que en una primera etapa los equipos construídos por el Instituto Mexicano del Petroleo, proporcionen servicio a Petroleos Mexicanos, y posteriormente, lo ofrescan a países latinoamericanos e inclusive a europeos, lo anterior permitirá de inmediato un gran ahorro de divisas para el país. Posteriormente, al ampliarse el área de acción fuera de México, el país estará en posibilidades de recibir divisas.

Para lograr lo anterior, será necesario la creación de una compañía adecuadamente implementada que se encargue de prestar estos servicios.

Recomendaciones

Antes de que un diablo instrumentado realice su recorrido a través de un ducto de costa afuera, debe prestarse suma atención a las velocidades de flujo, el tiempo proyectado para el recorrido, y la regulación de la presión. El funcionamiento de diablos limpiadores similares debe observarse con cuidado.

Esta información puede servir para determinar, dentro de una distancia muy corta, en dónde se atoró el diablo. Se recomienda hacer correr un diablo medidor estándar en el ducto de costa afuera, antes de que se lance el instrumentado, para detectar la presencia de restricciones en la línea. Antes de correr el instrumentado, un diablo de simulación o uno medidor, se deberá correr por el ducto de costa afuera, para detectar las características de funcionamiento que le esperan en su recorrido a la herramienta instrumentada.

En caso de que por algún motivo se atorara un diablo instrumentado, sería necesario correr un diablo rastreador estándar para localizar con exactitud la obstrucción y proceder al seccionamiento de la línea, la recuperación y la reparación. Los diablos rastreadores también pueden ir juntos o acoplados a la herramienta instrumentada o al diablo medidor, para facilitar su localización en caso de que cualquiera de ellos se detuviera por algún motivo.

Conclusiones

Estos equipos han resultado de gran utilidad a Petroleos Mexicanos, porque al conocer oportunamente las anomalías que tienen sus tuberías, ha sido posible realizar las rehabilitaciones o acciones procedentes, con lo que se han evitado graves accidentes, salvaguardando de esta manera vidas humanas, daños a terceras personas y a instalaciones de la propia institución, además de tener la seguridad de que estas tuberías operan bajo condiciones más confiables.

El país a través del Instituto Mexicano del Petroleo, ha logrado desarrollar un tipo de ingeniería diferente al tradicional, ya que para la fabricación de diablos de este tipo, intervienen ingenieros y personal especializado en todas las ramas de la Ingeniería, lo que traerá como consecuencia, mejoras en el diseño y construcción de futuras tuberías.

Al capacitarse el personal sobre esta especialidad, tanto en laboratorio como en el campo, se están creando las bases para lograr una modernización de la infraestructura de esta área, lo que tendrá como consecuencia un aumento en la productividad.

México ahorrará de inmediato una cantidad considerable de divisas por este concepto, y en un futuro no muy lejano, obtendrá divisas al prestar este tipo de servicios en otros países.

NO

Exista

Pagina

CAPITULO VIII

DERECHO

DE

VIA

No

Exista

Pagina

No

Exista

Pagina

DERECHO DE VÍA

El derecho de vía se define como la faja de terreno de ancho apropiado (10 metros), que se requiere para alojar los ductos que transportan y distribuyen diferentes productos, y que permite contar con una zona adicional de servicio, que durante el proceso de construcción, se utiliza para el tránsito del equipo y el almacenamiento y preparación de materiales; dicha faja de terreno es contratada por convenio con el propietario, para uso superficial, en la cual no se debe obstruir el paso libre a todo lo largo del tubo.

El derecho de vía debe seleccionarse en la forma necesaria, para reducir al mínimo la posibilidad de peligros debidos a futuro desarrollo industrial y urbano, o a invasiones del derecho de vía.

Los derechos de vía deben estar debidamente legalizados y en situación de dominio, para poder llevar a cabo la construcción de la línea regular, las áreas de almacenamiento, estaciones de bombeo y de compresión, así como de los centros de distribución de materiales, de las áreas para maniobras y de los caminos de acceso.

El constructor y todo el personal, deben conocer las condiciones de los permisos de cruzamientos de áreas federales, estatales y particulares, así como las limitaciones de uso.

También deben conocer los procedimientos de construcción aprobados cuando sea necesario atravesar obras públicas particulares, de comunicaciones, acueductos, drenajes, irrigación, vías o corrientes fluviales, etc., y las prohibiciones de procedimientos que puedan dañar dichas obras.

Debe evitarse al máximo ocasionar daños a las propiedades públicas y privadas colindantes con los derechos de vía de los ductos.

Los derechos de vía cruzan muy variados tipos de terreno, clima y vegetación, siendo inevitable cruzar ríos, pantanos, barrancas, líneas de transmisión eléctrica, ferrocarriles, carreteras, etc., de tal forma que los problemas de construcción y mantenimiento son muy variados, difíciles y de solución muy costosa, si no se observa el trazo más conveniente.

Tipos de derechos de vía

a) Derechos de vía urbanos

Estos prácticamente no existen, debido a que en las ciudades, el uso del suelo está muy restringido por razones obvias y en consecuencia, las tuberías se alojan en banquetas, camellones o zonas seleccionadas, existiendo de antemano un previo acuerdo con las diferentes autoridades, organismos y propietarios que se pudieran ver afectados por la construcción de las mismas.

b) Derechos de vía rurales

Estos tienen un ancho de 9 a 15 metros aún cuando podrán ser mayores en función de las necesidades que se tengan.

Requisitos de construcción

En toda construcción del derecho de vía, las inconveniencias para el propietario del terreno deben ser mínimas y debe darse consideración primordial a la seguridad pública, para lo cual a continuación se mencionan tres importantes requisitos para la construcción del derecho de vía:

- 1) Todo uso de explosivos debe ser de conformidad con los reglamentos gubernamentales y debe llevarse a cabo por el personal competente y calificado, realizado en forma necesaria para dar protección adecuada al público en general, al ganado, fauna silvestre, edificios, líneas de teléfono, telégrafo, estructuras subterráneas, tuberías de transporte y a cualquier otra propiedad en las cercanías de las voladuras.
- 2) En la nivelación del derecho de vía deben realizarse todos los esfuerzos necesarios para disminuir los daños al terreno, y evitar condiciones anormales de drenaje y de erosión. El terreno debe restaurarse lo más cerca de su condición original, hasta donde esto sea posible.
- 3) En la construcción de cruces de líneas de tubería con ferrocarriles, carreteras, corrientes acuáticas, lagos, ríos, etc; deben mantenerse precauciones de seguridad como señales, luces, barreras, etc; en interés de la seguridad pública. Los cruces deben cumplir con las reglas, reglamentos y restricciones aplicables de los organismos regulatorios que tengan jurisdicción.

Colocación de estacas o marcas

Durante la construcción del derecho de vía la ruta debe levantarse y estacarse, y todas esas estacas o marcas, se mantendrán durante la construcción. La ruta de tuberías costafuera, debe ser levantada y la línea de tubería localizada dentro del derecho de vía, deben de contener marcas adecuadas durante la construcción.

Las características geométricas y topográficas del derecho de vía, prácticamente sólo se limitan por las consideraciones que deben cumplirse con la construcción, la operación y el mantenimiento de la línea, es decir, el derecho de vía podrá tener las deflexiones horizontales que permita la norma, de acuerdo al diámetro de la tubería, y como límite en el sentido vertical, la pendiente máxima que permita el tránsito de vehículos, siempre que sea posible.

Los programas de conservación de derechos de vía tienen como objetivo principal mantenerlos en aceptable estado de tránsito y funcionamiento.

Esto se ha venido logrando mediante la vigilancia e inspección constante de los derechos de vía, así como también, procurando que desde la etapa de proyecto se haga en buena localización y trazo.

La experiencia ha demostrado que los más conflictivos son los que se localizan en las zonas costeras, de topografía accidentada, y los que cruzan o pasan cerca de núcleos de población.

En el primero de los casos, se han tenido que construir alcantarillas, vados, cunetas, contracunetas, muros de retención y rompecorrientes, estabilizando terraplanes y taludes con diferentes medios como la siembra de pasto, nopales, casuarinas, etc., desasolvando y limpiando cunetas y alcantarillas para garantizar su buen funcionamiento.

En el segundo, la ocupación de los derechos de vía por construcción de viviendas ha obligado a la relocalización de líneas para evitar riesgos o a reducir las presiones de operación.

El origen de algunos problemas importantes en el mantenimiento de líneas, es también la deficiente apertura de un derecho de vía que altera la topografía original.

Se ha observado que cuando ésta se modifica sin un estudio previo y adecuado, genera muchos problemas por el cambio en el curso del drenaje natural de una zona, que obliga al agua a escurrir sobre el derecho de vía o a través de él, ocasionando que queden grandes áreas inundadas y erosionadas, colapso de vados y cunetas, y tramos de tuberías descubiertos y suspendidos que los expone a sufrir daños.

El mismo problema surge cuando no se reponen adecuadamente los bancos que forman las márgenes de los ríos. Por otra parte, se sabe que Petroleos Mexicanos no adquiere en propiedad el área de terreno que corresponde al derecho de vía, sino que únicamente contrata y paga el derecho de ocupación del mismo y, durante la construcción, los daños causados a propiedades y siembras.

La irregularidad de estos pagos ocasiona problemas con los afectados, que impiden el libre tránsito a las instalaciones para un mantenimiento eficiente. En todo proyecto de instalación de un sistema de transporte por tubería debe realizarse, con la anticipación necesaria, la planificación correspondiente al derecho de vía o franja de terreno donde se alojará la tubería, con los señalamientos adecuados y las medidas especificadas a continuación, de tal manera que permanezcan inalterables durante todo el tiempo de operación del sistema.

Además, por cada tubería que se adicione se aumentará a cada corredor afectado una distancia de dos metros, más el diámetro correspondiente a dicha tubería, y se cumplirá, con lo estipulado en la tramitación de permisos de los derechos de vía para ductos nuevos.

Tramitación de permisos de los derechos de vía para ductos nuevos

La dependencia de Petroleos Mexicanos, encargada de tramitar y gestionar los derechos de vía de los nuevos ductos de transporte que se construyen en el futuro, será la Gerencia de Servicios Generales y Administración Patrimonial.

La Gerencia de Administración y Servicios gestionará, ante la Secretaría de Energía, Minas e Industria Paraestatal, el permiso de construcción con base en la siguiente documentación:

- a) Autorización de la Secretaría de Programación y Presupuesto para financiar la obra de que se trate.

- b) Memoria descriptiva que tendrá por objeto justificar técnica y económicamente las obras y construcciones, desde el punto de vista de la seguridad y utilidad, conteniendo lo siguiente:

- 1) La ubicación de la obra proyectada.
- 2) Las características físicas y propiedades químicas del o los productos que transportará.
- 3) El gasto del o los productos que manejará.
- 4) El procedimiento de cálculo adoptado para la determinación del diámetro conveniente, el diámetro exterior y los espesores de las paredes de las tuberías.
- 5) Las especificaciones de fabricación y propiedades de los tubos, válvulas y conexiones, y en general de los materiales utilizados.
- 6) El cálculo de la pérdida de presión y estimación de la presión de operación de los diferentes tramos.
- 7) La protección que se instalará para evitar la corrosión de las tuberías.
- 8) La longitud y el número de tubos para cada tramo.
- 9) El cálculo justificativo de la estabilidad de las estructuras en los casos donde se encuentren condiciones externas especiales.
- 10) El detalle de las estaciones de bombeo, compresión, regulación, medición y dispositivos de seguridad que se instalen.
- 11) Los reglamentos y normas a que se sujetó el proyecto.
- 12) El presupuesto estimado del costo total.
- 13) Planos de localización y de detalles del proyecto definitivo del sistema de transporte por tubería.

- 14) Programa de ejecución de las obras por etapas, con objeto de que puedan proyectarse las inspecciones.
- 15) Sistemas de seguridad para evitar accidentes en las instalaciones.

La Gerencia de Administración y Servicios gestionará ante la dependencia gubernamental correspondiente, los permisos de cruzamiento con caminos, ríos, canales, lagos o lagunas, brazos de mar, carreteras, ferrocarriles y otras vías de comunicación, así como la afectación de derechos de vía de otro tipo; también gestionará la autorización del uso del suelo en zonas urbanas, suburbanas y conurbadas de las entidades federativas y municipios.

La Gerencia de Administración y Servicios o la que corresponda, proporcionará a la Gerencia de Servicios Generales y Administración Patrimonial, con 90 días de anticipación a la fecha programada para la iniciación de las obras, la siguiente documentación:

- a) Autorización de la Secretaría de Programación y Presupuesto para financiar la obra de que se trate.
- b) Permiso de construcción expedido por la Secretaría de Energía, Minas e Industria Paraestatal.
- c) Permiso de cruzamiento o de afectación de derechos de vía de dependencias ajenas a Petroleos Mexicanos.
- d) Planos generales del trazo y localización a escala de 1:100,000 anotando los nombres y linderos de los Municipios y Entidades Federativas que se crucen.

- e) Planos del trazo general a escala de 1:4,000 por secciones que comprendan un máximo de 3 kilómetros anotando nombres, distancias, rumbos de los linderos y los datos sobre la longitud y superficie de la faja que ocupará el derecho de vía en cada una de las propiedades o ejidos, incluyendo el cuadro de construcción en su caso.
- f) Planos de localización a escala de 1:1,000 de las instalaciones de bombeo y almacenamiento, instalaciones de medición, regulación, separación, calentadores y en general, de todas las instalaciones complementarias necesarias, indicando las propiedades o ejidos afectados y los terrenos que deben ser adquiridos, anotando nombres, distancias, rumbos de los linderos, etc.
- g) Planos individuales de afectación de las propiedades o ejidos a escala convencional, señalando distancias y rumbos del polígono o cuadro de construcción, así como las superficies por ocupar de cada predio.
- h) Las modificaciones al trazo original del derecho de vía, que deban contratarse temporal o permanentemente por razones de construcción, operación, conservación, etc; serán solicitadas con una anticipación de por lo menos un mes, antes de realizar los trabajos conducentes a la Gerencia de Servicios Generales y Administración Patrimonial, por las entidades constructora y operativa, marcando copia de dicha solicitud a la Gerencia de Seguridad Industrial.
- i) Programa de ejecución de las obras por etapas, con objeto de que oportunamente se lleven a cabo los trámites de permiso de paso, pago de señales y legalización de las superficies o terrenos afectados.

Los planos que forman parte de la documentación señalada anteriormente, deberán ser reproducibles; solo se empleará el idioma español y el sistema decimal de pesas y medidas. Como excepción, podrán admitirse planos con las traducciones correspondientes.

En la documentación que la Gerencia de Administración y Servicios entregue a la Gerencia de Servicios Generales y Administración Patrimonial, deberá constar también la siguiente información:

- a) La clasificación del trazo de las líneas de acuerdo con la densidad de población y porcentaje de construcción habitacional; de manera que se conozcan en el desarrollo total del trazo, las longitudes que corresponden a cada uno de los tipos de construcción, previendo siempre al seleccionarlas, el crecimiento futuro probable de las zonas habitadas en un lapso de diez años. Plano general en escala 1:100,000.
- b) El ancho de la franja que se requiere a lo largo del trazo, es de acuerdo a la figura 8.1 y a la tabla 8.1 que se muestran a continuación:

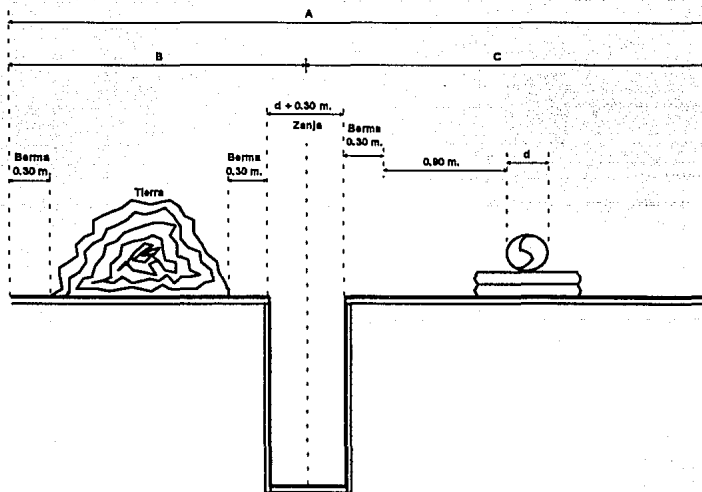


Figura 8.1: Amplitud del derecho de vía.

NOTAS:

- a) Se considerará lado "C" aquél por donde se encuentre el camino o brecha para mantenimiento.
- b) Por cada tubería que se adicione se aumentará a cada corredor afectado una distancia de dos metros, más el diámetro correspondiente a dicha tubería.

Tabla 8.1: Ancho mínimo del derecho de vía.

DIAMETRO NOMINAL (d)	A	B	C
Hasta 8"	10 m	3 m	7 m
De 10" a 18"	13 m	4 m	9 m
De 20" a 36"	15 m	5 m	10 m
Mayores de 36"	22 m	7 m	15 m

- c) Planos de los caminos de acceso para vigilancia, operación y mantenimiento del o de los ductos.

La Gerencia de Administración y Servicios enviara a la Unidad de Seguridad Industrial de la rama operativa, quince días antes de hacer la entrega a la Gerencia de Servicios Generales y Administración Patrimonial, toda la información sobre el proyecto y documentación definitiva, para que con toda oportunidad puedan dar sus puntos de vista sobre la seguridad de la instalación, enviando copia respectiva a la Gerencia de Seguridad Industrial.

La Unidad de Seguridad Industrial de la rama operativa, indicará a la Gerencia de Administración y Servicios, con copia a la Gerencia de Seguridad Industrial, la superficie del terreno que por razones de seguridad, deberá contratarse o expropiarse en ciertas zonas especiales en el desarrollo del trazo, del sistema de líneas en cuestión. Esta información se hará constar en los planos entregados por la Gerencia de Administración y Servicios.

La Gerencia de Seguridad Industrial efectuará, cuando lo estime conveniente, auditorías para verificar el cumplimiento de lo establecido en los párrafos anteriores.

La Gerencia de Administración y Servicios gestionará ante la Secretaría de Energía, Minas e Industria Paraestatal, el permiso de uso para el ducto, de acuerdo al Artículo 200 del Reglamento de Trabajos Petroleros el cual dice así al pie de la letra: *Si el resultado de la inspección y prueba de la tubería es satisfactorio, la dirección o la Agencia respectiva expedirá el permiso de uso correspondiente a las instalaciones probadas, sin cuyo requisito éstas no podrán ser puestas en operación;* con base en la siguiente documentación:

- a) **Constancia de la prueba hidrostática debidamente verificada por el inspector técnico de la Secretaría de Energía, Minas e Industria Paraestatal comisionado para el caso, de acuerdo a los Artículos 195, 196, 197, 198 y 199 del Reglamento de Trabajos Petroleros, los cuales se citan a continuación:**

Artículo 195

Al iniciar la prueba de una tubería para transportar hidrocarburos líquidos, o sus ramales, se correrán, como mínimo, tres escudos o tacos de limpieza (diablos) de cepillos y copas, que servirán para limpiar la tubería de toda incrustación, polvo o rebaba de construcción; recuperados los diablos se dejará circular el fluido desplazante durante algunos minutos hasta que salga completamente limpio.

Terminada la limpieza, y con la tubería llena de agua, se procederá a la prueba de presión hidrostática, debiendo ser ésta igual a la máxima de bombeo a que vayan a trabajar las tuberías, aumentada en no menos de un 25%. Una vez que se haya alcanzado la presión de prueba, se aislarán las tuberías, anotándose en seguida las variaciones de presión por espacio de una hora, y al cabo de ese tiempo, se abatirá la presión al 50%, para después subirla nuevamente hasta la presión de prueba especificada, la que se mantendrá durante 24 horas. Si durante las 24 horas no se registran cambios de presión, fuera de los atribuibles a variaciones de temperatura, se dará por terminada la prueba, considerándola satisfactoria. La longitud máxima de la tubería para prueba será igual a la que exista entre válvula y válvula, y a falta de éstas no excederá de 30 kilómetros.

Artículo 196

La prueba de una tubería para transportar gas, se hará en la misma forma prevista en el artículo anterior; pero la presión de prueba deberá ser la máxima de bombeo a la que vaya a trabajar la tubería, aumentada en no menos de un 10%, y al resultar satisfactoria la prueba con agua, se procederá a efectuar una segunda prueba, precisamente con aire, a fin de verificar la impermeabilidad de la tubería a los gases. Esta única prueba se llevará a cabo presionando aire a través de la tubería, a una presión no mayor de 7 kg/cm² (100 lb/pg²), y se aceptará como satisfactoria, si los cambios de presión son únicamente los atribuibles a estabilización de la misma presión, o a cambios por temperatura.

Artículo 197

Cuando las tuberías de un gasoducto atraviesen poblados, los tramos correspondientes serán probados a una presión que deberá ser, como mínimo, de un 25 a un 50% mayor que la presión máxima de trabajo, cuyo valor máximo permisible estará de acuerdo con los reglamentos y normas a que se sujetó el proyecto, y de acuerdo con el siguiente criterio:

- a) Cuando el gasoducto se localice en la periferia de ciudades, poblados agrícolas o industriales, y en general, en zonas donde la densidad de población no exceda de 75 habitantes por km², la prueba se hará a una presión 25% mayor que la presión máxima de trabajo, como mínimo.
- b) Cuando el gasoducto atraviese áreas destinadas a casas habitación o a casas comerciales, aún cuando en el momento de construir el gasoducto solamente existan edificaciones en la décima parte de los lotes adyacentes al trazo, así como cuando se localice en sitios donde haya un tránsito intenso u otras instalaciones subterráneas, la prueba se hará a una presión 40% mayor que la presión máxima de trabajo, como mínimo.
- c) Cuando el gasoducto atraviese áreas destinadas a casas habitación o casas comerciales, de construcción de varios pisos y el tránsito a inmediaciones de la tubería sea muy denso o pesado, o existan muchas instalaciones subterráneas, la prueba se hará a una presión no menor de vez y media la presión máxima de trabajo.

Artículo 198

Terminada la prueba satisfactoriamente, el inspector extenderá la constancia respectiva, por cuadruplicado, entregando dos ejemplares a la permisionaria y remitiendo un tanto a la Dirección y otro a la Agencia respectiva.

Artículo 199

Si en el proyecto de construcción de una tubería se incluyen estaciones de bombeo, de almacenamiento o compresión, estas instalaciones requerirán una inspección completa de su funcionamiento en seguridad, y la verificación de que se han respetado las disposiciones de este reglamento.

b) Gráficas de la prueba hidrostática, que deben ser entregadas a la Gerencia de Administración y Servicios por la Rama encargada de la construcción

La Gerencia de Administración y Servicios enviará a la rama encargada de la construcción, el permiso de uso que expide la Secretaría de Energía, Minas e Industria Paraestatal, a fin de que dicho documento forme parte de la entrega del ducto a la rama operativa. En los Convenios o contratos que la Gerencia de Servicios Generales y Administración Patrimonial, celebre con los propietarios o ejidatarios de los terrenos en los cuales se aloja el sistema de tuberías en cuestión, deberá obligarse expresamente el propietario, poseedor o ejidatario, a lo siguiente:

- a) Sobre el derecho de vía, y/o sobre las superficies delimitadas por la Gerencia de Seguridad Industrial, no podrá construir ningún edificio destinado a servir como habitación, o sitio de reunión, o a ser usado para fines industriales o comerciales.

- b) Sobre el derecho de vía no podrá tránsito maquinaria pesada, ni se llevarán a cabo en el mismo, excavaciones de ninguna profundidad, permitiéndose únicamente el volteo de tierra para cultivos. No se permitirán cultivos de raíz profunda que puedan dañar a la o las tuberías.
- c) Se respetarán los postes indicativos de trazo y las instalaciones de protección catódica, así como todo tipo de señalamientos que instale la empresa.
- d) Se respetarán las obras de arte y las protecciones de los cruzamientos con canales, ríos, caminos, etc.
- e) Se mantendrán expeditos el o los caminos permanentes que, en su caso, se dejarán en servicio para facilitar la vigilancia, el mantenimiento y la operación del sistema de transporte por tubería.
- f) Se respetarán las líneas de transmisión y distribución de energía eléctrica que la empresa tienda sobre el derecho de vía.
- g) Se respetarán las instalaciones auxiliares que la empresa construya a lo largo de la línea.

La Gerencia de Administración y Servicios proporcionará, a la Gerencia o Gerencias que vayan a mantener y operar el sistema de transporte por tubería en cuestión, así como a la Gerencia de Seguridad Industrial, los libros del proyecto, que deberán incluir las modificaciones aprobadas por las Gerencias involucradas y reglamentos en acta, en caso de haber ocurrido éstas.

En las actas por medio de las cuales la Subdirección de Proyecto y Construcción de Obras, haga entrega a la rama operativa correspondiente del sistema de transporte por tubería en cuestión, se dará intervención a la Gerencia de Servicios Generales y Administración Patrimonial, a través de los Departamentos Locales de Servicios correspondientes.

En las actas mencionadas en el párrafo anterior, deben constar las condiciones de afinamiento de todo el derecho de vía; así mismo, se deben restaurar las áreas intervenidas, retirar los materiales y desperdicios de la obra, y dejar, hasta donde sea posible, las condiciones originales en las que se encontraban los terrenos antes de la construcción.

Regularización de los derechos de vía para ductos en operación

La dependencia de Petroleos Mexicanos encargada de regularizar los derechos de vía, que por alguna razón no se hayan tramitado y gestionado oportunamente, a lo largo del trazo de los ductos de transporte que se encuentren en operación, será la Gerencia de Servicios Generales y Administración Patrimonial.

Las dependencias que operen o mantengan los ductos de transporte, cuando así lo juzguen necesario, en vista de las dificultades o problemas que origine la situación existente, deben promover ante la Gerencia de Servicios Generales y Administración Patrimonial, la regularización de los derechos de vía de los ductos que se encuentren bajo su responsabilidad o control.

La dependencia que promueva la regularización de los derechos de vía de un ducto de transporte en operación, debe enviar a la Gerencia de Servicios Generales y Administración Patrimonial una solicitud en ese sentido, para su resolución en un período máximo de 90 días, acompañada de la documentación que a continuación se menciona:

- a) Memoria descriptiva del sistema de transporte por tubería, definiendo la o las partes del trazo cuyo derecho de vía se desea regularizar.

b) Planos de localización y detalles del sistema de transporte por tubería cuyo derecho de vía se desea regularizar, debiendo ser los siguientes:

- 1) Planos generales del trazo y localización, a escala de 1:100,000 anotando los nombres y linderos de los Municipios y Entidades Federativas que atraviesen.
- 2) Planos actualizados de aquellas zonas del trazo en que se desea obtener la regularización del derecho de vía, a escala 1:4,000 por secciones que comprendan un máximo de tres kilómetros, anotando nombres, distancias y rumbos de los linderos, así como la superficie correspondiente al derecho de vía en cada una de las propiedades o ejidos.
- 3) Planos individuales de afectación de las propiedades o ejidos a escala convencional, señalando distancias y rumbos del polígono o cuadro de construcción.

c) Los planos que forman parte de la documentación señalada en el inciso anterior, deberán ser reproducibles, solo se emplearán el idioma español y el sistema decimal de pesas y medidas. Como excepción, podrán admitirse planos de detalles de instalaciones que tengan leyendas en otro idioma y dimensiones en otro sistema de medidas, siempre que previamente se haya hecho su traducción al español y su conversión al sistema decimal de pesas y medidas.

En la documentación que la dependencia solicitante entregue a la Gerencia de Servicios Generales y Administración Patrimonial, debe constar la siguiente información:

a) El permiso de construcción otorgado por la Secretaría de Energía, Minas e Industria Paraestatal.

- b) La clasificación del trazo del tramo de líneas afectadas, de acuerdo con la densidad de población y el porcentaje de construcción habitacional, en la forma que indica la Norma de Seguridad AVIII-1 de Petroleos Mexicanos. Plano General en escala 1:100,000.
- c) El ancho de la franja correspondiente al derecho de vía en el tramo o tramos a que se refiere el inciso anterior, que se haya establecido para la tubería, indicando y marcando perfectamente los límites en cada lado del derecho de vía con sus rumbos y distancias.

La dependencia que solicite la regularización de los derechos de vía, proporcionará a las demás dependencias que intervengan en el mantenimiento y operación del sistema de líneas, así como a la Unidad de Seguridad Industrial de la rama operativa, en la misma fecha en que se vaya a presentar la solicitud de regularización, todos los datos necesarios para que éstas puedan entregar oportunamente a la Gerencia de Servicios Generales y Administración Patrimonial, la información relacionada con la solicitud.

Las demás dependencias que intervengan en la operación y mantenimiento del sistema en cuestión, indicarán quince días después a la entrega de la solicitud de regularización, las necesidades que tengan en todo lo relativo a los derechos de vía, para llevar a cabo las funciones encomendadas con respecto al propio sistema de tuberías.

Las dependencias mencionadas en el párrafo anterior entregarán en la fecha citada, la información siguiente a la Gerencia de Servicios Generales y Administración Patrimonial:

- a) El ancho y disposición del derecho de vía que debe regularizarse en las zonas afectadas.
- b) La información anterior se hará constar sobre una copia de los planos que acompañen a la solicitud de regularización, enviada por la dependencia solicitante.

La Unidad de Seguridad Industrial de la rama operativa en la misma fecha, indicará la superficie de terreno que por razones de seguridad debe contratarse o expropiarse en ciertas zonas especiales, de la parte o partes del trazo en que se solicita la regularización, ya sea para reparaciones de líneas o para su cambio por modificación en la clasificación de terrenos. Estas superficies se harán constar, sobre una copia de los planos que acompañen a la solicitud de regularización del derecho de vía enviada por la dependencia solicitante.

En los convenios o contratos que la Gerencia de Servicios Generales y Administración Patrimonial, celebre con los propietarios de los terrenos para la regularización del derecho de vía, debe estipularse expresamente lo siguiente:

- a) Sobre la franja de terreno en que se encuentran alojadas las tuberías, y/o en las superficies delimitadas por la Unidad de Seguridad Industrial de la rama operativa, no podrá construirse ningún edificio destinado a servir de habitación, o sitio de reunión, o a ser usado para fines industriales o comerciales.
- b) La franja de terreno que aloje las tuberías no podrá ser tránsito por maquinaria pesada, ni se llevarán a cabo en ella excavaciones de ninguna profundidad, permitiéndose únicamente el volteo de tierra para el cultivo. No se permitirán cultivos de raíz profunda que puedan dañar a la o las tuberías.
- c) Se respetarán los postes indicativos del trazo, y las instalaciones de protección catódica, así como todo tipo de señalamientos que instale la empresa.
- d) Se respetarán las obras de arte y las protecciones de los cruzamientos con canales, ríos, caminos, etc.
- e) Se mantendrán expeditos el o los caminos permanentes que, en su caso, se dejarán en servicio para facilitar la vigilancia, el mantenimiento y la operación del sistema de transporte por tubería.
- f) Se respetarán las líneas de transmisión y distribución de energía eléctrica que la empresa tienda sobre el derecho de vía.

- g) Se respetarán las instalaciones auxiliares que la empresa construya a lo largo de la línea.

Tramitación de permisos de afectación al derecho de vía por entidades ajenas a Petroleos Mexicanos

La dependencia de Petroleos Mexicanos, encargada de gestionar los permisos de afectación a los derechos de vía, por entidades ajenas a la Institución, es la Gerencia de Servicios Generales y Administración Patrimonial, a través de sus Superintendencias de Servicios de Zona.

Toda entidad ajena a Petroleos Mexicanos, ya sea de organismos Oficiales o privados, que por razones propias promuevan la afectación de los derechos de vía de los ductos al servicio de la Institución, debe enviar a la Gerencia de Servicios Generales y Administración Patrimonial, o a sus Superintendencias de Zona, una solicitud para poder construir sobre o cerca de los derechos de vía, con un mínimo de 60 días de anticipación al inicio de las obras, acompañada de la siguiente documentación:

- a) La ubicación de la obra y parte del derecho de vía que se requiere afectar.
- b) Tipo de maquinaria que se empleará en la obra.
- c) Categoría y número de empleados que participarán en la obra.
- d) Características físicas y químicas, gastos y/o volúmenes de los fluidos, y/o materiales que manejará el proyecto.
- e) Planos reproducibles, en idioma español, en sistema decimal y a escala convencional, de localización y detalles del proyecto, precisando el área de afectación.

- f) Programa de ejecución de la obra por etapas, con objeto de que puedan proyectarse las inspecciones, los señalamientos, tipos de protección, etc.
- g) Nombre y dirección de la persona o entidad solicitante del permiso de afectación al derecho de vía, a la cual se le enviará contestación.

La Gerencia de Servicios Generales y Administración Patrimonial, o las Superintendencias de Servicios de Zona, enviará a la Unidad de Seguridad Industrial de la rama operativa, o representante de zona, y a la dependencia responsable del ducto en cuestión, con treinta días de anticipación al inicio de la obra, copia de la documentación señalada anteriormente.

La Unidad de Seguridad Industrial de la rama operativa, o su representante de zona, dará por escrito en un plazo de veinte días a la Gerencia de Servicios Generales y Administración Patrimonial, o su Superintendencia de Zona, sus puntos de vista, a fin de que los trabajos se ejecuten dentro del ámbito de la seguridad, tanto para las instalaciones, como para el personal que interviene en la obra y público en general.

La dependencia responsable del ducto cuyo derecho de vía se requiere afectar, también dará por escrito en un plazo de 20 días a la Gerencia de Servicios Generales y Administración Patrimonial, o su representación de zona, sus comentarios desde el punto de vista de la operación y mantenimiento del sistema, a fin de tomar las medidas precautorias.

Al término de sesenta días de haber recibido la solicitud de afectación, la Gerencia de Servicios Generales y Administración Patrimonial, o su representante de zona, contestará la resolución a la misma. Salvo en casos de emergencia comprobada, los permisos de afectación al derecho de vía se autorizarán con la anticipación requerida.

Mediante la aceptación del permiso de afectación al derecho de vía de Petroleos Mexicanos, la entidad ajena a la Institución, esta obligada a cumplir toda clase de señalamientos que instale la Institución, y respetar las instalaciones de protección catódica y de otro tipo, así como los ordenamientos internos de la empresa.

Así mismo es responsable, de los accidentes que se presenten en el desarrollo de la obra.

Al término de la obra, la entidad ajena a la Institución, debe restaurar las áreas del derecho de vía intervenidas, retirar los materiales y desperdicios de la obra y dejar, hasta donde sea posible, las condiciones anteriores a la ejecución de la obra.

La dependencia responsable del ducto debe recibir de conformidad y por escrito la terminación de la obra, y enviar copia del documento, a las Gerencias de Servicios Generales y Administración Patrimonial y de Seguridad Industrial, o a sus respectivos representantes de zona.

El permiso de afectación será denegado cuando la construcción de la obra entorpezca el acceso al derecho de vía, o el buen funcionamiento de los ductos de la institución, así como cuando se ponga en peligro la vida de las personas que intervienen en la obra y público en general.

Señalamientos

En todo sistema de transporte de fluidos por tubería, deben instalarse las señales necesarias para su localización e identificación, así como para delimitar la franja de terreno donde este sistema se aloja, con el fin de reducir la posibilidad de daños al mismo.

Se deben instalar señalamientos adecuados de la posición de la tubería, con aviso de precaución para la protección de la línea, del público y de las personas que efectúen algún trabajo en la zona; se harán sobre la línea, a cada lado de los cruces con el camino, la carretera, el ferrocarril o la corriente de agua. Para las líneas de tuberías costafuera no se requieren señalamientos. Deben de instalarse marcas de acuerdo a los requisitos de los organismos regulatorios, a cada lado de los cruces con corrientes de agua navegables.

Los señalamientos de la tubería en cruces, así como los señalamientos aéreos y otros cuando se utilicen, deben mantenerse en tal forma que indiquen la localización de la línea. Estos señalamientos deben mostrar el nombre de la institución operadora, y cuando sea posible, un contacto para teléfono. Se instalarán señalamientos adicionales de la tubería a lo largo de la línea, en áreas de urbanización y desarrollo para proteger el sistema de invasiones. La señalización debe cumplir además con los requisitos establecidos por las dependencias gubernamentales correspondientes.

La Norma de Seguridad PEMEX A-VIII-I, establece tres clases de señalización las cuales son: la Informativa, la Restrictiva y la Preventiva, con 8 tipos diferentes de señales.

Los señalamientos serán de los siguientes tipos:

a) Informativa

Las figuras 8.2 y 8.3 que se muestran a continuación, corresponden a los señalamientos tipo I informativo para líneas que se localizan en zonas no pobladas, como puede verse son bastante altas para permitir su localización con facilidad cuando se realizan los recorridos aéreos o a pie, además para evitar que sean tirados por animales de la región, para el señalamiento tipo II informativo pero, para zonas urbanas, el tamaño se reduce en forma considerable, en muchas ocasiones esto se debe a el ancho del derecho de vía, y porque no son necesarios los recorridos aéreos, serían poco efectivos y de poco provecho.

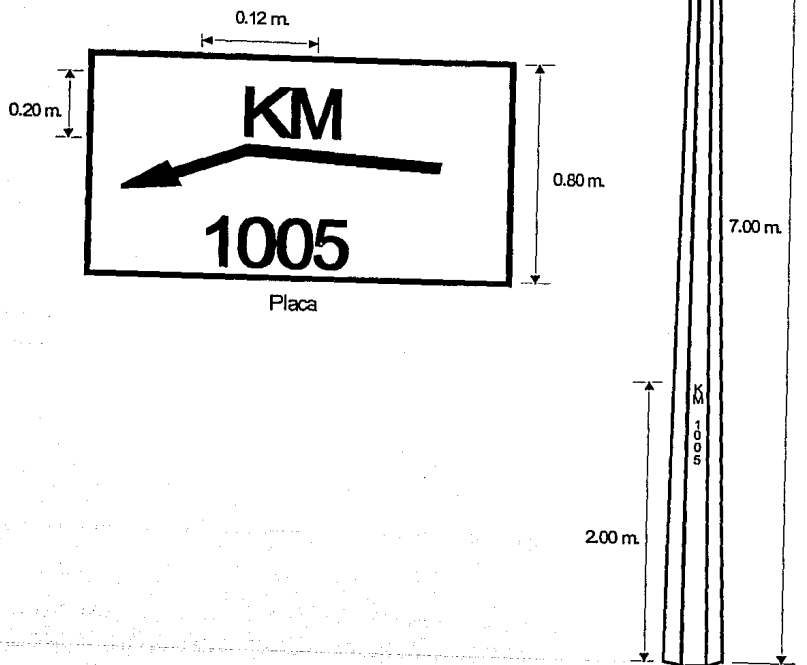


Figura 8.2: Señal Tipo I.

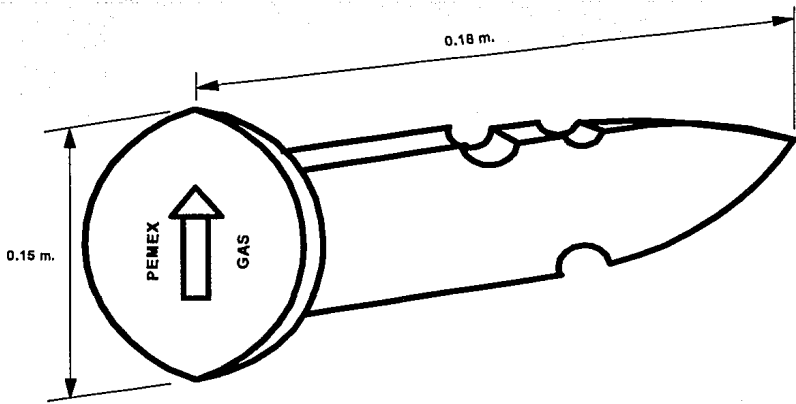


Figura 8.3: Señal Tipo II.

La figura 8.4 que se muestra a continuación, muestra un tipo de señalamiento informativo de localización de instalaciones, este puede ser de gran utilidad cuando se presenta algún problema en el sistema y tiene que hacerse algún bloqueo o cierre de líneas.

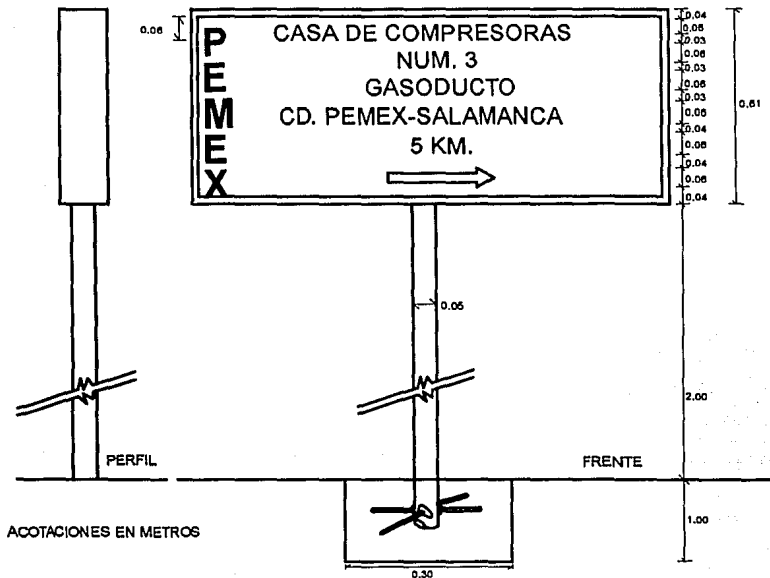


Figura 8.4: Señal Tipo III.

b) Restrictivo

Las figuras 8.5, 8.6 y 8.7 que se muestran a continuación, corresponden a este tipo. Dentro de este grupo se destaca la figura 8.5 que prohíbe excavar, golpear y/o construir. Estas señales deben colocarse precisamente en los límites del derecho de vía, y en todos los linderos o cercas de las propiedades o posesiones de terrenos, cruces de calles, carreteras, ferrocarriles, caminos de herradura, canales, etc; guardando las distancias de 500 y 100 metros en zonas a campo traviesa o urbanas respectivamente, donde no haya cruces o límites.

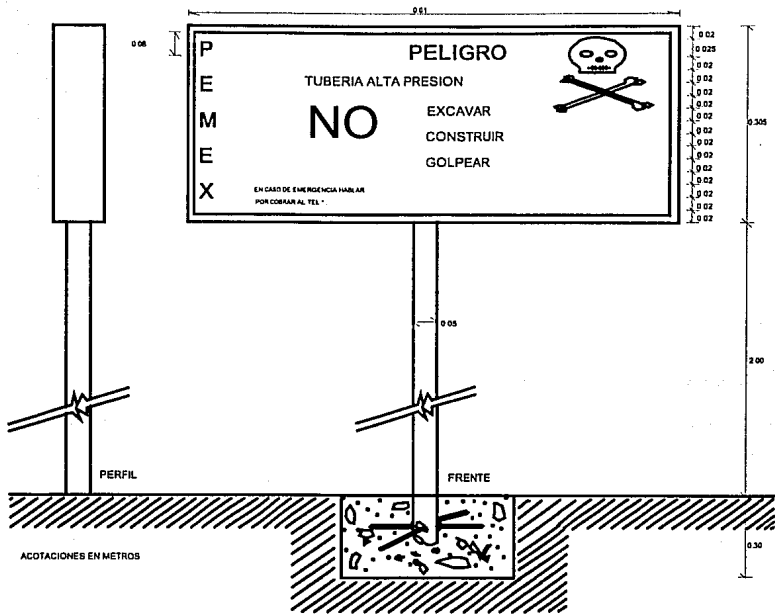
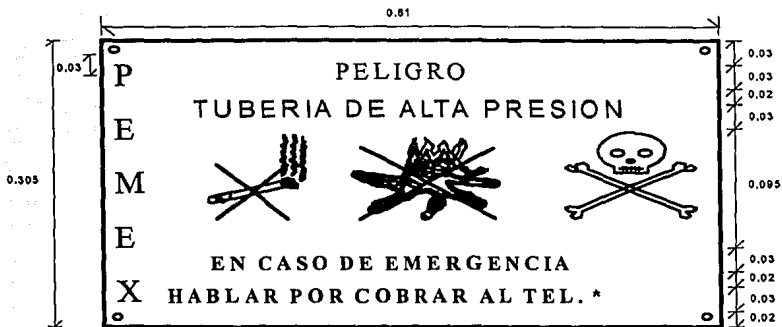


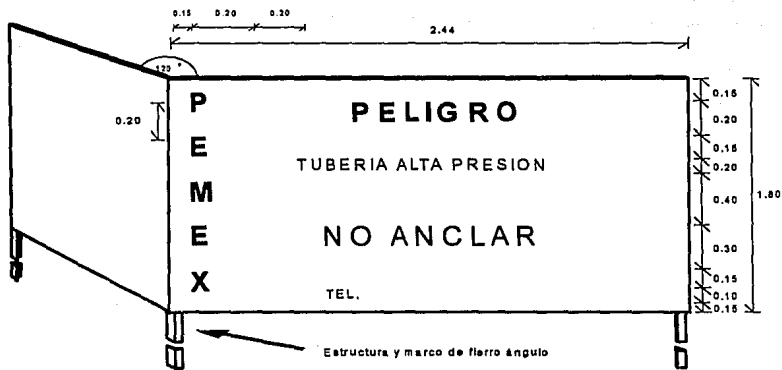
Figura 8.5: Señal Tipo IV.



ACOTACIONES EN METROS

* DEBE INDICARSE EL TELEFONO Y LA LOCALIDAD CORRESPONDIENTE.

Figura 8.6: Señal Tipo V.



ACOTACIONES EN METROS

* DEBE INDICARSE EL TELEFONO Y LA LOCALIDAD CORRESPONDIENTE

ESTE SEÑALAMIENTO DEBE ESTAR ILUMINADO DURANTE LA NOCHE EN LAS VIAS FLUVIALES QUE TENGAN NA VEGACION NOCTURNA.

Figura 8.7: Señal Tipo VI.

c) Preventivo

Estas señales están indicadas en las figuras 8.8 y 8.9 que se muestran más adelante, siendo su empleo temporal, ya que se colocarán antes de iniciar trabajos de construcción o mantenimiento, teniendo como finalidad evitar daños a terceros y a ductos en operación, durante los trabajos mencionados.

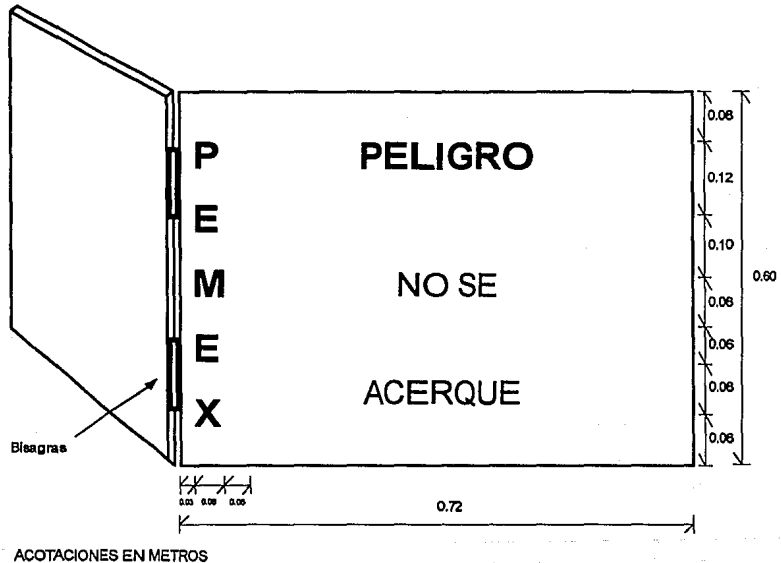


Figura 8.8: Señal Tipo VII.

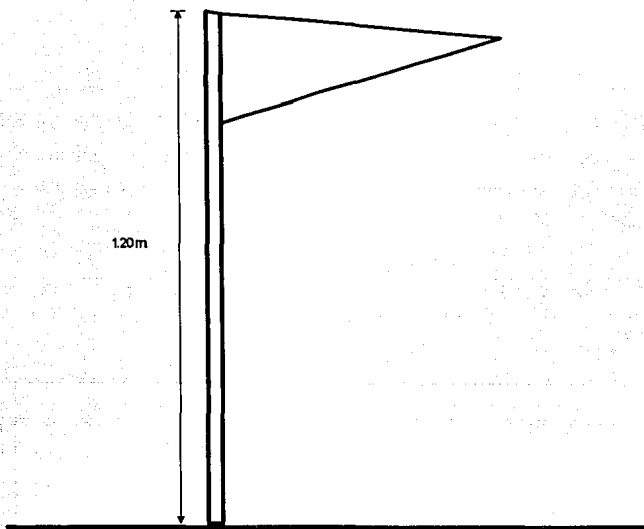


Figura 8.9: Señal Tipo VIII.

Por considerarlas prioritarias, la Gerencia de Sistemas de Ductos esta empeñada en un programa de instalación de señales restrictivas tipo IV y V (figuras 8.5 y 8.6 respectivamente), sobre los derechos de vía antiguos. En los derechos de vía nuevos, esta obligación recae en la Subdirección de Proyectos y Construcción de Obras.

Las señales tipo VI (figura 8.7), aún no vienen colocándose por ninguna de estas dos dependencias.

La señal preventiva tipo VIII (figura 8.9), está utilizándose en aquellos lugares en donde pueden afectarse líneas por máquinas y equipos de construcción. Con relación a las señales tipo VI (figura 8.7) que todavía no empiezan a fabricarse, se ha tomado la decisión de que únicamente estarán iluminadas por la noche, cuando se disponga de una línea cercana de transmisión de energía eléctrica.

Aunque por Norma se establece que las señales tipo VI (figura 8.7) deben colocarse a ambos lados de los derechos de vía en campo traviesa, a una distancia de 500 metros entre sí, ésta se está colocando a distancias variables buscando ese promedio, en los límites de propiedad o en accidentes topográficos, de tal manera que no interfieran con las labores del cultivo.

Como se esperaba, algunas señales vienen siendo destruidas en actos vandálicos, y por lo tanto será necesario sustituir la parte dañada que generalmente es el cartel. Una estimación muy aproximada de los daños observados permite suponer que el 5% de las señales instaladas tienen sus carteles doblados.

Los registros indican que en promedio ocurren por año 20 accidentes ocasionados por impacto, pero éstos se incrementan año con año. No obstante, se considera que el número de señales instaladas no ha sido todavía factor determinante para reducir el número de accidentes, y que es indispensable continuar con los programas de señalización hasta su conclusión, pues si se carece de señales en buen número de los lugares que las requieren, resulta prematuro y aventurado formular una conclusión sobre la eficacia de ellas.

Las señales tipo informativo destinadas a indicar el trazo de las tuberías, son las del tipo I (figura 8.2) para líneas en áreas despobladas, y del tipo II (figura 8.3), para líneas en zonas urbanas. Como la conveniencia de colocarlas es relativamente menor a la necesidad de las de tipo restrictivo, su fabricación ha sido pospuesta y se iniciará cuando haya sido cumplido el programa de colocación de los tipos IV, V y VI (figuras 8.5, 8.6 y 8.7 respectivamente).

La dependencia operativa responsable global del sistema de transporte por tubería, debe incluir en las bases de diseño de los proyectos, todo lo relativo a los señalamientos definitivos, enviando a la Gerencia de Seguridad Industrial, con anticipación mínima de quince días previos al inicio de la construcción, los planos correspondientes para su aprobación. En los sistemas que ya se encuentran en operación, será la dependencia encargada del mantenimiento la responsable de instalar los señalamientos necesarios para el sistema en cuestión.

La dependencia encargada de la construcción de un sistema de transporte por tubería, será la responsable de que las medidas precautorias y señalamientos sean respetados por los contratistas.

Vigilancia

Toda institución operadora debe tener un programa de patrullaje periódico de la tubería, para observar las condiciones de la superficie en el derecho de vía y en la zona adyacente al mismo, para observar indicaciones de fugas, actividades de construcción, y cualesquiera otros factores que afecten la seguridad y la operación de la tubería.

Debe prestarse una atención especial a actividades tales como construcción de caminos, desasolve de zanjas y cunetas e invasiones similares al sistema de la tubería.

Debe efectuarse el patrullaje a intervalos que no pasen de dos semanas, con la excepción de que los sistemas de tubería que conduzcan gas LP, deben ser patrullados a intervalos que no pasen de una semana en las zonas industriales, comerciales o residenciales.

Los cruces bajo el agua serán inspeccionados periódicamente para determinar que el colchón sea suficiente, determinar la acumulación de desechos o cualesquiera otras condiciones que afecten la seguridad y la protección de los cruces y además, en cualquier momento que se considere que los cruces estén en peligro como resultado de inundaciones, tempestades, o que exista la sospecha de un daño mecánico.

Para obtener información constante, veraz y oportuna sobre la situación que guardan los corredores de tuberías, el estado de conservación de las instalaciones, los daños que hayan sufrido, los riesgos que se corran en un momento dado, por deslaves y tránsito de vehículos o equipo de construcción en el derecho de vía o cerca de él, los trabajos requeridos para atender las necesidades urgentes y en general conocer todo lo referente a los derechos de vía, sus accesos y las instalaciones superficiales.

A fin de garantizar la seguridad y óptimas condiciones de operación del sistema de transporte de fluidos por tuberías, así como proteger a los asentamientos humanos localizados en las zonas aledañas, la Entidad responsable del mantenimiento debe cumplir con las disposiciones de las normas para detectar oportunamente las anomalías en las instalaciones, presencia de personas, equipos, etc; que constituyan un riesgo al sistema de operación. De acuerdo a las características del derecho de vía, a la topografía de la zona y a la finalidad que se persigue, se deben emplear los siguientes tipos de vigilancia:

a) Recorridos aéreos

Estos son recomendables para cubrir grandes distancias, áreas pantanosas o zonas de topografía accidentada, para la localización de riesgos potenciales tales como maquinaria pesada trabajando en las cercanías del derecho de vía, labores agrícolas de desmonte y quema, explotación de minas, canteras, etc; en estos patrullajes intervienen ingenieros de sector del sistema, de la dependencia de Mantenimiento y de la Gerencia de Seguridad Industrial.

b) Recorridos en vehículos terrestres

Este tipo se emplea para recorrer distancias intermedias en terrenos planos o de topografía accesible (lomerío ligero), para la atención minuciosa a instalaciones tales como trampas de diablos, válvulas de seccionamiento, tuberías descubiertas, cruces de vía de comunicación, estructuras, etc; los recorridos de los vigilantes que se efectúan utilizándose camionetas, son llevados a cabo por los ingenieros de mantenimiento.

c) Recorridos a pie

En zonas de topografía accidentada o pantanosa, el recorrido del derecho de vía lo realiza a pie el vigilante, cubriendo distancias dentro de la jornada de trabajo. Su atención es más detallada hacia deslaves, anclajes y/o soportería de la tubería, condiciones de los señalamientos, azolve de cunetas, invasiones, etc; estos vigilantes tienen experiencia en la detección de estas situaciones y en rendir los reportes respectivos.

Los recorridos citados se programan de manera que se complementen unos a otros, y se aprovechen las características de los medios de transporte que se emplean, y los conocimientos del personal que los ejecuta, todo encaminado al fin que se ha mencionado.

Dependiendo del tipo de recorrido, de los productos que se transporten o del número de ductos que se alojen en el derecho de vía, se requerirá la siguiente frecuencia en la vigilancia:

- 1) Los recorridos aéreos son muy irregulares, dependiendo de la disponibilidad de equipo, y si se efectúan, entonces se realizan cada 30 días. En el área México, los vuelos de inspección se hacen prácticamente diario, haciendo posible que los recorridos del derecho de vía comprendidos desde Minatitlán y desde Catalina, hacia el occidente, con excepción del territorio norte, se hagan con una frecuencia de 15 días.

- 2) Los recorridos en vehículo terrestre se realizarán cada quince días.
- 3) Los recorridos a pie, el vigilante inspecciona tramos de 5 a 8 kilómetros de longitud en una jornada de 8 horas y con periodicidades muy variables de sector a sector, dependiendo del número de vigilantes disponibles, equipo de transporte, condiciones del terreno y otras, de manera que hay tramos que se revisan cada semana y otros cada mes.

Condiciones especiales en algunos derechos de vía requieren también una vigilancia más cuidadosa. En los tramos en que se construye una línea nueva se mantiene la presencia constante de un vigilante, y se colocan señales tipo VIII (figura 8.9) que indiquen claramente la ubicación de las tuberías existentes para evitar que la maquinaria les cause daños.

También la inspección de tuberías en cruces subfluviales se realiza dos veces al año por medio de buzos. Las tuberías tendidas en zonas pantanosas, no reciben otra inspección que la aérea, con la que solamente pueden detectarse fugas importantes francamente visibles desde el aire.

Todos los recorridos serán realizados por personal calificado, dependiendo de la rama responsable del mantenimiento, quien llenará las formas de reporte correspondientes al ducto en cuestión debidamente fechadas y firmadas, las que serán entregadas al jefe del sector de la dependencia de mantenimiento para su evaluación, atención y consiguiente trámite.

Cuando se detecten actividades de construcción de viviendas o de cualquier otro tipo sobre el derecho de vía, la dependencia responsable del mantenimiento del ducto, de inmediato avisará a los representantes locales de las Gerencias Jurídica, de Servicios Generales y de Administración Patrimonial, y a la Unidad de Servicios de Protección y Seguridad, a fin de aplicar los procedimientos administrativos que para tal efecto existen.

Para fines de control de la operación y el mantenimiento, la jefatura del sector debe conservar adecuadamente el registro de los reportes del patrullaje del derecho de vía, del seguimiento de los trabajos derivados del mismo, y de los reportes especiales, y enviar mensualmente copia de los mismos a la dependencia responsable global del sistema.

Mantenimiento

Al término de la construcción de un sistema de transporte por tubería, el derecho de vía debe quedar libre de materiales o desperdicios de la propia obra y en condiciones transitables para su recorrido. A partir de este momento es la dependencia responsable de su mantenimiento, la que debe establecer, implementar y cumplir programas de mantenimiento continuos, a fin de que la entidad operativa pueda en todo momento, transitar por el derecho de vía para controlar la operación del sistema de transporte.

El derecho de vía debe mantenerse en tal forma que conserve una visibilidad clara y sirva para acceso razonable a las cuadrillas de mantenimiento.

Deben mantenerse los caminos de acceso hacia las válvulas de seccionamiento. También deben de mantenerse las cunetas, diques y otras obras de drenaje, para dar protección contra deslaves de la línea y erosión de la propiedad.

Debe cumplirse estrictamente con el Reglamento de Seguridad e Higiene de Petroleos Mexicanos, que con relación al derecho de vía establece los siguientes artículos:

Artículo 4

La dependencia que autorice la ejecución de trabajos con maquinaria pesada, o excavaciones dentro del derecho de vía de una tubería de transporte, debe comprobar que el trabajo a ejecutar se puede llevar a cabo sin dañar esa tubería, u otras que puedan encontrarse alojadas dentro del propio derecho de vía. Además debe indicar en dicho permiso, la extensión exacta del derecho de vía dentro de la cual se autorice la ejecución del trabajo.

Artículo 14

No se deberán realizar sobre las áreas del derecho de vía trabajos que impliquen el uso de explosivos, equipo de soldar o fuegos abiertos sin el permiso correspondiente de trabajos peligrosos.

Artículo 17

La dependencia que tenga a su cargo el mantenimiento de ductos, deberá establecer y cumplir programas para vigilar periódicamente las condiciones de la tubería, de la superficie del terreno, las áreas adyacentes a los derechos de vía, así como el estado de la señalización preventiva, informativa y restrictiva, y de los sistemas de protección catódica, para dictar de inmediato los trabajos procedentes y conservar su buen estado.

Los reportes de inspección de riesgos resultantes de los recorridos del derecho de vía, previamente evaluados por el Jefe de Mantenimiento serán atendidos por la entidad responsable, quien programará su ejecución e informará mensualmente por escrito a la dependencia responsable global del sistema de ductos, de la realización y/o avance de los trabajos resultantes de las anomalías reportadas.

Todos los trabajos de mantenimiento que se realicen en el derecho de vía, deben ser supervisados por personal calificado y con pleno conocimiento de los riesgos inherentes a los productos, materiales y equipo que se manejan, así como de la seguridad pública y del personal que interviene en la reparación.

En las siguientes dos hojas se presentan dos tipos de formas las cuales son la FORMA 9.1 y la FORMA 10.1; donde la primera consiste en realizar una inspección preventiva sobre posibles riesgos en los derechos de vía de los ductos, detallado en forma sencilla y práctica, además de poner las observaciones más importantes durante el recorrido. Dicho reporte deberá de ir firmado por el vigilante y por el Encargado de Mantenimiento.

La FORMA 10.1 consiste en hacer un reporte sobre los trabajos derivados de la inspección de riesgos en los derechos de vía, y de igual manera este reporte deberá de ir firmado pero solamente por el Encargado de Mantenimiento.

INSPECCION PREVENTIVA DE RIESGOS EN DERECHOS DE VIA DE DUCTOS

TIPO DE RECORRIDO: AEREO VEHICULO TERRESTRE A PIE

SISTEMA: _____ DUCTO: _____ FECHA: _____

SERVICIO: _____ DEL KM: _____ AL KM: _____

	CONCEPTO	SI	NO	NOTAS
DERECHO DE VIA	VIAS DE ACCESO EN BUEN ESTADO			
	ESTA LIMPIA EL AREA			
	ESTA EN CONDICIONES TRANSITABLES			
	CUNETAS Y/O DRENAJES EN BUEN ESTADO			
	LIBRE DE DESLAVES, HUNDIMIENTOS, GRIETAS, ETC.			
	PROTECCIONES (MUROS, ALCANTARILLAS, ETC.) EN BUEN ESTADO			
	LIBRE DE VIVIENDAS O ACTIVIDADES DE CONSTRUCCION			
	LIBRE DE LABORES AGRICOLAS (DESMONTE, QUEMA, ETC.)			
SEÑALES	LIBRE DE MAQUINARIA PESADA TRABAJANDO O TRANSITANDO			
	LIBRE DE EXPLOTACION DE MINAS, CANTERAS, GRAVERAS, ETC.			
	ESTAN EN BUENAS CONDICIONES			
	ESTAN LEGIBLES			
INSTALACIONES	SON SUFICIENTES			
	SON ADECUADAS (INDICAN LO PERMITIDO)			
	OTROS			
	TUBERIA SUPERFICIAL EN BUENAS CONDICIONES			
	RECUBRIMIENTO DE TUBERIA EN BUEN ESTADO			
	SOPORTERIA Y/O ANCLAJE DE LA TUBERIA EN BUEN ESTADO			
	PURGAS Y/O DESFOGUES DE LA TUBERIA EN BUEN ESTADO			
	ENCHAQUETAMIENTO O ENCAMISADOS DE DUCTOS EN BUEN ESTADO			
	TUBERIAS, VALVULAS, CONEXIONES, ETC. LIBRES DE FUGAS			
	TRAMPAS DE DIABLOS, CABEZALES, RAMALES, ETC. EN BUEN ESTADO			
CASETA DE MEDICION, REGULACION, ETC. EN BUEN ESTADO				
SISTEMAS DE PROTECCION CATODICA EN BUEN ESTADO				
SISTEMAS DE ALUMBRADO Y/O TELEFONICO EN BUEN ESTADO				

OBSERVACIONES: _____

RECORRIDO REALIZADO POR: _____

Vo. Bo. _____

NOMBRE Y FIRMA_____
ENCARGADO DE MANTENIMIENTO

TRABAJOS DERIVADOS DE LA INSPECCION DE RIESGOS EN DERECHOS DE VIA

SISTEMA: _____

FECHA: _____

DUCTO: _____

SERVICIO: _____

No.	DESCRIPCION DEL TRABAJO	LOCALIZACION (KMS)	EJECUCION		OBSERVACIONES
			URGENTE	NORMAL	

PROTECCION			NUMERO DE TRABAJO
CONTRAINCENDIO	<input type="checkbox"/> SI	<input type="checkbox"/> NO	
RESPIRATORIO	<input type="checkbox"/> SI	<input type="checkbox"/> NO	
PERSONAL CORPORAL	<input type="checkbox"/> SI	<input type="checkbox"/> NO	
OJOS	<input type="checkbox"/> SI	<input type="checkbox"/> NO	

ENCARGADO DE MANTENIMIENTO

CAPITULO IX

MANTENIMIENTO CORRECTIVO

No

Existe

Página

MANTENIMIENTO CORRECTIVO

Cuando a pesar de las medidas preventivas que se han tomado se produce un reventón en una línea de conducción, se debe proceder a la reparación en el menor tiempo posible en razón de las elevadas pérdidas que el mismo implica. Estas pérdidas están constituidas por daños a la comunidad, la contaminación del medio ambiente y por el fluido perdido durante el derrame. Estas pérdidas se pueden minimizar a través de una acción rápida por parte del personal encargado de la reparación, sin descuidar el aspecto de seguridad durante los trabajos necesarios para la misma.

A efecto de optimizar ambos aspectos las empresas cuentan con un plan de contingencias que es una guía para las partes involucradas, con las indicaciones a seguir en las diferentes partes del trabajo. Se debe tener siempre presente que con el transcurso del tiempo podrán aparecer defectos en las tuberías de transporte de fluidos, o que puedan sufrir desde desperfectos hasta daños graves, los cuales pueden ser ocasionados por diversas causas incluyendo el grado de exposición de las mismas al ataque de agentes externos.

Los diferentes tipos de daños que han ocurrido en una línea de transporte son los siguientes:

a) Poro por corrosión interior

Se caracteriza por un pequeño orificio de forma irregular, localizado generalmente en la parte interior del tubo. Es producido por el ataque concentrado en una pequeña área, motivado por la presencia de agentes corrosivos incorporados en el fluido, formandose un punto débil que gradualmente adelgaza la pared del tubo hasta perforarla.

b) Poro por corrosión exterior

Es también un pequeño orificio de forma irregular, localizado en cualquier parte de la superficie externa del tubo. Este ataque es producido por la agresividad del medio circundante; la carencia o falla del recubrimiento anticorrosivo y la falta de eficiencia de la protección catódica.

c) Poro en soldadura transversal y/o longitudinal

Este desperfecto se manifiesta por un pequeño orificio provocado por soldadura defectuosa, tanto en juntas transversales de campo como en longitudinales de fábrica.

d) Rotura parcial de la junta transversal de campo

Consiste en una abertura que se produce parcialmente a lo largo del cordón perimetral, por efecto de cargas accidentales externas en una soldadura defectuosa.

e) Rotura de la junta longitudinal

Es una abertura que se origina a lo largo de la junta longitudinal, por defecto de fabricación consistente en la falta de fusión del metal en la zona de unión.

f) Rotura longitudinal de forma irregular a lo largo de la zona debilitada por corrosión interior

Es un ataque corrosivo de tipo localizado, a manera de surco o canal de configuración irregular alargada. Se presenta en la parte inferior del tubo, adelgazando su pared a causa de sólidos que retienen humedad, o que facilitan su acumulación al aglomerarse en zonas bajas donde el fluido no puede arrastrarlos, o dispersarlos, sobre todo si la operación de la instalación es en ocasiones intermitente.

g) Rotura en la placa de la tubería

Es una abertura que se origina como consecuencia de la pérdida localizada de resistencia mecánica del material del tubo, esta es ocasionada por el agrietamiento generado en el fondo de una zona externa deformada por impacto de alguna herramienta de elevada dureza, en cierta forma, esta falla tiene similitud con la anterior, aunque no sean debidas a la misma causa primaria.

h) Rotura transversal total con separación longitudinal de la tubería

Consiste en la separación total, que se produce en una sección transversal de la tubería con desplazamiento lineal de los dos extremos de la misma, por efecto de cargas axiales accidentales externas de magnitud considerable, o repetidas que originan esfuerzos de tensión en la tubería.

i) Rotura por impacto

Consiste en un agujero de forma irregular causado por efecto del golpe dado a la tubería por material rocoso de grandes proporciones, maquinaria agrícola, maquinaria de construcción, equipo de perforación o excavación del terreno, explosivos, etc.

j) Rotura en, o adyacente a soldaduras de conexiones o elementos de refuerzo

Básicamente, es una falla en la soldadura originada por defecto de la misma debido a la combinación de cargas externas o vibraciones.

k) Rotura por sobrepresión de operación

Esta falla queda definida por el incremento acelerado de la presión de operación, por efecto del golpe de ariete producido por el cierre súbito de la válvula de recibo, y por fallas de operación de válvulas de seguridad.

l) Rotura de tubería por exiguo espesor de pared

No se podría precisar a que se debe en algunos casos la existencia en lugar inadecuado de la línea, de uno o varios tubos de menor espesor de pared en relación con el necesario para la presión interna a que van a estar sometidos durante la operación. Esto es debido a que fallan al superarse su resistencia última por efecto de alguna anomalía en la operación del sistema, o en la capacidad de respuesta de algún elemento componente de protección, o más aún, debido a la inexistencia de este componente.

m) Rotura por material defectuoso

Esta falla es consecuencia de defectos en la fabricación de tubería, como laminación de la placa y la presencia de tubos fuera de especificación.

n) Rotura por carencia de material

La falta de material en el espesor de pared de una o varias piezas como resultado de alguna deficiencia en la fabricación de tubería, dan lugar finalmente a roturas aparatosas durante la operación de la línea.

Los diferentes tipos de daños que como más representativos han sido definidos o descritos en los párrafos anteriores, se pueden agrupar en atención a las causas de los mismos, en defectos de:

1) Construcción

- a) Por utilizar soldadura defectuosa (falta de penetración, falta de fusión del metal base, fractura, etc.).
- b) Por utilizar un recubrimiento anticorrosivo deficiente.
- c) Debido a la escasa profundidad de la instalación.
- d) Por realizar una prueba hidrostática insuficiente.
- e) Por utilizar un tipo de tubería fuera de especificación en el espesor de pared en cuanto al lugar de instalación.
- f) Debido a la instalación de la tubería en una zona construída con material de relleno sin compactar ni obra de retención.

2) Daño externo

- a) Debido a las roturas por impacto.

3) Operación

- a) Debido a la sobrepresión en la línea.
- b) Debido a la humedad, sólidos y agentes corrosivos incorporados.
- c) Debido a intermitencias en el flujo.

4) Mantenimiento

- a) Debido a un deficiente control de corrosión (recubrimiento anticorrosivo defectuoso, protección catódica insuficiente).
- b) Debido a las invasiones al derecho de vía.

5) Material

- a) Debido a las deficiencias en la fabricación de la tubería (laminaciones, falta de espesor en zonas localizadas de la tubería).

MEDIDAS PREVENTIVAS

Las medidas que para prevenir accidentes pueden ponerse en práctica y algunas de las cuales ya se han ejercido, son las siguientes:

- a) **Formulación y ejecución de planes y programas para la rehabilitación, sustitución o retiro de alguna tubería, según se determine que se requiere de acuerdo con la información histórica actualizada, de operación y mantenimiento de la misma.**

b) Levantamiento de información de campo.

El personal de cualquier sistema de transporte de hidrocarburos, deberá planear y programar recorridos periódicos de inspección que por ningún motivo se dejarán de llevar a cabo, para percatarse de irregularidades y poner en práctica consecuentemente, las medidas indicadas que se requieran en cada caso, de los cuales, como ejemplo se citan los siguientes:

- 1) Derrumbes de material que amenace caer sobre la tubería.
- 2) Derrumbes de material que se hayan producido sobre las tuberías sin causar efecto.
- 3) Tránsito pesado cruzando las tuberías o desplazándose sobre la plantilla bajo la cual se alojan éstas.
- 4) Asentamiento o desplazamiento longitudinal del terreno de sustentación de las tuberías, que se manifieste o haya tenido lugar sin consecuencias.
- 5) Invasiones de otras dependencias gubernamentales realizando trabajos de construcción de caminos, carreteras, canales, líneas eléctricas, presas, ferrocarriles, escuelas, fraccionamientos ejidales, campos deportivos, etc.
- 6) Invasiones de particulares llevando a cabo obras de fraccionamientos residenciales, y/o industriales, excavaciones para extracción de material, hoteles, parques de recreo, etc.
- 7) Tuberías expuestas y sin apoyo por erosión del terreno con pérdida del material de la zanja.
- 8) Tuberías expuestas en cruzamientos subfluviales.

- 9) Construcciones propias o de particulares que impliquen el uso de explosivos, y/o de maquinaria de perforación o excavación del terreno.
- 10) Trabajos de desmantelamiento y recuperación de instalaciones fuera de servicio.
- 11) Señales permanentes insuficientes para advertir a los operadores de equipos mecánicos de remoción de tierras, de la existencia de líneas en operación.
- 12) Ausencia de señales provisionales adicionales con el mismo fin.
- 13) Fugas por poros en tuberías.
- 14) Fugas en válvulas de seccionamiento, en indicadores de paso de diablos, en tomas de presión, en venteos, en bridas, etc.
- 15) Daños a las instalaciones anódicas subterráneas que resulten del desmantelamiento de instalaciones, de erosión del terreno, de sondeos de inspección, o de reparación de tuberías.
- 16) Daños a las líneas eléctricas que alimentan a rectificadores de protección catódica, que se hayan producido por descargas atmosféricas, desrame de árboles, por intervenciones de la Comisión Federal de Electricidad, o de las invasiones para tomas clandestinas de energía de particulares.
- 17) Accesos, y/o cunetas obstruídos, rompecorrientes destruídos.
- 18) Soportes y cercas destruídos en registros de válvulas de seccionamiento y áreas de trampas para diablos, abrazaderas, volantes y manerales faltantes, limpieza, pintura y señalamiento destruído, etc.
- 19) Conexiones o derivaciones fuera de norma. Ubicación, tipo, cantidad, condiciones y clasificación para su reparación, eliminación o sustitución de acuerdo con las condiciones de operación; abolladuras o rasgaduras en la tubería.

c) Señalización de instalaciones y derechos de vía.

Fabricación e instalación de avisos de advertencia, y letreros prohibitivos para restringir o impedir el tránsito de maquinaria pesada, y trabajos fuera de control en las tuberías y derechos de vía.

d) Protección catódica.

Reforzamiento de los sistemas de protección existentes e instalación de nuevos sistemas.

e) Rehabilitación de los derechos de vía.

Formulación y ejecución de los planes y programas de mantenimiento correctivo para restaurar las condiciones de seguridad.

f) Formulación de un "Manual de Procedimientos para Mantenimiento de Instalaciones", y un "Manual de Procedimientos para Emergencias", que se distribuirán entre todo el personal encargado de la operación y el mantenimiento de sistemas de transporte de hidrocarburos.

g) Integración de grupos de personal especializado que participen en la solución de los problemas creados por situaciones de emergencia.

Algunas observaciones que podrían ser de utilidad para la seguridad de una línea que transporta hidrocarburos, son las siguientes:

a) Regularización de los derechos de vía

El principal problema que se presenta en los recorridos de inspección y trabajos de mantenimiento preventivo, es la oposición de los propietarios para permitir el paso del personal encargado. Es recomendable que se faciliten y agilicen los trámites para regularización de los derechos de vía.

b) Recepción de nuevas instalaciones

Mediante los acuerdos previos entre dependencias, el personal de operación y mantenimiento de instalaciones para manejo de hidrocarburos, deberá tener participación en las diferentes etapas de construcción, colaborando con la dependencia encargada de la obra, para la prevención y solución de anomalías en beneficio de la misma y de su recepción.

c) Revisión de normas para el diseño, construcción y mantenimiento de líneas de conducción

Se deberán actualizar las normas vigentes, y los manuales de procedimientos. En lo que se refiere a normas de diseño, construcción y mantenimiento se considera conveniente revisar y actualizar lo siguiente:

- 1) La profundidad a que se depositen las tuberías enterradas deberá incrementarse.
- 2) La inspección radiográfica de soldaduras de construcción deberá ser más minuciosa.
- 3) Las pruebas hidrostáticas de la tubería deberán ser más severas.
- 4) La ubicación y espaciamiento de válvulas de seccionamiento deberán ser revisadas y modificadas de acuerdo con el perfil del trazo de la línea, del diámetro de la misma y del hidrocarburo que se vaya a transportar, de las áreas y lugares que atraviese, y de los accesos al derecho de vía o de las facilidades para construirlos.
- 5) Se recomienda instalar en lugares apropiados de acuerdo con la configuración del terreno, válvulas de retención de paso completo, donde quiera que éstas sean aplicadas de acuerdo con las características del perfil de la línea, para reducir al mínimo el flujo regresivo en la tubería.
- 6) Conviene analizar la posibilidad de que por lo menos en zonas críticas, las válvulas de seccionamiento pudieran operarse a control remoto desde un centro de control, para cerrarlas después de suspender el bombeo, en respuesta del recibo de una señal de alarma.
- 7) Se ha observado que gran número de las señales que se colocan en el derecho de vía, para indicar la existencia de una línea de conducción, son destruidas por extraños que seguramente han sido afectados por la construcción. Quizá la erogación que se hace para la reposición justifique la modificación conveniente del diseño.

d) Programas de mantenimiento

Con base en la historia de la instalación desde su construcción, se debe planear y programar su mantenimiento preventivo y correctivo. Ejemplos de este último son la eliminación o sustitución de conexiones o derivaciones fuera de norma, y retiro de secciones tubulares golpeadas por maquinaria pesada durante o después de la construcción.

e) Cumplimiento de los programas de mantenimiento

Para cumplir con los programas de mantenimiento preventivo, se deben integrar y organizar cuadrillas que desempeñen las labores inherentes a cada campo de actividades. Los trabajos de mantenimiento correctivo corresponden al grupo encargado de trabajos especiales.

f) Emergencia

Convenientemente debe considerarse para cada sistema de transporte, por lo menos uno de estos grupos especializados en la reparación de fugas o roturas en tuberías. Tanto en los grupos de emergencias como en los de trabajos especiales, conviene aprovechar la experiencia adquirida a través de varios años.

MEDIDAS CORRECTIVAS

Trabajos de mantenimiento correctivo en los sistemas de tuberías, incluyendo estaciones de medición y/o regulación, compresión y bombeo.

Los tipos de trabajos que existen en el mantenimiento correctivo, son cuatro, los cuales se explican más adelante, en el orden de importancia en que están enumerados:

1) Trabajos urgentes por seguridad

Son aquellos en los cuales existe alguna irregularidad que puede dar lugar a corto o largo plazo, a una falla o problema mayor; por ejemplo:

- a) Fuga en una conexión.
- b) Válvula de relevo defectuosa.
- c) Válvula con operación defectuosa.
- d) Abolladura en la tubería por impacto de maquinaria pesada (de construcción), o derrumbe rocoso.
- e) Falta de esparragos en una conexión de bridas.
- f) Falta de abrazaderas o de soportes.
- g) Conexiones fuera de norma.

Cualquiera de estas causas, puede poner en peligro la seguridad del personal de mantenimiento, de los habitantes en la proximidad, y de la instalación.

2) Trabajos necesarios para operación continua

Son aquellos trabajos requeridos para resolver situaciones que amenazan con interrumpir la operación; por ejemplo:

- a) Deslaves en el derecho de vía que constituyan un peligro para la tubería.
- b) Válvulas defectuosas.
- c) Fugas en conexiones, soldaduras e indicadores de paso de diablos.
- d) Conexiones, tapas, piezas componentes, etc., de fabricación casera.

3) Trabajos necesarios para mejorar la operación

Son aquellos trabajos que no son urgentes por seguridad ni necesarios para una operación continua, sino que su ejecución trae como consecuencia alguna ventaja en la operación normal, como por ejemplo, efectuar cambios o modificaciones que presenten ganancias en dicha operación; es decir:

- a) Simplificación de interconexiones en las tuberías de las estaciones de bombeo y compresión.
- b) Simplificación de construcción de los cabezales de succión y descarga de bombas, con las que se mejoran las condiciones de operación de los equipos.

- c) Eliminación de secciones de tuberías y conexiones que producen cargas innecesarias en las succiones del equipo de bombeo, sistemas de eliminación de combustible, etc.
- d) Substitución donde sea necesario, de válvulas de operación manual por válvulas motorizadas o de operación automática.
- e) Mantener en condiciones óptimas los sistemas de comunicación.
- f) Substitución de dispositivos de protección y seguridad cuando su operación no sea todo lo confiable que se requiere.
- g) Acondicionar y despejar accesos y áreas de trabajo para que tanto el personal de mantenimiento, como el de operación, se desplace con mayor facilidad y seguridad.
- h) Corridas de diablos por programa.

4) Trabajos necesarios por comodidad, estética, etc.

Muchos de los trabajos que son necesarios en las instalaciones o en los sistemas, no se pueden considerar urgentes por seguridad, tampoco son necesarios para una operación continua, ni tampoco mejoran la operación; pero sin embargo, deben efectuarse de acuerdo con la importancia que representa la manera de como influyen en la realización de otros trabajos, aunque por otra parte no tengan la urgencia de estos; por ejemplo:

- a) Acondicionamiento de pisos en una estación o caseta.
- b) Mejorar y mantener el alumbrado.
- c) Reparación o instalación de extractores de aire caliente y/o viciado.
- d) Acondicionar caminos de acceso.

Aunque todos ellos significan cierto tipo de comodidad y no pertenecen además, a los tres primeros tipos de trabajos, se les considera incluidos en el tercero por su necesidad para que otros trabajos se lleven a cabo con mayor facilidad y seguridad. Se deben de tomar muy en cuenta los recursos disponibles y consecuentemente el tiempo en que se requiere, así como también, si ha de ejecutarse por contrato o por administración directa.

ESCAPES DE FLUIDO EN TUBERIAS

PORO POR CORROSION INTERIOR

Causas que la motivan:

- a) Humedad en el fluido: El ataque corrosivo se torna de lento a crítico en presencia de contaminantes como ácido sulfídrico (H_2S) o bióxido de carbono (CO_2), este fenómeno normalmente se presenta en las tuberías que conducen gas amargo.
- b) Incorporación de contaminantes en el fluido por fallas en el proceso.

Prevención:

- a) Eliminar el agente corrosivo.
- b) Monitorear índices de corrosión mediante estudios gravimétricos en caso de que no sea posible eliminar el agente corrosivo.
- c) Limpieza periódica con diablos.

- d) Aplicación de inhibidores o formación de película protectora.
- e) 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 ducto mediante un diablo electrónico.

Reparación:

- a) En el caso de orificios pequeños se puede utilizar en la reparación, el cinturón plidco smith clamp.
- b) 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.

En la figura 9.1 que a continuación se muestra, puede observarse el tipo de orificio que se produce en la tubería cuando es propiciado por corrosión interior.

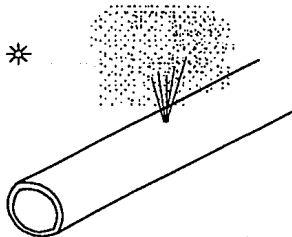
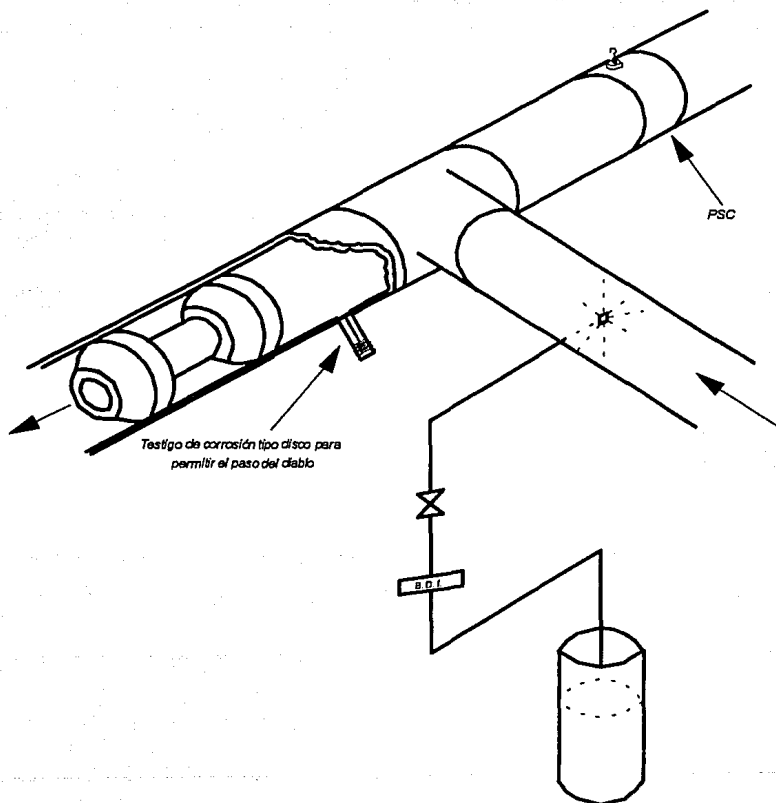


Figura 9.1: Poro por corrosión interior.

En la figura 9.2 podemos observar las medidas preventivas para contrarrestar la corrosión interior, la cual es la siguiente:



PSC: Plidco smith clam (para reparar una fuga por corrosión).

B. D. I.: Bomba dosificadora de inhibidor.

Figura 9.2: Medidas preventivas para contrarrestar la corrosión interior.

PORO POR CORROSION EXTERIOR

Causas que la motivan:

- a) Ataque químico directo (acumulación de desechos corrosivos).
- b) Naturaleza del terreno (húmedo salino).
- c) Basureros o cenizas en el alojamiento de la tubería.
- d) 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.
- e) Corrientes parásitas: Se generan cuando la tubería atraviesa un campo eléctrico generado por una fuente de corriente directa.

Prevención:

- a) Sistemas eficientes de protección catódica.
- b) Reforzamiento de los sistemas existentes.
- c) Combinar protección anticorrosiva y protección catódica.

Reparación:

- a) En el caso de orificios pequeños se puede utilizar en la reparación el cinturón plídcó smith clamp.

b) En perforaciones de mayores proporciones, la manga bipartida empennada plidco split sleeve la cual, si se requiere, se puede soldar al tubo para una reparación definitiva.

A continuación se muestra en la figura 9.3 el tipo de orificio que se produce en la tubería cuando es propiciado por corrosión exterior.

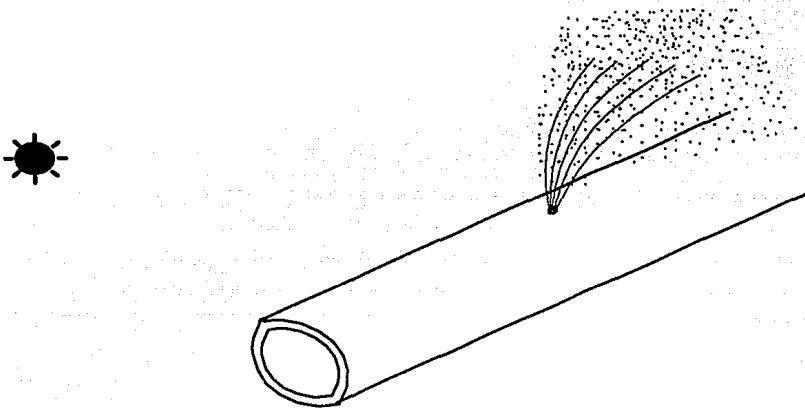
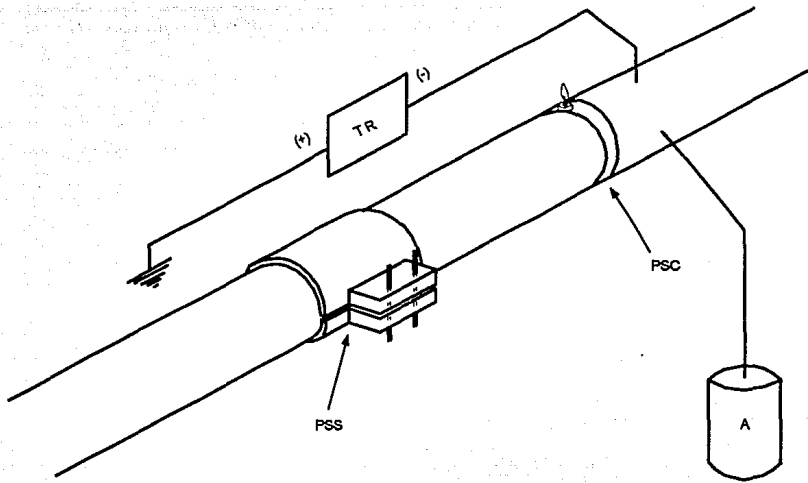


Figura 9.3: Poro por corrosión exterior.

En la figura 9.4 podemos observar las medidas preventivas para contrarrestar la corrosión exterior, así como la reparación de fugas; la cual es la siguiente:



donde:

T R: Protección con transformador rectificador.

A: Anodo de magnesio, aluminio o zinc, protección bimetalica o de sacrificio.

PSS: Reparación de fuga mediante la utilización de una manga emperrada bipartida plidco split sleeve.

PSC: Reparación de fuga mediante la utilización del cinturón plidco smith clamp.

Figura 9.4: Medidas preventivas para contrarrestar la corrosión exterior y la reparación de fugas.

PORO EN SOLDADURA TRANSVERSAL Y/O LONGITUDINAL

Causas que la motivan:

- a) Defecto de construcción (soldadura transversal).
- b) Defecto de fabricación (soldadura o junta longitudinal).
- c) Corrosión tanto interior como exterior.

Prevención:

- a) Mano de obra y procedimientos calificados para efectuar la soldadura de campo.
- b) Máquina o equipo automático para soldar en óptimas condiciones de trabajo.
- c) Material de aporte utilizado para soldar, de la calidad, características y especificación requerida.
- d) Conciencia de su responsabilidad en la supervisión, durante la fabricación como en la construcción.
- e) Realizar todas las pruebas hidrostáticas necesarias en la construcción a las condiciones requeridas.
- f) Eliminar el agente corrosivo.
- g) Monitorear índices de corrosión mediante estudios gravimétricos en caso de que no sea posible eliminar el agente corrosivo.
- h) Limpieza periódica con diablos.
- i) Aplicación de inhibidor o formación de película protectora.

- j) 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 ducto mediante un diablo electrónico.
- k) Sistemas eficientes de protección catódica.
- l) Reforzamiento de los sistemas existentes.
- m) Combinar protección anticorrosiva y protección catódica.

Reparación:

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

A continuación se muestra en la figura 9.5 el tipo de orificio que se produce en la soldadura transversal y/o longitudinal:

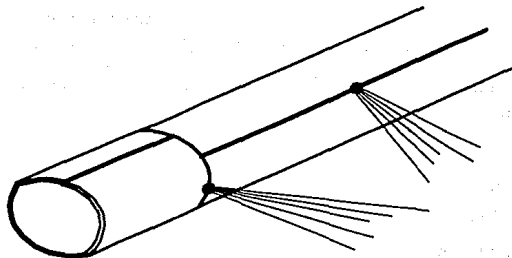


Figura 9.5: Poro en soldadura transversal y/o longitudinal.

En la figura 9.6 que se muestra a continuación podemos observar la reparación de poros en soldaduras, transversal de campo y longitudinal de fábrica.

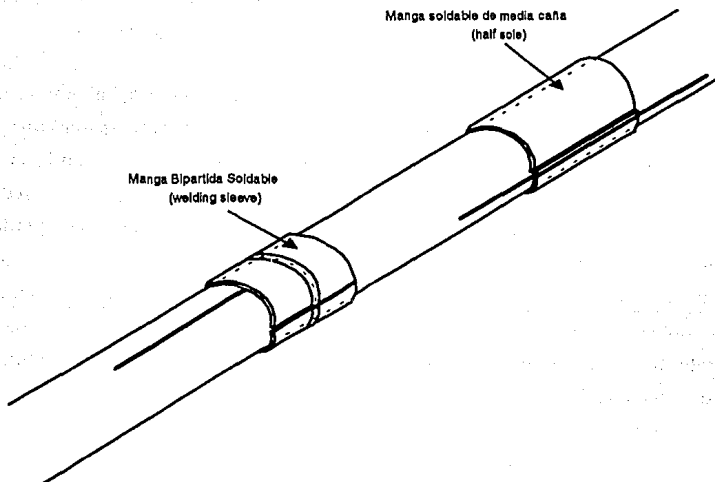


Figura 9.6: Reparación de poros en soldaduras, transversal de campo y longitudinal de fábrica.

ROTURA TRANSVERSAL TOTAL DE LA TUBERIA

Causas que la motivan:

- a) Derrumbe en extensión considerable del terreno de sustentación de la tubería.
- b) Erosión del terreno con arrastre de material dejando la tubería sin apoyo en una longitud considerable.
- c) Fenómenos naturales (sismos, precipitaciones pluviales intensas).
- d) Cruzamientos con ríos (avenidas extraordinarias).

Prevención:

- a) Construcción de obras de protección para evitar el derrumbe del terreno en que se apoyan las tuberías.
- b) Construcción de obras provisionales para protección y seguridad inmediata de las tuberías.
- c) Construcción e interconexión de líneas nuevas en sustitución de tramos en peligro (plan y programa de trabajo).
- d) Verificar los reportes de los recorridos y efectuar oportunamente las medidas preventivas que cada caso requiera.
- e) Verificar la seguridad de las tuberías en cruzamientos con ríos y efectuar en caso necesario:

- 1) Obras de protección requeridas.
- 2) Construcción de líneas paralelas para cruzamientos de apoyo.

Reparación:

- a) **Sustitución del tramo de tubería en el lugar de la rotura, como solución inmediata o definitiva.**

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.

- b) **Instalación soldada del tramo de tubería de reemplazo como solución definitiva, o temporal.**

Si las condiciones en el área afectada son favorables o se pueden obtener en un tiempo razonablemente corto de acuerdo con las necesidades, se podrá optar por la instalación directa del tramo de tubería de reemplazo soldado a la línea principal.

A continuación se muestra en la figura 9.7 un tipo de rotura en forma totalmente transversal que ha sufrido una tubería.

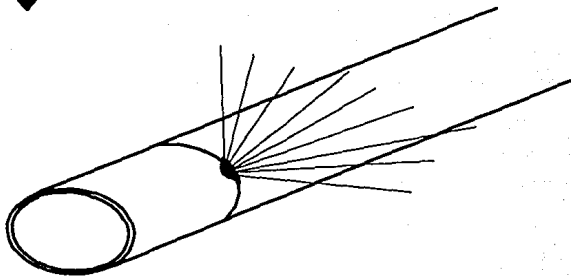


Figura 9.7: Rotura transversal total de la tubería.

En la siguiente figura se ilustra el tipo de reparación que se realiza en una tubería con rotura en forma transversal:

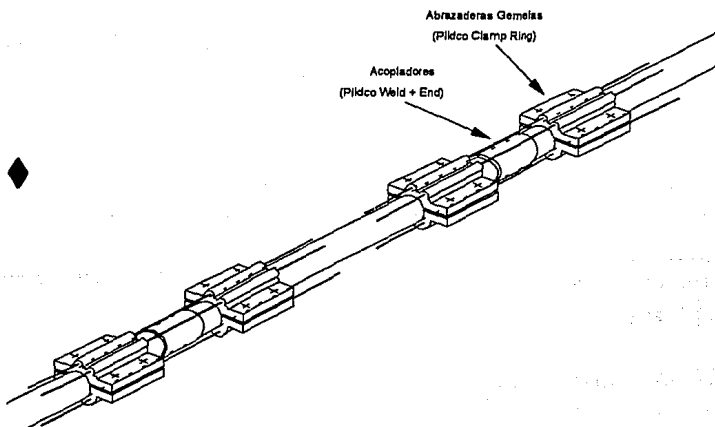


Figura 9.8: Reparación: Sustitución de la sección dañada utilizando los acopladores y las abrazaderas gemelas.

CONCLUSIONES

El personal encargado del sistema de transporte 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 mencionan los siguientes:

- a) Derrumbes que amenazan caer sobre la tubería.
- b) Derrumbes que se hayan producido sobre las tuberías sin causar efecto.
- c) Tránsito pesado cruzando las tuberías o desplazándose sobre la plantilla en que se alojan éstas.
- d) Asentamiento o desplazamiento longitudinal del terreno de sustentación de las tuberías, que se manifiesten o hayan tenido lugar sin consecuencias.
- e) Invasiones de dependencias gubernamentales realizando trabajos de construcción de caminos, carreteras, canales, líneas eléctricas, presas, ferrocarriles, escuelas, etc.
- f) Invasiones de particulares llevando a cabo, obras para fraccionamientos residenciales y/o industriales, excavaciones para extracción de material, etc.
- g) Tuberías expuestas y sin apoyo por erosión del terreno con pérdida de material de la zanja.
- h) Tuberías expuestas en cruzamientos subfluviales.
- i) Construcciones propias o ajenas que impliquen el uso de explosivos y/o de maquinaria de perforación o excavación del terreno.
- j) Trabajos de desmantelamiento y recuperación de tuberías fuera de servicio.

- k) Señales permanentes insuficientes para advertir a los operadores de equipos mecánicos de remoción de tierras, de la presencia de líneas en operación.
- l) Ausencia de señales provisionales adicionales, con el mismo fin.
- m) Fugas por poros en tuberías.
- n) Fugas en válvulas de seccionamiento, en indicadores de paso de diablos, en trampas de diablos, en tomas de presión, en venteos, en bridas, etc.
- o) Daños a las instalaciones anódicas subterráneas, que resulten del desmantelamiento o de la construcción de nuevas tuberías en el mismo derecho de vía donde otras se encuentran en operación, de erosión del terreno, de sondeos de inspección o de reparación de líneas.
- p) Daños a las líneas eléctricas que alimentan rectificadores de protección catódica, que se hayan producido por descargas atmosféricas, desrame de árboles, por intervenciones de la empresa eléctrica, o de las tomas clandestinas de energía por particulares, etc.
- q) Accesos y/o cunetas obstruídos, rompecorrientes destruídos.
- r) Soportes y cercas destruídos en cajas de válvulas de seccionamiento y trampas de diablos, falta de abrazaderas, volantes, limpieza y pintura.

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.

En la figura 9.9 se muestra en forma gráfica las fugas que se presentaron de 1970 a 1980 en todas las tuberías que se encontraban en operación:

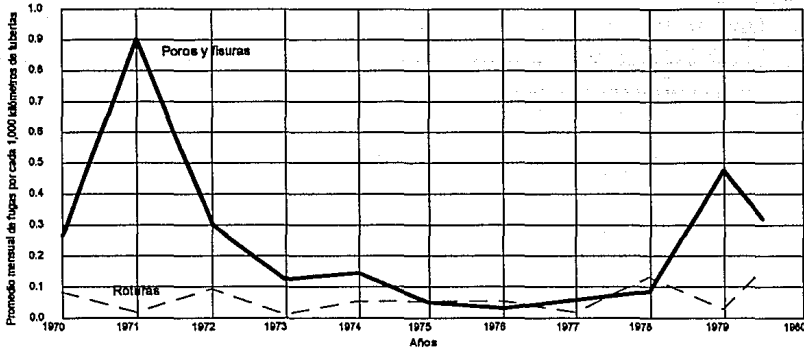


Figura 9.9: Fugas en tuberías en operación en el período comprendido de 1970 a 1980.

En las tablas 9.1 y 9.2 se muestran en forma estadística las fugas que se han presentado en las tuberías, indicando además la posible causa que las origina:

Tabla 9.1: Datos estadísticos consolidados de fugas en tuberías por fisuras y poros.

AÑO	TUBERIAS EN OPERACION (KMS)	FUGAS EN TUBERIAS				
		FISURAS Y POROS				
		CORROSION	SOLDADURA	MATERIAL DEFECTUOSO	TOTAL	INDICE POR 1,000 KMS.
1970	7,497	21	2	1	24	3.2
1971	7,708	7	74	2	83	10.8
1972	7,978	6	21	2	29	3.6
1973	9,143	6	9	0	15	1.6
1974	9,806	14	1	2	17	1.7
1975	10,812	2	4	0	6	0.6
1976	10,834	3	1	1	5	0.5
1977	12,571	7	1	2	10	0.8
1978	13,084	5	6	3	14	1.1
1979	14,575	14	23	46	83	5.7
1980	15,801	22	1	7	30	1.9
TOTAL:		107	143	66	316	

Tabla 9.2: Datos estadísticos consolidados de fugas en tuberías por roturas.

AÑO	TUBERIAS EN OPERACION (KMS)	FUGAS EN TUBERIAS				
		ROTURAS				
		POR IMPACTO	DESLAVE	MATERIAL DEFECTUOSO	TOTAL	INDICE POR 1,000 KMS.
1970	7,497	3	3	1	7	0.9
1971	7,708	1	0	2	3	0.4
1972	7,978	8	1	0	9	1.1
1973	9,143	2	0	0	2	0.2
1974	9,806	1	0	7	8	0.8
1975	10,812	1	2	4	7	0.6
1976	10,834	5	0	3	8	0.7
1977	12,571	3	0	2	5	0.4
1978	13,084	11	1	6	18	1.4
1979	14,575	4	0	1	5	0.3
1980	15,801	10	0	4	14	0.9
TOTAL:		49	7	30	86	

Por último, de la Tabla 9.3 a la Tabla 9.7 se señalan las principales causas de problemas ocurridos recientemente en los ductos por falla del diseño, material, construcción, operación y mantenimiento.

Tabla 9.3: Principales causas de problemas recientes en ductos por falla de diseño después de 1980.

PROBLEMA	LUGAR	INSTALACION	CAUSA	MEDIDAS CORRECTIVAS	MEDIDAS PREVENTIVAS
Elongación de tuberías.	Cd. Pemex y La Venta.	Gasoducto de 24" Cd. Pemex-México. Gasoducto de 20" La Venta-Estación No. 2.	Inyección de gas a temperatura alta.	Sustitución de carrete.	Instalación de enfriamiento adicional. Instalación de curvas de expansión.
Elongación de tubería.	Cárdenas.	Oleoducto de 36" Dos Bocas-Cárdenas.	Inyección de crudo a alta temperatura.	Sustitución de tes-fracturadas.	Instalación de curvas de expansión.
					Bases de diseño correctas. Implantación de normas de diseño de tuberías de transporte.

Tabla 9.4: Principales causas de problemas recientes en ductos por falla de material después de 1980.

PROBLEMA	LUGAR	INSTALACION	CAUSA	MEDIDAS CORRECTIVAS	MEDIDAS PREVENTIVAS
Rotura de tubería.	Cactus.	Gasoducto de 36" Agave-Cactus.	Defectos de fabricación (laminación)	Cambio de 150 metros de tubería.	Inspección en fábrica con ultrasonido. Pruebas hidrostáticas de campo al 100% del esfuerzo mínimo de cedencia.
Rotura de tubería.	Km. 59.313.	Poliducto de 14" Poza Rica-México.	Pérdida de material por abrasión interior en la fabricación de la tubería.	Sustitución del tramo.	Mejorar la supervisión en la inspección en fábrica.

Tabla 9.5: Principales causas de problemas recientes en ductos por falla de construcción después de 1980.

PROBLEMA	LUGAR	INSTALACION	CAUSA	MEDIDAS CORRECTIVAS	MEDIDAS PREVENTIVAS
Fractura de soldadura transversal.	Aldama, Tamps.	Gasoducto de 48" Cactus-San Fernando.	Falta de fusión.	Sustitución de soldadura por un carrete.	Reinspección de radiografías.
Operación deficiente de válvula.	Estación No. 3 Gasoducto de 48".	Gasoducto de 48" Cactus-San Fernando.	Cuerpo de válvula azolvado con arena.	Cambio completo de la válvula.	Control de agua para pruebas hidrostáticas. Control de limpieza interior.
Rotura de tubería.	Estación 2A del GCPM.	Gasolinoducto de 20" Cactus-Pajaritos.	Pérdida de material por golpe de maquinaria.	Sustitución del tramo afectado.	Mejorar supervisión y señalamiento durante la construcción.
Rotura de tubería.	El Pinto.	Poliducto de 14" Monterrey-Torreón.	Uso de cargas excesivas de dinamita y falta de colchón en terreno rocoso.	Sustitución del tramo afectado.	Aplicación de reglamentos para efectuar trabajos peligrosos en áreas restringidas.
Rotura de tubería.	Pajaritos.	Etanoducto de 8" La Venta-Pajaritos.	Perforación por equipo barrenador de terraplanes.	Obturación con stopples y sustitución del tramo afectado.	Aplicación de reglamentos para efectuar trabajos peligrosos en áreas restringidas.

Continuación (Tabla 9.5):

PROBLEMA	LUGAR	INSTALACION	CAUSA	MEDIDAS CORRECTIVAS	MEDIDAS PREVENTIVAS
Corrosión exterior.	Río Tonalá y Nuevo Teapa.	Gasolinoducto de 20" Cactus-Pajaritos.	Recubrimient o deficiente de base asfáltica.	Obturación con stopples y sustitución de tramos afectados.	Verificación de protección mecánica. Instalación de protección catódica.
Rotura de tubería.	Estación 1N.	Poliducto de 14" Poza rica-México.	Instalación de tubería fuera de especificación por espesor.	Sustitución de 650 metros de tubería.	Supervisión de cumplimiento de proyecto.
Tuberías en banda.	Estación No. 2 GCPM a Nuevo Teapa.	Corredores 2 y 3. Estación No. 2 GCPM a Nuevo Teapa.	Instalación de ductos en terraplén no compactado.	Instalación de soportes y obras de protección.	Mejorar la supervisión en obras de protección.
					Estudio e implantación de normas de construcción de tuberías de transporte.

Tabla 9.6: Principales causas de problemas recientes en ductos por falla de operación después de 1980.

PROBLEMA	LUGAR	INSTALACION	CAUSA	MEDIDAS CORRECTIVAS	MEDIDAS PREVENTIVAS
Rotura de tubería.	Las Matas, Ver.	Amoniaducto de 10" Cosoleacaque-Pajaritos.	Cierre súbito del recibo en Pajaritos.	Reparación del daño con accesorio plídico.	Instalación de protecciones por sobrepresión.
Rotura de tubería.	Pajaritos.	Propanoducto de 20" Cactus-Pajaritos.	Cierre súbito del recibo en Pajaritos.	Sustitución del tramo afectado.	Instalación de protecciones por sobrepresión.
Corrosión interior.	Tres Hermanos-Madero.	Oleoducto de 20" Tres Hermanos-Madero.	Deficiente tratamiento de crudo y flujo laminar.	Sustitución de 20 kilómetros de tubería y prueba hidrostática.	Mejorar el tratamiento del crudo en todas sus inyecciones.
					Estudio e implantación de normas de operación de tuberías de transporte.

Tabla 9.7: Principales causas de problemas recientes en ductos por falla de mantenimiento después de 1980.

PROBLEMA	LUGAR	INSTALACION	CAUSA	MEDIDAS CORRECTIVAS	MEDIDAS PREVENTIVAS
Corrosión exterior.	Corredor transístmico.	Amoniaducto de 10" Cosoleacaque-Salina Cruz.	Control de corrosión deficiente.	Reparación de fugas con accesorios envolventes.	Mejorar la protección catódica.
Tubería y válvula en banda.	Pachuquilla.	Oleoducto de 14" Poza Rica-Salamanca.	Explotación de banco de arena.	Construcción de libramiento.	Vigilancia de derechos de vía.
Corrosión exterior.	Cd. Miguel Alemán-Reynosa.	Gasoducto de 12" Cd. Miguel Alemán-Reynosa.	Control de corrosión deficiente.	Reparación de fugas por medio de envolventes.	Sustitución completa del gasoducto.
					Estudio e implantación de normas de mantenimiento e inspección de tuberías de transporte.

CAPITULO X

TRABAJOS ESPECIALES

Y

EMERGENCIAS

NO

Exista

Pagina

TRABAJOS ESPECIALES Y EMERGENCIAS

El notable desarrollo de la Industria Petrolera Mexicana, en los últimos años, ha causado entre otros efectos, un drástico crecimiento de los sistemas de transporte de hidrocarburos por tuberías, previéndose para el futuro inmediato, la continuación de este crecimiento al mismo ritmo.

Consecuentemente, el mencionado crecimiento de las redes de ductos trae aparejado el crecimiento de accidentes en las líneas y las instalaciones de los sistemas ocasionando por lo tanto, contratiempos, daños a terceras personas, etc.

TRABAJOS ESPECIALES

Los trabajos especiales son las reparaciones de ductos y tuberías, sin interrupción del flujo, utilizando máquinas taladradoras y equipos de obturar stopple.

En las operaciones de transporte de petróleo, gas natural y sus derivados, a través de las líneas de conducción, frecuentemente se presenta la necesidad de aislar una sección de las mismas para llevar a cabo trabajos de reparación, recolocación, reemplazo o interconexión. En estos casos, se trata de evitar a toda costa la interrupción del suministro en la línea, como en el caso de industrias alimentadas por líneas de gas natural, poliductos que alimentan costosos procesos petroquímicos u oleoductos que necesitan operar en forma continua.

A raíz de estas necesidades de la industria petrolera, la T. D. Williamson Inc., desarrolló equipos de precisión para su uso en el mantenimiento y reparación de tuberías, sin necesidad de interrupción del flujo. El procedimiento detallado a continuación se conoce como obturación de líneas mediante máquinas obturadoras stopple.

La figura 10.1 que se ilustra a continuación, identifica el equipo que se requiere para llevar a cabo una operación de obturación stopple.

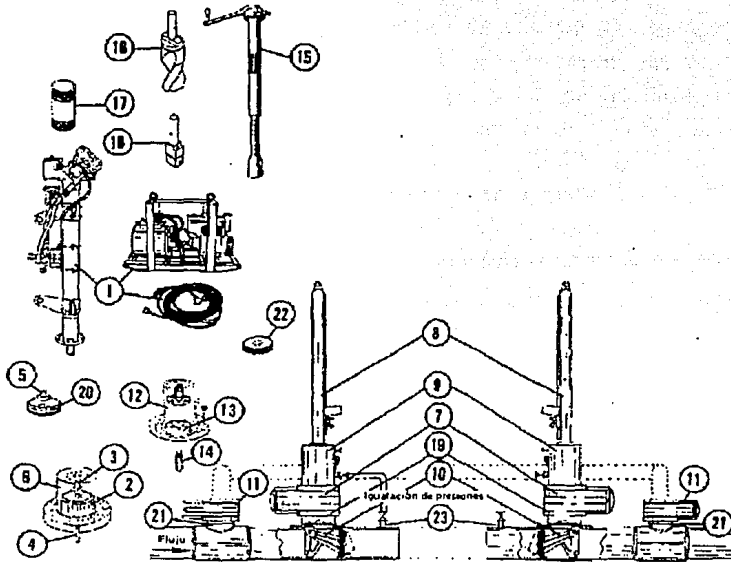


Figura 10.1: Equipo necesario para obturar una línea en operación.

Para la inserción del stopple:

- (1) Máquina taladradora, con unidad de poder hidráulica y mangueras de conexión.
- (2) Fresa stopple.
- (3) Porta-fresa.
- (4) Broca piloto.
- (5) Porta-tapon lock-o-ring.
- (6) Adaptador a la válvula sandwich.
- (7) Válvulas sandwich.

Las máquinas obturadoras stopple están formadas por:

- (8) Cilindros hidráulicos.
- (9) Receptáculos.
- (10) Cabezas obturadoras.

Para línea de derivación:

- (11) Válvulas sandwich.
- (12) Adaptador a válvula sandwich.
- (13) Fresa estándar.
- (14) Broca piloto.

Para purga e igualación de presiones:

- (15) Máquina taladradora T-101.
- (16) Broca de 51 mm (2").
- (17) Adaptador de 51 mm (2").
- (18) Porta-tapón de 51 mm (2").
- (19) Acoplamiento bridado stopple.
- (20) Tapones lock-o-ring.
- (21) Acoplamiento de reducción con brida lock-o-ring.
- (22) Tapón lock-o-ring.
- (23) Niples de 51 mm (2") thread-o-ring con capucha y tapón.

La descripción del equipo y su operación se divide básicamente en cuatro fases:

- a) Acoplamiento bridado stopple (los cuales se sueldan a la línea).
- b) Taladrar bajo presión.
- c) La máquina obturadora stopple.
- d) Instalación de tapones lock-o-ring.

A continuación se explican cada una de las cuatro fases del equipo:

a) Acoplamientos bridados stopple

El acoplamiento bridado stopple como el que se muestra más adelante en la figura 10.2 (elemento No. 19 de la figura 10.1), fué desarrollado con un propósito específico, el de soportar la presión existente en la línea así como los esfuerzos generados en el uso de las cabezas obturadoras.

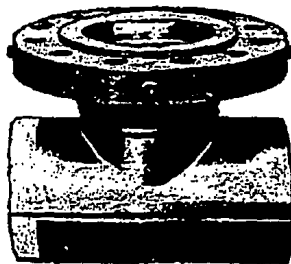


Figura 10.2: Acoplamiento stopple de circulación completa para altas presiones.

El acoplamiento bridado pasa a formar una parte integral de la línea una vez que se concluye la operación de obturación. El diseño del acoplamiento combina factores de diseño usados en líneas de conducción (para presiones internas), y extensas pruebas de laboratorio (cálculo de esfuerzos en la obturación).

Las especificaciones de diseño conforman con normas internacionalmente aceptadas para refuerzo de conexiones de derivación y aberturas en estructuras cilíndricas.

Desde el punto de vista operacional, el acoplamiento bridado debe tener un diámetro de abertura lo mayor posible, para permitir el paso de la fresa stopple (elemento No. 2 de la figura 10.1), de la cabeza obturadora stopple (elemento No. 10 de la figura 10.1) y del tapón lock-o-ring. De hecho, el diámetro de paso debe ser cuando menos igual al diámetro interno de la línea. Esto permite el paso de la copa selladora de la cabeza obturadora (elemento No. 10 de la figura 10.1), sin daño para la misma.

El acoplamiento está provisto de una brida especial lock-o-ring que permite la inserción de un tapón especial, el cual permite la recuperación de válvulas y otros equipos al completar el trabajo.

Los acoplamientos stopple son seccionados en dos partes a través de su eje longitudinal para ser instalados en la línea. Se utilizan dos soldaduras longitudinales y una circunferencial, de tal manera que los acoplamientos se convierten en parte integral de la línea, proporcionando un sello total a la presión. Siempre se procede a soldar las soldaduras longitudinales y al enfriarse éstas, las circunferenciales.

Los acoplamientos para la línea de derivación temporal (elemento No. 21 de la figura 10.1), son soldados a la línea principal de la misma manera. El diámetro de esta línea es normalmente la mitad del diámetro de la principal.

Aunque los acoplamientos usados para la derivación temporal no tienen que soportar los esfuerzos creados por la cabeza obturadora, están diseñados para soportar el peso de la tubería de la derivación.

A continuación se sueldan a la línea dos nipples, usados para purgar la sección de línea una vez aislada, y posteriormente usados para igualar las presiones en ambas caras de las cabezas obturadoras, antes de ser retiradas del interior de la línea.

Es esencial que todos los acoplamientos sean soldados a la línea de tal manera que la brida quede alineada en el centro de la misma. De esta manera se evitan problemas operacionales y retrasos. En algunas ocasiones, se prefiere soldar las soldaduras de los acoplamientos mediante una prueba hidrostática, o una prueba neumática con presiones de 7 a 10 kg/cm² (100 a 142 lb/pg²), para detectar posibles fugas con una solución de jabonadura.

Es importante no exceder, en ningún caso la presión interna de la línea, ya que al aplicar una presión mayor en la superficie exterior de la misma, se corre el peligro de aplastarla y deformarla haciendo imposible cualquier trabajo posterior. La diferencia de presiones que se pueda manejar, estará en función del diámetro de tubería, espesor de pared y longitud del acoplamiento.

b) Taladrar bajo presión

La operación de taladrar bajo presión (hottapping), consiste en cortar un trozo de pared de tubería de un diámetro determinado con la fresa de la máquina taladradora (elemento No. 2 de la figura 10.1).

El primer paso consiste en instalar las válvulas sandwich en los acoplamientos stopple y de derivación, la cual se muestra a continuación en la figura 10.3 (elementos 7 y 11 de la figura 10.1), e instalar válvulas de paso de 51 mm (2") en los niples de purga (elemento No. 23 de la figura 10.1).

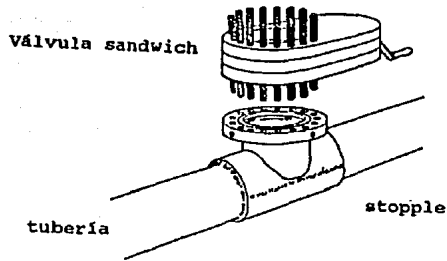


Figura 10.3: Válvula sandwich.

Al instalar las válvulas sandwich debe tenerse la precaución de alinearlas perfectamente con las bridas. Esto es necesario ya que los diámetros de las fresas de las taladradoras (elementos 2 y 13 de la figura 10.1), son ligeramente menores que el diámetro de paso de las bridas.

Las válvulas sandwich son de uso temporal en las operaciones de taladrar y obturar líneas bajo presión.

Estas válvulas tienen un diámetro de paso mayor, y una distancia entre caras mucho menor que las válvulas convencionales. Las dimensiones reducidas de estas válvulas facilitan el paso de la fresa de la máquina taladradora, y la cabeza obturadora de la máquina stopple. Al ser menor la distancia a recorrer, permite que las máquinas sean más ligeras y fáciles de operar. Por ejemplo, utilizando una válvula sandwich es posible taladrar diámetros de 1,016 mm (40") con una máquina taladradora convencional.

Una máquina taladradora es como la que se muestra en la figura 10.4, la cual consiste básicamente en una barra dentro de un cilindro hueco, accionada mediante un tornillo sinfin que al rotar, automáticamente la avanza. La operación puede ser accionada manual, neumática o hidráulicamente.

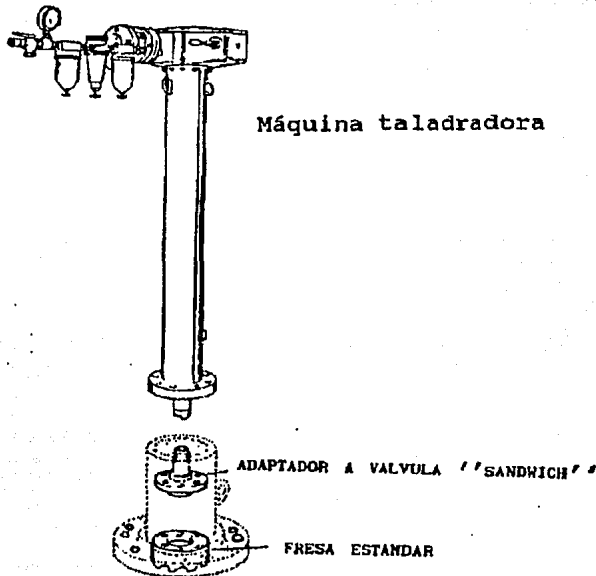


Figura 10.4: Máquina taladradora.

El extremo inferior de la barra, está diseñado para aceptar una serie de fresas cortadoras de diversos tamaños (elementos 2 y 13 de la figura 10.1). Para cada diámetro de fresa, se usa un adaptador (elementos 6 y 12 de la figura 10.1), entre la máquina de taladrar y la válvula. Este adaptador, tiene una brida que corresponde a la de la válvula. Una vez instalados, la fresa, la broca piloto y el adaptador se procede a iniciar la operación.

La máquina taladradora es instalada con la válvula sandwich cerrada, con suficiente espacio entre la fresa y la compuerta de la válvula.

Especial cuidado debe prestarse al alineamiento entre la válvula y la máquina taladradora. Primeramente se abre la válvula y manualmente, se avanza la fresa hasta que la broca piloto toque la pared de la tubería. Previamente se ha determinado la distancia total a recorrer para completar el corte y se ha marcado ésta, en la varilla de medición, en la parte superior de la máquina. (Esta distancia varía con las dimensiones del corte, y se puede encontrar en el manual de instrucciones correspondiente). Se abre la válvula de purga de la máquina, y se deja en esta posición, mientras la broca piloto comienza a taladrar la tubería.

En cuanto penetra la broca, el fluido en la tubería llena el adaptador y fuerza el aire atrapado a través de la válvula de purga. Una vez que se ha evacuado todo el aire se cierra ésta. La velocidad de rotación de la fresa en r.p.m. depende del tamaño de la misma. Esta velocidad debe ser constante en los dientes de la fresa.

Cada modelo de máquina taladradora tiene un régimen de avance predeterminado y ajustado de fábrica, para una operación óptima. Algunos modelos tienen avance variable (T-12, T-18, T-101, T-203 y T-2400).

El tiempo de taladro depende de varios factores como el diámetro, material de la tubería, etc. Hay máquinas, por ejemplo, que pueden taladrar un diámetro de 152 mm (6") en una tubería de 152 mm (6") de diámetro, en 6 minutos. Por otro lado, un taladro de 914 mm (36") puede tomar hasta 9 horas.

Una vez completo el taladro, como el que se muestra en la figura 10.5, se extrae el trozo de pared de tubería mediante un seguro en "U", que lo aprisiona a la broca piloto y lo retrae dentro del adaptador, lo cual puede observarse claramente en la figura 10.6.

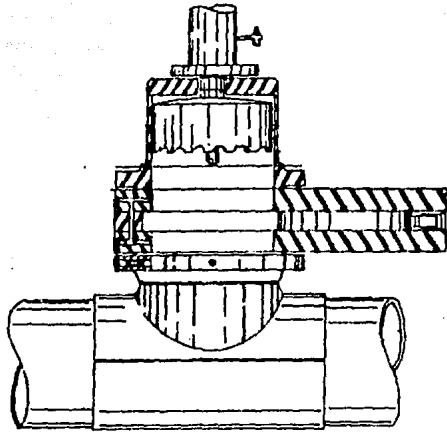


Figura 10.5: Sección de la tubería mostrando la fresa en posición de taladro terminado.

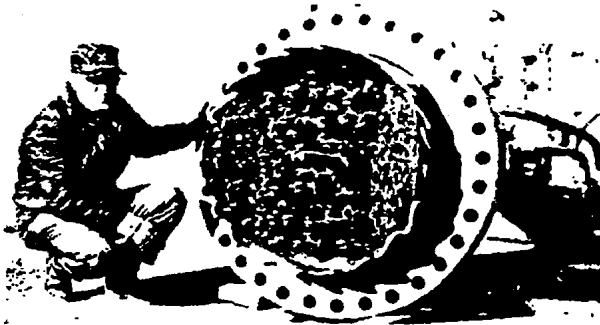


Figura 10.6: Fresa y Broca desmontadas mostrando la recuperación de trozo de pared de tubería.

Se desmonta la máquina taladradora y se remueve el trozo de pared de tubería de la broca piloto. La máquina queda lista para volver a taladrar. Es conveniente completar los taladros en los acoplamientos de la línea de derivación temporal, para instalar ésta, mientras se completan los taladros en los acoplamientos stopple. Las conexiones de purga (elemento No. 23 de la figura 10.1) pueden ser taladradas, después de armar la máquina taladradora T-101 (elemento No. 15 de la figura 10.1), e instalarla sobre los nipples de 51 mm (2").

c) Máquina obturadora stopple

La máquina obturadora stopple es como la que se muestra más adelante en la figura 10.7, la cual consta fundamentalmente de tres partes:

- 1) El cilindro hidráulico (elemento No. 8 de la figura 10.1) que impulsa la cabeza obturadora stopple dentro y fuera de la tubería.
- 2) La cabeza obturadora con su copa selladora (elemento No. 10 de la figura 10.1).
- 3) El receptáculo de la máquina stopple (elemento No. 8 de la figura 10.1).

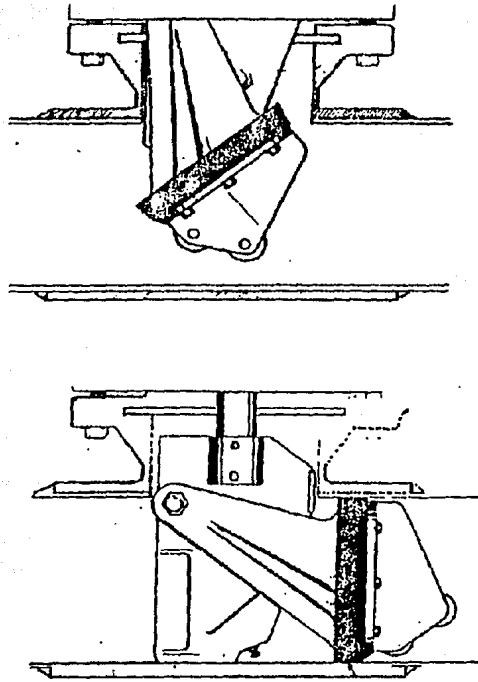


Figura 10.7: Máquina de obturar stopple.

La copa selladora fabricada de caucho sintético reforzado, se selecciona de tal manera que su diámetro externo sea igual al diámetro interior de la tubería. Se instalan las máquinas obturadoras sobre las válvulas sandwich. Se abren las válvulas de la línea de derivación temporal y se purga el aire atrapado (elemento No. 11 de la figura 10.1). Al quedar la derivación en operación se abren las válvulas sandwich en los acoplamientos stopple, y se inserta primero la cabeza obturadora situada aguas abajo, tal como se observa en la figura 10.8 que a continuación se muestra:

OPERACION DE OBTURACION

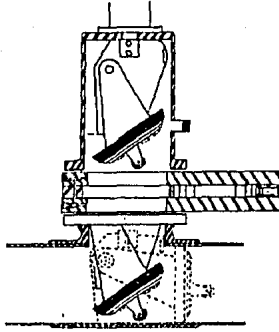


Figura 10.8: Cabeza obturadora en posición.

De esta manera el flujo de líquido o gas no crea problema alguno a la cabeza obturadora. Después se inserta la cabeza obturadora aguas arriba y el flujo completo es desviado a través de la derivación. La operación de obturación aún no se completa todavía. Se abre una de las válvulas de purga (elemento No. 23 de la figura 10.1), para aliviar la presión en la sección aislada entre las cabezas obturadoras. Esto deja una diferencial de presión entre ambas caras de las mismas. La copa selladora está diseñada para que esta diferencial de presión force el labio de la misma contra la pared de la línea provocando un sello total.

Un medio para asegurarse de la totalidad del sellado, es conectar un manómetro a una de las válvulas de purga y observar cualquier aumento de presión. A continuación se procede a drenar la sección aislada y a su reparación o reemplazo, mientras el flujo continua a través de la derivación. Una vez instalada la sección nueva se procede a igualar las presiones en ambas caras de las cabezas obturadoras, a través de las conexiones de purga (elemento No. 23 de la figura 10.1).

Después de igualar las presiones, se retraen las cabezas obturadoras, primero la que está situada aguas abajo.

La línea principal está en operación ahora y se pueden cerrar las válvulas de la derivación y desmontar ésta. Se cierran las válvulas de purga y las válvulas sandwich de los acoplamientos stopple y se desmontan de las máquinas obturadoras.

La operación de obturación finaliza y se procede a la instalación de tapones lock-o-ring (elementos 20 y 22 de la figura 10.1) en las bridas especiales de los acoplamientos stopple, que es como lo que se observa en la figura 10.9, para proceder a recobrar las válvulas sandwich.

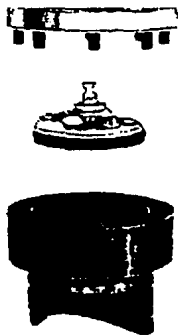


Figura 10.9: Conjunto de acoplamiento, tapón y brida ciega.

d) Instalación de los tapones lock-o-ring

La figura 10.10 muestra en detalle como se instala el tapón lock-o-ring en la brida especial.

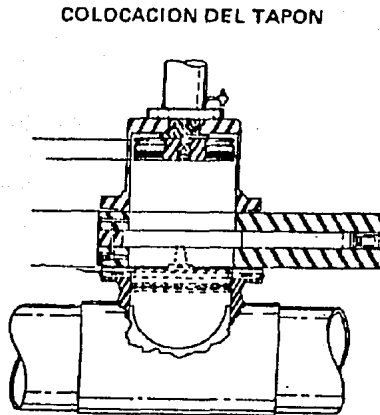


Figura 10.10: Colocación del tapón lock-o-ring.

Este tapón forma un sello bajo la válvula para permitir su remoción. La máquina taladradora se utiliza para esta operación, mediante un porta-tapón (elemento No. 5 de la figura 10.1), que se enrosca al extremo de la barra taladradora. Se enrosca el tapón y se retrae en el interior del adaptador de la máquina. Se instala la máquina a la válvula sandwich y se abre ésta.

El tapón es descendido manualmente, hasta que la ranura en el mismo es alineado con los segmentos del anillo de retención de la brida, que es de la misma manera como puede observarse a continuación, en la figura 10.11:

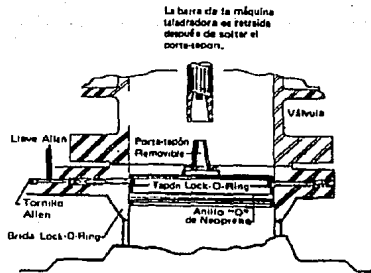


Figura 10.11: Tapón lock-o-ring en posición.

El sellado se logra mediante el anillo de caucho sintético o-ring instalado en una segunda ranura del tapón. Se extienden los segmentos del anillo de retención para asegurar el tapón en su lugar. A continuación se desmontan la máquina taladradora y la válvula sandwich. Finalmente se emperna una brida ciega cubriendo al tapón.

Nota: El pedazo de pared de tubería cortado, se suelda a la cara interior del tapón para evitar problemas de raspapubos atorados en el orificio que queda en la tubería.

La figura 10.12 muestra los cuatro pasos descritos anteriormente.

A) Soldar acoplamientos bridados stopple a cada extremo de la sección por aislar, incluyendo los de la línea de derivación temporal.

B) Completar el taladro bajo presión.

Una válvula sandwich se instala en cada acoplamiento y a través de ella, se taladra la tubería. La fresa se retira después de cada corte y se desmonta la máquina cortadora de la válvula.

C) Obturar la línea.

Se conecta la línea de derivación y se abren las válvulas sandwich de la misma. Se montan las máquinas obturadoras stopple, y las cabezas obturadoras son descendidas a través de las válvulas, en posición de obturar. Una vez que la nueva sección ha quedado colocada en su lugar se iguala la presión mediante las conexiones de purga y, se retiran y desmontan las máquinas obturadoras.

D) Recuperar válvulas.

Se colocan tapones lock-o-ring, mediante el uso de la máquina taladradora instalada en posición sobre la válvula sandwich. Se desmonta la máquina taladradora y se instalan bridas ciegas.

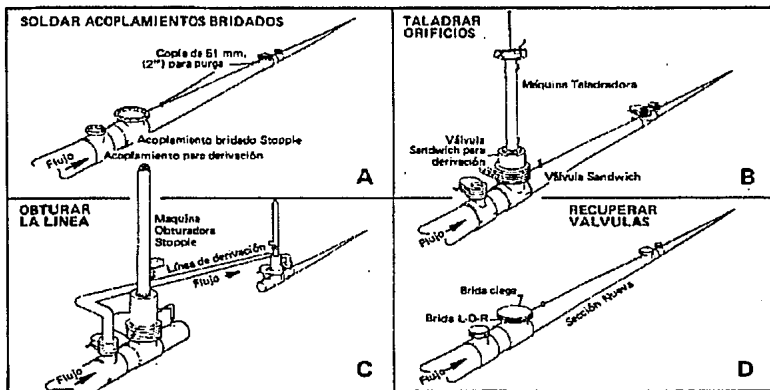


Figura 10.12: Se muestran los cuatro pasos a seguir para hacer el cambio de línea.

A pesar de que las operaciones de obturación con máquinas stopple no son normalmente rutinarias, con suficiente tiempo e información técnica, es perfectamente posible llevarlas a buen término.

Por ejemplo, en el caso de tener peligro de incendio o cuando las normas de seguridad no permiten soldar, existen acoplamientos diseñados especialmente, que no requieren soldadura. En otro caso, habiendo una válvula principal, colocada convenientemente cerca de donde se piensa obturar, la operación se puede llevar a cabo con una sola obturación stopple, tal como se muestra a continuación, en la figura 10.13:

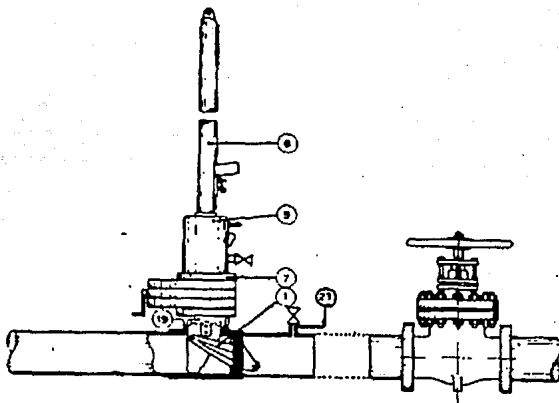


Figura 10.13: Acoplamientos especiales para una sola obturación.

Nota: Habiendo una válvula convenientemente colocada, la operación de obturación puede llevarse a cabo con un solo equipo de taladrar y obturar.

Las máquinas obturadoras stopple han sido utilizadas con éxito en líneas y tuberías de crudo, gas natural, propano, agua salada, nitrógeno, gas residual, gas de combustión de coque, amoníaco y un gran número de productos petroquímicos. Con presiones de operación desde vacío hasta más de 70 kg/cm² (1,000 psi), incluyendo operaciones submarinas. La T. D. Williamson ha puesto en primer plano de importancia, la seguridad de operación. Todos los equipos empleados han sido diseñados de acuerdo con esta consideración.

La investigación y desarrollo de equipos nuevos, capaces de operar en líneas de nuevos productos, bajo presiones mayores y tuberías de mayor diámetro y hechas de materiales más resistentes, es un proceso continuo dentro de la T. D. Williamson.

La expansión, mantenimiento, mejoramiento y reparación de oleoductos, gasoductos, poliductos y tuberías de planta han colocado los equipos de taladrar y obturar stopple como estándares de la industria.

En la siguiente tabla se muestran las especificaciones para las máquinas taladradoras y obturadoras de alta presión que la T. D. Williamson pone para el conocimiento del público:

Tabla 10.1: Tabla de especificaciones para equipo de taladrar y obturar de alta presión.

MODELO	DIAMETRO DE ORIFICIO		PRESION MAXIMA DE OPERACION		TEMPERATURA MAXIMA DE OPERACION		AVANCE MAXIMO	
	mm	pg	kg/cm ²	lb/pg ²	°C	°F	mm	pg
Máquina Taladradora								
T-12	6.0-100	0.25-4	100	1440	80*	180*	305	112.0
T-18	6.0-100	0.25-4	100	1440	80*	180*	457	118.0
T-101	12.7-100	0.50-4	100	1440	370	700	457	118.0
T-203	100.0-300	4.00-12	35	500	80	180	914	336.0
360	20.0-150	0.75-6	100	1440	370	700	610	224.0
660	75.0-300	3.00-12	100	1440	370	700	1066	442.0
760	75.0-400	3.00-16	100	1440	370	700	1676	666.0
1200	300.0-900	12.00-36	100	1440	370	700	1828	772.0
2400	760.0-1520	30.00-60	83	1200	120	250	2743	1108.0
Máquina Obturadora	100.0-300	4.00-12	60*	900*	80*	180*	1828	72.0
Stopple IIa	350.0-500	14.00-20	50*	750*	80*	180*	2600	102.5
(con bridas ASA 600 lbs.)	550.0-600	22.00-24	40*	625*	80*	180*	3550	140.0
	600.0 o más	26.00 o más	35*	500*	80*	180*	3550	140.0
Válvulas Sandwich	100.0-500	4.00-20	84	1200	80*	180*		
(con bridas ASA 600 lbs.)	550.0 o más	22.00 o más	64*	900*	80*	180*		

* Especificaciones típicas. Consulte al fabricante para aplicaciones a mayor presión y temperatura.

ACOPLAMIENTOS

La T. D. Williamson provee una línea completa de acoplamientos de alta presión para ser usados con las máquinas taladradoras y obturadoras stopple. Estos acoplamientos pueden ser diseñados conforme a cualquier especificación de presión y norma de seguridad. A continuación se presenta una lista donde se mencionan los tipos de acoplamientos que existen y su utilización:

- 1) Niple thread-o-ring (elemento No. 23 de la figura 10.1) para conexiones de purga e igualación de presiones.
- 2) Acoplamientos de reducción con brida lock-o-ring (elemento No. 21 de la figura 10.1) para la línea de derivación temporal.
- 3) Acoplamiento bridado stopple (elemento No. 19 de la figura 10.1) equipado con la brida lock-o-ring. Usado para la operación de obturación stopple.
- 4) "T" B-W no requiere soldadura, empleada cuando existe peligro de incendio. Disponible en diámetros de 102 a 305 mm (4" a 12").

Nota: Los términos stopple, lock-o-ring y thread-o-ring son marcas registradas de la T. D. Williamson Inc.

CLASIFICACION DE LOS PROBLEMAS POR SU MAGNITUD

a) PROBLEMA MAYOR

Es aquél que ha afectado notablemente la operación de un sistema y/o ha causado lesiones graves a personas, y/o daños a bienes de Pemex o de terceros. Es decir, es aquel accidente que altere el funcionamiento normal de las instalaciones, y/o equipos de la industria, causándoles averías graves, acompañado o no de daño importante a trabajadores, al medio ambiente o a terceros en sus bienes o en sus personas.

b) PROBLEMA MENOR

Es aquel que no ha afectado notablemente la operación de un sistema, ni ha causado lesiones graves a personas o daños a bienes de Pemex o de terceros. Para definir estos conceptos, deberán aplicarse los criterios siguientes:

1) En el caso de accidentes de trabajadores o terceros

Se tomará como parámetro el accidente de consecuencias fatales, o que origine incapacidades totales permanentes.

2) En el caso de daños materiales

Se tomará como parámetro toda contingencia que cause averías a las instalaciones, pérdidas de carga o de productos, daños a terceros o al medio ambiente, por un importe mayor a treinta veces el salario mínimo anual vigente en el Distrito Federal. Actualmente el monto de un problema mayor sería de:

$\text{N\$ } 13.33 \times 30 \times 365 = \text{N\$ } 145,963.50 \text{ M. N.}$

CLASIFICACION DE LOS PROBLEMAS POR SU CAUSA

a) POR AGENTES EXTERNOS

Los problemas causados por agentes externos, generalmente se refieren a daños a la tubería o a otro elemento del sistema, por impactos de maquinaria pesada de construcción, rocas por voladuras cercanas con explosivos.

b) POR MATERIALES DEFECTUOSOS

Los problemas causados por materiales defectuosos, generalmente se refieren a tuberías, válvulas, conexiones, etc., que sufren roturas, desgastes o descomposturas por la mala calidad de los materiales de que están hechos, o por tener defectos de fabricación.

c) POR PROYECTOS Y/O CONSTRUCCIONES DEFICIENTES

Los problemas causados por proyectos y/o construcciones deficientes, se refieren principalmente a los causados por mal diseño, por construcción defectuosa, por no haber respetado las bases de diseño, por no haber considerado las normas y reglamentos de seguridad, etc.

d) POR MANTENIMIENTO DEFICIENTE

Los problemas causados por mantenimiento deficiente, generalmente se refieren a los causados por protección catódica deficiente, a instalaciones superficiales que han carecido de un buen mantenimiento preventivo, etc.

e) POR OPERACION DEFICIENTE

Los problemas causados por operación deficiente, generalmente se refieren a movimientos operacionales mal hechos en el sistema, al transporte de productos agresivos a las tuberías, etc.

CLASIFICACION DE LAS TUBERIAS POR SU ESTADO FISICO

a) TUBERIA EN CONDICIONES FISICAS NORMALES

Es aquella tubería de transporte que fue razonablemente bien proyectada y construída, que ha sido normalmente bien mantenida y que transporta un producto que prácticamente no causa corrosión interior.

b) TUBERIA EN CONDICIONES FISICAS MALAS

Es aquella tubería de transporte que ha sido afectada considerablemente por alguna o varias de las deficiencias siguientes:

- 1) Ingeniería de proyecto deficiente.
- 2) Construcción defectuosa.
- 3) Mantenimiento deficiente.
- 4) Producto transportado bastante corrosivo.

CASOS CONCRETOS DE ACCIDENTES MAYORES POR SU CAUSA

a) PROBLEMA OCURRIDO POR AGENTE EXTERNO

Rotura e incendio del poliducto de 305 mm (12") Minatitlán-México en el kilómetro 647.500 ocurrido el 10. de febrero de 1985.

a.1) Descripción del accidente

El día 10. de febrero de 1985 a las 12:50 horas, ocurrió una fuga e incendio en el kilómetro 647.500 en el poliducto de 305 mm (12") Minatitlán-México, causada por impacto de un cargador frontal de orugas Allis-Chalmers, Modelo E-240-3 de 4 toneladas de capacidad, con cucharón de yarda y media y 3 garras, a cargo de Caminos y Puentes Federales de Ingresos S. C., mientras realizaba trabajos relacionados con la ampliación de la autopista Puebla-Orizaba, consistentes en bordear el derecho de vía, para lo cual estaba sacando material blando cerca de las líneas en operación las cuales eran:

- a) EL poliducto de 305 mm (12") Minatitlán-México.
- b) EL gasoducto de 609.6 mm (24") L-1 Cd. Pemex-México.

Provocando la rotura del primero y quedando el tractor en medio de dos señalamientos preventivos de Petroleos Mexicanos, lo que confirma que en este sitio estaba perfectamente señalizado el corredor de tuberías. El poliducto que maneja gas licuado salio de operación de inmediato y se cerraron las válvulas de seccionamiento de los kilómetros 634.659 y 658.480. La proximidad del incendio con la autopista, obligo la suspensión de tráfico por la misma hasta las 15:00 horas del día 2 de febrero de 1985.

a.2) Reparación de la línea

Para poder controlar la emergencia, se utilizaron obturaciones temporales a fin de aislar la fuga y el incendio, y poder reanudar el servicio de la autopista Puebla-Orizaba. La reparación definitiva del ducto consistio en la sustitución de un carrete de 12.65 metros de tubería de línea de especificación API-STD-5LX de 0.312" de espesor de pared, análogo al de la línea regular, reanudandose la operación normal a las 6:30 horas del día 3 de febrero de 1985.

a.3) Conclusiones y recomendaciones

Estos problemas ocurren generalmente por maquinaria de construcción de compañías contratistas a cargo de Petroleos Mexicanos, o como en este caso, otras dependencias oficiales y contratistas de empresas particulares.

Para prevenir este tipo de problemas se han señalado en forma intensiva los derechos de vía de las tuberías, e intensificado la inspección aérea y terrestre.

Hace años a través de la Gerencia de Relaciones Públicas, se realizo una campaña de radio y televisión, haciendo alusión a la "señal amarilla" que son los letreros preventivos de señalización.

Se han hecho campañas de seguridad con autoridades estatales y municipales, y con los moradores situados a lo largo de los derechos de vía, entregándose planos que indican la localización de ductos ubicados en sus respectivas jurisdicciones.

Cuando mediante la inspección aérea o terrestre se han detectado afectaciones a los derechos de vía por obras, se ha pedido a las empresas contratistas que se apeguen estrictamente a lo establecido en las normas de Petroleos Mexicanos, principalmente la AVIII-1, estableciéndose los compromisos correspondientes mediante minutas avaladas por los representantes de ambas partes.

b) PROBLEMA OCURRIDO POR MATERIAL DEFECTUOSO

Rotura e incendio del gasoducto de 609.6 mm (24") L-1 Cd. Pemex-México en el Kilómetro 294.400 el día 17 de agosto de 1984.

b.1) Antecedentes

El gasoducto de 609.6 mm (24") L-1 Cd. Pemex-México, entro en operación en el año de 1961, y fué construído con tubería de especificación API-5LX-X52, con espesor nominal de 0.344", para Clase de Localización I.

En el lugar donde se tuvo el problema corren paralelamente los ductos siguientes:

- 1) El poliducto de 305 mm (12") Minatitlán-México.
- 2) El gasoducto de 609.6 mm (24") L-2 Cd. Pemex-México.
- 3) El gasoducto de 762 mm (30") L-3 Nuevo Teapa-Poza Rica.
- 4) El oleoducto de 762 mm (30") Nuevo Teapa-Poza Rica.
- 5) El oleoducto de 762 mm (30") Nuevo Teapa-Venta de Carpio.
- 6) El gasoducto de 1,219.2 mm (48") Cactus-San Fernando.

b.2) Descripción del accidente

El 17 de agosto de 1984 a las 13:35 horas, el Sistema Troncal de Ductos Sureste, recibí aviso de un incendio de grandes proporciones sobre el derecho de vía, aproximadamente a 10 kilómetros antes de la Estación de Compresión No. 4, "Juan Díaz Covarrubias" (kilómetro 304.934), así mismo se recibí aviso de pérdida de presión en la descarga de la Estación No. 3 "Minatitlán" (kilómetro 240.780), y la Estación No. 4 "Juan Díaz Covarrubias". Las condiciones de operación antes del problema eran de 70 kg/cm² (1,000 lb/pg²) en la descarga de la Estación No. 3.

Inmediatamente, se procedió a bloquear la válvula de seccionamiento "Comején" (kilómetro 274.152), y la succión de la Estación No. 4, derivándose el gas hacia la L-2 de 24" y L-3 de 30". La explosión dejó al descubierto el poliducto de 12" Minatitlán-México, en una longitud de aproximadamente 15 metros, quedando la tubería expuesta al fuego, por lo cual se decidió, no suspender el bombeo para evitar sobrecalentamiento de la misma. A las 18:00 horas se apago el fuego. No hubo daños personales.

Respecto a daños materiales, además del ducto de 24" se quemó un cañaveral en una área aproximada de 10,000 metros cuadrados, algunas líneas de microondas y de la Comisión Federal de Electricidad, paralelas al derecho de vía. Se solicitó la intervención del Instituto Mexicano del Petróleo para determinar las causas por las que ocurrió el problema y evaluar las condiciones actuales del poliducto de 12" expuesto al fuego. Se recibió auxilio contraincendio por parte del Distrito Nanchital y del Sector Cosoleacaque del STDSC.

La longitud afectada por la rotura fué de 8 a 10 metros; ubicada a 270° en el sentido del flujo.

b.3) Reparación efectuada

Del gasoducto de 609.6 mm (24") L-1 del GCPM se cambiaron 36 metros y del poliducto de 305 mm (12") Minatitlán-México, otros 36.33 metros, utilizándose para la reparación de este último, equipo especial de obturación y derivación de flujo.

b.4) Análisis y conclusiones del accidente

De las observaciones hechas en campo y la calibración de espesores efectuadas en la línea de 609.6 mm (24"), se concluyó que la rotura se debió a una fractura dúctil desarrollada en el sentido longitudinal, sobre el metal base debida a algunas laminaciones del tramo afectado, localizadas en un área cercana a la soldadura transversal.

b.5) Recomendaciones

Para evitar este tipo de problemas se recomienda exigir a los proveedores de Petroleos Mexicanos, a través de la Gerencia de Adquisiciones, un mejor control de calidad durante la fabricación de tuberías y materiales, y se implementen procedimientos más estrictos de inspección y recepción de los mismos.

c) PROBLEMA OCURRIDO POR CONSTRUCCION DEFICIENTE

Fuga de gas seguida de explosiones e incendio en el kilómetro 77 del corredor de tuberías Cd. Pemex-México, el 25 de diciembre de 1986.

c.1) Antecedentes

En el kilómetro 77 del derecho de vía de los gasoductos Cd. Pemex-México, confluyen los corredores de tuberías Cd. Pemex-México, Cd. Pemex-Cactus y Samaria-Cactus. Por el derecho de vía Cd. Pemex-kilómetro 77, corre el gasoducto de 24" L-3 (gas dulce húmedo), el cual fué construído en el período de mayo de 1978 a agosto de 1981, con un espesor de pared de 0.438" y de 0.562" (en el kilómetro 77), para una presión de diseño de 74 kg/cm² (1,052 lb/pg²) y una presión de prueba en el kilómetro 77 de 105 kg/cm² (1,493 lb/pg²).

En el año de 1986 se efectuó la integración en el kilómetro 77 con la línea No. 1 a Cactus de 24", para el aprovechamiento óptimo de las instalaciones de los complejos petroquímicos Cactus y Nuevo Pemex, así como incrementar la recuperación de licuables del gas natural para la obtención del propano-butano. El día 25 de diciembre de 1986, se registro un accidente en el kilómetro 77 del corredor de tuberías Cd. Pemex-México, consistente en una fuga de gas seguida de explosiones e incendio, que causaron daños a las instalaciones de Petroleos Mexicanos y afectaron a terceros.

Antes del accidente se habían efectuado movimientos operativos en los complejos petroquímicos, provocando el aumento de la presión de la línea de 24" de diámetro de Cd. Pemex-kilómetro 77-Cactus, a 69.4 kg/cm² (987 lb/pg²).

c.2) Análisis de la falla

La falla se inició en la soldadura circunferencial del codo con el carrete de ajuste de 1.14 metros (3.74 pies) de longitud, un espesor de 0.475" y especificación API-5L-Grado B.

En dicha unión existía falta de fusión entre el metal base de la tubería y la soldadura, en una longitud de 40 centímetros (1.31 pies), provocando la fuga de gas durante 40 minutos aproximadamente, tiempo que se considera razonable para dispersar el gas en el área, hasta que se formo la mezcla explosiva y encontro una fuente de ignición, sobreviniendo la primera explosión.

La fractura se propago en forma circunferencial, ya que el espesor del codo impidio su desarrollo en sentido longitudinal, es decir, la fractura se propago por la zona que le opuso menor resistencia, y en la otra sección del carrete de transición, la fractura se propago en forma longitudinal.

c.3) Conclusiones

Se concluye que la falla de tubería se origino por los siguientes defectos de construcción:

- 1) La mala calidad de la soldadura de unión, entre el codo de 45° y el carrete de transición.
- 2) Un espesor inadecuado del carrete de transición (0.470"), con una especificación de material menor al de la línea regular, y una mala preparación de bicelado para las uniones soldadas.

Antes del accidente se llevo a cabo un ajuste operativo en el gasoducto de 24" de Cd. Pemex-Cactus-L3 (gas húmedo dulce), con el cual se incremento su presión de 56.2 a 69.4 kg/cm² (799 a 987 lb/pg²), que pudo haber anticipado la falla de la soldadura. De no haber ocurrido este incremento de presión, el elemento hubiera fallado, aunque en un período mayor de operación.

c.4) Recomendaciones

- 1) Concientizar al personal que interviene en la realización de un proyecto, de la imperiosa necesidad de colaborar en equipo para un fin común, desde la solicitud hasta la entrega en operación.
- 2) Realizar un proyecto de buena calidad basado en información veraz y completa, de las condiciones de servicio y operativas que tendrá la instalación, para la selección adecuada del material a emplear y una operación eficiente y segura.
- 3) Revisar y actualizar los procedimientos de construcción para que cumplan con las normas de seguridad más estrictamente.
- 4) Mejorar la supervisión para que las obras que se construyan, reúnan los más altos requisitos de calidad que aseguren una operación continua y confiable.
- 5) La unidad responsable de la ingeniería de proyecto, deberá participar permanentemente durante la construcción, a fin de verificar que la obra se realice conforme al proyecto y especificaciones aprobadas por la dependencia operativa.
- 6) Capacitar al personal en las labores de su competencia para obtener de ellos un alto nivel de eficiencia.

- 7) Cuando se disponga en existencia de tubería, equipo o materiales susceptibles de utilizarse en la construcción de una obra, corresponderá a la unidad responsable de la ingeniería de proyecto, y a la dependencia de seguridad industrial operativa, verificar sus características para su aplicación en el servicio requerido.

d) PROBLEMAS OCURRIDOS POR MANTENIMIENTO DEFICIENTE

d.1) Antecedentes

La falta de un mantenimiento preventivo y correctivo eficientes, ha sido la causa que ha provocado el mayor número de problemas, y/o fugas en todos los ductos de transporte de hidrocarburos, y ha sido el fenómeno de la corrosión exterior el que con mayor frecuencia ha originado estos problemas.

Lo anterior se ilustra a continuación en la tabla 10.2:

Tabla 10.2: Problemas ocurridos por mantenimiento deficiente durante el período de 1983 a 1987.

AÑO	MAYORES	MENORES	TOTAL
1983	5	66	71
1984	1	112	113
1985	2	81	83
1986	1	32	33
1987	1	65	66
TOTAL	10	356	366

Es necesario puntualizar que si bien es cierto que la mayoría de problemas imputables a un mantenimiento deficiente han sido problemas menores, la frecuencia con la que han ocurrido en muchas tuberías, ha llevado a considerarlos como "ductos problema", algunos de ellos a pocos años de su construcción y/o puesta en operación.

Es cierto que un buen número de problemas tienen su origen en una construcción que ha dejado mucho que desear, y que el mantenimiento ineficiente solo ha acelerado la ocurrencia de las fallas.

De todas maneras, al deteriorarse los ductos aumenta el riesgo de accidentes mayores, y obliga a tomar medidas que representan erogaciones cuantiosas para Petroleos Mexicanos, como son las siguientes:

- a) Suspender en definitiva la operación de ductos.
- b) Reducir la presión de operación con la consiguiente disminución de los volúmenes de hidrocarburos transportados.
- c) Sustituirlos por ductos nuevos en su totalidad.
- d) Sustituirlos por ductos nuevos parcialmente.

d.2) Conclusiones y recomendaciones

Del análisis de las estadísticas de problemas ocurridos por esta causa, durante el período 83-87, se concluye que en su mayoría se debieron, como ya se mencionó, a corrosión exterior por fallas en las protecciones anticorrosivas, mecánica y catódica, o bien a un mantenimiento deficiente en las instalaciones superficiales.

Para prevenir este tipo de problemas, actualmente se continua con el esfuerzo de los sistemas de protección catódica deficientes, así como la rehabilitación de los "ductos problema" y el mejor cumplimiento de los programas de mantenimiento a instalaciones superficiales.

e) PROBLEMA CAUSADO POR OPERACION DEFICIENTE

Poliducto de 14" Salamanca-Guadalajara.

e.1) Antecedentes

Este ducto entró en operación en 1973, tiene una longitud de 234 kilómetros y fué construído con tubería de especificación API-STD-5LX-Grado X52, con espesor nominal de 0.250" en línea regular; fué proyectado para operar a una presión de 56 kg/cm² (796 lb/pg²), y se probo hidrostáticamente a 111 kg/cm² (1,579 lb/pg²).

En el año de 1987 se registraron 58 fugas de las cuales 54, se localizaron en el tramo comprendido entre las válvulas de seccionamiento Coyotes (kilómetro 192.695), y Puente Grande (kilómetro 214.955), siendo la causa principal la corrosión interior.

Los resultados de la corrida del diablo instrumentado indicaron que esta línea presenta los daños siguientes:

- a) 64.4 kilómetros (27.5%) fueron afectados por corrosiones severas.
- b) 142.4 kilómetros (61.0%) fueron afectados por corrosiones moderadas.
- c) 12.1 kilómetros (5.2%) fueron afectados por corrosiones ligeras.

e.2) Reparaciones efectuadas

Por el alto índice de problemas ocurridos con anterioridad y con el fin de eliminar algunas reparaciones provisionales, durante 1987 se programo el cambio de algunos tramos de tubería y bayonetas de válvulas de seccionamiento por encontrarse en condiciones demasiado críticas en las localizaciones siguientes:

- a) En el kilómetro 192.695 en la válvula de seccionamiento Coyotes, se sustituyo la bayoneta de llegada de 24.60 metros.
- b) En el kilómetro 197.471 en el Paso de Coyotes, se sustituyeron 150 metros de tubería.
- c) En el kilómetro 199.600 en Corralillos, se sustituyeron 30 metros de tubería.
- d) En el kilómetro 214.995 en la válvula de seccionamiento Puente Grande, se sustituyo la bayoneta de llegada de 22.50 metros.

e.3) Conclusiones y Recomendaciones

La causa principal de corrosión interior en esta tubería, se ha ocasionado por la presencia de contaminantes en los productos transportados que han dañado al ducto.

Para mejorar la operación y evitar que siga deteriorándose esta línea por efecto de la corrosión interior, fué necesario eliminar el contenido de agua (212 mg/lit) y ácido sulfhídrico (23 mg/lit), contenidos en los hidrocarburos transportados. Así mismo se continuo con la inyección de inhibidores.

Para resolver en forma definitiva el problema de esta línea, fué necesario sacar de servicio el ducto para programar su rehabilitación general.

f) OLEODUCTO DE 30" NUEVO TEAPA-SALINA CRUZ

f.1) Antecedentes y causas de la corrosión

La construcción de este oleoducto se solicitó en febrero de 1977, se inició en mayo de 1977 y se terminó en noviembre de 1979, tiene una longitud de 265 kilómetros, y fue construido con tubería de 30", especificación API-STD-5LX Grado X-65, con costura, de 0.281" de espesor de pared en línea regular, y fue fabricada en Japón. Su construcción fue encomendada a siete contratistas, algunos de ellos con poca experiencia en este tipo de obras y con escasos recursos, los cuales después de haber construido algunas secciones en forma incompleta y desordenada, abandonaron la obra.

La línea se probó hidrostáticamente a una presión mínima de 64.55 kg/cm² (918 lb/pg²), y a una máxima de 76.60 kg/cm² (1,089 lb/pg²), utilizando aguas sin tratamiento alguno, de corrientes superficiales, como el río Coatzacoalcos, el arroyo Correa, el río Sarabia, el río Malatengo, el río Grande y el Canal 33, entre otros. Algunas de estas corrientes están contaminadas con desechos industriales.

Posteriormente el desalojo del agua se hizo en forma incompleta e inadecuada, utilizando un sólo diablo por tramo impulsado por gas o por aire.

El régimen de bombeo se inició con un gasto de 94,000 BPD, sin estaciones de bombeo intermedias. En enero de 1980 se empezó a notar una pérdida de eficiencia aumentando notablemente la caída de presión, y bajando el gasto de 94,000 a 75,000 BPD.

Considerando la Gerencia de Refinación, que con inyección de un volumen importante de agua se removerían las impurezas depositadas en el interior de la tubería, en marzo de 1980 se inyectaron 20,000 barriles de agua dulce y limpia, sin lograr mejoría, y como no fué posible correr diablos para impulsar el agua de lavado, está se quedo en el interior empeorando las condiciones de corrosión, ya que disolvio la sal y el ácido sulfhídrico presentes en el crudo.

Posteriormente, el oleoducto se interconecto en forma provisional con la estación de bombeo del poliducto de 16" en Medias Aguas, habiendo mejorado notablemente el gasto de 70,000 a 140,000 BPD.

f.2) Roturas y fugas sufridas

En los dos primeros años en que ha estado operando el oleoducto se han presentado 9 problemas:

- a) Seis fugas por poros.
- b) Tres fugas por roturas.

Todas éstas han sido causadas por corrosión interior, y localizadas entre los kilómetros 51.850 y 89.400.

f.3) Medidas que se estan tomando para resolver los problemas

- a) Se tiene limitada la presión máxima de descarga al oleoducto de las bombas de Nuevo Teapa, a 30 kg/cm² (427 lb/pg²), manteniendo en operación continua la estación de rebombeo de Medias Aguas.

- b) Se ha estado activando con la dependencia a cargo de la construcción de la obra, la terminación de los trabajos pendientes en el paquete de turbobombas de la estación de Nuevo Teapa para independizar el bombeo de crudo a Salina Cruz.
- c) Se activa con la misma dependencia, la terminación de las estaciones de turbobombas de Medias Aguas, Donají y Loma Larga.
- d) Se ha estado haciendo limpieza interior de la tubería mediante corridas de diablos.
- e) Se le han encomendado al Instituto Mexicano del Petroleo, estudios metalográficos de los tramos de tubería que han fallado, y los resultados de los mismos han confirmado la existencia de una corrosión interna muy severa, en la parte inferior del tubo.
- f) Aproximadamente durante un mes se estuvo inyectando inhibidor de corrosión al ducto.
- g) Durante los meses de julio y agosto del año de 1987, se hicieron calibraciones ultrasónicas en diversos puntos de la tubería, previamente seleccionados entre los kilómetros 31.000 y 89.600, habiéndose detectado algunos espesores bastante reducidos principalmente en la parte inferior del tubo, uno de ellos se reforzo provisionalmente con una abrazadera plidco split sleeve.
- h) Actualmente se ha estado corriendo un diablo instrumentado para hacer una inspección interior de la tubería más completa, y determinar los tramos que deberán cambiarse.
- i) Finalmente se ha solicitado a la Refinería de Salina Cruz, que opere siempre a presión el tramo comprendido entre Loma Larga y Salina Cruz, con objeto de que éste no trabaje como canal, y los vapores de agua y ácido sulfhídrico no ataquen el interior de la tubería.

g) OLEODUCTO DE 10" MINATITLÁN-SALINA CRUZ

g.1) Antecedentes y causas de la corrosión

Esta tubería tiene 30 años de servicio y se construyó para transportar inicialmente destilados y, desde 1979, petróleo crudo.

Se trata de un ducto muy antiguo que desde su origen fué construído con una protección mecánica muy defectuosa, y como consecuencia, su protección cátdica fué siempre insuficiente; además el mantenimiento de la misma estuvo siempre muy descuidado.

Por tales motivos el estado físico actual de esta tubería es pésima, está sumamente atacada por la corrosión exterior principalmente.

g.2) Problemas sufridos

En sus primeros 30 años de servicio ha presentado 497 fugas por corrosión externa a lo largo de todo el ducto, la mayor parte de las cuales han sido reparadas con grapas.

g.3) Medidas que se han tomado

- a) Con el fin de evitar que las demás líneas del mismo corredor queden sin protección catódica, por causa de fugas de corriente impresa que tenía el oleoducto de 10" debido a su recubrimiento mecánico defectuoso, se quitaron los puentes eléctricos de esta línea con las demás, habiéndose quedado fuera del sistema de protección.
- b) Actualmente este ducto no opera en forma continua sino solamente en emergencias, cuando se tienen problemas en el oleoducto de 30" Nuevo Teapa-Salina Cruz.
- c) Cuando se termine la rehabilitación del oleoducto de 30" Nuevo Teapa-Salina Cruz, el oleoducto de 10" quedará definitivamente dado de baja, y se vaciará para evitar fugas de crudo por corrosión.

h) OLEODUCTO DE 20" TRES HERMANOS-MADERO

h.1) Antecedentes y causas de la corrosión

Este oleoducto se puso en servicio en 1969 con tubería de especificación API-STD-5LX Grado X-52, con espesor de pared de 0.250", tenía buena protección mecánica y también protección catódica.

En virtud de que este oleoducto manejaba gastos del orden de 20,000 BPD con bombeo intermitente, y el crudo en gran parte no estaba deshidratado, fué atacado por la corrosión interior teniendo por este motivo muchas fugas. Para corregirlas se hicieron muchas reparaciones provisionales con grapas y como la tubería quedaba descubierta, se fugaba la corriente de la protección catódica, iniciandose también la corrosión exterior.

h.2) Medidas que se han tomado

Para iniciar la rehabilitación de este ducto, en diciembre de 1979 se solicitó a la dependencia de construcción de obras, la reposición de un tramo de 21.313 kilómetros de longitud, que fué donde se tuvo mayor incidencia de fugas, obra que fué realizada. Posteriormente, en los restantes 80 kilómetros de tubería de 20", se trató de efectuar pruebas hidrostáticas las cuales no se pudieron llevar a cabo a las presiones requeridas, por presentarse fallas continuas en la misma.

Además se enviaron muestras de dicha tubería para su estudio al Instituto Mexicano del Petróleo, con cuyos resultados se comprobó, que estaba muy atacada interiormente por la corrosión en su parte inferior que, además, tenía mucha incrustación formada por hidróxido de hierro, cuarzo y calcita. Por tal motivo se decidió cambiar los 80 kilómetros de tubería de 20", por lo cual actualmente está fuera de servicio, fué desalojado el crudo para recuperar la tubería y se utilizó la misma zanja para alojar el nuevo ducto.

PREVENCIÓN DE ACCIDENTES Y ATENCIÓN DE EMERGENCIAS EN SISTEMAS DE TRANSPORTE POR DUCTOS

La seguridad, la confiabilidad y la eficiencia de cualquier sistema de transporte de hidrocarburos por ductos, dependen de la adecuada operación y del oportuno mantenimiento que se adopten como norma para el funcionamiento de dicho sistema. A continuación se exponen en términos generales, las causas y las medidas preventivas y correctivas para evitar las situaciones de emergencia, los accidentes y los daños a sistemas por tuberías en Petróleos Mexicanos.

DEFINICIONES

-Accidente: Es aquel suceso eventual, inesperado y generalmente desagradable.

-Emergencia: Es lo que acontece cuando de la combinación de factores conocidos surge un fenómeno que no se esperaba.

-Daño exterior: El daño exterior de las tuberías son las fallas y desperfectos (arañazos, abolladuras, cortes) conocidos en líneas subterráneas en operación, sean principales distribuidoras o de captación, causados por operadores de equipo mecánico para la remoción de tierra.

EMERGENCIAS

Para contrarrestar los efectos negativos mencionados, la dependencia a cargo de la operación y mantenimiento de sistemas de ductos ejecuta una serie de acciones preventivas y correctivas, y entre estas últimas, una de las más importantes es la participación de seis grupos de emergencia y trabajos especiales. Estos grupos se forman de personal técnico-práctico especializado, que cuenta con capacitación y equipo avanzado capaz de hacer frente, a cualquier situación de emergencia o de características especiales que se presenten.

La ubicación de los mencionados grupos fué programada de manera estratégica para una rápida atención de emergencias en todos los sistemas, y así se localizan: uno en Monterrey para la atención de problemas en el S.T.D.N., otro en Poza Rica, Ver., para atender problemas que pudieran presentarse en el área de Poza Rica, y otro en Venta de Carpio, para hacer frente a las situaciones adversas que pudieran presentarse tanto en el área misma de Venta de Carpio, como en todas las líneas del Occidente.

Finalmente se llevo a cabo la integración de dos más, uno en Cosoleacaque, Ver., para la atención del corredor transísmico y líneas de Minatitlán, y otro en Cárdenas, Tab., ya que este punto es el centro neuralógico de las líneas provenientes del mar y del área crétacica Reforma-Chiapas, y uno más en Catalina, Pue., para la atención de las instalaciones de esta área.

Los grupos en operación, se coordinan a nivel central con la oficina general de mantenimiento de ductos, tomando en cuenta la ventajosa posición que dicha oficina guarda en lo que respecta a relaciones, coordinación de actividades y administración de recursos.

1) Personal

La estructura orgánica de cada uno de estos grupos, está constituida por veintiseis plazas con actividades diversas que van desde obrero general hasta cabo de oficios, teniendo al frente de cada grupo un ingeniero de mantenimiento quien es el responsable de la coordinación técnica.

Todo este personal ha recibido cursos especializados que han sido impartidos en U.S.A. y en distintos sectores de nuestros sistemas, contando además con una gran experiencia adquirida a través de intensa actividad.

La naturaleza del trabajo obliga a que la contratación del personal establezca su libre movilidad en todo el territorio nacional.

2) Equipo

El equipamiento de que han sido dotados los mencionados grupos comprende herramientas y equipos que brindan seguridad y precisión absolutas, siendo además únicos en el mundo para este tipo de trabajo. Dentro de este equipo se cuenta con unidades perforadoras de tuberías en rangos de 1" a 30" de diámetro; presiones de 49 kg/cm² (700 psi) a condiciones de 371 °C (700 °F), y 101 kg/cm² (1,440 psi) a condiciones de 38 °C (100 °F), y obturadoras que operan en diámetros de 4" a 30". En un futuro se contará con perforadoras y obturadoras con capacidades hasta de 48".

Se cuenta además con todo el equipo especial de apoyo que se necesita. Se dispone así mismo, de dispositivos especiales para reparación de fugas tales como envolventes, grapas, etc.

¿QUE SON LAS EMERGENCIAS? Y ¿CUALES SON LOS PROCEDIMIENTOS EMERGENTES?

Tomando en cuenta la diversidad de productos que se transportan a través de la red nacional de ductos como son:

- a) Gas natural.
- b) Petróleo crudo.
- c) Gasolina.
- d) Diesel.
- e) Gas licuado.
- f) Combustóleo.
- g) Productos petroquímicos, etc.

El grado de peligrosidad es muy alto, y considerando la diversidad de factores que pueden afectar la integridad de las líneas (corrosión, agentes externos, incumplimientos de normas vigentes durante la construcción, sobrepresiones, etc.), éstas se ven amenazadas constantemente, por accidentes que dan lugar a operaciones emergentes o emergencias, para establecer condiciones normales de flujo de manera rápida, segura y eficaz. Los procedimientos emergentes que se emplean para atacar accidentes de ductos en servicio sometidos a presión y temperatura son:

- 1) Injertos para desviación de flujo por daños parciales o totales en líneas troncales.
- 2) Seccionamiento para reposición de tramos o elementos de tuberías dañados, mediante el empleo de stopples con o sin suspensión de bombeo.
- 3) Seccionamiento de tramos dañados mediante el aislamiento de segmentos por cierre de válvulas cercanas y desfogue de producto.
- 4) Localización de obstrucciones en los ductos para su eliminación posterior, mediante el empleo de dispositivos especiales como son ecómetros, vibrógrafos, diablos señalizados, radios, etc.

Por último, cabe aclarar que los servicios de emergencias se prestan no solamente a la red de ductos de la dependencia, sino también a líneas e instalaciones de otras de Petroleos Mexicanos que tienen necesidad de estos servicios.

CAPITULO XI

CONCLUSIONES

CONCLUSIONES

Se hace la aclaración que este trabajo se inició antes de que surgieran los cambios de reestructuración en Petroleos Mexicanos; a esto se debe que se mencionan algunas dependencias que realizaban funciones específicas dentro de lo que era la Gerencia de Ductos. Se considera que, el hecho de que se haya reestructurado no le resta importancia al trabajo.

México cuenta con 50,520 kilómetros de líneas de conducción, y se encuentran alojadas en 19,006 kilómetros de Derecho de Vía, que transportan diariamente volúmenes de crudo, gas y derivados. Se cuenta con 65 estaciones de bombeo y compresión, ubicadas estratégicamente a través de todo el país, con una potencia instalada de 950,000 HP.

Requieren por lo tanto mantenerse en óptimas condiciones de operación, por las características de los fluidos que se manejan, que en la gran mayoría son inflamables y tóxicos; se debe mantener un máximo de seguridad, lo que dependerá básicamente de la concientización de la comunidad y de ejecutar los cinco puntos siguientes:

- 1) Inspección terrestre y aérea.
- 2) Sustitución de tramos de tubería defectuosa.
- 3) Control de la corrosión.
- 4) Señalización en los derechos de vía.
- 5) Control sobre la operación de los ductos.

Los problemas que pueden traer como consecuencia pérdidas cuantiosas, pueden evitarse si los programas de mantenimiento preventivo se cumplen en un 100% satisfactorio; esto es, desde la construcción de las líneas hasta la puesta en operación. Una correcta aplicación de los recubrimientos anticorrosivos a las líneas, es un punto muy importante, porque éstas están por muchos años enterradas, y de su estado físico dependerá el tipo de protección catódica, por medio de ánodos de sacrificio o con rectificadores, que se instale para reforzar la protección en las tuberías. Estos dos métodos de protección contra la corrosión actúan en el exterior de la tubería, protegiéndola del medio ambiente que la rodea, que en la mayoría de los casos son medios agresivos.

Los inhibidores de corrosión actúan poniéndose en contacto con el fluido que transportan las tuberías y pueden ser muy efectivos para evitar la corrosión en el interior de las líneas. Los diábolos que se lanzan a través de las líneas no protegen de la corrosión directamente como los sistemas anteriores, pero su función es muy importante, porque éstos pueden desalojar los fluidos que causan los problemas en las tuberías; además por medio de estos dispositivos se puede obtener un registro del estado de la tubería, información muy valiosa, como fracturas, fisuras, fallas de soldadura, abolladuras, etc., que pueden causar problemas posteriores.

Los Derechos de Vía deben de contar con señalización adecuada, informativa, preventiva y restrictiva, para proteger las líneas del cruce de maquinaria pesada, que es la causa principal de los problemas que se han presentado.

GLOSARIO

NO

Exista

Pagina

GLOSARIO

Este glosario complementa al presente trabajo, el cual contiene una serie de definiciones y una breve explicación de algunos conceptos, que pueden crear alguna duda sobre términos con los que no se está muy familiarizado.

Acabado.- Es el recubrimiento que está en contacto con el medio ambiente y su función es promover la impermeabilidad del sistema.

Adsorción.- Es la adherencia de los átomos iones o metales de un gas, líquido y sólido (adsorbato), a la superficie de otra sustancia llamada adsorbente.

Amina.- Es un compuesto orgánico de nitrógeno que puede considerarse como derivado del amoníaco (NH_3), sustituyendo uno o más átomos de hidrógeno por radicales orgánicos tales como CH_3 o C_2H_5 , todas las aminas son básicas por naturaleza y suelen combinarse fácilmente con el ácido clorhídrico para formar sales.

Ánodo.- Es el electrodo de una celda electroquímica en el cual ocurre el fenómeno de oxidación o corrosión.

Ánodo galvánico o de sacrificio.- Es un metal con potencia normal de oxidación, mayor que el de la estructura metálica por proteger y que al emitir corriente de protección, se consume.

Ánodo inerte.- Es aquél que no produce corriente eléctrica y su consumo es directamente proporcional a la Ley de Faraday.

Antimonio.- Es el elemento químico con número atómico 51, peso atómico 121.75, valencias 5, 3, -3, sólido blanco plateado, punto de fusión 630.5 °C, punto de ebullición 1,635 °C, tiene una baja conductividad térmica y eléctrica, no es atacado por el HCl.

Asfalto.- Es una sustancia orgánica sólida o semisólida de procedencia natural o preparada a partir de los residuos de la destilación del petróleo. Es insoluble en agua y alcohol, soluble en petróleo, éster y sulfato de carbono, es fácilmente fundible. Se usa para impermeabilizar tejidos y mezclado con gravilla para recubrimiento de caminos.

Benceno.- Es un líquido de color amarillo claro a incoloro, olor aromático; sus vapores arden con una llama humeante, punto de ebullición de 80.1 °C, punto de fusión de 5.5 °C, miscible con alcohol, eter, acetona y ligeramente soluble en agua. Se utiliza en detergentes sintéticos, ciclohexano para nylon, como disolvente, eliminantes de pintura, antidetonante.

Benzoato de sodio.- Es poco soluble en agua fría, pero bastante soluble en agua caliente, en alcohol y éster, es muy estable frente a los agentes oxidantes.

Bismuto.- Es el elemento químico con número atómico 83, peso atómico 208.98, valencias 2, 3, 4, 5, quebradizo cristalino, con tinte rojizo, soluble en ácidos nítricos, tiene una conductividad menor que cualquier otro metal.

Bitumen.- Es una sustancia de color negra formada por hidrocarburos parcialmente oxidados acompañado de productos minerales que se presentan en trozos esféricos o arriñonados.

Cama anódica.- Es el grupo de ánodos inertes o galvánicos que forman parte del circuito de protección catódica.

Cama anódica profunda.- Es cuando uno o más ánodos son instalados verticalmente a una profundidad de 15 metros o más, bajo la superficie de la tierra en un pozo perforado, para suministrar protección catódica a la superficie externa de una estructura metálica en contacto con un electrolito.

Cama anódica superficial.- Es cuando uno o más ánodos son instalados vertical u horizontalmente a una profundidad menor de 15 metros para suministrar protección catódica a una estructura metálica enterrada o sumergida.

Catalizador.- Es una sustancia que se agrega a un conjunto de sustancias que reaccionan para modificar la rapidez del fenómeno, pero sin que esta sustancia forme parte del producto final. Si el catalizador aumenta la rapidez del fenómeno se llama positivo, si hace que la reacción sea lenta, es un catalizador negativo, en ambos casos el catalizador queda intacto después de ocurrir la reacción.

Cátodo.- Es el electrodo de una celda electroquímica, en el cual ocurre el fenómeno de reducción y por consiguiente el área no es atacada por la corrosión.

Corriente de protección.- Es la necesaria para obtener los valores de potenciales de protección de una estructura metálica.

Corriente parásita.- Es la corriente directa que fluye por caminos distintos al circuito previsto. Si en una estructura metálica entran corrientes de esta clase, producen corrosión en las áreas donde la corriente abandona el metal para volver al terreno o al agua.

Corrosión.- Es una reacción indeseable y nociva de un producto metálico en un medio ambiente, estas reacciones indeseables que han llamado la atención de los científicos e ingenieros pueden juzgarse por el hecho de que las pérdidas anuales debidas a la corrosión son del orden de varios miles de millones de dólares. En el caso de el acero se ha estimado que el 25% de la producción se pierde a causa de la corrosión, cuando se expone a un clima de aire y humedad, volverá a una forma de óxido tal como se encuentra en un principio en la tierra.

Cumarona.- Es una sustancia oleosa en agua, soluble en benceno y eter, se utiliza en la fabricación de resinas.

Densidad de corriente.- Es la corriente por área unitaria, expresada usualmente en miliamperios por metro cuadrado o miliamperios por pie cuadrado.

Disolvente.- Es una sustancia capaz de disolver a otra (soluta), para formar otro sistema homogéneo, un compuesto de más de una sustancia química; una disolución puede estar en cualquier estado físico, sin embargo el tipo más común de disolución es el resultado de un disolvente en estado líquido y un soluto en estado sólido o líquido. Se dividen en dos grupos según su polaridad, el primero es el grupo de los polares, como por ejemplo los alcoholes y cetonas, los cuales tienen una constante dieléctrica alta, y el otro grupo es el de los no polares, que son hidrocarburos que tienen una constante dieléctrica baja.

El agua es un disolvente del alcohol, sales y otros productos miscibles. Los disolventes del alcohol son el alcohol metílico, el glicol y el etilénico. Las cetonas que son disolventes son por ejemplo el metil-etilcetona y el metil-isobutilcetona. Dentro de los ésteres tenemos por ejemplo el acetato de etilo, el acetato de butilo y el lactato de butilo.

Los principales productos que consumen disolventes son las pinturas, los barnices, las lacas y los tintes.

Electrolito.- Es un conductor iónico de corriente directa, se refiere al subsuelo o a el agua en contacto con una estructura metálica enterrada o sumergida.

Elemento de medición.- Es una resistencia calibrada contenida en el interior del poste de señalamiento y registro; sirve para medir corriente de protección.

Enlace.- Es la capa intermedia capaz de adherirse al primario y al acabado, cuando entre estos dos existen problemas de incompatibilidad o de adherencia.

Esmalte.- Es un acabado lustroso obtenido mediante pigmentación de una disolución de resina y que, para darle a la película la tersura y dureza apropiadas, necesita de una reacción química además de la evaporación del disolvente.

Se emplea la palabra esmalte para distinguir estas pinturas de las lacas en las que la formación de la película es completa, cuando se ha evaporado el disolvente y no se necesita reacciones químicas posteriores para que aparezcan las propiedades protectoras y estéticas.

La distinción esencial consiste en la naturaleza del adhesivo, si es o no termoendurecido, pero incluso este intento de llegar a una distinción clara entre esmaltes y lacas no tiene ampliación general.

Estequiometría.- Es una rama de la Química e Ingeniería Química que maneja las cantidades de las sustancias químicas que intervienen o se producen por reacción química.

Esteres.- Son aquellos que resultan de la reacción entre un ácido orgánico y un alcohol. Se obtienen en estado sólido, líquido o gaseoso; ordinariamente tienen un olor agradable, por ese motivo se emplean en la fabricación de esencias; tienen una gran importancia como disolventes, los ésteres de alto peso molecular se emplean como plastificantes.

Fenol-formaldehído.- Son masas cristalinas o cristales aciculares incoloras o blancas de olor característico venenoso, muy soluble en alcohol, cloroformo y eter, se utiliza como desinfectante en la fabricación de resinas.

Ionización.- Es aquel proceso mediante el cual un átomo o molécula neutra a descargado o adquiere una carga y forma así un ión, normalmente este proceso se realiza por diversos mecanismos en medios líquidos, gaseosos y sólidos, actuando sobre átomos o moléculas que constituyen el medio o se disuelven en él. Cuando una sustancia se disuelve en un líquido, o el mismo líquido experimenta la ionización, se forman iones cargados opuestamente.

En todos los casos los iones están sujetos a desviaciones en los campos eléctricos, y bajo condiciones adecuadas se pueden recombinar y formar átomos o moléculas.

Junta de aislamiento.- Es aquel material aislante que se utiliza para seccionar eléctricamente la estructura metálica por proteger.

Material de relleno.- Es un material que se utiliza para envolver al ánodo y reducir de esta manera su resistencia de contacto con el terreno.

Metil-isobutilcetona.- Es un líquido poco soluble en agua, sus vapores irritan ojos y nariz, disuelve resinas artificiales y otros productos orgánicos, y se utiliza en recubrimientos adhesivos.

Minio.- Es un óxido de plomo, físicamente es un polvo de color amarillo, insoluble en el agua, soluble en ácido acético, venenoso, se usa en la pintura protectora de tuberías, para porcelanas, barnices, purificación de alcohol y en el relleno de juntas para tuberías.

Naftaleno.- Es un hidrocarburo cíclico, es el hidrocarburo más abundante del alquitrán de hulla; es soluble en eter, se volatiliza a la temperatura ordinaria de 80 °C, se utiliza en la fabricación de resinas sintéticas, disolventes y rompedores de emulsiones.

Poste de señalamiento y registro.- Es aquel que indica la trayectoria y localización de la estructura metálica por proteger, sirviendo además para medir el potencial de la estructura al electrolito, ya sea natural o de protección.

Potencial natural.- Es la diferencia de tensión entre una estructura metálica en su estado natural y un electrodo de referencia en contacto con un electrolito.

Pozo abierto.- Es aquella instalación en la cual los ánodos son rodeados por un electrolito acuoso.

Pozo cerrado.- Es aquella instalación en la cual los ánodos son rodeados por un relleno especial (backfill).

Preparación de superficie.- Es la eliminación de aceite, humedad, suciedad, polvo, óxido, escamas de laminación o cualquier otro material suelto de la parte superior del cuerpo metálico.

Primario.- Es aquel recubrimiento cuyas funciones principales son la obtención de una buena adherencia entre el esmalte y el metal, inhibir la corrosión y presentar una superficie áspera y compatible para que las capas de enlace o acabado logren una buena adherencia

Recubrimiento anticorrosivo.- Son todas las pinturas y productos que se usan para prevenir la corrosión por aislamiento del medio.

Recubrimiento especial.- Es aquel recubrimiento que se usa como acabado en instalaciones metálicas en condiciones de servicio, tales como alta temperatura, inmersión continua en agua dulce y salada, zona de marea y oleaje, salpicaduras de derivados del petróleo e interiores de gasoductos.

Resinas alquídicas.- Son aquellos productos de reacción de los alcoholes polivalentes y los ácidos polibásicos resinificantes. El término alquídico indica el origen de las resinas a partir de los alcoholes y de los ácidos. Estas resinas son materias primas importantes para distintos tipos de sustancias orgánicas de revestimiento, incluyendo las pinturas, esmaltes, lacas, barnices y acabados industriales, y para automóviles permite gran brillo, buena adherencia al desgaste por la acción atmosférica y larga vida de protección.

Los principales aceites modificadores para las resinas alquídicas, son los aceites secantes y los ácidos grasos derivados de ellos, las resinas acrílicas se modifican también con aceites semisecantes y no secantes. Los aceites secantes y semisecantes usados comprenden el de semilla de lino, el de soja, el de ricino deshidratado, etc., las resinas acrílicas con soja tiene el mayor poder de retención del color, el de semilla de algodón, el de ricino, y el de coco son los que comunmente se emplean como aceites no secantes, cuanto mayor es el contenido de aceite en la resina, más flexible es la resina. La compatibilidad para ser mezclada con las pinturas o vehículos también aumenta con el contenido de ácido. Las resinas alquídicas muy oleaginosas se mezclan con disolventes alifáticos, en cambio las que contienen poco aceite requieren disolventes aromáticos.

Resinas epóxicas.- Es uno de los tipos termoendurecidos más recientes que se han obtenido en los Estados Unidos de Norte América, una combinación única de propiedades las hacen aptas para muchas aplicaciones, ya que son químicamente inertes, resistentes al calor, no se encogen, presentan buena adherencia y buenas propiedades eléctricas. Se pueden alejar con muchos otros plásticos para obtener otros compuestos de una gran variedad de propiedades. Las resinas epóxicas son productos de condensación que se forman casi siempre por aleación del difenol con epiclorhidrina. El curado o endurecimiento se lleva a cabo mediante la reacción de los grupos epóxicos, en los extremos de la cadena, con ácidos o con aminas. Los mejores resultados se obtienen cuando se emplean cantidades estequiométricas de modo que no quede exceso de alguno de los agentes de curado o del grupo epóxico.

Debido a sus propiedades y la posibilidad de variarlas mediante aleación con otras resinas, las aplicaciones de las resinas epóxicas son muy diversas. Para darles determinadas propiedades al aplicarlas en los revestimientos se suelen alejar con otras resinas, como los siguientes, melamina, estireno, urea, poliamídicas, y en estas condiciones se emplea en imprimaciones, esmaltes de aplicación, camisas protectoras para tubos deformables, pinturas interiores y exteriores, y en otros acabados.

Esta es una lista de las resinas que se utilizan en gran escala en la industria mundial, y que el hombre ha tenido la necesidad de desarrollar para satisfacer sus necesidades, solo mencionaremos algunas tales como las resinas aminoplásticas, de fenol-formaldehído, de melamina-formaldehído, de poliéster, de siliconas, de urea-formaldehído, y por último las resinas vinílicas.

Revestimiento.- Son aquellos que contienen un constituyente resinoso llamado aglutinante, puede ser líquido, como un aceite secante o un jarabe resinoso que se puede convertir en un gel sólido por reacción química. En algunos casos cuando el aglutinante es sólido o excesivamente viscoso para aplicarse en forma de película fluida, se adiciona un disolvente volátil o diluyente. Este se evapora tan pronto se deposita la película de líquido y dicha evaporación causa la solidificación de la película.

Muchas pinturas contienen un pigmento que está formado por un polvo insoluble de partículas de pequeñísimo tamaño, es decir, desde 0.01 micras, sin exceder, normalmente de una micra. El aglutinante junto con el pigmento, constituye la parte no volátil o que forma la película de la pintura líquida. Las propiedades protectoras de una película la determina principalmente el aglutinante que se elige. El pigmento es una mezcla de sólidos de diferentes colores y grado variable de capacidad o poder ocultante, para obtener el tipo de fluidez que permita aplicar con éxito la pintura, es necesario saturar la parte líquida de la misma con el pigmento en suspensión, el pigmento también contribuye a hacer que la película sea más adherente y más impermeable a la humedad, y en ocasiones es el factor que determina las propiedades efectivas protectoras de la película.

En general sabemos que en las superficies metálicas existen áreas anódicas y catódicas, que al ponerse en contacto con el agua entre los electrolitos y el oxígeno, se producen celdas galvánicas más o menos potentes. Cuando más intenso sea el flujo de corriente, es decir la diferencia de potencial, y menor la resistencia al proceso de la corrosión, será más rápido. Se puede amortiguar la corrosión aumentando la resistencia del electrolito o disminuyendo la diferencia de potencial entre los electrodos.

Respecto del mecanismo electroquímico de la corrosión, el modo de actuar de los revestimientos orgánicos puede considerarse de la siguiente manera:

- a) **Capas que funcionan principalmente como barreras.**- Estas capas anulan o amortiguan la difusión del agua de los electrolitos u oxígeno en la zona de electrolisis, la eficiencia depende de la baja permeabilidad de la película para aquellos productos químicos que favorecen la corrosión en el medio ambiente.
- b) **Revestimientos que favorecen los fenómenos de polarización.**- La mayor parte de los revestimientos de este tipo presentan una resistencia bastante inferior al ataque químico y son relativamente permeables al agua, a los electrolitos y al oxígeno. Sin embargo la película orgánica a los constituyentes de la película se adhieren fuertemente a la película metálica y la hacen hidrófoba, es decir, que el agua y los electrolitos humedezcan menos la superficie del metal.

Tolueno.- Es aquella sustancia que se encuentra en el alquitrán de hulla, es líquido, de olor característico, inflamable, soluble en agua, soluble en alcohol y eter, es una materia prima muy importante en la industria orgánica, es muy importante en la fabricación de colorantes, y como disolvente.

Xileno.- Es aquella sustancia que se obtiene por destilación fraccionaria del petróleo, 90% del alquitrán y del gas de hulla, por reformación catalítica del petróleo, seguido por separación del paraxileno, a partir del tolueno por transalquilación.

Se utiliza en revestimientos protectores, disolventes para resinas alquídicas y lacas esmaltes.

APENDICE

Las tablas y figuras que se presentan ayudarán a tener una idea más clara de la extensión de ductos que se encuentran en el país indicándose para cada uno de ellos el diámetro, la longitud, tipo de fluido que maneja y ubicación.

Entre Coatzacoalcos y Villahermosa se encuentra la estación central de distribución y rebombeo de crudo de Nuevo Teapa, la más importante del país.

Recibe del área Mesozoica de Chiapas-Tabasco, del mar de Campeche, del área del terciario en el sur. Bombea los hidrocarburos a través de diferentes líneas, hasta el altiplano; hasta las vertientes del pacífico y del norte, para llevarlos a las refinerías de Tula, Salamanca, Salina Cruz, Madero y Cadereyta.

La geografía ha sido el obstáculo de mayor dificultad que ha encontrado México en su camino hacia el desarrollo pleno. El problema se agudiza en el tendido de las tuberías, ya que se requiere de obras de complejidad singular para cruzar ríos, lagunas, pantanos, barrancas, canales, autopistas, carreteras, vías de ferrocarril, caminos vecinales y calles.

La red de ductos transporta diariamente importantes volúmenes de crudo, gas, destilados y petroquímicos. Para su desplazamiento trabajan 65 estaciones de bombeo y compresión, con 238 máquinas que acumulan una potencia instalada de 950,000 caballos de fuerza. Los avanzados sistemas de la red de ductos cubren las necesidades del territorio nacional.

El sistema de ductos golfo, del sur al norte, conecta las áreas de producción del sureste con las líneas de transporte y distribución. Consolidando el abastecimiento de gas natural en todas las ciudades industriales del país.

El gasoducto de 1,219 mm (48") de diámetro, principia en el complejo petroquímico de Cactus-Chiapas, se aproxima a Cárdenas, Tabasco y de aquí continúa su trazo costero por Coatzacoalcos, Minatitlán, Veracruz, Tuxpan y Mataredonda; en el estado de Tamaulipas el gasoducto toca Tampico, Cd. Madero y Soto la Marina, hasta alcanzar San Fernando, luego de 1,102 kilómetros de desarrollo. En este lugar se reduce su diámetro a 1,067 mm (42") y avanza 142 kilómetros más, hasta concluir su recorrido en los Ramones, Nuevo León.

La capacidad del gasoducto es de 22.7 millones de metros cúbicos por día (800 millones de pies cúbicos por día) y hasta 76.5 millones de metros cúbicos por día (2,700 millones de pies cúbicos por día) con el auxilio de las estaciones de compresión. En su recorrido atraviesa 20 ríos, 221 arroyos, se cruza con 85 vías terrestres y se desarrolla a lo largo de 179 kilómetros de pantanos y 35 zonas inundables.

Hacia el sur y siempre con la costa del Golfo, el sistema de ductos sureste conduce el gas de las plataformas marinas de Campeche hasta Cd. Pemex y Yucatán. El sistema de ductos sur-centro, avanza de Tabasco hacia Tierra Blanca, Puebla, Valle de México, Tula, Toluca, Querétaro, Salamanca, León, Aguascalientes y Guadalajara.

El sistema de ductos centro involucra Tuxpan, Poza Rica, Tula y Salamanca, además del gasoducto de 1,219 mm (48") entre Zempoala, Veracruz y Tula Hidalgo.

El sistema de ductos norte parte de Reynosa hacia Monterrey, se interna en Coahuila, toca Durango y cruza Chihuahua, hasta terminar en Cd. Juárez.

La red de poliductos transporta aproximadamente 220,000 barriles por día de destilados, incluyendo la zona del pacífico.

Tabla 1.1: Líneas conductoras de gas (gasoductos) existentes en el país.

D. N. (pg)	LONGITUD TOTAL (km)	FLUIDOS QUE MANEJAN
4	90	Gas natural-Vapores
*6	457	Gas natural
*8	406	Gas natural-Gas combustible
*10	469	Gas natural
*12	959	Gas natural-Vapores amargos
*14	67	Gas natural
*16	1,898	Gas natural-Gas seco
*18	277	Gas natural
*20	199	Gas natural-Gas humedo dulce
*22	168	Gas natural
*24	2,774	Gas natural-Gas dulce-Gas amargo
*30	731	Gas natural-Gas dulce
*36	1008	Gas natural-Amargo humedo-Amargo
*42	166	Gas natural
*48	1649	Gas natural-Vapores amargos
De 2 a 42	1,800	Ramales y redes de distribución de gas natural

Tabla 1.2: (*) Líneas conductoras de gas (gasoductos) con longitud mayor de 50 kilómetros incluidas en el resumen anterior.

D.N. (pg)	LONGITUD (km)	DESARROLLO	FLUIDO
6	265	Minatitlán-Salina Cruz	Gas natural
	190	Venta de Carpio-Tlachinol	Gas natural
8	103	Estación kilómetro 170+150-Química del Rey	Gas natural
	100	Terminal Avalos-Celulosa de Chihuahua	Gas natural
	62	Naco-Cananea	Gas natural
10	169	Escobedo-Monclova	Gas natural
+	100	Monterrey-Linares	Gas natural
	94	Venta de Carpio-Toluca	Gas natural
12	433	Chávez-Chihuahua	Gas natural
	92	Cd. Alemán-C. P. Reynosa	Gas natural
	172	Campeche-Mérida	Gas natural
	73	Cd. Pemex-Samaria II	Vapores amargos
14	58	Venta de Carpio-Santa Ana	Gas natural
16	279	Santa Catalina-Chávez	Gas natural
	341	Chihuahua-Cd. Juárez	Gas natural
	340	Naco-Hermosillo	Gas natural
	125	Palmillas-Toluca	Gas natural
	356	Cd. Pemex-Campeche	Gas natural
	55	Almendro-Atasta	Gas seco
	83	Santa Ana-San Juan del Río	Gas natural
	215	Querétaro-San Luis Potosí	Gas natural
	213	Poza Rica-Venta de Carpio	Gas natural
18	213	Poza Rica-Venta de Carpio	Gas natural
20	76	Angostura-Veracruz	Gas natural
	75	Cárdenas-La Venta	Gas humedo dulce
22	168	Planta Culebra-Santa Catalina	Gas natural
24	966	Reynosa-Chihuahua	Gas natural
	240	Salamanca-Las Truchas	Gas natural

Continuación (Tabla 1.2):

D.N. (pg)	LONGITUD (kms)	DESARROLLO	FLUIDO
•	83	Kilómetro 100 GCPM-La Venta	Gas humedo dulce
	207	Cd. Pemex-Nuevo Teapa-Veracruz	Gas natural
<>	100	Cd. Pemex-Kilómetro 100 (línea 2)	Gas natural
	77	Cd. Pemex-Kilómetro 77 GCPM (línea 1)	Gas amargo
	77	Cd. Pemex-Kilómetro 767 GCPM (línea 3)	Gas humedo dulce
+<	573	Nuevo Teapa-Venta de Carpio (línea 1)	Gas natural
30	169	Escobedo-Monclova	Gas natural
	540	Cosoleacaque Estación 3-Venta de Carpio (L-3)	Gas natural
36	203	Providencia Estación 19-Monterrey	Gas natural
	96	Atasta-Cd. Pemex (línea 1)	Gas amargo humedo
	96	Atasta-Cd. Pemex (línea 2)	Gas amargo humedo
	507	Venta de Carpio-Guadalajara	Gas natural
42	145	San Fernando-Los Ramones	Gas natural
48	1,106	Cactus-San Fernando	Gas natural
	378	Cempoala-Santa Ana	Gas natural
	126	Kilómetro 100-Río Coatzacoalcos	Gas natural

Tabla 1.3: Líneas conductoras de crudo (oleoductos) existentes en el país.

D.N. (pg)	LONGITUD (km)	FLUIDO
4	15	Crudo
10	10	Crudo
•12	260	Crudo
•14	363	Crudo
•16	271	Crudo
•18	190	Crudo
•20	340	Crudo
•24	1,097	Crudo
•30	1591	Crudo
•36	662	Crudo, crudo mesozoico, crudo marino
•48	343	Crudo

Tabla 1.4: (•) Líneas conductoras de crudo (oleoductos) con longitudes mayores de 50 kilómetros incluídas en la relación del resumen anterior.

D. N. (pg)	LONGITUD (kms)	DESARROLLO	FLUIDO
12	205	Estación 4N La Cima-San Juan del Río	Crudo
14	132	San Juan del Río-Salantanca	Crudo
	205	Estación 4N La Cima-San Juan del Río	Crudo
16	139	San Juan del Río-Salamanca	Crudo
	60	Dos Bocas-Cunduacán	Crudo
18	111	Poza Rica-Estación 4N La Cima	Crudo
20	92	Tres Hermanos-Madero	Crudo
	200	Estación 5N Tepatitlán-Salamanca	Crudo
24	92	Tres Hermanos-Madero	Crudo
	470	Madero-Cadereyta	Crudo
	59	Venta de Carpio-Tula	Crudo
	243	Poza Rica-Estación 5N Tepatitlán	Crudo
	71	Tuxpan-Poza Rica	Crudo
	60	Venta de Carpio-Tula	Crudo
30	130	Poza Rica-Tres Hermanos	Crudo
	484	Nuevo Teapa-Poza Rica	Crudo
	566	Nuevo Teapa-Venta De Carpio	Crudo
	265	Nuevo Teapa-Salina Cruz	Crudo
	125	Cárdenas-Pajaritos	Crudo
36	106	Cárdenas-Nuevo Teapa	Crudo mesozoico
	110	Cárdenas-Nuevo Teapa	Crudo marino
	110	Cárdenas-Nuevo Teapa	Crudo marino
	56	Dos Bocas-Cárdenas	Crudo
	56	Dos Bocas-Cárdenas	Crudo
	83	Akal J-Cayo Arcas (línea 1)	Crudo
	83	Akal J-Cayo Arcas (línea 2)	Crudo
48	265	Nuevo Teapa-Salina Cruz	Crudo

Tabla 1.5: Líneas conductoras de productos destilados (poliductos) existentes en el país.

D. N. (pg)	LONGITUD (km)	FLUIDOS QUE MANEJAN
•4	255	Propano licuado, pentano
•6	203	Destilados diesel
•8	1,267	Destilados, turbosina, gasolina, gasolina natural, recuperados destilados, pentanos, butano, diesel especial, gas L. P., diáfano, condensados, aceite recuperado
•10	1,959	Destilados, propano, butano, diesel
•12	2,564	Destilados, gas L. P., pentano licuado, gasolina natural
•14	1,301	Destilados, gas L. P.
•16	994	Destilados, butano, condensados, propano, gas L. P., etano y mas pesados, diesel, gasolina extra, gasolina nova, condensado amargo
•18	90	Destilados
•20	359	Destilados, gas L. P., gasolina natural, gasolina nova, gasolina extra, turbosina
•24	832	Destilados, gasolina amarga, gas L. P., diesel, gasolina nova, gasolina extra

Tabla 1.6: (*) Líneas conductoras de productos destilados (poliductos) con longitudes mayores de 50 kilómetros que se encuentran incluidas en el resumen anterior.

D. N. (pg)	LONGITUD (km)	DESARROLLO	FLUIDO
4	214	Poza Rica-Venta de Carpio	Propano licuado
6	109	Salamanca-Morelia	Destilados
8	60	Rosarito-Mexicali	Destilados
	135	Guaymas-Hermosillo	Destilados
	438	Gómez Palacio-Chihuahua	Destilados
	195	Salamanca-Aguascalientes	Destilados
	66	Tula-Pachuca	Destilados
	98	Veracruz, Ver.-Tierra Blanca	Destilados
10	109	Pajaritos-Mexicali	Destilados
	72	Rosarito-Ensenada	Destilados
	80	Obregón-Navojón	Destilados
	218	Topolobampo-Culiacán	Destilados
	346	Monterrey-Gómez Palacio	Destilados
	438	Gómez Palacio-Chihuahua	Destilados
	317	Monterrey-Sabinas	Destilados
	109	Salamanca-Morelia	Destilados
	209	Salamanca-Aguascalientes	Destilados
12	118	Guaymas-Obregón	Destilados
	375	Chihuahua-Cd. Juárez	Destilados
	495	Madero-Monterrey	Destilados
	197	Salamanca-Tula	Destilados
	374	Refinería Minatitlán-San Martín Texme	Destilados
	57	San Martín Texme-Venta de Carpio	Gas L. P.
	68	México-Tula	Gas L. P.
	165	Refinería Minatitlán-Terminal Villahermosa	Destilados
	236	Cd. Pemex-Minatitlán	Gasolina natural

Continuación (Tabla 1.6):

D. N. (pg)	LONGITUD (km)	DESARROLLO	FLUIDO
	137	Cactus-La Cangrejera	Gasolina natural
	127	Aguascalientes-Zacatecas	Destilados
14	320	Monterrey-Gómez Palacio	Destilados
	237	Poza Rica-Refinería 18 de Marzo	Destilados
	232	Salamanca-Guadalajara	Destilados
	449	Santa Ana-Guadalajara	Gas L. P.
16	64	B. Norte Tuxpan, Ver.-Poza Rica	Destilados
	82	Tula-Azcapotzalco	Destilados
	250	Refinería Minatitlán-Salina Cruz	Destilados
+	262	Torreón-Durango	Gas L. P.
	60	Castañito-Dos Bocas	Gas L. P.
	96	Atasta-Cd. Pemex	Condensado amargo
	97	Estación Benito Juárez-Pajaritos	Etano y más pesados
18	90	Cadereyta-Monterrey	Destilados
20	90	Refinería Minatitlán-San Martín Texme	Destilados
	137	Cactus-Pajaritos	Gas L. P.
	58	Venta de Carpio-Santa Ana	Gas L. P.
24	91	Cd. Pemex-Cactus	Gasolina amarga
	643	Estación Benito Juárez-Venta de Carpio (L-2)	Gas L. P.

Tabla 1.7: Líneas conductoras de líquidos petroquímicos existentes en el país.

D. N. (pg)	LONGITUD (km)	FLUIDOS QUE MANEJAN
3	80	Amoniaco, bióxido de carbono, hidrógeno, paraxileno, aromaticos pesados, propileno, dicloroetano, cumeno
4	214	Amoniaco, bióxido de carbono, paraxileno, mezcla, mezcla de xilenos, etileno, metanol, butadieno, estireno, acrilonitrilo, turbosina, cloruro de vinilo, ortoxileno, negro de humo
++ 6	229	Amoniaco, bióxido de carbono, hidrógeno, paraxileno, etileno, propileno, estireno, ácido cianhidrico, acetaldehído
++ 8	350	Amoniaco, bióxido de carbono, etano y más pesados, benceno, tolueno
++ 10	308	Amoniaco, bióxido de carbono, etileno, etano, acetaldehído
12	16	Bióxido de carbono, hidrógeno, etileno
14	3	Bióxido de carbono, etileno
++ 20	136	Etileno, etano y más pesados
24		Bióxido de carbono, etano y más pesados

Tabla 1.8: (++) Líneas conductoras de líquidos petroquímicos con longitudes mayores de 50 kilómetros incluidas en el resumen anterior.

D. N. (pg)	LONGITUD (km)	DESARROLLO	FLUIDO
6	66	Cobos-Poza Rica	Etileno
8	294	Refinería Madero-Terminal San Fernando	Amoniaco
10	250	Complejo petroquímico Cosoleacaque-Santa Cruz	Amoniaco
20	135	Complejo petroquímico Cactus-Complejo petroquímico Cangrejera	Etano y más pesados

Donde:

- + Fuera de operación.
- Fuera de operación.
- <> Reducción en 33 kilómetros para poliducto.
- +< Fuera de operación y conversión a oleoducto.

OLEODUCTOS

GASODUCTOS

POLIDUCTOS

NO

Existe

Página

OLEODUCTOS:

POZA RICA-SALAMANCA

POZA RICA-CD. MADERO-CADEREYTA

NUEVO TEAPA-POZA RICA

NUEVO TEAPA-VENTA DE CARPIO-TULA

NUEVO TEAPA-SALINA CRUZ

No

Existe

Página

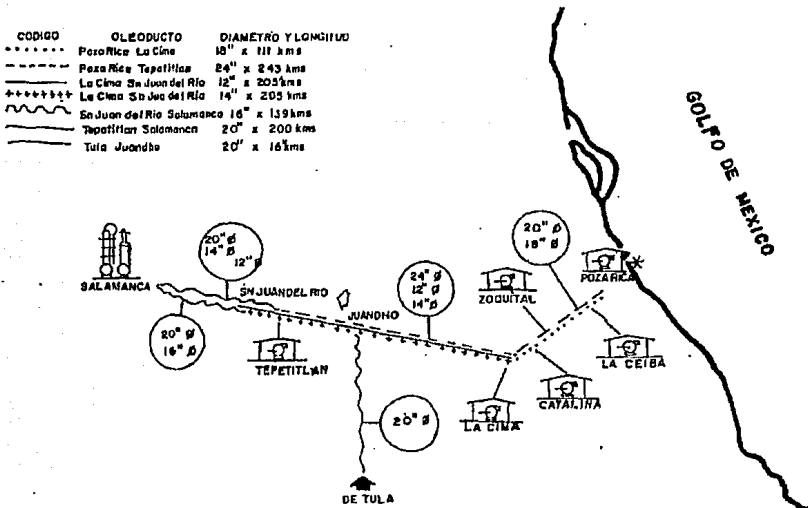
OLEODUCTOS



Figura 1.1: Oleoductos.

OLEODUCTO

POZA RICA-SALAMANCA



CAPACIDAD 385 MBD

POTENCIA INSTALADA 79,220 H.P.

No. DE ESTACIONES 6

Figura 1.2: Oleoducto Poza Rica-Salamanca.

OLEODUCTO

POZA RICA-CD. MADERO-CADEREYTA

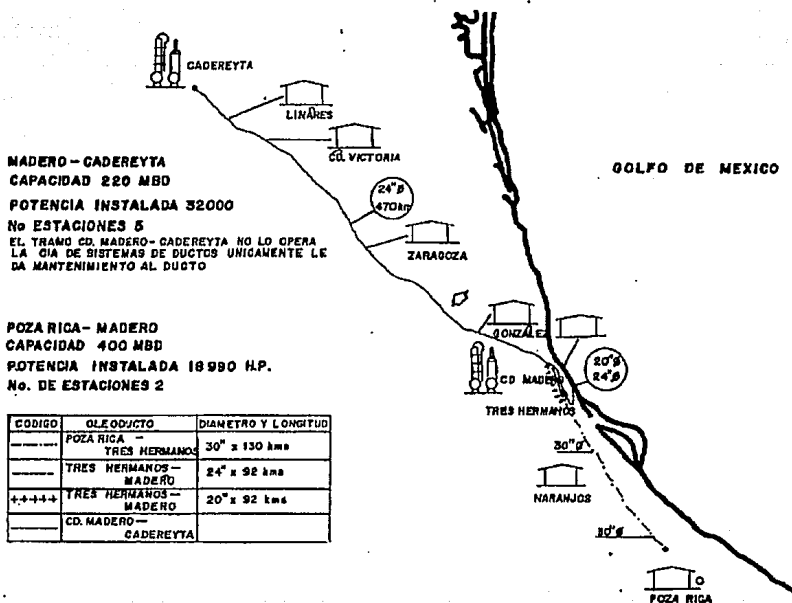


Figura 1.3: Oleoducto Poza Rica-Cd. Madero-Cadereyta.

OLEODUCTO

NUEVO TEAPA-POZA RICA

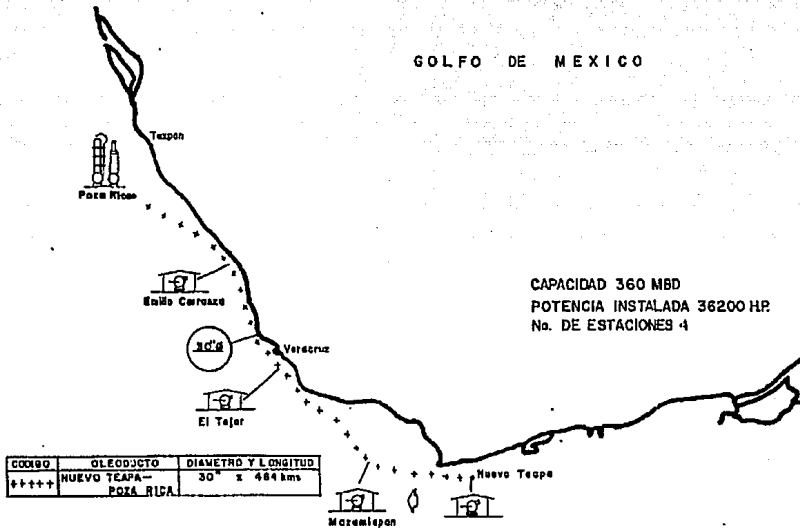


Figura 1.4: Oleoducto Nuevo Teapa-Poza Rica.

OLEODUCTO

NUEVO TEAPA-VENTA DE CARPIO-TULA

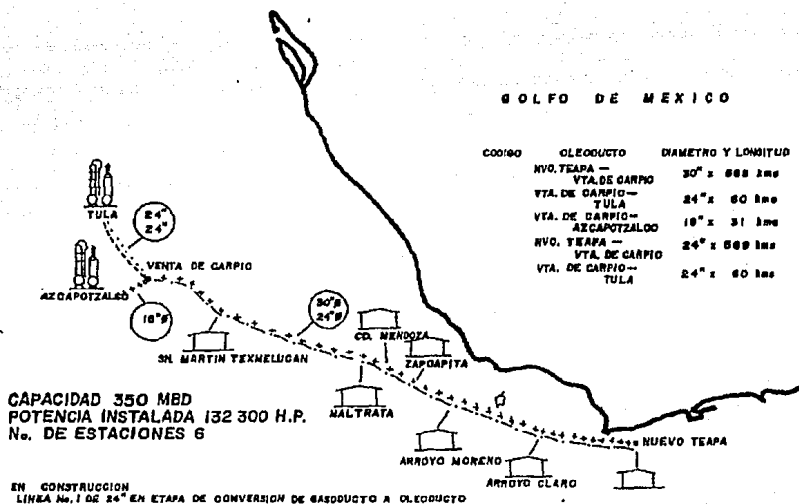


Figura 1.5: Oleoducto Nuevo Teapa-Venta de Carpio-Tula.

OLEODUCTO

NUEVO TEAPA-SALINA CRUZ

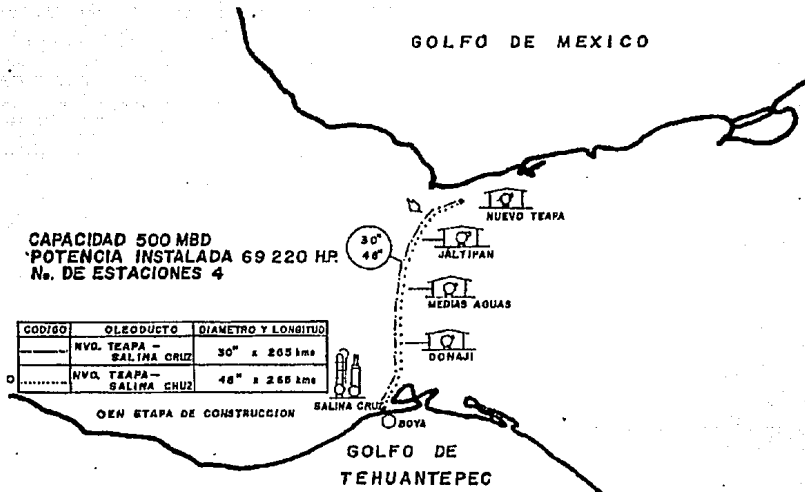


Figura 1.6: Oleoducto Nuevo Teapa-Salina Cruz.

GASODUCTOS:

TIERRA BLANCA-ANGOSTURA-VERACRUZ

CD. PEMEX-VENTA DE CARPIO

VENTA DE CARPIO-GUADALAJARA

CACTUS-SAN FERNANDO-LOS RAMONES

MONTERREY-CHIHUAHUA-CD. JUAREZ

MINATITLAN-SALINA CRUZ

CD. PEMEX-CAMPECHE-MERIDA

CEMPOALA-SANTA ANA

QUERETARO-SAN LUIS POTOSI

VALTIERRILLA-LAS TRUCHAS

PUNTA DE PIEDRA-POZA RICA-VENTA DE CARPIO

VENTA DE CARPIO-TLANCHINOL

No

Existe

Página

GASODUCTOS

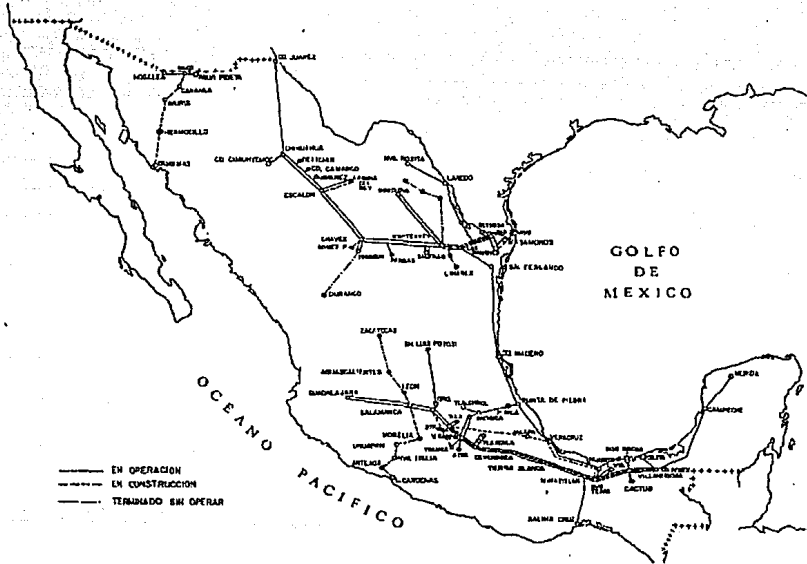


Figura 1.7: Gasoductos.

GASODUCTO

CD. PEMEX-VENTA DE CARPIO

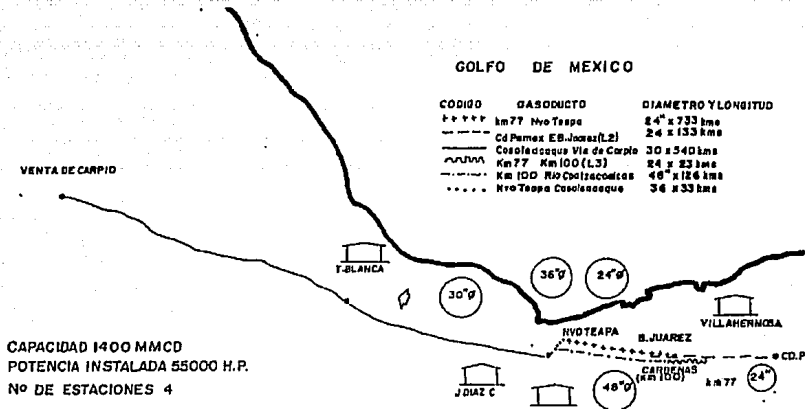


Figura 1.8: Gasoducto Cd. Pemex-Venta de Carpio.

GASODUCTO

VENTA DE CARPIO-GUADALAJARA

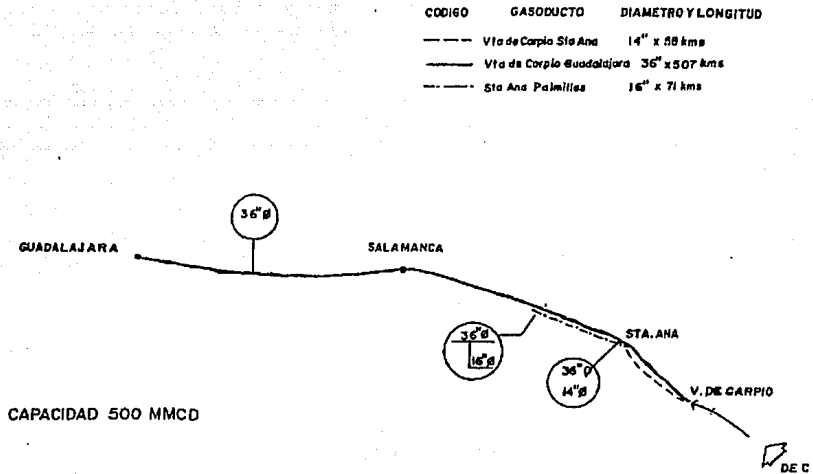


Figura 1.9: Gasoducto Venta de Carpio-Guadalajara.

GASODUCTOS

CACTUS-LOS RAMONES

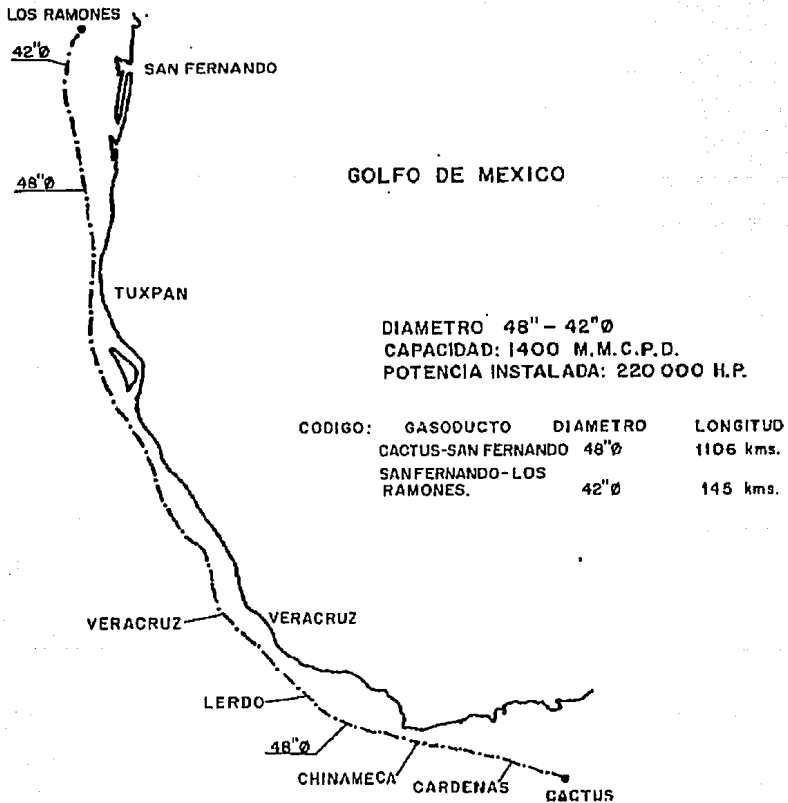


Figura 1.10: Gasoducto Cactus-Los Ramones.

GASODUCTO

MONTERREY-CHIHUAHUA-CD. JUAREZ

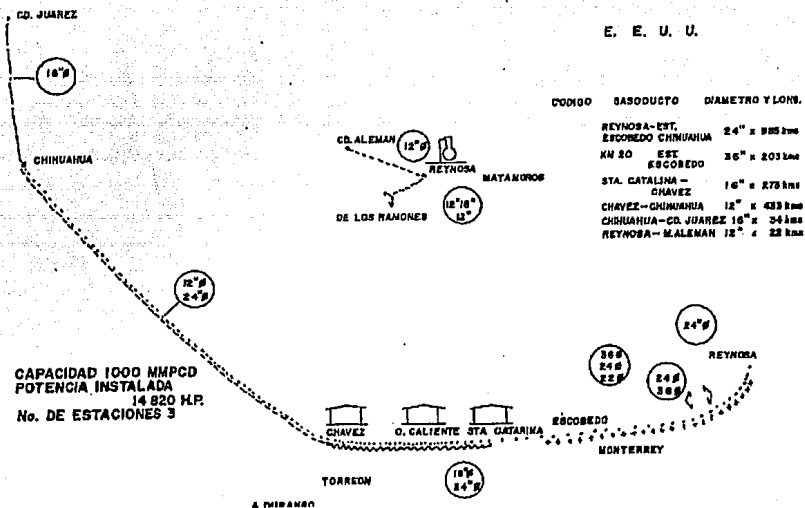


Figura 1.11: Gasoducto Monterrey-Chihuahua-Cd. Juárez.

GASODUCTOS

MINATITLÁN-SALINA CRUZ

CD. PEMEX-CAMPECHE-MÉRIDA

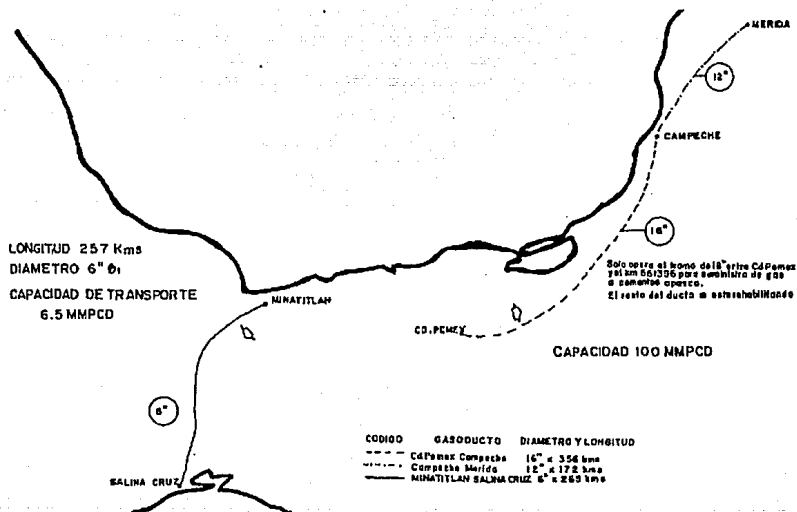


Figura 1.12: Gasoductos Minatitlán-Salina Cruz y Cd. Pemex-Campeche-Mérida.

GASODUCTOS

CEMPOALA-SANTA ANA

TIERRA BLANCA-ANGOSTURA-VERACRUZ

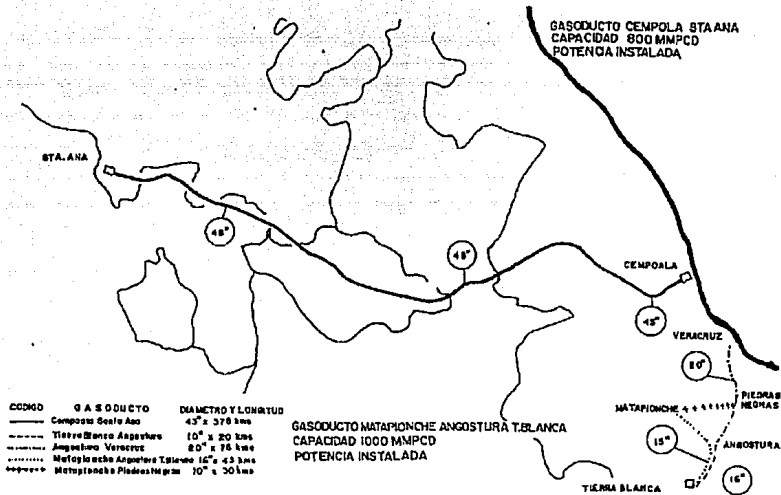


Figura 1.13: Gasoductos Cempoala-Santa Ana y Tierra Blanca-Angostura-Veracruz.

GASODUCTOS

VALTIERRILLA-LAS TRUCHAS

QUERETARO-SAN LUIS POTOSI

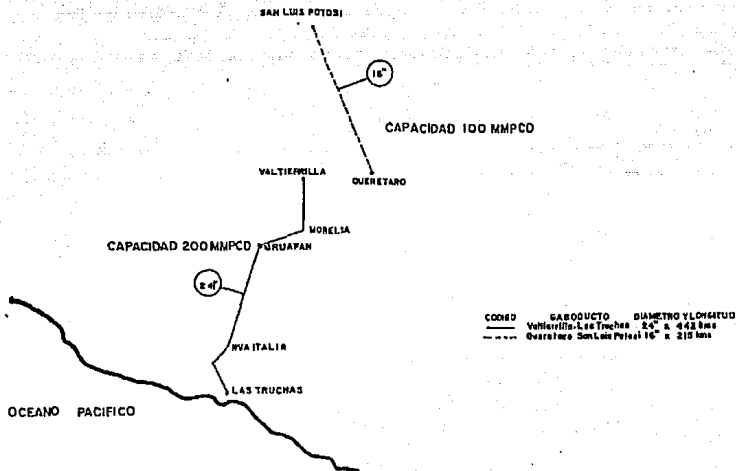


Figura 1.14: Gasoductos Valtierrillas-Las Truchas y Querétaro-San Luis Potosi.

GASODUCTOS

PUNTA DE PIEDRA-POZA RICA-VENTA DE CARPIO

VENTA DE CARPIO-TLANCHINOL

CODIGO	GASODUCTO	DIAMETRO Y LONGITUD
.....	Punta de Piedra - Poza Rica	24" x 45 km
-----	Poza Rica - Via de Carpio	18" x 213 km
-----	Via de Carpio - Tlanchinol	6" x 190 km

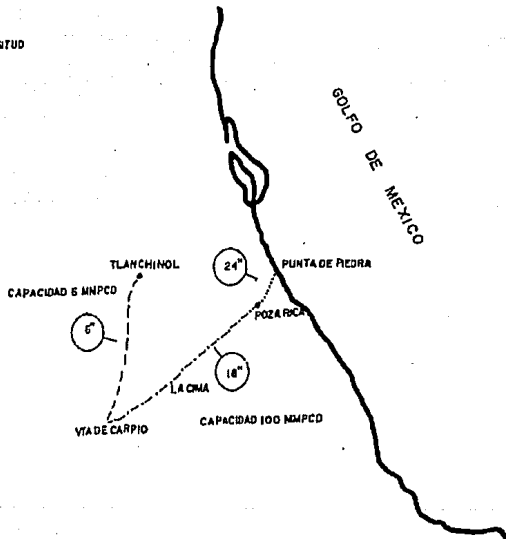


Figura 1.15: Gasoductos Punta de Piedra-Poza Rica-Venta de Carpio y Venta de Carpio-Tlanchinol

No

Exista

Pagina

POLIDUCTOS:

TUXPAN-POZA RICA-AZCAPOTZALCO

CACTUS-MINATITLAN-VENTA DE CARPIO-TULA

POZA RICA-VENTA DE CARPIO

AZCAPOTZALCO-VENTA DE CARPIO

VENTA DE CARPIO-GUADALAJARA

No

Exista

Pagina

POLIDUCTOS

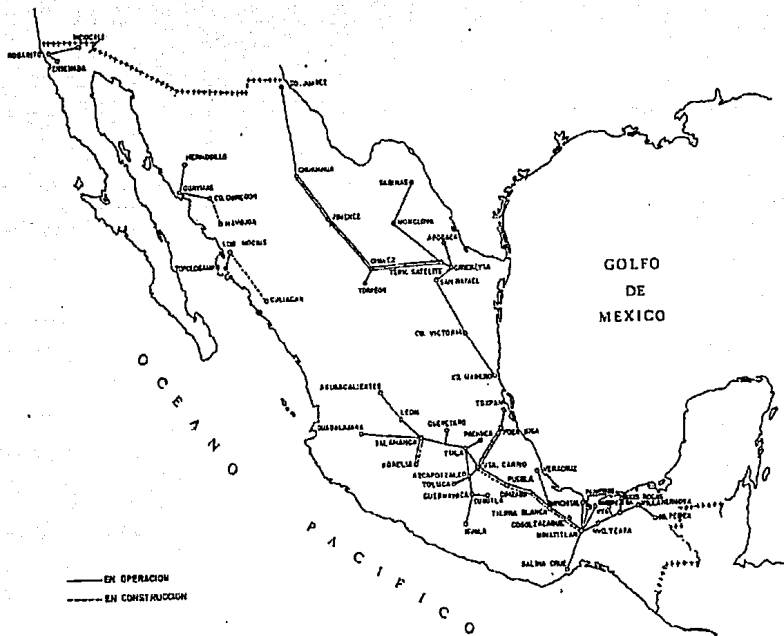


Figura 1.16: Poliductos.

PROPANODUCTO

POZA RICA-VENTA DE CARPIO

AZCAPOTZALCO-VENTA DE CARPIO

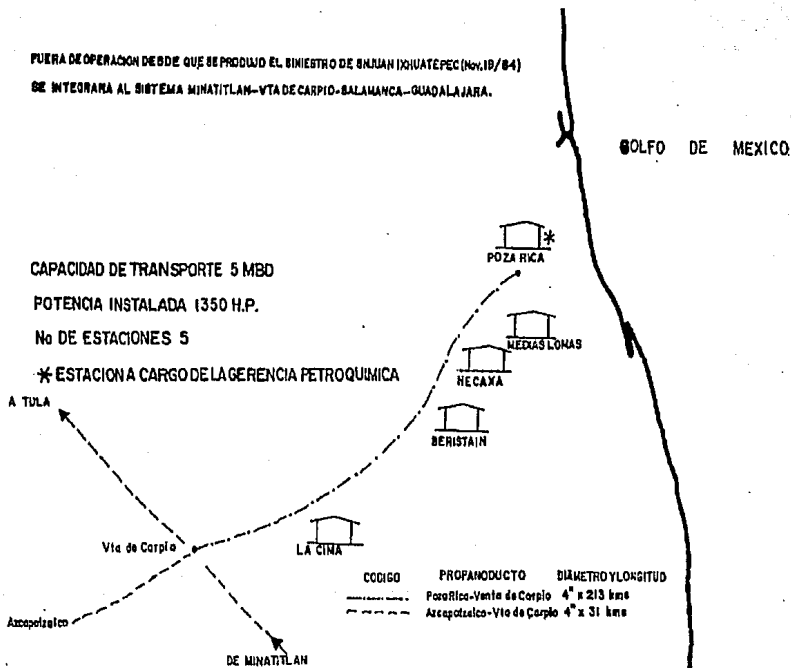


Figura 1.17: Propanoducto Poza Rica-Venta de Carpio y Azcapotzalco-Venta de Carpio.

POLIDUCTO

VENTA DE CARPIO-GUADALAJARA

CODIGO	POLIDUCTO	DIAMETRO Y LONGITUD
.....	Venta de Carpio-Santa Ana	20" x 56 kms.
————	Salamanca-Guadalajara	14" x 212 kms.
————	Salamanca-Guanajuato	14" x 225 kms.

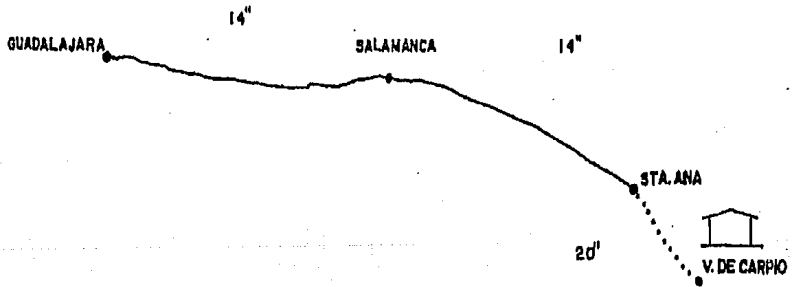
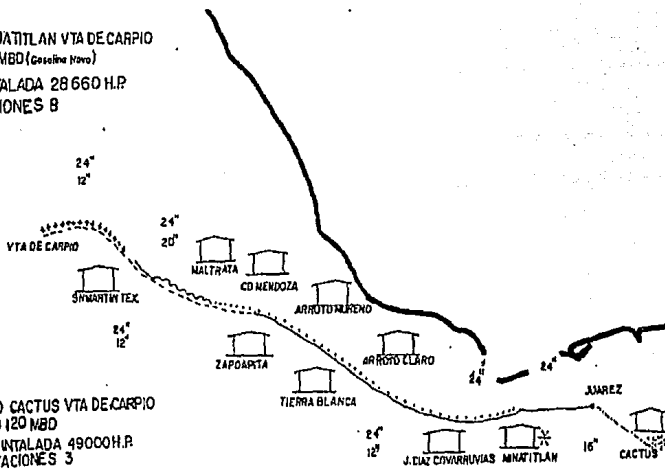


Figura 1.18: Poliducto Venta de Carpio-Guadalajara.

POLIDUCTO

CACTUS-MINATITLAN-VENTA DE CARPIO

POLIDUCTO MINATITLAN VTA DE CARPIO
 CAPACIDAD 60MBD (Casalino Novo)
 POTENCIA INSTALADA 28 660 H.P.
 No DE ESTACIONES 8



POLIDUCTO CACTUS VTA DE CARPIO
 CAPACIDAD 120 MBD
 POTENCIA INSTALADA 49000 H.P.
 No. DE ESTACIONES 3

CODEO	POLIDUCTO	DIAMETRO Y LONGITUD
---	Cactus Est. B. Juarez	16" x 50 kms
---	Est. B. Juarez Cd Mendoza	24" x 473 kms
.....	Minatitlan Maltrata	12" x 326 kms
~~~~~	Maltrata Tepaco	20" x 74 kms
---	Tepaco Sin Martin T.	12" x 60 kms
---	Sin Martin Notocamapa	20" x 30 kms
+	Minatitlan Vta de Carpio	12" x 37 kms
---	Cd Mendoza Vta de Carpio	24" x 232 kms

Figura 1.19: Poliducto Cactus-Minatitlán-Venta de Carpio.

## BIBLIOGRAFIA

- 1) Avila Mendoza Javier y Genescá Llonguera Juan.: "Más allá de la herrumbre", Fondo de cultura Económica. México D. F. (1986).
- 2) Asociación Mexicana de Ingenieros en Corrosión, A. C.: "Corrosión", División Editorial del Instituto Mexicano del Petroleo. México D. F. Volumen 1, No. 1 (1º de agosto de 1989).
- 3) División de Protección Catódica.: "El excelente funcionamiento de los recubrimientos anticorrosivos de alquitrán de hulla en líneas de tuberías subterráneas", Protexa, S. A. México D. F. (1990).
- 4) División de Protección Catódica.: "Recubrimientos anticorrosivos", Protexa, S. A. México D. F. (1990).
- 5) National Association of Corrosion Engineers.: "Corrosion control in petroleum production", an official NACE publication. Houston, Texas 77,084. (1979).
- 6) A. W. Peabody.: "Control of pipeline corrosion", Corrosion Nace. Houston, Texas 77,084. (December, 1945).
- 7) Diario Oficial de la Federación.: "Reglamento de trabajos petroleros", Petroleos Mexicanos. México D. F. (27 de febrero de 1974).
- 8) Alfonso A. Alvarado C. y Gabriel A. Jaramillo M.: "Apuntes de electricidad y magnetismo", Facultad de Ingeniería, U.N.A.M. (Enero, 1983).

- 9) Colegio de Ingenieros Petroleros de México, A. C.: "Glosario Inglés-Español de términos petroleros", Instituto Mexicano del Petroleo. México D. F. (1990).
- 10) Petroleo Internacional.: "Glosario de la industria petrolera inglés-español y español-inglés", Pennwell Publishing Company. Tulsa, Oklahoma. Segunda Edición (1989).
- 11) Normas de la Subdirección de Proyectos y Construcción de Obras, NSPCO No. 2.411.01: "Sistemas de protección anticorrosiva", Editorial CIE. Segunda Edición. México D. F. (1990).
- 12) Normas de la Subdirección de Proyectos y Construcción de Obras, NSPCO No. 3.411.01: "Aplicación de recubrimientos para protección anticorrosiva", Editorial CIE. Segunda Edición. México D. F. (1990).
- 13) Normas de la Subdirección de Proyectos y Construcción de Obras, NSPCO No. 4.411.01: "Recubrimientos para protección anticorrosiva", Editorial CIE. Segunda Edición. México D. F. (1990).
- 14) Normas de la Subdirección de Proyectos y Construcción de Obras, NSPCO No. 4.411.03: "Preparación y manejo de testigos còrrosimétricos", Editorial CIE. Tercera Edición. México D. F. (1991).
- 15) Normas de la Subdirección de Proyectos y Construcción de Obras, NSPCO No. 2.413.01: "Sistemas de protección catódica", Editorial CIE. Segunda Edición. México D. F. (1990).
- 16) Normas de la Subdirección de Proyectos y Construcción de Obras, NSPCO No. 3.413.01: "Instalación de sistemas para protección catódica", Editorial CIE. Segunda Edición. México D. F. (1990).

- 17) Norma de Seguridad de Petroleos Mexicanos, NSPM No. 07.3.13 (AVIII-1): "Requisitos mínimos de seguridad para el diseño, construcción, operación, mantenimiento e inspección de tuberías de transporte", Editorial CIE. Segunda Edición. México D. F. (Enero, 1990).
- 18) Norma de Seguridad de Petroleos Mexicanos, NSPM No. 07.3.22: "Requisitos mínimos de seguridad para la localización, diseño, construcción, operación, mantenimiento e inspección de estaciones de regulación y medición de gas natural, para uso doméstico y/o industrial", Editorial CIE. Segunda Edición. México D. F. (1990).