

32
lej



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA
DE MEXICO

FACULTAD DE INGENIERIA

ASPECTOS DE SEGURIDAD APLICADOS A LAS
DIFERENTES ETAPAS QUE INTEGRAN UN SISTEMA
DE TUBERIAS UTILIZADAS COMO OLEODUCTOS
PARA EL TRANSPORTE DE CRUDO

T E S I S

QUE PARA OBTENER EL TITULO DE
INGENIERO PETROLERO
P R E S E N T A N
ALFONSO URRIZA VERGARA
GUILLERMO ADOLFO CORRO TORRES



CIUDAD UNIVERSITARIA, D. F.

OCTUBRE/1996

**TESIS CON
FALLA DE ORIGEN**

**TESIS CON
FALLA DE ORIGEN**



Universidad Nacional
Autónoma de México

Dirección General de Bibliotecas de la UNAM

Biblioteca Central



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 esta 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.

UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA DE MEXICO
FACULTAD DE INGENIERIA

TEMA:

ASPECTOS DE SEGURIDAD APLICADOS A LAS DIFERENTES ETAPAS QUE
INTEGRAN UN SISTEMA DE TUBERIAS UTILIZADAS COMO OLCRODUCTO PARA EL
TRANSPORTE DE CRUDO.

DIRECTOR DE TESIS:

ING. MANUEL FALCON FELIX

REALIZADA POR:

ALFONSO URRIEA VERGARA
GUILLERMO ADOLFO CORRO TORRES

FIRMAS DE CONFORMIDAD DEL JURADO:

PRESIDENTE:

ING. EDUARDO CERVERA DEL CASTILLO

VOCAL:

ING. MANUEL FALCON FELIX

SECRETARIO:

ING. SALVADOR MACIAS HERRERA

IER. SUPTE.:

ING. HECTOR DIAZ BERTUCHE

2DO. SUPTE.:

ING. NESTOR MARTINEZ ROMERO

Ciudad universitaria, Septiembre de 1996.



UNIVERSIDAD NACIONAL
AVENIDA DE
MEXICO

FACULTAD DE INGENIERIA
DIRECCION
60-I-61

SR. ALFONSO URRIZA VERGARA
Presente

En atención a su solicitud, me es grato hacer de su conocimiento el tema que propuso el profesor Ing. Manuel Falcón Félix, y que aprobó esta Dirección para que lo desarrolle usted como tesis de su examen profesional de Ingeniero Petrolero:


ASPECTOS DE SEGURIDAD APLICADOS A LAS DIFERENTES ETAPAS QUE INTEGRAN UN SISTEMA DE TUBERIAS UTILIZADAS COMO OLEODUCTOS PARA EL TRANSPORTE DE CRUDO

- I INTRODUCCION
 - II DESCRIPCION GENERALIZADA DE UN SISTEMA DE TUBERIAS UTILIZADAS COMO MEDIO DE TRANSPORTE DE HIDROCARBUROS, DESDE EL FONDO DEL POZO HASTA LA DISTRIBUCION DEL REFINADO
 - III NORMAS QUE REGULAN LA CONSTRUCCION, OPERACION Y MANTENIMIENTO DE OLEODUCTOS
 - IV CRITERIOS DE DISEÑO, CONSTRUCCION Y OPERACION, PARA UN SISTEMA DE TRANSPORTE DE ACEITE CRUDO
 - V CONTROL DE RIESGO EN TUBERIAS QUE TRANSPORTAN LOS HIDROCARBUROS EN ESTADO LIQUIDO
 - VI INSPECCION, MANTENIMIENTO PREVENTIVO Y CORRECTIVO A TUBERIAS UTILIZADAS COMO OLEODUCTOS PARA EL TRANSPORTE DE CRUDO
 - VII SEÑALAMIENTO SOBRE DERECHO DE VIA E INSTALACIONES A LO LARGO DE LA TUBERIA UTILIZADA COMO OLEODUCTO
- CONCLUSIONES
GLOSARIO
BIBLIOGRAFIA

Ruego a usted cumplir con la disposición de la Dirección General de la Administración Escolar en el sentido de que se imprima en lugar visible de cada ejemplar de la tesis el título de ésta.

Asimismo le recuerdo que la Ley de Profesiones estipula que se deberá prestar servicio social durante un tiempo mínimo de seis meses como requisito para sustentar examen profesional.

Atentamente
"POR MI RAZA HABLARA EL ESPIRITU"
Ciudad Universitaria, a 14 de agosto de 1996
EL DIRECTOR


ING. JOSE MANUEL COVARRUBIAS SOLIS

JMCS*RI/ER*gtg.



UNIVERSIDAD NACIONAL
AVENIDA DE
MEXICO

FACULTAD DE INGENIERIA
DIRECCION
60-I-60

SR. GUILLERMO ADOLFO CORRO TORRES
Presente

En atención a su solicitud, me es grato hacer de su conocimiento el tema que propuso el profesor Ing. Manuel Falcón Félix, y que aprobó esta Dirección para que lo desarrolle usted como tesis de su examen profesional de Ingeniero Petrolero:

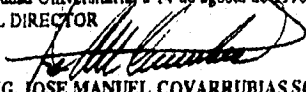
ASPECTOS DE SEGURIDAD APLICADOS A LAS DIFERENTES ETAPAS QUE INTEGRAN UN SISTEMA DE TUBERIAS UTILIZADAS COMO OLEODUCTOS PARA EL TRANSPORTE DE CRUDO

- I INTRODUCCION
 - II DESCRIPCION GENERALIZADA DE UN SISTEMA DE TUBERIAS UTILIZADAS COMO MEDIO DE TRANSPORTE DE HIDROCARBUROS, DESDE EL FONDO DEL POZO HASTA LA DISTRIBUCION DEL REFINADO
 - III NORMAS QUE REGULAN LA CONSTRUCCION, OPERACION Y MANTENIMIENTO DE OLEODUCTOS
 - IV CRITERIOS DE DISEÑO, CONSTRUCCION Y OPERACION, PARA UN SISTEMA DE TRANSPORTE DE ACEITE CRUDO
 - V CONTROL DE RIESGO EN TUBERIAS QUE TRANSPORTAN LOS HIDROCARBUROS EN ESTADO LIQUIDO
 - VI INSPECCION, MANTENIMIENTO PREVENTIVO Y CORRECTIVO A TUBERIAS UTILIZADAS COMO OLEODUCTOS PARA EL TRANSPORTE DE CRUDO
 - VII SEÑALAMIENTO SOBRE DERECHO DE VIA E INSTALACIONES A LO LARGO DE LA TUBERIA UTILIZADA COMO OLEODUCTO
- CONCLUSIONES
GLOSARIO
BIBLIOGRAFIA

Ruego a usted cumplir con la disposición de la Dirección General de la Administración Escolar en el sentido de que se imprima en lugar visible de cada ejemplar de la tesis el título de ésta.

Asimismo le recuerdo que la Ley de Profesiones estipula que se deberá prestar servicio social durante un tiempo mínimo de seis meses como requisito para sustentar examen profesional.

Atentamente
"POR MI RAZA HABLARA EL ESPIRITU"
Ciudad Universitaria, a 14 de agosto de 1996
EL DIRECTOR


ING. JOSE MANUEL COVARRUBIAS SOLIS

JMCS*RLR*gtg.

No tenemos palabras para demostrar nuestro agradecimiento al Ingeniero. Manuel Falcón Félix por su magnífica dirección y revisión de la presente tesis profesional.

Gracias a todos nuestros profesores, porque de todo lo que aprendimos de ustedes cada día, lo conjuntamos en el presente trabajo, esperamos nunca defraudarlos.

Agradecemos el apoyo brindado por el Ing. Jorge R. Ortiz Miranda del área de seguridad de ductos , PEMEX.
gracias

A L F O N S O Y G U I L L E R M O A .

A mis padres Guillermo a. y Otilia mis mas sinceros agradecimientos por su invaluable ayuda y apoyo para poder llevar a cabo una carrera profesional , por lo cual les dedico este trabajo.

A Maribel:
Mis mas sinceros agradecimientos por ser un apoyo incondicional en los momentos mas dificiles de nuestra vida y por lo cual parte de este trabajo se lo debo a ella.

A mis hijos:
Guillermo y Maribel los cuales fueron el motivo principal de motivación para poder terminar la carrera y por su gran apoyo emocional.

G U I L L E R M O A D O L F O

A mis queridos padres Cecilia Salustia y Alberto gracias por sus consejos y apoyo incondicional que me brindaron para lograr mi meta. A ellos debo dedicar este trabajo como tributo a su esfuerzo.

A mis hermanas.

Julia, Socorro, Cecilia.
Por el gran apoyo brindado en su momento ya que sin él, no hubiese sido posible alcanzar mi meta.

A Salvador, Ramón, Luis R., Ana y a mi tío Vicente gracias por su ayuda e insistencia en lograr mi meta.

A compañeros
Jorge A. Pérez, Francisco (paco), Hector, Victor Hugo, J. Alfonso, Norma, Agustina, Judith y los que me faltaron, que son muchos, pero que estimo de igual manera, muchas gracias.

A L F O N S O

A mis hijos

José Alfonso y Sergio Alberto, ellos fueron el impulso final que faltaba para que yo alcanzara el último escalón de mi carrera, los quiero mucho, gracias.

A Gaby

Que puedo decir de ti, si en los momentos más difíciles siempre estuviste apoyándome, parte de este trabajo es tuyo, ya que sin tus insistencias no hubiera logrado mi meta, gracias Gaby.

A Paty, Armando, y demás familiares gracias por haberme apoyado a terminar este trabajo.

A L F O N S O

CONTENIDO

	PAG.
CAPITULO I	2
Introducción.	2
CAPITULO II	5
2 Descripción generalizada de un sistema de tuberías utilizadas como medio de transporte de hidrocarburos, desde el fondo del pozo, hasta la distribución del refinado.	5
2.1 Definición del sistema de tuberías como medio de transporte.	5
2.2 Conjunto de tuberías y accesorios involucrados desde el fondo del pozo hasta la superficie.	5
2.2.1 Accesorios instalados de la superficie al fondo del pozo.	5
2.3 Sistema de recolección que parte del pozo desde el árbol de válvulas, hasta la estación inicial (patio de crudo) del sistema troncal.	8
2.4 Sistema troncal de transporte desde el patio de crudo hasta las refinerías.	13
2.5 Sistema de distribución que transporta los productos destilados desde refinerías, hasta los mercados de consumo.	16

CAPITULO III

	PAG.
3.0 Normas que regulan la construcción , operación y mantenimiento de oleoductos.	21
3.1 Generalidades.	21
3.2 Instituciones mas importantes que formulan y emiten las normas.	21
3.2.1 Intituto Americano del Petroleo	21
3.2.2 Sociedad Americana de Pruebas de Materiales (ASTM)	21
3.2.3 Sociedad Americana de Ingenieros Mecánicos / Instituto Nacional Americano de Estándares (ASME /ANSI).	22
3.2.4 Normas Pemex.	22
3.3 Normas más importantes que regulan las diferentes operaciones relacionadas con los oleoductos .	22
3.3.1 Normas de proyecto y construcción de obras .	22
3.3.2 Normas del Instituto Americano del Petroleo. (API)	25
3.3.3 Normas de la Sociedad Americana de Materiales (ASTM)	27
3.3.4 Normas de la Sociedad Americana de Ingenieros Mecanicos é Instituto Americano de Estandares. (ASME / ANSI) .	28

CAPITULO IV

	PAG.
4 Criterios de diseño, construcción y operación para un sistema de transporte de aceite crudo.	29
4.1 Criterios de diseño para tuberías destinadas a transporte de hidrocarburos líquidos.	29
4.1.1 Criterios de diseño.	29
4.2 Construcción de tuberías destinadas a transporte de hidrocarburos líquidos.	41
4.2.1 Generalidades.	41
4.2.2 Requisitos de construcción.	42
4.2.3 Soldadura.	46
4.2.3.1 Procedimientos de soldadura.	48
4.2.3.2 Calificación del procedimiento de soldadura.	49
4.2.3.3 Recalificación del procedimiento de soldadura.	51
4.2.3.3.1 Calificación de soldadores.	51
4.2.3.4 Exámenes para soldadura a tope.	53
4.2.3.5 Requisitos de calidad en soldaduras.	56
4.2.4 Instalación del tubo en la zanja.	57
4.2.5 Relleno y restauración del derecho de vía.	57
4.3 Operación de tuberías, destinadas al transporte de hidrocarburos líquidos.	61
4.3.1 Generalidades.	61
4.3.2 Actualización de la clase de localización en líneas de operación.	64
4.3.3 Presión máxima de operación.	65
4.3.4 Precaución para poner fuera de servicio temporal o permanente una tubería utilizada como oleoducto.	65
4.3.5 Variación de la presión máxima de operación.	66
4.3.6 Requisitos generales para cambio de servicio de tuberías de transporte de hidrocarburos.	67

CAPITULO V

	PAG
5.0 Riesgo en tuberías utilizadas como oleoductos	68
5.1 Corrosión	69
5.1.1 Generalidades.	69
5.1.2 Control de la corrosión exterior en tuberías enterradas ó sumergidas y sus accesorios.	72
5.1.2.1 Instalaciones nuevas.	72
5.1.2.2 Instalaciones existentes.	74
5.1.2.3 Mediante la aplicación de la Protección catódica en.	76
5.1.2.3.1 instalaciones nuevas.	76
5.1.2.3.2 instalaciones existentes.	80
5.1.3 Control de la corrosión interior.	81
5.1.3.1 Métodos empleados en el control de la corrosión interior.	82
5.1.3.2 Evaluación de eficiencia de los métodos de control de corrosión interior.	85
5.1.3.3 Registros del control y evaluación de la corrosión interior.	87
5.1.3.4 Parámetros de referencia y sugerencias de evaluación.	88
5.1.4 Inspección de la tubería mediante equipo instrumentado.	89
5.1.4.1 Equipo instrumentado.	90
5.2 Sobrepresión.	93
5.3 Soldadura	93
5.3.1 Inspección y pruebas de soldaduras.	93
5.3.2 Defectos y estándares de aceptabilidad en soldaduras.	95
5.3.3 Conexión de ramales.	106
5.3.4 Empates.	106
5.4 Limpieza y prueba hidrostática.	106
5.4.1 prueba hidrostática.	106
5.4.2 Limpieza y reacondicionamiento del derecho de vía.	106
5.5 Obras especiales.	110
5.5.1 Soportes y anclajes para tubería.	110
5.5.2 Soldaduras .	110
5.5.3 Cruzamientos con carreteras ó vías férreas, corrientes fluviales, lagunas, etc.	111
5.5.4.Válvulas de seccionamiento.	111
5.5.5. Trampas de diablos.	112
5.5.6. Estaciones de bombeo.	113
5.5.7. Ensamble de los componentes de la tubería.	114
5.5.8. determinación de la resistencia remanente de un tubo corroído.	115

CAPITULO VI

	PAG.
6 Inspección, mantenimiento preventivo y correctivo a tuberías utilizadas como oleoducto para el transporte de crudo.	117
6.1 Generalidades.	117
6.2 Inspección de seguridad al oleoducto en operación.	118
6.3 Programas de inspección.	125
6.4 Mantenimiento.	132
6.4.1 Sistema institucional de mantenimiento.	135
6.5 Reparación a tuberías utilizadas como oleoductos.	149
6.6 Escapes de fluidos en tuberías utilizadas como oleoductos para el transporte de crudo.	157

CAPITULO VII

7 Señalamientos sobre derecho de vía e instalaciones a lo largo de la tubería utilizada como oleoducto.	179
7.1 Objetivo.	179
7.2 Generalidades.	179
7.3 Tipos de señalamientos.	181
7.4 Formas geométricas, símbolos, y colores de señales y tuberías.	185
CONCLUSIONES	194
GLOSARIO	195
BIBLIOGRAFIA	201

O B J E T I V O

El principal objetivo de esta tesis es dar a conocer de una manera ordenada, las técnicas y normas utilizadas en las diferentes etapas que constituyen un sistema de tuberías que transportan hidrocarburos, así mismo tenerlas presentes para el diseño, construcción y operación de las líneas de conducción, se pretende establecer la aplicación adecuada de normas, para garantizar que los sistemas sean seguros y eficientes. se hará notar lo importante de las inspecciones realizadas por personal capacitado al respecto, pudiendo obtener a través de ésto, un mayor control de riesgos, considerando de gran interés y necesidad el mantenimiento adecuado con la continuidad debida. Mostramos la utilidad de un buen señalamiento para que sean respetadas las instalaciones y derechos de vía para evitar accidentes innecesarios, obteniendo a cambio el funcionamiento óptimo y seguro de las líneas que transportan crudo.

CAPITULO I

INTRODUCCION

En la industria petrolera el transporte de los hidrocarburos constituye uno de los aspectos más importantes de su industrialización, al punto que puede decirse que la posición del petróleo como una mercancía básica sobre la cual descansa el sistema industrial moderno, se debe en gran parte a la temprana solución que tuvo el problema de su transporte.

Es así como en la industria petrolera, las especialidades de exploración, perforación, terminación, producción, refinación y el transporte de los hidrocarburos, están estrechamente vinculadas entre sí, de tal manera que en el desarrollo de cada una de ellas están conformadas unas de las otras.

De todas estas etapas una de las principales es la producción de los pozos, ya que de esta se obtiene el petróleo crudo y el gas natural, que vienen a ser las materias primas que son utilizadas en la industria petrolera.

En lo que respecta al sistema de transporte de petróleo, se pueden mencionar los siguientes :

a) El sistema de transporte de hidrocarburos líquidos.

Serán las tuberías que se destinen al transporte de petróleo crudo, condensados, gasolina natural, gases licuados, amoniaco anhidro líquido y productos derivados de la refinación del petróleo.

b) El sistema de recolección que partiendo de los pozos productores pasa por las estaciones de flujo hasta llegar al patio de tanques.

La composición de la mezcla y las condiciones de presión y temperatura a las que se encuentran los hidrocarburos en el yacimiento, son los elementos requeridos para establecer si éste es de aceite negro, de aceite volátil, de gas y condensado, o de gas seco. De acuerdo con el tipo de yacimiento, es la configuración y las condiciones de operación del sistema para el manejo superficial de los hidrocarburos producidos.

El aceite crudo que proviene desde el yacimiento hasta la superficie, es enviado por una tubería de escurrimiento (descarga) a la central de recolección (batería) en donde se separa, mide, almacena, y una vez que se ha acumulado una cantidad conveniente, se bombea por un oleoducto hasta la refinería para su proceso industrial o bien para su exportación.

Una de las etapas importantes por la que el crudo proveniente de los pozos, pasa, es la de la separación de gas y líquidos, para ello se requiere de equipos de separación que comúnmente son usados en la industria petrolera, tal es el caso de :

Separadores. Son equipos utilizados para separar corrientes de aceite y gas que provienen directamente de los pozos. Las relaciones gas-aceite de estas corrientes disminuyen en ocasiones, debido a las cabezadas de líquido que repentinamente se presentan, siendo éstas más frecuentes cuando los pozos producen artificialmente.

Los separadores, accesorios y tanques conforman una batería; una batería en su forma más sencilla estaría conformada por tanques de almacenamiento. Este tipo de instalación corresponde a los casos en que se contiene gas en producción tan pequeña que no requiere separación, y donde la configuración del terreno permite al crudo descender por gravedad a lo largo del oleoducto hasta el punto de utilización (Refinería, exportación).

Cuando se tiene una considerable diferencia de elevación entre los extremos de la tubería de conducción, y existe un declive lo suficientemente grande y continuo, entonces puede el aceite fluir por la tubería sin ayuda de una bomba.

No siempre el desnivel del terreno favorece el escurrimiento del aceite, así que es necesario instalar bombas para impulsar el crudo desde los tanques de almacenamiento hasta el oleoducto principal, y también acoplar equipo especial para separar el gas del aceite en un punto intermedio entre los pozos y los tanques de almacenamiento. El número de tanques de almacenamiento depende principalmente, de la producción diaria que se maneje en la batería, y de preferencia se debe dejar un margen de seguridad para posibles pozos que se integren posteriormente. La capacidad de los tanques es normalmente igual a tres o cuatro veces el volumen de aceite crudo que se produzca diariamente.

- c) El sistema de tuberías utilizada como oleoducto que desde el patio de tanques lleva el crudo hasta la refinería o a la terminal de embarque.

Un oleoducto en sentido estricto está constituido por la tubería y sus accesorios. en el sentido más amplio comprende también el patio de tanques con sus sistemas de bombeo así como las facilidades de almacenaje y calentamiento del crudo en su caso, cuando se recurria a éste método.

- d) El sistema de transporte y distribución de hidrocarburos gaseosos:

Serán las tuberías que se destinen al transporte y distribución de productos en estado gaseoso, gas natural derivado de la extracción, o gases obtenidos a partir del tratamiento o destilación del petróleo.

- e) El sistema de distribución que transporta los productos refinados desde la refinería hasta los mercados de consumo o a las plantas petroquímicas.

Las tuberías de conducción, son denominadas GASODUCTO, OLEODUCTO, POLIDUCTO, o LINEAS DE PRODUCTOS, de acuerdo al tipo de hidrocarburo que transporte como puede ser, gas natural, crudo, o productos refinados. En estos casos estos medios de transporte de hidrocarburos están constituidos por:

1. La tubería de conducción, que es tendida a lo largo de una línea que une los puntos entre los que se ha de efectuar el transporte de los hidrocarburos.

2. Un equipo que nos proporcionará la energía suficiente para impulsar a los fluidos transportados por la tubería. Para el transporte de hidrocarburos líquidos se utilizan bombas para proporcionarles energía; para el transporte de gas se utilizan compresoras; estos equipos pueden ser impulsados por motores de combustión interna, motores eléctricos y turbinas de gas.

3. Conformación de un equipo complementario de medición, control, protección, prevención, comunicación, etc.

El material universalmente utilizado para la fabricación de las tuberías en la industria petrolera es el acero. La composición de los 4 componentes básicos varía de acuerdo a los siguientes límites:

Carbono :	0.27 %	Máximo
Manganeso:	0.30 % a 1.15 %	Máximo
Fósforo :	0.045 % a 0.080 %	-----
Azufre :	0.06 %	Máximo

Los tubos pueden ser con o sin costura estando limitados éstos últimos en diámetros menores de 24 pg. Las tuberías de acero usadas en el transporte de aceite y gas, son básicamente tuberías sin costura o tuberías de soldadura en espiral. Las tuberías soldadas axialmente pueden ser, soldadas por arco eléctrico, resistencia eléctrica y las de soldadura por arco sumergido.

El diámetro nominal de 14 pulgadas en adelante es igual al diámetro exterior de la tubería. La tolerancia del diámetro exterior varía de acuerdo al modo de fabricación y al diámetro de la tubería, la tolerancia máxima permisible es de más menos 1%. La tolerancia para el espesor de pared, así mismo depende de la medida de la tubería y tipo de fabricación. Estas tolerancias máximas son de + 20 y - 12.5%.

En el presente trabajo se describe el sistema troncal de transporte en general, enfatizando los riesgos a que está expuesto durante su diseño, construcción, operación, mantenimiento, así como a los sistemas de control y dispositivos de seguridad adoptados en la industria con el objeto principal de minimizar estos riesgos y sus consecuencias.

La seguridad, la confiabilidad y eficiencia de cualquier sistema de transporte de hidrocarburos, dependen de adecuados lineamientos de diseño, selección de materiales, construcción, pruebas, operación y oportuno mantenimiento, que se adopten como normas de regulación inherentes, así como de las dimensiones, propiedades físicas y químicas de los materiales que las componen, y que a su vez, se actualizan de la experiencia obtenida a través de los años y los avances tecnológicos que continuamente se obtienen como resultado de investigaciones respectivas.

CAPITULO II

2.0 DESCRIPCIÓN GENERALIZADA DE UN SISTEMA DE TUBERIAS UTILIZADAS COMO MEDIO DE TRANSPORTE DE HIDROCARBUROS, DESDE EL FONDO DEL POZO HASTA LA DISTRIBUCION DEL REFINADO.

2.1 Definición del sistema de tuberías como medio de transporte.

El sistema de tuberías para el manejo de hidrocarburos, es por simple definición, un conjunto de instalaciones destinadas al transporte de petróleo crudo, mezclas, condensados, gas licuado, gas natural, amoniaco, anhídrido líquido y productos derivados de la refinación del petróleo.

2.2 Conjunto de tuberías y accesorios involucrados, desde el fondo del pozo, hasta la superficie.

Inicialmente antes de poner a producir el pozo, recientemente perforado, es necesario realizar una operación de limpieza, posteriormente una terminación. La terminación de un pozo petrolero es el conjunto de operaciones que se realizan para comunicar a la formación productora con la superficie, mediante la perforación de la tubería de revestimiento (T.R.) de explotación, que es la que aísla a la zona productora. Es por tanto, que el objetivo principal de la terminación de un pozo, es acondicionarlo, de tal manera que quede listo para producir óptimamente hidrocarburos al menor costo.

Para cualquier terminación se tendrán tres tipos de pozos, que son:

- a) Pozo en agujero descubierto.
- b) Pozo en agujero ademado.
- c) Pozo en agujero reducido revestido. (Tubería de revestimiento corta).

2.2.1 Accesorios instalados de la superficie al fondo del pozo.

El árbol de válvulas es un equipo conectado a la tubería de ademe en la parte superior o cabeza del pozo, proporcionando un sello entre las sartas y permitiendo controlar la producción del pozo; el árbol de válvulas deberá ser capaz de resistir cualquier presión que exista en el pozo.

Tubería de revestimiento. También llamadas de ademe o T.R. tienen varias funciones, de acuerdo a su colocación en el pozo, su clasificación es la siguiente:

- **Tubería conductora.** La función de este tubo es de conducir o transportar el fluido de perforación a las presas de asentamiento y succión.

- **Tubería superficial.** Es la primera tubería que se introduce al agujero perforado, su profundidad varía de 0 a 300 m. Sirve de base para los primeros controles del pozo (preventores) y permite continuar la perforación. Sostiene mediante cuñas, las siguientes tuberías de ademe que se introduzcan al pozo, aísla formaciones deleznable y ecuíferos superficiales, es por ello que es la única tubería que se cementa en toda su longitud.

* **Tubería intermedia.** Es la segunda tubería de ademe que se introduce en el agujero perforado. Esta tubería puede cementarse en toda su longitud, su profundidad varía de 1500 m. a 4000 m. , dependiendo de la profundidad total del pozo, las funciones que desempeña son: Aislar la formación perforada, proteger la T.P. en caso de problemas, y anclar la siguiente tubería de ademe que se introduce al pozo.

* **Tubería de explotación.** Es la tercera tubería de ademe que se introduce en el agujero perforado; su profundidad varía de 3000 m. a 5000 m. , dependiendo de los requerimientos del pozo o el área en particular. Esta tubería se cementa sólo parcialmente.

* **Tubería corta o liner.** La tubería corta o liner evita problemas en la perforación del pozo tales como pérdidas de todo, intentos de pegadura, etc.

Tubería de producción: Llamada también T.P. es la tubería por la cual fluirá el hidrocarburo desde el fondo del pozo a la superficie, ésta conformada por tramos de tubos unidos por medio de un piñón con rosca en un extremo y caja con cuerda del extremo de otro tubo, así como accesorios.

Empacadores. Los empacadores proporcionan un cierre, o aislamiento, entre la parte exterior de la tubería de producción y el interior de la tubería de ademe.

Todos los tipos de empacadores están divididos en tres grandes grupos que son:

- * Empacadores permanentes perforables.
- * Empacadores semipermanentes.
- * Empacadores recuperables.

En general un empacador está constituido principalmente de las siguientes partes:

- * Elemento sellante.
- * El mandril de flujo o cuerpo.
- * El cono.
- * Las cuñas.

Niples de asiento. Varían ampliamente en diseño y construcción, su función es la de alojar, asegurar y sellar dispositivos de control de flujo, tales como tapones y estranguladores de fondo, o válvulas de contrapresión, de seguridad o de plé, que se instalan y recuperan por medio de una línea de acero, el diámetro de estas líneas de acero, varía entre 0.092 a 0.1875 pg. Entre los nipples de asiento más usados se tiene:

* **Los nipples selectivos.** Son llamados así debido a que varios de estos nipples se colocan en el aparejo de producción; utilizando un espaciado apropiado entre los nipples, se tiene la opción de usar cualquiera de ellos para colocar los dispositivos controladores de flujo. Se pueden usar para obturar el pozo y reparar las válvulas superficiales o aislar un intervalo productor.

* **Los nipples retenedores.** Se utilizan en la parte inferior del aparejo, ya que tienen una restricción o un diámetro más pequeño. Dicha restricción está en la parte inferior del nipple, o a través de todo el nipple.

Válvula de seguridad. Válvula de seguridad: está diseñada para cerrar un pozo, se clasifican de dos tipos: Las autocontroladas y las controladas desde la superficie.

Estrangulador de fondo. Se coloca con línea de acero en la parte inferior del aparejo, sus funciones son:

1. Estabilizar la relación gas-aceite producida bajo ciertas condiciones.
2. Controlar ritmos de producción.
3. Liberar más gas en solución en el fondo del pozo, aligerando la columna de aceite e incrementando la velocidad de flujo.

Válvulas de circulación. Las válvulas de circulación permiten, después de anclado el empacador, comunicar el interior de la tubería de producción, con el espacio anular de la tubería de revestimiento. El tipo de válvulas de circulación usado más común, es el de camisa interior deslizante, la cual está empacada con dos juegos de empacadores que aíslan fluidos y presiones anulares cuando está cerrada. La comunicación se establece por medio de una herramienta bajada con línea de acero, que mueve la camisa a una posición en la que alinea las ranuras de ésta con las del cuerpo exterior de la válvula.

Otro tipo de dispositivo de circulación es el mandril del receptáculo lateral, que proporciona comunicación controlable removiendo, con línea de acero, una válvula ciega que es sustituida por una válvula de circulación.

Junta de expansión. Su función es la de absorber las contracciones y elongaciones de la tubería de producción, debido a tratamientos del pozo y a ritmos altos de producción. Esto evita que se tengan esfuerzos extremos sobre el empacador y la misma tubería de producción. La junta de expansión se coloca arriba del empacador, junto con un dispositivo de anclaje que impide el movimiento de la unidad de sellos (multi v); su longitud es función de las elongaciones y contracciones esperadas de la tubería de producción.

Unidad de sellos (Multi V). Esta unidad nos permite movimiento de la tubería de producción, en el momento que se tengan elongaciones y contracciones las cuales determinan su longitud. Además forma un sello entre la tubería de producción y el mandril de flujo del empacador.

Junta de seguridad. Se utiliza en terminaciones sencillas selectivas o bien en terminaciones dobles. Su función principal es la de desconectar la tubería de producción en los empacadores.

Coples de flujo. Su función es la de evitar erosión por turbulencia en la tubería de producción arriba del niple de asiento. Un cople de flujo tiene un diámetro interior regulado y un espesor de pared cerca del doble de la tubería de producción.

Junta de abrasión. Son juntas protectoras que se colocan enfrente del intervalo productor, para oponer resistencia, a la acción de chorro del flujo de la formación sobre el aparejo.

2.3 Sistema de recolección que parte del pozo, desde el árbol de válvulas hasta la estación inicial (patio de crudo) del sistema troncal.

El sistema de recolección de hidrocarburos esta integrado principalmente de las siguientes partes:

Arbol de válvulas.

El árbol de válvulas es un equipo conectado a las tuberías de revestimiento (tuberías de ademe) en la parte superior, proporciona un sello entre ellas y permite controlar la producción del pozo, gracias al conjunto de conexiones, válvulas y otros accesorios que lo integran. El árbol de válvulas se conecta a la cabeza del pozo, resistiendo la presión que exista en el pozo.

Equipo instalado en la plataforma de un pozo productor de aceite:

*** Cabezales de tubería de revestimiento.**

Son las partes de la instalación que sirven para soportar las tuberías de revestimiento y proporcionar un sello entre las mismas. Pueden ser:

Cabezal inferior. Es un alojamiento conectado a la parte superior de la tubería superficial. Esta integrado por una cavidad o nido para alojar el colgador de la tubería de revestimiento; una brida superior para instalar preventores, un cabezal intermedio o de tubería de producción y una conexión inferior, la cual puede ser rosca hembra, una rosca macho, o una pieza soldable, para conectarse con la tubería de revestimiento superficial.

Cabezal intermedio. Este puede ser tipo carrete, o un alojamiento que se conecta a la brida superior del cabezal subyacente, y proporciona un medio para soportar la siguiente tubería de revestimiento, y sellar el espacio anular entre ésta y el anterior. Está conformado por una brida inferior, una o dos salidas laterales y una brida superior con una concavidad o nido.

Colgador de tubería de revestimiento. Es una herramienta que se asienta en el nido de un cabezal de la tubería de revestimiento, inferior o intermedio para soportar la tubería y proporcionar un sello entre ésta y el nido. El tamaño de un colgador se define por el diámetro exterior nominal, el cual es el mismo que el tamaño nominal de la brida superior del cabezal donde se aloja. Su diámetro interior es igual al diámetro exterior nominal de la tubería de revestimiento que soportará.

Cabezal de tubería de producción. Es una pieza tipo carrete, o un alojamiento que se instala en la brida superior del cabezal de la última tubería de revestimiento, sirve para soportar la tubería de producción y proporcionar un sello entre ésta y la tubería de revestimiento. Está integrada por una brida inferior, una o dos salidas laterales y una brida superior con una concavidad o nido.

Colgador de tubería de producción. Se utiliza para proporcionar un sello entre la tubería de producción y el cabezal de la tubería de producción. Se coloca alrededor de la tubería de producción, se introduce en el nido y puede asegurarse por medio del candado del colgador.

El árbol de válvulas es el conjunto de conexiones, válvulas y otros accesorios, con la función principal de controlar la producción del pozo y dar acceso a la tubería de producción. El elemento que está en contacto con la sarta de la TP, es la brida o un bonete. Existen diferentes diseños, todos tienen la particularidad de que se unen al cabezal de la TP usando un anillo de metal como sello. Los tipos principales difieren en la conexión que tienen con la válvula maestra, la cual puede ser mediante rosca o con brida. Las válvulas del medio árbol se fabrican de acero de alta resistencia. Por lo general son válvulas de compuerta o de tapón, bridadas o roscables. (ver figura 2.A)

Válvula maestra. Esta válvula controla todo el sistema con capacidad suficiente para soportar las presiones máximas del pozo, por lo que debe ser del tipo de apertura máxima, con un paso igual o mayor al diámetro interior de la tubería de producción; con el fin de permitir el paso de diferentes herramientas, tales como los empacadores, pistolas para disparos de producción, etc. En pozos con altas presiones, se usan dos válvulas maestras conectadas en serie.

Después de la válvula maestra se encuentra la conexión en cruz, que sirve para bifurcar el flujo a los lados, provista de válvulas para su operación. A cada lado de la conexión están las válvulas laterales que son de apertura restringida, con un diámetro nominal un poco menor al de la válvula maestra.

Válvula superior. También conocida como válvula porta manómetro, localizada en la parte superior de la conexión cruz; su función es la de controlar el registro de presiones leyéndose cuando así se requiere, la presión del pozo cerrado y la de flujo a boca de pozo.

Las conexiones en rosca de las válvulas del árbol se usan para presiones máximas de 345 bares o bien 4,992 lb/pg², mientras que las conexiones en brida no tienen límite en cuanto a presión, aquí cabe señalar que la máxima presión de trabajo establecida por el API, es de 1035 bares o bien 14,796 lb/pg². Es requisito indispensable que las conexiones tengan un cierre perfecto.

La toma de muestras en el árbol de válvulas por lo general se encuentra después del niple porta estrangulador. Esta parte esta conformada por una reducción tipo botella de 2 a 1/2 de pulgada, válvula de compuerta y una boquilla.

El porta-estrangulador, estrangulador, válvula de contrapresión y válvula de seguridad, también están integrados en el árbol de navidad (también llamado árbol de válvulas), a continuación se describe brevemente cada una de estas partes.

Válvula de contrapresión o de retención "CHECK". esta instalada en el colgador de la tubería de producción o en el bonete del medio árbol, que sirve para obturar el agujero en la TP cuando se retira el preventor y se va a colocar en el medio árbol. De los diseños actuales, unos se instalan mediante rosca y otros con seguro de resorte, conocido también por candado de expansión.

Estranguladores. Los estranguladores son instalados en el cabezal del pozo, en el múltiple de distribución, (estranguladores superficiales), o bien en el fondo de la tubería de producción, (estranguladores de fondo). Los estranguladores, onficios o reductores, son simplemente un estrechamiento en las tuberías de flujo para restringir y aplicar una contrapresión al pozo.

Estranguladores superficiales.

* **Estrangulador positivo.** Diseñado de forma tal que los orificios van alojados en un receptáculo fijo llamado porta-estrangulador, para cambiar el diámetro deben ser extraídos de este.

** **Estrangulador ajustable.** Diseñado de forma tal que puede ser modificado el diámetro del orificio, sin retirarlo del porta-estrangulador que lo contiene, mediante un dispositivo mecánico tipo revólver. Dependiendo del tipo de estrangulador, se disponen con extremos roscados o con bridas y con presiones de trabajo entre las 1500 y 15000 lb/pg².

Válvulas de seguridad. Son dispositivos que están diseñados para cerrar un pozo en caso de una emergencia. Se clasifican en dos tipos que son:

* **Válvulas de seguridad autocontroladas.** Válvula colocada entre la válvula lateral y el porta-estrangulador. Es accionada cuando se tienen cambios de presión, temperatura o velocidad en el sistema de flujo. Es usada también para cerrar el pozo automáticamente cuando la presión de la tubería de escurrimiento decrece o se incrementa hasta ciertos límites.

** **Válvulas de seguridad controladas desde superficie.** También conocidas como válvulas de tormenta, son usadas por lo general en pozos marinos, donde el control es más difícil y en zonas donde el mal tiempo es frecuente. Este tipo de válvula es instalada en la tubería de producción; la válvula de tormenta se encuentra abierta cuando el pozo se encuentra operando normalmente, y se cierra cuando existe algún daño en el equipo superficial de producción. Existen diferentes tipos de válvulas de tormenta. Todas pueden ser colocadas y recuperadas con línea de acero, algunas pueden ser asentadas en nipples especiales y otras se adhieren a la TP mediante cuñas en cualquier punto.

Adaptador. Considerada como herramienta usada para unir conexiones de diferentes dimensiones. Existen adaptadores que conectan dos bridas de diferente tamaño o una brida con una pieza roscada.

VALVULAS .

Las válvulas son piezas que sirven para permitir o restringir el paso de un fluido; entre las que existen se tienen:

* **Válvulas de compuerta.** Por lo regular la válvula trabaja toda abierta o toda cerrada, su área de paso es el mismo diámetro del área de tubería. Este tipo, no sirve para regular el paso del fluido, por lo que no es recomendable usarse estrangulada.

Sus usos son en líneas de succión y descarga de bombas, también en líneas de descarga de pozos; es usada como válvula de bloqueo, su operación es manual por medio de un volante y eléctrica por medio de un motor eléctrico, que actúan sobre un vástago que levanta la compuerta.

** **Válvula de globo.** Es denominada así por su aspecto físico que simula un globo; su característica es que tiene una apertura u orificio por donde pasa el flujo, siendo esta apertura perpendicular al sentido del flujo. es por esta razón que es usada en un solo sentido.

*** **Válvula macho.** Se le denomina también tapón, está constituida por un cilindro o tanque perforado de lado a lado, formando un canal en el cuerpo del cilindro. La forma de operar es cuando este canal está en el mismo sentido del flujo, permite su paso, y dando un giro de 90 grados, se opone la cara sólida del cilindro y obstruye el flujo.

El cilindro es accionado exteriormente por medio de un maneral o por medio de un volante acoplado a un sistema de engranes, que actúan sobre el vástago unido al cilindro.

La válvula macho es usada en sistemas donde se trabaja con productos ligeros, gases y gasolinas. Cierran y abren con un giro de 90 grados, por lo que son de cierre rápido.

**** **Válvula de retención.** Conocida también como "check", su característica principal es la de permitir el paso del flujo en un sólo sentido y evitar que éste regrese. Para ello, cuenta con una apertura que puede ser obstruida por medio de un disco, una placa, o una esfera metálica. Es muy importante respetar el sentido de flujo.

Es usada en la descarga de bombas. Si la bomba se para, evita que se regrese el fluido de la línea de descarga a la bomba. Existen entre las más importantes la de charnela o lengüeta, horizontal y del tipo bola.

***** **Válvula de control.** Son válvulas de fabricación especial, usadas para controlar la presión, temperatura, nivel de fluidos y flujo, en forma automática. Este tipo de válvulas pueden ser operadas por medio de una señal al admitir aire de un instrumento de control al diafragma de la válvula; así, abre o cierra la válvula. Por resorte, que abre cuando la presión en la parte inferior de la válvula es mayor que la fuerza del resorte, en caso contrario cierra. O bien por contrapesos, emplea en lugar de resorte un contrapeso.

***** **Válvula de seguridad.** También denominadas de relevo, son utilizadas para la protección del personal y equipo. Están construidas para abrir a una presión calibrada específicamente, y cerrar por medio de un resorte cuando disminuye la presión por debajo del ajuste.

TUBERIA DE ESCURRIMIENTO.

La tubería de escurrimiento es la que se encuentra instalada entre el árbol de válvulas y la estación de separación. Su función principal será la de transportar o conducir la mezcla de hidrocarburos del árbol de válvulas a la estación de separación.

Las tuberías de acero usadas en el transporte de aceite, y gas son por lo regular sin costura o de soldadura en espiral. El diámetro nominal en pulgadas es igual al diámetro exterior de la tubería, siempre y cuando sea de 14 pg.

ESTACION DE SEPARACION.

Una estación de separación, es el conjunto de elementos que permiten separar mezclas de líquidos y gases, que se presentan en los campos petroleros debidos a las siguientes causas:

- Producción de mezclas de líquido con gas en un sólo flujo.
- Aparentemente la tubería maneja líquidos y gas, pero debido a cambios de presión y temperatura que se producen en la tubería, hay vaporización del líquido y condensación del gas, dando lugar al flujo en dos fases.
- Flujo de gas que arrastra líquidos de las compresoras y equipos de procesamiento en cantidades apreciables.

Separadores. Los tipos de separadores pueden clasificarse por su forma y geometría, en horizontales, verticales y esféricos, las partes que constituyen un separador para separar dos fases (gas y líquido), o tres fases (gas, aceite y agua). Se mencionarán brevemente a continuación.

- * **Separadores convencionales:** Son los separadores de dos fases en cualquiera de sus tres tipos.
- ** **Separadores de tres fases:** Además de separar las fases líquida y gaseosa, separa el líquido en aceite y agua no emulsionada, esto tiene lugar por diferencia de densidades, estos separadores pueden ser del tipo horizontal, vertical o esférico.

TANQUE DE ALMACENAMIENTO.

El almacenamiento es una etapa indispensable en el transporte y manejo de los hidrocarburos, la selección y tipos de tanques está regida por la relación producción-consumo, las condiciones ambientales, la localización del tanque y el tipo de fluido a almacenar.

El almacenamiento se puede efectuar en tres tipos de instalaciones como son: superficiales, subterráneas, y en buques tanque, siendo la más común las instalaciones superficiales.

Existe gran variedad de tanques y su clasificación es muy amplia, los hay para el almacenamiento de productos líquidos y gaseosos. Los materiales que se han empleado para su construcción han sido maderas, concreto, aluminio, plástico y acero inoxidable; siendo éste último el de mayor demanda por sus condiciones de operación y durabilidad, la forma más común es la cilíndrica para el almacenamiento de volúmenes muy grandes. La construcción y capacidad del tanque depende de la cantidad y tipo de fluido que se pretenda almacenar, de su volatilidad, y su presión de vapor.

La clasificación de tanques se realiza básicamente por las características de su techo, así pues, los hay de techo fijo, y de techo flotante que tienen gran aceptación por ventajas tales como la de controlar automáticamente el espacio disponible a los vapores.

Los tanques cuentan con accesorios diversos cada uno de los cuales cumple una función específica. Algunos de estos accesorios son: líneas de llenado, líneas de vaciado, válvulas de presión, válvulas de vacío, válvulas de relevo, válvulas de venteo, indicadores de nivel, registro del hombre, escaleras, flotadores y soportes.

La seguridad de cualquier instalación es de suma importancia, este factor toma gran relevancia cuando se manejan productos inflamables, dentro de los cuales están los hidrocarburos. Existen sistemas para detección de incendios y temperaturas, algunos sistemas además, controlan siniestros con el empleo de productos químicos, la colocación de los dispositivos de control, debe ser tal que su revisión y funcionamiento sea rápido y sencillo.

Un programa adecuado de revisión y mantenimiento de la instalación, evitará las acciones de emergencia y las pérdidas de materiales y en ocasiones pérdidas humanas.

Tipos de tanques.

- * Tanques de techo cónico.
- * Tanques de techo flotante.
- * Tanque de almacenamiento a baja presión.

2.4 Sistema troncal de transporte desde el patio de crudo hasta las refinerías.

El sistema troncal que desde el patio de almacenamiento lleva el crudo hasta la refinería o a la terminal de embarque, comprende la línea de conducción y sus accesorios, estaciones de bombeo que distribuidas según diseño a lo largo de la línea, alojan al equipo dinámico que comunica al fluido la energía necesaria para transportarse por la tubería. El material empleado en la fabricación de tuberías para las líneas de conducción del crudo es el acero.

Las bombas reciprocantes de émbolo y rotatorias de tornillo aún están en uso, las de aplicación universal en el transporte de petróleo crudo y sus derivados por tuberías, son las bombas centrífugas, pueden ser de dos o más pasos, el material con el que están construidas debe ser de acuerdo con los líquidos que manejan. En las estaciones de bombeo, las bombas pueden estar accionadas por motores eléctricos a los que se acoplan directamente, constituyendo un grupo muy compacto. El consumo de potencia está en función del incremento de eficiencia de la bomba, otro tipo de accionador es el motor diesel de combustión interna, el cual, se puede acoplar con un sistema de engranes, directamente a bombas reciprocantes. Es muy ventajoso contar con motores de combustión interna que consuman petróleo crudo como combustible, en sistemas de tuberías utilizadas como oleoductos.

Los oleoductos varían en diámetros desde 5.08 cm. (2") a 76.2 cm. (30"), siendo la mayoría de las líneas principales de 15.2 cm. (6") a 30 cm. (12"), mientras que las tuberías de recolección varían de 5.08 cm. (2") a 15.2 cm. (6"), dependiendo de la capacidad requerida. Los tamaños de 10 cm. (4") a 15.2 cm. (6"), se usan ampliamente para líneas de recolección, mientras que los de 20.3 cm. (8"), se han usado más que cualquiera otros para líneas principales. Mucha tubería utilizada en las primeras líneas se llamó tubería de línea, una tubería de acero soldada a traslape con juntas de acoplamiento roscada. En la actualidad la tubería sin costura y la eléctricamente soldada, se han seleccionado para el servicio de oleoductos; y los tramos de 9 m. a 12 m. de largo, se sueldan a tope en el campo.

Tuberías. La tubería utilizada como oleoducto para el transporte de aceite crudo, fue unida a traslape, con conexiones roscadas, usando acoplamientos de diseño más gruesos que los usados en la tubería de norma ordinaria, que es la que se utilizó en la construcción de tuberías de conducción tendidas en los incios de la conducción de petróleo crudo por tuberías.

En años pasados, en base a las normas del Instituto Americano del Petróleo, API., la tubería con juntas roscadas se suministraba en tamaños que variaban desde 25.4 cm. (10 pg) D.N., con una selección de varios pesos diferentes o espesores de pared en cada uno de los diversos tamaños. La tubería de extremos lisos destinada para soldarse, se obtiene en tamaños que varían de 0.32 cm. (1/8 pg) a 162.6 cm. (64 pg) D.E., en muchos pesos diferentes y espesores de pared. El material usado es el acero o fierro forjado. La mayor parte del acero utilizado es de hogar abierto o eléctrico, y forzosamente tiene que ser para la fabricación de tubería de línea sin costura y soldada eléctricamente. Esta tubería se tiene en varios grados de calidad de acuerdo con su resistencia última a la tensión, y su punto de deformación permanente en el límite de cedencia. Se deben observar las presiones seguras de trabajo, determinadas, aplicando un factor de seguridad de 1.25 para las pruebas finales de presión, especialmente en los tamaños grandes de tubería. Por lo regular los fabricantes entregan tramos de 9 m. a menos que se especifique otra medida.

Las especificaciones API, requieren que los tramos sean mayores de 4.80 m, y que no más de 5% de los tramos menores sean de 5.40 m; al adquirir tubería de extremos lisos para líneas soldadas, sin embargo, la longitud especificada con frecuencia es de 10 o 12 m. con tolerancias aceptables.

Ultimamente en la industria petrolera la construcción de oleoductos más importantes se ha hecho con conexiones soldadas, usándose tuberías de extremos lisos y los tramos se han soldado por método eléctrico. Las uniones soldadas pueden hacerse tan fuertes como la tubería misma, y como no se debilita por el corte de las roscas, resulta de peso más ligero que cuando se usan juntas roscadas. Una soldadura de muy buena calidad, es la garantía en las líneas contra escurrimientos. La expansión y la contracción de las tuberías utilizadas como oleoductos que transportan aceite caliente, hacía necesario el uso de juntas de expansión en los tamaños más grandes de ésta, especialmente arriba de 25.4 cm. (10 pg) D.N.

Los costos específicos en el transporte de hidrocarburos, disminuyen cuando la capacidad de manejo aumenta, esto se logra si el aceite y gas, se transportan en tuberías de diámetro óptimo para una capacidad dada.

El rango de requerimientos a los que se someten los aceros utilizados como materias primas para fabricar tuberías, han sido últimamente aumentados considerablemente, por la sencilla razón de que día con día se ha incrementado el número de pozos en producción.

Los descensos de temperatura existentes en ciertas regiones, reducen substancialmente la ductilidad del acero de las tuberías. Un parámetro importante que permite evaluar el esfuerzo del acero, es sin lugar a dudas, la temperatura crítica de transición o de cristalización, establecida por una prueba de flexión sin que exista ningún daño en el acero. La adición de manganeso (Mn), arriba del 2% incrementa notablemente el esfuerzo de cedencia del acero disminuye su temperatura de transición.

Una adición del 0.5% de aluminio (Al), aumenta el esfuerzo de cedencia y disminuye substancialmente la temperatura de transición, por tal razón tuberías usadas en climas fríos, contienen pequeñas cantidades de aluminio.

Estación de bombeo. Son instalaciones que se encuentran a lo largo de un oleoducto localizadas estratégicamente. El objetivo principal es darle impulso al fluido por medio de bombas, esto es, la magnitud de la resistencia ofrecida por estas fuerzas friccionales, dependerá de la longitud de la tubería a través de la cual se bombea el aceite, de la velocidad de flujo, de las condición de la superficie interior de la tubería y de la viscosidad del aceite. Además de la resistencia por fricción al el aceite debe bombearse a una elevación mayor que la de su origen, se debe gastar energía en elevar el aceite. Los elementos de ésta última fase del problema incluyen la altura de la elevación, densidad del aceite y la velocidad de flujo.

Las estaciones de bombeo deben estar separadas a una distancia aproximada de 6 a 120 ó más Km, esto está en función indudablemente de la resistencia al flujo ofrecida por la línea y del perfil topográfico de la misma.

Cada estación de bombeo debe tener su propio personal; pero aún es posible diseñar un equipo de bombeo para operarse a control remoto, desde la oficina del despachador.

Cuando el aceite se bombea a través de una tubería, se presenta una resistencia al flujo por fricción, que es el producto de dos factores y son:

- La resistencia friccional desarrollada entre la pared interior de la tubería, y las partículas de aceite que hace contacto con ella.
- La resistencia interna al movimiento del aceite en sí, la fricción fluida que resulta de muchas laminillas de aceite que se deslizan unas sobre otras en toda la sección transversal de la tubería. La viscosidad es una medida de esta resistencia interna al movimiento del fluido.

Por lo general se debe aplicar la presión de bomba en el extremo corriente arriba de cada intervalo de bombeo, creando así una presión diferencial entre los extremos de toma y descarga de la línea que provoque el flujo a la velocidad deseada. La presión, así impuesta, se pierde contrarrestando las pérdidas por fricción que son más o menos directamente proporcionales a la distancia recorrida.

Bomba.

Es el elemento que sirve para dar impulso al aceite, venciendo las diferentes resistencias al flujo, la bomba proporciona una cierta presión inicial al aceite por virtud de la cual, se mueve a través de la tubería hasta que la presión ejercida por la bomba, se consume enteramente contra las fuerzas de resistencia. Para una velocidad de flujo determinada en una línea de tubería dada, el aceite puede transportarse sólo una cierta distancia fijada por la resistencia de la línea de tubería, si se quiere moverlo más, se debe de dar al aceite nuevo impulso, y esto se logra pasándolo por una segunda bomba; o debemos conformarnos con una velocidad de flujo menor.

En el caso que la línea es larga, se deben instalar bombas adicionales a intervalos para restituir la presión del aceite; en casos cuando el aceite es muy viscoso se puede precalentar para disminuir su viscosidad, siendo el bombeo de aceite caliente común en regiones en las que se producen los aceites más viscosos, algunas veces son necesarias temperaturas iniciales hasta de 80 ° c.

Las bombas de aceite utilizadas en el servicio de líneas principales, pueden ser de tipo reciprocante o centrífugo y pueden ser impulsadas por vapor o máquinas de gas, diesel o motores eléctricos. Las bombas centrífugas son actualmente las más usadas, debido a que pueden bombear gastos altos así como aceite de baja viscosidad.

Las bombas utilizadas aquí, varían en capacidades de 50,000 a 120,000 barriles por día (7,961.76 a 19,108.28 m³). Las presiones de la bomba impuestas, suelen estar entre las 27 y 90 Kg/cm² dependiendo del caudal manejado, características de fluido, diámetro, y características de la tubería.

2.5 Sistema de distribución que transporta los productos destilados desde refinerías, hasta los mercados de consumo.

Debido a la gran variedad de productos derivados del petróleo y al consumo de los mismos, se presenta nuevamente el problema de su transporte desde refinerías hasta donde se emplean. De ahí que se tengan que diseñar recipientes de diversos volúmenes y formas para el acarreo de éstos líquidos. Entre los transportes más usuales están los tanques automotores (pipas) y los carros-tanque de ferrocarril.

Llevar a cabo un transporte seguro debe ser interés tanto del productor y del comprador, así como del transportista, no sólo por lo útil o costoso del material, sino por la responsabilidad de evitar accidentes que fácilmente crean efectos de desastre, y porque en el caso que lleguen a suceder, su resolución requiere de la acción de esas tres partes para el control y defensa contra el riesgo que implica el manejo de hidrocarburos, cuyas propiedades específicas no siempre son conocidas por los transportistas. Es obligación de los tres no crear riesgos para la población civil y sus bienes o peor aún contra la salud.

Una vez que ya ha sido procesado el crudo en las refinerías, la siguiente etapa es almacenarlo en tanques para líquidos y salchichas para gas, en espera de su distribución en los mercados de consumo, por ello el transporte juega un papel de mucha importancia en la industria petrolera. El transporte de refinados se puede realizar por tuberías, que transportan productos refinados líquidos, o bien transportan gas.

Los transportes más voluminosos de gas a presión, gas licuado o líquido volátil se hacen en carros-tanque, los cuales constan principalmente de un cuerpo, de envoltura sencilla o doble, con forro aislante; válvulas de carga y descarga, situadas en un domo o en la parte inferior del carro; válvulas de seguridad o de control de presión y de serpentines para calentamiento, para cada tipo de sustancia se emplea un carro de diseño específico.

Para evitar al máximo accidentes en los carros-tanque, los inspectores que los reciben en las empresas transportistas, antes de autorizar su incorporación a un tren deben tomar, por lo menos, las siguientes medidas preventivas:

- Efectuar cuidadosamente las inspecciones reglamentarias a cada carro - tanque.
- Cerciorarse que el producto que contiene el carro-tanque sea precisamente el que viene consignado en la guía.
- Colocar los carteles reglamentarios que indiquen el contenido del tanque y las medidas de precaución que deban tomarse en su manejo.
- Cerciorarse que las válvulas del domo se encuentran en buen estado y debidamente calibradas, ajustadas o cerradas, que las válvulas de la parte inferior además de estar bien cerradas, tengan sus tapones rascados, apretados y con sus respectivas cadenas.

Las válvulas de seguridad deben estar calibradas a la presión indicada, según la presión de vapor del gas licuado o líquido que contenga el carro-tanque. Su operación normal es, abrirse cuando la presión interior del carro sobrepase la de calibración, debido al aumento o sobrecarga del carro.

Quando un carro-tanque presente fuga de material inflamable o tóxico, debe procederse a:

- Separar el tanque del tren y llevarlo a un lugar aislado para cerrar la fuga; o controlarla si resulta inevitable, en cuyo caso debe procurarse que el material se disperse en el aire, y no se acumule en lugares donde representa un mayor peligro.
- Cuando el material sea además de inflamable, tóxico o venenoso, las personas que realicen la inspección deben protegerse contra estos riesgos.
- En caso necesario deben cabarse fosas o hacer diques para retener el fluido que se derrame.
- Los carros-tanque que tengan fuga, no deben permanecer dentro de túneles, cortes entre cerros o en lugares donde se pueda acumular el producto que se fuga.
- Cuando la unidad se esté incendiando y no sea posible extinguirla pero si sea posible retirarla, se procederá a hacerlo con cuidado, interponiendo entre la locomotora y el carro afectado una o dos unidades madrinas, llevándola hasta el lugar donde pueda apagarse o tener controlado el fuego hasta su terminación.
- En el caso de que el material que arde sea tóxico, además de inflamable, es preferible dejarlo que se consuma y no dejarlo escapar.
- Cuando el fuego ha sido apagado, el carro debe enfriarse bien antes de hacerle una inspección, ya que puede contener parte del producto o gases peligrosos.
- Cuando no sea posible apagar o mover la unidad que se esté incendiando, deberán retirarse las demás unidades y tomarse precauciones generales dentro de un área con un mínimo de 300 m. de diámetro.
- Todo carro que haya sufrido un incendio, aunque haya sido pequeño, debe someterse a inspección para determinar las precauciones que hay que tener con él y si se debe reparar o retirar del servicio.
- Las personas que participen en las maniobras o trabajos dentro del área peligrosa, deben ser previamente instruidas acerca de lo que van a hacer y estar protegidas para casos de derrame, fugas, flamaos, de los materiales que contengan los carros afectados.

Las Industrias que reciben y envían productos derivados del petróleo, ya sea en carros-tanque de ferrocarril o camiones tanque, deben tener un área totalmente acondicionada para efectuar las maniobras necesarias, así como los elementos que se requieran para la carga y descarga. Las áreas para carros-tanque con espuelas de vías, deben llenar todas las especificaciones que son reglamentarias a los ferrocarriles, para facilitar a las tripulaciones de los trenes hacer maniobras de entrada, acomodo y salida; además, debe estar acondicionada con drenajes, servicio de agua e iluminación. Todo servicio eléctrico debe ser a prueba de explosión.

Cuando se trata de carros-pipa, las precauciones son similares a las de carros-tanque de ferrocarril debido a que la peligrosidad de las sustancias no cambia porque sea menor el volumen que transporta, sin embargo, hay algunos materiales, como los gases licuados que son combustibles domésticos, para los que sí es indispensable señalar algunas precauciones especiales, como las que se citan a continuación:

- * No deben mezclarse los gases combustibles de petróleo con aire, al hacer la carga de un camión.
- * Los carros-pipa diseñados para transportar un tipo de gas no deben cargarse con otro, ya que sus propiedades físicas son distintas.
- * Las válvulas y mangueras que se usen deben ser las indicadas al tipo de gas que se traslega.
- * Debe medirse, por peso o por volumen la cantidad de producto cargada en el tanque, para no exceder su capacidad.
- * Para tener un conocimiento preciso de las maniobras de carga o descarga de los gases licuados combustibles, debe consultarse al productor.

El transporte de productos refinados del petróleo ofrece riesgos muy variados, debido a las diferentes propiedades de éstos. En una volcadura del vehículo, en que haya un derrame o se produzca una fuga, hay riesgos de intoxicación, incendios o explosiones que pueden deberse al propio producto o al efecto que haga sobre materiales con los que se pueda combinar o que se pueda hacer entrar en combustión.

Esta condición de peligro latente, sin que se pueda precisar lo que en realidad llegue a suceder, es muy frecuente en el transporte de hidrocarburos.

Cuando hay un derrame de producto se presentan riesgos, tanto por el material disperso como por el que haya quedado dentro del recipiente. Las acciones inmediatas para controlar un derrame de material peligroso son básicamente:

- * Retención por medio de diques o zanjas.
- * Control de la dispersión por el aire aplicando una espuma o incorporando un sólido, para formar un lodo.
- * Hacerlo reaccionar con otro producto químico para atenuar su riesgo.
- * Remover el material.
- * Controlar su escumamiento a través de la tierra hasta receptáculos de agua.
- * Controlar sus efectos si ha contaminado aguas.

En una emergencia intervienen las autoridades civiles y militares, los bomberos, los técnicos de la industria y los técnicos del transporte. Para tomar decisiones, lo más acertadamente posible, y en forma rápida, es conveniente que los técnicos de la industria asuman la dirección y que los demás sectores den su apoyo de acuerdo con sus funciones.

Entre las medidas preventivas que deben tenerse en cuenta, están las siguientes:

Respecto al embarcador.	Unidades de transporte en condiciones seguras Indicaciones y claves en las unidades. Unidades adecuadas al material que contienen. Control de llenado y sellado de cada unidad. Control químico del material que se requiera.
Respecto al transportista.	Inspeccionar adecuadamente las unidades. Rechazar unidades que no se ajusten a especificaciones. Rechazar unidades que estén obsoletas. Dar un manejo adecuado a las unidades. Hacer una correcta formación de trenes. Evitar demoras y rutas largas a las unidades.
Respecto al destinatario .	No demorar la recepción de los carros. Colocar las indicaciones necesarias cuando se encuentren vacíos. Llenarlos con gas inerte, en tal caso.

Los carros-tanque están sujetos a especificaciones, tanto para su construcción como para su empleo. En México se siguen las normas de la Asociación Americana de Ferrocarriles (AAR) y del Departamento de Transportación (DOT).

La clasificación general de los carros-tanque se resume en una forma simbólica que comprende:

- Las iniciales de la institución que autoriza.
- La clase, indicada por un número.
- Una letra, para el tipo de carro dentro de la clase.
- La presión de prueba del tonel.
- Material de construcción del tonel, e indicación de si es soldado, forjado, o especial.

Un tipo de carro puede utilizarse para diferentes materiales y un material puede manejarse en distintos carros, pero siempre estando sujeto a sus condiciones de gas licuado, líquido de alta vaporización, o líquido de baja vaporización, y también a sus características químicas. Para la correcta aplicación de las normas de seguridad deben consultarse lo dispuesto por los organismos que estudian, definen y rigen el uso de carros-tanque.

El personal técnico que hace los arreglos o composuras, está directamente expuesto al riesgo y por lo mismo debe estar bien protegido y tener las herramientas adecuadas, a fin de evitar accidentes personales. El atender una emergencia obliga a obedecer las reglas de seguridad en mayor grado que en los trabajos rutinarios. También es conveniente tener disponible elementos suficientes para dar primeros auxilios incluyendo atención a intoxicaciones y problemas de fallas respiratorias.

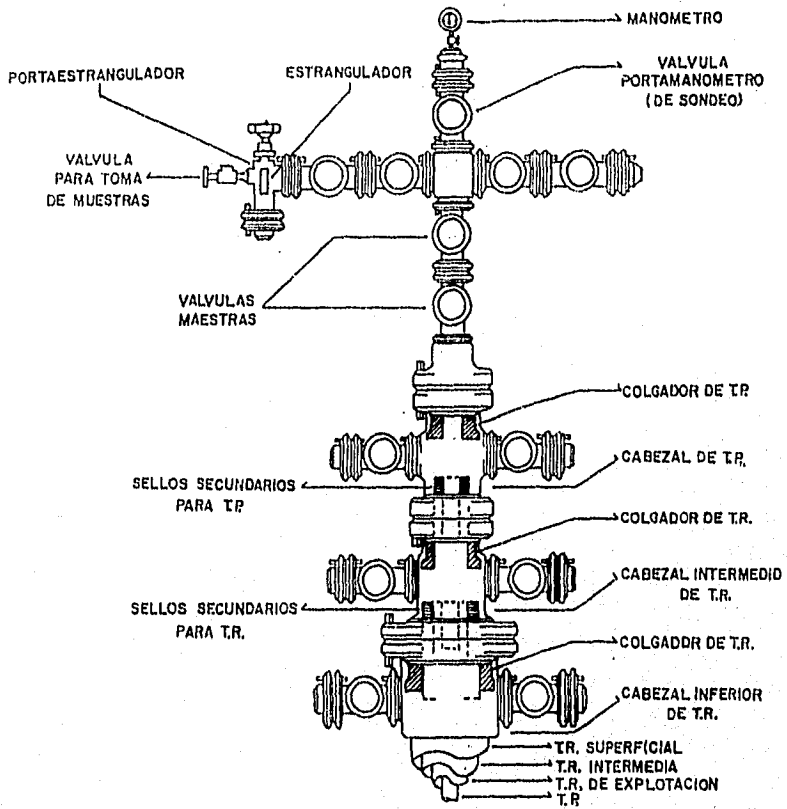


FIGURA 2. A ARBOL DE VALVULAS.

CAPITULO III

3.0 NORMAS QUE REGULAN LA CONSTRUCCIÓN, OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO DE OLEODUCTOS.

3.1 Generalidades.

El diseño, construcción, operación y mantenimiento de los oleoductos están fundamentados y basados en dos tipos de normas y códigos:

a) Normas para fabricantes de tuberías. en este tipo de normas y códigos es en donde vienen reglamentados y estandarizados los diferentes métodos de fabricación y producción de tuberías y sus accesorios, en dichos métodos de fabricación y producción se especifican los diferentes tipos de pruebas y análisis químicos y físicos, que se les deben de realizar a las tuberías y sus accesorios para que cumplan los estándares de calidad para trabajar sin ningún riesgo a la presión de servicio.

b) Normas de construcción. este tipo de normas y códigos son para el diseño, construcción, operación, mantenimiento y seguridad, en las cuales se establecen los elementos de diseño y procedimientos de construcción, pruebas, mantenimiento y seguridad de una línea de transporte de hidrocarburos, por lo cual continuamente a lo largo de este trabajo se estará haciendo referencia a alguna de estas normas y códigos o una sección de ellos.

Dichas normas o códigos en algunos casos son unos verdaderos compendios, é independientemente de que son voluminosos lo cual incluirlos haría este trabajo demasiado grande é innecesario. Tomando en cuenta lo expuesto anteriormente y con el fin de que se cumpla lo que se estipula en los capítulos posteriores, para cubrir los ordenamientos contenidos en las diferentes normas y códigos aplicables, y tener una idea cuando nos refiramos a alguna norma ó código de este trabajo, se hará un pequeño resumen de lo mas importante de cada norma ó código.

3.2 Instituciones mas importantes que formulan y emiten las normas

3.2.1 INSTITUTO AMERICANO DEL PETRÓLEO (American Petroleum Institute)

Esta dependencia es un organismo que se encarga de crear normas para estandarizar los diferentes procesos, pruebas, inspección y marcado de tuberías para garantizar que cumplen con los requerimientos de diseño para lo cual, la empresa fabricante de dichas tuberías con calidad API, deberá cumplir con dichas normas para poder usar el nomograma API.

3.2.2 SOCIEDAD AMERICANA DE PRUEBAS DE MATERIALES (American Society For Testing Materials) (ASTM)

Esta sociedad tiene como objetivo crear las especificaciones y estandarizar los diferentes métodos de prueba de los materiales utilizados en todo tipo de fabricación.

En el caso específico de las tuberías y sus accesorios para líneas de conducción de hidrocarburos, se puede hacer mención de los materiales para dichas tuberías tales como aleaciones de acero, acero al carbono, acero negro, tipos de soldaduras, etc.

3.2.3 SOCIEDAD AMERICANA DE INGENIEROS MECÁNICOS / INSTITUTO NACIONAL AMERICANO DE ESTÁNDARES (American National Standard Institute/American Society of Mechanical Engineers) (ASME/ANSI).

Esta sociedad se encarga de crear los diferentes tipos de códigos y normas referentes a la construcción de sistemas de tuberías en los cuales, se establecen los diferentes tipos de procedimientos y métodos de construcción cumpliendo con los requerimientos de seguridad para la operación de dichos sistemas.

3.2.4 NORMAS PEMEX.

Estas normas son creadas y editadas por los diferentes organismos de Petróleos Mexicanos atendiendo las recomendaciones de la Comisión Técnico Consultiva de Contratos y Obras Públicas. Dichas normas son para estandarizar todos los procedimientos de diseño, construcción, operación, mantenimiento y seguridad de Petróleos Mexicanos.

3.3 Normas más importantes que regulan las diferentes operaciones relacionadas con los oleoductos.

3.3.1 Normas de proyecto y construcción de obras.

Norma 2.132.01 SISTEMAS DE PROTECCIÓN ANTICORROSIVA A BASE DE RECUBRIMIENTOS.

Esta norma establece los requisitos mínimos de selección de sistemas de protección anticorrosiva, a base de recubrimientos para superficies de hierro y acero a diferentes condiciones de exposición en sus paredes internas. No incluye la protección externa de tuberías y estructuras enterradas.

Describe las características de los sistemas para cada condición de exposición, entendiéndose como condiciones de exposición como el medio ambiente a que están expuestas las instalaciones.

Se incluyen los requisitos de preparación de superficie, tipo de primario y acabado, número de manos y espesor en milésimas de pulgada de película seca de cada uno de ellos, así como el sistema de aplicación recomendado.

Norma 5.132.01 RECUBRIMIENTOS PARA PROTECCIÓN ANTICORROSIVA MUESTREO Y PRUEBAS.

Con esta norma se establecen los procedimientos para el muestreo y pruebas que se efectúan a los recubrimientos empleados en la protección anticorrosiva de instalaciones en PEMEX. Para control de calidad la empresa podrá realizar pruebas aún durante la fabricación de los recubrimientos aplicando las normas en dichas pruebas. Se necesitan muestras y éstas se obtienen de cada lote de 400 lts o fracción; se realiza un muestreo al azar para obtener una muestra de un litro representativa del lote, se aplican las pruebas y en caso de tener alguna falla, el lote será rechazado. De acuerdo a la especificación correspondiente, a cada muestra se le aplica el método de prueba adecuado teniendo el equipo requerido para la prueba, los procedimientos, los resultados e interpretación de la misma. Esta norma incluye 57 diferentes métodos con sus pasos a seguir y el objetivo a conseguir.

Norma 3.346.02 INSTALACIÓN DE SISTEMAS DE CONEXIÓN A TIERRA.

Esta norma establece los requisitos mínimos para la conexión a tierra de equipos , aparatos é instalaciones en general , protegiéndolos contra descargas atmosféricas , cargas estáticas ó choques eléctricos producidos por diferencias de potencial, originados por contacto de conductores vivos con partes metálicas ó por el paso de la corriente de falla . En esta norma se mencionan diferentes formas de acuerdo al tipo de equipo que se maneje. Para hacer las conexiones y dirigir el potencial originado al potencial del suelo , se utilizan electrodos que deben ser de material resistente a la corrosión y buen conductor eléctrico.

Norma 4.411.03 PREPARACIÓN Y MANEJO DE TESTIGOS CORROSIMETRICOS .

Esta norma establece los procedimientos adecuados en la preparación y manejo de testigos corrosimetricos de tipo gravimétrico , su objetivo es evaluar la velocidad de corrosión interior de oleoductos , tanques de almacenamiento , cambiadores de calor , calderas y en general, de equipos é instalaciones petroleras, por medio de la pérdida de peso sufrida por estos testigos , debido al fenómeno corrosivo. Todo ésto con el fin de contar con la información necesaria para implemento de las medidas necesarias para atenuar y controlar el fenómeno corrosivo al cual se encuentre expuesto.

Norma 3.134.01 COLORES Y LETREROS EN INSTALACIONES PETROLERAS.

Con esta norma se establece el tipo y la dimensión de letras y letreros , el color de identificación de producto y el color de acabados en recipientes , equipos , tanques de almacenamiento , tuberías y estructuras en las instalaciones de Petróleos Mexicanos. Los colores de acabados se aplicarán después de las pinturas anticorrosivas especificadas.

Norma 3.132.01 PREPARACIÓN DE SUPERFICIES APLICACIÓN E INSPECCIÓN DE RECUBRIMIENTOS PARA PROTECCIÓN ANTICORROSIVA.

En esta norma se encuentran establecidos los requisitos mínimos para la preparación de superficies, aplicación e inspección de recubrimientos para la protección anticorrosiva. Se menciona en ella también que todos los materiales para protección anticorrosiva deberán cumplir con los registros que exige PEMEX por medio de sus normas. La preparación de superficies se realiza procediendo a realizar limpieza química, Limpieza manual ó limpieza con abrasivos. Una vez que se realiza la preparación de la superficie se procede a la aplicación de los recubrimientos que se pueden efectuar por aspersión, brocha o rodillo. se toman en cuenta las fallas que pudieran presentarse en los recubrimientos, originados por la mala aplicación , teniendo consecuencias que vigilar como discontinuidades en la película , falta de adhesión, ampollamiento , agrietamiento, corrugado, caleo, corrosión bajo película, etc. Encontraremos también en esta norma la inspección y sus características para controlar los problemas anteriormente mencionados, para ello se cuenta con tablas para la prueba de adherencia en recubrimientos.

Norma 2.413.01 SISTEMAS DE PROTECCIÓN CATÓDICA.

Esta norma establece los requisitos mínimos para diseñar sistemas de protección catódica, en estructuras metálicas enterradas ó sumergidas que por su participación en la explotación, refinación, transporte y almacenamiento de hidrocarburos y sus derivados, están expuestos a los efectos de la corrosión.

Protección catódica. Es la técnica que controla la corrosión externa de un metal enterrado ó sumergido en contacto con un electrolito, convirtiendo el metal en el cátodo de una celda electroquímica mediante el paso de la corriente que proviene de un ánodo.

Sistemas de protección catódica. Existen dos tipos de sistemas de protección catódica que pueden utilizarse individualmente ó combinados que son:

Por medio de corriente impresa. Este sistema requiere de una fuente de corriente directa y un electrodo auxiliar (ánodo), situado a cierta distancia de la estructura a proteger. El terminal positivo de la fuente de corriente directa se conecta al ánodo y el terminal negativo a la estructura a proteger, de este modo la corriente fluye del ánodo a través del electrolito a la estructura.

Por medio de ánodos galvánicos. Este sistema utiliza las diferencias de potencial entre el material y el ánodo y la tubería como fuente de corriente. En este tipo de instalación el material de los ánodos se consume rápidamente durante el proceso de descarga del mismo.

Norma 09.0.05 SEÑALIZACIÓN DE SEGURIDAD.

Esta norma sirve para definir y uniformizar las características y significado de las señales impresas que deben utilizarse para indicar en forma directa a través de imágenes sencillas y textos breves, mediante medidas de seguridad en los lugares de trabajo.

Las disposiciones contenidas en esta norma son aplicables en los lugares de trabajo cuyas condiciones precisen indicaciones sobre medidas de seguridad que deben tomarse en casos de: prevención de accidentes personales o industriales, alarma, emergencia y evacuación, ubicación e identificación de los equipos, dispositivos y materiales de contraincendio y en áreas riesgosas.

Norma 03.0.02 DERECHOS DE VÍA DE LAS TUBERÍAS DE TRANSPORTE DE FLUIDOS.

En todo proyecto de instalación de un sistema de transporte por tuberías 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, de tal manera que permanezcan inalterables durante todo el tiempo de operación del sistema, excepto cuando dos o más tuberías se alojen en la misma franja de terreno se cumplirá con lo estipulado en la norma; 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.

Norma IN.10.1.02 INSTRUCTIVO DE SEGURIDAD PARA PERSONAL DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO DE TUBERÍAS

En este instructivo se enumeran una serie de recomendaciones de seguridad de carácter general, para el personal que labora en la operación y mantenimiento de tuberías, encaminados hacia los problemas más comunes que pueden presentarse en cualquier tubería de transporte de hidrocarburos, que a continuación se describen:

a) Actividades previas de seguridad para la puesta en marcha de las tuberías.

- b) Recomendaciones generales de seguridad en la operación de las tuberías.
- c) Arranque y paro de bombas.
- d) Arranque y paro de compresores.
- e) mantenimiento.
- f) Recomendaciones de seguridad para Trabajadores en general.

Norma 09.0.03 PERIODOS MÁXIMOS PERMISIBLES PARA LA CALIBRACIÓN Y PRUEBA DE DISPOSITIVOS DE ALIVIO DE PRESIÓN.

Esta norma establece los periodos máximos permisibles para la calibración y prueba de los dispositivos de alivio de presión, y es aplicable a las válvulas de alivio, de seguridad, instaladas en las líneas y en general en todo equipo que debe ser protegido en los casos de sobrepresión. Asimismo es aplicable a las válvulas de presión y vacío en los tanques de almacenamiento atmosféricos. Por último esta norma define la forma de llevar un registro de todos los dispositivos de alivio de presión en donde se lleven los datos principales de la totalidad de las válvulas que se calibren.

3.3.2 Normas del Instituto Americano del Petróleo. (API)

PRUEBA DE PRESIÓN HIDROSTÁTICA EN TUBERÍAS DE PETRÓLEO LÍQUIDO API-RP-110

Estos procedimientos fueron preparados por el Instituto Americano del Petróleo por el grupo de prácticas de construcción, compuesto por ingenieros con una extensa experiencia en tuberías de hidrocarburos comisionados para esto, por el comité central de transporte en tuberías. El propósito de esta norma es incrementar la seguridad y eficiencia, y adoptar procedimientos uniformes por los encargados de la industria de las tuberías de hidrocarburos e las que se les realizarán pruebas de presión. La prueba hidrostática en tuberías conductoras de hidrocarburos tiene por objeto primordial garantizar que la instalación está en condiciones de resistir sin presentar fugas ó fallas internas, presiones superiores a las que estará sometida durante su operación normal. La prueba hidrostática de una línea de tubería puede definirse como la aplicación de presión hasta un nivel especificado superior a la normal ó máxima de operación, en condiciones de flujo nulo, en un intervalo de tiempo establecido, y utilizando un líquido como medio de prueba. La duración de la prueba es de 24 horas debiendo coincidir la presión final con la inicial al término de este lapso. Durante la prueba se podrán presentar oscilaciones de la presión motivadas por variaciones en la temperatura ambiente, que provoca dilataciones o contracciones del agua utilizada en la prueba. Las fugas detectadas deben ser corregidas luego de lo cual la línea debe ser nuevamente probada.

ESTÁNDARES PARA SOLDADURAS EN TUBERÍAS API-std-1104

Estos estándares fueron preparados por un comité formado por representantes de la "Asociación de Contratistas de Tuberías", de la "Sociedad Americana de Soldaduras", Sociedad de Pruebas no Destructivas, y representantes de fabricantes de tuberías y asociaciones individuales relacionadas a la industria. El propósito de estos estándares es de presentar métodos para la producción de soldaduras de alta calidad, que van desde el uso de soldadores calificados usando procedimientos aprobados de soldadura, materiales y equipo, métodos de producción de radiografías de alta calidad, hasta el uso de técnicos calificados, métodos y equipos aprobados, que aseguren el apropiado análisis de una soldadura de calidad. Estos estándares son aplicables a las soldaduras de gas y soldaduras de arco a tope y filete de tuberías usadas en la transmisión de petróleo crudo, productos del petróleo y gases

combustibles, y en sistemas de distribución donde sea aplicable. La soldadura se puede hacer por arco protegido, soldadura de arco sumergido, soldadura de arco tungsteno con gas, soldadura de arco melano con gas, soldadura de oxy acetileno, por proceso manual, semiautomático, ó automático, ó la combinación de estas técnicas. Estos también cubren los estándares de aceptabilidad aplicados para la producción de soldaduras probadas por destrucción ó inspección por radiografía. Esta incluye el procedimiento de inspección radiográfica de rayos gama y rayos x. Esto es intentando que todo trabajo que sea ejecutado en acuerdo con estos estándares, reúna o exceda el requerimiento de los mismos.

PRACTICAS DE MANTENIMIENTO DE SOLDADURAS EN TUBERÍAS API-RP-1107

Estos estándares fueron preparados por un comité integrado por representantes de la Asociación de Contratistas de Tuberías, Sociedad Americana de Soldaduras, Sociedad de Pruebas no Destructivas, y representantes de fabricantes de tuberías y asociaciones individuales relacionados a la industria.

El propósito principal de estas prácticas es la de uniformizar criterios para:

- a) Calificación de procedimientos de soldaduras. La calificación del procedimiento de soldadura es indispensable para verificar que las uniones soldadas llenarán los requerimientos de calculo con que fueron diseñadas, la calidad de las soldaduras deberá ser determinada por pruebas destructivas, que incluyan pruebas de tensión de sanidad, de doblez, de Impacto, y de dureza.
- b) Calificación de soldadores. La calificación de un soldador es la forma de determinar la habilidad de cada soldador para aplicar un cordón de soldadura ó efectuar la soldadura de una unión, apegándose a todos los pasos detallados de un procedimiento de soldadura previamente aprobado.
- c) Estándares de aceptabilidad en las soldaduras. Son normas aplicables para determinar dimensión y tipo de defecto localizado por la radiografía y otros métodos de prueba no destructiva.
- d) Reparaciones. Las reparaciones que describe son temporales ó permanentes y son para sellar pequeñas fugas ó unir dos secciones de tubería mediante parche ó camisas.

VÁLVULAS INSPECCIÓN Y PRUEBAS API STANDAR 598

ALCANCES. Esta norma cubre inspección, examen, exámenes adicionales y pruebas de presión para los diferentes tipos de válvulas (compuerta, globo, tapón, bola, paso, y los diferentes tipos de mariposa). También es aplicable a otros tipos de válvula compatibles con las normas API de acuerdo al comprador y fabricante.

INSPECCIÓN, EXAMEN Y EXÁMENES ADICIONALES. El comprador tendrá acceso a la planta para realizar cualquier tipo de prueba ó examen concerniente a la fabricación de la válvula, ésto si el comprador lo solicita en la orden de compra.

PRUEBAS DE PRESIÓN. En esta sección se explican las diferentes pruebas de presión que se le realizan a las válvulas que son:

- a) Prueba del cuerpo de la válvula.
- b) Prueba del asiento de la válvula.
- c) Prueba de cerrado a baja presión.
- d) Prueba de cerrado a alte presión.
- e) Examen visual.

PROCEDIMIENTO DE LA PRUEBA. En esta sección se detallan los diferentes procedimientos de prueba descritos anteriormente.

CERTIFICACIÓN DE LA VÁLVULA Y EXAMEN FINAL. Una vez que la válvula ha cumplido con los requerimientos de prueba de esta norma se certifica. Si es necesario ó se especifica en la orden de compra, la válvula vuelve a ser examinada de nuevo conforme los requerimientos de esta norma, y si pasa el examen se certifica definitivamente por el fabricante, se limpia para su transporte y entrega.

ESPECIFICACIONES API PARA TUBERÍAS DE LÍNEA DE ALTA RESISTENCIA API-5LX

Estas especificaciones fueron hechas bajo la supervisión del Comité de Estandarización de Tuberías del API y con ayuda del Comité de la Asociación Americana de Gas. La función principal de esta norma, es la de proveer la estandarización de equipos y materiales para pruebas más rigurosas de tuberías que soportan mayores esfuerzos, que aquellas que fueron fabricadas bajo la norma API-5L, con el propósito de que comprador y fabricante la utilicen como base para la selección de un material o proceso, en donde el comprador se guiará por su experiencia para dicha selección, y el servicio para el cual intentará utilizar su tubería. Por otro lado, el fabricante la utilizará como guía para cubrir los requerimientos del proceso que esté llevando a cabo en la manufactura de su tubería. Estas especificaciones cubren las pruebas, propiedades químicas y físicas para tuberías de alta resistencia de grados X42, X46, X52, X56, X65. Los grados intermedios están sujetos al acuerdo del comprador y fabricante y consistentes con los requerimientos correspondientes de los grados anteriores, de ninguna manera se sustituirá un grado por otro menor sin la aprobación del comprador.

Procesos de manufactura. Existen varios procesos de manufactura que serán brevemente explicados y el cual deberá ser especificado en la orden de compra.

- a) Sin costura. Las tuberías sin costura son definidas por acero forjado tubularmente sin costura soldada.
- b) Soldadura eléctrica. Las tuberías de soldadura eléctrica tienen una costura longitudinal formada por una soldadura sin la adición de material externo, y después tratada con calor a una temperatura mínima de 1000 grados Fahrenheit.
- c) Soldadura de arco sumergido. Es igual que el inciso "b" solo que la soldadura es automática de arco sumergido y adición externa de material.
- d) Expansión en frío.- Para lograr propiedades mecánicas altas mediante la expansión en frío de la tubería.

Las diferentes clases de tuberías pueden ser fabricadas a homo abierto, homo eléctrico ó acero de oxígeno básico, también pueden ser tratadas con calor para diferentes procesos de endurecimiento.

Tipos de pruebas

Existen varios tipos de pruebas que se le realizan a las tuberías ya sea sin costura ó con soldadura y éstas son:

- 1) Destructiva. Las pruebas destructivas son aquellas en las que se afecta la estructura del tubo y las más importantes son las siguientes:

Resistencia a la cedencia, tensión longitudinal, tensión transversal, tensión a la soldadura y la prueba hidrostática.

- 2) No destructivas. Las pruebas no destructivas son aquellas en las cuales la prueba no daña la estructura del tubo y las más importantes son:

Inspección radiológica, inspección de ultrasonido, la inspección electromagnética y por último la inspección visual.

Diámetros y pesos. Los diámetros exteriores y pesos serán seleccionados de acuerdo a las características de la tabla 6.2 de esta norma; el diámetro interior es gobernado por el diámetro exterior y las tolerancias de peso.

3.3.3 Normas de la Sociedad Americana de Materiales (ASTM)

EESPECIFICACIONES ESTÁNDAR PARA REQUISITOS GENERALES PARA TUBOS ESPECIALES DE ACERO AL CARBONO Y ALEACIONES DE ACERO ASTM SA530

Esta norma fue elaborada por la Sociedad Americana Para Pruebas de Materiales (ASTM) y en ella establece los requisitos obligatorios y opcionales para las pruebas y análisis para la producción y compra de tuberías de acero al carbón y aleaciones de acero. También hace referencia, a las diferentes especificaciones en las que está apoyada ó basada esta norma. Para que en caso de conflicto entre un requisito de una especificación, y un requisito general de esta norma, se base en el requisito específico que satisfaga dicha especificación. En primer lugar se refieren los diferentes métodos de análisis químicos de composición del acero. En segundo lugar se enumeran los diferentes requisitos de los materiales como son los de tensión, aplastamiento, prueba hidrostática, prueba de espécimen, repetición de prueba, de tratamiento, variaciones permisibles de longitud, peso, pared, diámetro exterior. En tercer lugar describe las diferentes formas de estandarizar los terminados del tubo una vez probado y analizado que son: El peso estándar, métodos mecánicos de prueba, terminaciones, excesos, reparaciones por soldadura, certificación, marcado, empaçado, carga, inspección y por último la inspección por el comprador.

3.3.4 Normas de la Sociedad Americana de Ingenieros Mecánicos ó Instituto Americano de Estándares. (ASME / ANSI).

CÓDIGO ANSI B-31.4

ALCANCES. Hace un resumen de los las características del código y una relación de las definiciones que se utilizaran en este documento.

DISEÑO. Esta sección de la norma esta dividida en seis partes que son.

- 1) Criterios y condiciones.
- 2) Presión de diseño de los componentes de la tubería.
- 3) Limitantes y aplicaciones del diseño.
- 4) Selección de juntas.
- 5) Deformaciones, soportes y apoyos.
- 6) Casos de tuberías especiales.

MATERIALES. Proporciona las diferentes especificaciones de los diferentes materiales acerados para la selección en cuanto a sus propiedades y limitaciones.

REQUERIMIENTOS DIMENSIONALES. Proporciona las diferentes medidas comerciales de las tuberías y sus componentes.

CONSTRUCCIÓN, SOLDADURA Y ENSAMBLE. En este capítulo se describe la forma de localización de ruta, requerimientos de ruta, métodos constructivos, tipos de soldadura, parámetros de calidad, métodos de inspección y reparación de defectos en tubo y soldadura.

INSPECCIÓN Y PRUEBAS. Este capítulo señala la importancia de realizar los diferentes tipos de inspección y pruebas.

OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO. En este capítulo se describen los diferentes métodos de operar y mantener un sistema de tuberías.

CONTROL DE LA CORROSIÓN. Describe los diferentes métodos de protección catódica y métodos de protección anticorrosiva interna y externa a base de recubrimientos ó inhibidores.

CAPITULO I V

4.0 CRITERIOS DE DISEÑO, CONTRUCCION Y OPERACION PARA UN SISTEMA DE TRANSPORTE DE ACEITE CRUDO.

4.1 Criterios de diseño para tuberías destinadas a transporte de hidrocarburos líquidos.

4.1.1 criterios de diseño.

En el diseño de un oleoducto el problema como se presenta, ordinariamente especifica sólo la longitud dada de la línea, las elevaciones inicial y final, y una capacidad diaria de petróleo crudo habiendo especificado densidad y viscosidad. El ingeniero debe entonces seleccionar el tamaño de la tubería, las distancias entre estaciones de bombeo, la presión inicial y temperatura inicial en cada estación para permitir que la línea opere a la capacidad deseada.

En algunos casos, la temperatura máxima que se emplee, puede ser la temperatura máxima segura, teniendo en cuenta el punto de inflamación del aceite y la tendencia de los constituyentes más ligeros del aceite a vaporizarse. La presión inicial más económica es generalmente la máxima que puede obtenerse con el tipo de equipo de bombeo disponible, o a la que resiste con seguridad la tubería comercial. Estos valores también los conocerá el ingeniero por anticipado, o pueden conseguirse con los fabricantes. Hablando en general, los únicos factores variables en el diseño de un oleoducto para un conjunto de condiciones será el diámetro de la tubería y la distancia entre estaciones de bombeo.

El ingeniero debe balancear el costo de la tubería de mayor diámetro contra el costo de mayor número de estaciones de bombas determinando, caídas de presión, el tamaño de la tubería y la distancia entre estaciones de bombeo que den el costo de capital más bajo.

Los parámetros que se toman en cuenta para el diseño de tuberías utilizadas como oleoducto se mencionan a continuación.

A) Características físicas y químicas de los fluidos.

Es de suma importancia considerar la obligación de la entidad que solicite la construcción de un sistema de tuberías utilizado como oleoducto, así como de la que vaya a operar, presentar un análisis químico del producto por transportar, y además de los antecedentes operativos, los de inspección y de mantenimiento de tuberías de transporte que operen con fluidos de la misma naturaleza o semejantes. Asimismo, es importante saber si la línea de conducción transporta productos corrosivos, en tal caso se indicarán las recomendaciones procedentes para prevenir su acción.

Estos antecedentes normarán el criterio del diseñador para seleccionar materiales, elementos de protección, margen de corrosión, etc.

El diseñador debe presentar invariablemente, para aprobación de la entidad solicitante: diagrama de flujo, planos de proyecto, especificaciones, memoria de cálculo y la información básica que involucre todos los aspectos explicados a lo largo de éste tema.

B) presión.

Presión de diseño interna.

El componente de tubería en cualquier punto del sistema, debe estar diseñado para resistir una presión interna, que no será menor que la presión máxima de operación en estado constante en ese punto.

Presión de operación máxima a régimen constante.

Debe ser la suma de la presión estática, la presión requerida para compensar las pérdidas por fricción y cualquier contrapresión en el sistema, es decir, la presión máxima de operación es la mayor presión en cualquier punto de la tubería que puede desarrollarse operando el conducto al 100 % de su capacidad en condiciones de flujo regular, uniforme y constante.

El aumento de la presión por encima de la máxima de operación a régimen constante debida a fluctuaciones u otras variaciones de las operaciones normales, se permite de acuerdo a las limitaciones para las variaciones de las operaciones normales, es decir, las ondas de presión de una tubería utilizada como oleoducto para el transporte de crudo, son producidas por un cambio de la velocidad de la corriente que se muere y que resulta de parar una estación, o una unidad de bombeo, cerrar una válvula o bloquear la corriente en movimiento.

La onda de presión se atenúa (disminuye su intensidad) conforme se aleja del punto de origen. Deben realizarse los cálculos de las ondas de presión y también se deben proporcionar controles adecuados y equipo protector, para que el nivel de aumento de la presión debido a ondas y otras variaciones de las operaciones normales no excedan de la presión interna de diseño en ningún punto en el sistema de tubería y en el equipo en más de un 10%.

Presión de diseño externa.

El componente de la tubería debe estar diseñado para soportar la diferencia máxima entre las presiones externas e internas a las cuales se verá expuesto el componente.

C) Temperatura de diseño.

La temperatura de diseño es la tomada como referencia para considerar la resistencia del material. Esta debe ser mayor o igual a la temperatura máxima de operación en condiciones estables. Se debe considerar que la temperatura de diseño es la temperatura del metal que se espera en operación normal. No es necesario variar el esfuerzo de diseño para las temperaturas entre -20 °F y 250 °F. Para temperaturas de trabajo fuera de estas condiciones deben tenerse en cuenta las variaciones de las propiedades mecánicas a efectos de una correcta selección.

D) Efectos dinámicos.

Se deben tener en cuenta durante el diseño de tuberías utilizadas como oleoductos, los efectos dinámicos a que puede estar sujeta; entre estos efectos se pueden citar:

- Impacto:** Las fuerzas de impacto causadas ya sea por condiciones internas o externas deberán considerarse en el diseño de los sistemas de tubería.
- Viento:** El efecto de la carga de viento debe tomarse en consideración en el diseño de tubería suspendida.
- sismos:** Debe considerarse en el diseño de tuberías utilizadas como oleoductos, la ubicación correcta de las regiones donde ocurran sismos.
- Vibraciones:** El esfuerzo que resulta de la vibración o resonancia debe tomarse en consideración.
- Asentamientos:** Debe considerarse en el diseño de los sistemas de tuberías ubicados en regiones en donde se sabe que ocurren asentamientos.
- Oleaje y corrientes:** Los efectos de oleaje y las corrientes deben tomarse en consideración en el diseño de tuberías a través de vías de agua y costafuera.

E) Influencia del ambiente.

Los efectos de expansión del fluido. Deben tomarse medidas en el diseño para resistir o para aliviar la presión incrementada, causada por el calentamiento del fluido estático en un componente de tubería.

F) Efectos de peso o cargas adicionales.

En el diseño de tuberías se deben considerar las cargas que puedan preverse actuarán sobre la tubería, de acuerdo con las características de las regiones que atraviesa y las condiciones de trabajo, por lo que es muy importante tomar en cuenta para el diseño de tuberías, los efectos de peso combinados con cargas.

Cargas vivas. Las cargas vivas incluyen el peso del líquido transportado (para el efecto de cálculo se toma el agua), y cualquier otro material externo tal como la nieve, el hielo, el viento, oleaje y corrientes fluviales.

Cargas muertas. Las cargas muertas incluyen el peso propio del tubo, recubrimientos, rellenos, válvulas, y otros accesorios no soportados.

Cargas por expansión térmica y por contracción. Deberán tomarse en cuenta las provisiones necesarias para los efectos de la expansión térmica y de la contracción en todos los sistemas de tuberías. Los cálculos para tener en cuenta estas sollicitaciones solo son necesarios cuando existen dudas sobre la adecuada flexibilidad del sistema para soportarlas. Ello ocurre en el caso de líneas en las que se verifican sustanciales cambios de temperatura, como sucede en oleoductos de crudo caliente, expuestos a temperaturas ambientales o cambiantes.

Efecto de los movimientos de los equipos conectados. El efecto de movimiento relativo de componentes conectados deberán, tomarse en cuenta en el diseño de tubería y elementos que la soporten.

Esfuerzos por golpe de ariete. El efecto de golpe de ariete en ningún caso debe ser mayor de 110% de la presión de diseño.

Si en una sección de un conducto con flujo de un líquido a presión, por cualquier circunstancia se alteran las condiciones del flujo mismo, se presentarán rápidos cambios de energía cinética que vienen seguidos de rápidos cambios de energía potencial, correspondiendo estos últimos a rápidos cambios de presión que reciben el nombre de golpe de ariete.

Los requisitos de diseño, deben ser adecuados para la seguridad pública bajo condiciones usualmente encontradas en los sistemas de tuberías de transporte de petróleo líquido, incluyendo líneas dentro de aldeas, poblaciones, ciudades y áreas industriales. Sin embargo, el ingeniero de diseño debe proporcionar una protección razonable para evitar daños a la tubería, debidos a condiciones externas poco usuales que puedan encontrarse en cruces de ríos, costafuera y en áreas de aguas costeras interiores, puentes, áreas de tráfico pesado, claros muy largos autosoportados, terreno inestable, vibraciones, o las fuerzas que resulten de condiciones térmicas anormales. El ingeniero de diseño debe proporcionar medidas protectoras tales como: revestir con un tubo de acero de un diámetro más grande, agregar recubrimiento protector de concreto, incrementar el espesor de pared, bajar la línea a una profundidad mayor, o bien hacer las indicaciones pertinentes a lo largo de la misma con marcadores especiales.

Esfuerzo de trabajo máximo permisible. Será el valor del esfuerzo a la tensión más grande a que puede someterse una tubería, considerando su resistencia, la eficiencia de la soldadura y las tolerancias de especificación, sin que sufra deformaciones permanentes. El valor del esfuerzo de trabajo máximo permisible se manejará en la ecuación de diseño por presión interna y se calculará como sigue:

$$S = 0.72 E R$$

(4. A)

Donde:

- S = Esfuerzo de trabajo máximo permisible (lb/pulg²).
- 0.72 = Factor de diseño basado en el espesor de pared nominal, que considera y toma en cuenta las diferencias de espesor y las profundidades permisibles máximas de imperfecciones.
- E = Eficiencia de junta soldada de acuerdo a Tabla 4.1.
- R = Resistencia mínima especificada a la cedencia (lb / pulg²), Tabla 4.2

TABLA 4.1. FACTOR DE EFICIENCIA DE LA JUNTA SODADA LONGITUDINAL "E".

Número de especificación	Clase de tubería	Factor " E "
ASTM A53	Sin costura	1.00
	Soldado por resistencia eléctrica	1.00
	Soldado a tope en horno-soldadura continua	0.60
ASTM A106	Sin costura	1.00
ASTM A134	Soldado por fusión de arco eléctrico	0.80
ASTM A135	Soldado por resistencia eléctrica	1.00
ASTM A139	Soldado por fusión eléctrica	0.80
ASTM A211	Tubo de acero soldado en espiral	0.80
ASTM A333	Sin costura	1.00
	Soldado por resistencia eléctrica	1.00
ASTM A381	Soldado por arco sumergido doble	1.00
ASTM A671	Soldado por fusión eléctrica	0.80
	Clases 13, 23, 33, 43, 53	
	Clases 12, 22, 32, 42, 52	1.00
ASTM A672	Soldado por fusión eléctrica	0.80
	Clases 13, 23, 33, 43, 53	
	Clases 12, 22, 32, 42, 52	1.00
API 5L*	Sin costura	1.00
	Soldado por resistencia eléctrica	1.00
	Soldado por centelló (Flash)	1.00
	Soldado por arco sumergido	1.00
	Soldado a tope en horno	0.60
* Esta especificación	cubre también las API 5LX, 5LS, 5LU	

TABLA 4. 2. RESISTENCIA MINIMA ESPECIFICADA A LA CEDENCIA PARA TUBERIA DE ACERO COMUNMENTE UTILIZADA EN SISTEMAS DE LINEAS DE CONDUCCION.

Especificación	Grado	tipo (1)	RMEC (lb/pg ²)
API 5L	A25	BW, ERW, S	25,000
API 5L	A	ERW, S, DSA	30,000
API 5L	B	ERW, S, DSA	35,000
API 5L	X42	ERW, S, DSA	42,000
API 5L	X46	ERW, S, DSA	46,000
API 5L	X52	ERW, S, DSA	52,000
API 5L	X56	ERW, S, DSA	56,000
API 5L	X60	ERW, S, DSA	60,000
API 5L	X65	ERW, S, DSA	65,000
API 5L	X70	ERW, S, DSA	70,000
API 5L	X80	ERW, S, DSA	80,000
ASTM A53	TIPO F	BW	25,000
ASTM A53	A	ERW, S	30,000
ASTM A53	B	ERW, S	35,000
ASTM A106	A	S	30,000
ASTM A106	B	S	35,000
ASTM A106	C	S	40,000
ASTM A135	A	ERW	30,000
ASTM A135	B	ERW	35,000
ASTM A139	A	EFW	30,000
ASTM A139	B	EFW	35,000
ASTM A139	C	EFW	42,000
ASTM A139	E	EFW	46,000
ASTM A139	D	EFW	52,000
ASTM A333	1	S, ERW	30,000
ASTM A333	4	S	35,000
ASTM A333	6	S, ERW	35,000
ASTM A333	7	S, ERW	35,000
ASTM A333	8	S, ERW	46,000
ASTM A333	9	S, ERW	75,000
ASTM A381	Clase Y-35	DSA	35,000
ASTM A381	Clase Y-42	DSA	42,000
ASTM A381	Clase Y-46	DSA	46,000
ASTM A381	Clase Y-48	DSA	48,000
ASTM A381	Clase Y-50	DSA	50,000
ASTM A381	Clase y-52	DSA	52,000
ASTM A381	Clase Y-56	DSA	56,000
ASTM A381	Clase Y-60	DSA	60,000
ASTM A381	Clase Y-65	DSA	65,000

Notas de la tabla 4.2 Abreviaturas:

- BW:** Soldado a tope en homo.
ERW: Soldado por resistencia eléctrica.
S: Sin costura.
FW: Soldado por centelleo (Flash).
EFW: Soldado por fusión eléctrica.
DSA: Soldado por arco sumergido doble.

Espesor mínimo necesario. El espesor de pared mínimo necesario de un tubo sometido exclusivamente a presión interna, se calculará con la expresión:

$$t = PD / 2 S fd \quad (4. B)$$

donde:

- t** = Espesor de pared mínimo necesario de un tubo sometido exclusivamente a presión interna (pulg.)
P = Presión de diseño (lb / pulg²), considerando que debe ser mayor o igual a la presión máxima de operación en condiciones estables.
D = Diámetro exterior (pulg.).
fd = Factor de diseño, basado en la densidad de población de acuerdo a la clasificación de localizaciones:
 fd = 1.0 para clases de localización 1 y 2.
 fd = 0.833 para clases de localización 3 y 4.

Clasificación de localizaciones factor fd.

El criterio que se sigue para determinar la clase de localización por la que atraviesa una tubería utilizada como oleoducto, es congruente con el número de construcciones que se encuentran dentro de los límites de una zona definida como área unitaria, cuyas dimensiones son 400 metros de ancho (0.25 millas aprox.) por 1600 metros de largo (1.0 millas aprox.), es decir que se tendrán 200 metros a ambos lados del eje de la tubería en un tramo de 1600 metros. Cada casa o sección de una construcción planta o piso, nivel, etc., de un edificio, destinadas para fines de ocupación humana o habitacionales se contará como una construcción por separado.

Localización clase 1. Es aquella en la que se encuentran 10 o menos construcciones en una área unitaria de terreno. En términos generales esta localización corresponde a terrenos destinados para fines agrícolas, ganaderos, industriales, periferia de ciudades, poblados, así como bosques, desiertos, etc. donde la densidad de población no exceda de 75 habitantes por km².

Localización clase 2. Es una zona equivalente a un área unitaria que comprende más de 10; pero menos de 50 construcciones. Periferia de ciudades pequeñas o poblaciones con desarrollo incipiente.

Localización clase 3. Corresponde a cualquier área unitaria que abarque 50 o mayor número de construcciones destinadas para fines de ocupación humana o habitacional. También quedan incluidos aquellos lugares ubicados a 100 metros o menos de la tubería, donde existan construcciones ocupadas normalmente por 20 o más personas, tal es el caso de hospitales, cuarteles, hoteles, etc. igualmente los sitios distantes 100 metros o menos de la tubería donde temporalmente puedan reunirse 20 personas o más durante el uso normal de estas áreas, tal es el caso de deportivos, parque de juegos, teatros al aire libre, escuelas, iglesias, sala de espectáculos y cualquier otro lugar público de reunión; también cuando la tubería pase a 100 metros o menos de áreas destinadas a fraccionamientos o casas comerciales, aún cuando en el momento de construcción de la tubería, solamente existan edificaciones en 10%, es decir la décima parte de los lotes adyacentes al trazo y cuando la tubería se localice en los sitios donde a 100 metros o menos, haya un tránsito intenso u otras instalaciones subterráneas. Considérese como tránsito intenso un camino vehicular en una hora pico de aforo.

Localización clase 4. Es el área unitaria destinada fundamentalmente a zonas de ocupación humana o habitacional, en las que más de las dos terceras partes de la superficie están ocupadas por construcciones de cualquier tipo, donde exista tránsito intenso de vehículos o existan muchas otras tuberías o instalaciones de servicio subterráneas.

NOTAS :

- Una localización clase 4, 3, ó 2 terminará a 200 metros de la construcción más cercana al grupo o conjunto, en ambos sentidos del eje de la tubería.
- Cuando en cualquiera de las zonas antes clasificadas se encuentre una construcción en que suelen reunirse muchas personas, se considerarán de la clase siguiente en orden ascendente de una porción de 200 metros de longitud en ambos sentidos de la tubería a partir de los límites de dicha construcción.

Clasificación de presión para componentes de tubería. Para la operación normal la presión de operación máxima de estado constante, no debe excederse de la presión de diseño íntero y las clasificaciones de presión de los componentes usados.

Consideraciones para diferentes condiciones de presión. Cuando dos líneas que operan en diferentes condiciones de presión están conectadas, la válvula que distribuye fluido a las dos líneas debe clasificarse para la condición de servicio más severo.

Quando una línea está conectada a una pieza de equipo que opera en una condición de presión más alta que la línea, la válvula que se integra a la línea del equipo debe clasificarse cuando menos para la condición de operación del equipo.

La tubería entre las condiciones más severas y la válvula, debe estar diseñada para soportar las condiciones de operación del equipo o tubería a la cual está conectada.

G) Margen de corrosión.

El margen de corrosión es un espesor adicional que es determinado por el diseñador, en función de los resultados estadísticos que se tengan en el manejo de los productos, y de la eficiencia de los sistemas de prevención o control que se adopten, tomando muy en cuenta la vida útil de la tubería, de por lo menos 10 años.

Para determinar el espesor adicional, como margen de corrosión, se debe considerar el estudio y diseño del sistema de protección catódica respectivo, para revisarse por la dependencia responsable del mantenimiento, con base a las condiciones de operación y resultados de sistemas similares, y a la responsabilidad de involucrarse con otras instalaciones.

Debe tomarse en cuenta la instalación de niples para inyección y porta testigos de evaluación de la protección con inhibidores, en aquellos oleoductos que lo requieran por el producto a transportar; cantidad, tipo y ubicación serán señalados por el área de mantenimiento.

H) Válvulas de seccionamiento.

El diseño debe considerar invariablemente la colocación estratégica de las válvulas de seccionamiento, es por ello que las tuberías utilizadas como oleoductos para el transporte de aceite crudo, deben contar con válvulas de seccionamiento. Para su integración a la línea de conducción se debe considerar un espaciamiento como máximo 30 km en localizaciones de clase 1 ó 2 y espaciamiento de 12 km. en localizaciones de clase 3 ó 4, además, cuando la tubería tenga que cruzar un río o una carretera, las válvulas de seccionamiento serán colocadas indudablemente antes y después del cruce con el río o carretera, sin importar que el espaciamiento sea menor a lo máximo establecido; pero cuidando que no se rebase este límite máximo, en otras palabras, en ambas riberas de los ríos y costados laterales de las carreteras, donde tenga que ser necesario el cruce de la tubería, deben considerarse las válvulas de seccionamiento, ésto con el fin de poder reparar algún daño que pudiera existir en la tubería, a lo ancho del río, o bien en lo ancho de la carretera, determinando en el diseño, siempre la seguridad a todo lo existente en un radio específico de este punto.

También es muy importante que en el diseño se considere la colocación de éstas válvulas en las áreas de estaciones de bombeo, regulación y medición, en la llegada de las líneas de conducción a las instalaciones cuando no haya trampas de diablos antes y después del cruce de fuentes de abastecimiento de agua para consumo humano; en zonas pobladas; y en los casos donde la tubería utilizada como oleoducto para el transporte de aceite crudo, tenga perfiles pronunciados ya sea ascendentes o descendentes.

Es de suma importancia que en este último punto donde se tenga centros de población, deba prevenirse el desalojo del contenido de la línea de conducción en caso de fugas. Por ejemplo mediante la instalación cuando sea posible, de válvulas de retención antes de la válvula de seccionamiento más próxima corriente arriba.

También puede utilizarse con la misma finalidad, la instalación de un mayor número de válvulas de seccionamiento accionadas por actuador para una rápida operación. Para cualquier caso la ubicación de las válvulas de seccionamiento, será tal que tome en cuenta la seguridad pública y además, la presión interna de la tubería y la capacidad de presión de los componentes de la línea de conducción, no debe ser rebasada por la carga hidrostática; se deberá considerar en el diseño de la línea de conducción la instalación de válvulas de retención; también se considerarán los arreglos necesarios que permitan las corridas de diablos del tipo que se planea hacer.

Características que deben cumplir las válvulas de seccionamiento en tuberías utilizadas como oleoductos para el transporte de aceite crudo.

- * Su ubicación debe ser en lugares accesibles y protegidas de daños que pudieran producir agentes externos, deben estar debidamente soportadas y anclar la tubería para evitar esfuerzos.

- * Deben ser fácilmente lubricables, con especificaciones aprobadas para los fluidos que manejan, de paso completo y continuado, y cuenten con accesorios que faciliten su mantenimiento, además deben contar con mecanismos para accionarlas rápido y fácilmente. De preferencia aquellas de 12 pg. y mayores, accionadas con un dispositivo que en el caso de alguna falla, permita su operación en forma manual.

- * La presión y la temperatura de la válvula de seccionamiento, debe ser igual o mayor a las condiciones de diseño de la tubería utilizada como oleoducto para el transporte de aceite crudo. Al instalarse con mecanismos de operación sobre el nivel del terreno, las válvulas de seccionamiento pueden confinarse de ser necesario, en registros, siempre y cuando se evite al máximo la transmisión de cargas a la tubería y la inundación del registro.

Es muy importante que las válvulas cuenten con una inscripción en relieve o placa, en la que se especifique: la marca, diámetro nominal, presión, clase y material del cuerpo, también debe contar con un dispositivo que indique claramente la posición de cerrada o abierta en que se encuentran las válvulas; haciendo una excepción con las válvulas de retención las cuales deben tener marcado con una flecha el sentido de flujo del crudo; no se deben integrar a la línea de conducción válvulas de hierro fundido.

Las condiciones de presión y temperatura de diseño, arriba de 1.06 Kg/cm² (15 lb/pg²) y entre -28.9 °c (-20 °F) y 121.1 °c (250 °F), para las partes de acero de la válvulas; son aplicables a los materiales de hule, plástico, etc., usados para sellar.

1) Materiales.

El diseño de la tubería utilizada como oleoducto para el transporte de aceite crudo, considera que todos los tubos, conexiones y accesorios involucrados en la instalación, deben ser de acero y además deben ser identificados por medio de un registro, donde se indiquen todas y cada una de las características, localización, proveedor, número de serie, etc., de los componentes de la línea de conducción.

Pruebas para evaluación de materiales:

Prueba 1. Inspección visual.

Esta prueba se lleva a cabo inspeccionando ocularmente uno a uno los tramos y demás accesorios antes y durante la construcción, esto con el fin de verificar que se encuentren limpios, libres de defectos tanto de fabricación como de manejo durante su embarque, instalación anterior, etc. La inspección de evaluación será de acuerdo a los siguientes criterios:

- Se incluirán en la revisión; Superficies interiores y exteriores, soldaduras, biseles, recubrimientos, rectitud, alineación, y todo lo involucrado en la conformación de la línea de conducción.
- Se denominarán defectos aquellas anomalías que disminuyan de una u otra forma la resistencia o hermeticidad de la pieza revisada, tal es el caso de aplastamiento, pandeo, picadura, abolladura, junta longitudinal deficiente, en la tubería utilizada como oleoducto para el transporte de aceite crudo.
- Todos los defectos deberán ser eliminados en su totalidad, para tener la plena seguridad de que las piezas se encuentren en condiciones mecánicas favorables para operación normal sin complicaciones.

Prueba 2. Determinación del espesor.

En cada pieza debe medirse el espesor de pared mediante un calibrador de precisión en diferentes puntos del cuerpo del tubo; antes de realizar estas mediciones se deberá limpiar la superficie del tubo a medir, ya sea en tubos usados o nuevos donde el espesor de pared sea considerado no uniforme; Cuando los tubos sean nuevos y de espesor uniforme, debe medirse también con un calibrador de precisión y en por lo menos un 10 % de los tramos, pero no menos de 10 piezas; los tramos restantes del lote deben medirse con un calibrador mecánico en posición fija.

Se debe considerar como espesor nominal del lote probado, al espesor nominal inmediato inferior al calculado como promedio aritmético de todas las mediciones. Este promedio aritmético no debe exceder en 14% del mínimo encontrado, en el caso de diámetros menores a 50.8 cm. (20 pg) o en 11% del mínimo encontrado en diámetros iguales o mayores a 50.8 cm. (20 pg). Es de consideración importante que el espesor nominal determinado, debe ser mayor o igual al espesor mínimo requerido según la expresión (4 . B .) de este mismo capítulo.

Prueba 3. Soldabilidad.

Un soldador calificado debe tomar un tubo, cortar éste en dos carretes, biselar, preparar la junta, soldar y obtener las probetas y hacer las pruebas. La evaluación de la soldadura debe realizarse, con las más severas exigencias, que se apliquen a una soldadura efectuada bajo condiciones y procedimientos que se presentan en el campo. Los tubos se consideran soldables siempre que cumplan los requisitos establecidos en el API STD 1104 ; " NORMA PARA SOLDADURAS EN LINEAS DE TUBERIA E INSTALACIONES RELACIONADAS. "

Es necesario que por lo menos una de estas tres pruebas, deba realizarse por cada 100 tubos si su diámetro es mayor de 10.16 cm. (4 pg), y si el diámetro es menor, se requiere una prueba por cada 400 tubos.

J) Accesorios.

Los accesorios tales como válvulas, conexiones, bridas y demás, usados de especificación conocida y aprobada, se podrán utilizar nuevamente en el rango para el cual fueron fabricados, siempre y cuando después de darles el mantenimiento correctivo adecuado, se verifique que aun satisfacen los requisitos de la especificación original como son, el espesor, mecanismos de operación, sellos, cuerpos mismos del accesorio, etc., si fuera necesario reacondicionarlos, se utilizarán accesorios de la misma especificación, y en todo caso se respetará el código aplicable a este tipo de accesorios.

Para el caso cuando los accesorios sean nuevos de especificación desconocida, después de someterse a limpieza, se cotejarán con conexiones similares utilizadas en un servicio semejante para el cual se piensen emplear. Su utilización se restringirá a un sistema con una presión máxima de operación calculada, tomada como resistencia mínima especificada a la cedencia 1690 Kg/cm^2 . ($24,000 \text{ lb/pg}^2$). Invariablemente se prohibirá la utilización de válvulas, bridas, conexiones, etc., cuando sean usadas y de especificación desconocida.

4.2 Construcción de tuberías destinadas a transporte de hidrocarburos líquidos.

4.2.1 Generalidades.

La responsabilidad del constructor de un sistema de tuberías utilizadas como oleoducto es muy grande, es por ello que la supervisión de construcción debe ser basada en la capacidad y experiencia del personal involucrado en la empresa, vigilando cada una de las fases de la obra, desde el inicio hasta el término de ésta.

Antes de iniciar la construcción de un oleoducto, se hará un reconocimiento cuidadoso de la ruta a seguir que no es otra cosa que el trazo y nivelación del derecho de vía. Este incluye la medición de distancias y elevaciones y la colocación de estacas que marquen la ruta que se va a seguir. Se dará atención especial a la topografía del trazo, la condición del suelo y los cruces de arroyos. También se tramitará antes de iniciar los trabajos de construcción, dando los pasos necesarios, la obtención del derecho de vía para la línea y las escrituras de los terrenos que se requieren para estaciones de bombeo y patio de crudo.

Una consideración muy importante es la accesibilidad al seleccionar la ruta por donde pasará el sistema de tuberías. La entrega de tubería y equipo de construcción, los abastecimientos para los campamentos de construcción y la facilidad para reparaciones posteriores y la inspección de la línea, requieren que la ruta permita el acceso a vehículos con ruedas, de preferencia transportes de ferrocarril o camiones. Por tal razón, las rutas para oleoductos con frecuencia se seleccionan paralelas al derecho de vía del ferrocarril o de una carretera.

La primera consideración en construcción efectiva de la línea será la distribución de la tubería a lo largo de la ruta seleccionada. La tubería entregada de las fábricas de acero en lotes de carro completo, se descargará en una estación de ferrocarril cercana o en apartaderos o vías de paso, y se cargará en camiones que se utilizan para "tender" la tubería a lo largo del derecho de vía, teniendo cuidado de descargar solamente el número adecuado de tramos por kilómetro, de manera que no haga falta tubería ni sobre cuando los tramos se acoplen uniéndolos.

Después de que el equipo de construcción se ha armado, y se han organizado en cuadrillas los trabajadores necesarios, empezarán el trabajo por un extremo de la línea o, en algunos casos, se iniciará a la mitad trabajando con diferentes cuadrillas hacia los dos extremos del oleoducto. El trabajo de tender la tubería consiste de varias operaciones, cada una ejecutada por diferentes cuadrillas de trabajadores y con equipo destinados para este trabajo. Las operaciones principales incluyen: excavar la zanja, alinear la tubería, enroscar (método obsoleto), o soldar la tubería (método utilizado actualmente), pruebas radiográficas, reparación de soldadura si fuera necesario, protección mecánica anticorrosiva, bajar la tubería y disponerla en zig-zag en la zanja, rellenar la zanja cubriendo así a la tubería que será utilizada como oleoducto, realizar prueba hidrostática, reacondicionamiento del derecho de vía y señalización.

Todos los tubos, conexiones y accesorios que sean instalados en la tubería que será utilizada como oleoducto, debe contar desde la fábrica con una inscripción indeleble que certifique, la especificación del material; cuando no se haga esto en fábrica, las piezas se marcarán con número de golpe de aristas redondeadas para minimizar la concentración de esfuerzos, sin que la profundidad de la huella dejada exceda el 8% del espesor de la pared comercial.

Es importante que la compañía responsable de la construcción del oleoducto deba llevar un registro de tubos, conexiones, válvulas, y demás accesorios, que se usen a lo largo de la construcción, señalando: especificación del material, número de pedido para su adquisición, proveedor o lote, y número de serie en orden a su fabricación. También se

debe registrar de forma clara su localización por pieza refrenda al desarrollo de la línea, entregando un juego de documentos a la compañía solicitante cuando se termine la construcción.

4.2.2 Requisitos de construcción.

* **Planos de proyecto.** Basados principalmente en reglamentos de trabajos petroleros y norma establecida para derechos de vía de las tuberías de transporte de fluidos. Las inconveniencias para el propietario del terreno deben de ser mínimas y debe darse consideración primordial a la seguridad del público.

* **Derecho de vía.** Indiscutiblemente los derechos de vía deben ser debidamente legalizados y en situación de dominio. 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.

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 teléfonos, telégrafo, luz y fuerza, estructuras subterráneas, tuberías de transporte y a cualquier otra propiedad en la cercanía de las detonaciones.

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 cerca de su condición original, hasta donde esto sea práctico.

En la construcción de cruces de líneas de tubería con ferrocarriles, carreteras, corrientes de agua, lagos, ríos, etc., deben de 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.

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 apropiadamente dentro del derecho de vía, manteniendo marcas adecuadas durante la construcción. Para realizar la construcción de la línea regular, las áreas de almacenamiento, estaciones de bombeo y compresión, así como los centros de distribución de materiales, de las áreas para maniobras y de los caminos de acceso, se debe tomar muy en cuenta la norma derechos de vía de las tuberías de transporte de fluidos.

El constructor del oleoducto 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. Por otro lado se deben conocer los procedimientos de construcción aprobados cuando sea necesario atravesar obras publicas, particulares, de comunicaciones, acueductos, drenajes, irrigación, vías o corrientes fluviales, etc., y las prohibiciones de procedimientos que puedan dañar dichas obras. Una consideración importante que debe tomar en cuenta el constructor del oleoducto, es la de evitar al máximo ocasionar daños a las propiedades, ya sean publicas o privadas colindantes con los derechos de vía para las tuberías.

* **Manejo, transportación, almacenamiento y tendido de los tubos.** Para evitar daños irreversibles a tubos, recubrimientos, válvulas, conexiones, y demás componentes es de suma importancia el manejo y almacenamiento de estos. cuando se elija que el tubo sea recubierto en patio o en fábrica, se toman precauciones adecuadas para evitar el daño

a los recubrimientos previamente hechos a la tubería, durante su acarreo, maniobras de levante y colocación en el derecho de vía. Se debe evitar al máximo que el tubo caiga y golpee sobre objetos que lo abollen, aplasten, corten, ranuren o dañen el recubrimiento.

Los tubos y los elementos prefabricados se deben inspeccionar antes de su instalación. El pandeo, la abolladura, el aplastamiento, arrancaduras, ranuras y todos los defectos de este tipo, deben ser evitados, reparados o eliminados en base a lo siguiente.

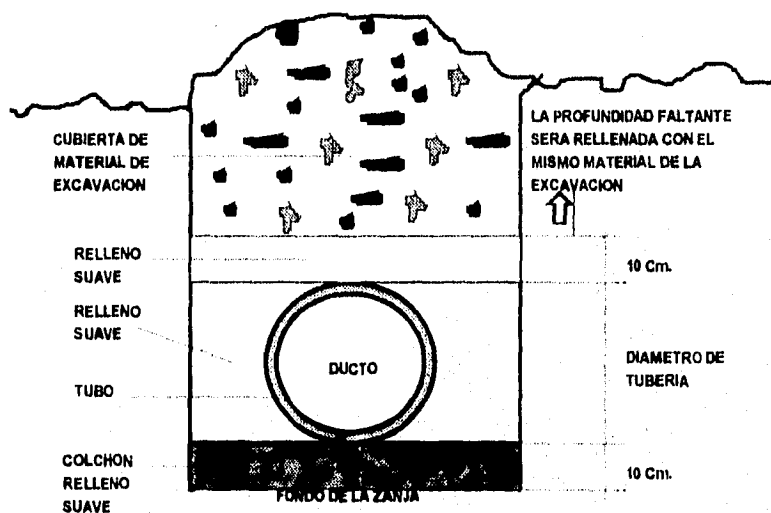
- a) Los elementos fabricados como trampas para limpieza, múltiples, tubos, etc., se deben inspeccionar antes de su ensamble y recubrimiento en la línea principal o en los múltiples y los defectos perjudiciales deben ser reparados. La distorsión, el pandeo, las abolladuras, acanaladuras y quemaduras de arco eléctrico, deben de ser eliminadas mediante la aplicación de los procedimientos establecidos en el API-5LX, "Especificaciones para tuberías de línea de alta resistencia", o bien, por esmerilado.
 - b) Cuando no sea posible ejecutar lo anterior se procederá a eliminar la porción dañada en forma de carrete. No es permitido la inserción de parches.
 - c) Lo relacionado a ranuras y laminaciones en los extremos del tubo no debe repararse. Por lo que el tramo de tubo completo deberá remplazarse.
 - d) Los tramos dañados o aplastados deben ser eliminados.
 - e) Una abolladura se define como una alteración mayor de la curvatura de la pared del tubo. Una abolladura que tenga un concentrador de esfuerzo, tales como: una arrancadura, acanaladura o una quemadura ocasionada por arco eléctrico, se debe remover cortando la porción dañada del tubo en forma de carrete.
 - f) En general todas las abolladuras que afecten la curvatura del tubo en la soldadura longitudinal o circunferencial, deben ser removidas tal como lo indica el inciso e. También, las abolladuras que excedan una profundidad de 6.35 mm. (0.250 pg.) en tubos de 101.6 mm. (4.5 pg.) de diámetro exterior y menores; o el 6% del diámetro nominal del tubo en diámetros mayores de 101.6 mm. (4.5 pg.) de diámetro exterior, para tuberías destinadas a operar a un esfuerzo tangencial de más del 20% de la resistencia mínima especificada a la cedencia del tubo, deben ser removidas como lo indica en el inciso e. La inserción de parches y refuerzos sobre puestos, no se permiten en tuberías destinadas a operar a un esfuerzo tangencial de más de 20% de la resistencia mínima especificada a la cedencia del tubo.
 - g) La parte del tubo que contenga arrugas debe ser eliminada, cortando este tramo en forma de carrete, a excepción de los cambios de dirección requeridos por la tubería, estos pueden realizarse doblando el tubo.
- **Zanjas.** La excavación de la zanja puede hacerse por dos métodos, el primero con el tradicional pico y pala, obviamente obsoleto, pero a la vez necesario en tramos donde es casi imposible el acceso a maquinaria de excavación, y el segundo método, denominado mecánico apoyado por una máquina zanjadora, es un método rápido a un costo menor por metro lineal. Las máquinas zanjadoras son por lo general de tipo de propulsión propia o de tractor, usan una máquina de gasolina como fuerza generadora, y la excavación de la zanja se ejecuta con una rueda grande giratoria equipada con rasqueta o cubetas alrededor de su circunferencia.

El tamaño de la zanja varía con el tamaño de la tubería, por ejemplo la zanja para una línea de 20.3 cm. es de 50.8 cm. de ancho, y de 0.6 a 0.9 m. de profundidad. En climas fríos o elevaciones altas, en donde pueden convertirse en factores importantes la escarcha y las bajas temperaturas de la superficie del suelo, por las pérdidas de calor o radiación, la zanja puede hacerse más honda, aproximadamente, 1.20 m.

Usando máquinas zanjadoras de tracción, se ha visto que se es posible excavar hasta 793 m. lineales de zanja de 55.9 cm. de ancho y .9 m de profundidad en un día de 10 h. La capacidad promedio sin embargo, para este tamaño de zanja es de 488 a 610 m. por día de 10 h. El avance es natural que varíe materialmente con el tipo del suelo. Se dice que los costos de operación varían dependiendo del tamaño de la máquina y del costo de la mano de obra así como del combustible.

La zanja realizada donde se alojará la tubería utilizada como oleoducto, debe tener la profundidad y amplitud indicadas en el proyecto de acuerdo a su diámetro, para asegurar la debida protección de la tubería y evitar daños a su recubrimiento durante el bajado.

ZANJA CON TUBERIA ENTERRADA Y TIPO DE RELLENO.



El fondo de la zanja no debe tener irregularidades ni objetos que generen concentración de esfuerzos, ya que debe permitir un apoyo uniforme sin forzamientos ni dobleces mecánicos de la tubería. En el caso de terreno rocoso se tenderá sobre el fondo de la zanja, una capa de por lo menos 10 cm. de espesor de material suelto, libre de rocas o componentes de aristas agudas o cortantes. La profundidad de la zanja debe ser apropiada para: la ruta localizada, el uso superficial del terreno, las características del terreno y las cargas impuestas por caminos y ferrocarriles. Todas las tuberías enterradas deben instalarse bajo el nivel normal de cultivo y con un colchón mínimo no inferior al indicado en la tabla 1.

TABLA 1: COLCHON MINIMO DE CUBIERTA PARA TUBERIAS ENTERRADAS
(Colchón centímetros)

LOCALIZACION	PARA EXCAVACION SUELO NORMAL	PARA EXCAVACION EN ROCA QUE REQUIERA USO DE EXPLOSIVOS O EXCAVACION POR MEDIOS MECANICOS.
Áreas industriales, comerciales y residenciales.	120	60
Cruces con ríos y corrientes de agua.	180	60
Cunetas para drenaje en caminos y ferrocarriles.	150	60
Cualquier otra área.	100	60

NOTAS:

El colchón mínimo para líneas de tuberías que transportan gas L.P., deben ser: 122 cm 48" para excavación común en áreas industriales, comerciales y residenciales, en cruces con ríos y corrientes de agua y en cunetas de drenaje de caminos y ferrocarriles y de 36" 91 cm. para excavación común en cualquier otra área.

- **Curvas de campo hechas en frío.** Los cambios de dirección requeridos en la tubería, pueden realizarse doblando el tubo de acuerdo a lo siguiente:
1. Las curvas deben realizarse en tubería de espesor de pared determinado en conformidad con el espesor mínimo necesario de la pared del tubo sometido exclusivamente a presión interna, expresión 4.A de este capítulo.
 2. En el proceso de doblado debe emplearse maquinaria específica para este fin.
 3. Si el tubo tiene costura longitudinal, ésta debe ubicarse en el eje neutro de la curva.
 4. En tuberías destinadas al transporte de hidrocarburos, los radios mínimos de los dobleces serán de acuerdo a la tabla siguiente.

RADIOS MINIMOS DE DOBLECES PARA TUBERIAS.

Díámetro nominal exterior del tubo (pg).	Deflexión máxima del eje longitudinal (grados)	Radio mínimo de doblez (en diámetro del tubo).
12 3/4 y menores	3.2	18 D
14	2.7	21 D
16	2.4	24 D
18	2.1	27 D
20 y mayores	1.9	30 D

5. La diferencia que por ovalamiento en la sección transversal resulta entre los diámetros exteriores mayor y menor en la curva, en tubos de más de 101.6 mm. (4 pg) de diámetro nominal, no debe ser mayor a 2.5% del diámetro nominal del tubo, y el doblez terminado debe dejar pasar el diablo de la dimensión especificada.
6. Todas las curvas deben tener un contorno suave y los tubos deben estar libres de daños mecánicos.
7. Todas las soldaduras circunferenciales de los tubos sujetos a esfuerzos durante el doblado, deben probarse posteriormente por métodos no destructivos.
8. Deben dejarse tramos rectos de cuando menos 1.80 m de longitud en ambos extremos.

4.2.3 Soldadura.

Generalidades.

Se define la soldadura como la unión permanente de dos piezas metálicas, producida por un calentamiento a temperatura conveniente con aplicación de presión o sin ella y con utilización de metal relleno o sin él.

En la definición anterior quedan comprendidos todos los tipos de soldaduras. En este se presentará especial importancia a la soldadura por arco eléctrico por ser la comúnmente usada en trabajos de tuberías.

Desde el punto de vista económico la soldadura vino a revolucionar en gran parte la industria general, porque simplificó los métodos usados para unir y ensamblar permanentemente las piezas o estructuras metálicas, dando como consecuencia las siguientes ventajas, que significan economía y rapidez del trabajo a desarrollar, respecto a los métodos convencionales como son : el remachado, atomillado, forjado, etc.

- A) Simplificación del diseño por no tener que proyectarse piezas complicadas y de difícil ejecución.
- B) Reducción de peso debido a la menor cantidad de refuerzos y uniones.
- C) Rapidez de ejecución que se traduce en economía de tiempo.
- D) Economía de material por la eliminación de piezas que en otro tipo de construcción deben hacerse mecánicamente o por forja.
- E) Mayor facilidad para efectuar reparaciones.

Considerando la soldadura desde el punto de vista metalúrgico, ésta presenta dos características esenciales :

1. La fusión en la que deben participar, tanto los bordes que se han de soldar, como el metal de aporte.
2. Localización de la fusión, que da origen a las diferencias térmicas marcadas de la masa metálica.

La fusión nos lleva a considerar otros tres puntos de vista :

A. Operación de fundición. Debido a que el metal es llevado al estado líquido y luego es solidificado en una cavidad de forma determinada, con la peculiaridad de que en la soldadura las paredes del molde son las piezas que se van a soldar y además son las que deben participar en la fusión.

B. Operación de tratamiento térmico. Debido a que las paredes que limitan la parte fundida, es decir la región junto a la zona de fusión, quedan sometidas a un calentamiento sin salir del estado sólido, seguido de un enfriamiento.

C. Operación metalúrgica. Es el resultado de las reacciones químicas que pueden tener lugar entre el metal fundido y el metal que lo rodea, ya sea una atmósfera gaseosa, un fundente o escoria.

No obstante que se consideren los puntos de vista anteriores, son algunas veces mal interpretados mediante expresiones que no están de acuerdo con las excelentes eficiencias obtenidas en las juntas soldadas. Estas altas eficiencias son obtenidas aun que la junta no esté uniforme a todo lo largo y existan áreas en el metal base afectadas por el calor de la soldadura, la zona de fusión y el metal depositado. Una junta de acero estructural (bajo o medio carbono), cuando es soldada por medio de electrodos adecuados y procedimientos correctos, tendrá sus propiedades físicas superiores a las del metal base en el cuál se efectuó.

Definiciones.

Soldadura circunferencial. Es una soldadura a tope circunferencial completa para unir tubos o componentes.

Tubo soldado por resistencia eléctrica Tubo producido en tramos individuales o en forma continua con tiras de lamina enrollada, que tiene una junta a tope longitudinal o espiral, en donde la coalescencia es producida por el calor obtenido de la resistencia del tubo al flujo de la corriente eléctrica, en un circuito en el cual el tubo es parte, y por la aplicación de presión.

Tubo soldado en horno con traslape. Tubo que tiene una junta de traslape longitudinal hecha por el proceso de soldadura de forja, en donde la coalescencia se produce, calentando el tubo preformado a la temperatura de soldadura, y pasándolo sobre un mandril ubicado entre dos rodillos soldadores que comprimen y sueldan los bordes que se traslapan.

Tubo soldado por fusión eléctrica. Tubo que tiene una junta a tope longitudinal o espiral en donde la coalescencia se produce en el tubo preformado, por soldadura manual o automática de arco eléctrico. La soldadura puede ser sencilla o doble con o sin el uso de metal de aporte. El tubo soldado en espiral también se hace por el proceso de soldadura por fusión eléctrica, sea con junta de traslape o plegada.

Tubo soldado por presión o calentamiento eléctrico (flash). Tubo que tiene una junta a tope longitudinal, en donde la coalescencia se produce simultáneamente en toda el área de las dos superficies que comprende la junta, por el calentamiento obtenido de la resistencia al flujo de la corriente eléctrica entre ambas superficies, y por la aplicación de presión después de que el calentamiento substancialmente se ha completado por el arco. Con la presión y el calentamiento eléctrico, se acompaña expulsión del metal de la junta.

Tubo con doble soldadura de arco sumergido. Tubo que tiene una junta a tope longitudinal o espiral, producida por cuando menos dos pasadas, una de las cuales es en el interior del tubo. La coalescencia es producida por el calentamiento con un arco o arcos eléctricos entre el electrodo desnudo del metal y la pieza que se trabaja. La soldadura está protegida por una capa de material granular fusible sobre el trabajo. No se usa presión y el metal de aporte para las soldaduras interior y exterior se obtiene del electrodo o electrodos.

Tubos sin costura. Tubo producido por la penetración de un lingote seguido de un rolado o estirado, o ambos.

Tubo soldado por inducción eléctrica. Tubo producido en tramos individuales o en tramos continuos de tira de lámina enrollada que tenga una junta a tope longitudinal o espiral, en donde la coalescencia es producida por el calor obtenido de la resistencia del tubo a la corriente eléctrica inducida, y por la aplicación de presión.

Soldadura de arco. Un grupo de procesos de soldadura en donde la coalescencia se produce por calentamiento de un arco o arcos eléctricos, con o sin la aplicación de presión y con o sin el uso de metal de relleno.

Soldadura automática. Soldadura aplicada con equipo que realiza toda la operación de soldado, sin una observación y ajuste constante de los controles por parte de un operador. El equipo puede o no realizar la carga o descarga del trabajo.

Soldadura de filete. Una soldadura de aproximadamente una sección transversal triangular, que une dos superficies aproximadamente en ángulo recto entre sí, en una junta de traslape, en una junta de tee, o en una junta de esquina.

Soldadura de filete completa. Una soldadura de filete cuyo tamaño es igual al espesor del miembro unido más delgado.

Soldadura con gas. Un grupo de procesos de soldadura en donde se produce una coalescencia calentando con una flama o flamas de gas, con o sin la aplicación de presión, y con o sin el uso del metal de relleno.

Soldadura de arco semiautomático. Soldadura de arco con equipo que controla únicamente la alimentación de metal de relleno. El avance de la soldadura se controla manualmente.

Soldadura de arco metálico protegido. Un proceso de soldadura de arco en donde la coalescencia se produce calentando con un arco eléctrico, entre un electrodo de metal cubierto y la pieza que se trabaja. La protección se obtiene de la descomposición de la cubierta del electrodo. No se usa presión y el metal de relleno se obtiene del electrodo.

Soldadura de arco sumergido. Un proceso de soldadura de arco en donde la coalescencia se produce calentando con un arco o arcos eléctricos, entre un electrodo o electrodos de metal desnudo y la pieza que se trabaja. La soldadura es protegida por una cubierta de material granular fundente sobre el trabajo. No se usa presión, y el metal de relleno se obtiene del electrodo y algunas veces de alguna varilla de soldar suplementaria.

4.2.3.1 Los procedimientos de soldadura.

Los procedimientos de soldadura, así como los soldadores que ejecuten estas labores en el campo, deben ser calificados de acuerdo con lo que especifica el código ASME o por el standard API-1104. Los soldadores deben realizar las pruebas apegadas a los procedimientos establecidos. Estas pruebas se llevarán a cabo al iniciar cada nueva obra y repitiéndose cada vez que cambien las condiciones que sirvieron de base para su calificación.

Principales procedimientos.

Los principales procedimientos de soldadura empleados para la instalación de tuberías son:

1. Soldadura de arco eléctrico.

a. soldadura de arco protegido con electrodo recubierto. Es el método comúnmente empleado en soldadura de campo y en la cual se usan generadores de corriente continua, eléctricos o de gasolina, o alternadores, y el metal de aporte es el electrodo recubierto. El recubrimiento del electrodo al entrar en combustión produce gases que rodean y protegen la zona de fusión para evitar la oxidación que produce el oxígeno del aire, además el recubrimiento actúa como fundente y en algunos electrodos contiene polvo de hierro que contribuye a aumentar el volumen de aporte.

b. Soldadura de arco sumergido, automática y semiautomática. La soldadura automática se emplea comúnmente en taller para soldar las uniones longitudinales y circunferenciales de tanque a presión y en la fabricación de tubos.

El cabezal del equipo de soldar se desplaza para depositar el material de aporte en las uniones longitudinales, y en las uniones circunferenciales permanece fijo, girando la sección cilíndrica del recipiente mientras se va efectuando el aporte de soldadura. En este procedimiento el material de aporte consiste de un alambre de acero sin recubrimiento y la fuente del material fundido es protegida del oxígeno del aire por un granulado llamado flux, que además actúa como fundente. En el proceso semiautomático el cabezal de la máquina de soldar es transportado por un operador para efectuar el aporte de la soldadura.

c. Soldadura de arco protegido con gas inerte. El proceso de arco sumergido con gas inerte, el cual tiene dos sistemas que son electrodo consumible y el electrodo no consumible, se emplea principalmente para tuberías de aleaciones de acero, la diferencia entre estos es que en el sistema no consumible el arco es producido a través de un electrodo de tungsteno aleado con torio, el cual se considera que no se consume y el material de aporte es una varilla de material similar y afín al que se suelda.

El sistema de electrodo consumible donde se produce el arco a través del material de aporte conforme éste se va aplicando y consumiendo, tiene un alimentador que va suministrando el material de aporte, que consiste de alambre enrollado en carretes de tal manera que la alimentación sea constante y el proceso no tenga interrupciones obligadas para proveerlo en tramos periódicamente, para continuar con el mismo.

En ambos sistemas la atmósfera protectora es proporcionada, según sea el caso, por bióxido de carbono, argón, helio o mezcla de éstos dos últimos, para evitar la contaminación de la fuente líquida con el oxígeno del aire,

4.2.3.2 Calificación del procedimiento de soldadura.

Finalidad. Las pruebas físicas y análisis químicos tienen como finalidad determinar en un material su grado de dificultad para soldarse, determinando la compatibilidad de propiedades físicas y químicas, entre el material base y el material de aporte. Desde el punto de vista metalúrgico, las pruebas físicas, deberá ser aquel que tienda a encontrar las diferencias o equivalencias en propiedades físicas (tales como ductibilidad, sanidad y resistencia) entre el material base y el metal de aporte, estimando en algunos casos, que si a pesar de no cubrir todos los requisitos de la norma aplicable, puede ser utilizado el tipo de unión probada.

La calificación del procedimiento de soldadura es indispensable para verificar que las uniones soldadas llenarán los requerimientos de cálculo con que fueron diseñadas. Antes de iniciar la soldadura debe establecerse y calificarse una especificación detallada del procedimiento, para demostrarse que se pueden efectuar soldaduras sanas y de propiedades mecánicas adecuadas por ese procedimiento. La calidad de las soldaduras deberá ser determinada por pruebas destructivas, que incluyen pruebas de tensión, de sanidad, de doblez (de raíz, de cara y de canto), de impacto y de dureza. Previamente a la calificación del procedimiento, es conveniente calificar la calidad de los materiales que van a emplearse para realizar las uniones soldadas (punto 4.2.3.5). Esta calificación incluye análisis químicos y pruebas físicas, tanto del material base como del de aporte.

El procedimiento de soldadura calificado debe especificar las prácticas de precalentamiento y de relevado de esfuerzo, que deban seguirse cuando las condiciones de los materiales o meteorológicas hagan necesarias ambas prácticas o cualquiera de ellas. Debe seguirse el procedimiento calificado durante la producción de soldadura.

Los detalles de cada procedimiento calificado, deberán ser anotados en registros que muestren los resultados completos de las pruebas del procedimiento. El constructor debe ser responsable de las calificaciones de procedimientos y soldadores.

El procedimiento de soldadura especificado en el proyecto y que se califica en el campo, debe incluir y aplicar los diferentes aspectos que a continuación se presentan.

1. Proceso: El proceso específico de soldadura de arco o el proceso de soldadura con gas, manual, semiautomático, automático o combinado.
2. Materiales, tubos y conexiones de tuberías, API-5LX y otros materiales de especificaciones ASTM, acero al carbono agrupados según el límite mínimo especificado a la cedencia de 42000 lb/pg² y menor, más de 42,000 lb/pg² y menos de 6,000 lb/pg², más de 60,000 lb/pg²; además de comprobar la compatibilidad de las propiedades metalúrgicas de los metales base y relleno, tratamientos térmicos y propiedades mecánicas.
3. Agrupamiento por diámetro y espesor de pared, según tabla siguiente.

DIÁMETRO EXTERIOR (pulg)	ESPESOR DE PARED (pulg)
Menores de 2 3/8	menores de 3/16
2 3/8 a 12 3/4 inclusive	3/16 a 3/4 inclusive
Mayores de 12 3/4	Mayores de 3/4

4. Diseño de ranuras. La forma de la ranura y el ángulo del bisel, tamaño de la cara de la raíz y abertura entre raíces o espacio entre miembros a tope. Forma y tamaño del cordón de soldadura. Tipo de respaldo si es que se utiliza.
5. Metal de aporte y número de cordones. Tamaño y número de clasificación del metal de aporte, número mínimo y secuencia de cordones.
6. Características eléctricas. Corriente y polaridad, tensión y corriente para cada electrodo, sea varilla o alambre.
7. Características de la flama. Neutral, carburizante, oxidante, tamaño del orificio en antorcha tipo, para cada tamaño de varilla o alambre.
8. Posición de rolado o soldadura de posición fija.
9. Dirección de la soldadura. Vertical hacia arriba o hacia abajo.
10. Tiempo entre pasos. Tiempo máximo entre terminación del cordón de fondeo y principio del segundo cordón; tiempo máximo entre la terminación del segundo cordón y el principio de otros cordones.
11. Tipo de alineador. Interno, externo, no se requiere.
12. Remoción del alineador. Después de completar 100% de fondeo.
13. Limpieza. Herramientas motrices y herramientas de mano.
14. Precalentamiento y poscalentamiento. Relevado de esfuerzos, métodos, temperatura, métodos de control de temperatura, fluctuación de temperatura ambiente.
15. Gas protector y gasto. Composición del gas y gasto.
16. Fundente y protector. Tipo y tamaño.
17. Velocidad de recorrido. Pulgadas por minuto.
18. Dibujos y tablas. Dibujos por láminas separadas, mostrando la ranura y secuencia de los cordones de soldadura, junto con los datos tabulados según el diámetro y espesor de pared del tubo, el diseño de la junta, el metal de aporte, número de cordones y las características de la corriente eléctrica o de la flama fig. 4.2.3.2-A.

4.2.3.3.1 Calificación de soldadores:

La finalidad que se persigue al efectuar la calificación de soldadores, es la de determinar la habilidad de cada soldador para aplicar un cordón de soldadura o efectuar la soldadura de una unión, apeándose a todos los pasos detallados de un procedimiento de soldadura previamente aprobado.

La calificación de soldadores se efectuará mediante las pruebas físicas de probetas obtenidas de carretes, o muestras de soldaduras realizadas en condiciones similares a las que se encontrarán durante la ejecución de los trabajos para los cuales se vayan a calificar.

Aunque la norma API-1104 establece que, a juicio de la compañía contratante la calificación de soldadores puede efectuarse mediante inspección radiográfica, es obvio que se refiere a los casos en que todos los soldadores se apeguen a todas las especificaciones del procedimiento de soldadura previamente aprobado.

Como la realidad es que en nuestro país, cada soldador está acostumbrado a trabajar bajo un procedimiento diferente, ya que cada uno trabaja de acuerdo con su experiencia utilizando los voltajes, corrientes y secuencias que a su juicio son más convenientes, existe la necesidad de calificar el procedimiento de soldadura empleado por cada uno, calificación que debe efectuarse mediante las pruebas físicas mencionadas en el inciso anterior, con la ventaja de que esta calificación incluye todas las pruebas físicas requeridas por la norma API-1104 para calificación de soldadores, por lo que al resultar aprobado el procedimiento, automáticamente queda calificado el soldador.

Para efectuar la calificación de soldadores que se adapten por completo a un procedimiento previamente calificado, es necesario efectuar una o varias de las pruebas físicas que a continuación se mencionan, de acuerdo con el diámetro y espesor de pared de la tubería empleada:

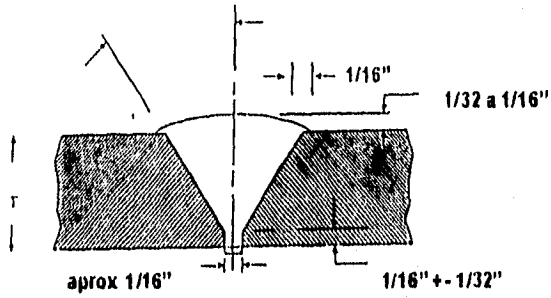
Para uniones soldadas a tope se deben efectuar pruebas de tensión (de sección completa o de sección reducida), de sanidad, de doblez de raíz, de doblez de cara o de doblez lateral indicadas en el punto 4.2.3.4 y en la cantidad correspondiente a cada diámetro indicadas en la tabla 4.2.3.4-A.

4.2.3.3 Recalificación del procedimiento de soldadura.

Cuando cambia un procedimiento de soldadura deberá ser restablecido como una nueva técnica de soldadura, y ser completamente recalificado cuando cambia cualquiera de las variables siguientes que pertenecen al procedimiento primeramente descrito.

- a) Cambio en el proceso de soldadura. De gas a arco protegido, de manual a semiautomático o automático, o combinación de estos métodos.
- b) Cambio en el material de los tubos.
- c) Cambio en el diseño de la junta. De la ranura en " V " a una ranura " U ", etc. El cambio en el ángulo del bisel o borda de la ranura no son variables esenciales del procedimiento especificado.
- d) Cambio en la posición. Para soldadura a tope solamente, un cambio de vertical a horizontal o viceversa.
- e) Cambio en el espesor de pared del tubo. Un cambio de grupo de espesor de pared a otro grupo.
- f) Cambio en el metal de aporte. De un grupo clasificado a otro, según la siguiente tabla.

Figura 4.2.3.2-A registro para el procedimiento de calificación de soldadura



bisel estándar en v para juntas a tope



secuencia de cordones

espesor de pared del tubo

Tamaño del electrodo y número de cordones

Número de cordones con electrodo de $5/32''$ ó alambre $3/16''$ $7/32''$

Número total de cordones

NOTA: Primer caso solamente.
Uso de pasos faltantes.
El cordón de la cubierta puede hacerse con.

Límite de los valores de la corriente y la tensión

Diámetro del electrodo

corriente amperaje

tensión

volts.

TABLA DE CLASIFICACIÓN DE GRUPOS DE MATERIALES DE APORTE

GRUPO	ESPECIFICACIÓN AWS	ELECTRODO	FUNDENTE
1	A5.1	E6010, E6011	-
	A5.5	E7010, E7011	-
2	A5.5	E8010, E8011	-
3	A5.1	E7015, E7016, E7018	-
	A5.5	E8015, E8016, E8118	F-60
4	A5.17	EL8	F-81
		EL8K	F-82
		EL12	F-70
		EM5K	F-71
		EM12K	F-72
		EM13K	-
5	A5.18	ER70S-2	-
6	A5.18	ER70S-6	-
7	A5.28	ER80S-D2	-
8	A5.2	RG60	-
	A5.2	RG65	-

NOTA: Un gas protector con el electrodo se usará en los grupos 5,6 y 7.

- g) Disminución del número de soldaduras en el cordón de fondeo.
- h) Cambio en el espacio de tiempo entre el cordón de fondeo y el segundo cordón según máximo tiempo establecido.
- i) Cambio en dirección. Vertical-abajo a vertical-arriba o viceversa.
- j) Cambio de gas protector. De un gas a otro, de una mezcla diferente de los mismos gases. Pruebas para soldaduras a tope.

4.2.3.4. Exámenes para soldaduras a tope.

El número y el tipo de pruebas varía en función a muchos factores. Las normas aplicables, en cada caso, especifican las que deben efectuarse, de acuerdo con las características del material. La norma API-1104 indica que para la calificación del procedimiento deben efectuarse las siguientes pruebas, de acuerdo con el diámetro y el espesor de la pared del tubo, en uniones a tope de acuerdo a la tabla 4.2.3.4-A..

Prueba de rotura por tensión RT.

La probeta mostrado en la fig. 4.2.3.4-A debe ser de 228.6 mm (9") de largo y 25.4 mm (1") de ancho. Puede ser cortada a máquina o con gas oxiacetileno.

La probeta de prueba de rotura por tensión, debe ser rota bajo una carga de tensión. El esfuerzo de rotura debe ser calculado dividiendo la carga máxima a la rotura entre el área menor de la sección transversal de la probeta medido antes de aplicar la carga.

El esfuerzo de ruptura de la soldadura, que incluye la zona de fusión de cada probeta, debe ser igual o mayor que el esfuerzo de ruptura mínimo especificado para el material del tubo. Si la probeta se rompe fuera de la soldadura o de la zona de fusión, y el esfuerzo observado no es menor que el 95% del esfuerzo de ruptura mínimo especificado para el material del tubo, la

prueba será aceptada para estar dentro de los requisitos. Si cualquiera de las probetas se rompe fuera de las soldaduras o de la zona de fusión, y el esfuerzo observado es menor que 95% del esfuerzo de ruptura mínimo especificado del material, la prueba debe ser rechazada y un número igual de probetas debe cortarse de la soldadura y sujetarse al esfuerzo de tensión. Si cualquiera de las probetas adicionales se rompe fuera de la soldadura o de la zona de fusión, y el esfuerzo observado está también abajo del límite indicado antes, en tal caso la soldadura debe ser eliminada y una nueva prueba del procedimiento debe efectuarse.

TABLA 4.2.3.4-A

diámetro nominal del tubo	tipo de prueba	total de muestras y pruebas	número y tipo de prueba			
			Tensión de	Sanidad	Doble de raiz	Doble de cara
HASTA DE 1-5/16"	calificación de soldador	1 muestra 1 prueba	sección completa	-	-	-
	clasificación procedimiento	1 muestra 1 prueba	sección completa	-	-	-
ABAJO DE 2-3/8"	calificación de soldador	2 muestras 4 pruebas	-	2	2	-
	calificación procedimiento	2 muestras 4 pruebas	-	2	2	-
DE 2-3/8" A 4-1/2" INCLUSIVE	calificación de soldador	1 muestra 4 pruebas	-	2	2	-
	calificación procedimiento	1 muestra 4 pruebas	-	2	2	-
ARRIBA DE 4-1/2" A 12-3/4"	calificación de soldador	1 muestra 6 pruebas	2	2	2	-
	calificación procedimiento	1 muestra 8 pruebas	2	2	2	2
ARRIBA DE 12-3/4"	calificación de soldador	1 muestra 12 pruebas	4	4	2	2
	calificación procedimiento	1 muestra 16 pruebas	4	4	4	4

Prueba de ranura y rotura RR.

La probeta mostrada en la figura 4.2.3.4-B debe ser aproximadamente de 228.6 mm (9") de longitud y 225.4 mm (9") de ancho y puede ser cortada con maquina o con gas oxiacetileno. La soldadura debe ser ranurada con segueta longitudinalmente por el eje vertical de su sección transversal o sea radialmente al tubo, y por las secciones extremas de la soldadura, cada ranura debe ser aproximadamente de 3.18 mm (1/8") de profundidad.

La probeta de ranura y rotura preparada de esta manera para soldadura hecha con algún proceso automático o semiautomático, puede fallar el tubo en vez de la soldadura. Cuando por experiencias anteriores de pruebas se esperan fallas en el tubo, el refuerzo exterior de la soldadura puede también ser ranurado longitudinalmente a una profundidad que no exceda de 1.59 mm (1/16") de profundidad medido desde la superficie original de la soldadura.

Es opcional que la probeta de ranura y rotura, para calificar un proceso automático o semi automático de soldadura, pueda ser macrograbado previamente al ranurado.

La probeta debe ser fracturada en cualquiera de las formas siguientes : con una maquina para aplicar tensión; golpeando al centro de la probeta apoyando en sus extremos; sujetando en un extremo y golpeando en el otro extremo. El área expuesta de la fractura debe ser de cuando menos 19.05 mm (¾ ") de ancho.

Las superficies expuestas de cada probeta deben mostrar una penetración y fusión completas, no deben existir más de seis cavidades de gas por pulgada cuadrada de área en la superficie fracturada, y la dimensión mayor de las cavidades no debe exceder de 1.59 mm (1/16 ") . Las inclusiones de escoria no deben tener más de 0.79 mm (1/32") de espesor y una longitud no mayor de 3.18 mm (1/8") o la mitad de espesor de pared nominal, cualquiera que sea menor, debiendo tener cuando menos 12.7 mm (1/2") de metal sano de la soldadura entre inclusiones adyacentes.

Prueba de doblado de raíz DR y doblado de cara DC.

Las probetas mostradas en la fig. 4.2.3.4-C deben tener cuando menos 228.6 mm (9") de largo por 25.4 mm (1") de ancho y los lados deben ser redondos a todo lo largo. Podrán ser cortados a maquina o con gas oxiacetileno.

El cordón de soldadura en la raíz y en el refuerzo deben ser removidos emparejándolos hasta la superficie de la probeta. Estas superficies deben ser pulidas, cualquier ralladura que exista debe ser leve y transversal a la soldadura.

La probeta debe ser doblada en una guía dobladora para prueba, como la fig. 4.2.3.4-E. Cada probeta debe colocarse en la matriz con la soldadura a medio espacio. La probeta de doblado de cara debe ser colocada con la cara de la soldadura directamente hacia la abertura, la probeta de doblado de raíz debe colocarse con la raíz de la soldadura directamente hacia la abertura. El embolo debe ser forzado dentro de la abertura hasta que la curvatura de la probeta tome la forma de u.

La prueba de doblado se considerará aceptada si no hay grietas u otros defectos que excedan de 3.18 mm (1/8 ") o de la mitad del espesor nominal de pared, el que sea menor, en cualquier dirección que se presenten en la soldadura o entre la soldadura y la zona de fusión después de haberse doblado. Las grietas que se originen a lo largo de los bordes de la probeta durante la prueba, que sean menores de 6.35 mm (1/4") medido en cualquier dirección no deben ser considerados, a menos que se observen como defectos evidentes. Cada probeta sujeta a la prueba de doblado debe satisfacer estos requisitos.

Prueba de doblado lateral DL.

La probeta mostrada en la fig. 4.2.3.4-D debe ser cuando menos de 228.6 mm (9") de largo por 12.7 mm (½ ") de ancho, los bordes deben ser redondeados. Pueden cortarse a maquina o con gas oxiacetileno a 19.05 mm (3/4") de ancho y después maquinado hasta dejar 12.7

mm (1/2") de ancho. Los lados deben ser pulidos y paralelos. El refuerzo de la soldadura en la cara y en la raíz debe ser removido hasta emparejarlo con la superficie de la probeta.

La probeta debe doblarse en una guía dobladora de prueba mostrada en la fig. 4.2.3.4-E . Cada probeta debe colocarse en la matriz, con la soldadura a la mitad de la abertura y con la cara de la soldadura a 90 grados de la dirección del doblez. El émbolo debe forzarse dentro de la abertura hasta que la curvatura de la probeta adquiera forma de u.

Cada probeta debe cumplir los requisitos de la prueba de doblado de cara y de raíz, descritos en la prueba anterior.

Preparación de la probeta: Las muestras deberán ser cortadas conteniendo al centro la junta soldada, de acuerdo con la localización transversal mostrada en la figura 4.2.3.4-F en las cantidades mostradas en la tabla 4.2.3.4-A

4.2.3.5 Requisitos de calidad en soldaduras.

Prácticas de seguridad en el corte y la soldadura: Antes de cortar y soldar en áreas en las que una posible fuga o presencia de vapores o de líquidos inflamables, constituyan un peligro de incendio o explosión, debe llevarse a cabo una revisión cuidadosa para determinar la presencia de alguna mezcla gaseosa combustible o de un líquido inflamable. Las operaciones de corte y soldadura solamente deben iniciarse cuando se indique que las condiciones son de seguridad.

Procesos de soldadura y metal de aporte. La unión soldada se realizará mediante la soldadura de arco metálico protegido, soldadura de arco sumergido, soldadura de arco de tungsteno con gas, soldadura de arco metálico protegido con gas, utilizando una técnica de soldadura manual, semiautomática o automática, o una combinación de esas técnicas. El metal de relleno debe cumplir los requisitos de la norma API 1104.

Calificación de Materiales. El objeto de calificar los materiales es fundamentalmente importante ya que la calidad comprobada de los mismos, es básica tanto para efectuar las calificaciones de los soldadores y de procedimiento de soldadura, como para asegurar el buen funcionamiento de las instalaciones y equipos construidos, así como también para asegurarse de que los materiales que se van a emplear son de la especificación indicada en los planos de fabricación, por lo cual trabajarán óptimamente bajo las condiciones previstas.

Al hablar de calificación de materiales nos referimos tanto a los materiales bases como a todos aquellos que intervengan para el aporte de soldaduras, en los cuales es necesario controlar tanto su composición química como sus propiedades físicas.

Refiriéndonos al caso concreto de construcción de líneas de tuberías en las que se empleen materiales considerados dentro de las especificaciones de la norma API-5LX, se deberán efectuar las siguientes pruebas para controlar la calidad de los materiales utilizados:

En tuberías sin costuras.

Una prueba de tensión en sentido transversal o longitudinal, en un tramo de tubo de cada lote de 400 tramos o menos para tubería de hasta 4 1/2" de diámetro exterior.

Una prueba de tensión por cada lote de 200 tramos o menos, para diámetros de 6 5/8" a 12 3/4" inclusive.

Una prueba de tensión por cada lote de 100 tramos o menos para diámetros de 14" o mayores.

Si el tubo es soldado ya sea por arco sumergido u otros procedimientos eléctricos:

Una prueba de tensión por cada lote de 200 tramos de tubo ó menos para diámetros de 8 5/8" a 12 3/4".

Una prueba de tensión en cada lote de 100 tramos o menos para tubos de 14" de diámetro o mayores.

Para tubería soldada a tope.

De 2 3/8 y menores, se efectuará una prueba de sección completa de una longitud apropiada de la maquina de prueba por cada lote de 400 tramos o menos de cada tamaño, para doblarse en un mandril a 90 grados con diámetro no mayor de 12 veces el diámetro exterior del tubo.

Si las muestras de pruebas de tensión de un lote de tubos fallan conforme a los requerimientos especificados, el fabricante puede hacer dos pruebas más sobre el mismos lote.

Si ambas pruebas llenan todos los requisitos todo el lote será aceptado, exceptuando el tubo original muestreado para la primera prueba.

Si las pruebas fallan de nuevo, el fabricante puede probar tubo por tubo; si hay fallas en el maquinado de las probetas, deben descartarse y repetirse las pruebas.

Para tuberías soldadas por procesos semiautomáticos debe hacerse una prueba de tensión por cada lote de 50 tramos o menos en cada diámetro; las muestras no deben tener reparación mediante procesos manuales, debe hacerse una prueba de doblez de cara y otra de raíz en lugar de la de tensión antes mencionada, a opción del fabricante.

4.2.4 Instalación del tubo en la zanja.

Es sumamente importante reducir al mínimo los esfuerzos inducidos por la construcción sobre la línea de tubería. El tubo debe ajustarse a la zanja sin el uso de fuerza externa para mantenerlo en posición, hasta terminar el relleno. Al bajar el tubo a la zanja, debe tenerse cuidado para no imponer esfuerzos indebidos sobre el tubo. Pueden usarse cargadores de tubería compuestos principalmente de una pequeña plataforma (donde descansará el tubo) soportada por ruedas de hule reforzado, cuando las condiciones de instalación las hagan aconsejables, previa autorización o por diseño.

4.2.5 Relleno de zanja y restauración del derecho de vía.

El relleno debe efectuarse en la forma adecuada para dar un soporte firme al tubo. Cuando en el material de relleno haya piedras grandes, debe tenerse precaución para evitar daños al tubo y en especial al recubrimiento, mediante medios tales como "rock shield" (escudo contra roca), o efectuando el relleno inicial con un material libre de piedras, en volumen suficiente para evitar los daños causados por éstas. Cuando la zanja se inunde, deben proveerse contra pesos o anclajes para que el tubo no flote y se separe del fondo de la zanja.

Las operaciones de restauración del derecho de vía deben seguir las prácticas de construcción correctas y se tomará en cuenta la seguridad pública y privada

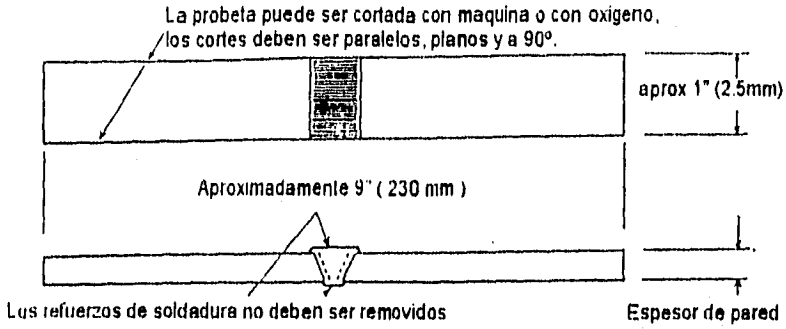


figura 4.2.3.4-A Probeta de rotura por tensión

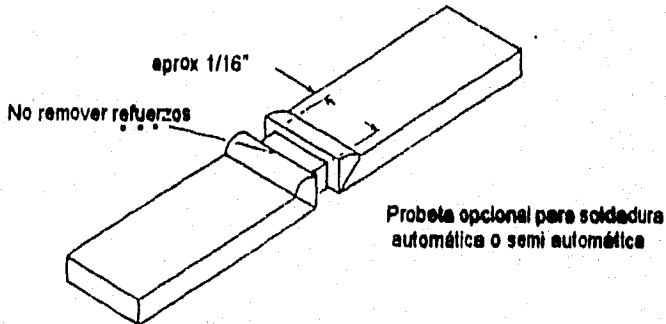
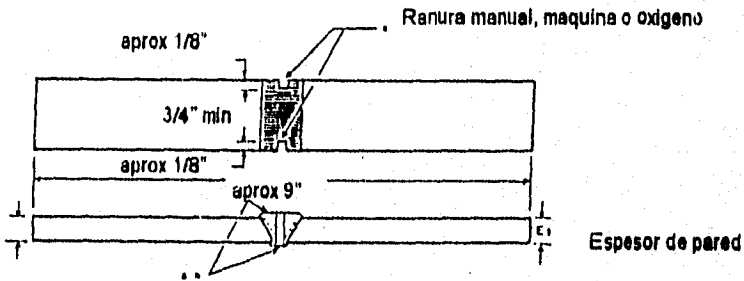


figura 4.2.3.4-B probeta de ranura y rotura

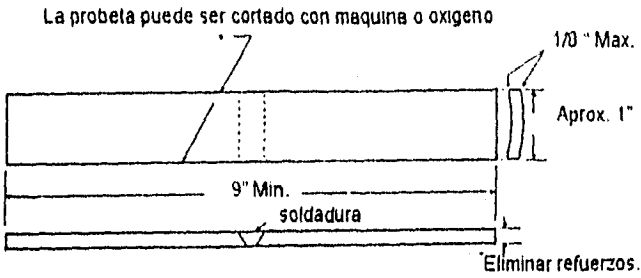


Figura 4.2.3.4-C Probeta de doblado de raíz y de cara

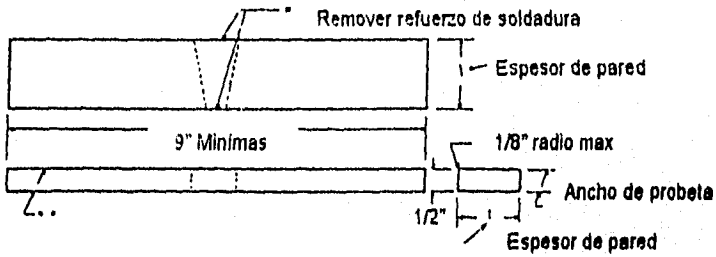


Figura 4.2.3.4-D Probeta de doblado lateral

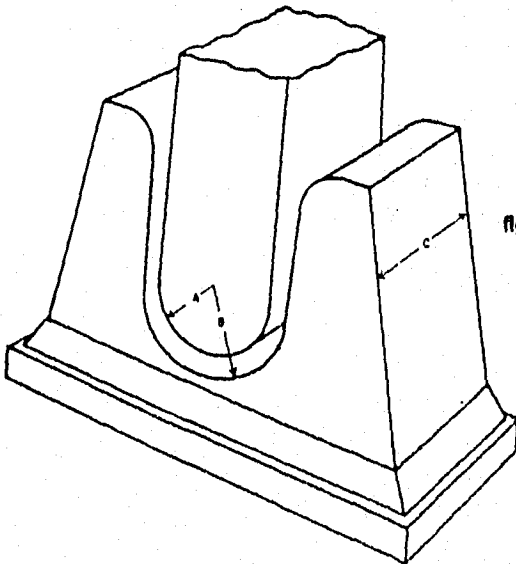


figura 4.2.3.4-E guía dobladora

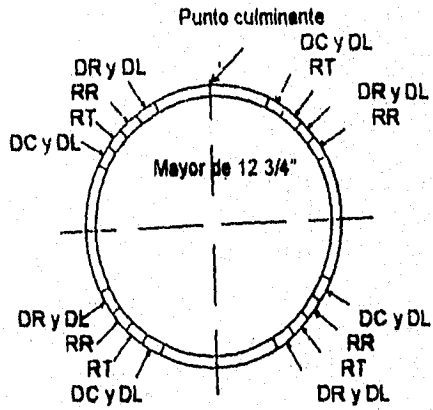
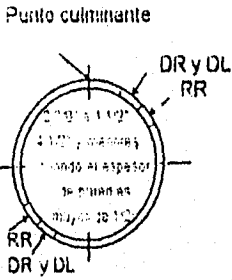
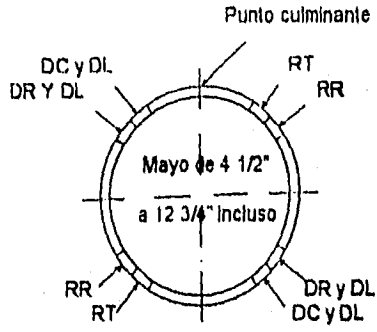
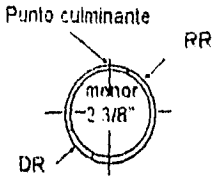


Figura 4.2.3.4-F Localización de las probetas para calificación de procedimiento de soldadura

4.3 Operación de tuberías, destinadas al transporte de hidrocarburos líquidos.

4.3.1 Generalidades.

La determinación de las condiciones de operación más eficientes requiere un estudio minucioso de todos los factores que intervienen, de manera que se mantenga un funcionamiento razonablemente uniforme en cada estación. Como la variación del tipo de aceite bombeado puede alterar seriamente las relaciones de viscosidad-temperatura, y por lo tanto, las presiones de bombeo y el volumen descargado, se hacen esfuerzos para que el aceite que lleva una determinada línea se conserve lo más uniforme posible. En casos en que el campo al que sirve la línea produzca varios grados diferentes de aceite de distintos precios en el mercado, esto puede ser un asunto difícil si sólo hay un oleoducto. Generalmente, si los valores en el mercado no están afectados por diferencias en gravedad, será posible obtener uniformidad en el aceite manejado mezclándola.

La operación continua de la línea sin interrupciones del servicio es un factor muy importante para asegurar una operación eficiente y segura. La mayor carga se encuentra cuando se reanuda el bombeo en un oleoducto después de una interrupción del servicio. En esos casos, el aceite en reposo en la tubería ha tenido tiempo para enfriarse hasta que se aproxima a la temperatura predominante en la tierra. Al reanudar las operaciones, las bombas deben trabajar durante un tiempo contra la resistencia de un tapón de aceite viscoso que reducirá grandemente la capacidad hasta que las líneas están libres y han adquirido las temperaturas normales de operación. Bajo esas condiciones, una bomba auxiliar que se puede operar en serie con la unidad de bombeo principal, será de gran ayuda.

Las estaciones de bombeo se diseñan por lo general totalmente para soportar la carga máxima impuesta por la transmisión del volumen máximo de aceite, en las condiciones más desfavorables. Esas condiciones se presentan durante el periodo de producción máxima fluyente del campo, especialmente durante la estación más fría del año cuando las pérdidas de temperatura por radiación del aceite en el oleoducto son máximas. Más tarde cuando la producción del campo o los campos declinan, o durante las estaciones más calientes del año, los requerimientos de fuerza se reducirán materialmente.

Los percances en las líneas de conducción, se clasifican conforme a especificaciones internacionales en mayores y menores, de acuerdo a las consecuencias. Mayores son aquellos que afectan en forma importante la operación de las líneas que transportan hidrocarburos. Menores son los que no afectan el flujo, y por lo general su reparación es rápida, sencilla y de menor costo.

Estos últimos se atienden de inmediato ya que la oportunidad de esta acción permite la efectiva prevención de aquellos cuyas consecuencias revisten gravedad.

El control de operación también es vital para lograr que el funcionamiento de las tuberías utilizadas como oleoductos para el transporte de crudo, sea confiable y seguro. En la actualidad se dispone de sistemas electrónicos de registro y procesamiento de datos, que permiten mejorar las decisiones de los técnicos que intervienen en la actividad de operación de líneas de conducción, así como vigilar en forma constante y adecuada la operación a lo largo de todas las líneas.

La importancia de la red nacional de líneas de conducción da una clara idea de la relevancia que ésta tiene, y marca también, la magnitud de la tarea para mantenerla en las condiciones de trabajo y seguridad requeridas.

Es bien claro que la importancia de manejar los hidrocarburos líquidos a través de las líneas de conducción, es en primer lugar el gran ahorro económico que se logra con ello, como consecuencia de ser el sistema de transporte masivo más rápido para llevar estos hidrocarburos a los centros de proceso, o de consumo, y a su vez, es el que representa menos riesgos; por consiguiente se puede considerar al sistema de tuberías utilizadas como oleoductos el más eficiente, seguro y confiable.

El jerarquizar operativamente la importancia de las líneas de conducción por el abastecimiento de productos, es un tanto difícil, por las ventajas y problemática que cada producto representa. Como sistema, se podría enumerar que los troncales son los que representan mayor importancia, por ser los grandes suministradores a las zonas de distribución, refinerías, centros petroquímicos, y terminales de exportación. Con lo que respecta a la seguridad de estas tuberías se les proporciona una mayor atención e las tuberías que se alojan en zonas urbanas.

Los medios para el control de las condiciones de operación en las tuberías utilizadas como oleoductos, son muy variados y sofisticados, en México, Petróleos Mexicanos hace uso de éstos en todas las líneas de conducción. En las estaciones de bombeo en un poliducto u oleoducto, se cuenta con dispositivos automáticos que detiene las unidades de las estaciones en caso de una sobrepresión, también se tienen dispositivos automáticos para que en caso de una falla en la operación, permitan actuar a las válvulas de seguridad instaladas estratégicamente, para evitar daños a la tubería o alguna de las instalaciones de entrega del producto manejado.

Además, se cuenta con una herramienta moderna en el ámbito de operación, que son los sistemas "SCADA" o sistemas automáticos de adquisición de datos en tiempo real. Estos sistemas pueden supervisar en forma continua las condiciones de operación, dan seguimiento a los lotes de productos y corridas de limpieza a base de diablos, hacen simulaciones para verificar operaciones, determinar la eficiencia de las líneas de conducción, analizar la calidad de los productos transportados, mediciones de flujo y detección de fugas, todas estas funciones se transmiten a grandes distancias por medio de microondas a los centros de control permitiendo, la toma oportuna de decisiones y haciendo más seguro y confiable el transporte de hidrocarburos por tuberías.

Con lo referente a detección de fugas, el sistema "SCADA" se ha convertido en una de las herramientas más poderosas para este fin en las redes de líneas de conducción, pues a través de Unidades de Procesamiento Remoto, colocados en puntos estratégicos de la red (puntos de entrada y/o salida de productos, puntos de bombeo, compresión, etc.) permiten centralizar, mediante equipo de telecomunicaciones, los valores instantáneos de flujo, temperatura, presión y densidad.

Las computadoras donde se centraliza la información anterior, se programan para efectuar los balances de masas en cada segmento predeterminado de la red. Cuando los cálculos hechos por las computadoras difieren de los valores de flujo transmitidos por las Unidades de Procesamiento Remoto, una alarma avisa al operador de la ocurrencia de la fuga.

Anualmente, en México Petróleos Mexicanos con el auxilio de Relaciones Laborales, el Instituto Mexicano del Petróleo e Instituciones de Enseñanza Superior, imparten diferentes tipos de cursos que permiten contar con una capacitación continua para todos los trabajadores en las diferentes especialidades, igualmente, con un grupo de expertos de la gerencia, se instruye al personal de nuevo ingreso, proporcionándoles las prácticas recomendadas para operar y mantener los sistemas de líneas de conducción.

Al personal técnico profesional, se le adicionan visitas y cursos en el extranjero, principalmente en base a propuestas de compañías y empresas para intercambiar experiencias en su rama.

Tanto en las áreas de operación como de mantenimiento, las acciones que se deben llevar para enfrentar las situaciones de emergencia, son totalmente coordinadas de acuerdo al plan Institucional para el control de contingencias. En base a la experiencia acumulada durante muchos años y a la capacitación, se cuenta en cada sistema con grupos de personal definitivos y eventuales altamente capacitados, así como el equipo especial más moderno para hacer frente a estas situaciones; lo anterior nos permite controlar oportunamente este tipo de acciones, realizándolas además, con los procedimientos más seguros y confiables.

Las dependencias encargadas de operar los sistemas de transporte por tuberías deben cumplir con lo siguiente:

- a) Establecer planes detallados por escrito, que cubran los procedimientos de operación del sistema de tuberías utilizado como oleoducto para el transporte de crudo, durante la operación normal y de mantenimiento.
- b) Establecer procedimientos de arranque, operación y paro para todo el equipo y tomar las medidas apropiadas para ver que se cumplan. Estos procedimientos deben delinear las medidas preventivas y las verificaciones requeridas, para asegurar el funcionamiento apropiado de todo el equipo de paro, control y alarma.
- c) Establecer sistemas de medición continua, monitores de flujo y registro de presiones de descarga, para la detección de desviaciones de las condiciones de operación normal del sistema.
- d) Establecer el procedimiento para analizar todas las fallas y accidentes, con el fin de determinar las causas de fondo y reducir al mínimo la posibilidad de que se repitan.
- e) Establecer planes de emergencias por escrito en caso de falla del sistema, accidentes y otras contingencias, así como familiarizar a los trabajadores con las acciones aplicadas de los planes.
- f) Revisar y actualizar los planes y procedimientos periódicamente, según lo dicte la experiencia y las variaciones de las condiciones de operación.
- g) El programa de inyección de inhibidores debe aplicarse desde el principio de la operación, para el caso de que el sistema transporte hidrocarburos amargos.
- h) Verificar que todas las bombas y recipientes que contengan fluido a presión, deberán estar provistos de un manómetro indicador de la presión a la que se encuentran, y de válvulas de seguridad, cuando la especificación correspondiente lo requiera.

- l) Verificar que las bombas y líneas que trabajen con productos calientes, deban estar debidamente protegidas con cubiertas de asbesto u otro material aislante, en las partes expuestas al contacto accidental con el personal.

Cuando se trata de líneas destinadas al transporte de productos inestables en condiciones ambientales, que puedan sufrir descomposición violenta o polimerización espontánea con desprendimiento de calor, debe preverse la necesidad de que mientras estén fuera de operación, se mantengan presionadas con algún gas inerte.

En caso de que se requiera aumentar la presión de operación al sistema de tuberías utilizada como oleoducto para el transporte de crudo, se debe cumplir con lo indicado en el punto 4.3.3. de este capítulo que será explicado más adelante; en esta parte se fijará las bases para permitir el aumento de presión máxima de operación de dicha tubería.

Ningún trabajador debe efectuar reparaciones a las tuberías sin la orden correspondiente de la dependencia que opere en la tubería, o sin hacer de su conocimiento y obtener autorización para la iniciación del trabajo.

4.3.2 Actualización de la clase de localizaciones en líneas de operación.

Cuando la densidad de población, aledaña a la tubería que opere con un esfuerzo tangencial superior a 20% de la resistencia mínima especificada a la cedencia, indique un cambio en la clase de localización respecto a la estimación original, o donde informes detallados sobre índices de población u otros estudios, indiquen que el esfuerzo tangencial que corresponde a la presión máxima de operación establecida para una sección de tubería existente, no esta de acuerdo con la clase de localización actual; debe realizarse un estudio para determinar lo siguiente:

- a) La clase de localización de la tubería involucrada
- b) Las condiciones físicas de la tubería con base a los registros existentes.
- c) La historia de la operación y el mantenimiento de la tubería.
- d) La presión máxima de operación actual y el correspondiente esfuerzo tangencial que produce, tomando en cuenta el gradiente de presión, en la sección de la tubería directamente afectada por el cambio de la clase de localización.
- e) El área actualmente afectada por el incremento de población y las barreras físicas u otros factores que puedan limitar la posterior expansión del área poblada.

Esta información obtenida se debe comparar minuciosamente con todos los datos originales, tanto de diseño y construcción, como pruebas de la tubería.

4.3.3 Presión máxima de operación.

La presión máxima de operación para una tubería utilizada como oleoducto para el transporte de crudo, debe ser menor o igual que el más bajo de los valores que se mencionan a continuación.

- 1) La presión de diseño de la tubería se calculará de acuerdo a la expresión para calcular la presión de diseño descrita en la primera parte de este capítulo referente a diseño de oleoductos.
- 2) El valor de la presión es la que se probó la tubería cuando se construyó, dividido entre el factor de 1.25.
- 3) La presión más alta a que se haya sometido a la tubería durante los últimos 5 años. Este valor de presión no debe considerarse, cuando la tubería se haya probado de acuerdo al punto (2), en los últimos 5 años, o cuando se haya aumentado la presión operación, con base en la variación de presión máxima de operación que será explicado posteriormente.
- 4) El 85% de la mayor presión a que se hayan sometido los tubos, durante la prueba en fábrica.
- 5) La nueva y menor presión de operación fijada con base a las deficiencias o anomalías registradas durante la operación y mantenimiento de la tubería, con el fin de ampliar el margen de seguridad. La reducción en la presión de operación, implica que deben instalarse dispositivos adecuados para limitación o control que eviten sobrepresión en la tubería.

En caso de que no se pueda reducir la presión de operación, se deben cambiar los tramos de tubería por otros de espesor adecuado a la clase de localización y tipo de construcción, para lograr así la seguridad deseada.

4.3.4 Precauciones para poner fuera de servicio temporal o permanente una tubería utilizada como oleoducto.

*** Precauciones que deben considerarse para poner definitivamente fuera de servicio una tubería utilizada como oleoducto.

Lo primero y más importante teniendo en mente la seguridad total, tanto para el personal que realizará el trabajo como para las áreas adyacentes a ésta, será el de depresionar la tubería, posteriormente desconectarla de cualquier suministro, purgarla, aislarla e inertizarla. Esto aplica tanto para líneas troncales como ramales.

Todo trabajador que se percata de la existencia de una fuga en la tubería de transporte, deberá reportarla a la brevedad posible a su jefe inmediato, quien a su vez tomará las medidas necesarias para hacer la situación del conocimiento de la dependencia interesada.

En caso de derrames o fugas de aceite, u otro combustible en la tubería utilizada como oleoducto, la que se tenga que poner fuera de servicio temporal para su posterior reparación, el personal del centro de trabajo deberá tomar todas las medidas preventivas que estime necesarias, procediendo de inmediato a controlar el derrame y recuperar o eliminar los productos derramados.

Las fugas que presenten las válvulas, conexiones, bombas, juntas, etc., que ocasionen poner fuera de servicio una tubería utilizada como oleoducto, deben ser vigiladas primero y ser arregladas a la brevedad posible, bajo condiciones seguras.

No deben golpearse las tuberías, especialmente cuando son diámetros menores, ni someterlas a esfuerzos excesivos, pues existe peligro de fracturarlas y ocasionar fugas sin control, que ocasionará poner fuera de servicio la tubería por más tiempo, y ésto provocaría una operación nada eficiente.

Cuando se observen vibraciones exageradas de la tubería, deben tomarse medidas adecuadas para soportarlas o sujetarlas.

4.3.5 Variación de la presión máxima de operación.

El establecimiento de una nueva presión máxima de operación, mayor o menor que la fijada inicialmente para una tubería, implica que los dispositivos de alivio instalados para evitar una sobrepresión en el sistema, deben ser los adecuados y estar calibrados para las nuevas condiciones.

Los dispositivos para regular la presión en el sistema de tuberías, en un caso de sobrepresión, podrán ser:

- a) Válvulas de alivio, de acuerdo con los requisitos establecidos en la sección de recipientes a presión no sometidos a fuego directo, de la última edición del código ASME.
- b) Reguladores, cuyo diseño permita desfogar cuando falla el sistema de piloto, o control de presión del sistema.
- c) Discos de ruptura, de acuerdo a lo establecido en la sección de recipientes a presión no sometidos a fuego directo, de la última edición del Código ASME.

La variación de la presión máxima de operación debe considerar y satisfacer lo siguiente:

- Aislar el tramo de la tubería que operará a mayor presión de los tramos adyacentes.
- Instalar reguladores de presión en los tramos de tuberías conectados a otros que operen con menor presión.

Disminución de la presión máxima de operación.

Quando se tenga conocimiento de que las condiciones físicas de un tramo o sistema de tuberías no son satisfactorias, debe reacondicionarse, sustituirse o retirarse de operación.

En el caso de que la tubería no pueda reacondicionarse o sustituirse, y se decida continuar operándola, debe reducirse su presión máxima de operación.

4.3.6 Requisitos generales para cambio de servicio de tubería de transporte de hidrocarburos.

El cambio de servicio de una tubería de transporte es permisible en los términos previamente establecidos. Toda tubería de transporte que se pretenda cambiar de servicio, se someterá a un estudio de las condiciones físicas en que se encuentra en ese momento la tubería.

La dependencia que solicite el cambio de servicio de una tubería, conjuntamente con la que la opere, debe enviar toda la información relacionada con las nuevas condiciones de servicio, así como del estado en que se encuentra el sistema, a la entidad que realizará el proyecto correspondiente.

Una tubería que ha transportado productos líquidos y que cambiará de servicio para operar con productos gaseosos, deben aplicársele las modificaciones necesarias para que cuente con válvulas de seccionamiento cada 20 Km, en localizaciones clase 2 y a cada 5 Km., en localizaciones clase 4, en adición a las que ya cuenta para localizaciones 1 y 3.

La presión máxima a la que podrá operar un sistema de tuberías de transporte de hidrocarburos y que cambiará de servicio, será la presión a la que fue diseñado el sistema.

CAPITULO V

5. Riesgo en tuberías utilizadas como oleoductos

Generalidades.

La prevención de riesgos de trabajo debe ser, para cualquier empresa, una preocupación que no se agote en un día o con la implantación de una medida de seguridad. Por el contrario, ha de constituirse en una constante y permanente búsqueda del bienestar físico, mental y social de los trabajadores y de la conservación de las instalaciones.

El riesgo de trabajo, desde un punto de vista técnico, implica la existencia de una interrelación entre tres factores: El trabajador, el agente y el medio ambiente (cuadro 5.1).

Trabajador: Ciertas actitudes de los individuos hacia el trabajo (entre las cuales la más frecuente es la desidia, por falta de concientización y capacitación, para acatar las normas de seguridad) se convierten en causales de riesgo.

Agente: Toda sustancia, maquinaria, equipo o herramienta que bajo ciertas circunstancias es capaz de causar daño. El estudio de este factor causal considera las características físicas, químicas y biológicas, así como los efectos que pueden producir en los trabajadores.

Medio ambiente: Situación definida por la influencia de las políticas, sistemas administrativos, la economía y las técnicas de operación particulares de una empresa.

Metodología para prevención de riesgos de trabajo.	1 Reconocimiento.	1.1 del agente. 1.2 en el hombre. 1.3 del ambiente.
	2 Evaluación.	2.1 del agente. 2.2 del hombre. 2.3 del ambiente.
	3 Control.	3.1 en el punto de origen. 3.2 en el ambiente. 3.3 en el hombre.

cuadro 5.1

5.1 Corrosión

Definición.

Como corrosión se considera la acción destructiva que tiene lugar en un metal o una aleación, por acción química o electroquímica, de hecho, la acción corrosiva es la tendencia de los metales a volver a sus formas originales de minerales o compuestos, llegando así a un estado que es el más estable bajo condiciones dadas.

5.1.1 Generalidades.

Este capítulo describe los requerimientos y procedimientos para protección de tuberías de acero al carbón y sus accesorios, de corrosión interna y externa, y es aplicable a instalaciones nuevas y ya existentes.

La corrosión interna y externa en un sistema puede ser controlada adecuadamente, aplicando procedimientos y requerimientos del control de la corrosión, teniendo en consideración las condiciones del sistema de tuberías y el medio que se tiene. La aplicación de algunas prácticas del control de la corrosión, requiere de la intervención de una persona calificada y con experiencia, para llevar a cabo los procedimientos en orden de efectividad para reducir o detener la corrosión.

Los procedimientos y requerimientos del control de la corrosión, necesitan en muchas instancias tomar medidas adicionales a las que se especificarán en este capítulo, para lo cual en el capítulo 3, se hizo una breve descripción de las principales normas en lo referente a la corrosión y otros temas, para su consulta adicional, por lo cual daremos algunas reglas del diseño para el control de la corrosión.

Factores de diseño estructural en el control de la corrosión.

En el diseño de sistemas de tuberías y equipos para servicios en medios corrosivos, se debe iniciar por la selección de materiales adecuados de construcción, y la especificación de medios convenientes para protección contra el medio que lo rodea.

Por experiencia se sabe que seis simples reglas basadas en el principio de corrosión e ingeniería práctica, deben ser observadas para evitar fallas en los diseños, estas son:

- A) Evitar la formación de pares galvánicos.
- B) Evitar la formación de caídas de concentración.
- C) Evitar esfuerzos localizados.
- D) Mantener superficies uniformes y continuas.
- E) Mantener baja relación superficie a volumen.
- F) Especificar las construcciones bajo normas establecidas y mantener inspección constante durante la construcción.

- A) Evitar la formación de pares galvánicos.

Los compuestos químicos y la humedad del suelo que rodean a las estructuras subterráneas, dan lugar a la formación de débiles celdas galvánicas. Si existe una celda galvánica en acción en algún punto de un tubo, las partes correspondientes de la misma son: El agua del suelo ó electrolito, dos áreas distintas en el tubo, ánodo y cátodo, y la pared del tubo el conductor que completa el circuito. Donde sale la corriente del tubo es anódico, éste se corroerá. Donde retorna al tubo es catódico, será protegido fig 5.1.1-A.

La más frecuente y menos considerada celda galvánica se presenta cuando en una línea vieja se coloca un tramo de tubo nuevo fig 5.1.1-B. El tubo nuevo actúa como ánodo y su velocidad de corrosión depende del tipo de suelo y de las áreas relativas anódicas y catódicas.

Otro tipo común de celda galvánica, es producida por las diferentes condiciones en la superficie metálica de un tubo. Costuras ó raspaduras en la superficie del tubo, son áreas anódicas activadas después de enterrar la tubería. Lo mismo se presenta en áreas brillantes de roscas de un cople, o algún otro accesorio fig 5.1.1-C.

Dos factores importantes establecen la intensidad de la corrosión de un metal que forma parte de un par galvánico y los cuales son:

La diferencia de potencial entre los metales, y la relación área anódica a área catódica.

B) Evitar la formación de celdas de concentración.

La corrosión por celdas de concentración es importante por los problemas que ocasiona en el equipo de proceso químico. Las condiciones favorables para que ésto ocurra se encuentran frecuentemente en el manejo de soluciones corrosivas.

Este tipo de ataque también llamado corrosión de uniones o corrosión de cavidades, resulta cuando se forman pares galvánicos por diferencias de concentración, en el medio adjunto a la superficie de un metal. Estas diferencias pueden ser por concentración en la solución ó por aireación.

Este tipo de celda galvánica y probablemente la causa de más frecuente corrosión a lo largo de tubería enterrada, es debido a diferencias en suelos ó condiciones de los mismos.

Este tipo de celda galvánica se refiere a una celda de concentración, el suelo alrededor del área anódica es un electrolito diluido. La fig 5.1.1-D ilustra las condiciones de un lugar que tiene dos tipos de suelos completamente diferentes. Mientras que el tubo es de un metal común, los dos suelos diferentes producen el efecto de un electrolito distinto, causando en el tubo un área anódica y otra catódica. Si la resistencia al flujo de la corriente a través del suelo, entre ánodo y cátodo es alta, la velocidad de corrosión será lenta y viceversa, si la resistencia del suelo es baja, la velocidad de corrosión será rápida.

C) Evitar esfuerzos localizados.

Los esfuerzos localizados en cualquier estructura metálica intensifican la corrosión. Así mismo algunos materiales bajo la distribución de esfuerzos normales son propensos a la corrosión por esfuerzos. Este tipo de corrosión se presenta principalmente en las soldaduras, deben especificarse tratamientos de calor para la eliminación de esfuerzos.

D) Mantener superficies uniformes y continuas.

Celda galvánica

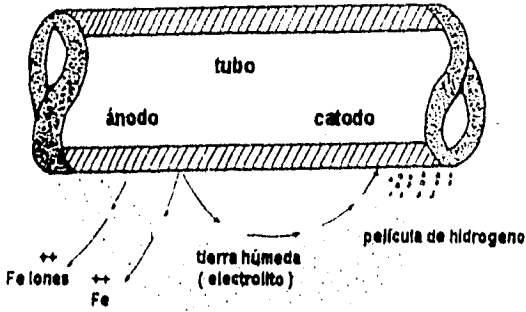


figura 5.1.1-A

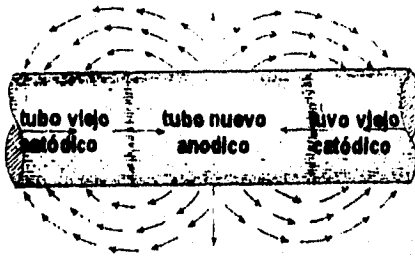


figura 5.1.1-B

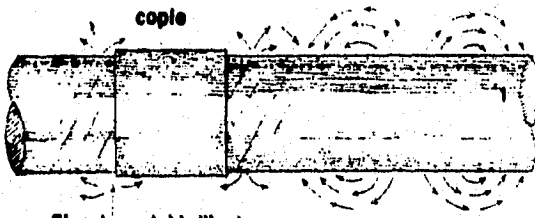


figura 5.1.1-C

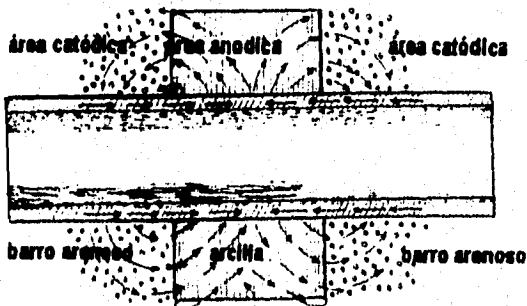


figura 5.1.1-D

Las áreas rugosas son más susceptibles a la corrosión que las superficies uniformes. Así mismo, protuberancias y esquinas pronunciadas proporcionan puntos ideales para fallas por corrosión-erosión. Como consecuencia el diseñador se esforzará para obtener superficies uniformes y continuas.

E) Mantener baja la relación superficie volumen

Así como todas las reacciones se incrementan al aumentar la superficie de contacto, la velocidad de corrosión aumenta al ser mayor la superficie, en la relación del metal expuesto al volumen.

F) Construir bajo normas ya establecidas.

Las construcciones se deben especificar bajo normas ya establecidas y mantener una inspección constante con el fin de obtener un mejor control de la corrosión. Sugerimos la conveniencia de ajustarse a ciertas reglas de construcción en el diseño de nuevas instalaciones, así como modificar las ya existentes.

5.1.2 Control de corrosión exterior en tuberías enterradas o sumergidas y sus accesorios.

Objetivo.

- A) Prevenir la corrosión exterior en tuberías y sus accesorios, enterrados o sumergidos, inmediatamente después de su construcción o durante ésta.
- B) La prevención de la corrosión exterior de tuberías enterradas o sumergidas en instalaciones ya existentes tales como: tuberías y sus accesorios, trampas de diablos, ramales, etc.

5.1.2.1 En instalaciones nuevas.

Con recubrimiento anticorrosivo

El término recubrimiento anticorrosivo se refiere a todas las pinturas y productos que se usan para prevenir la corrosión de tuberías, conexiones, etc., por aislamiento del medio; lo anterior para las diferentes condiciones de exposición, entendiéndose por condición de exposición al medio ambiente a que están expuestas las instalaciones.

Los recubrimientos anticorrosivos para las tuberías enterradas o sumergidas deben cumplir con las siguientes características:

- a) Alta resistencia eléctrica.
- b) Impedir el paso de la humedad.
- c) El método de aplicación no debe dañar las propiedades de la tubería.
- d) Una vez aplicado no debe manifestar defectos.

- e) Debe tener buena adherencia .
- f) Resistencia a microorganismos
- g) Resistente al manejo, almacenaje e instalación de la tubería .
- h) Resistente al desprendimiento catódico .
- i) Resistente al ataque químico.
- J) Fácil de reparar.
- k) Deberá conservar sus propiedades físicas a través del tiempo.
- l) No tóxico .
- m) Resistente a efectos térmicos .
- n) Resistencia al impacto.
- o) Resistencia a la fricción.

Selección del sistema de recubrimiento.

Para seleccionar el recubrimiento apropiado deberán considerarse los siguientes factores :

- a) El medio ambiente en el que va estar alojado el tubo .
- b) Accesibilidad a la tubería .
- c) Temperatura a la que va operar el ducto.
- d) Temperatura ambiente durante la aplicación , almacenaje , construcción , instalación y prueba hidrostática .
- e) Localización geográfica y física.
- f) Compatibilidad con el tipo de recubrimiento de las tuberías existentes .
- g) Manejo , almacenaje y método o técnica de instalación de la tubería.
- h) Requerimientos de preparación de la superficie del tubo.
- i) Costos.

Inspección

Personal calificado será quien supervise todas y cada una de las etapas , desde la preparación de la superficie hasta la aplicación del recubrimiento. Se vigilará la preparación de la superficie , aplicación del recubrimiento , temperatura, adherencia y otros requerimientos particulares para recubrimientos específicos, empleando los procedimientos establecidos en las normas y/o las recomendaciones de fábrica. Se usará el detector eléctrico de poros para localizar defectos que, a simple vista no se aprecian, debiendo operarlo adecuadamente al voltaje indicado de acuerdo a las características dieléctricas del sistema aplicado.

Evaluación de los sistemas de recubrimiento

Se deberá realizar una inspección eléctrica y visual directa haciendo registros ó excavaciones, y así evaluar su comportamiento. Otro recurso es realizar muestreos y pruebas de laboratorio, antes de decidir su uso de acuerdo a las normas establecidas. Todo material propuesto para usarse como revestimiento en tuberías enterradas o sumergidas, deberá cumplir con las siguientes etapas:

- a) Pruebas de laboratorio.
- b) Pruebas de campo.
- c) Aplicación de acuerdo a recomendaciones del fabricante.

Recubrimientos comerciales.

En el mercado existen diversos sistemas de recubrimientos , debiendo considerarse solo como guía indicativa los siguientes.

- a) A base de brea de hulla reforzada con fibra de vidrio y felpa asbéstica.
- b) Cintas plásticas.
- c) Epóxicos aplicados por fusión.
- d) Epóxico alquitrán de hulla.
- e) Polímeros .

5.1.2.2 Instalaciones existentes.

Los trabajos de protección anticorrosiva con recubrimientos ó el mantenimiento a los sistemas existentes, consistirá en :

Inspeccionar la estructura para hacer un levantamiento completo del estado físico del recubrimiento, dictaminar las fallas de película, calificar su estado, observar las condiciones de exposición, revisar las condiciones de operación, historia de la tubería, estadísticas de fuga, calificar la obra, seleccionar el sistema de protección adecuado, obtener datos de disponibilidad de la instalación , adjudicar recursos y ejecutar la obra.

A) Inspección

Deberán recabarse los datos referentes a los diferentes tipos de fallas, con el fin de conocer el estado físico de los recubrimientos, la periodicidad de estas inspecciones será bianualmente, para investigar el estado del recubrimiento podrán ser utilizadas las siguientes técnicas: inspección visual, pruebas a la adherencia, detección eléctrica de continuidad, pruebas de requerimiento de corriente, etc.

B) Dictamen.

Con el propósito de prever en los trabajos subsecuentes las fallas encontradas en los sistemas de protección con recubrimientos, es necesario dictaminar las causas que lo originan de acuerdo con la siguiente relación: discontinuidad de la película, pérdida de adhesión, ampollamiento, agrietamiento, corrugado, caleo, corrosión bajo película.

C) Calificación.

La calificación del estado del recubrimiento será de acuerdo a las condiciones en que se encuentre durante la inspección .

D) Condiciones de exposición.

Por condiciones de exposición se entiende el medio ambiente a que están expuestas las tuberías e instalaciones que se desean proteger, mismas que deberán tenerse en cuenta para la selección del recubrimiento.

E) Reparaciones .

Una vez detectadas las fallas en los recubrimientos y sea justificable su reparación, deberán aplicarse recubrimientos compatibles con lo especificado en características de un recubrimiento, y deben cubrir los siguientes puntos.

1. Preparación de superficie. Esta deberá de estar libre de cualquier materia extraña o herrumbre, con este fin no se deben usar solventes base aceite o que contengan plomo. Si el tubo tiene pintura ó herrumbre se deberá remover, utilizando el tipo de limpieza que amerite como: limpieza manual , limpieza con chorro de arena , limpieza con productos químicos, limpieza con equipos eléctricos, etc.

2. Aplicación del recubrimiento. La aplicación de los recubrimientos generalmente se efectúa con brocha o por aspersión. Hay sin embargo, unas cuantas precauciones básicas que deben observarse, y las cuales se refieren a todos los métodos de aplicación de recubrimientos.

no es aconsejable pintar sobre superficies mojadas o húmedas. El límite de humedad relativa, arriba del cual las operaciones de recubrimientos deben de suspenderse, es de 85 %. No debe de aplicarse ningún recubrimiento cuando la temperatura ambiente sea menor de 10 °c.

Las aplicaciones de recubrimientos deben de ser uniformes, libres de chorreaduras, goteo, discontinuidades de espesor ó cualquier otro defecto que interrumpa dicha uniformidad.

Los tiempos máximos y mínimos de secado de pintura, o el periodo de aplicación del esmalte, estará de acuerdo a especificaciones del fabricante; si se excede el tiempo de aplicación, entre el primario y el esmalte, se deberá dar una pasada de primario con una película muy ligera; las superficies pintadas deben de protegerse contra la humedad, lluvia, polvo o cualquier otro defecto que interrumpa su uniformidad.

F) Sistema de brea de hulla reforzada con fibra de vidrio. Cuando se dictamina que el recubrimiento sea a base de brea de hulla, se deberá seguir lo especificado en los puntos 1 y 2 del inciso e, y además los siguiente:

Se deberá aplicar una capa de pintura primaria seguida de una de esmalte de brea de hulla, reforzada con una banda de fibra de vidrio de ancho, espesor y constitución uniformes, apropiados para que sus fibras queden embebidas en la capa de esmalte caliente. Al aplicar la fibra de vidrio se deberán evitar las burbujas y asegurar la adherencia al esmalte.

Posteriormente se deberá aplicar otra capa de esmalte de brea de hulla, vinculada a manera de envolvente con una cinta de fieltro de asbesto saturado de brea de hulla. Tanto la fibra de vidrio como el fieltro de asbesto, deben estar secos para que al aplicarlos se evite la formación de gases o vacíos en el esmalte, y deben de ser de un ancho apropiado al diámetro del tubo, aplicados en espiral, uniformes y con traslapes no menores de 0.5 pulgadas 12.7 mm y el espesor mínimo será de .094 pulgadas 2.4mm.

G) Prueba dieléctrica . Después de ser ejecutadas las diferentes fases del recubrimiento, el supervisor debe inspeccionar la continuidad del sistema, mediante el detector eléctrico de fallas las cuales, deben de repararse satisfactoriamente y volverse a inspeccionar de nuevo con el detector eléctrico. La tensión de prueba está en función del espesor del recubrimiento. Cabe mencionar que existen otro tipo de pruebas como las que se mencionaron en el inciso a.

H) Disponibilidad. En caso que se requiera que las instalaciones por recubrir estén fuera de operación, se solicitará por el plazo necesario, a la dependencia encargada de su operación. De no requerirlo, solamente se notificarán los trabajos que se vayan a efectuar.

i) Costos. Para el cálculo de costos se dividirá el trabajo de recubrimientos en "concepto de obra", explicando ampliamente el alcance del mismo, incluyendo las especificaciones, procedimientos de aplicación, la unidad de medición y la forma de pago, etc.

5.1.2.3 Control de la corrosión exterior mediante la aplicación de la protección catódica .

5.1.2.3.1 Instalaciones nuevas

Es la técnica que controla la corrosión externa de un metal enterrado o sumergido en contacto con un electrolito, convirtiendo al metal en el cátodo de una celda electroquímica mediante el paso de la corriente que proviene de un ánodo.

Sistemas de protección catódica.

Existen dos tipos de protección catódica que pueden utilizarse individualmente o combinados y son :

- Por medio de corriente impresa.
- Por medio de ánodos galvánicos (sacrificio).

Corriente impresa.

Este sistema requiere de una fuente de corriente directa para energizar los ánodos ; los ánodos se deben instalar en el electrolito situados a cierta distancia de la estructura por proteger. La terminal positiva de la fuente de corriente directa se conecta al ánodo y la terminal negativa a la estructura por proteger, de este modo, la corriente fluye del ánodo a través del electrolito a la estructura fig 5.1.1-E.

Los ánodos energizados utilizados, generalmente deben de ser de grafito ó de fierro fundido con alto contenido de silicio. En ambientes que contienen cloruros como el agua de mar, el zinc ó aluminio son más efectivos que el fierro fundido, y todavía son mejores las aleaciones a base de silicio, cromo y fierro.

Ánodos galvánicos(sacrificio).

Este sistema utiliza la diferencia de potencial entre el material del ánodo y la tubería como fuente de corriente. En este tipo de instalación el material de los ánodos se consume rápidamente, (dependiendo de la resistividad del electrolito y del material usado como ánodo), durante el proceso de descarga del mismo. Los materiales mas comunes de uso como ánodos de sacrificio son el zinc, el magnesio y el aluminio. Los ánodos se pueden instalar enterrados o sumergidos, desnudos ó empaquetados con relleno especial; se pueden conectar a la estructura metálica individualmente ó en grupos. Su corriente de salida esta limitada por la diferencia de potencial entre el ánodo y el tubo y por la resistividad del electrolito o terreno, este sistema se puede apreciar en la figura 5.1.1-F.

Consideraciones que influyen en la selección del tipo de sistema de protección catódica.

Figura 5.1.1-E

Protección catódica con sistema de corriente impresa

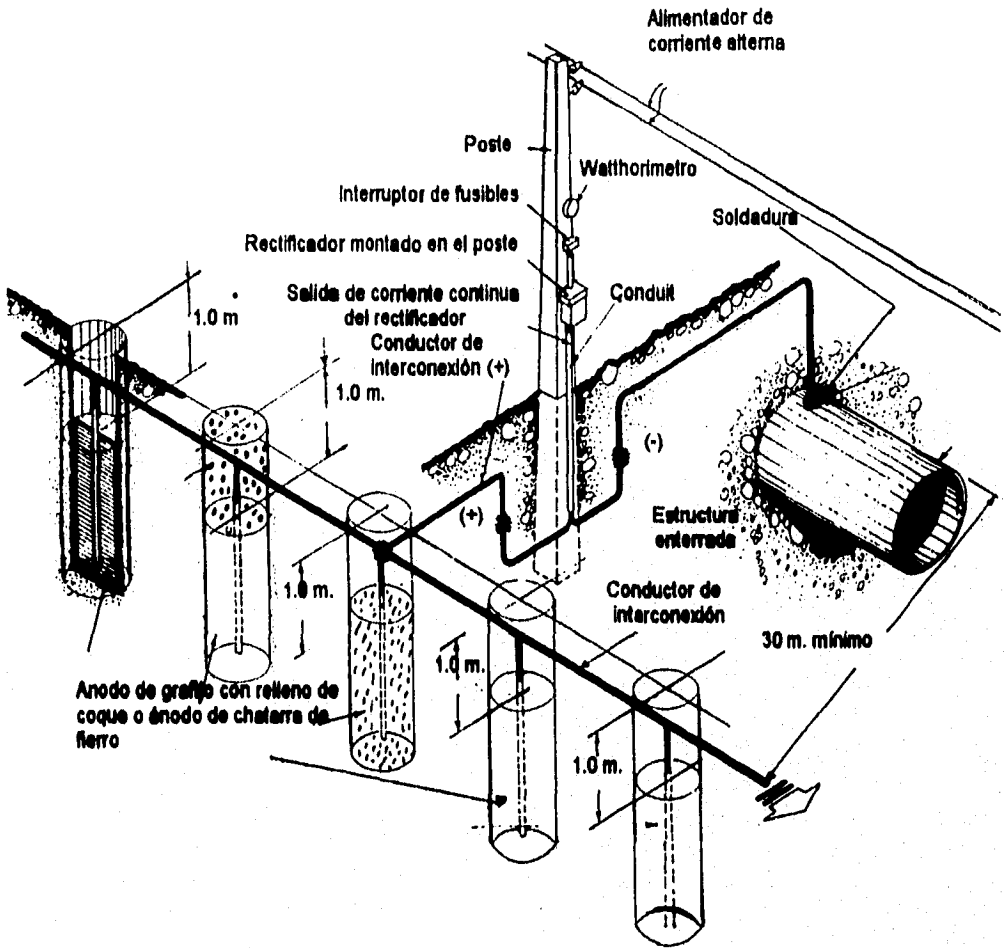
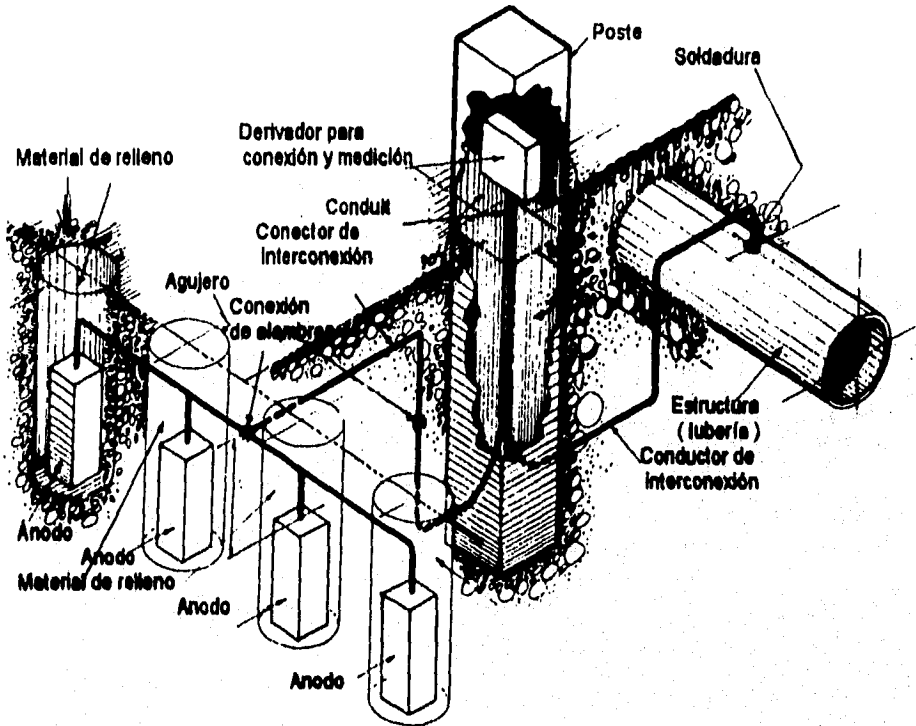


Figura 5.1.1-F Protección catódica sistema con ánodos de sacrificio



- a) La falta de corriente eléctrica excluye el uso de un sistema de corriente impresa .
- b) Las corrientes parásitas que causan fluctuaciones significativas de tubo suelo, pueden excluir el uso de ánodos galvánicos.
- 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 en 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 protección con ánodos galvánicos puede establecerse cuando los requerimientos de corriente, la resistividad del electrólito y el potencial tubo suelo, han sido razonablemente calculados mediante pruebas de campo.
- e) La disponibilidad de espacio, la proximidad de otras estructuras y las facilidades de acceso, instalación y mantenimiento.
- f) La instalación a futuro de otras tuberías en el mismo derecho de vía.
- g) Los costos de instalación, operación y mantenimiento.

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

Juntas de aislamiento eléctrico.

Se deben instalar en las partes que se necesiten, para que la estructura metálica quede aislada eléctricamente en todas sus interconexiones, de cualquier otra instalación ajena que no esté considerada en el proyecto de protección catódica, (tales como soportes de tuberías, camisas protectoras, recubrimientos de lastre, etc.), y se eviten fugas de corriente. En algunos casos convendrá integrarlas como una sola unidad a los sistemas de protección catódica existentes, por lo cual, en cruzamientos y paralelismos se realizarán puentes eléctricos.

Postes de señalamiento y registro.

En todas las tuberías enterradas, excepto donde no sea práctico, se instalarán postes de registro de protección catódica para medir el potencial tubo suelo.

Para hacer la conexión eléctrica al tubo, se usará soldadura de aluminotermia. Los alambres en las conexiones eléctricas deberán quedar holgados para evitar que se rompan durante el relleno de la excavación. El punto de la conexión con la tubería, deberá recubrirse con un material que proporcione aislamiento eléctrico compatible con el recubrimiento de la tubería, y con el aislamiento del alambre. Las conexiones al alambre de puenteo al poste, se encapsularán con masilla dielectrica y cinta plástica aislante. En puntos donde se efectúan puentes eléctricos, instalaciones de ánodos u otras conexiones, deberán registrarse en planos unifilares ó tablas en donde se detallen en forma precisa.

Instalaciones especiales.

Estas instalaciones se deben de hacer en aquellos puntos en que se tengan estructuras metálicas próximas a la tubería protegida catódicamente. Consisten en conexiones eléctricas de resistencia

ESTA TESIS NO DEBE
SALIR DE LA BIBLIOTECA

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

Interferencias eléctricas (corrientes parásitas).

Fuentes de interferencia.- Las fuentes constantes son las salidas fijas de corriente directa, tales como rectificadores para protección catódica y generadores termoeléctricos. Las fuentes fluctuantes son las que tienen una variación en la salida de corriente directa, tales como las alimentaciones para ferrocarriles eléctricos, la máquinas de soldadura eléctrica, los sistemas de fuerza de corriente directa y las corrientes telúricas.

5.1.2.3.2 Instalaciones existentes

Una vez terminada la fase de instalación del sistema de protección catódica, los ajustes son la última fase y tienen por objeto, adaptar éste a las necesidades reales de la estructura protegida.

Después de hacer la instalación y transcurrido algún tiempo hasta que se normalicen los potenciales y corrientes de protección, se deberán hacer una serie de mediciones eléctricas para verificar la eficiencia del sistema instalado.

En sistemas de corriente impresa los ajustes consisten en regular los rectificadores a las condiciones reales de operación, y en algunos casos, en la instalación de refuerzos a base de ánodos de sacrificio con lo que se obtendrá un sistema combinado.

En sistemas con ánodos de sacrificio, los ajustes consistirán en hacer instalaciones de refuerzo, cuando la corriente drenada sea menor a la requerida, y cuando ésta exceda, se emplearán dispositivos de control, generalmente resistencias eléctricas.

Inspección de protección catódica.

A) Se revisarán semanalmente los rectificadores de corriente alterna, los demás tipos de sistemas de protección catódica serán revisados de acuerdo a las especificaciones del fabricante.

B) Las mediciones de potenciales se llevarán a cabo cada seis meses en tuberías troncales y de descarga, En zonas urbanas, bimestralmente. En el último caso, las lecturas de potencial tubo suelo deben de ser a intervalos cercanos.

C) Se considera conveniente obtener un perfil integral de potenciales a intervalos cercanos de los sistemas de tuberías, de tal forma que se obtenga el registro total en periodos no mayores de cinco años.

D) Los criterios de protección catódica para tuberías de acero enterradas ó sumergidas son los siguientes:

i) Potencial tubo suelo de -850 mili volts medidos entre la superficie de la estructura, y un electrodo de referencia de cobre/sulfato de cobre en contacto con el electrolito.

ii) Modificación en -300 mili volts del potencial natural de tuberías desnudas o pobremente recubiertas, medido entre la superficie de la tubería y un electrodo de referencia de cobre/sulfato de cobre.

iii) Modificar el potencial de polarización en -0.100 volts, medido entre la superficie metálica y un electrodo de referencia de cobre/sulfato de cobre en contacto con el electrolito. Este voltaje se determina interrumpiendo la corriente de protección, y midiendo el decremento instantáneo del potencial de polarización.

iiii) El potencial tubo suelo máximo permisible será de -2.5 volts, para tuberías con recubrimientos a base de brea de hulla; cuando se utilicen otros recubrimientos el potencial máximo se ajustará de acuerdo a las propiedades de dichos materiales.

E) Deberá evitarse el uso excesivo de potencial de tuberías enterradas, para minimizar los efectos del desprendimiento catódico.

F) Electrodo de referencia.

Los dos electrodos mas usados para tuberías son:

cobre/sulfato de cobre, para mediciones en tuberías enterradas, cuya equivalencia es -850 mv a 25 °c.

plata/cloruro de plata, para mediciones en tuberías sumergidas, cuya equivalencia es -800 mv a 25 °c.

Condiciones especiales.

En algunos casos se tendrá actividad microbiológica en el medio ambiente, el criterio de protección catódica en este caso será mínimo de -950 mili volts, referidos al electrodo cobre/sulfato de cobre.

En situaciones en que se tengan tuberías a temperaturas elevadas, ambientes ácidos, metales diferentes, tuberías lastradas, etc, no se aplican los criterios anteriores del inciso d.

5.1.3 Control de la corrosión interior.

Objetivo

El objetivo principal es eliminar o disminuir al máximo la corrosión interna de los oleoductos. Por lo tanto se deberá de establecer un programa de evaluación y control para minimizar los daños originados por corrosión interior de oleoductos.

Generalidades

La corrosión interna es reconocida en la operación de oleoductos, y ésta corroerá la superficie interna de la tubería y sus componentes. En los oleoductos que transporten bajo los efectos corrosivos deben de ser investigados al respecto, y tomar medidas adecuadas para mitigar la corrosión interna. Esto es usualmente necesario para controlar la calidad de los productos, conservar la eficiencia de la línea y prevenir la corrosión interna.

Para controlar adecuadamente la corrosión interior se deberá de tomar en cuenta lo siguiente:

a) Contar con la asesoría de un especialista en corrosión.

b) Deberá determinar la calidad del fluido que se va a transportar; entre otras se deberán investigar las siguientes impurezas.

- Bacterias.
- Dióxido de carbono.
- Cloruros.
- Ácido sulfhídrico y derivados del azufre.
- Ácidos orgánicos.
- Oxígeno.
- Sólidos o precipitados.
- Parafinas.
- Agua.
- Sales o incrustaciones, etc.

c) Se deberá tener conocimiento del límite de impurezas permisibles y de la magnitud de los daños que pueden ocasionar al estar presentes tales como:

- Contaminación de los fluidos por los productos de corrosión.
- Deterioro de la tubería.

d) Velocidad del fluido. Se deberá diseñar la tubería de tal forma que la velocidad del fluido varíe entre los límites que causen menor daño por corrosión. El rango inferior más conveniente será el que mantenga en suspensión las partículas, evitando así la acumulación de materiales corrosivos dentro del tubo, y el límite superior será aquél en el cual sean mínimos los fenómenos de corrosión, erosión y cavitación. Hasta donde sea posible se evitará el flujo intermitente.

E) Se debe evitar diseñar con sitios confinados, asociados con bridas ciegas, uniones laterales, codos, etc. Todo esto para evitar la acumulación de agua ó sedimentos corrosivos.

5.1.3.1 Métodos empleados en el control de la corrosión interior.

Existen varios métodos para el control de la corrosión interior que van desde el uso de diablos de limpieza, equipo instrumentado, separadores de líquidos, uso de inhibidores, recubrimientos interiores, deaeradores, desulfurizadores, tratamiento de los fluidos antes de que entren a la tubería, etc. Los métodos indicados anteriormente se aplicarán en forma individual ó en forma combinada, de acuerdo con el criterio del ingeniero de corrosión, considerando los antecedentes de corrosividad de los fluidos transportados y de los objetivos fijados en el programa de control de la corrosión.

Inhibidores de corrosión.

Un inhibidor de corrosión como su nombre lo dice, es un producto químico que inhibe la corrosión por medio de varios métodos; en el comercio hay numerosos tipos y formulaciones de inhibidores de corrosión, cada uno con características químicas, físicas, y de manejos particulares, debiendo usar los adecuados para aplicaciones específicas.

La selección adecuada de un inhibidor depende del costo beneficio, compatibilidad con el fluido y otros aditivos, facilidad en el manejo, dosificación y posibilidades de que tenga efectos nocivos en procesos posteriores. Para la selección del inhibidor también deberán de considerarse las pruebas de laboratorio, pruebas de campo, experiencia en la industria y recomendaciones del fabricante, así como su eficiencia, la cual no debe de ser menor de 85 %, grado de solubilidad, proporción requerida de inyección, etc.

En las tuberías en donde se proyecta dosificar inhibidores de corrosión, deberán incluirse desde el diseño la colocación de los dispositivos de dosificación necesarios.

- Bacterias.
- Dióxido de carbono.
- Cloruros.
- Ácido sulfhídrico y derivados del azufre.
- Ácidos orgánicos.
- Oxígeno.
- Sólidos o precipitados.
- Parafinas.
- Agua.
- Sales o incrustaciones, etc.

c) Se deberá tener conocimiento del límite de impurezas permisibles y de la magnitud de los daños que pueden ocasionar al estar presentes tales como:

- Contaminación de los fluidos por los productos de corrosión.
- Deterioro de la tubería.

d) Velocidad del fluido. Se deberá diseñar la tubería de tal forma que la velocidad del fluido varíe entre los límites que causen menor daño por corrosión. El rango inferior más conveniente será el que mantenga en suspensión las partículas, evitando así la acumulación de materiales corrosivos dentro del tubo, y el límite superior será aquél en el cual sean mínimos los fenómenos de corrosión, erosión y cavitación. Hasta donde sea posible se evitará el flujo intermitente.

E) Se debe evitar diseñar con sitios confinados, asociados con bridas ciegas, uniones laterales, codos, etc. Todo esto para evitar la acumulación de agua ó sedimentos corrosivos.

5.1.3.1 Métodos empleados en el control de la corrosión interior.

Existen varios métodos para el control de la corrosión interior que van desde el uso de diablos de limpieza, equipo instrumentado, separadores de líquidos, uso de inhibidores, recubrimientos interiores, deaeradores, desulfurizadores, tratamiento de los fluidos antes de que entren a la tubería, etc. Los métodos indicados anteriormente se aplicarán en forma individual ó en forma combinada, de acuerdo con el criterio del ingeniero de corrosión, considerando los antecedentes de corrosividad de los fluidos transportados y de los objetivos fijados en el programa de control de la corrosión.

Inhibidores de corrosión.

Un inhibidor de corrosión como su nombre lo dice, es un producto químico que inhibe la corrosión por medio de varios métodos; en el comercio hay numerosos tipos y formulaciones de inhibidores de corrosión, cada uno con características químicas, físicas, y de manejos particulares, debiendo usar los adecuados para aplicaciones específicas.

La selección adecuada de un inhibidor depende del costo beneficio, compatibilidad con el fluido y otros aditivos, facilidad en el manejo, dosificación y posibilidades de que tenga efectos nocivos en procesos posteriores. Para la selección del inhibidor también deberán de considerarse las pruebas de laboratorio, pruebas de campo, experiencia en la industria y recomendaciones del fabricante, así como su eficiencia, la cual no debe de ser menor de 85 %, grado de solubilidad, proporción requerida de inyección, etc.

En las tuberías en donde se proyecta dosificar inhibidores de corrosión, deberán incluirse desde el diseño la colocación de los dispositivos de dosificación necesarios.

A continuación se detallan algunos de los factores más importantes que hay que tener en cuenta en un sistema de protección por medio de inhibidores de corrosión:

Naturaleza del metal a proteger. Debido a la existencia de inhibidores de uso específico, es conveniente conocer el metal a proteger para aplicar el adecuado.

Características físicas de la superficie. La efectividad de la protección es mayor cuando están más limpias las superficies. En la práctica, es difícil encontrar superficies totalmente limpias cuando no se inicia un tratamiento al comenzar la operación del equipo.

Naturaleza del medio. Este factor es importante, ya que determina el empleo del inhibidor en función de su compatibilidad con el medio.

Composición química del medio. El contenido de algunos iones llamados agresivos, como sulfuros, cloruros, sulfatos, nitratos y otros, pueden oponerse a la acción de los inhibidores, dando como resultado que se tengan que usar concentraciones mayores para obtener el nivel de protección deseado.

PH del sistema. Los inhibidores tienen un rango en el cual ejercen su actividad inhibitoria, por lo cual hay que tratar de conservarla en cada medio que se apliquen.

Temperatura. La temperatura a la cual trabajan mejor los inhibidores es entre 0 y 100 °C, aunque en este rango algunos varían su composición perdiendo sus actividades como inhibidor, por lo tanto, se deberán tener en cuenta las características de temperatura del fabricante.

Concentración del inhibidor. Este factor es importante debido a que algunos inhibidores son muy peligrosos si se encuentran por debajo de una concentración mínima, y además, es un factor que incide directamente en los costos.

Efectos mecánicos. Los efectos mecánicos como fatiga, contracción, fricción, etc., son factores que actúan en la corrosión, bien por que la inciden, o por que no permiten la protección de la superficie debido a la constante destrucción de las capas protectoras.

Dinámica de los fluidos. Algunos inhibidores reducen su eficiencia en sistemas en los que los líquidos permanecen en reposo, pero también velocidades excesivas suelen ser problema, debido a que la turbulencia del flujo constante remueve las películas protectoras.

Características de construcción del equipo. Si el inhibidor no tiene un libre acceso a toda la superficie por proteger, es probable que la protección no sea total. En las hendiduras o puntos muertos o un orificio de medición, el inhibidor no podrá hacer su función eficientemente.

Efectos de microorganismos. Los inhibidores pierden efectividad en presencia de algunos microorganismos, siendo entonces necesario incorporar algunos bactericidas a la formulación inhibitoria.

Formulación de incrustaciones. Las incrustaciones deben de ser controladas, ya que al no ser de carácter generalizado, pueden provocar fallas o impedir que el inhibidor llegue a la superficie metálica.

Problemas de contaminación. Algunos inhibidores podrían producir efectos de contaminación en los procesos, ó bien ocasionar daños a la ecología de los lugares donde descargarán los residuos industriales, ya que por lo regular su composición química es compleja, actualmente ya se estan usando inhibidores no toxicos.

Diablos de limpieza

La función de la corrida de limpieza es mejorar y mantener limpia la superficie interna de los tubos, removiendo y eliminando los contaminantes y depósitos.

Hay una gran variedad de tipos de diablos en el mercado con diferentes capacidades de limpieza, los hay de navajas, copas y cepillos, superficies abrasivas, semirígido, esferas, espuma de poliuretano, etc.

El ingeniero de corrosión seleccionará el mas adecuado considerando:

- La capacidad del diablo para remover los contaminantes.
- La posibilidad de que pase los segmentos de la tubería y accesorios.
- Existencia de recubrimiento interior.
- Compatibilidad con el fluido.
- Costo.

Eliminación de contaminantes en el fluido.

Si se confirma la presencia de contaminantes en cantidades suficientes para causar problemas de corrosión, y que económicamente se justifiquen, se deberán instalar equipos tales como: separadores de líquidos, deshidratadores, desulfurizadores, deareadores, filtros, desfogues, etc., de tal forma que sus contenidos sean aceptables de acuerdo a normas.

Recubrimiento interior de tuberías.

El recubrimiento interior de tuberías debe de considerarse como otro recurso para el control de la corrosión interior, ya que proporcionará una barrera física entre el acero y el fluido transportado. También se considera una solución en áreas especiales en donde no sea factible o económico usar alguna otra técnica de control de corrosión.

El recubrimiento será resistente al ataque del fluido y de sus contaminantes corrosivos o inhibidores, además deberá de ser compatible con el fluido.

El recubrimiento interior se puede aplicar de dos formas :

En planta. Este sistema se aplica cuando los tubos son nuevos, para lo cual, se limpia el tubo en su interior a metal blanco con chorro de arena y se aplica el recubrimiento, después de instalada la tubería las uniones de soldadura quedarán desprotegidas, las cuales, pueden ser recubiertas por un sistema de dos diablos con un bache de recubrimiento, ó utilizar un método combinado de recubrimiento inhibitor.

En campo. Este método es cuando ya existe la tubería y no fue recubierta en planta y es necesario recubrirla para la protección de la corrosión, o cuando la protección interior ya no sirve y el procedimiento de aplicación es el siguiente:

- 1) **Obtención de información.** En este momento, se procederá a recabar toda la información de las condiciones de operación de la línea y sus antecedentes, que son: análisis del fluido a transportar, verificar el tipo de recubrimiento interior que se le aplicó si lo tiene, caminos de acceso, determinar si es línea nueva o usada, diámetro y longitud de la línea, humedad relativa del área, cuantificar el avance de corrosión, determinar el tipo de solución a usar, etc.

2) Instalación de equipo. Una vez obtenida toda la información anterior, se procede a los trabajos preliminares que son: Instalación de lanzado y recepción de diablos (trampa de diablos fig. Fig 5.1.3.1-A) , depósitos de agua y químicos, y todos los elementos requeridos para la correcta realización del trabajo.

3) La primera tarea será transitar los diablos de limpieza é inspector,, una vez que el diablo inspector corre sin problemas la línea se considera lista para el tratamiento.

4) Si la línea es nueva y presenta recubrimiento previo, se lanzarán diablos de limpieza ligera alternándolos con diablos de cepillo para rayar el recubrimiento, después se procederá a inyectar las soluciones químicas que removerán el recubrimiento. Drenando el ácido se lanzarán diablos en ambas direcciones rayando y removiendo el recubrimiento, se repetira ésto hasta que el ácido salga limpio en la ultima descarga, lo cual significa que ya no hay oxido ni recubrimiento, esto indica que se encuentra la tubería a metal blanco.

5) Las líneas que han estado en operación se desgasificarán para prevenir explosiones, una vez obtenida la limpieza de la tubería a metal blanco, se lanzan cargas neutralizantes y una carga mas limpiadora con inhibidor, y se procederá a secar y neutralizar la superficie usando inhibidores hasta lograr un PH cercano a 7, con lo cual la tubería se encuentra lista para recibir el recubrimiento.

6) La aplicación del recubrimiento se llevará a cabo en baches entre dos diablos, teniendo cuidado de una velocidad constante para que el espesor de la película sea constante, se continúa con corridas sucesivas hasta obtener el espesor mínimo en cualquier zona de la tubería. El espesor puede ser de 6 hasta 12 milésimas de pulgada como mínimo.

Una vez que se aplica la ultima capa se procede a curar la línea para que el recubrimiento quede con acabado liso.

5.1.3.2 Evaluación de eficiencia de los métodos de control de corrosión Interior.

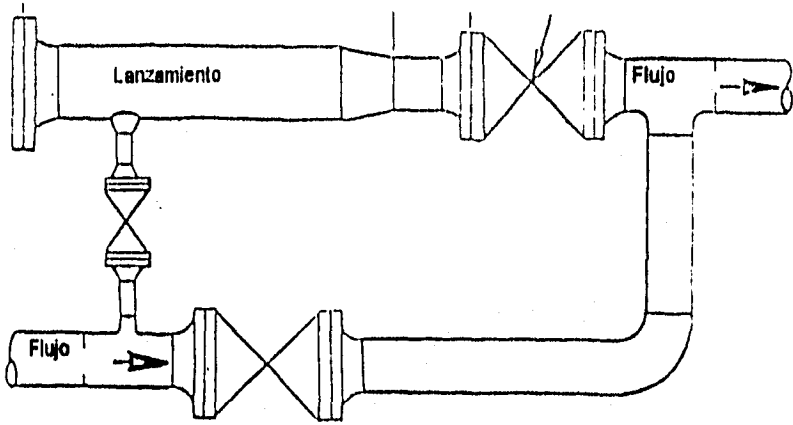
Han sido desarrolladas varias técnicas para detectar la corrosión Interior y determinar su severidad, y evaluar la eficiencia del control de la corrosión Interior, siendo el objeto primordial de éstas, el estar en posibilidades de localizar el ataque corrosivo antes de que ocurran daños de consideración y pongan en peligro las instalaciones; con el uso de las técnicas que se describen a continuación se pueden hacer predicciones razonables sobre la severidad de la corrosión.

Contenido de fierro.

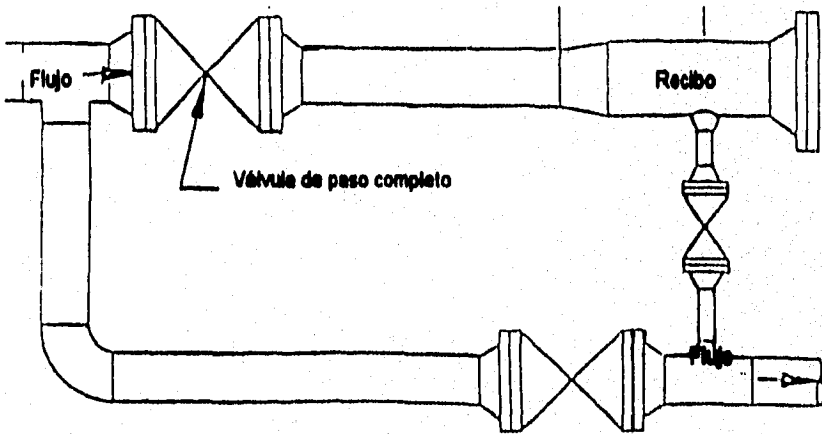
El análisis del contenido de fierro en el agua en las tuberías de transporte, es un método bastante útil para predecir la intensidad de la corrosión interna de las mismas, sin embargo, al usar este método de determinación, se deben tomar en cuenta varios factores. Las discrepancias ocasionales que se presentan al tratar de correlacionar las pérdidas totales de fierro con las fallas por corrosión del equipo, pueden ser explicadas considerando los varios tipos de ataque corrosivo. Si la corrosión es una pérdida uniforme de metal, el análisis de fierro puede ser alto con daños de poca importancia. Por otro lado, si los daños por corrosión son picaduras profundas, el análisis de fierro es bajo, con daños considerables al equipo. Las técnicas usadas al obtener y analizar las muestras, así como los procedimientos analíticos empleados son básicos. La importancia primordial de los análisis de fierro estriba principalmente en detectar los cambios de corrosividad del electrolito.

Placas testigos y probetas.

Válvula de paso completo



trampa de envío de diablos



Trampa de recibo de diablos

Figura 5.1.3.1-A Trampa de envío y recibo de diablos

El uso de placas testigo es otro medio para evaluar la existencia, velocidad y tipo de corrosión interior, y consiste en pequeñas placas de metal generalmente de acero de bajo contenido de carbono, las cuales son expuestas paralelamente al sentido de flujo corrosivo por un periodo de 4 semanas mínimo. La pérdida de peso de la placa al final de la prueba, se usa para cuantificar la corrosión expresándose en milésimas de penetración por año (MPA) de desgaste. Este método supone que la corrosión es uniforme, lo cual puede no ser cierto, si la causa fue por picaduras en el metal. La apariencia visual y la profundidad máxima de las picaduras en la placa testigo, suelen reportarse junto con la pérdida de peso de la misma.

La técnica de placas testigo tiene varias limitaciones, siendo éstas las siguientes:

- Indican la velocidad de corrosión únicamente en el punto donde están colocadas las placas.
- Las incrustaciones y depósitos de parafina sobre la superficie de la placa pueden dar resultados erróneos.
- La velocidad de corrosión indicada es relativa, debido al hecho de que las placas testigo no son del mismo material que la tubería.

Aún con estas limitaciones, la técnica aporta información muy útil sobre todo con fines comparativos, como para la evaluación de inhibidores.

Las probetas corrosimétricas nos dan información instantánea o continua, la cual se puede registrar apoyados con el equipo de computo ó de alarma .

Análisis químico.

Se deberán tomar muestras representativas para registrar los contaminantes corrosivos y productos de corrosión; la toma de muestras deberá hacerse por personal capacitado siguiendo los procedimientos adecuados sin descuidar los aspectos de seguridad; el equipo debe de ser el adecuado y libre de contaminantes.

Si existe agua en la tubería, se investigará si contiene dióxido de carbono, ácido sulfhídrico, bacterias, ácidos y cualquier otro contaminante corrosivo incrustante que pudiera ocasionar atascamiento. La frecuencia del análisis se fijará de acuerdo a las variaciones en la calidad del fluido.

Caída de presión.

Otra forma de evaluar la eficiencia de los métodos de control de la corrosión interior de una tubería son las caídas de presión, puesto que caídas de presión adicionales en la tubería nos reflejan una limpieza deficiente en la misma y por consecuencia lógica una reducción en el transporte lo cual nos servirá como guía para determinar la eficiencia del método de control de corrosión interior.

Inspección interior con equipo instrumentado.

Esta técnica es la más reciente para determinar y evaluar los daños por corrosión interior y por su importancia se tratará más adelante independientemente.

5.1.3.3 Registros del control y evaluación de la corrosión interior.

Se deberá de registrar:

- Análisis del flujo, incluyendo su velocidad y contenido de impurezas.
- Consideraciones físicas de la tubería: diámetro, longitud, espesor de pared, especificación del material, cambios de diámetro, recubrimiento interior, tipo, etc.

- Consideración de tratamientos tales como: deshidratación, deaeración, inhibidores, aditivos químicos, etc.
- Equipo de monitoreo.
- Inspección visual de la tubería.
- Inspección y pruebas de testigos, probetas, análisis químicos y microbiológicos, equipo instrumentado, etc.
- Corridas de diablos de limpieza incluyendo la fecha, tipo de diablo, cantidad de agua y sólidos removidos en cada tramo.
- Tipo de inhibidor y dosificación.
- Estadísticas de fallas, fugas y corridas de diablos de limpieza é instrumentados.

5.1.3.4 Parámetros de referencia y sugerencias de evaluación.

A) En los oleoductos invariablemente los nipples de evaluación se colocarán por la parte inferior del tubo. Igual criterio se tomará para tuberías de productos refinados con diámetros mayores a 14 pulgadas.

B) El valor máximo permisible de velocidad de corrosión es de 2 mpa (milésimas de pulgada por año), ó la disminución de hasta del 80 % el valor de la velocidad de corrosión obtenida sin inyección de inhibidor.

C) Los testigos gravimétricos serán de acero al carbón 1018 o 1020, una vez evaluados, se revisará con lupa su aspecto, anotando su condición conforme a la siguiente clasificación:

1. Presenta manchas sin evidencia de ataque generalizado ni picaduras.
2. No hay evidencia de ataque por picaduras; presencia de ataque general de ligero a moderado.
3. Ataque general a intenso; no hay ataque por picaduras.
4. No hay evidencia de ataque generalizado, presenta manchas, una ó dos picaduras de poca profundidad.
5. Ataque por picaduras moderado y disperso sin ataque generalizado.
6. Ataque por picaduras moderado y disperso, combinado con desgaste ligero en toda la placa.
7. Ataque por picaduras moderado y disperso, combinado con ataque general moderado.
8. Ataque por picadura intenso, asociado con ataque generalizado intenso.
9. Ataque por picadura, una ó dos perforaciones, asociado con ataque generalizado.

10. Ataque por picadura con tres ó mas perforaciones, ampollamiento por hidrogeno, corrosión generalizada con destrucción parcial del testigo.

11. Destrucción total del testigo.

5.1.4 Inspección de la tubería mediante equipo instrumentado.

En términos generales los equipos instrumentados o diablos instrumentados, son un importante recurso empleado para la obtención de información, que permite realizar mantenimiento preventivo a tuberías con la oportunidad debida, estos equipos detectan y con certeza localizan, todas las anomalías físicas en tuberías construidas de material ferro magnético que tenga una sección transversal significativa.

Estos instrumentos son completamente auto contenidos y operan basándose en el principio de localizar las fugas en el flujo magnético, creadas en la vecindad de las anomalías ó imperfecciones a medida que el instrumento pasa atravez de la tubería, es sensible a todas las discontinuidades de carácter interno ó externo. Una discontinuidad puede ser en forma de pérdida de metal, tal como corrosión por defecto de manufactura y daño mecánico, ó podría ser en forma de exceso de metal como aquellos encontrados en soldaduras, bridas, válvulas, parches, etc.

Otra forma de discontinuidad que es detectable primariamente por razones mecánicas en lugar de fuga de flujo magnético, es la curvatura de la tubería, ejemplos de estos últimos casos son abolladuras, ampollas de hidrogeno, curvas de arrugas y combas.

Tuberías a inspeccionar.

Las tuberías que se inspeccionarán, serán aquellas que a criterio del usuario lo requieran y reúnan las condiciones para inspección como son: dimensiones de las trampas y las condiciones de operación para obtener las velocidades de desplazamiento requeridas por el diablo.

La frecuencia con que se realizará la inspección con equipo instrumentado no está establecida, también será a criterio del usuario. El usuario decidirá el objetivo de la inspección analizando cada tramo comprendido entre trampa y trampa, tomando en cuenta los aspectos técnicos, económicos y estratégicos; considerando además los factores que influyen en la posibilidad de falla y sus consecuencias como son: Interferencias, corrosión, tipo de terreno, factores de construcción, factores de seguridad, seguridad al usuario, costo de operación.

Selección del equipo.

Entre los equipos utilizados para saber el estado de la corrosión interior en tuberías, se cuentan los equipos lina log , vecto log, etc. Fig 5.1.4-C, los cuales funcionan bajo el mismo principio; el factor determinante para la selección de uno ú otro será el costo de la inspección.

Acondicionamiento de la tubería.

Además del acondicionamiento de las trampas de diablos, previamente a la inspección con el equipo instrumentado, el usuario optará por realizar, según el caso, todos ó algunos de los siguientes pasos.

a) **Corridas de diablos de limpieza.** - El propósito primordial de una corrida del diablo de limpieza es para eliminar todas las incrustaciones de sólidos de la tubería, ya sean de oxido o cualquier otro residuo. Existan una gran variedad de diablos de limpieza que van desde cuchillas hasta magnéticos fig 5.1.4-A.

b) **Corridas de diablos calibradores.**- El propósito de efectuar la corrida de los diablos calibradores, es el de poder determinar con la mayor exactitud posible, el que no haya abolladuras significativas ú obstrucciones en la tubería, que puedan impedir el paso del diablo instrumentado. Este procedimiento es también usado para determinar una estimación de la velocidad del calibrador durante la corrida, y usarla como referencia en la corrida del diablo instrumentado fig. 5.1.4-B

Resultados.

De acuerdo a los resultados reportados el usuario decidirá las acciones a tomar en cada caso, ya sea la intervención directa en la rehabilitación del ducto, cambiar y controlar las condiciones de operación, evaluación de los sistemas de prevención de corrosión interior y exterior, ó bien la información puede servir como referencia para el mantenimiento preventivo al compararlo con corridas posteriores.

5.1.4.1 Equipo instrumentado.

A continuación se detalla el procedimiento del equipo vetcolog para tener una idea del funcionamiento de los equipos instrumentados de flujo magnético.

A) Principios generales

Los instrumentos vetcolog son completamente autocontenidos y operan basándose en el principio de localizar fugas en el flujo magnético, creadas en la vecindad de las anomalías é imperfecciones a medida que el instrumento pasa por la tubería.

B) El instrumento vetcolog.

Consiste de tres elementos principales: La sección impulsora en el frente, la sección combinada de imanas y transductores en el centro, y la de amplificadores electrónicos y sistemas de grabación en la parte trasera del instrumento.

Sección impulsora. Las baterías localizadas en la sección delantera proveen la energía necesaria para el instrumento durante las corridas; la sección impulsora está centralizada por copas de poliuretano; las copas permiten que se introduzca una diferencial de presión, ocasionando ésta a su vez, que el instrumento se mueva dentro de la tubería.

Sección transductora. La sección del centro está provista de un número adecuado de zapatas transductoras, montadas en dos anillos y éstas a su vez, mantienen un contacto estrecho entre los sistemas sensores y la superficie interior de la tubería, a través de la corrida de inspección. Los sensores cubren los 360 ° de la circunferencia de la tubería con un amplio margen de empalme. La suspensión de los sensores provee un factor de colapso suficiente, para que le permita al instrumento pasar a través de reducciones localizadas en el diámetro interior de la tubería, sin que esto cause daño al equipo.

A medida que el instrumento pasa a través de la tubería, un activo campo de flujo magnético es inducido en la pared de la tubería, señales electrónicas son generadas de la fuga del campo magnético, causadas a su vez por anomalías de carácter interno o externo del material de la tubería. Esta fuga de campo magnético se detecta por los dos grupos de sensores colocados en posición tal que cubra, como ya se ha señalado los 360° de la tubería.

Sección instrumentada. La sección trasera consiste en el sistema electrónico completo y los instrumentos de grabación, donde todas las señales son procesadas y acumuladas en una cinta magnética. Anexado a la sección trasera del instrumento se encuentran dos ruedas de odómetro, cuya función es de medir la distancia.

Estas tres secciones están acopladas por uniones universales, las cuales permiten que el instrumento pueda realizar efectivamente, los virajes que tenga que hacer en curvas normales en la tubería.

Sistema de reproducción.

Al finalizar la corrida la cinta magnética es removida del instrumento. El sistema de reproducción entonces recobra y procesa la información que fue acumulada en la cinta magnética. Esa información procesada se envía a un oscilógrafo de rayos de luz, donde es transferida al papel para que la persona que lo vaya a interpretar, tenga un formato visual sobre el cual revisar los datos de inspección.

Interpretación de las gráficas y capacidad de detección.

Las gráficas resultantes es un registro de las indicaciones producidas por las anomalías localizadas, en la tubería, durante la corrida del diablo instrumentado. El instrumento detectará anomalías internas o externas, dependiendo de la extensión de la penetración ó deformación de las mismas en la pared de la tubería.

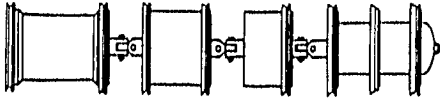
Los tipos de anomalías que se detectan son las siguientes:

- Perdida o desgaste de espesor.
- Picaduras por corrosión.
- Daño mecánico
- Ranuras, abolladuras y arrugas.
- Puntos duros.
- Combas.
- Defectos de fabricación.
- Marcas de asmeriado.
- Ampollas de hidrógeno.
- Rajaduras circunferenciales.
- Otras imperfecciones tridimensionales.

En adición a corrosión y otros tipos de defectos, la gráfica claramente indica muchos otros incidentes de la tubería que ayudan a correlacionarla, con los puntos conocidos a lo largo de la misma.

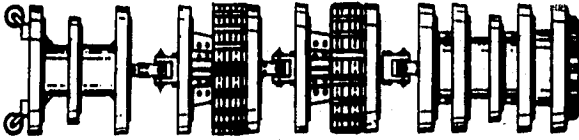
Más información acerca de estos equipos, se puede encontrar en los manuales de operación.

Cuando se corra un equipo de estas características en tuberías, debe procurarse que sea tratado posteriormente con inhibidores de corrosión. Los sensores del calibrador dejan activadas las superficies por donde se desliza, provocando de esta manera una corrosión en forma de surcos longitudinales, si no se tiene esta precaución.



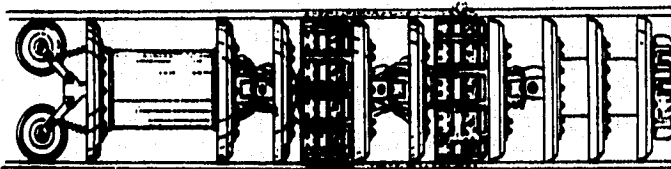
Diablo de limpieza

Figura 5.1.4-A



Diablo calibrador

Figura 5.1.4-B



Diablo instrumentado

Figura 5.1.4-C

5.2 Sobrepresión.

Al rebasar la máxima presión que puede soportar una tubería sin sufrir deformaciones irreversibles, se corre el riesgo de accidentes, los cuales pueden ser desde una pequeña fisura o fuga hasta el estallamiento de la tubería, por lo que deben tomarse en cuenta todos los dispositivos de seguridad de un sistema de transporte de hidrocarburos, que hallan cumplido con todos los requerimientos de diseño, construcción, operación y supervisión. Por lo tanto; que todos los dispositivos de seguridad tales como válvulas de retención, bloqueo, puentes, etc., tengan un programa de mantenimiento y seguridad adecuado que asegure su funcionamiento óptimo y cumplan su cometido en caso de una sobrepresión.

5.3 Soldadura

5.3.1 Inspección y pruebas de soldaduras.

La compañía tiene el derecho de inspeccionar todas las soldaduras por pruebas destructivas y pruebas no destructivas, y tomar algunas de ellas en carretes y someterlas a pruebas mecánicas que deben cumplir con lo estipulado en la última edición del estándar API 1104. Las pruebas no destructivas deben efectuarse al cien por ciento de las soldaduras realizadas, independientemente de la clase de localización.

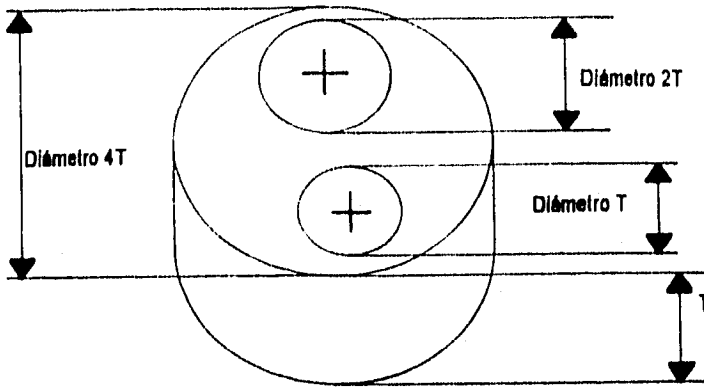
Los métodos de inspección no destructivos de soldaduras ejecutadas en tuberías serán los siguientes:

- Inspección radiográfica.
- Inspección con partículas magnéticas.
- Inspección ultrasónica.
- Inspección con líquidos penetrantes.
- Inspección con corrientes parásitas.
- Inspección radiográfica neutrónica.
- Inspección para detección de fugas.

La entidad encargada de la construcción, debe mostrar a la entidad operativa las placas y reportes radiográficos de soldaduras inspeccionadas, como son: las aceptadas, las rechazadas y las reparadas o sustituidas al terminar la construcción, se entregarán las placas y reportes radiográficos a la rama operativa, en grupos correspondientes a los planos de trazo general por secciones de tres kilómetros.

Las placas radiográficas de las soldaduras deben tener indicadas las referencias necesarias para la identificación y localización de la junta en el campo, como son: sistema de tubería, diámetro, tramo ó sección del sistema inspeccionado, número progresivo de junta, etc., de tal manera que la soldadura en cuestión y cualquier discontinuidad en ella pueda ser localizada rápidamente. En las placas radiográficas debe aparecer perfectamente visible el penetrómetro correspondiente, el cual es un pequeño pedazo de metal de la misma clase y con las mismas características del material por radiografiar y es de medidas y tamaños estandarizados fig 5.3.1-A.

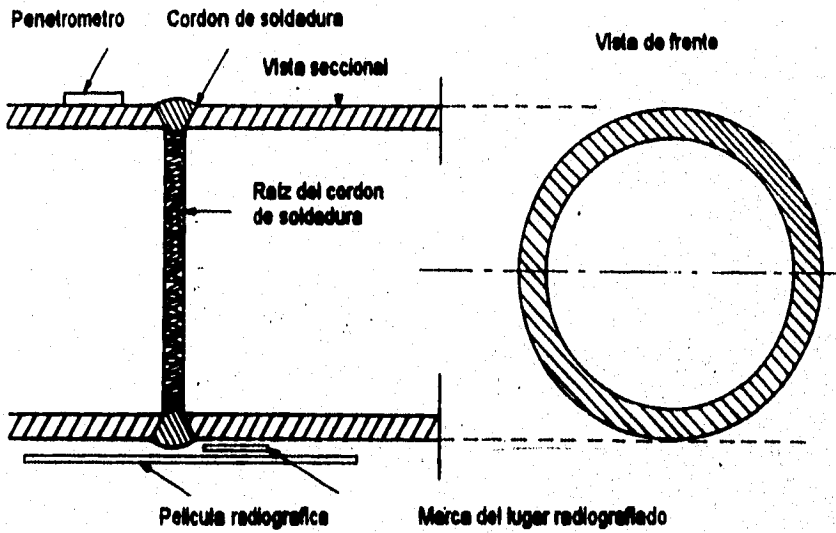
La selección del punto para la radiografía es una parte importante para detectar fisuras, fracturas o desalineamientos, y debe tenerse cuidado con las exposiciones, sombras, penumbras y distorsiones de la imagen. Al seleccionar el punto de emisión, se requiere tomar en cuenta los factores siguientes.



Ejemplo de penetrometro circular

Figuras 5.3.1-A

Colocación típica de un penetrometro



- La fuerza de penetración de los rayos X o Gamma.
- La geometría del objeto.
- La densidad del objeto.
- El medio que rodea el objeto.

Considerando estos factores el radiólogo deberá preparar la pieza, seleccionar la técnica adecuada de radiografiado. Para la inspección de tuberías utilizadas en oleoductos, se aplica la técnica denominada imagen de doble pared fig 5.3.1-B.

El personal técnico encargado de tomar, revelar e interpretar radiografías de uniones soldadas, así como el de reportar resultados de la inspección, deberá tener y presentar documentación que lo acredite como técnico calificado en inspección no destructiva, dicha documentación debe reunir los requisitos siguientes:

- 1) Identificar perfectamente al poseedor.
- 2) Indicar la norma con la cual fue calificado y los procedimientos de inspección no destructiva que fueron incluidos en dicha calificación, dichos procedimientos de inspección no destructiva son los del punto 5.3.3.
- 3) Indicar la institución que expide la documentación.

Los tres niveles básicos de inspección no destructiva para los cuales un técnico podrá estar calificado serán.

1) Nivel 1. Está calificado para ejecutar correctamente calibraciones de los equipos, inspecciones y evaluaciones específicas, de acuerdo con instrucciones escritas de la técnica de la inspección para la cual fue calificado, y para registrar los resultados adecuadamente. Debe ser guiado por un técnico de nivel 2 o 3.

2) Nivel 2. Está calificado para ajustar y calibrar los equipos, para interpretar y evaluar los resultados con respecto a los códigos, normas etc., aplicables. Además está familiarizado con el alcance y limitaciones del procedimiento, prepara instrucciones escritas y organiza, controla y reporta los resultados de las inspecciones no destructivas para lo cual fue calificado.

3) Nivel 3. Está calificado para establecer técnicas de inspección, para interpretar códigos, normas, etc., así como para diseñar el procedimiento y la técnica particular a utilizar. Es responsable de las operaciones de inspección no destructiva para la cual fue calificado y de la cual está encargado. Está capacitado para evaluar los resultados con respecto a los códigos, estándares y especificaciones existentes.

5.3.2 Defectos y estándares de aceptabilidad en soldaduras.

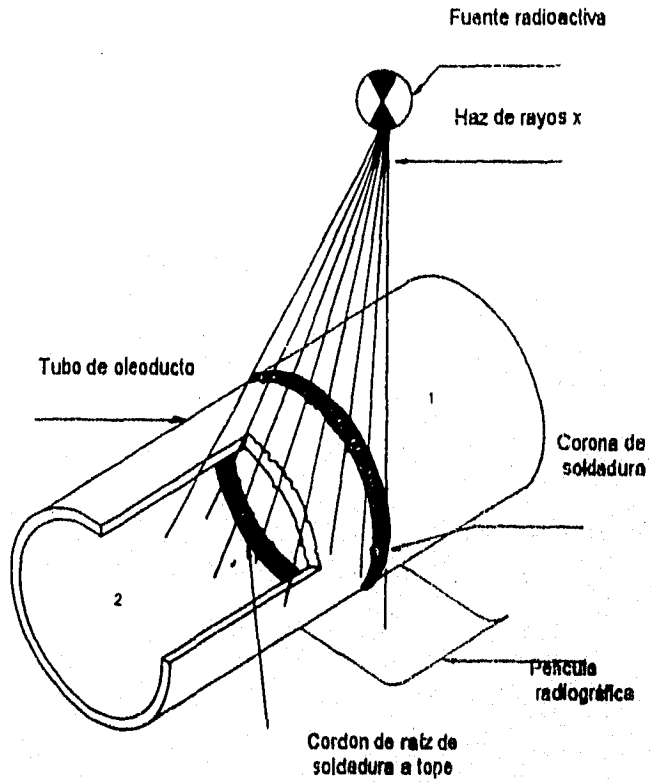
Clasificación de los defectos.

De acuerdo con las normas de API " Instituto Americano del Petróleo " , se proporcionará a continuación la clasificación de los defectos que sirve para calificar e identificar las radiografías.

Norma API 650.

Fracturas.(serie 100)

figura 6.3.1-B
Toma radiográfica con fuente radioactiva y película exterior



Es una separación de un tamaño indeterminado, o una discontinuidad en la estructura homogénea del metal de la soldadura, o del metal base soldado, y se considera como el más importante de los defectos de la soldadura. Ninguna soldadura que contenga roturas, sin importar su tamaño o localización, debe ser aceptada fig 5.3.2-A

Tipos de fracturas.

- 1) Fracturas de carácter longitudinal.
- 2) Fracturas de carácter transversal.
- 3) Fracturas de carácter en estrella.
- 4) Fractura longitudinal.
- 5) Fractura transversal.
- 6) Fracturas salteadas.

Son varias las causas que originan una fractura, y puede ser por una técnica deficiente de soldadura, exeso de temperatura, enfriamiento brusco, fricción, exeso de tensión, fatiga del metal, etc. Siempre que se detecte una fractura es necesario tomar una acción correctiva, ya que cualquier tipo de fractura es considerado peligroso dado que da lugar a accidentes y a la destrucción de la parte fracturada.

Porosidad o bolsa de gas.(serie 200)

Son huecos o cavidades esféricas u ovaladas, semicírculos irregulares que son discontinuidades en la estructura de los cordones de soldadura, provocadas por atrapamiento de los gases en el momento de solidificación fig 5.3.2-B

Tipos de porosidad.

- 1) Porosidades salteadas con formas irregulares semiesféricas de diámetros de 3/16" y 1/8"; en el primer cordón de soldadura.
- 2) Porosidades salteadas con formas irregulares semiesféricas de diámetro de 1/16" y 3/32"; en el segundo cordón de soldadura.
- 3) Porosidades agrupadas en formas semiesféricas y con diámetros menores de 1/16", en el primero y segundo cordón de soldadura.
- 4) Porosidades en línea y muy proximas unas a otras.
- 5) Poro tunnel

La causa es por el atrapamiento de los gases producidos por el arco eléctrico de la soldadura, y/o los que se presentan por la combustión de materias orgánicas (suciedad, grasa, oxidos, restos de pintura, etc.), electrodos con el fundente sucio ocasionando que los gases no sean efectivos en su acción de proteger al metal de aporte, entremezclándose quedando atrapados en el cordón de soldadura.

Inclusión de sólidos .(serie 300)

Este defecto también se conoce como inclusión de escoria, y se origina cuando los metales o materia sólida quedan atrapados en el cordón de la soldadura, entendiéndose por materia sólida la escoria que se forma en el fundente de los electrodos con el calor del arco eléctrico y se solidifican.

Tipos de inclusión

- 1) En línea fig 5.3.2-C.
- 2) En doble línea fig 5.3.2-D.
- 3) Intermitente fig 5.3.2-E.

Este defecto se produce por el empleo de una técnica deficiente tanto en la altura del electrodo como en su velocidad de avance

Fusión incompleta o falta de penetración. (Serie 400)

Dichos defectos pueden presentarse por separado o bien, puede darse por una combinación de ambos. Se acostumbra referirse a la falta de penetración en relación con el cordón de la raíz de la soldadura; presentándose este defecto cuando la soldadura no penetra lo suficiente a través del bisel de la preparación, hasta atravesar el hombro de éste y formar el cordón de raíz en el extremo inferior fig 5.3.2-F

La fusión incompleta es la falla en un tramo que no hubo fusión o liga intermetálica entre el cordón de soldadura y el metal base fig 5.3.2-G

Las causas de este defecto son:

- Superficies sucias, con escamas de óxido, grasa, restos de pintura, etc.
- Preparación deficiente.
- Separación o unión del bisel excesiva.
- Angulo inadecuado del bisel.

Penetración excesiva, corona baja, soldadura desalineada, tubo desalineado, socavado, y rechupes. (serie 500).

La penetración excesiva es el lugar donde el metal de la soldadura se colgó en el cordón de raíz. Las principales causas de este defecto son : hombro del bisel muy abierto, corriente de soldar excesiva, velocidad de soldado muy lenta, electrodo de diámetro muy grueso fig 5.3.2-H.

La corona baja es un cordón de soldadura con perfil incorrecto que presenta depresiones continuas o aisladas. Las principales causas del defecto son : incorrecta manipulación del electrodo y pobreza de técnica, exeso de corriente, electrodo en mal estado fig 5.3.2-I.

La soldadura desalineada es un cordón de soldadura que sigue una línea sinuosa, y se va trasladando pronunciadamente a ambos lados del bisel que sirve de centro del cordón. Las principales causas de este defecto son : Falta de cuidado al soldar, técnica pobre y descuidada, soldar en posición incomoda fig 5.3.2-J.

El tubo desalineado es cuando dos tubos cuyas bocas no coinciden en las líneas de sus paredes y que se encuentran asimétricas, ya sea en la circunferencia interna y externa o en cualquiera de ellas. Las principales causas de este defecto son : Tubos mal armados, tubos ovalados, paredes de espesor distinto fig 5.3.2-K.

El socavado es la producción de una ranura por contracción de la fusión, en el metal base adyacente a la orilla de la raíz de la soldadura y que no es rellenado por el metal de aporte, causado por exceso de calor y posición inadecuada del arco. El socavado es uno de los defectos

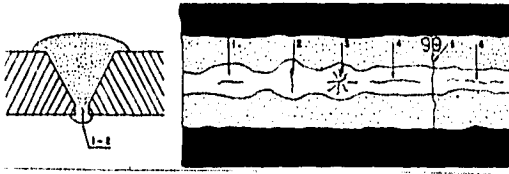


Figura 5.3.2-A

Corte transversal Registro radiográfico de fractura

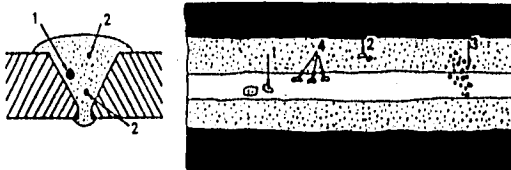


Figura 5.3.2-B

Corte transversal Registro radiográfico de porosidad

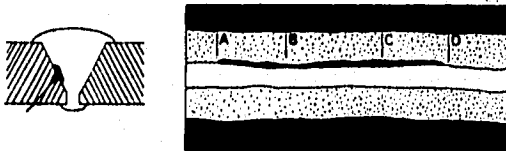


Figura 5.3.2-C

Corte tranversal registro radiográfico de inclusión de sólidos

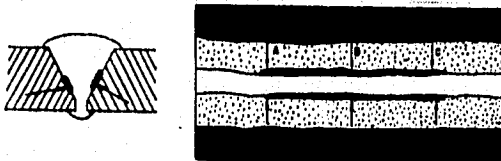


Figura 5.3.2-D

corte tranversal registro radiográfico de inclusión en doble línea

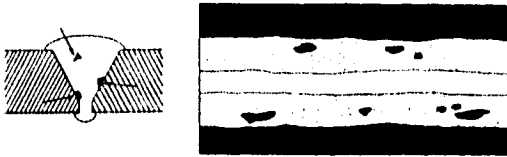


Figura 5.3.2-E

Corte transversal Registro radiografico Inclusion de escoria intermitente

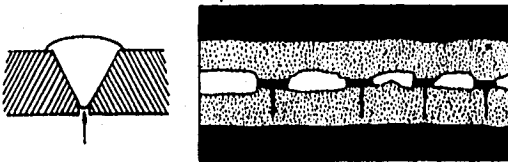


Figura 5.3.2-F

Corte transversal Registro radiografico de falta de penetracion

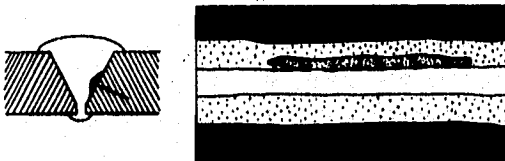


Figura 5.3.2-G

Corte transversal Registro radiografico de fusion incompleta

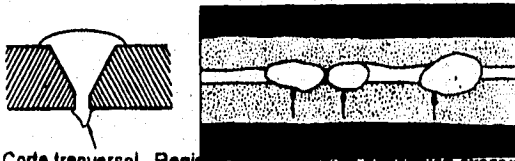


Figura 5.3.2-H

Corte transversal Registro radiografico de penetracion excesiva

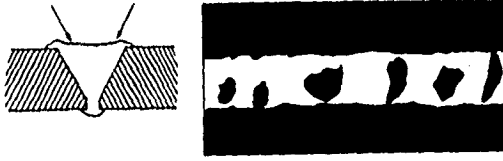


Figura 5.3.2-I

Corte transversal Registro radiográfico de corona baja



Figura 5.3.2-J

Corte transversal Registro radiográfico de soldadura desalineado

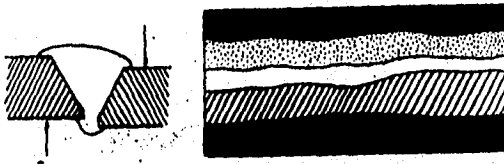


Figura 5.3.2-K

Corte transversal Registro radiográfico de tubo desalineado

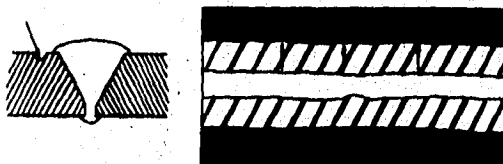


Figura 5.3.2-L

Corte transversal Registro radiográfico de socavada

más serios en soldadura, y puede presentarse tanto en la orilla de la corona del codón de soldadura (externo figura 5.3.2-L) como en la orilla del cordón de raíz (interno figura 5.3.2-M). Las causas de este defecto son debidas a : una corriente excesiva al soldar, manipulación incorrecta del electrodo.

El rechupe es el lugar donde el metal de la soldadura se contrae formando canaladuras espaciadas, que parecen grietas en el centro del cordón de raíz y a un lado de dicho cordón junto al metal base. La principal causa de este defecto es falta de corriente fig 5.3.2-N.

Defectos micelaneos o diversos en soldadura. (serie 600).

Son los defectos en el tubo o accesorios tales como laminaciones, extremos resquebrajados, quemaduras de arco, chisporroteo excesivo, cordones irregulares, etc.; uno de dichos defectos es el denominado quemada por intensidad de arco que se divide en :

-Quemada en la raíz, que es la porción o partes del cordón de raíz donde hubo penetración excesiva y exeso de fusión. Las principales causas de este defecto son : amperaje muy alto, arco muy intenso, electrodo muy grueso, soldar con poca velocidad fig 5.3.2-O.

-Quemada en la placa, que son las quemaduras sufridas en la placa o metal base causadas por la costumbre de soldar puentes, para sostener los extremos de la placa para soldar fig 5.3.2-P.

Reparación y eliminación de defectos de soldadura.

Todos los defectos, exceptuando las fracturas pueden ser reparados, en caso de presentarse una fractura debe eliminarse toda la junta cortando un carrete. Todas las reparaciones deben cumplir con los estándares de aceptabilidad para pruebas no destructivas señaladas en el siguiente tema. Antes de que se repare el defecto debe de ser removido hasta el metal limpio, Todas las escorias deben de ser removidas con cepillo de alambre, los defectos de soldadura reparados deben ser nuevamente inspeccionados por el metodo previamente usado, una soldadura solo puede ser reparada como máximo dos veces.

Estándares de aceptabilidad.

Los estándares de aceptabilidad son normas aplicables para determinar dimensión y tipo de defecto, localizado por la radiografía y otro método de prueba no destructiva. También pueden ser aplicados a la inspección visual. Sin embargo, no pueden ser utilizados para determinar la calidad de las soldaduras, las cuales están sujetas a pruebas destructivas.

Ya que los métodos de pruebas no destructivas dan únicamente dos dimensiones, el inspector podrá rechazar la soldadura, aún cuando aparentemente cumpla con las normas de aceptación, si en su opinión la profundidad del defecto sea en detrimento del esfuerzo de la soldadura.

Fracturas. No debe de ser aceptada ninguna soldadura que contenga fracturas, independientemente del tamaño o localización debe de ser rechazada totalmente fig 5.3.2-Q.

Porosidad esferica. La dimensión máxima de cualquier porosidad esférica individual, no deberá exceder de $1/8$ " o del 25 % del espesor de la pared del tubo, cualquiera que sea la menor fig 5.3.2-R.



Figura 5.3.2-M

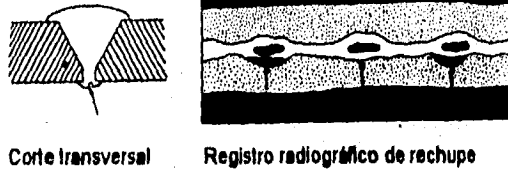


Figura 5.3.2-N



Figura 5.3.2-O



Figura 5.3.2-P

Agrupación de porosidades. Esta agrupación porosa ocurrida en la última pasada no deberá exceder en un área de $\frac{1}{2}$ ". El diámetro con las dimensiones máximas de cualquier porosidad individual dentro de esta agrupación no excederá de $\frac{1}{16}$ ". La longitud total de esta agrupación porosa en cualquier longitud de 12" de soldadura, no deberá exceder de $\frac{1}{2}$ ". Si esta agrupación ocurre en cualquier otro cordón, deberá de recurrirse a porosidades esféricas 5.3.2-S.

Porosidad de gusano. La dimensión máxima de la imagen radiográfica asociada con la porosidad de gusano, no debe de exceder de $\frac{1}{16}$ " o 25 % del espesor de pared del tubo, cualquiera que sea menor. La orientación de esta discontinuidad puede afectar la densidad de la imagen de la radiografía, y debe considerarse si la dimensión que no aparece es en detrimento o no, de la resistencia de la soldadura, para que esta sea o no rechazada fig 5.3.2-T.

Porotúnel. Es una porosidad lineal alargada ocurrida en el cordón de la raíz. La longitud máxima de esta discontinuidad no deberá exceder en $\frac{1}{2}$ ". La longitud total del porotúnel en cualquier longitud continua de 12", o discontinuidades adyacentes individuales excediendo de 0.25" en longitud, deberán estar separados por lo menos 2" de metal de soldadura sana fig 5.3.2-U.

Dobles líneas de escoria.

Tuberías con diámetro exterior de 2 3/8" y mayores.

Cualquier inclusión alargada de escoria no deberá exceder de 2" en longitud o $\frac{1}{16}$ " en ancho. La longitud total de una línea doble de escoria en una longitud de 12" de cordón continuo, no deberá exceder de 2"; inclusiones adyacentes de escoria extendidas a lo largo, deben estar separadas por cuando menos 6" de metal de soldadura sana. Las líneas paralelas de escoria deberán ser consideradas como separadas, o el ancho de cualquiera de ellas no exceder $\frac{1}{32}$ ".

Tuberías con diámetro exterior menor de 2 3/8".

Inclusiones de escoria alargadas no deberán de exceder $\frac{1}{16}$ " en ancho, o 3 veces el espesor nominal de la pared en longitud. Líneas paralelas de escoria, deberán ser consideradas como defectos separados, y el ancho máximo de cualquiera no debe exceder de $\frac{1}{32}$ ".

Inclusiones de escoria aisladas.

Tuberías con diámetro exterior de 2 3/8" y mayores.

La longitud máxima de cualquier inclusión de escoria no deberá exceder $\frac{1}{8}$ ". La longitud total tolerable en un cordón continuo de soldadura de 12", será de $\frac{1}{2}$ "; no deben exceder 4 inclusiones aisladas con un ancho máximo de $\frac{1}{8}$ " de longitud. Las inclusiones adyacentes de escoria deben estar separadas por 2" de metal sano fig 5.3.2-V.

Tuberías con diámetro exterior menor de 2 3/8".

El ancho máximo de cualquier inclusión aislada no deberá exceder de la mitad del espesor nominal de la pared, y la longitud total de dichas inclusiones no debe exceder dos veces el espesor nominal de la pared. Las inclusiones adyacentes de escoria deben estar separadas por 2 " de metal sano.

Penetración inadecuada en la raíz de la soldadura. Cualquier condición individual relativa a este tipo de penetración no deberá ser mayor de 1 ". El largo total de dicha condición en cualquier continuidad de 12 " de longitud de soldadura, no deberá exceder de 1 " ; los defectos individuales deben estar separados cuando menos 6 " de soldadura sana . Si la soldadura es menor de 12 " de longitud continua, entonces la longitud total de dicha condición, no deberá exceder el 8 % de la longitud de la soldadura fig 5.3.2-W.

Falta de penetración con desalineamiento. Cuando uno de los biseles de la raíz está expuesto, la longitud de esta condición no deberá exceder de 2 " en longitudes individuales, o 3 " en una longitud continua de soldadura de 12 " fig 5.3.2-X.

Fusión incompleta en la raíz de la junta o parte superior de ésta. La fusión incompleta en este caso, se da entre el metal de aporte y el metal base, y no debe exceder de 1 " de longitud. La longitud total de dicha condición en una longitud de 12 " continua de soldadura, no deberá exceder de 1 " . Si la soldadura es menor de 12 " de longitud, entonces este defecto no excederá del 8 % de la longitud total.

Fusión incompleta debida a traslape frío. Es una discontinuidad entre dos cordones, o bien entre un cordón y el metal base. Este tipo de discontinuidades individuales no deberá exceder de 2 " de longitud en un tramo de 12 " de soldadura, así mismo la suma de estas discontinuidades no debe exceder de 2 " .

Concavidad interna (contracción) . La densidad de la concavidad interna, asociada a la imagen radiactiva, no deberá exceder del material base adyacente.

La longitud de la concavidad interna no es un factor de consideración cuando es determinada la aceptabilidad de esta condición. La concavidad interna está asociada con un cordón de soldadura depositado continuamente, y difiere de un área quemada, la que a su vez está asociada con depósitos intermitentes de metal.

Quemadas.

Tuberías con diámetro exterior de 2 3/8 " y mayores . Cualquier quemada no deberá exceder de 0.25 " , o del espesor de la pared de la tubería, cualesquiera que sea menor en cualquier dimensión. La suma de las dimensiones máximas de las quemadas aisladas en un cordón de 12 " de longitud, no deberá exceder de 0.5 " . Las radiografías de las quemadas reparadas deberán demostrar que éstas han sido reparadas con propiedad.

Tuberías con diámetro exterior menor de 2 3/8 " . Una quemada será aceptable cuando no exceda de 0.25 " , o del espesor de la pared del tubo, cualesquiera que sea menor en cualquier dimensión.

Socavados. El socavado adyacente al lecho superior en la parte exterior de la tubería, no deberá tener la forma de "v" ni tampoco deberá exceder de 1/32 " , o 12.5 % del espesor de la tubería. Tampoco deberá exceder 2 " en longitud, o un sexto de la longitud de la soldadura. El socavado adyacente a la raíz dentro de la tubería, no deberá exceder 2 " en longitud, o un sexto de la longitud de la soldadura fig. 5.3.2-Y.

Acumulación de discontinuidades. Cualquier acumulación de discontinuidades, teniendo una longitud total de más de 2 " en una longitud continuada de 12 " de soldadura, o más del 8 % de la longitud de la soldadura, si es menor de 12 " de largo, es inaceptable. Cualquier acumulación de discontinuidades cuya longitud total sea mayor que 8 % de la longitud de la soldadura de una junta, es inaceptable.

Defectos de tubería. Laminaciones, cuarteaduras, terminales divididas, hendiduras o cualquier otro tipo de defecto en la tubería, deberán ser reparadas o removidas como lo indique el Inspector.

5.3.3 conexión de ramales.

Las tes y cruces de acero para soldar a tope, deben cumplir con los códigos y estándares que se aplican para soldaduras de tuberías y cubrir los requisitos de construcción

5.3.4 Empates.

En las operaciones que se interrumpe la continuidad de alineado y soldado de la línea por las causas que se enumeran en construcción, para unir estas secciones y dar continuidad a la línea, debe seguirse el procedimiento de soldadura y considerar los estándares de aceptabilidad, procedimiento de inspección y radiografiado de una tubería en condiciones normales.

5.4 Limpieza y prueba hidrostática.

5.4.1 prueba hidrostática.

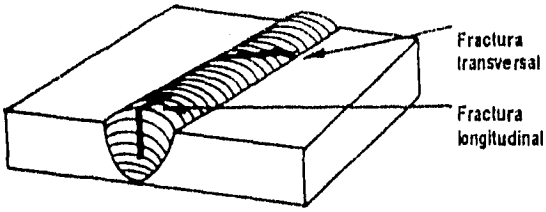
La prueba hidrostática en tuberías conductoras de hidrocarburos tiene por objeto primordial, garantizar que la instalación esté en condiciones de resistir sin presentar fugas ó fallas internas, presiones superiores a las que estará sometida durante su operación normal.

La prueba hidrostática de una línea de tubería puede definirse como la aplicación de presión, hasta un nivel especificado superior a la normal ó máxima de operación, en condiciones de flujo nulo, en un intervalo de tiempo establecido, y utilizando un líquido como medio de prueba.

La duración de la prueba es de 24 horas debiendo coincidir la presión final con la inicial al término de este lapso. Durante la prueba se podrán presentar oscilaciones de la presión motivadas por variaciones en la temperatura ambiente, que provoca dilataciones o contracciones del agua utilizada en la prueba. Las fugas detectadas deben ser corregidas luego de lo cual la línea debe ser nuevamente probada.

5.4.2 Limpieza y reacondicionamiento del derecho de vía.

Una vez terminadas las operaciones de construcción de la tubería y limpio el derecho de vía en cada tramo, el material excavado o cortado en las lomas, bordos de arroyos o ríos, corrientes de agua y otros sitios, durante la apertura y conformación del derecho de vía, deberá ser protegido contra deslizamientos y erosión, mediante compactación, rompecorrientes y drenes.



Fractura transversal
Fractura longitudinal

Figura 5.3.2-Q

Radlografía de fractura

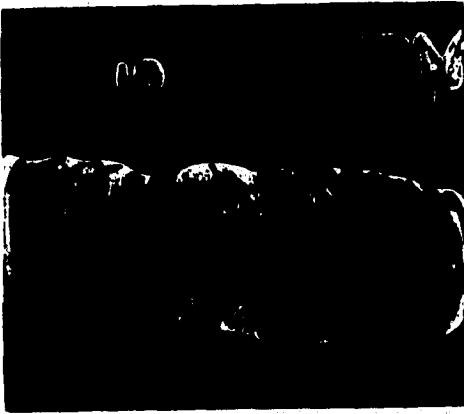


Figura 5.3.2-R

Radlografía de porosidad

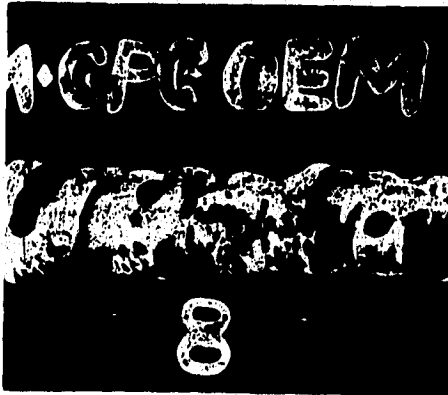


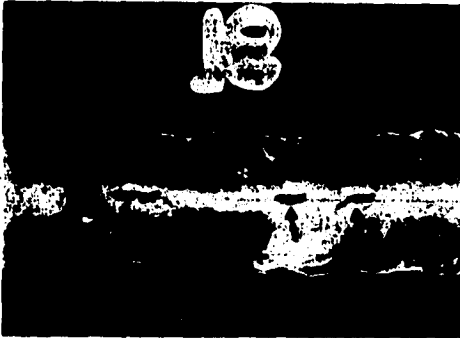
Figura 5.3.2-S

Agrupación de porosidades



Radiografía de porosidad de gusano

Figura 5.3.2-T



Radiografía de porosidad túnel

Figura 5.3.2-U



Radiografía de inclusión de escoria

Figura 5.3.2-V

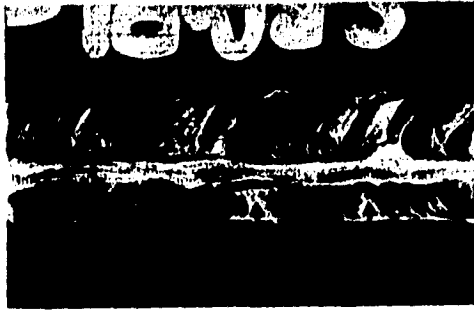


Figura 5.3.2-W

Radiografía de falta de penetración



figura 5.3.2-X

Radiografía de falta de penetración con desalineamiento



Figura 5.3.2-Y

Radiografía de socavado

5.5 Obras especiales

Cuando haya una interrupción en la secuencia de la producción de soldadura, a lo largo de la línea regular que pueda originarse por obstáculos que impidan la construcción de la misma, debe considerarse el tramo salvado como una obra especial, siempre que para lograrse la continuidad de la tubería se requieran cuadrillas, equipos, y sistemas de trabajo, diferentes de los que se usan en línea regular. Las obras especiales son: estaciones de bombeo, trampas de diablos, válvulas de seccionamiento, cruzamiento de corrientes fluviales, pantanos, lagunas, otras tuberías, cruces de vías de comunicación y cualquier otro obstáculo que interrumpa la construcción de la línea regular, para lo cual se deberá cumplir con los siguientes requerimientos:

5.5.1 Soportes y anclajes para tubería.

El supervisor de construcción debe poner especial cuidado a la construcción de soportes y anclajes, para que cumplan con MSS- SP-58, "Soporte para Tuberías , Materiales para Soportes Diseño y Manufactura" , y por su aplicación MSS SP-69 , y deben instalarse de manera que no se limite o interfiera la expansión ó contracción de la tubería.

5.5.2 Soldaduras .

Todas las soldaduras de cualquier obra especial deberán radiografiarse al 100 % e independientemente de cumplir con todos los requisitos del capítulo de construcción y las normas al respecto API 1104 y ASME/ANSI-B31.4.

5.5.3 Cruzamientos con carreteras o vías férreas, corrientes fluviales, lagunas, etc.

Los cruzamientos deberán realizarse de acuerdo a especificaciones de construcción.

Procedimiento para inspección de seguridad en cruzamientos.

1) Objetivo.

Ser una guía que permita en forma sencilla, sistemática y homogénea, llevar a cabo las inspecciones de seguridad.

2) Ambito de aplicación.

Este procedimiento es de observancia general y obligatorio en las inspecciones de seguridad preventivas de riesgos, que se realicen en la industria petrolera y deberá ser aplicado por la dependencia de seguridad industrial y protección ambiental que opere los oleoductos.

3) Marco normativo. Ver tabla 5.5

4) Conceptos y definiciones.

4.1 Inspección de seguridad y seguimiento de corrección de anomalías.

Es el examen efectuado a una instalación para determinar las condiciones de seguridad de la misma, registrando las anomalías que pongan en riesgo al personal y al medio ambiente. El seguimiento y corrección de anomalías es la verificación y activación ante las dependencias responsables, para que se corrijan todas las anomalías detectadas en la inspección de seguridad.

4.2 Cruzamiento.

Son las obras especiales que se requieren para que una tubería de conducción de hidrocarburos, cruce con seguridad ríos, depresiones de terreno en el derecho de vía y vías de comunicación (carreteras y vías de ferrocamil).

4.3 Tubería de transporte.

Son las líneas que sirven para transportar los hidrocarburos, desde un centro de recolección hacia un centro de distribución y/o consumo.

5) Lineamientos técnicos para la inspección.

1. Cruzamientos enterrados bajo caminos, carretera, y vías de ferrocamil. Verificar:

- 1.1 Si existen señalamientos informativos del cruzamiento.
- 1.2 Si la tubería de transporte está encamisada.
- 1.3 Que no existan emanaciones de vapores por las ventilas de la camisa.
- 1.4 En coordinación con personal de mantenimiento, los potenciales tubo suelo de la tubería conductora y de la camisa para determinar si no hay contacto metálico entre ellas.

2. Cruzamientos enterrados bajo ríos, lagunas, esteros y brazos de mar. Verificar:

- 2.1 Si el camino de acceso al cruzamiento es transitable para vehículos en cualquier época del año.
- 2.2 Si hay señalamiento de tipo informativo y/o restrictivo en la instalación.
- 2.3 Área de válvulas de seccionamiento (ver punto 5.5.4).

3. Cruzamientos aéreos. Verificar:

- 3.1 Si el camino de acceso al cruzamiento es transitable para vehículos en cualquier época del año.
- 3.2 Si hay señalamiento de tipo informativo y/o restrictivo en la instalación.
- 3.3 Si cuenta con soporteria adecuada (bases, abrazaderas, soportes, cables, tensores, etc.)
- 3.4 Si se encuentra identificado y pintado de acuerdo al código de colores vigente.
- 3.5 Si existe corrosión exterior. En caso afirmativo evaluarla de acuerdo al método del punto 5.5.8.
- 3.6 Si la tubería no tiene soporteria, que la distancia entre el tubo y el piso cumpla con el mínimo aplicable.
- 3.7 Que la tubería no presente daño, mecánico u otro tipo de deformación.

5.5.4 Válvulas de seccionamiento.

Las válvulas de seccionamiento deben quedar en posición accesible, protegidas y soportadas adecuadamente, para evitar asentamientos o movimientos de la tubería.

Procedimiento para inspección de seguridad en válvulas de seccionamiento y troncales.

1 Objetivo. Mismo que el punto 5..5.3 inciso 1.

2 Ámbito de aplicación. Mismo que el punto 5.5.3 inciso 2.

3 Marco normativo.- Ver tabla 5.5 inciso 3.

4 Conceptos y definiciones.

- 4.1 Inspección de seguridad y seguimiento de corrección de anomalías. Mismo que punto 5.5.3 inciso 4.
- 4.2 Válvulas de seccionamiento. Es la válvula que permite o impide el flujo en la tubería donde se encuentra instalada.
- 4.3 Válvula troncal. Es una válvula que permite derivar parte del producto o integrarlo a otra línea de transporte.

5 Lineamientos técnicos para la inspección.

1 Acceso. Verificar:

- 1.1 Si el acceso es transitable para vehículos en cualquier época del año .
- 1.2 Si tienen letreros informativos.
- 1.3 Si tiene cunetas adecuadas.

2 Área de válvulas. Verificar:

- 2.1 El estado de su cerca perimetral y si la puerta tiene candado.
- 2.2 Que el área interior y circundante este limpia (Libre de maleza y derrames).
- 2.3 Que existan suficientes señales de tipo informativo, preventivo y/o correctivo.

3. Válvulas. Verificar:

- 3.1 Si se cuenta con soporteria adecuada, con sus abrazaderas y aislantes de hule o neopreno completos.
- 3.2 Si se encuentran identificadas y pintadas de acuerdo con el código de colores vigente.
- 3.3 Que no exista fuga o producto por las conexiones mecánicas (bridas, válvulas, etc.) .
- 3.4 Que los pisos de rejilla y escaleras estén completos y con sus pasamanos donde los requieran, de acuerdo al instructivo de seguridad e higiene.

4. Igualadores. Verificar:

- 4.1 Si las bases de los soportes son de concreto y si las abrazaderas y los tomillos de anclaje están completos.
- 4.2 Si los soportes tienen aislantes de hule o neopreno.
- 4.3 Si hay corrosión exterior, evaluarla de acuerdo con método del punto 5.5.8.

5. Desfogue y fosa de quema. Verificar:

- 5.1 Las características de la válvula de desfogue.
- 5.2 Si la ubicación de la fosa de quema es adecuada de acuerdo a los vientos dominantes.
- 5.3 Si el acceso a la fosa está en buen estado.

5.5.5 Trampas de diablos.

Los trampas de diablos y sus componentes deben ensamblarse y probarse a los mismos límites de presión que la línea principal.

Procedimiento para inspección de seguridad en trampas de envío y recibo de diablos.

- 1 Objetivo. Mismo que el punto 5.5.2 inciso 1.
- 2 Ámbito de aplicación. Mismo que el punto 5.5.3 inciso 2.

- 3 Marco normativo. Ver tabla 5.5.
- 4 Conceptos y definiciones.
 - 4.1 Inspección de seguridad y seguimiento de corrección de anomalías. Mismo que el punto 5.5.3 inciso 4.
 - 4.2 Trampa de envío y recibo de diablos. Es un conjunto de válvulas y conexiones que permite introducir y recibir un diablo a la tubería para su limpieza o calibración de la misma.
5. Lineamientos técnicos para la inspección.
 - 1 Acceso. Verificar:
 - 1.1 Si el acceso es transitable para vehículos en cualquier época del año.
 - 1.2 Si tienen letreros informativos de acuerdo a norma NSPM-AVIII-1
 - 1.3 Si tiene cunetas adecuadas.
 - 2 Área de trampas de diablos. Verificar:
 - 2.1 El estado de su cerca perimetral y su puerta con candado.
 - 2.2 Si tienen letreros informativos de acuerdo a norma NSPM-AVIII-1
 - 2.3 Que existan suficientes señales de tipo informativo, preventivo y/o correctivo.
 - 3 Trampa de diablos.
 - 3.1 Si se cuenta con soportera adecuada, con sus abrazaderas y aislantes de hule o neopreno completas.
 - 3.2 Si se encuentran identificadas y pintadas de acuerdo con el código de colores vigente.
 - 3.3 Que no exista fuga o producto por las conexiones mecánicas (bridas, válvulas, etc.).
 - 3.4 Que los injertos, conexiones u otros elementos cumplan con los códigos ANSI/ASME-B-31.4
 - 3.5 Si existe corrosión exterior. En caso afirmativo evaluarla de acuerdo al método del punto 5.5.8.
 - 3.6 Que las válvulas tengan acceso, así como sus volantes de acuerdo a NSPM-AVIII-1.
 - 3.7 Que los pisos de rejilla y escaleras estén completos y con sus pasamanos donde los requieran de acuerdo al instructivo de seguridad e higiene.
 - 3.8 Que la purga de la trampa de diablos, descargue a la fosa de recuperación o de quema.
 - 3.9 Si existe quemador, que esté ubicado a una distancia tal, que la radiación no afecte al personal ni al equipo de acuerdo a API-RP-521.
 - 3.10 Las características de la válvula de desfogue.
 - 3.11 Que el desfogue de líquidos de la trampa de diablos se efectúe hacia la fosa de recuperación o de quema y que su ubicación sea la adecuada, de acuerdo a los vientos dominantes.
 - 3.12 Si el acceso a la fosa está en buen estado.
 - 3.13 Que la fosa de recuperación se encuentre en su nivel mas bajo.

5.5.6 Estaciones de bombeo.

El proyecto debe comprender todos los detalles específicos sobre las condiciones del suelo, cimentación y obras de concreto, fabricación de acero, tubería soldada y todos los efectos de construcción que contribuyen a la seguridad.

Procedimiento para inspección de seguridad en estaciones de bombeo.

1. Objetivo. Mismo que el punto 5.5.3 inciso 1.
2. Ámbito de aplicación. Mismo que el punto 5.5.3 inciso 2.
3. Marco normativo.- Ver tabla 5.5.
4. Conceptos y definiciones.
 - 4.1 Inspección de seguridad y seguimiento de corrección de anomalías. Mismo que el punto 5.5.3.

5 Lineamientos técnicos para la inspección.

En el caso de las estaciones de bombeo se verificará meticulosamente cada uno de los puntos siguientes :

- 1 Acceso a la estación.
- 2 Área de estación.
- 3 Líneas y cabezales generales de succión y descarga.
- 4 Válvulas de seguridad.
- 5 Área de bombeo.
- 6 Área de equipo motriz.
- 5 Protecciones.
- 8 Cuarto de control.
- 9 Sistema de contra incendio.
- 10 Área de tanques y almacenamiento de hidrocarburos.
- 11 Drenajes.
- 12 Quemador vertical.
- 13 Fosa de quema.
- 14 Subestación eléctrica.
- 15 Moto generadores eléctricos de emergencia.
- 16 Área de trampa de diablos.

5.5.7 Ensamble de los componentes de la tubería.

A) Atomillado . Las juntas bridadas deben ajustarse en tal forma , que las caras de contacto de los empaques se apoyen uniformemente conforme al procedimiento de atomillado que existe para ello .

B) Tubería de entrada y salida de bombeo. Todas las válvulas , piezas y accesorios de las unidades de bombeo , deben ser de las mismas presiones requeridas para las presiones de operación de la línea .

Movimiento longitudinal de las tuberías.

Para reducir al máximo los daños originados por el movimiento de la tubería , se deben localizar y calcular los anclajes necesarios .

Unión de los anclajes y soportes de la tubería.

Los soportes estructurales y anclas se podrán soldar directamente a los tubos, cuando éstos se diseñen para operar a un esfuerzo tangencial menor que el 50% de la resistencia mínima especificada del material . Las soldaduras de estos aditamentos deben cumplir con los estándares oficiales . Si la tubería se diseñó para operar a un esfuerzo tangencial mayor que el 50% de la resistencia mínima especificada del material , los soportes de la tubería deben proporcionarse mediante una pieza que rodee completamente el tubo.

5.5.8 determinación de la resistencia remanente de un tubo corroído.

- 1 Medir la máxima profundidad del área corroída y compararla con el espesor requerido por presión interna $(d/t) * (100)$
- A) Si la relación $(d/t) * (100)$ es menor al 10%, promover la aplicación de los recubrimientos que impidan la continuidad de la corrosión.
- B) Si la relación $(d/t) * (100)$ es mayor al 80% se deberá promover la reparación o sustitución del tramo corroído.
- C) Si la relación $(d/t) * (100)$ es igual o mayor al 10% pero igual o menor al 80% se deberá medir la longitud L del área corroída y compararla con las obtenidas en las tablas.

C.1 Si la longitud L es igual o menor a la obtenida de las tablas, se deberá promover la aplicación de los recubrimientos que impidan la continuación de la corrosión.

C.2 Si la longitud L es mayor a la obtenida en las tablas, se deberá calcular la presión P' y compararla con la presión de operación.

C.2.1 Si la presión p' es igual o mayor a la presión de operación, se deberá promover la aplicación de los recubrimientos.

C.2.2 Si la presión p' es menor a la presión de operación (P), se deberá reducir la presión de operación (P) a un valor menor o igual que (p'), y la reparación o sustitución del tramo corroído, así como la aplicación de los recubrimientos que eviten la corrosión exterior.

2. Evaluación de la presión máxima en áreas corroídas.

$$A = 0.693 \left(\frac{L}{\sqrt{DT}} \right)$$

Cuando el valor de A es menor o igual a 4.

$$P' = 1.1 P \frac{1 - 2/3 (d/t)}{1 - 2/3 \frac{d}{\sqrt{TA^2 + 1}}}$$

Cuando el valor de A es mayor a 4.

$$P' = (1.1 P) * (1 - d/t)$$

d = profundidad máxima del área corroída (pulgadas).
 L = longitud del área corroída (pulgadas).
 D = diámetro nominal (pulgadas).
 T = espesor requerido por presión interna (pulgadas).
 P = máxima presión de operación (p.s.i.).
 P' = presión máxima segura para el área corroída (p.s.i.).
 P' = deberá ser igual o menor a P.

TABLA 5.5

Marco de norma	normativo de seguridad	para en	las obras	inspecciones especiales
tipo de obra	trampa de diablos	Válvulas de seccionamiento	cruzamientos	estaciones de bombeo
A-VIII-1	*	*	*	*
A-VIII-9	*	*	*	*
DN-00-0-7	*	*	*	*
NSPM C1.-1				*
API-RP-1102			*	
API-RP-S21	*			
ANSI - B31.4	*	*	*	*
NFPA-10				*
NFPA-15				*
NFPA-78				*

Nombre de las normas.

- NSPM-AVIII-1 Requisitos Mínimos de Seguridad para el Diseño, Construcción, Operación, Mantenimiento e Inspección de Tuberías de Transporte.
- NSPM- AVIII-9 Derechos de Vías de las Tuberías de Transporte que conducen Líquidos.
- DN-09-0-07 Colores para Identificación de Tuberías que conducen Líquidos.
- NSPM-C1-1 Dispositivos de Alivio de Presión, Periodos Máximos Permisibles Para Calibración y Prueba.
- API-RP-1102 Prácticas Recomendadas para el Cruzamiento de Tuberías de Petróleo Líquido por Carreteras y Vías de Ferrocarril.
- API-RP-S21 Guía para Sistemas de Depresionamiento y Alivio de Presión.
- ANSI-B31.4 Sistema para Transporte de Hidrocarburos Líquidos, Gas Licuado, Amoníaco Anhidro Y Alcoholes.
- NFPA-10 Extintores.
- NFPA-15 Sistemas de Agua en Aspersión.
- NFPA-78 Protección contra Descargas Atmosféricas Eléctricas.

CAPITULO VI

6.0 INSPECCION, MANTENIMIENTO PREVENTIVO Y CORRECTIVO A TUBERIAS UTILIZADAS COMO OLEODUCTOS PARA EL TRANSPORTE DE CRUDO.

6.1 Generalidades.

El Inspeccionar, detectar fallas y dar mantenimiento para lograr la operación continua y eficiente de los sistemas de tuberías utilizadas como oleoductos para el transporte de crudo, se logra gracias a la dependencia que opera y mantiene a la tubería de conducción, es por ello necesario que cumpla con lo siguiente:

- a) Se deben establecer, implementar y hacer cumplir programas de vigilancia, inspección y mantenimiento periódico de una forma eficaz y funcional, para lograr una operación del oleoducto continua y sin problemas graves.
- b) Se deberán establecer planes e instrucciones por escrito para los trabajadores que efectuarán los trabajos de mantenimiento del sistema de tuberías.
- c) Se deberán establecer planes para el control de corrosión tanto interior como exterior en los sistemas de tuberías utilizadas como oleoductos.
- d) Se deberán contar con un plan emergente por escrito, bien detallado y revisado previamente para ponerlo en marcha en caso de fallas del sistema de tuberías, accidentes y demás emergencias; además será conveniente familiarizar a los trabajadores con las secciones aplicables del plan.
- e) Se deberán tener planes para estudiar los cambios de las condiciones que afecten la integridad y la seguridad del sistema de tuberías utilizadas como oleoductos, incluyendo medidas para el establecimiento de patrullajes más frecuentes y la presentación de informes por escrito de las actividades realizadas, especialmente en las áreas industriales, comerciales, residenciales, cruces de ferrocarril, carreteras y cruces con ríos, con el fin de considerar la posibilidad de dar una protección adicional que evite daños a la tubería utilizada como oleoducto para el transporte de aceite crudo.

6.2 Inspección de seguridad al oleoducto en operación.

El punto más importante de la inspección en los sistemas de transporte por tuberías utilizadas como oleoductos, es el de comprobar periódicamente que se mantengan en condiciones originales tanto de proyecto como de construcción y operación.

Objetivo. La inspección tiene por objeto garantizar la continuidad de una operación confiable, asegurándola mediante el conocimiento de la integridad de la tubería utilizada como oleoducto para el transporte de crudo y de su vida útil; con lo que se logrará:

- *** Continuidad en el transporte.
- *** Optimizar costos de mantenimiento.
- *** Minimizar la accidentabilidad.
- *** Establecer definiciones de acciones correctivas a corto y largo plazo.
- *** Definición de los requerimientos periódicos de inspección.
- *** Eliminar accidentes imprevistos.

Estrategias. Para cumplir con los objetivos, debe llevarse a cabo un programa que incluya los siguientes puntos:

- a) Tipo y nivel de inspección.
- b) Registro de áreas de mayor riesgo.
- c) Programas y frecuencia de inspección.
- d) Reportes y estadística.

a) Tipo y nivel de inspección. Dada la elevada importancia estratégica del oleoducto, la inspección que se requiere antes de estar sujeto a cualquier movimiento puede ser establecida por 3 fases:

1. Inspección general operativa.
2. Inspección general del tramo.
3. Inspección detallada.

La inspección general operativa. Esta comprende todos aquellos aspectos de funcionamiento diario, tales como las condiciones de presión; paro y arranque de estaciones; tránsito sobre el derecho de vía; corridas de diablos, inyección de inhibidores; protección catódica, etc.

La inspección general del tramo. Esta debe efectuarse para conocer el estado de su señalización; accesos; posibles acciones externas que los afecten; su posición física, etc. tal como se muestra en la figura 6, mostrada más adelante..

La inspección detallada. Esta nos va a permitir conocer las condiciones en el lugar, de la protección catódica; el estado de las soldaduras; si no presenta golpes; etc., La inspección debe llevarse a cabo con métodos que nos permitan conocer lo más cercano a la realidad el estado del tubo utilizado como oleoducto para transporte de crudo; para lo cual se efectúan, inspecciones mediante pruebas no destructivas; tales como: inspección ultrasónica; radiografías, etc.

FIGURA 6

FORMA 9.1

FORMA UTILIZADA PARA INSPECCION GENERAL.

TIPO DE RECORRIDO AEREO VEHICULO TERRESTRE A PIE
 SISTEMA _____ LINEA DE CONDUCCION _____ FECHA _____
 SERVICIO _____ DEL KM. _____ AL KM. _____

	CONCEPTO	SI	NO	NOTAS
D E R E C H O D E V I A	<p>Vías de acceso en buen estado. Esta limpia el área. 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 construcción. Libre de labores agrícolas (desmote, quema, etc.). Libre de maquinaria pesada trabajando o transitando. Libre de explotación de minas, canteras, graveras, etc.</p>			
S E Ñ A L E S	<p>Están en buenas condiciones. Están legibles. Son suficientes. Son adecuadas (indican lo pretendido). Otros</p>			
I N S T A L A C I O N E S	<p>Tubería superficial en buenas condiciones. Recubrimiento de tubería en buen estado. Soportería y/o anclaje de la tubería en buen estado. Purgas y/o desfogues de la tubería en buen estado. Enchaquetamiento o encamisados de tuberías de conducción en buen estado. Tuberías, válvulas, conexiones, etc. libres de fuga. Trampas de diablos, cabezales, ramales, etc. en buen estado. Casetas de medición, regulación, etc. en buen estado. Sistemas de protección catódica en buen estado. Sistemas de alumbrado y/o telefónico en buen estado.</p>			

OBSERVACIONES. _____

RECORRIDO REALIZADO POR: _____

Vo. Bo.

NOMBRE Y FIRMA _____

ENCARGADO DE MANTENIMIENTO _____

Para algunas de estas pruebas nos hacemos ayudar de instrumentos de medición muy sofisticados, tal es el caso de estos instrumentos llamado " LINALOG ", a continuación se describirá en que consiste y sus funciones.

LINALOG.

El "linalog" es un sistema único de inspección que no destruye que nos ayuda a examinar los 360° de tuberías de conducción de 6 a 48 pulgadas de diámetro, que están en servicio y que transportan petróleo crudo, productos y gas natural.

El instrumento de medición linalog nos ayudara a mantener el flujo al nivel deseado, a mantener el valor de la línea y a mantener su integridad total por mucho tiempo.

Ventajas de las inspecciones con linalog.

- Localiza y evalúa defectos en superficies interiores y exteriores de la tubería de conducción.
- proporciona un récord permanente de las condiciones de los tubos.
- Localiza fallos potenciales antes que lleguen a un punto peligroso.
- Asiste a evaluar la eficiencia de la protección y revestimientos catódicos.
- Evalúa la tubería de conducción para aumentos que se propongan en la presión.

Partes que componen al " linalog "

El " linalog " consiste de tres secciones básicas: el accionador, el censor o detector, y la instrumentación. Estas tres secciones están conectadas por medio de coyunturas universales para que el diablo pueda pasar por las curvas, ver figura 6. A

La sección delantera del diablo se llama la sección accionadora. Contiene la fuerza motriz necesaria para operar los aparatos electrónicos, esta sección esta equipada con tazas de raspar que sirven para mantener al diablo en el centro de la tubería de conducción, y para formar una selladura contra la pared interior de la misma, permitiendo que la corriente impulse al diablo.

La sección central, es llamada la sección detectora. Está equipada con dos grupos de traductores, colocados de manera que cubran la circunferencia completa. En operación, un campo magnético activo es inducido en la tubería. Variaciones en el grueso de la pared de la tubería son descubiertas por los cambios en el campo magnético.

La sección tercera es llamada de instrumentación. Contiene todos los instrumentos electrónicos y de registro. Al final del recorrido, es retirada la cinta magnética y el resultado se transfiere a una gráfica como historial visual permanente. Registros clasificados y con escala que serán entregados al usuario.

Lanzamiento, recorrido y recuperación del " linalog ".

La inspección " linalog " debe primero descubrir y luego registrar fallas y defectos que se hallan en la tubería de conducción. En segundo lugar, debe permitir una interpretación precisa de su relativa severidad; y en tercer lugar, debe indicar el lugar donde se encuentran esas fallas.

Es importante considerar que hay que tomar varios pasos antes de comenzar el recorrido del instrumento. Las trampas deben ser revisadas para comprobar si son lo bastante largas para acomodar al diablo; si es necesario, se agregan extensiones; además los diablos deben estar diseñados para pasar por la mayoría de las curvas en las tuberías de conducción lo cual, el " linalog " lo cumple.

Para poder realizar el examen a la tubería de conducción con el " linalog ", es sumamente importante primero correr un diablo de limpieza convencional para retirar todo el escombros que se encuentre dentro del tubo, después se correrá un diablo calibrador para verificar que el tubo se encuentra en condiciones geométricas adecuadas para poder correr el sistema de inspección más sofisticado, el " linalog ".

El " linalog " es lanzado y atrapado usando el mismo procedimiento que los diablos convencionales. Viajará a través de la tubería de conducción con el flujo y a la misma velocidad. Es conveniente que el flujo sea relativamente constante, pero una variación pequeña en la velocidad no afecta los resultados; la velocidad constante permite la escala precisa en registro.

Una vez corrido este instrumento y llegado al fin de la sección de la tubería examinada, se retira de la trampa y se quita la cinta magnética de la sección de instrumentación, y se obtiene un registro, el cual nos proporcionará información sobre las condiciones del tubo circunferencialmente a todo lo largo de éste; tal información nos puede indicar muchos tipos de anomalías en el registro, tales como: picaduras de corrosión, soldaduras en la circunferencia, plegaduras, remiendos, marcas de referencia magnética, conexiones, astillas, pedazos de metal extraño, válvulas de compuerta.

El equipo de campo que se usa para transferir la información de la cinta magnética a la gráfica, se coloca lo más cerca posible al sitio de trabajo, esto permite que se pueda hacer una copia del registro de la inspección, dentro de unas cuantas horas después de que el diablo instrumentado ha salido de la tubería de conducción, asegurando que el mejor registro posible de la inspección ha sido obtenido antes de que el equipo y el personal dejen el sitio donde se hizo el trabajo. Registros permanentes clasificados y con escala son entonces preparados para la persona que lo solicitó con una explicación clara y concisa del registro. Esto complementa la inspección "linalog".

Los canales auxiliares incluyen el canal indicador que registra soldaduras en la periferia y marcas de referencias magnéticas. El canal de orientación vigila la rotación del diablo, permitiendo de ese modo que el intérprete identifique en cual cuadrante de la tubería de conducción se encuentra el daño. El intérprete, al vigilar la rueda del marcador, puede notar los cambios de la velocidad del diablo, gracias a este registro nos permite indicar donde debemos excavar para la reparación de la falla, ver figura 6. B.

Los canales de los datos de inspección, indican las varias anomalías que se hallan en la pared de los tubos. Los transductores están escalonados y sobrepuestos de modo que las indicaciones pueden aparecer en más de uno de los canales. Juntos, estos canales cubren completamente los 360° de la circunferencia en la pared de la tubería de conducción. La interpretación de la corrosión identifica las secciones del tubo que están corroídas, clasificándolas en 3 categorías principales y son: severa, moderada, y ligera, estas clasificaciones se pueden modificar según las exigencias individuales de la tubería de conducción que se está inspeccionando, ver figura 6. c.

Una especificación de grado típica es como sigue.

Picadura severa:	Es una corrosión que excede el 50% del grueso nominal de la pared del tubo.
Picadura moderada:	Es una corrosión que ha penetrado más del 30%, pero menos del 50% de grueso nominal de la pared del tubo.
Picadura ligera:	Es una corrosión que ha penetrado menos del 30% del grueso de la pared del tubo.

Otro fenómeno que afecta el valor y la integridad de una tubería de conducción son las anomalías de dureza. Este fenómeno es más significativo en tuberías de conducción de gas de alta presión que en tuberías de conducción de líquidos. Por ejemplo, la dureza nominal de tubos API grado X52 es más o menos 185 a 190 brinell. El registro que aquí se exhibe indica unas bandas de dureza de casi 500 brinell lo que puede causar rajaduras, ver figura 6. D. Por lo general, las bandas de dureza son de aproximadamente 6 pulgadas de ancho y orientadas transversalmente, este viene a ser también un servicio de inspección especializado.

Las soldaduras de periferia se pueden descubrir por medio de indicaciones de amplitud moderada en la gráfica, espaciadas igualmente por todos los canales de la investigación y el canal marcador. se pueden detectar coyunturas por una o más indicaciones de amplitud moderada espaciadas igualmente en la gráfica por todos los canales de investigación y el canal marcador. Soldadura en la periferia y coyunturas por lo general se pueden comprobar con los archivos del usuario, ver figura 6. E.

Los parches se pueden descubrir por medio de indicaciones de amplitud moderada espaciadas igualmente en la gráfica por varios canales de investigación y por el canal marcador. Estos parches generalmente se pueden comprobar con los datos de conservación que tiene el usuario, ver figura 6. F.

Las indicaciones de válvula se pueden descubrir por indicaciones de gruesa amplitud en la gráfica, igualmente espaciada por todos los canales de investigación y por el canal marcador. Generalmente, las válvulas se pueden verificar con los datos del cliente ver figura 6.G.

Las arrugas en las curvas son indicadas en la gráfica por unas cuantas marcas cortas, alineadas verticalmente por 4 o 5 canales. Las marcas son causadas por las arrugas en el radio de la curvatura, ver figura 6.H.

Astillas, escoria, y pedazos extraños de metal que han quedado, producen indicaciones en la gráfica semejantes a las indicaciones de cacarañas de corrosión ver figura 6.I.

La confiabilidad del resultado de la investigación "linalog", se puede probar donde se tienen resultados bien delimitados. En tubos soldados, los defectos actuales descubiertos por la inspección visual eran de 1973, mientras que los descubiertos por el "linalog", fueron de 1878, con una diferencia de 95 así pues la precisión de "linalog" fué de 95.19%.

En tubos sin costura, los defectos eran de 642; los descubiertos por "linalog" fueron de 621, la diferencia fue de 21, y la precisión de "linalog" fué de 96.73%. La confiabilidad total de "linalog" tanto para tubos soldados como para tubos sin costura, fue de 95.56% de precisión lo cual es un valor mucho muy bueno.

LINALOG-WLC.

Es un sistema patentado para inspeccionar sin destruir, con el objeto de descubrir defectos que ocurren a lo largo de la línea de soldadura en tuberías de conducción de distintos diámetros que están en servicio transportando petróleo crudo, productos o gas natural. La inspección se lleva a cabo con un diablo instrumentado independiente que es impelido por la corriente a través de la tubería de conducción, a una velocidad relativamente constante. El diablo gira en forma espiral al pasar por los tubos de manera que toda la circunferencia de la tubería de conducción queda examinada.

Además de la corrosión en la línea de soldadura, varios tipos de defectos son indicados en la gráfica, incluyendo la severidad de los puntos en la soldadura, fusión incompleta, y huecos orientados longitudinalmente en la pared de los tubos. Un análisis del registro producido por la inspección, revela el defecto localizado orientado longitudinalmente y proporciona un antecedente permanente de los mismos. Esta inspección de "linalog-wlc", nos va ayudar a mantener el flujo en la tubería de conducción al nivel deseado, y a mantener el valor económico y la integridad de la misma.

La inspección con el "linalog-wlc." nos ayuda a localizar corrosión longitudinal en la línea de soldadura de la superficie interna y externa de tuberías de conducción así como de soldadura replegada.

Además nos proporciona un registro permanente de corrosión preferencial longitudinal en la línea de soldadura. Localiza concavidades severas orientadas longitudinalmente, así como otros defectos para que se puedan dar pasos para remediar estas condiciones antes de que ocurra una falla.

Con la información que se obtiene con la inspección, ayuda al usuario a evaluar la tubería de conducción con respecto a aumentos de presión que se propongan.

Con lo referente a la conformación de "linalog-wlc", éste consta de 4 partes básicas: accionador que está equipado con tazas de raspar que sirven para mantener al diablo en el centro de la tubería de conducción, y para formar una selladura contra la pared interior del tubo, permitiendo que la corriente impulse al instrumento; el transductor está equipado con sensores arreglados longitudinalmente para cubrir completamente la circunferencia de los tubos. Durante la operación, un fuerte campo magnético se introduce a la pared del tubo. Los defectos y fallas en la tubería causan disturbios en este campo magnético, los cuales son detectados y registrados, en la sección de instrumentos que es donde se llevan todos los accesorios electrónicos y de registros. Esta sección se encuentra dividida en dos paquetes que es la de registro y la de la batería; el muñon de torsión se encuentra conformado por dos secciones de torque, montados a ambos lados de la sección del transductor. Cada uno está equipado con ruedas sobre muelles oblicuas para hacer que el diablo gire.

Al final del recorrido, la cinta magnética se retira y el resultado se convierte en una gráfica para un historial visual permanente.

El ciclo de lanzar, correr, recuperar que se usa con el "linalog-wlc", es virtualmente el mismo procedimiento que se usa con el "linalog" regular.

El interprete experto en la lectura de estos registros nos puede determinar la localización de tales defectos como corrosión en la línea de soldadura, soldaduras con demasiados puntos, y corrosión longitudinal en el cuerpo del tubo ver fig. 6. J.

Un análisis adecuado del registro hecho de la gráfica revela la severidad relativa así como localmente las picaduras internas y externas del tubo, además proporciona un registro permanente de los defectos en la tubería de conducción para prevenir fallas.

b) Registros de áreas de mayor riesgo. Con base en los posibles esfuerzos a que queda sometido el tubo, y teniendo detalladas las imperfecciones que se hubiesen encontrado durante la inspección, se pueden dividir las áreas dando mayor atención a los tramos de mayor riesgo, que pueden ser: los tramos donde se presentarán las deflexiones; los tramos que estén empotrados en el terreno y no dispongan de libre movimiento; los tramos que hubieran estado asentados sobre roca, y aquellos otros en los cuales se hubieran encontrado daños mecánicos, corrosiones o desplazamientos por causas del agua o del terreno, sin olvidar los que presenten fallas de soldadura.

c) Programas y frecuencia de la inspección. Para establecer el programa y frecuencia de la inspección, debemos considerar primero los recursos con los que se podrían contar; suponiendo que se tienen los necesarios, podemos establecer el programa basándonos en el procedimiento que se seguirá para resolver el problemas específicos; a grandes rasgos comprende:

1. Análisis de las condiciones operativas.
2. Análisis y procedimiento de bajado.
3. Inspección a detalle antes de afectarla con los movimientos para su bajado.
4. Señalización de las áreas de mayor riesgo.
5. Análisis del procedimiento para su envoltorio protectora y su tapado.
6. Inspección final al estar en su posición definitiva.
7. Verificación de procedimientos acordados para el tapado.
8. Verificación de condiciones de seguridad del derecho de vía.

Todo lo anterior debe incluir aspectos como entrevistas con los operadores de las grúas, revisión mecánica, revisión de comunicaciones, revisión de condiciones operativas, etc.

Una vez aprobada la ejecución del trabajo, la frecuencia deberá incrementarse particularmente en las áreas señaladas como de mayor riesgo, insistiendo en la aplicación de los códigos, normas, prácticas recomendadas y boletines de seguridad que cada jefe de área debe tener presentes, como por ejemplo, el plan nacional de protección civil. Debiendo considerarse además las normas señaladas en el capítulo tres de este trabajo.

La frecuencia para verificar el buen funcionamiento del trabajo efectuado, será establecida en combinación con el programa general de seguridad industrial y protección ambiental del sistema.

Los resultados obtenidos de la inspección se deberán reportar a todas las dependencias involucradas, de acuerdo a su competencia, las cuales corregirán las anomalías existentes para asegurar la operación de los sistemas de tuberías de transporte de crudo.

d) **Reportes y estadísticas.** Este aspecto es de suma importancia, ya que de la labor diaria se irán recopilando experiencias que nos permitirán mayor fluidez en otro trabajo similar en el futuro.

El procesamiento de datos deberá llevarse en una forma sistemática, así como su registro y archivo que permitirán preparar formatos que incluyan aspectos como:

- *** Antecedentes de la tubería de conducción.
- *** Antecedentes operativos al inicio y al término del trabajo; incluyendo medios de comunicación.
- *** Número y calidad del personal y equipo utilizado.
- *** Croquis con las condiciones actuales y finales; incluyendo las áreas significativas.
- *** Detalles de daños encontrados y de la reparación efectuada.
- *** Detalle de procedimientos seguidos desde la excavación, el cargado, la limpieza del tubo, condiciones de lastre, modificaciones a los procedimientos acordados, reparación de daños, recubrimientos, tendido de la cama en la zanja, si se verificó su perfil antes y después del bajado del tubo, el material utilizado para relleno, las condiciones finales del derecho de vía, fotografías, etc.

6.3 Programas de inspección.

Los programas de inspección deben llevarse a cabo bajo requerimientos estrictos para cada uno de estos programas, tal es el caso de:

1. **Protección catódica.** La inspección catódica debe cumplir con los señalamientos descritos ampliamente en el capítulo 5 punto: 5.1.2.3 del presente trabajo.

2. **Sistemas y dispositivos de seguridad.** Se deberá inspeccionar de una forma precisa los sistemas y dispositivos de seguridad, tales como limitadores de presión o temperatura, reguladores, instrumentos de control, válvulas de alivio, etc., esto se realizará con el fin de:

- Verificar si están correctamente instalados y protegidos de materiales extraños, o bien de otras condiciones que pudiesen impedir su operación apropiada.
- Determinar si están ajustados para funcionar a la presión o temperatura correcta.
- Determinar las condiciones eléctricas, mecánicas, y/o electrónicas definiendo su estado bueno o malo para operar.
- La calibración de las válvulas de alivio se efectuará en base a la norma de seguridad NO. 09.0.03, "Periodos máximos permisibles para la Inspección y calibración de válvulas de alivio.", así como la comprobación de que sus arreglos cumplan con la norma NO. 09.0.04, "Reglamentación con respecto a la instalación de válvulas de bloqueo en las válvulas de seguridad".

3. **Sistemas y equipos contra incendio.** Se deberán revisar minuciosamente todos los sistemas y equipos contra incendio existentes en: estaciones de bombeo y compresión, terminales, estaciones de rebombeo, patios de crudo, etc.

4. **Calibración de espesores.** Se deberán efectuar la medición de espesores de la tubería en lugares accesibles, como son entradas y salidas de estaciones de bombeo y compresión, válvulas, pasos aéreos, etc., esto se realiza para controlar el desgaste prematuro por corrosión. Es recomendable que estas mediciones se lleven a cabo al iniciar el año. Después de que se tengan suficientes datos para estimar las velocidades de desgaste, se podrá entonces establecer un programa de calibración eficiente.

*** Los espesores mínimos de pared serán calculados en base a lo desarrollado en el punto 4.1.1, expresión (4.B.) en el capítulo 4 de este trabajo.

*** Cuando dictamine la rama operativa, que es necesario comprobar en toda su longitud las condiciones en que se encuentra la tubería utilizada como oleoducto, debe programarse una inspección de ésta, mediante equipo instrumentado aprobado por la empresa, como a manera de ejemplo la empresa podría ser Petróleos Mexicanos, y de acuerdo con los resultados de la inspección se deben programar los trabajos de reparación correspondientes.

5. **Equipos y conexiones.** Se debe inspeccionar de una forma detallada el equipo instalado en terminales, estaciones, y otras, con el fin de localizar y reportar fallas. El equipo puede ser integrado por: compresoras, bombas, recipientes, trampas de diablos, válvulas, bridas, injertos, instalaciones eléctricas, equipo de telecomunicaciones, etc., y con base a los resultados se elaborará un programa adecuado para la corrección de las anomalías detectadas con la correspondiente inspección realizada a cada uno de estos equipos.

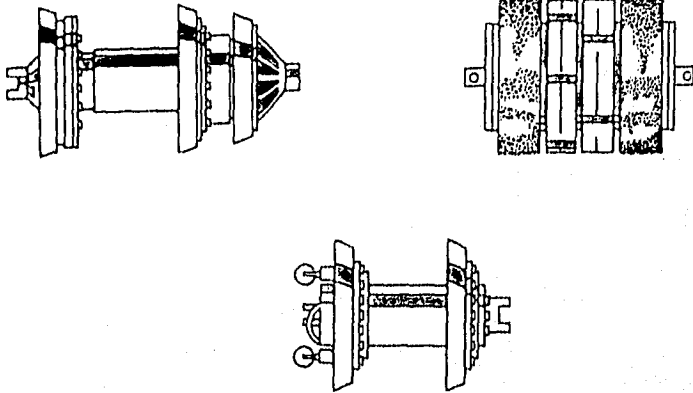
6. **Los inhibidores de corrosión.** Se tendrá que verificar que el inhibidor de corrosión utilizado sea el correcto y además que se dosifique adecuadamente, así mismo se debe de comprobar la efectividad del inhibidor de corrosión por medio de testigos, corrosómetros, velocidades de desgaste; invariablemente el control oportuno de corrosión interior se debe de realizar en base a lo descrito en el punto 5.1.3. del capítulo 5 de este mismo trabajo.

7. **Vigilancia del derecho de vía.** Es de suma importancia inspeccionar regularmente los derechos de vía para constatar las condiciones de la superficie y sus zonas adyacentes, observando indicaciones de fugas, actividades de instalaciones y demás factores que afecten la seguridad y la operación de la tubería, utilizada como oleoducto para el transporte de aceite crudo. Se debe poner atención especial a las actividades tales como: Construcción de caminos, desasolve de zanjas, cunetas e invasión al derecho de vía.

Los cruces bajo el agua serán inspeccionados periódicamente para determinar que el colchón sea suficiente, la acumulación de desechos o cualesquiera otras condiciones que afecten la seguridad y la protección de los cruces, como resultado de tempestadas, inundaciones o sospechas de daños mecánicos.

8. **Sistemas de comunicaciones.** Se debe verificar la existencia de los sistemas de comunicación, así como la eficiencia de su operación.

FIGURA 6.A PARTES DEL "LINALOG"



RECORRIDOS DEL "LINALOG" POR LA LINEA DE CONDUCCION

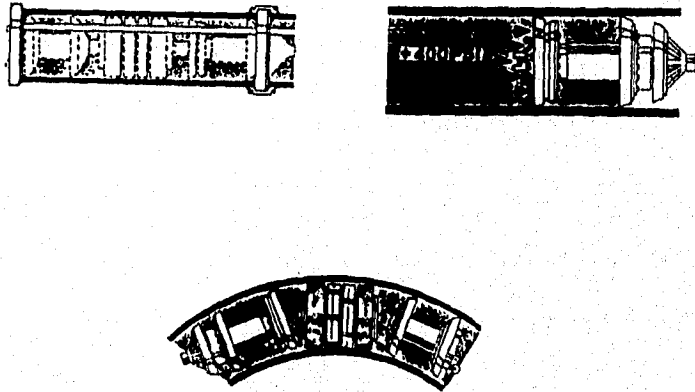


FIGURA 6.B

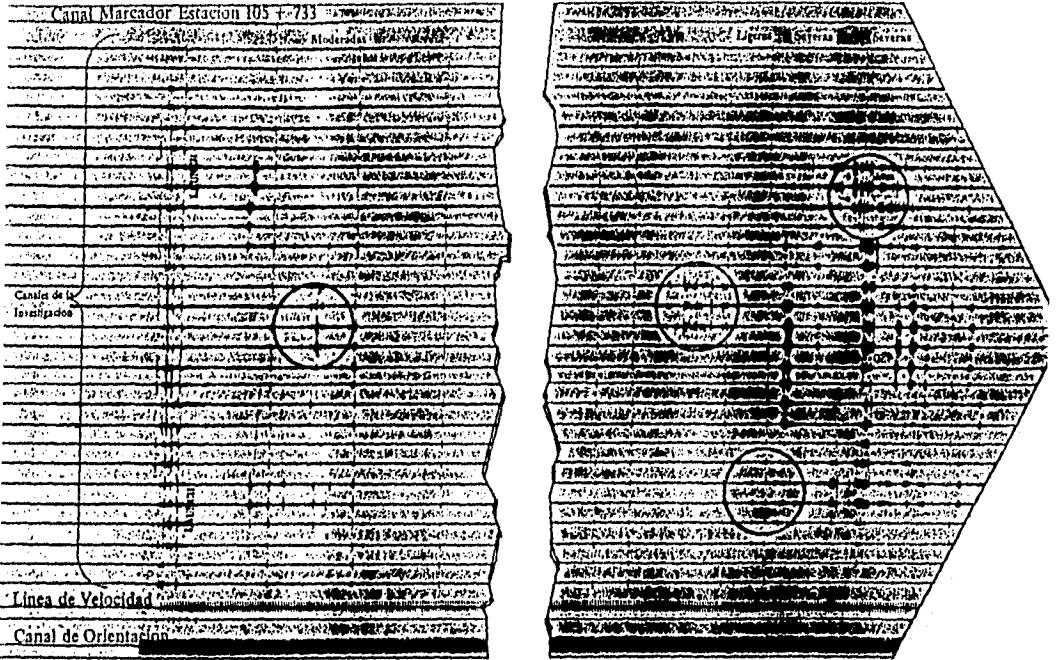
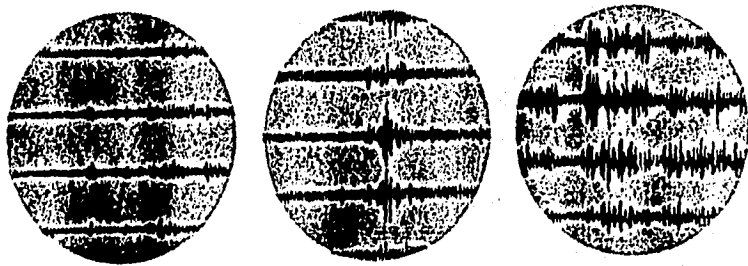


FIGURA 6.C TIPOS DE PICADURAS



Picaduras Ligeras Moderadas y Severas

FIGURA 6.D

REGISTRO DE DUREZA.

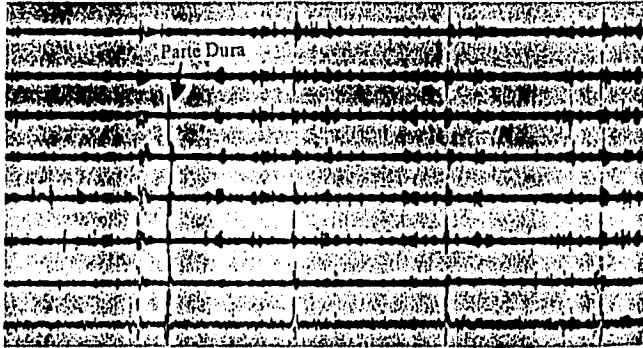


FIGURA 6.E

REGISTRO DE AMPOLLAS DE HIDROGENO.

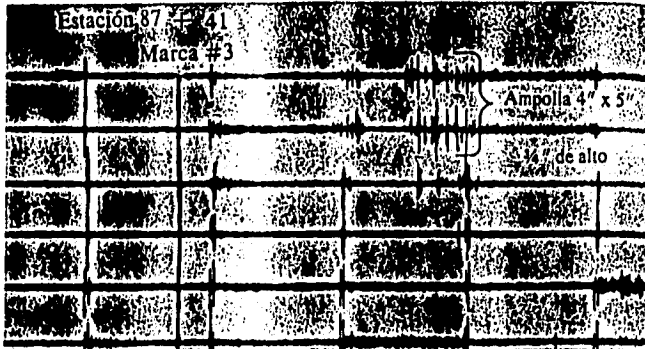


FIGURA 6.F
INDICACION DE PARCHES.

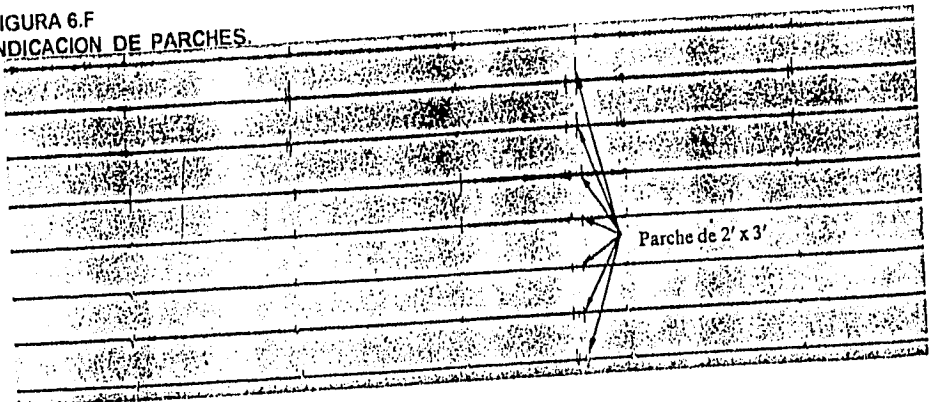


FIGURA 6.G
INDICACIONES DE VALVULAS.

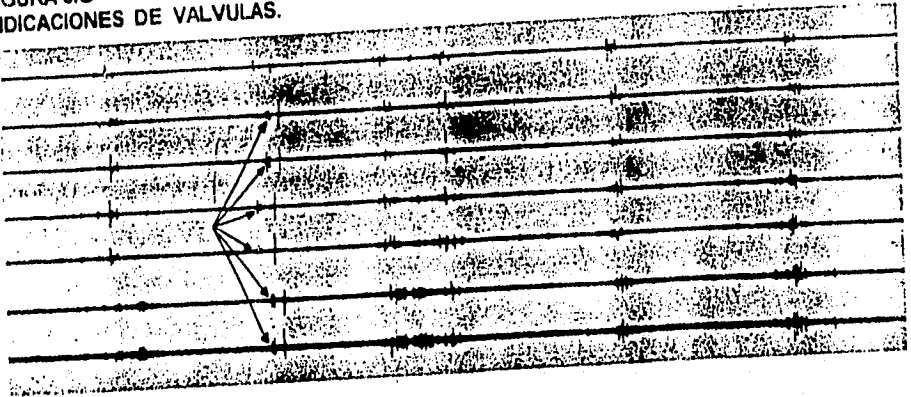


FIGURA 6.H
ARRUGAS EN LAS CURVAS DE LAS LINEAS.

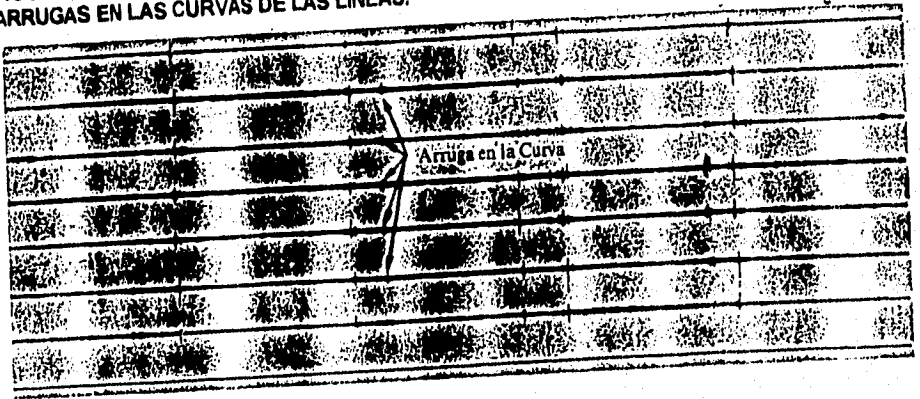


FIGURA 6.I
ASTILLAS INTERIORES, ESCORIA E INTRUSIONES EXTRAÑAS DE METAL.

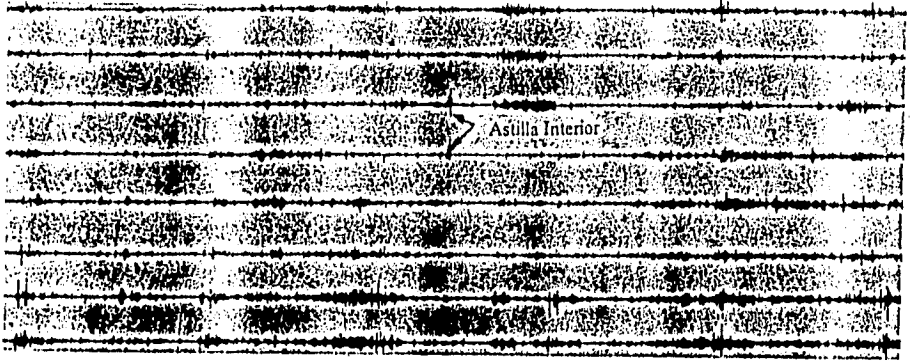
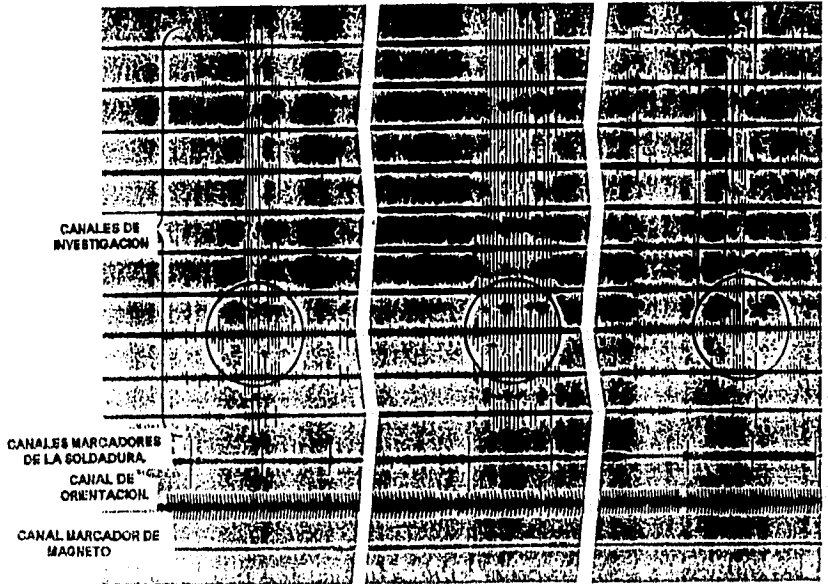


FIGURA 6.J
"LINALOG - WLC" AYUDA A DECIDIR DONDE SE DEBE EXCAVAR.



6.4 Mantenimiento.

Se debe mantener el apriete adecuado en los espárragos de las conexiones mecánicas con el simple fin de prevenir fugas. La protección catódica se debe mantener en un nivel aceptable de acuerdo a lo mencionado en el punto 5.1.2.3 del capítulo 5 de este trabajo. Indudablemente se debe efectuar un mantenimiento periódico al equipo, válvulas, reguladores y demás accesorios de la tubería utilizada como oleoducto; además se debe llevar un registro de cada fuga, en el que se indique la localización exacta, causa de la fuga y el tipo de reparación que se realizó especificando detalladamente el material y el procedimiento que se llevó a cabo para la realización del trabajo de reparación.

Es indispensable mantener en buen estado las señalizaciones tal como lo marca la norma NO.03.0.02, " Derecho de vía de las tuberías de transporte de los fluidos "; también se debe mantener actualizado la clase de localización del derecho de vía, para poder tomar las acciones prudentes y reducir al mínimo los riesgos a nuestras instalaciones. Se debe tener al derecho de vía con el adecuado mantenimiento para que se conserven las condiciones originales de diseño y sirva de acceso eficaz a las cuadrillas de mantenimiento.

Se debe tener en constante mantenimiento las cunetas, diques y otras obras de drenaje para la debida protección contra deslaves y erosión del derecho de vía. Así también se debe darle mantenimiento para que se conserven en buen estado, a las instalaciones superficiales con protección mecánica anticorrosiva como pudiera ser pintura.

Se debe mantener aisladas eléctricamente las camisas de protección en los cruces con las vías de comunicación.

Se debe mantener las instalaciones libres de maleza, escombros, materiales dispersos, basura y todo aquello que perjudique nuestras instalaciones.

Se debe mantener en buen estado todas las cercas perimetrales y sus puertas de acceso, así como los pisos de trabajo, andadores y escaleras.

Mantenimiento preventivo. Con el mantenimiento preventivo se trata de prevenir daños y deterioro de las instalaciones, con el objeto de lograr operaciones más eficientes y seguras de reducir al mínimo las fallas peligrosas, cuya ocurrencia se traduce en accidentes con riesgos a terceros, y sus reparaciones significan elevadas erogaciones.

Los dispositivos de limpieza y detección de fallas: entre los dispositivos más utilizados en los programas de mantenimiento preventivo se describirán a continuación, los conocidos en el lenguaje de la industria con el nombre de " diablos o cochinos ". Aunque se tienen varios tipos, éstos son básicamente artefactos que se desplazan por el interior del oleoducto impulsados por la presión del crudo. De acuerdo al fin que se busca se pueden distinguir 3 tipos: raspatubos, para limpiar internamente la tubería; calibradores, para detectar deformaciones tales como abolladuras; electromagnéticos, para detectar variaciones en el espesor de pared producidos por corrosión interna y externa

Los raspatubos son usados para limpiar internamente la línea de depósitos provenientes de los hidrocarburos transportados, a fin de restaurar la capacidad original de oleoducto. También puede ser usado para difundir un inhibidor de corrosión a lo largo de la línea, o para retardar la corrosión interna reduciendo la cantidad de material corrosivo dentro de ella. Los " diablos o cochinos ", en la actualidad son metálicos, de plástico espumoso, y en el caso de los detectores, están equipados con delicados equipos electrónicos.

Tanto para el lanzamiento como para la recepción de estos dispositivos se utilizan instalaciones especiales llamadas trampas, que mediante un juego de válvulas permiten una operación segura tanto para el personal operador, como para los dispositivos. Los calibradores se pasan por lo general antes del detector electromagnético, para tener la seguridad de que las deformaciones que tiene la tubería son admisibles en el sentido que no dañarán al segundo detector.

El detector electromagnético, es la última mejora de la técnica en este tipo de dispositivo. Permite detectar disminuciones en el espesor de pared a lo largo de la tubería en los 360° de cada sección transversal de la misma. La información aquí obtenida es de mucha importancia para la correcta planeación del mantenimiento preventivo del oleoducto. De acuerdo a la misma, se deberán reparar para mantener la línea en óptimas condiciones de operabilidad y seguridad, aquellos tramos en que el espesor de pared, haya disminuido por debajo del correspondiente a la presión de operación.

La inspección periódica que se llevan a cabo al oleoducto y sus accesorios, son otra fuente importante de información para la planificación del mantenimiento. Estas inspecciones se realizan sobre las instalaciones de protección catódica, mediante la medición de potenciales catódicos en tuberías enterradas y sumergidas. En las zonas en que estos potenciales están por debajo de 0.85 volts, la protección no es efectiva y se hace necesario mejorarla.

El personal de mantenimiento también realiza inspecciones periódicas, ya sea recorriendo con vehículos el derecho de vía o mediante patrullajes aéreos, con el objeto de detectar daños en las líneas o en los soportes que la mantienen suspendida, haciendo también servicio a las válvulas u otros accesorios, accionándolas periódicamente para asegurar su correcta funcionalidad de operación.

Mantenimiento correctivo. Cuando a pesar de todas las medidas preventivas se produce un reventón en la tubería utilizada como oleoducto, se debe de inmediato proceder a su reparación, en razón de las elevadas pérdidas que esto implica. Estas pérdidas están constituidas por daños a la comunidad, la contaminación del medio ambiente y por el petróleo 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 efectos 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.

Ahora bien los trabajos de mantenimiento correctivo en sistemas de tuberías utilizadas como oleoductos para el transporte de crudo, incluyendo estaciones de bombeo, compresión y/o regulación, se realizaran en función de lo siguiente:

JERARQUIZACION

PRIORIDAD	TIPO DE TRABAJO
I	URGENTES POR SEGURIDAD O NECESARIOS
	PARA
	OPERACION CONTINUA
I I	NECESARIOS PARA MEJORAR LA OPERACION.
I I I	NECESARIOS PARA COMODIDAD, ESTETICA, ETC.

I . A) Urgentes por seguridad.

Invariablymente puede existir alguna irregularidad que pueda dar lugar a corto o largo plazo a una falla o problema mayor, por ejemplo:

- 1) Fuga en una conexión.
- 2) Válvula de relevo defectuosa.
- 3) Válvula de operación defectuosa.
- 4) Abolladura en la tubería por impacto de maquinaria pesada de construcción o derrumbe rocoso.
- 5) Falta de espárragos en una conexión de bridas.
- 6) Conexión fuera de norma.
- 7) Falta de abrazaderas o de soportes.

Todas estas causas pueden poner en peligro de una u otra manera la seguridad del personal de mantenimiento, de los habitantes en la proximidad, y de las instalaciones.

I . B) Necesarios para resolver situaciones que amenazan con interrumpir la operación, por ejemplo se tienen:

- 1) Deslaves en el derecho de vía que constituyan un peligro para la tubería.
- 2) Válvulas defectuosas.
- 3) Fugas de conexiones, soldaduras, indicadores de paso de diablos.
- 4) Tapas, conexiones, piezas componentes, etc., de fabricación casera.

I I) Necesarios para mejorar la operación. Todos los trabajos que no pertenecen al primer grupo, es decir, 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 representen ganancias en dicha operación; como pudiese ser:

- 1) Simplificación de interconexiones en las tuberías de las estaciones de bombeo y compresión.
- 2) Simplificación de construcción de los cabezales de succión y descarga de bombas con lo que se mejoran las condiciones de operación de equipos.
- 3) Eliminación de secciones de tuberías y conexiones que producen cargas innecesarias en las succiones del equipo de bombeo, sistemas de alimentación de combustible, etc.
- 4) Substitución donde sea necesario, de válvulas de operación manual por válvulas motorizadas o de operación automática.
- 5) Mantener en condiciones óptimas los sistemas de comunicación.
- 6) Substitución de dispositivos de protección y seguridad cuando su operación no sea todo lo confiable que se requiere.
- 7) 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.
- 8) Comidas de diablo por programas.

I I I) Necesarios por comodidad, estética, etcétera

Muchos de los trabajos que son necesarios en las instalaciones o en los sistemas, no se pueden considerar perteneciendo al primero ni al segundo grupo ya que no son urgentes por seguridad; ni tampoco son necesarios para una operación continua ni 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 se tiene:

- 1) Acondicionamiento de pisos en una estación o caseta.
- 2) Mejorar o mantener el alumbrado.
- 3) Reparación o instalación de extractores de aire caliente y/o viciado.
- 4) Acondicionar un camino de acceso; chapodeos.

Aunque todos ellos significan cierto tipo de comodidad y no pertenecen además, a los grupos de la primera y segunda prioridad, se les considera incluidos en la segunda para que otros trabajos se lleven a cabo con la mayor facilidad, seguridad y celeridad.

Cuando esta relación no exista sino que se trate de comodidad o estética puras como acondicionar una oficina, ampliar una casa habitación, o aplicación de cierto tipo de pintura en oficinas o casas, etc., también son consideradas en este renglón, instalaciones deportivas, auditorios, casinos, etc., todas en el grupo de prioridad I I I.

Para el caso en discusión, también deben ser factores de consideración el volumen de obra por ejecutar, los recursos disponibles y consecuentemente el tiempo que se requiere, así como también, si ha de ejecutarse por contrato o por administración directa.

6.4.1 Sistema institucional de mantenimiento.

Desde que Petróleos Mexicanos fue constituido como empresa responsable de la producción, transformación y comercialización de hidrocarburos y sus derivados, de mantener en buen estado sus instalaciones y conservar la seguridad de sus trabajadores, ésto ha representado un reto de características complejas. La continuidad en sus operaciones y el cabal abastecimiento del mercado nacional, así como la producción excedente para exportación, y el abatimiento gradual de los índices de accidentes, son pruebas irrefutables de que la operación y el mantenimiento se deben de dar con razonable eficacia y eficiencia en sus distintos centros de trabajo.

Los enfoques modernos, como el de la " Gestión Integral de la Calidad ", tienen como propósito que las plantas e instalaciones de las tuberías de la empresa operen de manera confiable y segura, cubriendo las etapas de diseño, adquisición, manejo, almacenamiento, transporte, construcción, operación, inspección y mantenimiento de las mismas. Dentro de todas estas etapas, la de mantenimiento es una de las más importantes, ya que en base a esto, vamos a tener la continuidad de operación de las tuberías utilizadas como oleoductos para el transporte de crudo. El tema del mantenimiento ha sido tratado en muchas ocasiones y la propuesta de acciones para mejorar su condición, también se ha hecho en múltiples oportunidades, sin que se haya logrado un mejoramiento sistemático y substancial del mismo. Esta condición en ocasiones ha motivado accidentes que lamentablemente han afectado la integridad física de los trabajadores y demás personas.

El sistema institucional de mantenimiento tiene como propósito plantear el enfoque del mantenimiento de instalaciones, desde el punto de vista de los sistemas. Aquí se propone visualizar de una manera global al mantenimiento, como un sistema, identificando sus entradas, salidas, elementos componentes y relaciones, así como los factores del mismo que afectan las distintas etapas que lo integran.

La utilidad principal de todo ésto reside en aportar un marco de referencia, que permitirá, según las necesidades del momento, jerarquizar las acciones del mejoramiento que se emprendan, y anticipar sus efectos en el funcionamiento general del sistema.

Premisas de diseño, conceptos y definiciones.

El sistema propuesto fue concebido, tomando como base las siguientes premisas:

En principio, el planteamiento tiene la generalidad suficiente para ser aplicado en cualquiera de los sectores operativos del organismo. Consecuentemente, en caso de aceptarse esta primera versión, será necesario en una segunda etapa, profundizar a mayor grado de detalle, tomando en consideración las características particulares de las instalaciones y procesos de cada sector, contando para ello con la participación del personal responsable de la función.

El diseño de la solución propuesta se apoya en el enfoque de sistemas, es decir, precisa los elementos que lo constituyen y hace especial énfasis, en aclarar y precisar las interrelaciones entre ellos y del sistema, con otros sistemas afines. Especifica también los principales insumos o entradas, funciones o procesos, y productos o calidad del sistema.

El presente sistema propuesto se caracteriza por su sentido eminentemente preventivo, entendiéndose por mantenimiento preventivo como ya se mencionó anteriormente, al conjunto de actividades desarrolladas para anticipar y evitar oportunamente posibles fallas, con el fin de conservar las instalaciones de tubería y equipos de la empresa en condiciones de funcionamiento seguro y eficiente. La anterior definición, incluye al mantenimiento predictivo.

En virtud de que en la práctica es imposible lograr un sistema de mantenimiento al 100% preventivo, se utilizará el mantenimiento correctivo cuando se detecte una falla por síntomas claros y avanzados, o por el paro de la instalación o equipo que se trate.

Las principales actividades a desarrollar en el mantenimiento preventivo son:

- Inspección:** Examen del equipo o instalación de tubería para conocer su estado físico y detectar una posible falla.
- Servicio:** Trabajos para mantener en buen estado y funcionamiento las instalaciones, en este caso, las tuberías utilizadas como oleoductos para el transporte de crudo.
- Cambio:** Sustitución de un componente cuando agota su vida útil (mantenimiento predictivo).
- Modificación:** Trabajos necesarios para alterar el diseño o la construcción original de las instalaciones o equipos, a fin de eliminar la causa de posibles fallas, cuyo origen sea el diseño o construcción defectuosa.

Cabe aclarar que el Comité Sectorial de Mantenimiento señalado en los esquemas del modelo, funcionará de acuerdo a la norma que se elaborará en el momento oportuno, como un órgano de coordinación, consulta y concertación de acciones.

Metodología utilizada.

La Gerencia de Desarrollo Institucional utiliza para el mejoramiento de sistemas una metodología, que es el resultado de la experiencia acumulada y de la adopción y adaptación de técnicas y metodologías desarrolladas por distintos actores, que han sido convenientemente encadenadas para formar un ciclo FIGURA 1, cuyas etapas en orden progresivo, se presentan a continuación:

1. Diagnóstico.
2. Elaboración del modelo del sistema.
3. Normatividad del sistema.
4. Elaboración de procedimientos del sistema.
5. Estructura de organización.
6. Apoyos para la implantación.
7. Evaluación.

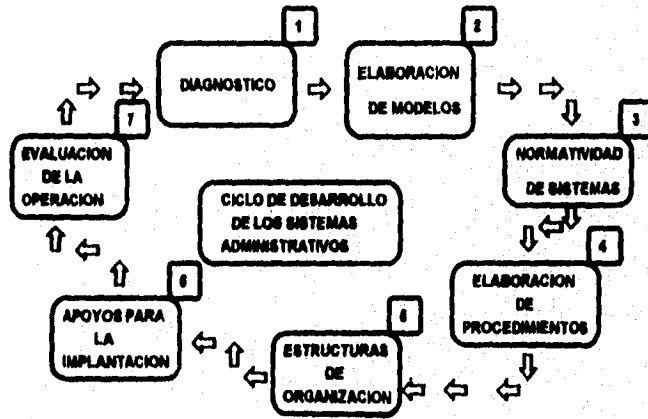
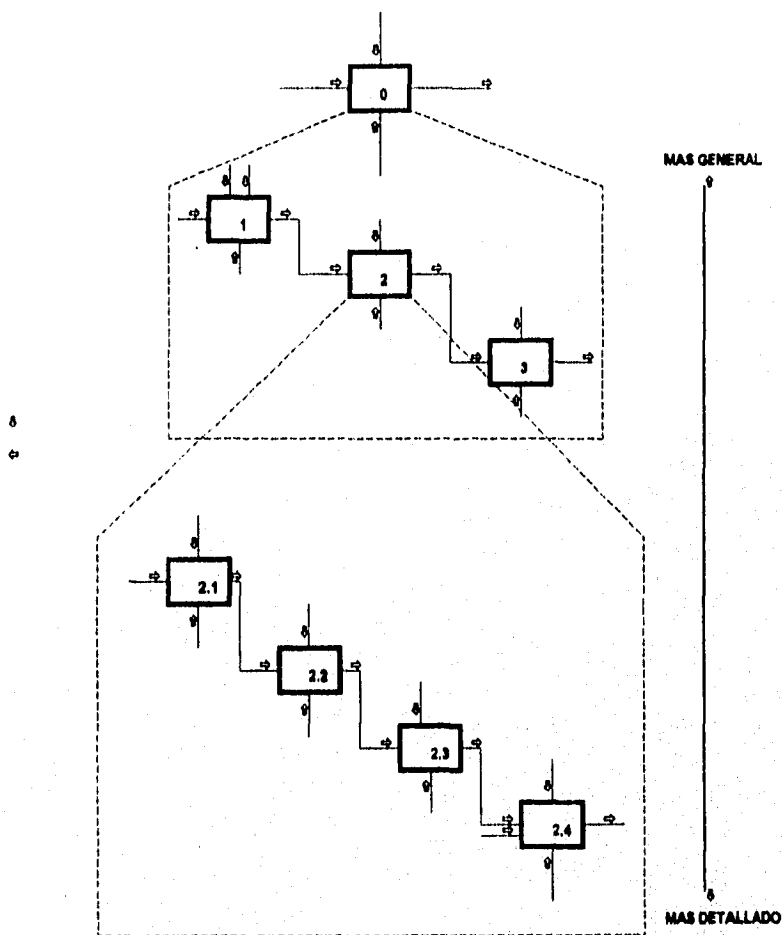


FIG. 1 CICLO DE DESARROLLO DE LOS SISTEMAS ADMINISTRATIVOS.

El modelo constituye la representación gráfica del sistema en su estado ideal; para desarrollarlo se ha adoptado la técnica de "análisis estructurado", la cual se basa en la descomposición gradual y jerarquizada de un problema en sus partes; FIGURA 2, hasta llegar al nivel de detalle que satisfaga las necesidades de la persona que lo está analizando.

FIG. 2 DESCOMPOSICION ESTRUCTURADA.



La notación que se utiliza se apoya en el uso de cajas, flechas y palabras FIGURA 3.

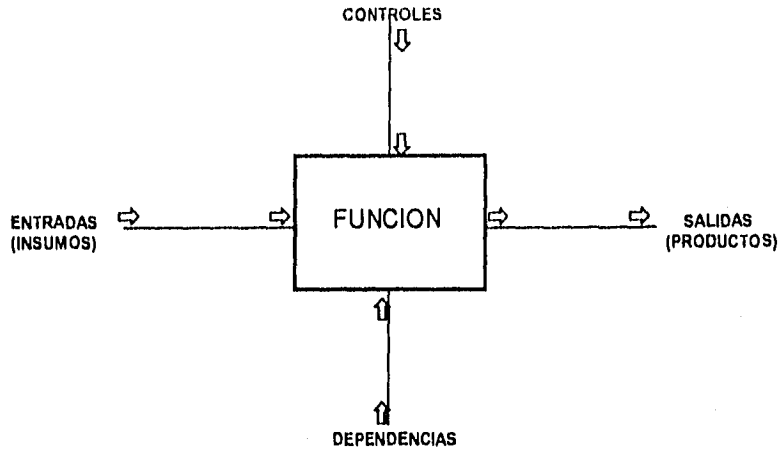


FIG. 3 NOTACION BASICA DEL ANALISIS ESTRUCTURADO

Dentro de la caja se especifica la función a desarrollar; en el lado izquierdo de la caja se encuentran los insumos, que al transformarse a través de la función se convierten en los productos o salidas. En la parte superior, se anotan los controles que regulan la función y en la parte baja las dependencias que ejecutan la función.

El modelo permite verificar si el funcionamiento del sistema produce los resultados o productos esperados a partir de los insumos necesarios.

La formulación del modelo de un sistema de mantenimiento no es, sino la primera etapa en el ciclo para su desarrollo. De él derivan la normatividad que establece el ¿ qué hacer ? y ¿ quién debe hacerlo ?.

La estructura de organización que se encargará de poner en funcionamiento el sistema; los apoyos para la implantación que pueden ser, según se requiera, sistemas de información, programas de reclutamiento, selección y capacitación de personal, adquisición de mobiliario y equipo, etc. Una vez que se implanta el sistema se continúa con la etapa de evaluación del funcionamiento, que puede derivar o no en la necesidad de introducir ajustes al sistema diseñado.

Modelo del sistema.

Objetivo del sistema. Lograr que el mantenimiento a las tuberías utilizadas como oleoductos alcance los niveles de eficiencia, eficacia y seguridad que permitan cumplir con las metas de producción programadas y conservar en buen estado las instalaciones de transporte de crudo.

Propósito del modelo. Describir mediante la técnica de análisis estructurado las principales funciones, los insumos, productos, controles y mecanismos que deberá integrar el

sistema de mantenimiento de instalaciones para el transporte de crudo para lograr el cabal cumplimiento de su cometido.

Punto de vista del modelo. El modelo se desarrolla tomando como punto de vista la situación ideal, la condición que representa la meta de las acciones que se emprendan, para mejorar el sistema de mantenimiento de instalaciones.

Funciones, actividades y hechos del sistema del mantenimiento.

La tabla A es un resumen esquemático que integra el modelo. La columna con el encabezado "funciones", muestra las 4 funciones principales que desarrollará el sistema, que a su vez se podrá ver más adelante en el esquema 2 del modelo titulado " sistema de mantenimiento ".

Las funciones a su vez se descomponen en las actividades que se muestran en la columna titulada " Actividades ".

Como se podrá ver posteriormente, las actividades a, b, c, integran el esquema 3 del modelo: " Regular ". A su vez, las actividades d, e, f, g, conforman el esquema 4 del modelo: " planear ". Así sucesivamente se integran los esquemas 5 y 6 titulados " Mantener " y " Controlar ", respectivamente.

Al concluir la Tabla aquí descrita, se encuentra en el extremo derecho la columna encabezada con el título " Hechos " que representa los sujetos de la acción de cada actividad.

Para su total comprensión cada hecho debe leerse a continuación de cada actividad.

TABLA "A" SISTEMA DE MANTENIMIENTO.

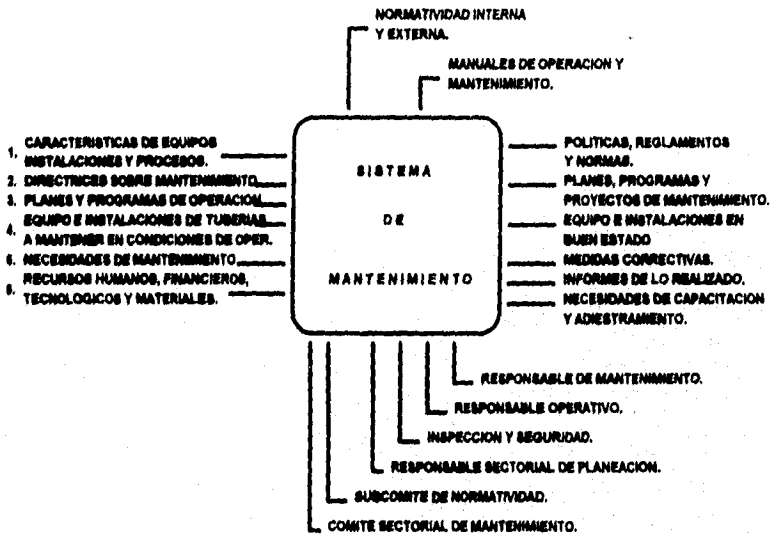
FUNCIONES	ACTIVIDADES	HECHOS
1. REGULAR	a) ANALIZAR	Las características de equipos, instalaciones y procesos productivos, así como las directrices superiores de mantenimiento.
	b) ELABORAR	La normatividad para el sistema.
	c) DIFUNDIR	La normatividad del sistema.
2. PLANEAR	d) DIAGNOSTICAR	La situación del mantenimiento dentro del sector correspondiente.
	e) PRONOSTICAR	La situación del mantenimiento dentro del sector correspondiente.
	f) ESTABLECER	Las metas y objetivos del sistema.
	g) INTEGRAR	Los planes y programas de mantenimiento.
3. MANTENER	h) INSPECCIONAR	Estado de funcionamiento de equipos e instalaciones a mantener.
	i) CONSERVAR	En buen estado del equipo e instalaciones.
	j) PROBAR	Equipo e instalaciones con mantenimiento realizado.
	k) RECIBIR	Equipo e instalaciones en buen estado.
4. CONTROLAR	l) EVALUAR	Cumplimiento de planes, programas y presupuesto del sistema.
	m) DICTAMINAR	Causas de la desviaciones detectadas.
	n) DECIDIR	Medidas correctivas conducentes.

Modelo del sistema de mantenimiento.

Descripción del modelo.

Todos los esquemas aquí presentados, deben empezarse a leer a partir de la llamada caja padre del sistema, que en nuestro caso es el esquema 1.

Esquema 1 MODELO DEL SISTEMA DE MANTENIMIENTO.

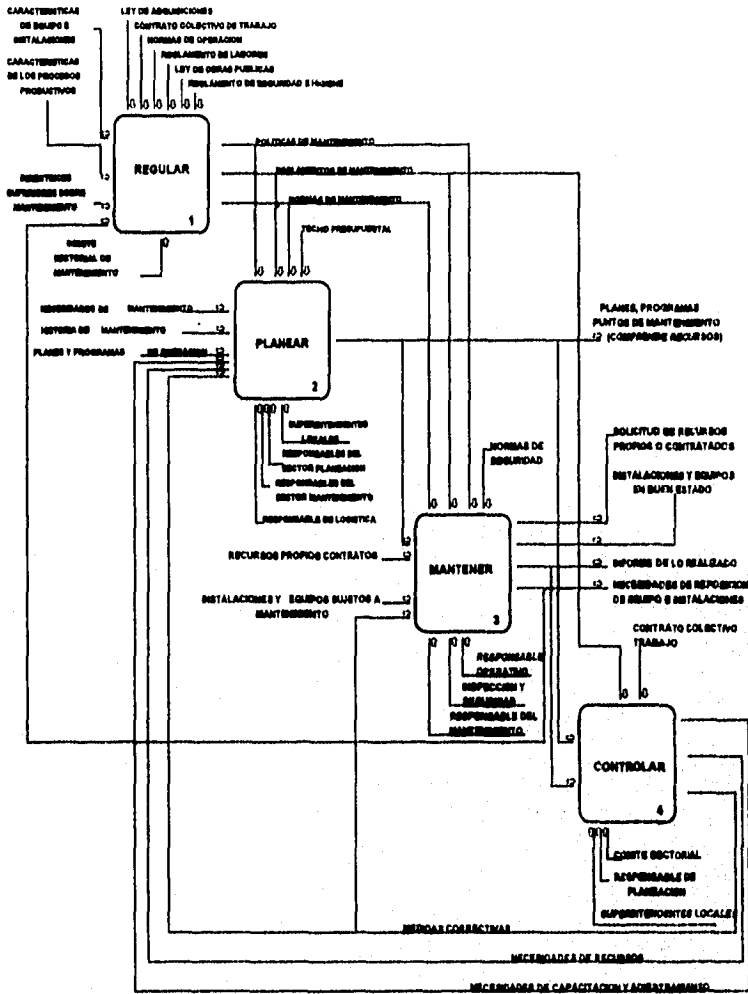


Con respecto a la notación, se presentan las principales entradas (que son indicadas en la parte izquierda de la caja), y salidas (que son indicadas en la parte derecha de la caja) del sistema, así como los controles (Indicados arriba de la caja) y dependencias más importantes (indicados abajo de la caja) para su funcionamiento.

La " caja padre " como su nombre lo indica, da origen a los esquemas subsecuentes de manera escalonada.

A continuación describiremos cada uno de los esquemas, aunque por su claridad son fáciles de seguir, requieren de alguna información adicional para su total comprensión.

Esquema 2 SISTEMA DE MANTENIMIENTO.



Como se puede ver, este esquema nos representa al sistema en su totalidad, con sus cuatro funciones principales.

1) REGULAR. Todo sistema debe contar con una función reguladora que permita diseñar, emitir y vigilar la aplicación de reglamentos, normas y políticas que guíen el funcionamiento del sistema dentro de causas preestablecidos.

Regular es la función encargada de desarrollar la normatividad para el buen funcionamiento del sistema; para poder lograr ésto, se formarán Comités Sectoriales de Mantenimiento, donde participen los responsables de la función, para analizar las características de los equipos, las instalaciones y los procesos productivos, así como las directrices superiores que existan al respecto.

Para cumplir adecuadamente con los lineamientos establecidos por el Ejecutivo Federal, y por las autoridades del organismo en esta materia, es necesario tomarlos en consideración al diseñar y emitir las disposiciones para el sistema.

Los productos que se obtendrán con el desarrollo de esta función abarcarán según se requiera, las siguientes disposiciones:

- Políticas del sistema.
- Reglamentos del sistema.
- Normas del sistema.

Las actividades que integran la función de regular se detallan a continuación:

Analizar. Para lograr una adecuada regulación del sistema es indispensable investigar cuáles son las características técnicas de los equipos, instalaciones y procesos productivos, así como las directrices superiores internas; estas características y directrices se deben analizar para determinar cuáles son las necesidades de regulación del sistema.

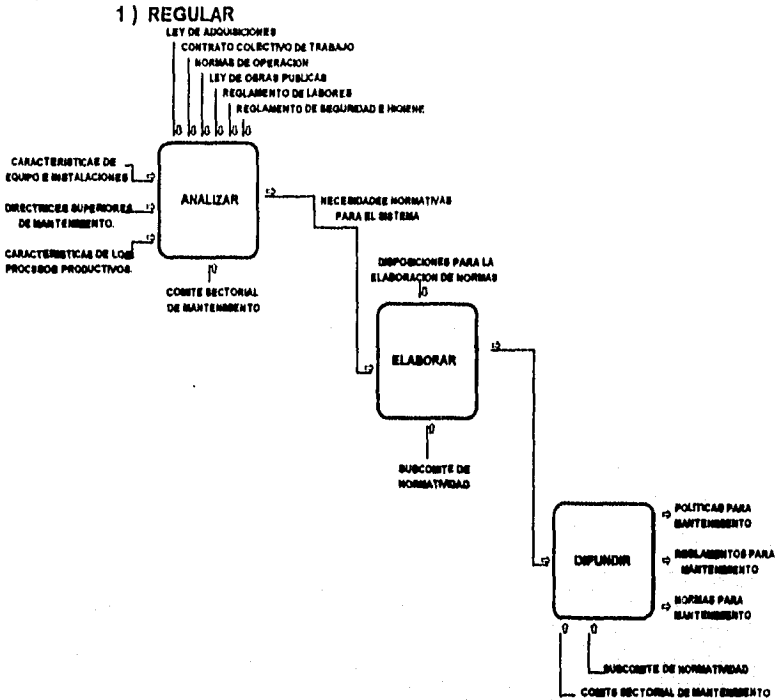
También se debe investigar qué normatividad, tanto externa como interna afecta al sistema para considerarla oportunamente; este análisis debe ser realizado por el Comité Sectorial de Mantenimiento, previamente constituido.

Elaborar. Considerando la información obtenida en el análisis anterior, se elaborarán las disposiciones que se requieran para satisfacer las necesidades del sistema. Para ello, se debe tomar en cuenta la normatividad institucional para la elaboración de disposiciones administrativas, así como también dar participación a los involucrados en las funciones que se regulan.

Esta actividad de elaboración, será desarrollada por un Subcomité de Normatividad que designará el Comité Sectorial de Mantenimiento.

Difundir. Cuando se hayan autorizado las disposiciones del sistema, deben ser difundidas ampliamente entre el personal involucrado, por el Comité Sectorial de Mantenimiento auxiliado por el Subcomité de Normatividad; se debe formular un programa de difusión que asegure el conocimiento y correcta aplicación de la normatividad del sistema.

Esquema 3



2) **PLANEAR.** Asimismo, el sistema requiere de la función de planeación, que es la responsable de establecer objetivos y metas específicas para el sistema, así como de elaborar los planes, programas y presupuestos para el mantenimiento.

Para realizar las funciones del Sistema de Mantenimiento, es necesario llevar a cabo la planeación y programación que permitan conocer previamente el conjunto de actividades que se tienen que ejecutar, y así lograr los objetivos y metas previstos para el sistema; A su vez, las actividades que permitirán formular estos planes y programas se detallan en la continuación:

Diagnosticar. Esta es la fase inicial de la planeación; aquí se determina el estado actual de mantenimiento; para ello, se requiere de un inventario de equipo e instalaciones, de las necesidades específicas de mantenimiento, de los planes de operación y de las medidas correctivas que se hayan determinado durante el funcionamiento anterior del sistema.

Las entidades participantes en esta etapa son:

- El Comité Sectorial de Mantenimiento.
- El responsable sectorial de planeación.
- El responsable de logística, y
- El superintendente local.

El producto a obtener es, como ya se mencionó, el diagnóstico del mantenimiento actual.

Pronosticar. Los mismos responsables de la actividad de diagnosticar se encargará de definir cuál es el pronóstico que se espera para el mantenimiento en caso de continuar las mismas condiciones actuales.

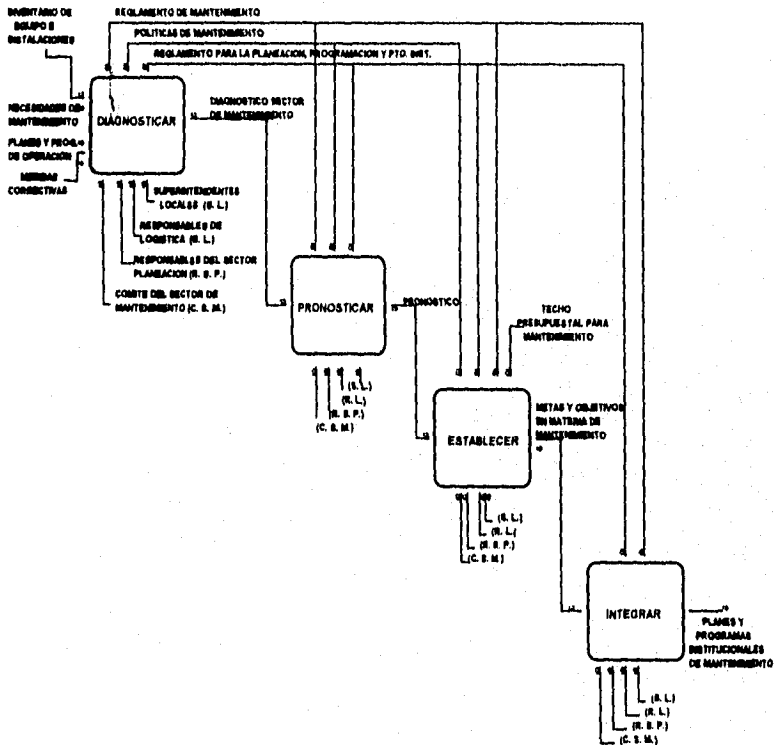
Establecer. A partir del pronóstico y de la condición final que se pretende alcanzar en el futuro para el sistema, se formularán las metas y objetivos para el periodo de que se trate, por lo regular es anual.

Es fundamental tomar en cuenta el techo presupuestal fijado para el mantenimiento, a fin de hacer viable el logro de metas y objetivos.

Integrar. Con la participación de todos los involucrados en las actividades anteriores se integrarán los planes y programas de todo el sector con el propósito de consolidarlos con los planes y programas de la institución, para llevarlos a la práctica y controlar su ejecución.

Esquema 4

2) PLANEAR



3) **MANTENER.** Es la función operativa del sistema, se encargará de poner en marcha los planes y programas mediante la ejecución de las actividades propias del mantenimiento, su propósito es lograr el objetivo básico del mismo, que es contar con instalaciones y equipos en buen estado.

Esta función es la parte medular del sistema y se encarga, de realizar los trabajos requeridos para conservar en buenas condiciones de funcionamiento las instalaciones y equipos de la institución; para ello, hace uso de recursos tales como: personal, refacciones, materiales, herramientas, tecnología, etc., todo ésto sujeto a la normatividad vigente en la materia.

Las personas involucradas y principales en esta función, son el responsable de mantenimiento y el de operación. Las actividades que deberán desarrollar para cumplir con los programas de mantenimiento de equipo e instalaciones son:

Inspeccionar. Se refiere a la verificación sistemática y programada de las condiciones de operación, y del estado general de equipos e instalaciones sujetos a mantenimiento.

Naturalmente, los programas y rutinas de mantenimiento preventivo orientarán las labores de inspección y sólo en los casos de excepción, detectarán la necesidad de efectuar mantenimiento correctivo.

Conservar. Utilizando los recursos disponibles para el mantenimiento, y conforme a los programas aprobados, el responsable del mismo y el personal operativo trabajarán coordinadamente para que de acuerdo con sus facultades y obligaciones ejecuten las actividades y trabajos necesarios para conservar en buen estado de operación los equipos e instalaciones.

Cada vez que se dé mantenimiento a los equipos e instalaciones, se deberá hacer un informe de lo realizado para que se integre a la historia del equipo o instalación, y para tener una base disponible para el personal que realiza las pruebas de buen funcionamiento.

Probar. Los equipos e instalaciones que fueron sujetos a trabajos de mantenimiento, se deberán probar para asegurar que su funcionamiento es correcto y seguro. En caso de que se presente algún problema, se volverá a inspeccionar para darles el mantenimiento adecuado antes de liberarlos para operación normal.

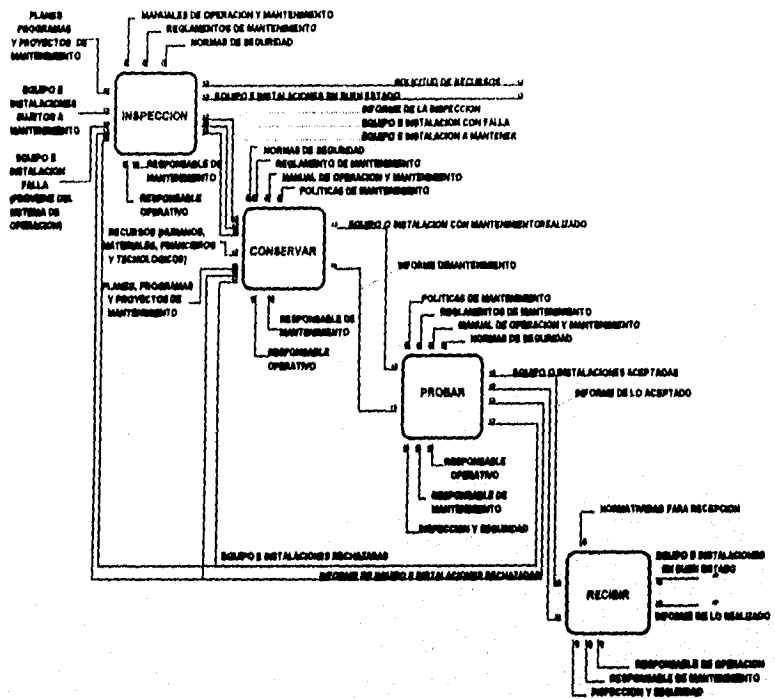
En el momento que se apruebe el funcionamiento de estos equipos e instalaciones, se deben hacer los informes correspondientes que lo constaten, con las firmas de las personas que intervienen en la prueba, que son:

- El responsable de inspección y seguridad.
- El responsable de mantenimiento.
- El responsable operativo.

Recibir. Los responsables de mantenimiento e inspección y seguridad deberán entregar al responsable operativo las instalaciones que fueron objeto de mantenimiento y que en la prueba de operación no fueron rechazados. De este acto de recepción debe elaborarse el informe respectivo donde conste la satisfacción del responsable de operación por el buen estado de funcionamiento de los equipos e instalaciones que se traten al ser entregados.

Esquema 5

3) MANTENER.



4) **CONTROLAR.** Cualquier sistema requiere de mecanismos de control que le permitan detectar y corregir oportunamente las desviaciones entre lo previsto en los planes, programas y presupuestos y lo real.

Esta es la última función del sistema y es aquí donde el Comité Sectorial de Mantenimiento, el responsable sectorial de planeación y el superintendente local correspondiente evaluarán el cumplimiento de los programas y en caso de desviación, determinarán las medidas correctivas más convenientes.

Las actividades que integran esta función son:

Evaluar. Mediante un análisis que realicen el Comité Sectorial de Planeación y el superintendente local correspondiente, de los planes, programas y presupuesto sobre mantenimiento, se evaluará el grado de cumplimiento de los mismos, determinando sus desviaciones.

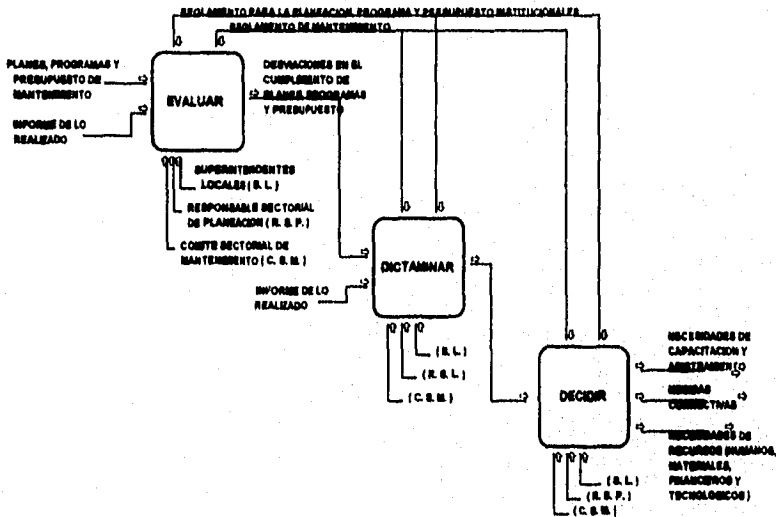
Dictaminar. Los mismos responsables de la actividad anterior, deben dictaminar cuáles fueron las causas de desviaciones detectadas.

Decidir. Una vez detectadas las causas de las desviaciones, se decidirá cuáles son las medidas correctivas más apropiadas para regresar a lo programado, y cumplir lo más eficientemente posible, con los objetivos y metas establecidos, y así obtener los menores riesgos y por ende mucho más seguridad en nuestras equipos e instalaciones.

Es muy importante hacer notar que las medidas correctivas pueden requerir de recursos adicionales para llevarlas a la práctica, por lo tanto se debe hacer un documento que especifique esas necesidades para turnarlo a las áreas correspondientes.

Las medidas correctivas alimentarán a las partes afectadas del sistema y de ser necesario, se reiniciará nuevamente con la primera función del sistema, hasta terminar con controlar y así sucesivamente.

Esquema 6
4) CONTROLAR.



Esta parte del trabajo aquí presentada tiene como objeto el de proporcionar un marco de referencia, cuya utilidad final será servir como guía para las acciones de mejoramiento que se emprendan en materia de mantenimiento de instalaciones petroleras. La ventaja del enfoque de sistemas utilizado en este trabajo, es que tales acciones pueden ubicarse y orientarse con toda precisión dentro de un esquema general y anticipar sus consecuencias y trascendencia.

6.5 Reparación a tuberías utilizadas como oleoductos.

*** Requisitos generales:

a) Todas las reparaciones se deberán llevar a cabo por medio de un procedimiento aprobado, con la supervisión de personal altamente calificado, entrenado y con la mentalidad propia de los riesgos a los que está expuesto, utilizando equipos y materiales localizados estratégicamente para las correspondientes reparaciones.

b) Los soldadores que efectuarán el trabajo de reparación de la tubería utilizada como oleoducto, deberán ser calificados cada 3 meses por lo menos, y además deberán, familiarizarse con las precauciones de seguridad, y con otros problemas asociados con el corte y la soldadura del tubo que contenga crudo.

c) Se deberán seguir las técnicas ya establecidas en el procedimiento de reparación cuando se trate de tubos de alta resistencia. Estas técnicas consideran elementos tales como la utilización de envoltentes completas, selección de electrodos y procedimientos de soldadura adecuados.

d) Todas las dependencias encargadas de vigilar la operación y mantenimiento de la tubería, deben tomar indudablemente las medidas necesarias para proteger a la comunidad y a las instalaciones, siempre que se tenga conocimiento de alguna fuga, imperfección, o daño grave en la tubería, mientras se reparan definitivamente.

e) Cuando a una tubería utilizada como oleoducto para el transporte de aceite crudo, se le realice una reparación con un carácter provisional, como por ejemplo la colocación de abrazaderas, quedará de inmediato programada la reparación definitiva, la cual se deberá llevar a cabo en un término no mayor a 30 días, siempre y cuando no estén dentro de las localizaciones 3 o 4, en tal caso, las reparaciones se deberán realizar de inmediato.

*** Límites de Imperfecciones:

a) Las ranuras y arrancaduras que tienen una profundidad superior de 12.5% del espesor nominal de pared deben de ser quitadas o reparadas.

b) Todas las abolladuras se deben quitar o reparar cuando se cumpla cuatesquiera de las siguientes condiciones:

- Cuando la abolladura afecte la curvatura de un tubo en la soldadura longitudinal, o en cualquier soldadura circunferencial (a tope).
- Cuando las abolladuras contengan una arañadura, rasguñadura, arrancadura o ranura.
- Cuando las abolladuras excedan una profundidad de 6 mm. (1/4 pg.) en un tubo de 30.48 cm. (12 pg.) de diámetro nominal y menores, o bien el 6 % del diámetro nominal de tubos mayores de 30.48 cm. (12 pg.).

c) Deberán ser quitadas ó reparadas, todas las quemaduras por arco.

d) Aquellos tubos que en su conformación presenten grietas o fisuras, no deben sujetarse a reparación sino que deben ser quitados y sustituidos por tubería nueva con especificaciones iguales a la que se eliminó.

e) Una soldadura deberá ser reparada únicamente dos veces, y en el caso que vuelva a salir con defecto, se eliminará ese tramo cortándolo en carrete y sustituyéndolo por un carrete de tubería nueva.

f) Si tenemos corrosión generalizada en nuestro tubo, y ésta alcanza una reducción de espesor de pared, a un valor menor que el espesor mínimo requerido calculado en el diseño, el tramo de tubería afectado deberá ser reemplazado o bien operar la tubería de conducción a una presión abajo de la operación normal de 100 % de flujo.

g) Si se tiene picadura por corrosión localizada, la tubería será reparada, reemplazada u operada a presión reducida, si una picadura originada por corrosión localizada, ha reducido el espesor de pared por debajo de los valores calculados en el diseño, o bien disminuido en una cantidad igual a la tolerancia de fabricación aplicable a la tubería.

Este criterio será aplicable si la longitud del área corroída es más grande que la permitida por la ecuación mostrada más adelante. El presente método es aplicable únicamente cuando la profundidad de la picadura por corrosión, es inferior al 80 % del espesor nominal de pared. Este método no es aplicable a zonas corroídas en la región de la soldadura longitudinal y en la zona afectada por el calor. La zona corroída se deberá limpiar anérgicamente hasta descubrir el tubo sano. Se pondrá extremo cuidado al efectuar la limpieza de zonas corroídas en tuberías sometidas a presión, especialmente si el grado de corrosión es significativo.

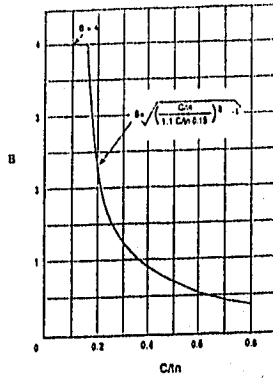
$$L = 1.12 B (D t_n)^{1/2}$$

Donde:

$$B = \sqrt{\left(\frac{c / t_n}{1.1c / t_n - 0.15} \right)^2 - 1}$$

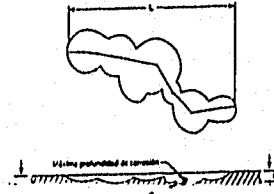
L = Extensión longitudinal máxima permisible de la zona corroída según se ilustra en la figura 6.b siguiente en pulgadas.

Figura
CURVA PARA LA DETERMINACIÓN DEL VALOR DE "B"



B = Un valor que no exederá de 4.0 el cual puede ser determinado de la expresión anterior o bien de la figura siguiente:

Figura
PARAMETROS USADOS EN EL ANALISIS DE LA RESISTENCIA DE AREAS CORROIDAS
Eje longitudinal del área corroída.



Máxima profundidad de corrosión.

- D** = Diámetro exterior de la tubería, pulgadas.
C = La profundidad máxima de corrosión en la zona considerada, pulgadas.
t_n = Espesor nominal del tubo, en pulgadas.

Parámetros utilizados en el análisis de la resistencia de zonas corroidas.

h) Todo tubo que tenga fuga se deberá retirar o reparar lo más pronto que sea posible.

*** Reparaciones permisibles en tuberías utilizadas como oleoducto que transporta crudo.

a) Si es factible que la tubería pueda ser sacada de servicio se reparará cortando y retirando una pieza cilíndrica de tubo que contenga la imperfección, y reemplazando la misma con un tubo de espesor de pared y grado similar o mayor, que reúna los requerimientos establecidos en espesor mínimo de pared del tubo por presión interna, siempre considerando que la longitud no sea menor que la mitad del diámetro del tubo, y que deberá incluir el desperfecto.

b) Si no fuera posible dejar la tubería fuera de servicio, las reparaciones podrán realizarse mediante la colocación de una envolvente circunferencial completa, soldada a la tubería o mediante la colocación de una manga o abrazadera atomillada de fábrica.

Con lo que se refiere a reparación de abolladuras, se utilizará un material solidificable tal como una resina epóxica para rellenar el hueco de la abolladura entre la manga y el tubo conductor, para restituir el contorno original de éste.

c) Si no es factible suspender la operación de la línea, los desperfectos se podrán eliminar por esmerilado de la placa o perforación de la tubería en servicio, cuando se realice por esmerilado, el área base debe quedar suavemente contomada. Cuando se utilice el método de perforación de la tubería operando, el desperfecto será eliminado por completo cortando el tejo que lo contenga, en la primera oportunidad.

d) Si no es factible suspender la operación de la línea, las fugas menores y pequeñas zonas corroídas, excepto grietas, se podrán reparar utilizando un parche soldado a la tubería o instalando un accesorio soldable envolvente en la zona afectada de la misma.

e) Si se tiene un tubo conteniendo quemaduras al realizar trabajos de corte y soldadura con arco eléctrico, ranuras y arrancaduras, puede ser reparado con envolventes soldables si la quemadura o la ranura es removida por esmerilado.

f) Si no es factible sacar de servicio la tubería, las imperfecciones en soldaduras producidas por metal de relleno, podrán ser reparadas por depósitos de metal de soldadura. Las imperfecciones en soldaduras y quemaduras al realizar trabajos de soldadura con arco eléctrico, arrancaduras y ranuras, deben ser removidas por esmerilado, previo depósito del metal de soldadura de relleno.

*** Procedimientos o métodos de reparación:

a) Todos los soldadores que ejecuten los trabajos de reparación, serán calificados de acuerdo a pruebas para soldadura a tope y pruebas de soldadura en filete de acuerdo a la norma API-RP-1107; los soldadores estarán familiarizados con las medidas de seguridad requeridas, y con los problemas asociados con la operaciones de corte y soldadura en un tubo que contiene, o ha contenido petróleo crudo, destilado, o amoniaco anhidro líquido. El corte y la soldadura solo se podrán ejecutar al comprobarse que no existen atmósferas explosivas en la zona de trabajo.

b) La prueba para calificación de los procedimientos de la soldadura utilizados en tubería que contiene un líquido del petróleo, deberá considerar los efectos de enfriamiento de los productos contenidos en el tubo, la calidad y propiedades físicas de la soldadura. Los procedimientos para soldar una tubería que no contienen líquidos, se califican de acuerdo a los procedimientos de soldadura especificados en la norma API-1104.

c) Los materiales usados en la reparación de tuberías estarán de acuerdo con una de las especificaciones o normas enlistadas a continuación.

LISTA DE NUMEROS Y TEMAS DE LOS ESTANDARES Y ESPECIFICACIONES PARA LOS MATERIALES UTILIZADOS EN TUBERIAS QUE TRANSPORTAN CRUDO.

ASTM

- A53 Tubo de acero negro y galvanizado con o sin costura.
- A105 Forja de acero al carbón, para componentes de tubería.
- A106 Tubo de acero al carbón sin costura para servicio de alta temperatura.
- A120 Tubo de acero negro y galvanizado con o sin costura para uso ordinario.
- A134 Tubo de placa de acero por fusión de arco eléctrico.
(para diámetros de 16" y mayores.)
- A135 Tubo de acero soldado por resistencia eléctrica.
- A139 Tubo de placa de acero soldado por fusión de arco eléctrico.
(para diámetros de 4" y mayores).
- A193 Materiales para tornillería de acero inoxidable y de aleación para servicio de alta temperatura.
- A194 Tuercas para espárragos, de acero de aleación para servicio de alta presión y alta temperatura.
- A307 Sujetadores de rosca estándar exterior de acero al carbón.
- A320 Materiales para tornillería de acero de aleación para servicio de baja temperatura
- A333 Tubo de acero, con y sin costura para servicio de baja temperatura.
- A354 Tornillería, espárragos y otros sujetadores roscados exteriormente, de acero de aleación templado y revenido.
- A381 Tubería de acero soldado por arco metálico, para servicio de alta presión.
- A449 Tornillos y espárragos de acero templado y revenido.
- A559 Electrodo de acero suave para soldadura de arco metálico con gas.
- A671 Tubo de acero soldado por fusión eléctrica para temperatura atmosférica y menores.
- A672 Tubo de acero soldado por fusión eléctrica para servicio de alta presión y temperatura moderada.

API

- 5L Tubo de línea.
- 5LX Especificaciones para tuberías de línea de alta resistencia.
- 5LS Especificaciones para tubería de acero, de línea soldada en espiral.
- 5LU Especificaciones para tubería de línea, de ultra prueba, tratada con calor.
- 6A Equipo para cabezal de pozo
- 6D Válvulas para tuberías.
- 1104 Estándares para soldadura de tuberías a instalaciones relacionadas.
- RP5L1 Prácticas recomendadas para el transporte de tubos por ferrocarril.
- RP5L5 Prácticas recomendadas para el transporte marítimo de tubos.
- RP5L6 Prácticas recomendadas para el transporte fluvial de tubos.

ASME

- B16.5 Bidas para tubos de acero y accesorios bridados.
- B16.9 Accesorios de fábrica de acero forjado para soldar a tope.
- B16.11 Accesorios de acero forjado de embutir y soldar y roscados.
- B6.20 Ranuras y empaquetaduras de anillo para bridas de acero.
- B16.34 Válvulas de acero, bridadas o soldables.
- B16.2.1 Pernos y espárragos cuadrados y hexagonales.
- B16.2.2 Tuercas cuadradas y hexagonales.

d) Las reparaciones temporales que son necesarias con el propósito de mantener la operación de la tubería, serán realizadas de una manera segura. Tales reparaciones temporales serán hechas permanentes o reemplazadas tan pronto como sea práctico en forma permanente y definitiva.

e) Los parches soldados tendrán las esquinas redondeadas y una dimensión máxima de 150 mm. (6 pg.) a lo largo del eje de la tubería. El parche utilizado será de similar o mayor grado y con espesor de material similar también, a los de la tubería en reparación. Los parches solamente se usarán en tubos de 12 pg. o menos de diámetro, que estén de acuerdo con las especificaciones API-5LX-X42 y grado inferior.

f) Las envolventes circunferenciales completas soldadas instaladas para eliminar fugas o de otra manera para contener la presión interna, deben tener un presión de diseño no menor al de la tubería que se va a reparar, la que será soldada en su totalidad, tanto circunferencialmente como longitudinalmente.

g) Se deberá examinar toda la tubería que transporta líquidos en las áreas que serán afectadas por esmerilado, soldadura, corte o perforación, para comprobar que el material está sano y con el debido espesor para este tipo de operaciones.

h) Si la línea no es puesta fuera de servicio, se deberá reducir la presión de operación hasta un nivel que permita realizar los trabajos de reparación, dentro de una amplia seguridad para el personal humano como para el equipo. Aquí debe de realizarse en cada caso un análisis en el que participen las dependencias de operación, mantenimiento y seguridad de la entidad responsable de la tubería de conducción, el cual debe contener como mínimo, tanto los resultados de inspección ultrasónica para la determinación de defectos y espesor de tubo, como los resultados de la inspección de las pruebas no destructivas, cálculos para determinar la presión máxima y otras medidas de seguridad adicionales a los criterios que sugieren las prácticas recomendadas al respecto.

i) Cuando se tengan que realizar reparaciones a un tubo que se encuentra recubierto, se deberá primero antes de su reparación, quitar todo el recubrimiento dañado y aplicarle un nuevo recubrimiento de acuerdo a las especificaciones establecidas. Las partes del tubo sustituido y envolventes circunferenciales completas usadas en las reparaciones, también deben ser recubiertas cuando sean instaladas en un tubo con un recubrimiento mecánico.

***** Pruebas de las operaciones en tuberías que operan con un esfuerzo tangencial del más de 20% de la resistencia mínima especificada de cedencia del material del tubo.**

a) Pruebas de las secciones tubulares de reemplazo: Cuando una reparación programada se lleva a cabo cortando y retirando una porción cilíndrica de tubería y reemplazando ésta, con otra sección tubular similar, ésta última se deberá someter a una presión hidrostática de prueba en las mismas condiciones que una línea nueva. Las pruebas del tubo de repuesto pueden ser hechas antes de la instalación del mismo sin omitir que terminada ésta, se haga inspección radiográfica u otro tipo aceptable de pruebas no destructivas de todas las uniones soldadas.

b) Inspección de las soldaduras de la reparación: Las soldaduras realizadas durante la reparación de una tubería, se deberán inspeccionar por métodos aceptables y confiables de pruebas no destructivas, por un inspector calificado. Todas las irregularidades percibidas por el método de prueba deberán ser registradas claramente.

*** Estandares de aceptabilidad.

Al realizar los métodos de pruebas no destructivas éstos nos arrojan únicamente dos resultados dimensionales, el inspector calificado es el encargado de rechazar soldaduras que aparentemente satisfagan los parámetros de aceptabilidad aquí estipulados, si en su opinión la profundidad estimada del defecto puede ser perjudicial para la resistencia de la soldadura; los parámetros de aceptabilidad se pueden consultar en el punto 5.3.2. del capítulo 5 de éste mismo trabajo.

*** Reducción de la presión de operación de una línea de tubería utilizada como oleoducto para el transporte de crudo, para su operación confiable.

Una tubería utilizada como oleoducto que contenga picadura debida a corrosión localizada, o bien a zonas reparadas por esmerilado en donde el material remanente en la tubería no cumple con los límites, tanto de profundidad como de longitud de acuerdo a los límites de imperfecciones expuestos en este capítulo, puede ser operada a presión más baja en vez de sustituirla o repararla.

1. Una presión de operación más baja puede ser basada considerando el espesor de pared remanente efectivo del tubo.
2. La reducción de la presión de operación puede ser determinada por las siguientes ecuaciones:

Para valores de "G" menores o igual a 4

Donde:

$$p_d = 1.1 p_1 \left[1 - 0.67 \left[\frac{c}{t_n} \right] \div \left[1 - \frac{0.67 c}{t_n \sqrt{G + 1}} \right] \right] \quad (a)$$

$$G = 0.893 \frac{L}{\sqrt{D t_n}} \quad (b)$$

G = Un valor que no exceda de 4.0 en el análisis anterior y el cual puede ser determinado por la ecuación (b).

Pd = Presión interna manométrica reducida de diseño en (PSIG).

PI = Presión interna manométrica de diseño original, basada en el espesor de pared nominal especificado del tubo en (PSIG).

L = Longitud del área corroída pulg.

t_n = Espesor nominal pulg.

c = Máxima profundidad del área corroída pulg.

D = Diámetro exterior pulg.

Para valores de G mayores de 4.0

$$Pd = 1.1 PI (1 - (c/t_n)) \quad (c)$$

Excepto que Pd no deberá ser mayor que Pi.

6.6 Escapes de fluido en tuberías utilizadas como oleoducto para el transporte de crudo.

A continuación se exponen en términos muy generales, algunas de las causas y también las medidas preventivas y correctivas para evitar las situaciones de emergencia, los accidentes, y los daños a los sistemas de tuberías utilizadas como oleoductos para el transporte de crudo.

Invariablemente, la seguridad, la confiabilidad y la eficiencia de un sistema de tuberías que transportarán el crudo, dependen de una operación óptima y además de un debido mantenimiento que debe considerarse como algo integral del oleoducto, para que siempre tengamos una tubería de conducción en operación sin interrupciones frecuentes.

Escapes de fluido más frecuentes.

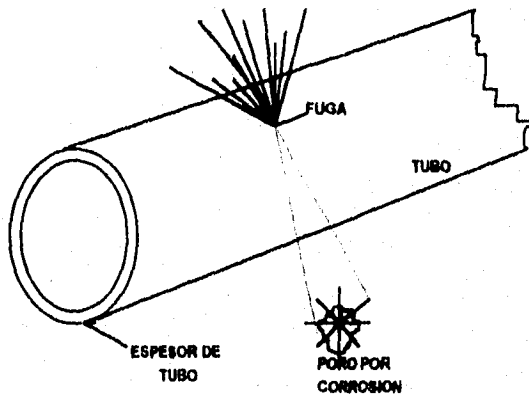
DAÑO	CAUSAS	PREVENCION	REPARACION
<p>PORO POR CORROSION INTERIOR.</p> <p>VER FIGURA 1</p>	<p>1). Humedad del fluido: El ataque corrosivo se toma de lento a critico en presencia de contaminantes como ácido sulfídrico H₂S, o bióxido de carbono CO₂ combinados con la humedad.</p> <p>2). Incorporacion de contaminantes en el fluido por fallas en el proceso.</p>	<p>1). Eliminar el agente corrosivo.</p> <p>2). Monitorear índices de corrosión mediante estudios gravimétricos, en caso de que no sea posible eliminar el agente corrosivo.</p> <p>3). Limpieza periódica con diablos.</p> <p>4). Aplicación de inhibidores o formación de películas protectoras</p> <p>5). 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 a la tubería de conducción mediante el diablo electrónico "Linalog", descrito ampliamente en este mismo capítulo.</p>	<p>1). En el caso de que se presenten orificios pequeños se puede utilizar en la reparación, el cinturón "Pildco Smith + Clamp" que será descrito más adelante.</p> <p>2). En las perforaciones de mayor magnitud se podrá utilizar la manga bipartida empemada "Pildco Split Sleeve" la cual, si se es requerido, puede ser soldada al tubo para una reparación de tipo definitivo.</p>

DAÑO	CAUSAS	PREVENCION	REPARACION
<p>PORO POR CORROSION EXTERIOR.</p> <p>VER FIGURA 2.</p>	<p>1). Ataque químico directo (acumulación de desechos corrosivos).</p> <p>2). Naturaleza del terreno (húmedo salino).</p> <p>3). Basureros o cenizas en el alojamiento de la tubería.</p> <p>4). Que la tubería de metal ferroso éste en estrecha proximidad con una estructura de metal diferente. El tubo se comporta como ánodo; el caso crítico se presenta con el cobre.</p>	<p>1). Sistemas eficientes de protección catódica.</p> <p>2). Reforzamientos de los sistemas existentes.</p> <p>3). Combinar protección anticorrosiva y protección catódica.</p>	<p>1). En el caso de orificios pequeños se puede utilizar en la reparación el cinturón "Pildco Smith + Clamp".</p> <p>2). En perforaciones de mayor magnitud, se puede utilizar la manga bipartida emperrada "Pildco Split Sleeve" la cual, si se requiere, se puede soldar al tubo para una reparación definitiva.</p>
<p>POROS EN SOLDADURA TRANSVERSAL Y / O LONGITUDINAL.</p> <p>VER FIGURA 3.</p>	<p>1). Defectos de construcción. (Soldaduras transversales).</p> <p>2). Defecto de fabricación. (soldadura o junta longitudinal).</p> <p>3). La causa más común es la corrosión tanto interior como exterior.</p>	<p>1). Mano de obra y procedimientos calificados para efectuar la soldadura de campo.</p> <p>2). Máquina o equipo automático para soldar en óptimas condiciones de trabajo.</p> <p>3). Material de aporte utilizado para soldar, de la calidad, características y especificación requerida.</p> <p>4). Conciencia de su responsabilidad en la supervisión, tanto durante la fabricación como durante la construcción.</p> <p>5). Realizar todas las pruebas hidrostáticas necesarias en la construcción a las condiciones requeridas.</p> <p>6). Aplicar las medidas preventivas tal como se indicó en las mencionadas para contrarrestar la corrosión interior.</p> <p>7). Aplicar las medidas preventivas tal como se explicó para la prevención de corrosión exterior.</p>	<p>1). Para el caso de poros en juntas transversales de campo, se puede efectuar la reparación utilizando una manga bipartida soldable (welding sleeve).</p> <p>2). 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 esmerillar 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 lentes 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 será sustituida la sección dañada.</p>

DAÑO	CAUSAS	PREVENCION	REPARACION
<p>ROTURA PARCIAL DE JUNTA TRANSVERSAL DE CAMPO.</p> <p>VER FIGURA 4.</p>	<ol style="list-style-type: none"> 1). Carga externa accidental, esta podría ser debida al derrumbe del terreno sobre la tubería. 2). Asentamientos considerables del terreno. 3). Defecto de construcción ocasionado por la mala calidad de la soldadura. 4). Fenómenos naturales tales como sismos, avenidas extraordinarias de ríos, etc. 	<ol style="list-style-type: none"> 1). Prever y/o retirar derrumbes que puedan dañar las tuberías. 2). Construcción de obras de protección para evitar asentamientos y erosiones del terreno de sustentación de las tuberías. 3). Desazolver y reparar cunetas obstruidas. 4). Reconstrucción o reposición de rompecorrientes destruidos. 5). Ordenar y vigilar que se cumpla la suspensión de construcciones o instalaciones de terceros en el derecho de vía. 6). Controlar y vigilar el acatamiento de medidas de seguridad establecidas para el uso de cargas explosivas, en obras de la empresa en un derecho de vía común, y de terceros u otras dependencias gubernamentales que pudieran afectar a las tuberías. 7). Verificar los reportes de inspección y efectuar oportunamente las medidas preventivas que cada caso requiera. 8). Verificar la seguridad de las tuberías en cruzamientos con ríos y efectuar en caso necesario, las obras requeridas para evitar el peligro latente. 9). Aplicar las medidas preventivas explicada anteriormente referente a poros en soldadura transversal y/o longitudinal. 	<ol style="list-style-type: none"> 1). Sustitución del tramo de tubería que comprende la rotura. Para una reparación temporal es recomendable utilizar los acopladores " Plidco Weld + End " con las abrazaderas gemelas " Plidco Clamp Ring ".Se soldarán los acopladores y se retirarán para una reparación definitiva cuando las condiciones propicias para efectuarlas se hayan conseguido. 2). Instalación soldada del tramo de tubería de reemplazo. Si las condiciones en el área afectada son favorables, o se pueden obtener en un tiempo razonablemente corto de acuerdo a las necesidades, se podrá optar por la instalación directa del tramo de tubería de reemplazo soldado a la línea principal.

DAÑO	CAUSAS	PREVENCION	REPARACION
<p>ROTURA DE LA JUNTA LONGITUDINAL. (FALTA DE FUSION EN LA ZONA DE UNION.).</p> <p>VER FIGURA 5.</p>	<p>1). Defecto de fabricación; falta de fusión en la junta longitudinal.</p> <p>2). Fatiga gradual de la zona crítica como consecuencia de la operación de la tubería de conducción. Frecuentes paros y arranques.</p>	<p>1). Equipo empleado para efectuar la junta longitudinal en fábrica, en óptimas condiciones de trabajo.</p> <p>2). Mayor interés y empeño por parte de la inspección y supervisión durante la fabricación del tubo.</p> <p>3). Participar y decidir, por parte de la empresa, durante las pruebas a que es sometida la tubería en el período de su fabricación.</p> <p>4). Durante la construcción de una línea, vigilar que la prueba hidrostática de campo se lleve a cabo de acuerdo con el diseño de la misma, de modo que ninguna sección de la tubería pueda quedar sujeta, durante dicha prueba, a presión menor que la estipulada por la norma aplicable.</p>	<p>1). Sustitución del tramo de tubería que comprende la rotura. Para una reparación inmediata de carácter temporal es recomendable utilizar los acopladores " Pldco Weld + End " con las abrazaderas gemelas " Pldco Clamp Ring ". Se soldarán los acopladores y se retirarán las abrazaderas para una reparación definitiva, cuando las condiciones propicias para efectuarla, se hayan conseguido.</p> <p>2). Instalación soldada del tramo de tubería de reemplazo. Si las condiciones en el área afectada son favorables, o si de acuerdo con las necesidades, se pueden obtener en tiempo razonablemente corto, se podrá optar por la reposición del tramo de tubería de reemplazo soldado directamente a la línea principal.</p>

FIGURA 1 a) Poro por corrosión interior.



DAÑO	CAUSA	PREVENCION	REPARACION
<p>ROTURA LONGITUDINAL DE FORMA IRREGULAR A LO LARGO DE LA ZONA DEBILITADA POR CORROSION INTERIOR.</p> <p>VER FIGURA 6.</p>	<p>1). Presencia de humedad contenida por sólidos transportados por el fluido y almacenados en algunos lugares propicios del perfil de la línea, constituyen agentes corrosivos que afectan la pared de la tubería debilitándola y ocasionando rotura, aún en condiciones normales de operación.</p>	<p>Aplicar las medidas preventivas explicadas en la columna para corrosión interior.</p>	<p>1). Sustitución del tramo de tubería que comprende la rotura. Para una reparación inmediata de carácter temporal es recomendable utilizar los acopladores " Plidco Weld + End " con las abrazaderas gemelas " Plidco Clamp Ring ". Se soldarán los acopladores y se retirarán las abrazaderas para una reparación definitiva, cuando las condiciones propicias para efectuarla, se hayan conseguido.</p> <p>2). Instalación soldada del tramo de tubería de reemplazo. Si las condiciones en el área afectada son favorables, o si de acuerdo con las necesidades, se pueden obtener en tiempo razonablemente corto, se podrá optar por la reposición del tramo de tubería de reemplazo soldado directamente a la línea principal.</p>

DAÑO	CAUSA	PREVENCION	REPARACION
<p>ROTURA TRANSVERSAL TOTAL DE LA TUBERIA.</p> <p>VER FIGURA 8.</p>	<p>1). Derrumbe en extensión considerable del terreno de sustentación de la tubería.</p> <p>2). Fenómenos naturales.</p> <p>3). Cruzamientos con ríos y avenidas extraordinarias.</p> <p>4). Erosión del terreno con arrastre de material dejando la tubería sin apoyo en una longitud considerable.</p>	<p>1). Construcción e interconexión de líneas nuevas en sustitución de tramos en peligro (Plan y programa de trabajo).</p> <p>2). Construcción de obras de protección para evitar el derrumbe del terreno en que se apoyan las tuberías.</p> <p>3). Construcción de obras provisionales para protección y seguridad inmediata de las tuberías.</p> <p>4). Verificar la seguridad de las tuberías en cruzamientos con ríos y efectuar en caso necesario:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Obras de protección requeridas. • Construcción de líneas paralelas para cruzamientos de apoyo. <p>5). Verificar los reportes de inspección y efectuar oportunamente las medidas preventivas que cada caso requiera.</p>	<p>1). Sustitución del tramo de tubería en el lugar de la rotura, como una solución inmediata, o definitiva.</p> <p>2). Instalación soldada del tramo de tubería de reemplazo como solución definitiva, o temporal.</p>

MEDIDAS PREVENTIVAS PARA CONTRARRESTAR LA CORROSION INTERIOR

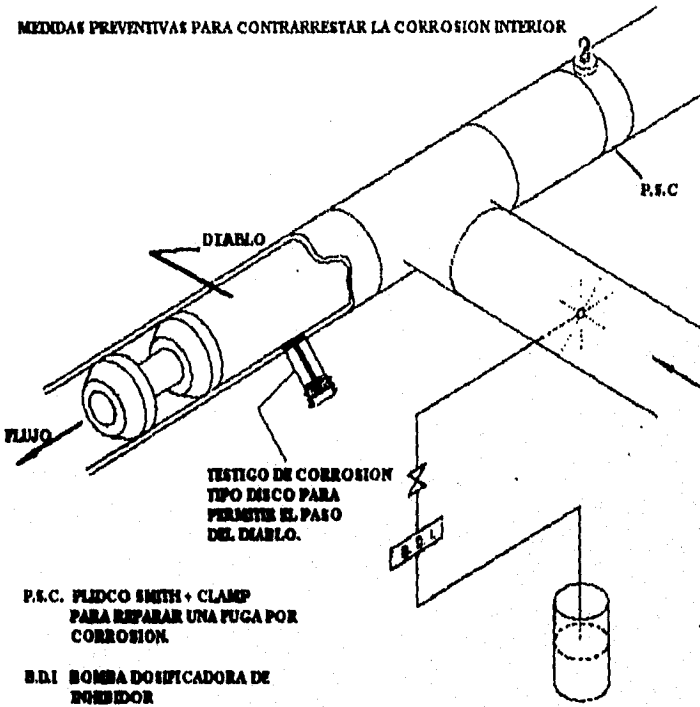


FIGURA 2 b) Poro por corrosión exterior.

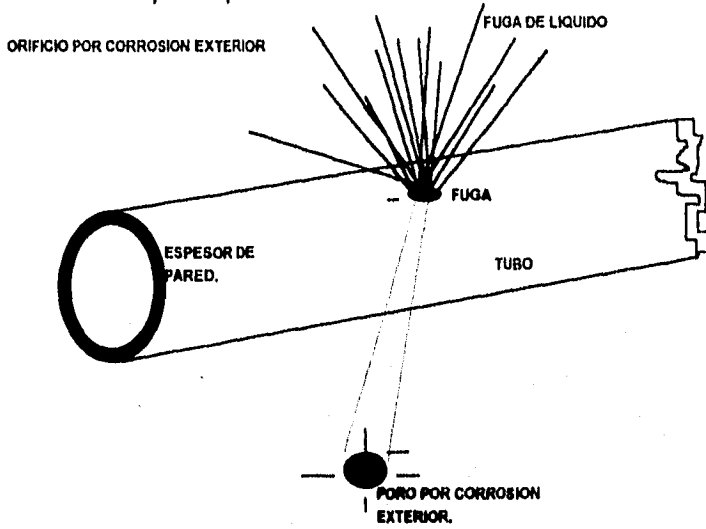
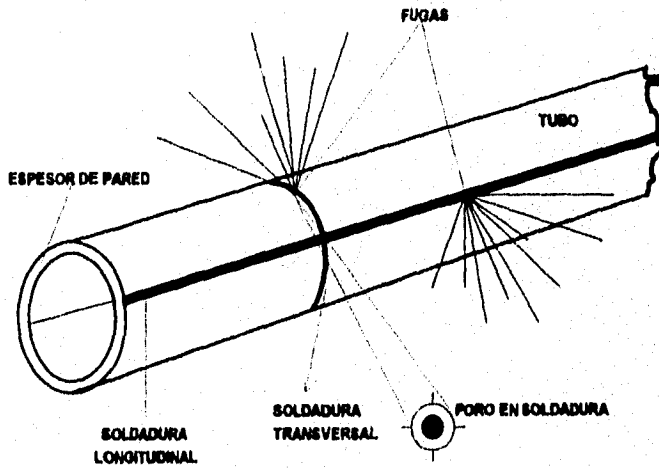


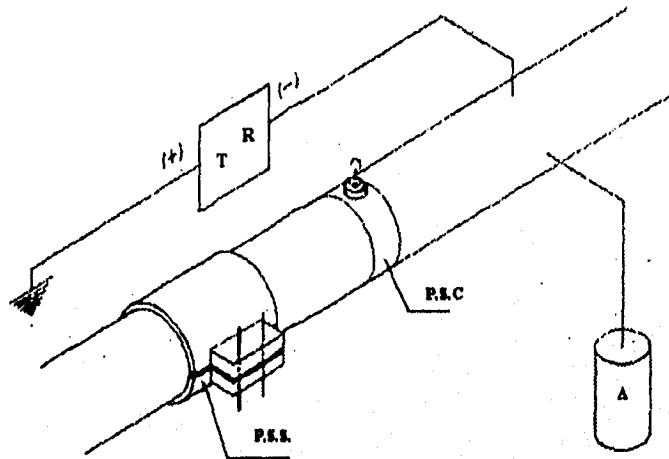
FIGURA 3 c) Poro en soldadura transversal y/o longitudinal.
POROS EN SOLDADURA TRANSVERSAL Y/O LONGITUDINAL.



DAÑO	CAUSA	PREVENCIÓN	REPARACION
<p>ROTURA TOTAL DE LA JUNTA TRANSVERSAL CON SEPARACION Y DESPLAZAMIENTO DE LA TUBERIA.</p> <p>VER FIGURA 7.</p>	<p>1). Asentamientos del terreno de sustentación por sobrecarga que se debe a:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Derumbe de taludes sobre las tuberías. • Material acumulado por terceros sobre las tuberías. <p>2). Deslizamiento del terreno de sustentación debido a precipitaciones pluviales intensas.</p> <p>3). Fenómenos naturales tales como sismos, precipitaciones pluviales intensas, etc.</p> <p>4). Defectos de construcción de la tubería como la mala calidad de la soldadura.</p> <p>5). Tránsito intenso pesado cruzando sobre las tuberías.</p> <p>6). Invasiones de particulares como por ejemplo excavaciones para extracción de materiales de construcción.</p> <p>7). Erosión del terreno con arrastre del material que cubre a las tuberías en la zanja.</p>	<p>1). Construcción de obras de protección para evitar asentamientos y erosiones del terreno de sustentación de las tuberías (drenaje de plantilla).</p> <p>2). Construcción de obras de protección para evitar derrumbes sobre las tuberías o bien remover y extraer el material que amenace caer sobre éstas.</p> <p>3). Desasolver y reconstruir cunetas destruidas.</p> <p>4). Controlar y vigilar el acatamiento de medidas preventivas de seguridad establecidas para el uso de cargas explosivas en obras de la empresa en el derecho de vía común, y de terceros u otras dependencias gubernamentales que afecte a las tuberías.</p> <p>5). Ordenar y vigilar que se cumpla la suspensión de construcciones y de instalaciones de terceros en el derecho de vía de las tuberías.</p> <p>6). Verificar los reportes de inspección y efectuar oportunamente las medidas preventivas que cada caso requiera.</p> <p>7). Ordenar y vigilar que se lleva a cabo en la construcción de líneas de conducción, la selección adecuada del material para cubrir la tubería en la zanja eliminando el material rocoso de grandes dimensiones, evitando además depositar éste sobre tuberías adyacentes en operación.</p> <p>8). Aplicar las medidas preventivas tal como se explicó en escape de fluidos por poro en soldaduras transversales y/o longitudinales.</p>	<p>1). Sustitución del tramo de tubería.</p> <p>2). Instalación soldada del tramo de tubería de reemplazo.</p>

MEDIDAS PREVENTIVAS PARA CONTRARRESTAR LA CORROSION EXTERIOR.

REPARACION DE UNA FUGA DEBIDAS A CORROSION EXTERIOR.



T.R. PROTECCION CON TRANSFORMADOR RECTIFICADOR

A. ANODO DE Mg, Al, o Zn, PROTECCION CATALITICA O DE SACRIFICIO.

**P.S.S. REPARACION DE FUGA MEDIANTE UTILIZACION DE MANGA EMPERNADA
REPARTIDA "PLEDGO SPLIT SLEEVE"**

FIGURA 4 d) Rotura parcial de la junta transversal de campo.
ROTURA PARCIAL DE LA JUNTA TRANSVERSAL DE CAMPO

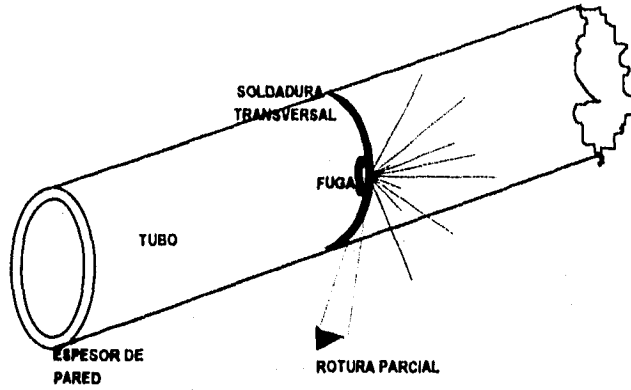


FIGURA 5
 e) Rotura de la junta longitudinal. (falta de fusión en la zona de unión).

ROTURA DE LA JUNTA LONGITUDINAL.
FALTA DE FUSION EN LA ZONA DE UNION.

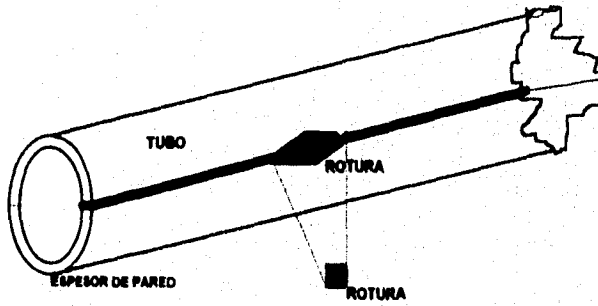


FIGURA 6 f) Rotura longitudinal de forma irregular a lo largo de la zona debilitada por corrosión interior.
ROTURA LONGITUDINAL DE FORMA IRREGULAR A LO LARGO DE ZONA DEBILITADA POR CORROSION INTERIOR.

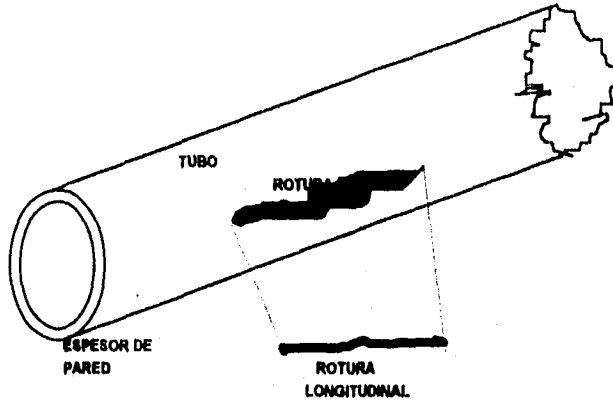
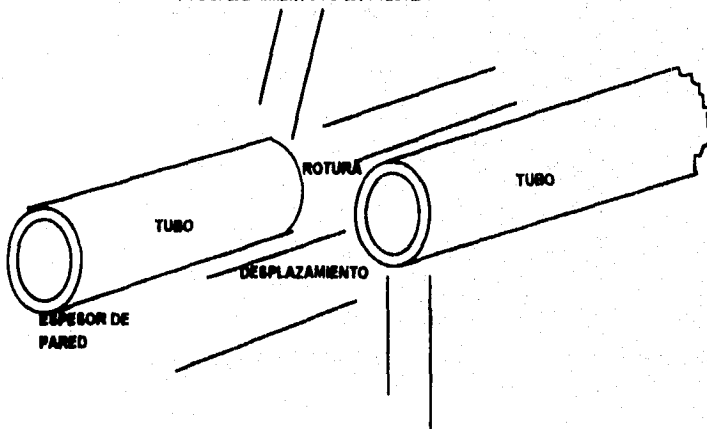


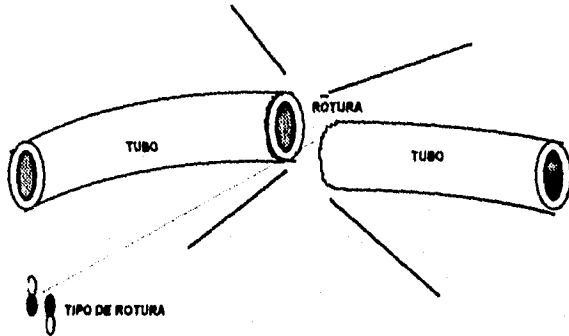
FIGURA 7 g) Rotura total de la junta transversal con separación y desplazamiento de la tubería.

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



DAÑO	CAUSA	PREVENCION	REPARACION
<p>ROTURA TRANSVERSAL TOTAL CON SEPARACION LONGITUDINAL DE LA TUBERIA.</p> <p>VER FIGURA 9.</p>	<p>1). Desplazamiento longitudinal del terreno de sustentación de las tuberías (esfuerzos de tensión).</p> <p>2). Tránsito de frecuente de vehículos pesados sobre el derecho de vía en la misma dirección de las tuberías (esfuerzos de tensión).</p>	<p>1). Verificar los reportes de inspección y efectuar oportunamente las medidas preventivas que cada caso requiera.</p> <p>2). Evitar que los derechos de vía sean utilizados como caminos vecinales.</p> <p>3). Construcción e interconexión de líneas nuevas en sustitución de tramos en peligro (plan y programa de trabajo).</p> <p>4). Verificar la seguridad de las tuberías inspeccionando no solamente el derecho de vía, sino también las zonas colindantes y llevar a cabo las medidas preventivas y/o definitivas según sea el caso.</p>	<p>1). Instalación soldada del tramo de tubería de reemplazo como solución definitiva o temporal, según sea el caso.</p> <p>2). Sustitución del tramo de tubería en el lugar del daño, como solución inmediata.</p>
<p>ROTURA POR IMPACTO.</p> <p>VER FIGURA 10.</p>	<p>1). Trabajos de desmantelamiento y recuperación de tuberías fuera de servicio.</p> <p>2). Construcciones de la empresa o de particulares en estrecha proximidad con las tuberías, que impliquen el uso de explosivos y/o maquinaria de perforación o excavación del terreno.</p>	<p>Conocimiento del sistema / conocimiento del operador.</p> <ul style="list-style-type: none"> * Señales permanentes en el lugar donde está ubicada la tubería a fin de incrementar el conocimiento de su existencia de parte del operador. * Señales provisionales para alertar al operador del equipo, indicándole la ruta de la tubería. * Mejorar las comunicaciones. * Mayor vigilancia de las líneas. * Mejor adiestramiento para los operadores. * Colocar las líneas a mayor profundidad. * Legalizar los derechos de vía para evitar invasiones. 	<p>1). La reparación inmediata se podrá realizar mediante la utilización de la manga bipartida " Pldco Split Sleeve ".</p>

FIGURA 8 h) Rotura transversal total de la tubería.

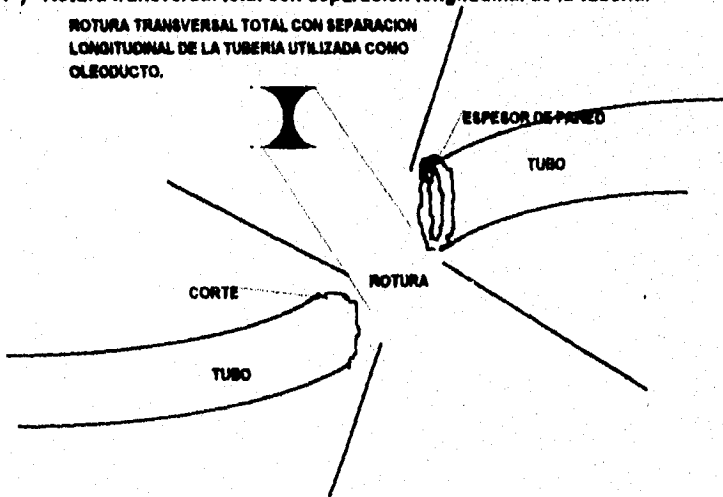


ROTURA TRANSVERSAL TOTAL DE LA TUBERIA UTILIZADA COMO OLEODUCTO PARA EL TRANSPORTE DE CRUDO.

FIGURA 9

i) Rotura transversal total con separación longitudinal de la tubería.

ROTURA TRANSVERSAL TOTAL CON SEPARACION LONGITUDINAL DE LA TUBERIA UTILIZADA COMO OLEODUCTO.



DAÑO	CAUSA	PREVENCION	REPARACION
<p>ROTURA, O ADYACENTE A SOLDADURAS DE CONEXIONES O ELEMENTOS DE REFUERZO.</p> <p>VER FIGURA 11.</p>	<ol style="list-style-type: none"> 1). Falta de tratamiento térmico. 2). Falta de inspección previa de las condiciones de la placa . 3). Falta de supervisión. 4). Diseño impropio o improvisado. 5). Elementos de conexión o de refuerzo defectuosos. 6). Material fuera de especificación (soldadura o placas). 7). Incapacidad del soldador. 8). Fragilización de la placa o endurecimiento en la zona adyacente al cordón de soldadura, por efecto del gradiente de temperatura durante el proceso de soldadura. 9). Condiciones atmosféricas adversas. 	<ol style="list-style-type: none"> 1). Cuidadosa selección de los puntos de trabajo en la superficie de la tubería a intervenir. Emplear métodos de prueba no destructivos para: <ul style="list-style-type: none"> * Detectar puntos frágiles (medición de dureza). * Observar la sanidad de la placa (inspección ocular previa). * Detectar microfisuras (inspección con partículas magnéticas). * Detectar laminaciones y espesor de pared (inspección ultrasónica). * Radiografiado de juntas (longitudinales y circunferenciales). 2). Diseñar elementos de conexión o refuerzo compatibles con la línea a intervenir; grado, espesor, etc. que se fabriquen y se coloquen siguiendo adecuados procedimientos de trabajo. 3). Diseñar bajo normas establecidas actualizadas, adoptando medidas de seguridad y especificando preferentemente conexiones de fábrica (bridas, codos, tees, reducciones, etc.), cuando las condiciones de la línea por intervenir así lo permitan. (Construcciones nuevas, línea vacía, etc.). 4). Emplear el equipo, herramienta y materiales indicados para cada caso. (Usar electrodos de bajo hidrógeno para evitar esfuerzos residuales). 5). Aplicar la soldadura cuando las condiciones atmosféricas y de trabajo sean favorables. 6). Prever protección adicional contra vibraciones, cargas externas accidentales y repetir las pruebas necesarias. 	<ol style="list-style-type: none"> 1). Para roturas pequeñas en tuberías que operan a baja presión o cuando las condiciones de campo, el fluido que se conduce y las características del daño lo permiten, se puede intentar una reparación temporal empleando los procedimientos convencionales, tan solo para obturar la fuga y prever condiciones de peligro. 2). Cuando por las dimensiones y la forma de la rotura, no se pueda intentar el procedimiento anterior, la reparación debe ser definitiva. Esta acción puede lograrse de dos formas como sigue: <ol style="list-style-type: none"> a). Derivando el flujo a una línea auxiliar (by-pass temporal) mediante el equipo Pldco; de tipo recuperable al completar la reparación. b). Cuando se pueda lograr el vaciado de la línea sin complicaciones de contaminación ni peligrosidad del área, cortar la parte defectuosa eliminando las conexiones construidas en campo y sustituyéndolas por conexiones de fábrica de diseño adecuado y probada seguridad.

FIGURA 10 j) Rotura por impacto.
ROTURA POR IMPACTO.

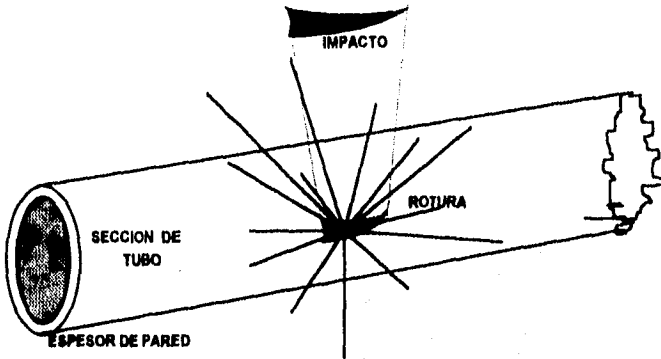
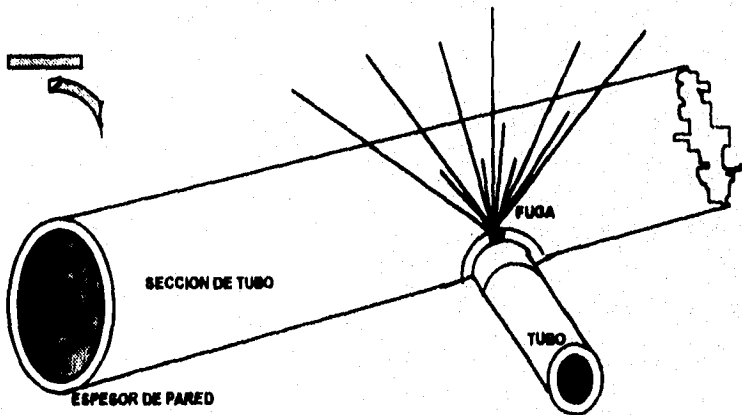


FIGURA 11 k) Rotura en, o adyacente a soldaduras de conexiones o elementos de refuerzo.

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



PRINCIPALES CAUSAS DE ALGUNOS PROBLEMAS REPRESENTATIVOS OCURRIDOS EN LINEAS DE CONDUCCION.

FALLA DE TIPO	PROBLEMA	LUGAR	INSTALACION	CAUSA	MEDIDAS PREVENTIVAS	MEDIDAS CORRECTIVAS
DISEÑO	Elongación de tubería.	Cárdenas Tab.	Oleoducto de 36" Dos bocas Cárdenas.	Inyección de crudo a alta temperatura.	Sustitución de las fracturadas.	Instalación de curvas de expansión.
MATERIAL	Rotura de tubería.	Km. 89 + 313	Poliducto de 14" Poza Rica Veracruz.	Pérdida de material por abrasión interior en la fabricación de la tubería.	Sustitución del tramo.	Mejorar la supervisión en la fábrica.
CONSTRUCCION	Rotura de tubería.	El Pinto.	Poliducto de 14" Monterrey-Torrón.	Uso de cargas excesivas de dinamita y falta de cojón en terreno rocoso.	Sustitución del tramo afectado.	Aplicación de reglamentos para efectuar trabajos peligrosos en áreas restringidas.
CONSTRUCCION	Corrosión exterior.	Río Tonalá y Nuevo Teapa.	Gasolinoducto 20" Cactus-Pajaritos.	Recubrimiento deficiente de base asfáltica.	Obturación con atoplas y sustitución de tramos afectados.	Verificación de protección mecánica. Instalación de protección catódica.
CONSTRUCCION	Rotura de tubería.	Estación 1N.	Poliducto 14" Poza Rica-México.	Instalación de tubería fuera de especificación por espesor.	Sustitución de 600 metros de tubería.	Supervisión de cumplimiento de proyecto.
OPERACION	Corrosión interior.	Tres Hermanos-Madero.	Oleoducto de 36" Tres Hermanos-Madero.	Deficiente tratamiento de crudo y flujo laminar.	Sustitución de 20 Kms de tubería y prueba hidrostática.	Mejorar el tratamiento de crudo en todas sus inyecciones.
OPERACION	Rotura de tubería.	Las Matas Veracruz.	Amonoducto 18" Cosoleacaque-Pajaritos.	Cierre súbito del recibo en Pajaritos.	Reparación del daño con accesorio "Plástico".	Instalación de protecciones por sobrepresión.
MANTENIMIENTO	Tubería y válvula en banda.	Pachuquilla.	Oleoducto de 14" Poza Rica-Salamanca.	Explotación de banco de arena.	Construcción de libramiento.	Colejo de derecho de vía.
MANTENIMIENTO	Corrosión exterior.	Corredor transistmico.	Amonoducto 10" Cosoleaque-Salina Cruz.	Control de corrosión deficiente.	Reparación de fugas con accesorios envolventes.	Mejorar la protección catódica.

CLOCK SPRING.

Reparación y refuerzo de tuberías con envoltura de fibra de vidrio.

Un método reciente que se está siguiendo para reparar y reforzar INSU, secciones de tubería que no presentan debilitamiento por corrosión o daño mecánico, consiste en una banda de fibra de vidrio de elevada resistencia mecánica especialmente desarrollada en una matriz de resina, que se fabrica en rollos utilizables en un amplio margen de diámetros de tubería.

Se adhiere fácilmente a la tubería y sobre sí mismo, mediante un adhesivo especial compatible con el material de la banda.

Las envolturas del compuesto alrededor del tubo, constituyen una zona reforzada la cual, puede exceder la resistencia mínima especificada a la cedencia original de la tubería. Además provee un efectivo y económico aislador concéntrico, un refuerzo en la zona de salpicadura, un escudo protector en subsuelo rocoso y un separador aislante.

Esta envoltura a base de fibra de vidrio y resina, comparada con las envolturas metálicas de esfuerzo, tiene las ventajas significativas siguientes:

- Mínima interrupción del servicio de la tubería.
- No se requiere trabajos con calor y soldadura sobre la tubería.
- Instalación más rápida.
- Reparación resistente a la corrosión.
- Costo reducido de mano de obra.
- Da como resultado reparaciones o refuerzos más fuertes y seguros.

En todas las aplicaciones, el refuerzo con la banda de fibra de vidrio requiere únicamente de la preparación de la sección de tubería dañada ó corroída, envolviendo en seguida el compuesto y pegando cada vuelta sobre la anterior, con el adhesivo especial, hasta constituir un sello con la tubería.

En la mayoría de los casos, la instalación se puede efectuar mientras que la línea se mantiene en operación. No se necesita que la tubería sea lavada en la zanja dado que solamente se requieren tres pulgadas de claro por debajo de la misma.

A algunas ventajas de la envoltura.

- Es un material compuesto de fibra de vidrio y resina, de fácil enrollamiento y adherencia alrededor de la circunferencia del tubo.
- De fácil y rápida aplicación en líneas que operan como oleoductos y en las conductoras de todo tipo de líquidos.
- Provee reforzamientos y reparaciones sin necesidad de sacar la tubería de servicio.
- Las tuberías se reparan en el lugar de instalación.

Las pruebas hidrostáticas de ruptura ha demostrado repetidamente y sin excepción, que un tubo reforzado con la envoltura en cuestión, podrá resistir una presión mayor que la máxima permisible de trabajo correspondiente.

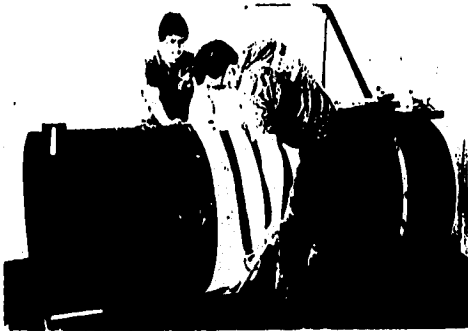
Las pruebas de resistencia aplicadas a secciones rectas y curvadas de tuberías de varios diámetros, reforzadas con la banda de fibra de vidrio, han demostrado que las secciones bajo prueba presentaron ruptura a presiones superiores a la máxima de trabajo de un tubo sin refuerzo.

Las secciones de prueba presentaban en la superficie exterior del tubo, daño mecánico ó deterioro por corrosión, que representaron por lo menos 50% y hasta un 70% de desperfecto en la pared del tubo.

Una sección de tubería de 16 pg. de diámetro fue sometida a una presión hidrostática cíclica (esforzar - aliviar) antes de la prueba de ruptura final. Este ensayo comprobó que las condiciones de presión cíclica no afectan la habilidad del compuesto de fibra de vidrio y resina para reforzar y reparar un tubo.

En la mayoría de las pruebas el compuesto se aplico mientras los tubos estuvieron bajo presión hidrostática.

Los resultados de estas y otras pruebas han demostrado concluyentemente la habilidad del compuesto de fibra de vidrio y resina para efectuar reparaciones de campo en tuberías existentes y para reforzar áreas críticas en tuberías nuevas.



COPLE DE EXTREMOS SOLDADOS (PLIDCO WELD ENDS.)

Los coples de extremos soldados son recomendables para unir tubos de diferentes diámetros desde 1 1/2 " hasta 48", se pueden fabricar algunos especiales, y se utilizan para varios tipos de tubería como por ejemplo, aquellas que transportan petróleo, gas, gasolina, vapor, etc. La manera de utilizarse es muy sencilla, solamente se corta el tubo que se va a cambiar y se colocan los coples en los extremos libres de la línea, incluyendo la tubería de reemplazo y se procede a apretar o atomillar de acuerdo a las especificaciones de estos. Soldando los extremos se disminuyen considerablemente las posibles fugas. También, es muy confiable usar este accesorio bajo el agua. VER FIGURA 1

PLIDCO SPLIT SLEEVE. (MANGAS BIPARTIDAS PLIDCO).

Las mangas bipartidas " plidco ", están disponibles en dimensiones que van de 1 1/2" a 48", también se fabrican arriba de 48" y ajustarias a condiciones particulares.

Las mangas se diseñan para una presión de operación de 1000 lb/pg2, esta presión se determina realizando 2 pruebas en el cuerpo de la manga tanto en laboratorio como en campo; la manga bipartida " plidco " es ligera, requiere de menos tornillos, es rápida y fácil de instalar, se puede tener en tamaños largos o cortos según sean las necesidades.

La manga bipartida " plidco " se utiliza para reparar tuberías que transportan aceite, gas, agua, vapor, etc. y que ha sido dañada por corrosión localizada (hoyos), su instalación se realiza aun cuando la tubería esté en operación, su colocación puede ser permanente o temporal. VER FIGURA 2

PLIDCO CLAMP RING. (ANILLO ABRAZADERA PLIDCO).

Es un anillo con dos abrazaderas de alta resistencia, se utiliza en aquellas partes del tubo donde la corrosión ha adelgazado el espesor de pared del tubo; se puede usar permanentemente y temporal según lo permitan las condiciones del tubo. VER FIGURA 3

PLIDCO SMITH + CLAMP (ABRAZADERA PLIDCO SMITH).

Están disponibles de 1/2" a 48" o más grandes, son utilizadas en agujeros ocasionados por corrosión interior, su instalación es tan fácil que solo toma 3 minutos la colocación de la abrazadera.

La abrazadera cuenta con un anillo que es apretado por un tornillo de alta resistencia, y un cono con punta esta se introduce en el hoyo deteniendo así la gotera al apretar el cono. Puede ser instalado en tuberías que transportan gas o aceite. VER FIGURA 4

CONTROL DE CALIDAD.

Para que los productos "plidco" tengan buen funcionamiento, se le somete en fabrica a programas de control de calidad tal es el caso en:

- Inspección con rayos X.
- Perforaciones exactas.
- Someterlos a pruebas de presión por lo menos 2 veces como máximo.

FIGURA 1 PLIDCO WELD ENDS. (COPLES DE EXTREMOS SOLDADOS)



FIGURA 2 PLIDCO SPLIT SLEEVE. (MANGAS BIPARTIDAS PLIDCO.)

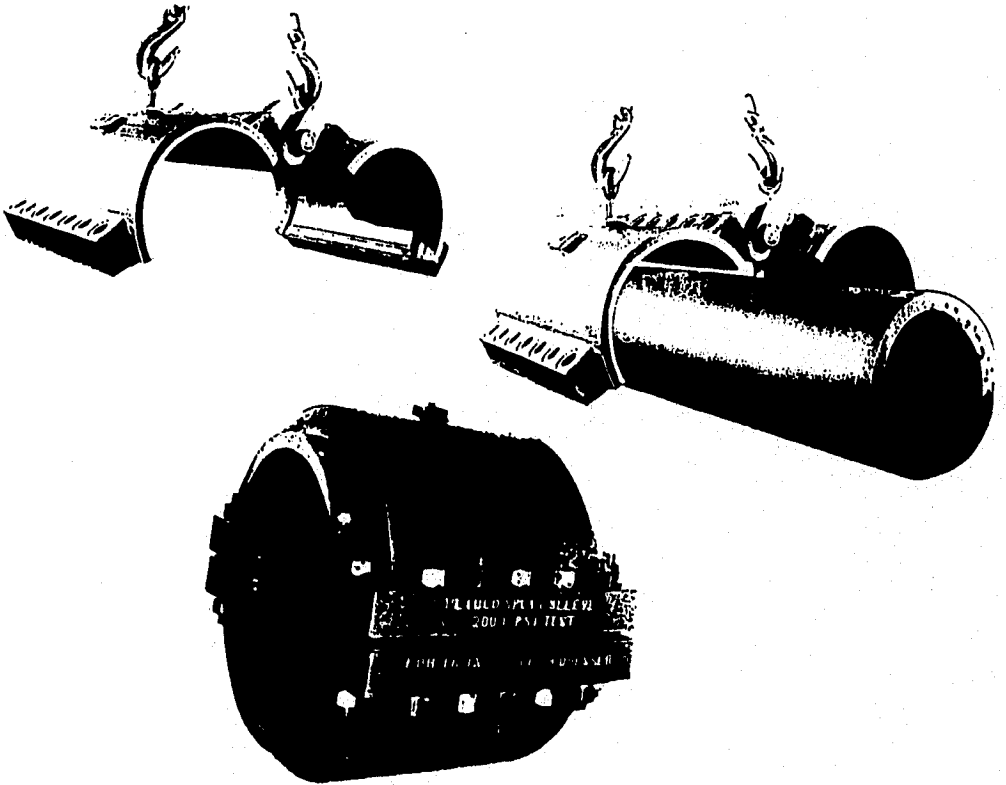


FIGURA 3 "PLIDCO CLAMP RING" (ANILLO ABRAZADERA "PLIDCO")

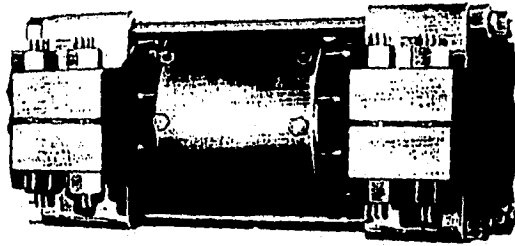
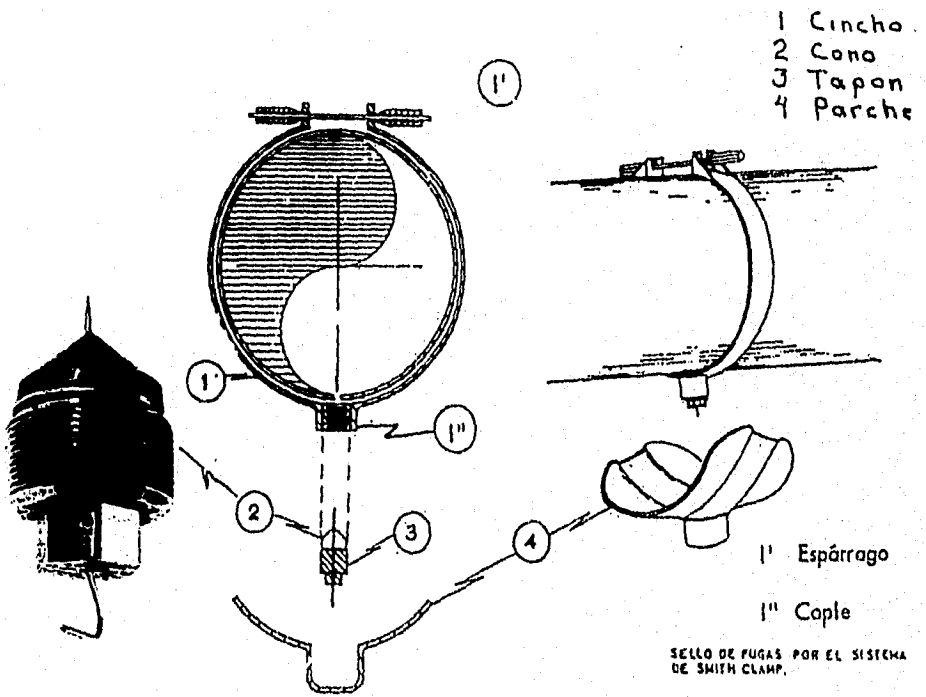


FIGURA 4 " PLIDCO SMITH + CLAMP" (ABRAZADERA " PLIDCO SMITH ").



CAPITULO VII

7.0 SEÑALAMIENTOS SOBRE DERECHO DE VÍA E INSTALACIONES A LO LARGO DE LA TUBERÍA UTILIZADA COMO OLEODUCTO.

7.1 Objetivo.

Definir y uniformar las características y significado de las señales impresas que deben utilizarse para indicar en forma directa a través de imágenes sencillas y textos breves, medidas de seguridad en los lugares de trabajo.

7.2 Generalidades.

La dimensión y complejidad de las actividades reunidas por las empresas petroleras, requieren de un lenguaje de símbolos y señales que completen a las otras formas de comunicación y, sobre todo, que sirvan para guiar las acciones de los trabajadores en todas las áreas de la empresa.

La señalización de seguridad es un complemento a los reglamentos, normas y procedimientos de operación vigentes en la industria petrolera.

Es sumamente importante que sobre el derecho de vía e instalaciones de toda la tubería utilizada como oleoducto, se deben instalar las señales necesarias para localizar e identificar dicha tubería y reducir la posibilidad de daños.

Todo el personal está obligado a no dañar o alterar los avisos de seguridad, ni la propaganda elusiva que se fije en los centros de trabajo de la empresa.

• Cuando por necesidad de servicio sea necesario tender tuberías provisionales sobre áreas transitadas, se deben tomar las siguientes precauciones:

1. Proteger los tubos a ambos lados con placa de acero o con maderos.
2. Poner señalamientos a ambos lados mediante banderas en el día y luces o pintura reflejante durante la noche.
3. Cuando se trate de excavaciones, se señalará con mojoneras blancas en el día y con pintura reflejante durante la noche.

• Los caminos de acceso a los lugares donde sea necesario revisar tuberías, deben mantenerse transitables y con las debidas señalizaciones, además libres de hierba y estorbos.

• Por ningún motivo deben borrarse, cubrirse, eliminarse o robarse los señalamientos con las indicaciones que identifiquen las características señaladas.

Uno de los factores primordiales considerado dentro de las estrategias de distribución, es la concientización de las personas que habitan o transitan cerca de las zonas que cruzan las líneas de conducción, por lo que se ha instrumentado una intensa campaña para asegurar que se identifiquen y respeten, las indicaciones de las señales con letras y dibujos negros sobre un contrastante fondo amarillo, que se localizan estratégicamente en todos los puntos importantes a lo largo del sistema de líneas de conducción, a fin de que sean reconocidas y entendidas por todos.

Cuando las líneas pasan por los ríos o por la costa, las señales prohíben el anclaje de embarcaciones.

La señalización de la existencia de tuberías subterráneas se realiza para prevenir posibles daños a éstas, por impactos de equipo o maquinaria pesada o por el rodamiento de vehículos y asentamientos de inmuebles.

Esta señalización incluye la distribución frecuente a las autoridades de los poblados próximos a los derechos de vía, de planos y esquemas que indiquen la localización de las líneas de conducción.

**** Definiciones ****

Colores de seguridad. Son los colores usados con fines tales como la identificación de equipo contraincendio, advertencia e indicación de riesgo y localización de equipo de seguridad.

Colores de contraste. Son los colores que, complementando a los de seguridad, enriquecen visualmente las señales y hacen resaltar su contenido.

Dimensión característica. Se refiere al lado mayor en letreros y señales de forma rectangular o triangular y al diámetro en la forma circular.

Mensaje informativo. Su contenido se dirige estrictamente a informar sobre un tema específico.

Señal de seguridad. Combinación de una forma geométrica, color, símbolo o motivo gráfico y texto, que proporciona determinada información relacionada con la seguridad o con la higiene industrial.

Señal de advertencia. Es aquella que advierte de un riesgo latente.

Señal informativa. Aquella que proporciona información general sobre seguridad.

Señal de obligación. Es aquella que establece un comportamiento determinado.

Señal de prohibición. Aquella que prohíbe un comportamiento susceptible de provocar riesgo.

Señal de salvamento. Aquella que, en caso de peligro, indica la salida de emergencia, la localización de un puesto de socorro o de un dispositivo de salvamento.

Símbolo. Es la imagen simple que describe un concepto en forma gráfica y de fácil interpretación.

Señal indicativa. Es aquella que indica la ubicación de equipos contraincendio, salvamento y alarmas, etc.

7.3 Tipos de señalamientos.

La señalización de seguridad es un complemento a los reglamentos, normas y procedimientos de operación vigentes en la industria. Así pues, los señalamientos se pueden clasificar de tres tipos y son:

- a) señalamientos de tipo informativo.
- b) señalamientos de tipo restrictivo.
- c) señalamientos de tipo preventivo.

Por selvas, desiertos, pueblos y grandes ciudades, se ramifican los miles de kilómetros de tuberías que se utilizan como oleoductos que conforman la gran red nacional de líneas de conducción. A su paso, numerosos letreros conformados por las señales informativas, preventivas y restrictivas, tienen recomendaciones claras, y además de delimitar los derechos de vía, indican las precauciones que deben tomarse en las proximidades de las áreas restringidas. El cuidado y conservación de estas señales es vital, para garantizar así la seguridad de las operaciones de estas líneas de conducción.

a) Señalamiento de tipo Informativo. Las informativas destinadas a señalar la posición de las tuberías para líneas a campo atraviesa estas son del subtipo " I " figura A. y para líneas en zona urbana serán señalizaciones del subtipo " II " figura B. Para identificar los caminos de acceso a campos, plantas e instalaciones, se utilizara el señalamiento de subtipo " III " figura C.

Hablando de la señalización de las líneas a campo atraviesa, que son del subtipo " I " figura A, consistirán en un poste de concreto para transmisión de energía eléctrica estándar de la Comisión Federal de Electricidad (CFE), o cualquier otro material que sea de resistencia y durabilidad semejante a la del concreto con tal que cumpla la misma función. Este tipo de señal será colocada cada 5 kilómetros, su localización se realizará en la margen izquierda del derecho de vía, siguiendo el flujo de la línea o de la mayoría de las líneas instaladas sobre el derecho de vía.

Hablando de la señalización de las líneas en zona urbana, del subtipo " II " figura " B ", éstas consistirán en una tachuela de hierro fundido, o cualquier otro material de durabilidad y resistencia similar, con un diámetro en la cabeza de 15 cm. (6 pulg. aprox.) y de longitud 18 cm. (7 pulg. aprox.). En la cabeza se tendrá grabado en alto relieve, la leyenda de la empresa dueña de esa tubería, por ejemplo se podría grabar PEMEX, y además una flecha que muestre el sentido de flujo.

Este subtipo de señal se colocará cada 50 metros (164 pies) ahogada en concreto, de manera que quede la cabeza a nivel del piso sobre la tubería cuando se trata de una sola línea, o sobre las dos tuberías extremas cuando se trate de un corredor de líneas, instalándose en todas las bocacalles y/o cada 50 metros, así también en los cambios de dirección (punto de deflexión), mostrando con la flecha el nuevo rumbo de la misma.

Con lo que respecta a jardines (áreas verdes) o de tierra se colocará una mojonera en forma de prisma cuadrangular de 15 cm. de altura y 10 cm. de base, la cual será pintada de color amarillo.

Hablando de la descripción de la señalización del subtipo "III" figura " C ", éstas consistirán de un cartel cuadrangular de 0.61 metros (2 pies por lado), fabricado en lamina de acero pintada y hornada, fijado a un soporte de tubo cédula 40 con diámetro de 5 cm. (2 pulg.) y de longitud adecuada al tipo de terreno.

El soporte de tubo sobresaldrá del nivel del terreno cuando menos 2 metros, y se empotrará en base de concreto mediante dos varillas soldadas en cruz, o empotrado en cualquier otra forma que permita desempeñar la misma función. La señal se localizará a ambos lados de la carretera, 100 metros (328 pies) antes del entronque del camino de acceso. Su leyenda contendrá el nombre de la planta o instalación que identifique, una flecha que indique el sentido de circulación para llegar a ella y la distancia que halla que recorrer sobre el camino de acceso. La leyenda, en dimensiones tales que sea legible a no menos de 5 metros (16 pies 8 pulg.), se escribirá en letras negras sobre fondo amarillo.

B) Señalamientos de tipo restrictivo. Para este tipo de señalamientos se tienen tres subtipos principales que son identificados con los números " I V " figura D; " V " figura E y " V I " figura F. Su descripción física es la siguiente: Los subtipos "IV" y "V" consistirán en un cartel de 0.81 metros por 0.305 metros (2 pies por 1 pié); debe ser fabricado en lámina de acero pintada y hornada; se fijará a un soporte de tubo cédula 40 con diámetro de 5 cm. (2 pulg.) y de longitud adecuada al tipo de terreno.

El soporte de tubo sobresaldrá del nivel del terreno cuando menos 2 metros, y se empotrará en base de concreto mediante dos varillas soldadas en cruz. Las letras y dibujos, con dimensiones que sean legibles a no menos de 5 metros (18 pies 8 pulg.), serán de color negro sobre fondo contrastante color amarillo.

Los señalamientos de prohibición de excavaciones, golpes y/o construcciones, se deben colocar en ambos lados del margen del derecho de vía, en todos los cruces de tuberías de hidrocarburos entre sí, así como calles, carreteras, ferrocarriles, veredas, caminos de herradura, pasos habituales de la población, canales, en todo lugar donde a criterio se establezca que un señalamiento restrictivo sea necesario para la seguridad de los que ahí residen, y en general, todos aquellos lugares en donde la tubería corra riesgos de sufrir daños por excavaciones, golpes y construcción.

Los señalamientos se colocarán espaciados en distancias no mayores a 100 metros (328 pies) en las áreas pobladas donde no existen cruces, desde 2 kilómetros antes, hasta 2 kilómetros después de las construcciones perimetrales de la población. En áreas rurales, los señalamientos se colocarán espaciados en distancias no mayores a 500 metros (1640.5 pies) donde no existen cruces, preferentemente en los linderos o cercas de las propiedades, a fin de evitar daños a las señales durante tareas agrícolas.

Con lo que respecta a la señal tipo "V" figura E, donde se prohíbe fumar y encender lumbre, ésta debe ser colocada en todas las áreas en donde exista la posibilidad de presencia de gases o vapores inflamables, tales son los casos de válvulas, trampas de diablos, baterías de separación, estaciones medidoras, reductoras, estaciones de compresión o bombeo, terminales, patios de crudo, etc.; se utilizarán dichos señalamientos de acuerdo a la norma " Señalización de seguridad", que tiene como objetivo definir y uniformar las características y significado de las señales impresas, que deben utilizarse para indicar en forma directa a través de imágenes sencillas y textos breves, medidas de seguridad en los lugares de trabajo. De acuerdo con estas señalizaciones se tienen:

- Las prohibitivas:** que se refieren a la restricción de actitudes o de actividades en determinadas áreas, ya sea debido a ruido, alto voltaje, atmósferas explosivas o inflamables, gases tóxicos o límites de velocidad.
- Las obligatorias:** que se refieren al uso de ropa de trabajo y equipo de protección personal.
- Las de advertencia:** que se refieren al mensaje que alerta al trabajador sobre el riesgo existente.
- Las de salvamento:** que se refiere al mensaje que ubica salidas de emergencia, puestos de socorro o dispositivos de salvamento.
- Las indicativas:** que se refieren al mensaje que señala la localización de alarma y dispositivos que las activan, equipos contra incendio y de salvamento.
- Las informativas:** que se refieren al mensaje que proporciona datos sobre procedimientos de trabajo, material de divulgación, lugares de interés y otros.
- Las de motivación:** que se refieren al mensaje que promueve la autovaloración de los individuos, la conciencia sobre la importancia de la seguridad, y el cuidado y respeto por las instalaciones.

Estas señales deberán colocarse en función del riesgo que van a advertir en el interior de las instalaciones a criterio del personal encargado del mantenimiento, con la condición de que sean los puntos estratégicamente seleccionados para que desde cualquier lugar, siempre pueda verse cuando menos una señal. Si es posible, este tipo de señal se fijará directamente a las bardas o cercas de las instalaciones 2 metros (6.5 pies aprox.) arriba del nivel del suelo, eliminando el soporte al que se hizo referencia anteriormente. Las señales deben colocarse en el área donde se encuentre el equipo, instalación o actividad que entrañe el riesgo advertido.

Con lo que respecta a la señal tipo "VI" (figura F), será fabricada con lámina de acero de 6.35 mm. (1/4 pulgada) de espesor, con dimensiones de 2.44 metros (8 pies) por 1.83 metros (6 pies), soportada por una estructura del mismo material, o bien fabricadas de lámina de cualquier otro material de resistencia similar, soportada en forma tal que cumpla la misma función. Todas las letras y dibujos que serán legibles a no menos de 5 metros, deberán ser pintadas de color negro reflejante sobre fondo contrastante de color amarillo. Este tipo de señal debe colocarse a las márgenes de vías fluviales navegables, a una distancia de 10 metros (33 pies aprox.) de las márgenes definidas por el nivel de aguas máximas ordinarias. Para el adecuado diseño de estas señales, es muy importante considerar también las condiciones del terreno, vientos dominantes, avenidas máximas, etc. Las dimensiones pueden ser determinadas también por la siguiente expresión:

$$S \geq L^2 / 2000$$

(1)

Donde :

S = Area de la señal en m²
L = Distancia de observación en metros

C) Señalamiento de tipo preventivo. Están integradas por las señales del subtipo "VII" figura G; y "VIII" figura H. El señalamiento del subtipo "VII" es temporal y debe llevarse a cabo antes de iniciar los trabajos de construcción o mantenimiento (excavación, soldadura, u otra maniobra) en áreas o vías públicas; además deben ser adecuadas al tipo de trabajo a realizar, y deberán estar destinadas específicamente a evitar daños al público; será portátil y estará integrada en dos carteles de 0.61 metros (2 pies), abatibles, con letras pintadas de color negro sobre fondo contraste de color amarillo.

El señalamiento del subtipo preventivo "VIII" es temporal y servirá para indicar la localización de las líneas de conducción en operación, a fin de evitar que éstos sean dañados cuando se efectúen trabajos de construcción y mantenimiento sobre el derecho de vía. El señalamiento del subtipo "VIII" será portátil y estará constituido por una baliza de 1.20 metros (4 pies aprox.) de altura, o la que se requiera conforme al tipo de terreno, con un banderín en su extremo superior de colores contrastante y reflejante.

La frecuencia de este señalamiento dependerá de las condiciones particulares de cada caso, pero deberá hacerse la localización precisa de la línea de conducción ya sea por medio de un sondeo a cada 50 metros, o empleando el equipo localizador adecuado y confiable todo el trayecto que abarque el trabajo.

El señalamiento está destinado a evitar daños a las líneas de conducción en operación o represionados, por lo que quedará prohibido efectuar trabajos con maquinaria de construcción como pueden ser excavadoras, tractores, etc., sobre toda la franja del terreno limitado por dicho señalamiento, debiendo efectuarse a mano los trabajos para descubrir una línea de conducción en estas condiciones.

Con lo que se refiere a los textos en general, deben ser contundentes, breves y precisos, y el mensaje escrito debe corresponder al tipo de actitud expresada en la imagen.

Las señales portátiles se usarán para alertar de inmediato al personal en caso que se presenten situaciones de emergencia, o para prevenirlo sobre riesgos potenciales en los lugares de trabajo. Deben ser integrales o intercambiables, los primeros incluirán su medio de soporte que podrá ser: caballete, biombo, tripie u otro que considere el centro de trabajo. Las dimensiones estándares serán de 1 metro, 1.50 metros, 2.00 metros de longitud por 1.20 metros de altura figura I. De acuerdo a las necesidades del centro de trabajo, estas medidas podrán ser mayores o menores siempre y cuando guarden la misma proporción establecida. Las intercambiables contarán con los mismos soportes que las integrales pero, además, tendrán una estructura base que facilite el cambio de una señal por otra. Las señales portátiles se almacenarán en locales ubicados estratégicamente para facilitar su localización y empleo.

Debido al constante uso de las señales portátiles y permanente estancia de otro tipo de señales, se les debe dar mantenimiento en forma continua, para conservarlas siempre en condiciones aceptables tanto de visibilidad, claridad en su contenido, y su aspecto físico.

7.4 Formas geométricas, símbolos, y colores de señales y tuberías.

Las formas geométricas han sido seleccionadas con el propósito de agruparlas por tipo y de favorecer la memoria visual, los diseños deberán ajustarse a ellas y son las siguientes:

- a) Rectángulo.
- b) Triángulo equilátero con base horizontal.
- c) Círculo.

Los símbolos como componentes principales de las señales se utilizarán circunscritos por las formas geométricas adoptadas; además omitirán detalles que no sean esenciales para la comprensión rápida del mensaje; cada uno de los símbolos deberá representar exclusivamente un mensaje en cada señal.

Los colores de las señales deberán llamar la atención ante la existencia de un peligro y / o la ubicación de dispositivos y equipos de seguridad; Los colores seleccionados, su aplicación y las formas geométricas correspondientes se incluyen en la siguiente tabla:

FORMA COLOR	RECTANGULO O CUADRADO	TRIANGULO EQUILATERO	CIRCULO
ROJO	Ubicación de equipo contra incendio; teléfono de emergencia; alarmas.		Prohibición
AMARILLO		Advertencia sobre zonas de peligro; manejo de sustancias tóxicas.	
VERDE	De salvamento		
AZUL			Obligación.

Los colores seleccionados para contrastar son el blanco y el negro, en combinación con los colores de seguridad incluidos en la tabla anterior.

La siguiente tabla incluye las combinaciones entre los colores de seguridad y de contraste:

COLOR DE SEGURIDAD	COLOR CONTRASTANTE
ROJO	BLANCO
AMARILLO	NEGRO
VERDE	BLANCO
AZUL	BLANCO

Colores en tuberías.

Para dar color adecuado a una tubería, debe tenerse en cuenta el código básico, y que la selección de un color haga que concuerde éste con la naturaleza del líquido o gas que conduce, así como su peligrosidad.

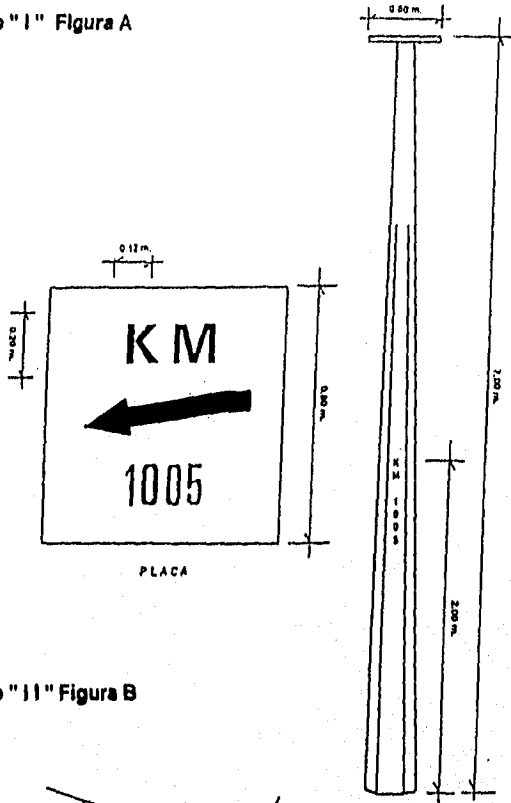
Generalmente el color de la tubería es una clave genérica, por lo cual hay que especificar mediante letreros sobre ella, el nombre del líquido y algunos datos importantes, y también el sentido de circulación, con flechas indicadoras.

Una revisión de los códigos usados en diversas industrias mexicanas ha mostrado que las más frecuentes aplicaciones del color en las tuberías son las siguientes :

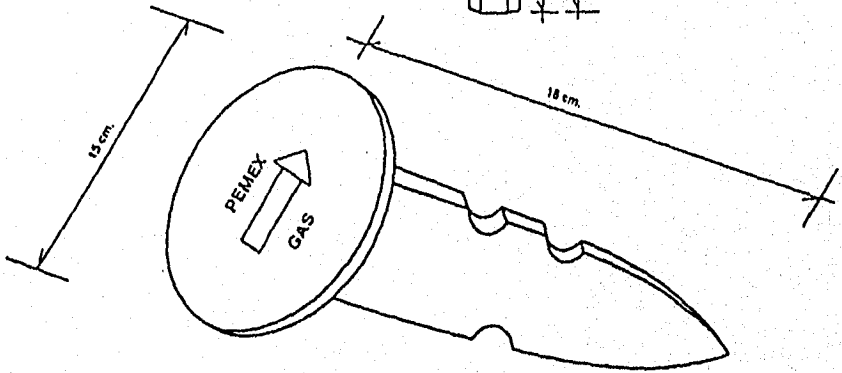
TUBERIA QUE TRANSPORTA	COLOR
Vapor	Aluminio.
Agua	Azul.
Combustible	Negro.
Combustible diesel	Café claro.
gas	Rojo.
Lubricantes	Café oscuro.
Aire a presión	Bianco.
Líneas eléctricas	Negro.
Soluciones corrosivas	Amarillo.
Agua contra incendio	Rojo.

SEÑALAMIENTO TIPO INFORMATIVO

Subtipo "I" Figura A

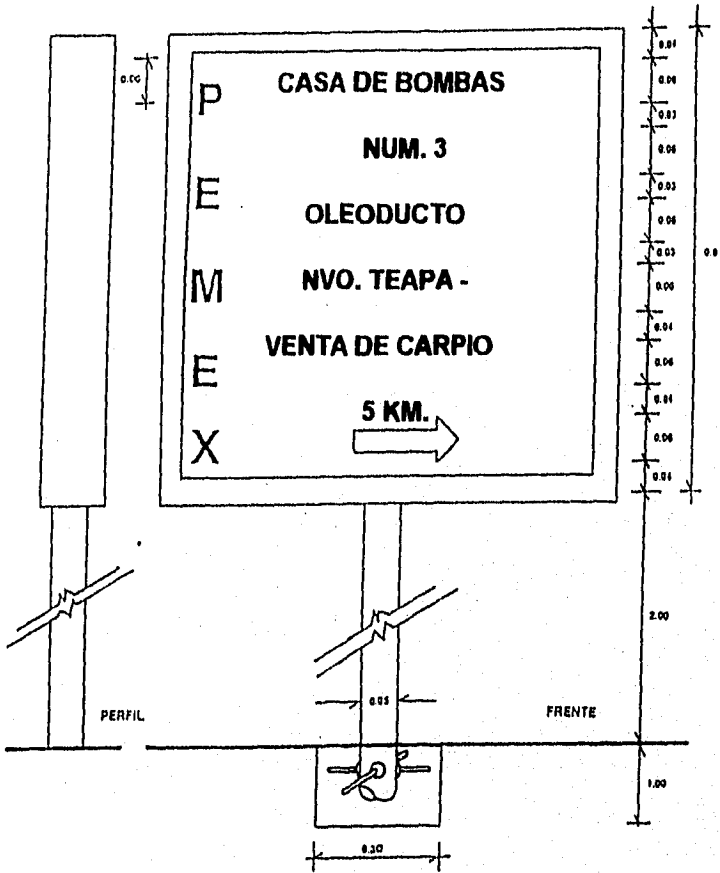


Subtipo "II" Figura B



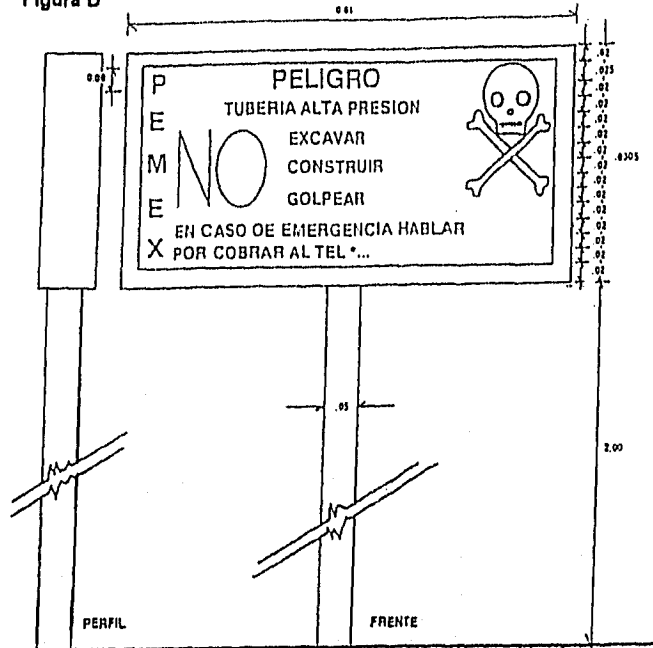
SEÑALAMIENTO TIPO INFORMATIVO.

Subtipo "III" Figura C

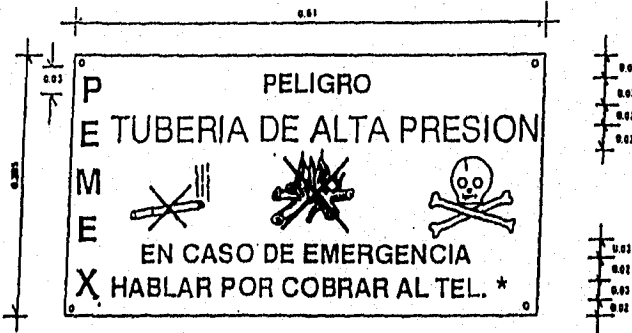
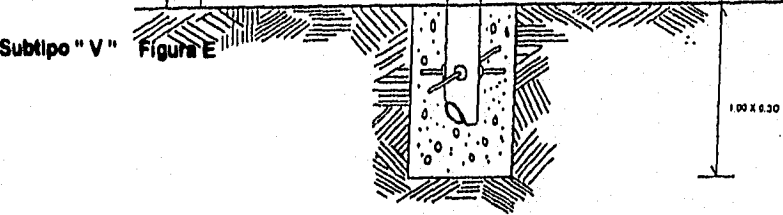


SEÑALAMIENTO TIPO RESTRICTIVO.

Subtipo "I V" Figura D

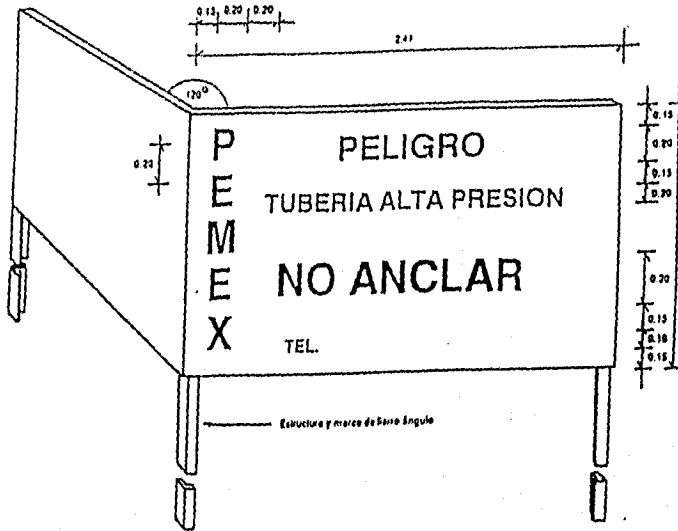


Subtipo "V" Figura E



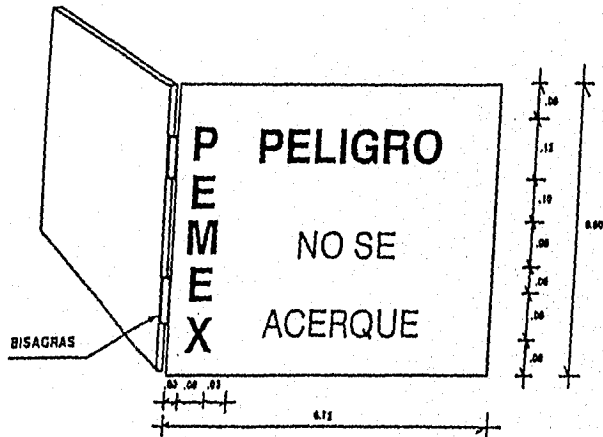
SEÑALAMIENTO TIPO RESTRICTIVO.

Subtipo "VI" Figura F













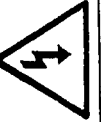
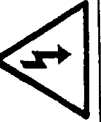












SEÑALAMIENTO TIPO PREVENTIVO.

Subtipo "VII" Figura G



SEÑALES DE ADVERTENCIA.

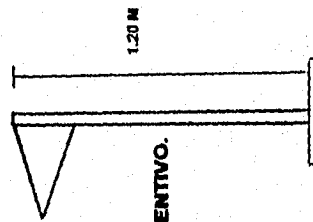
SEÑALES DE ADVERTENCIA		CRIMENES DE ADVERTENCIA			SEÑAL DE SEGURO	
		SEÑAL	DE SEGURO	DE CONTACTO		
DESCRIPCIÓN DE LA SEÑAL	SEÑAL	SEÑAL DE SEGURO	SEÑAL DE CONTACTO	SEÑAL	SEÑAL DE SEGURO	SEÑAL DE CONTACTO
MATERIALES INFLAMABLES		AMARILLO	BLANCO		AMARILLO	BLANCO
MATERIALES EXPLOSIVOS		ROJO	BLANCO		ROJO	BLANCO
MATERIALES RADIOACTIVOS		ROJO	AMARILLO		ROJO	AMARILLO
COMBUSTIBLES SCORPIONALES		ROJO	AMARILLO		ROJO	AMARILLO
INSTRUMENTOS TÓXICOS		ROJO	AMARILLO		ROJO	AMARILLO
SUSTANCIAS CORROSIVAS		ROJO	AMARILLO		ROJO	AMARILLO
DESCRIPCIÓN DE LA SEÑAL	SEÑAL	SEÑAL DE SEGURO	SEÑAL DE CONTACTO	SEÑAL	SEÑAL DE SEGURO	SEÑAL DE CONTACTO
PRESIÓN ALTA VOLTAJE		ROJO	BLANCO		ROJO	BLANCO
CARGAS ALTA PRESIÓN		ROJO	AMARILLO		ROJO	AMARILLO
CARGAS DE OBJETOS		ROJO	AMARILLO		ROJO	AMARILLO
TRÁFICO DE MONTAÑAS		ROJO	AMARILLO		ROJO	AMARILLO
ÁREA DE MANEJO		ROJO	AMARILLO		ROJO	AMARILLO
CARGAS A DISTANCIA		ROJO	AMARILLO		ROJO	AMARILLO

SEÑALES DE PROHIBICION Y DE SALVAMENTO.

SEÑALES DE PROHIBICION				SEÑALES DE SALVAMENTO			
DESCRIPCION DE LA SEÑAL	SIMBOL	COLORES		DESCRIPCION DE LA SEÑAL	SIMBOL	COLORES	
		DEL SIMBOL	DE FONDO			DEL SIMBOL	DE FONDO
PROHIBICION DE FUMAR		NEGRO	BLANCO	SEÑAL DE PRIMERA AYUDA		NEGRO	VERDE
PROHIBICION DE BEBER		NEGRO	BLANCO	SEÑAL DE PRIMERA AYUDA CON DIRECCION		NEGRO	VERDE
PROHIBICION DE ENCENDIDOS A ESTUFAS		NEGRO	BLANCO	SEÑAL DE PRIMERA AYUDA CON DIRECCION		NEGRO	VERDE
PROHIBICION DE ENTRAR EN UN PASADIZO		NEGRO	BLANCO	SEÑAL DE SALIDA DE EMERGENCIA		VERDE	VERDE
PROHIBICION DE PASAR EL PUENTE		NEGRO	BLANCO	SEÑAL DE SALIDA DE EMERGENCIA CON DIRECCION		VERDE	VERDE
PROHIBICION DE ESTACIONARSE		NEGRO	BLANCO				

SEÑALES DE OBLIGACION Y DE SALVAMENTO.

SEÑALES DE SALVAMENTO				SEÑALES DE OBLIGACION			
SIGNIFICADO DE LA SEÑAL	DISEÑO	COLORES		SIGNIFICADO	COLORES		SEÑAL DE SEGURIDAD
		DEL FONDO	DE CONTIENETE		DEL FONDO	DE CONTIENETE	
DIRECCION HACIA LA SALIDA DE EMERGENCIA		VERDE	BLANCO		NEGRO	ALTO	
DIRECCION DE EMERGENCIA		VERDE	VERDE		BLANCO	ALTO	
CAMINATA DE EMERGENCIA		VERDE	BLANCO		BLANCO	ALTO	
					BLANCO	ALTO	
					NEGRO	ALTO	
					NEGRO	ALTO	



SEÑALAMIENTO TIPO PREVENTIVO.
Subtipo - V11 - Figura H

CONCLUSIONES

El sistema de tuberías utilizadas como oleoductos para el transporte de crudo, al igual que la gran variedad de sistemas existentes en la industria petrolera, representan un papel fundamental en el desarrollo de las operaciones de producción, refinación, y transporte de petróleo crudo y sus derivados.

La preservación del equilibrio ecológico ocupa el lugar que le corresponde dentro del programa de desarrollo de las líneas de conducción. Como en todas las obras que se realizan para extender este sistema, se determina la capacidad del medio ambiente para asimilar los efectos y cambios que los trabajos podrían originar.

El resultado de exhaustivos estudios han logrado el establecimiento de normas y recomendaciones que garantizan, por una parte, la preservación de flora y fauna, la nula contaminación de ríos y lagunas, el mantenimiento de las condiciones topográficas y la restitución a la naturaleza, y por otra parte la seguridad en el diseño, construcción, operación, inspección y mantenimiento de tuberías utilizadas como oleoductos, asegurando el mínimo de accidentes.

Las excelencias del transporte de hidrocarburos a través de las líneas de conducción, han sido tecnológicamente comprobadas, no sólo por nuestro país, sino por muchas naciones del mundo. Se ha demostrado que con el auxilio de toda la comunidad e inclusive de nosotros mismos, la seguridad en todas las ramas que conforman la industria petrolera, está garantizada.

Para lograr que la seguridad sea una realidad, se requiere tener una mentalidad ganadora y segura; asimismo para alcanzar la excelencia de la seguridad en las líneas de conducción, es indispensable aplicar normas y procedimientos, dominio y conocimiento que regulen el desarrollo de todas las actividades inherentes al funcionamiento de nuestras instalaciones.

La seguridad comienza dentro de nosotros mismos y no habrá normas ni reglamentos que sean suficientes ni capaces por sí solos de engendrar seguridad.

Debemos estar convencidos que sin nuestra participación difícilmente se podrán abatir los accidentes. Todo trabajador de una industria, debe estar concientes de que el riesgo de padecer un accidente no es remoto, si tenemos la mentalidad de no respetar las normas mínimas de seguridad, cualesquiera que sean nuestras ocupaciones dentro de la industria petrolera.

El propósito de nuestro trabajo es dar una visión clara de aspectos de seguridad para el desarrollo de líneas de conducción, a nivel profesional; así mismo que sirva como medio de consulta para nuestros compañeros que estudian la carrera de ingeniero Petrolero y demás carreras en la Facultad de Ingeniería.

GLOSARIO

A

- Abatimiento :** (Draw down). 1. La diferencia entre la presión de fondo estática y la presión de fondo fluyendo. 2. La diferencia de presión entre un punto y otro, en una línea de conducción.
- Abrazadera, Grapa :** (Clamp). Dispositivo mecánico empleado para sujetar objetos en un lugar. Por ejemplo, una abrazadera para fugas, sujeta una pieza de metal con la misma curvatura de la tubería, sobre un agujero de ésta, efectuando un sello temporal.
- Aleación :** (Alloy) Sustancia sólida con propiedades metálicas compuestas por dos o más elementos.
- Ancla :** (Anchor). Cualquier dispositivo que asegura o fija un equipo.
- A.P.I. :** American Petroleum Institute. (Instituto Americano del Petróleo), Es una organización norteamericana petrolera, comercial, fundada en 1920, establece las normas que deben satisfacer el diseño, construcción y operación de líneas de conducción. Tiene departamentos de transportación, refinación y mercados en Washington D.C.
- API. (Gravity):** Densidad API, es la medida de densidad de los productos líquidos del petróleo, derivado de la densidad relativa de acuerdo con la siguiente ecuación:

$$\text{Densidad API} = \frac{141.5}{\delta} - 131.5$$

Donde: δ es el peso específico.
La densidad API se expresa en grados; la densidad relativa de 1.0 es equivalente a 10 °API.

B

- Barril :** (Barrel). Medida de volumen para productos petroleros. Un barril es equivalente a 42 galones americanos ó 0.15899 metros cúbicos. Por otro lado un metro cúbico equivale a 6.2897 barriles.
- Barriles por día :** (Barrels per day). Volumen de flujo de un pozo: cantidad total de aceite y otros fluidos producidos o procesados por día.
- BLPD :** Barriles producidos por día (Barrels of liquid per day): Producción bruta. Producción de aceite y agua.
- Bomba :** (Pump). Dispositivo que incrementa la presión a un fluido o lo eleva a un nivel más alto.
- Brida :** (Bridle).

C

- Centro de gravedad :** (Center of gravity). Punto en el cual un objeto puede sostenerse y balancearse, en este punto están concentradas todas las fuerzas gravitacionales que actúan sobre el cuerpo y el peso de éste.
- Conductividad :** (Conductivity). Habilidad de transmitir calor o electricidad.
- Contrapresión :** (Back pressure): 1. Presión que se mantiene en un equipo o en un sistema, a través del cual fluye un fluido. 2. En los motores, es el término usado para describir la resistencia al flujo del gas de escape a través del tubo respectivo.
- Corrosión :** (Corrosion). Cualquiera de los complejos procesos químicos o electroquímicos por los cuales el metal se destruye al reaccionar con su medio ambiente.
- Crudo ligero :** Petróleo crudo con densidad API. superior a 27° y hasta 36°.

Crudo pesado : Petróleo crudo con densidad API. igual o inferior a 27°

Crudo superligero : Petróleo crudo con densidad API. superior a los 38°

D

Densidad : (Density). Masa o peso de una sustancia por unidad de volumen. Referirse a densidad API, densidad ó gravedad específica.

Densidad relativa : (Relative density). El cociente de la masa de un volumen dado de una sustancia y la masa de un volumen igual de una sustancia patrón, como el agua o el aire.

Dielectrico : (Dielectric). Sustancia aislante o no conductora de la electricidad.

E

Empacador : (Bottom hole packer). Dispositivo que cierra el espacio anular entre tuberías de revestimiento y de producción, se instala cerca del fondo del pozo.

Empacador : (Packer). Herramienta que va dentro del pozo, consiste de un dispositivo de sello, un dispositivo colgador y un paso inferior para los fluidos, y se emplea para bloquear el flujo de los fluidos a través del espacio anular entre la tubería de producción y la de revestimiento. Generalmente se coloca con la sarta de tubería de producción a cierta distancia arriba del intervalo productor.

F

- Freno :** (Brake). Dispositivo que detiene el movimiento de un mecanismo generalmente por medio de fricción.
- Fricción :** (Friction). Resistencia al movimiento creada cuando dos superficies se ponen en contacto. Cuando la fricción se presenta, el movimiento entre las superficies produce calor.
- Flotación :** (Bouyancy). Pérdida aparente de peso de un objeto inmerso en el fluido. Si el objeto flota, el peso del volumen de fluido desplazado por la parte sumergida es igual al peso de esa sección del objeto.

I

- Inhibidor :** (Inhibitor). Aditivo empleado para retardar una indeseable acción química de un producto; se agrega en pequeñas cantidades a los ambientes corrosivos para prevenir su acción.

L

- L. R. F.** Limite de resistencia a la fatiga. Es el maximo nivel de esfuerzo, bajo ciertas condiciones establecidas, en o bajo el cual el metal soportará un número de esfuerzos infinitos sin fallar. Se expresa en lb / pg².

M

- Motor diesel :** (Diesel engine). Motor de combustión interna de alta presión. En un motor diesel el aire se inyecta y comprime en los cilindros a muy altas presiones; la ignición ocurre conforme el combustible se inyecta dentro del aire comprimido y calentado. La combustión tiene lugar dentro

dentro del aire comprimido y calentado. La combustión tiene lugar dentro del cilindro, arriba del pistón; la expansión de los productos de combustión imparte fuerza al pistón.

O

Oleoducto : (Pipe line). Del latín, oleo, aceite, y ductus, conducir. 1. Es un conducto artificial largo, de diámetro variable y que transporta por medio de tubos, aceite líquido, utilizando para dicho transporte instalaciones intermedias de estaciones auxiliares de bombeo. 2. Es un conducto formado por tubos soldados o ligados entre sí, a través del cual se lleva el aceite desde los campos petroleros a los centros de distribución y consumo.

P

Presión : (Prassure). La fuerza que un fluido ejerce uniformemente en todas direcciones dentro de un recipiente, tubería, pozo, etc.. La presión se expresa en términos de fuerza ejercida por unidad de área, como Kg/cm² ó lb/pg².

Presión de bombeo : (Pump pressure). La presión del fluido alcanzada debido a la acción de una bomba.

Presión hidrostática : (Hydraulic pressure). Fuerza ejercida por un fluido en reposo; se incrementa directamente con la densidad y la profundidad. Se expresa en lb / pg².

Producción : (Production). 1. Es la parte de la industria petrolera que se encarga de producir los fluidos del pozo hacia la superficie, separándolos, almacenarlos, medirlos, y prepararlos para su transportación. 2. Volumen de aceite o gas producido en un período dado.

R

Refinación : (Refining). 1. La operación de quitar impurezas. Reducir a un estado libre, fino y sin mezclas. 2. Procedimiento para dividir o separar del petróleo crudo, los distintos productos comerciales que contiene y la purificación de estos productos.

Resistividad : (Resistivity). Medida de la dificultad que la corriente eléctrica encuentra al circular a través de un material; es lo opuesto de la conductividad.

T

Tablero de control : (Control board). Tablero donde se agrupan dispositivos de control, como interruptores y perillas, junto con sus instrumentos indicadores.

V

Válvula : (Valve). Dispositivo utilizado para controlar el gasto del flujo en una línea, para abrirla o cerrarla completamente o como un dispositivo de seguridad automático. Algunas de las válvulas más empleadas son las válvulas de compuerta, de globo, de aguja, de retención y la de seguridad o de alivio.

BIBLIOGRAFIA

- **Apuntes de manejo de la producción en la superficie.**
Facultad de Ingeniería.
M. Ing. J. Angel Gómez Cabrera.
- **Apuntes de terminación de pozos.**
Facultad de Ingeniería.
Ing. Francisco Garaicochea p.
- **Aspectos de seguridad en oleoductos.**
Petróleo Internacional Abril de 1982.
Ing. Hector Regoli.
- **Apuntes de bombeo y compresión.**
Facultad de Ingeniería.
Ing. M. Falcón Félix.
- **Aspectos generales y Gráficos del trabajo de Recubrimientos de Interiores.**
Ral-Tech, S.A. de C.V.
- **Código ANSI B - 31.4.**
- **Pipeline Reinforcement 1992.**
Manual de usuarios de equipo.
Clock Spring Company.
- **Derechos de Vía de las Tuberías de Transporte de Fluidos No.03.0.02.**
- **Especificaciones API para Tuberías de Línea de Alta Resistencia API - 5LX.**
- **Especificaciones Estándar para Requisitos Generales para Tubos Especiales de Acero al Carbono y Aleaciones de Acero ASTM SA530.**
- **Estándares para Soldaduras en Tuberías API - std - 1104.**
- **Glosario inglés-español Facultad de Ingeniería.**
Francisco Garaicochea P.
- **"Informe de inspección y seguridad del sistema troncal ductos Golfo."**
Ing. Carlos Adam Hernández.
IMP. 1983.
- **Interpretación de Radiografías para el Control de Calidad en Soldadura Industrial.**
Ing. Carlos Arturo de la Vega Muñoz.
Publicaciones Marcombo, S. A.
Primera edición 1989.

- Instructivo de Seguridad para Personal de Operación y Mantenimiento de Tuberías IN.10.1.02.
- Las Soldaduras Técnica - Control.
Dr. en Ciencias D. Seferán.
Ing. J. Azcue.
Ediciones Urmo, S. A.
Impreso en España, 1985.
- Normas PEMEX.
- Norma No.3.132.01 Preparación de Superficies Aplicación e Inspección de Recubrimientos para Protección Anticorrosiva.
- Manual " Señalamientos y motivación industrial".
Letreros y grabados.
- Manual Técnico de seguridad.
W.J. Hackett y G.P. Robbins. 1982
- Manual de Procedimientos generales de protección catódica
Petróleos Mexicanos Abril/ 84.
- Manual de información general del Instrumento Vectolog.
Vetco Service Inc. Octubre / 84.
- Manual de usuario de AMF TUBOSCOPE.
Servicio a ductos
- Norma No.3.134.01. Colores y Letreros en Instalaciones Petroleras.
- Norma No.4.411.03. Preparación y Manejo de Testigos Corrosimétricos.
- Norma No.3.346.02. Instalación de sistemas de Conexión a Tierra.
- Norma No.5.132.01. Recubrimientos para Protección Anticorrosiva Muestra y Prueba.
- Norma No.2.132.01. Sistemas de Protección Anticorrosiva a Base de Recubrimientos.
- Normas del Instituto Americano del Petróleo (American petroleum Institute).
- Oleoductos y Gasoductos.
Petróleos Mexicanos.
- Periodos Máximos Permisibles para la Calibración y Prueba de Dispositivos de Alivio de Presión No. 09.0.03.
- Petroleum Production Engineering.
" Oil field exploitation ". Editorial Continental S.A.
Lester Charles Uren.

- Prueba de Presión Hidrostática en Tuberías de Petróleo Líquido. API - RP - 1110.
- Prácticas de Mantenimiento de Soldaduras en Tuberías API - RP - 1107.
- Requisitos mínimos de Seguridad para el Diseño, Construcción, Operación, Mantenimiento e Inspección de Tuberías de transporte. Petróleos mexicanos sep./94.
- Revista "Casco"
"Sistema de ductos de Pemex"
"Arterias del petróleo"
Enero - febrero de 1992.
- Revista "Casco"
"Vigilancia y prevención efectiva"
"Seguridad en los ductos"
Marzo - Abril de 1990.
- Revista Ingeniería petrolera
"Sistema Institucional de Mantenimiento."
Diciembre de 1988.
Ing. Abel Vaidivia Nuñez.
- Revista Ingeniería petrolera
"Procedimientos para prevenir roturas en ductos en operación por efecto de corrosión."
Octubre de 1982.
Ing. Raúl Manjarrez Borja.
- Revista Ingeniería petrolera
no.12 diciembre 1995.
- Revista Ingeniería petrolera
"Soluciones para obturación de lagunas por cruzamiento del oleoducto de 48".
Ing. Carlos Adam Fernando.
Marzo de 1991.
- Revista Ingeniería petrolera
"Detección y localización de fugas en tuberías para transporte de hidrocarburos".
Ing. Ignacio Carbajal Carbajal.
Diciembre 1995 No. 12
- Revista Petróleo internacional
"Aspectos de seguridad en oleoductos"
Ing. Hector Regoili
Abril de 1982.
- Reglamento de seguridad e higiene.
PEMEX. 1995.

- **Sociedad Americana de Pruebas de Materiales (American Society For Testing And Materials) (ASTM).**
- **Sociedad Americana de Ingenieros Mecánicos / Instituto Nacional Americano de Estándares. (American National Standard Institute / American Society of Mechanical Engineer) (ASME/ANSI).**
- **Señalización de Seguridad Norma No.09.0.05.**
- **Seguridad Industrial.
Ing. Jesús Talavera Barquin.**
- **Seguridad Industrial Aplicada a la Ingeniería Petrolera.
Ing. Ramón Domínguez Betancourt
Octubre de 1983.**
- **Sistemas de Protección Catódica Norma No.2.413.01.**
- **Soldadura en la Construcción de Oleoductos Y Gasoductos.
Vocero Sutec "Super técnica, S.A."**
- **Soldadura Automática.
Ing. Rolf Hammond.
Ing. J. Azcue.
Ediciones Urmo, S. A.
Impreso en España, 1986.**
- **Soldadura Inspección Radiográfica y Pruebas Físicas en la Construcción de Líneas de Tuberías y Tanques.
Departamento Técnica de Control de Calidad, S.A.**
- **Soldadura.
Ing. James A. Pender.
Ing. Jorge Leyva Ordoña.
Ediciones McGraw-Hill
México 1985.**
- **Sistema de tuberías de transporte de petróleo, construcción.
PEMEX. 1988.**
- **Tesis profesional " Injertos, seccionamientos y reparaciones de oleoductos y gasoducto en operación sin Interrupción de flujo."
Sr. Aguinala Enciso Romulo.
U.N.A.M. Ingeniería petrolera, 1979.**
- **Válvulas Inspección y Pruebas API STANDAR 598.**