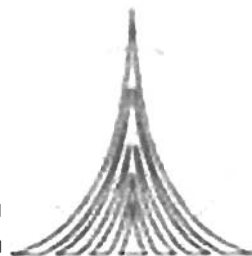




UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE
MÉXICO



FACULTAD DE ESTUDIOS SUPERIORES ZARAGOZA.

INCORPORAR CRITERIOS ACORDES A LOS
AVANCES TECNOLÓGICOS QUE NOS
PERMITEN MEJORAR LA INTEGRIDAD
MECÁNICA Y ASEGURAMIENTO DE CALIDAD,
EN SISTEMAS DE TUBERÍAS NUEVAS Ó
REHABILITADAS UTILIZADAS PARA EL
TRANSPORTE DE HIDROCARBUROS.

T E S I S

QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE:
LICENCIATURA EN INGENIERÍA QUÍMICA
P R E S E N T A:
MARTÍNEZ MARTÍNEZ MARCO ANTONIO

DIRECTOR DE LA TESIS:

I.Q.I: JAVIER ESPINOSA VELÁZQUEZ.



MÉXICO, D. F.

2005

m 350397



Universidad Nacional
Autónoma de México



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

Todo el material contenido en esta tesis 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.



FACULTAD DE ESTUDIOS SUPERIORES
ZARAGOZA

CARRERA DE INGENIERIA QUIMICA

ASUNTO: Revisión Oficial del
Trabajo de Tesis

AL JEFE DE LA CARRERA
DE INGENIERIA QUIMICA
P R E S E N T E

Por medio del presente, hacemos de su conocimiento la aprobación al trabajo recepcional, desarrollado bajo mi asesoría por parte del alumno (a):

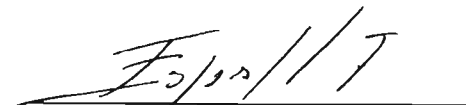
MARCO ANTONIO MARTÍNEZ MARTÍNEZ.


pasante de la carrera de Ingeniería Química, bajo el título:

INCORPORAR CRITERIOS ACORDES A LOS AVANCES TECNOLÓGICOS QUE NOS PERMITEN
MEJORAR LA INTEGRIDAD MECÁNICA Y ASEGURAMIENTO DE CALIDAD, EN SISTEMA DE
TUBERÍAS NUEVAS Ó REHABILITADAS UTILIZADAS PARA EL TRANSPORTE DE
HIDROCARBUROS.

ATENTAMENTE
"POR MI RAZA HABLARA EL ESPIRITU"

México D. F. a 22 de Abril del 2005.


Nombre y firma del Asesor del
Trabajo Escrito

Vo. Bo

M. EN C. ANDRES AQUINO CANCHOLA
JEFE DE LA CARRERA

c. c. p. Unidad de Administración Escolar
c. c. p. Interesado

NOTA: La impresión definitiva del trabajo, no se podrá efectuar hasta obtenida la aprobación por parte de los Sinodales para Examen Profesional.



**FACULTAD DE ESTUDIOS
SUPERIORES ZARAGOZA**

**JEFATURA DE LA CARRERA
DE INGENIERIA QUIMICA**

OFICIO: FESZ/JCIQ/020/05

ASUNTO: Asignación de Jurado

ALUMNO: MARTÍNEZ MARTÍNEZ MARCO ANTONIO

P r e s e n t e.

En respuesta a su solicitud de asignación de jurado, la jefatura a mi cargo, ha propuesto a los siguientes sinodales:

PRESIDENTE	M. en I. Pablo Eduardo Valero Tejeda
VOCAL	I.Q.I. Javier Espinosa Velázquez
SECRETARIO	I.Q. Antonio Zamora Plata
SUPLENTE	I.Q.I. Concepción Georgina Noroña Venegas
SUPLENTE	I.Q. Judith Ventura Cruz

Sin más por el momento, reciba un cordial saludo.

A t e n t a m e n t e

“POR MI RAZA HABLARA EL ESPIRITU”

México, D.F., 26 de Abril del 2005.

EL JEFE DE LA CARRERA

M. EN C. ANDRES AQUINO CANCHOLA

DEDICATORIAS Y AGRADECIMIENTOS.

En honor a quien honor merecen mis Padres.

Esta tesis se la dedico con todo el amor, cariño, respeto y admiración, a mí Papá y a mí Mamá (Prof. Cirilo Martínez Flores y Esther Martínez Peña).

Pues ellos me vieron nacer, crecer y ahora me están viendo como me convierto, en una persona de provecho, un Ingeniero Químico excelente.

Le doy gracias a mis padres, por haber estado a mí lado, en las buenas y en las malas y por su apoyo económico, ya que nunca les podré pagar, ni con las riquezas más grandes del mundo, todo lo que hicieron por mí.

Esta tesis va dedicada a mí mismo, por ser una persona sencilla, humilde, contenta y buena onda, porque he logrado una meta más en mí vida, a pesar de todas las adversidades que se me presentaron en el camino y con la perseverancia, esfuerzos constantes y dedicación, pude alcanzar la cumbre del triunfo y del éxito, que es mi profesión y mi examen profesional. Y más adelante poder ser un ejemplo a seguir, para mi familia y todo el que me rodeé, y con el coraje y actitud poder alcanzar mis demás metas que tengo en mente. Espero que mi vida esté llena de frutos.

Le agradezco al Ing. Javier Espinosa Velásquez y a su esposa Karla, por haberme apoyado en todo momento y por brindarme su tiempo, esfuerzo y su humilde hogar. Les doy gracias una vez más por haber depositado su confianza en mí, para poder alcanzar una conquista más, en mi etapa profesional, mi tesis para ellos con todo el corazón gracias.

Esta tesis la comparto y la dedico con todo el amor a Lizbeth Ferrer Padilla, porque con su presencia me apoyo y me motivo moralmente en los momentos más difíciles de mi vida y gracias a sus palabras de aliento e inspiración, me entusiasmaron para alcanzar toda una ilusión de niño, que es mi Tesis y mi Examen Profesional.

Lizbeth sólo deseo que entiendas que el logro mío, es logro tuyo y que mi esfuerzo es inspirado en ti y que mi único ideal eres tú.

Te agradezco y te doy gracias por haberme tenido la tolerancia suficiente para alcanzar esta realidad.

Con mucho agradecimiento, a mi mejor amigo el Ing. Jaime Islas Trinidad, por ayudarme en todo momento y por su amistad incondicional.

Agradezco a mis amigos y profesores de la universidad, por haberme dado sabios consejos para lograr esta hermosa realidad.

A mis primos Benito y Miguel Ángel, que siempre me comprendieron y me escucharon, ya que con sus palabras me entusiasmaron en seguir adelante.

ÍNDICE

ASIGNACIÓN DE JURADO.	i
DEDICATORIAS Y AGARDECIMIENTOS.	ii
OBJETIVOS.	viii
RESUMEN.	ix

CAPITULO 1

ESPECIFICACIONES TÉCNICAS PARA EL DISEÑO Y CONSTRUCCIÓN DE UNA LÍNEA REGULAR E INSTALACIONES SUPERFICIALES.	1
1. Introducción.	1
1.1 Especificación de la Tubería.	1
1.1.1 Comparación de los materiales API 5L y ASTM.	3
1.1.2 Conexiones biseladas para soldar a tope de 3"Ø y mayores.	5
1.1.2.1 Conexiones de caja para soldar a traslape.	7
1.1.2.2 Conexiones ramal.	8
1.1.3 Bridas.	10
1.1.3.1 Juntas espirometálicas.	12
1.1.3.2 Identificación de la junta.	12
1.1.4 Válvulas.	13
1.1.4.1 Tipos y características	13
1.1.4.1.1 Válvulas de compuerta	13
1.1.4.1.1.1 Materiales de las válvulas de compuerta	16
1.1.4.1.1.2 Ajuste (Trim)	16
1.1.4.1.2 Válvulas de bola.	18
1.1.4.1.3 Válvulas macho lubricadas y no-lubricadas	20
1.1.4.4 Características de las válvulas	21
1.1.4.5 Válvulas de paso completo.	21
1.1.4.6 Válvulas de apertura reducida	21
1.1.4.7 Extremos de las válvulas	23
1.1.4.7.1 Extremos bridados	23
1.1.4.7.2 Extremos soldables.	23
1.1.4.8 Clase de grado ANSI.	23
1.1.4.8.1 Clase de presión nominal (PN).	23
1.1.4.8.2 Clase de presión.	24
1.1.4.8.3 Grado de presión y de temperatura	24
1.1.5 Tomillería (espárragos, birlos y tuercas).	24
1.1.6 Arreglos básicos de niplería (ABN)	26
1.1.6.1.1 Arreglo Básico de Niplería mínimo requerido, para un indicador de presión.	27
1.1.6.1.2 Instalación correcta e incorrecta del ABN.	28
1.1.7 Consideraciones para el diseño de tuberías.	30
1.1.7.1 Presión.	30
1.1.7.2 Cargas Vivas.	30

1.1.7.3	Cargas Muertas.	30
1.1.7.4	Cargas Dinámicas.	30
1.1.7.5	Efectos de incremento de presión por expansión del fluido.	30
1.1.7.6	Interacción suelo-tubería.	30
1.1.7.7	Presión interna.	31
1.1.7.8	Capacidad permisible por presión interna.	31
1.1.7.9	Clasificación por Clase de Localización.	32
1.1.7.10	Factores de Diseño para gas y líquido.	32
1.1.7.11	Espesor mínimo requerido.	33
1.1.7.12	Requisitos adicionales para el diseño.	34
1.1.7.12.1	Derecho de vía.	34
1.1.7.12.2	Enterrado del ducto.	34
1.1.8	Expansión y flexibilidad.	35
1.1.9	Selección del material de la tubería.	35
1.1.10	Inspección y registro de materiales.	35
1.1.11	Trazo y nivelación.	35
1.1.12	Apertura y ampliación.	36
1.1.13	Caminos de acceso.	36
1.1.14	Excavación de la zanja.	36
1.1.15	Tendido.	36
1.1.16	Alineado.	36
1.1.17	Soldadura.	36
1.1.18.1	Calificación de procedimientos de soldadura.	37
1.1.18.2	Calificación de los soldadores.	40
1.1.18.3	Inspección y pruebas de soldadura.	40
1.1.18.4	Inspección Radiográfica.	41
1.1.18.5	Tipos de soldadura.	41
1.1.18.5.1	Soldadura a tope.	41
1.1.18.5.2	Soldaduras de filete.	42
1.1.18.6	Protección anticorrosiva en juntas de campo.	42
1.1.18.7	Prueba dieléctrica del recubrimiento.	42
1.1.18.8	Bajado y tapado.	42
1.1.19	Prueba hidrostática.	42
1.1.19.1	Requisitos mínimos para realizar la prueba.	43
1.1.19.2	Limpieza interior.	44
1.1.19.3	Inspección con diablo géometra.	44
1.1.19.4	Reacondicionamiento del derecho de vía.	44
1.1.19.5	Señalización.	44
1.2	Instalaciones Superficiales y Obras Especiales.	44
1.2.1	Válvulas de seccionamiento.	45
1.2.2	Trampas de Envío y Recibo de Diablos, (TERD).	48
1.2.2.1	Componentes que forman parte de la TERD.	48
1.2.2.2	Diseño de la soportaría.	49
1.2.2.3	Arreglo mínimo requerido para la instalación de las válvulas de seguridad y venteo.	51
1.2.2.4	Indicador de paso de diablos.	51
1.2.2.5	Programa de labores de maniobras para el envío del diablo.	52
1.2.2.6	Programa de labores de maniobras para recibo del diablo.	53
1.2.3	Obras especiales.	55

1.2.3.1	Cruces.	55
1.2.3.2	Cruces como ríos o cuerpos de agua.	55
1.2.3.3	Estabilidad.	56
1.2.3.4	Cruzamiento con vías de comunicación.	57

CAPITULO 2

	PROTECCIÓN MECÁNICA DE TUBERÍAS.	59
2.	Introducción.	59
2.1	Control de la corrosión.	59
2.1.1	Control de la corrosión interna.	59
2.1.2	Control de la corrosión externa.	60
2.1.2.1	Recubrimiento anticorrosivo.	60
2.1.2.2	Tipos de recubrimientos anticorrosivos para el control de la corrosión externa.	60
2.2	Selección del recubrimiento.	60
2.3	Recubrimiento Anticorrosivo a base de Fusion Bonded Epoxy (FBE).	61
2.4	Fusion Bonded Epoxy (FBE). (Epóxico Adherido a Fusión).	62
2.4.1	Cuadro comparativo de los recubrimientos más usados.	63
2.5	Inspección en planta.	64
2.5.1	Prueba dieléctrica de la protección mecánica.	64

CAPITULO 3

	SISTEMA DE PROTECCIÓN CATÓDICA EN TUBERÍAS.	66
3.	Introducción.	66
3.1	Control de la corrosión.	66
3.1.1	Control de la corrosión externa.	66
3.2	Sistemas de protección catódica.	67
3.2.1	Corriente Impresa.	67
3.2.2	Ánodos galvánicos o de sacrificio.	67
3.2.3	Material de relleno (Back fill).	68
3.2.4	Comparación de los sistemas.	69
3.3	Instalación de puntas de prueba.	69
3.4	Criterios para protección catódica.	69
3.4.1	Potencial estructura/electrólito mínimo permisible.	70
3.4.2	Potencial estructura / electrolito máximo permisible.	70
3.5	Celda de referencia.	70
3.6	Toma de medición:	71
3.7	Aislamiento eléctrico.	71
3.8	Juntas Aislantes.	71
3.9	Estudios requeridos para el desarrollo de la ingeniería de campo:	72
3.9.1	Mediciones.	72
3.9.2	Medición de potenciales tubo/suelo naturales.	73
3.9.3	Mediciones de la resistividad del terreno.	73

	Método de Wenner.	73
3.9.4	Efecto del pH.	75
3.9.5	Inspección del recubrimiento exterior y levantamiento de potenciales tubo/suelo análisis de la protección catódica del ducto, mediante la técnica: CIS/ DCVG (Close Interval Survey – Direct Current Voltaje Gradient).	76
3.9.5.1	Técnica "Close Interval Survey" (CIS).	76
3.9.5.2	DCVG (Direct Current Voltaje Gradient).	78
3.9.6	Pruebas de requerimiento de corriente.	80
3.10	Tipos de cama anódicas.	80
3.10.1	Camas de pozo profundo.	80
3.10.2	Camas de tipo superficial.	81
3.11	Postes de registro de protección catódica.	81
3.11.1	Poste tipo "R".	81
3.11.2	Poste tipo "RA".	82
3.12	Puentes eléctricos.	83
3.13	Tipos rectificadores.	83
3.14	Procedimiento de cálculo.	84

CAPITULO 4

INSPECCIÓN DE TUBERÍAS. 87

4.	Introducción	87
4.1	Inspección Nivel 1.	87
4.1.1	Recorrido terrestre.	88
4.1.1.1	Vigilancia del derecho de vía.	89
4.1.1.2	Detector de fugas líquidas.	89
4.1.1.3	Detector de profundidad.	90
4.2	Inspección Nivel 2.	90
4.2.1	Línea regular.	90
4.2.2	Localización de Medición de Espesores.	90
4.2.2.1	Calibración de espesores.	91
4.2.3	Protección catódica.	92
4.2.4	Protección anticorrosiva.	93
4.3	Inspección Nivel 3.	94
4.4	Inspección Nivel 4.	98
4.5	Documentación y registros entregables.	98

CAPITULO 5. 99

MANTENIMIENTO DE TUBERÍAS. 99

5.	Introducción.	99
5.1	Mantenimiento Predictivo.	99
5.2	Mantenimiento preventivo.	100
5.3	Mantenimiento correctivo.	102
5.4	Documentación y registros entregables.	105

ANEXO	107
Requerimientos de Seguridad Industrial y Protección Ambiental (SIPA).	107
Seguridad personal y equipo.	109
Sistemas y dispositivos de seguridad.	109
Recomendaciones generales para Sistemas de desfuegos.	109
Sistemas y equipos contra incendio.	111
CONCLUSIONES.	112
BIBLIOGRAFÍA.	114
GLOSARIO.	116

OBJETIVOS:

El presente trabajo tiene como objetivo fundamental incorporar criterios técnicos que van desde la etapa de diseño, construcción, mantenimiento, operación y seguridad, basados en el acopio de las mejores prácticas de ingeniería internacional, que actualmente forman parte de la columna vertebral de los Sistemas de Seguridad de los Procesos, (ASP¹) cuyos resultados han permitido mejorar Integridad Mecánica en las instalaciones de las empresas de clase mundial:

- Desde la etapa de diseño se debe tener cuidado en seleccionar materiales para construir sistemas de tuberías para el transporte de hidrocarburos, fabricados a partir del estándar API 5L, por ser mejores materiales de alta resistencia con respecto de los materiales ASTM.
- Al desarrollar las bases de diseño y construcción, los diseñadores deben tener cuidado en especificar y seleccionar conexiones y accesorios de fábrica, a fin de no permitir utilizar conexiones de rehusó o hechizas en campo, tan acostumbradas por las deficientes y malas prácticas de ingeniería.
- Mejorar los sistemas de protección contra los efectos de la corrosión, especificando el uso de tuberías protegidas mecánicamente recubiertas con películas plásticas termofusibles aplicadas en fábrica, que han demostrado ser mejores que las tradicionales del alquitrán de hulla, así como el uso de los rectificadores telecontrolados que mejoran y permiten mantener un potencial eléctrico de protección dentro de los rangos establecidos de la protección catódica y finalmente el estudio del terreno donde se alojan o se alojaron las tuberías mediante las técnicas CIS y DCVG.
- Dentro de las bases de diseño y construcción, se deben establecer revisiones de pre-arranque mediante el establecimiento de un protocolo de seguridad que nos permita verificar la no existencia de no condiciones de riesgo antes y durante la puesta en operación de las instalaciones.

RESUMEN.

El transporte de hidrocarburos líquidos ó gaseosos derivados del petróleo a través de un sistema de tuberías, implica realizar operaciones de riesgo, por el carácter inflamable y/o explosivo que tienen éstas sustancias lo que conduce a establecer sistemas de Administración de la Seguridad de los Procesos (ASP)¹, que permita eliminar ó evitar a niveles confiables los riesgos de éstas operaciones.

La Integridad Mecánica y Aseguramiento de Calidad (IMAC)¹ forma parte de los catorce elementos clave de (ASP)¹.

La Integridad Mecánica: Se enfoca en garantizar que se mantenga la integridad del sistema de tuberías de transporte que contienen sustancias peligrosas durante toda la vida útil de las instalaciones estableciendo, la inspección y el mantenimiento.

Aseguramiento de Calidad: Se enfoca en garantizar que las tuberías, conexiones, accesorios y refacciones de repuesto, se fabriquen de acuerdo con su especificación de diseño y que estén bien instaladas y seguir las recomendaciones de los fabricantes.

En el capítulo 1 se menciona: que la tubería, conexiones y accesorios se fabriquen de acuerdo con su especificación de diseño, y como se debe llevar como la instalación correcta de Arreglo Básico de Niplería (ABN) y las consideraciones para el diseño de tuberías y los requerimientos mínimos que deben cumplir las instalaciones superficiales (válvulas de seccionamiento y trampas de envío y recibo de diablos) y obras especiales (instalaciones aéreas cruces en ríos o en cuerpos de agua y cruzamiento en vías de comunicación).

En el capítulo 2 comprende la incorporación de avances tecnológicos para una buena protección mecánica de las tuberías aplicados en fábrica, a base de polímeros sintéticos tal es el caso del Fusion Bonded Epoxy (FBE) que gracias a sus propiedades dieléctricas avanzadas permite alargar la vida útil de las tuberías (mejora la integridad Mecánica¹).

En el capítulo 3 se describen los sistemas de Protección Catódica (PC) y los requerimientos mínimos a seguir para el diseño de la (PC), se establecen los criterios para la protección catódica, verificando que la corriente de protección no rebasé los rangos de -0.85 a -2.5 volts, aplicando las técnicas: mediciones de potenciales a intervalos cortos en ON/OFF (CIS) y gradientes de voltaje de corriente directa (DCVG).

En el capítulo 4 se menciona los niveles de inspección y son: Inspección nivel 1 comprende la inspección visual en las instalaciones superficiales, en la Inspección nivel 2 se realiza la medición de espesores de pared en la línea regular e instalaciones superficiales y se inspecciona la protección catódica, la Inspección nivel 3 comprende la inspección interior de las tuberías por medio de la corrida de diablos, en la inspección nivel 4 corresponde a una inspección localizada y detallada de zonas específicas en el ducto y depende de los resultados obtenidos por otros niveles de inspección.

En el capítulo 5 propone un conjunto de actividades a desarrollar con objeto de mantener en óptimas condiciones de operación y de seguridad la Integridad Mecánica¹ de los sistemas de tuberías de transporte, por medio del: mantenimiento predictivo (permite conocer cualquier situación de riesgo), mantenimiento preventivo (acción que se aplica para evitar que ocurran fallas) y el mantenimiento correctivo (corrige las fallas).

CAPITULO 1. ESPECIFICACIONES TÉCNICAS PARA EL DISEÑO Y CONSTRUCCIÓN DE UNA LÍNEA REGULAR E INSTALACIONES SUPERFICIALES.

1 Introducción.

Actualmente se han presentado explosiones, fugas, derrames, etc. En los sistemas de ductos de transporte de hidrocarburos como son: gasoductos, políductos, oleoductos, etc. Porque estas instalaciones ya cumplieron su vida útil de servicio y porque en las instalaciones existentes, no cumplen con las especificaciones de diseño, hay instalaciones hechas y mal instaladas, las inspecciones son deficientes y el mantenimiento es tardío, lo que a dado lugar a producir graves incidentes afectando a la población, medio ambiente y a las instalaciones.

Por lo que se ve en la necesidad de que todos los componentes de un sistema de tuberías como son: tubería, conexiones, accesorios y partes de repuesto se fabriquen de acuerdo a su especificación de diseño, y que el diseño y construcción de la tubería cumpla con la normatividad nacional e internacional vigente, esto nos permite mejorar la Integridad Mecánica de estas instalaciones.

Se describe la instalación correcta de los Arreglo Básicos de Niplería (ABN) y los requerimientos mínimos que deben cumplir las instalaciones superficiales (válvulas de seccionamiento y trampas de envío y recibo de diablos) y obras especiales (instalaciones aéreas cruces en ríos o en cuerpos de agua y cruzamiento en vías de comunicación).

La tubería de línea regular, se define, como la tubería, que no interrumpe la continuidad de sus fases de soldadura y de su recubrimiento y generalmente se encuentra alojada fuera de las instalaciones de producción y es identificada por señalamientos sobre el derecho de vía (DDV).

1.1 Especificación de la Tubería.

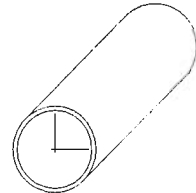
La tubería debe diseñarse, estableciendo claramente los límites de aplicación conforme a los criterios citados en el código API 5L (Especificación para tubería de línea) y en los estándares ASME/ANSI B31.4 (Sistema de ductos para la transportación de hidrocarburos líquidos y otros líquidos), B31.8 (Sistema de ductos para el transporte y distribución de gas), y B 31.3 (Tuberías de proceso), propios de sistemas de ductos.

La tecnología de punta aplicada a sistemas de tuberías nuevas ó rehabilitadas, implica utilizar materiales de fábrica de acuerdo con la especificación de calidad **API STD 5L** "Especificación de tubería de línea" última edición, grados X-42 a X-80 exclusivamente, material de acero al carbono, para el transporte de hidrocarburos. El diseñador debe tomar en cuenta las condiciones de operación del sistema, así como las propiedades físicas y químicas del fluido transportado, mecánica de suelos, gasto a manejar, tolerancia a la corrosión, entre otros aspectos.

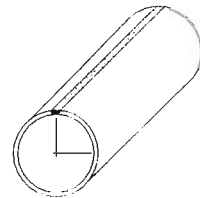
Las dimensiones para la tubería de acero API 5L grados X-42 a X-80, como son: diámetros nominales, diámetros externos, espesores de pared, diámetros

internos, etc. Se establecen en las tablas 6A, 6B 6C del código API 5 L y cédulas de acuerdo al código ANSI B 36.10, y las longitudes nominales se encuentran en la tabla 11, en México la longitud comercial es de 12 m. La especificación API 5L, nos dice que las tuberías por su proceso de fabricación pueden ser sin costura y/o con costura longitudinal recta:

- ◆ **Tubería sin costura.** El proceso sin costura es un proceso de trabajo en caliente del acero para formar un producto tubular sin una costura soldada. Si es necesario, puede ser acabado en frío para producir la forma, las dimensiones, y las características deseadas. No se usa algún proceso de soldadura.



- ◆ **Tubería con costura.** Producto tubular fabricado a partir del conformado en frío de lámina, placa, o rollo, con bordes unidos a temperatura de fusión por un proceso de soldadura, con o sin la aplicación de metal de aporte y, con o sin el empleo de presión. Los procesos de soldadura que con frecuencia se usan son: Soldadura por Resistencia Eléctrica (ERW), Soldadura por Arco Sumergido (SAW), Doble Soldadura de Arco Sumergido (DSAW).



De acuerdo a los criterios de diseño utilizar preferentemente tuberías sin costura. La desventaja que tiene este tipo de tubería, es que es muy cara. Si en un proyecto nuevo ó en una rehabilitación el presupuesto alcanza para adquirir este tipo de tubería se prosigue, si no hay un segundo caso.

En caso de que el diseñador, fabricante ó usuario lleguen a un convenio para utilizar tubería con costura longitudinal recta, únicamente se aceptara con el proceso de soldadura de doble arco sumergido (DSAW), expandida en frío, radiografiada al 100% toda su costura y probada hidrostáticamente. Este tipo de tubería es más barata.

Utilizar tuberías fabricadas con extremos biselados y planos:

- En los sistemas de tuberías de 3" Ø y mayores, las uniones deben hacerse con soldadura a tope usando tubos, accesorios y conexiones con extremos biselados. Para asegurar su integridad mecánica se deben radiografiar de acuerdo a lo establecido en la especificación de tubería correspondiente.
- Los sistemas de tuberías de 2" Ø y menores deben ser de extremos planos para unirse con accesorios de caja para soldar. Evitar las malas prácticas de ingeniería tales como utilizar coples ó medios coples que sólo conducen a riesgos innecesarios.

Tabla 1 Se muestran los grados de tubería comúnmente usados.

ESFUERZO DE FLUENCIA MÍNIMO ESPECIFICADO (SMYS) PARA TUBERÍAS DE ACERO UTILIZADO COMÚNMENTE EN SISTEMAS DE TUBERÍAS API.

Especificación	Grado	Tipo ⁽¹⁾	SMYS (Psi)
API 5L ⁽²⁾	X-42	ERW, S, DSAW	42,000
API 5L ⁽²⁾	X-46	ERW, S, DSAW	46,000
API 5L ⁽²⁾	X-52	ERW, S, DSAW	52,000
API 5L ⁽²⁾	X-56	ERW, S, DSAW	56,000
API 5L ⁽²⁾	X -60	ERW, S, DSAW	60,000
API 5L ⁽²⁾	X-65	ERW, S, DSAW	65,000
API 5L ⁽²⁾	X-70	ERW, S, DSAW	70,000
API 5L ⁽²⁾	X-80	ERW, S, DSAW	80,000

NOTA GENERAL: Esta tabla no es completa. Para el esfuerzo de fluencia mínimo especificado de otros grados y especificaciones probadas, referirse a cada especificación particular.

NOTAS:

(1) Abreviaturas: DSAW = Doble Soldadura de Arco sumergido, ERW = Soldadura por Resistencia Eléctrica, S = Sin costura.

(2) Los grados del intermedio están disponibles en API 5L.

1.1.1 Comparación de los materiales API 5L y ASTM.

Los materiales más comúnmente usados para construir un sistema de tuberías destinados al transporte de hidrocarburos, y que cumplen con los requerimientos técnicos de la normatividad nacional e internacional vigente, son aquellos que se seleccionan a partir de los estándares API 5L y ASTM.

La experiencia de la industria petrolera a nivel mundial, nos indica que los materiales ASTM son los utilizados para construir sistemas de tuberías en instalaciones de refinación y/o plantas de proceso.

Para la construcción de oleoductos, políductos y gaseoductos, la experiencia de los países productores altamente productores de petróleo, gas natural y gas licuado recomiendan utilizar tuberías construidas bajo la especificación API 5L (Tubería de línea), así como lo establecido en el código ASME/ANSI B 31.4 y B31.8, por ser tuberías de alta resistencia debido a su gran Esfuerzo de Fluencia Mínimo Especificado (SMYS), su mayor resistencia a la tensión y su mayor presión máxima y mínima de prueba, que las tuberías ASTM.

En las siguientes tablas 2, 2.1, 2.2, 2.3, 2.4, se hacen las comparaciones más importantes de los materiales ASTM y API 5L, de una manera enunciativa más no limitativa, estas comparaciones justifican el porque se prefiere y se recomienda usar tuberías API 5L para el transporte de hidrocarburos en proyectos nuevos o rehabilitaciones.

Tabla 2. Comparación de materiales ASTM Vs API 5L.

Propiedades	ASTM 53	API 5L
Acero al carbón	X	✓
Acero negro y galvanizado	✓	X
Tipo de fabricación de la tubería: ◆ Sin costura ◆ Con costura	✓ ✓	✓ ✓
Acabado de los extremos: ◆ Planos ◆ Biselados	✓ ✓	✓ ✓
Grados	A y B	A-25, A, B, X-42, X-46, X-52, X-56, X-60, X-65, X-70, X-80
Dimensiones, in	2 ½ hasta 26	2 3/8 hasta 80
Propiedades químicas	✓	✓
Propiedades mecánicas	✓	✓
Pruebas	✓	✓
Marcado	✓	✓
Certificadas	✓	✓
Recubrimiento	X	✓
Costos	Más barata	Más cara

Tabla 2.1. Requerimientos de tensión de materiales API 5L.

Grado	Esfuerzo de fluencia mínimo.	Esfuerzo de fluencia máximo.	Resistencia a la tensión mínimo de rotura.	Resistencia a la tensión máxima de rotura.	Elongación mínima en 2 in.
	Psi	Psi	Psi	Psi	
B	35,000	65,000	60,000	110,000	Ver nota a.
X 42	42,000	72,000	60,000	110,000	
X 46	46,000	76,000	63,000	110,000	
X 52	52,000	77,000	66,000	110,000	
X 56	56,000	79,000	71,000	110,000	
X 60	60,000	82,000	75,000	110,000	
X 65	65,000	87,000	77,000	110,000	
X 70	70,000	90,000	82,000	110,000	
X 80	80,000	100,000	90,000	120,000	

a. La elongación mínima se determina por la siguiente ecuación:

$$e = 625.000 A^{0.2}/U^{0.9}$$

e = Elongación mínima, en 2 in.

A = área de la sección transversal de la probeta en, in², calculada en base al diámetro exterior o ancho nominal de la probeta y el espesor de pared especificado, redondeada al 0.20 in² más cercano. Si el área así calculada es mayor de 0.10 in², este valor debe usarse como factor.

U = Resistencia a la tensión mínimo de rotura especificada, Psi.

Tabla 2.2. Requerimientos de tensión de materiales ASTM A-53 y A-106.

	Tipos "ERW" y "S"	
	Grado A.	Grado B.
Resistencia a la tensión mínimo, Psi.	48,000	60,000
Esfuerzo de fluencia mínimo, Psi.	30,000	35,000
Elongación mínima, en 2 in.	Ver nota a.	Ver notas a.

a. La elongación mínima se determina por la siguiente ecuación:

$$e = 625.000 A^{0.2} / U^{0.9}$$

e = Elongación mínima, en 2 in.

A = área de la sección transversal de la probeta en, in², calculada en base al diámetro exterior o ancho nominal de la probeta y el espesor de pared especificado, redondeada al 0.75 in² más cercano. Si el área así calculada es mayor de 0.75 in², este valor debe usarse como factor.

U = Resistencia a la tensión especificada, Psi.

Tabla 2.3. Presiones máximas y mínimas de prueba de materiales API 5L.

Diámetro nominal, in.	Espesor de pared, in.	Presión Máxima de Prueba, (Psi).							
		Grado X 42	Grado X 46	Grado X 52	Grado X 56	Grado X 60	Grado X 65	Grado X 70	Grado X 80
24	0.25 hasta 1.562	790	680	980	1050	1130	1220	1310	1500
		Presión Mínima de Prueba, (Kpa x 100).							
		55	60	68	73	78	85	91	104

Tabla 2.4. Presiones máximas y mínimas de prueba de materiales ASTM A-53 y A-106.

Diámetro nominal, in.	Espesor de pared, in.	Cedula	Presión de Prueba, (Psi)	
			Grado A.	Grado B.
24	0.25 hasta 2.344	10 hasta 160	380	440

1.1.2 Conexiones biseladas para soldar a tope de 3"Ø y mayores

Para garantizar que la Integridad Mecánica⁽¹⁾ en un sistema de tuberías de transporte, se conserve en buenas condiciones de operación a lo largo de toda su vida útil, en proyectos nuevos o rehabilitaciones a instalaciones existentes, solo se permiten usar conexiones de alta resistencia para soldar a tope de acero al carbono forjado ASTM A-234, con el proceso de fabricación sin costura, con extremos biselados, de 3" a 48"Ø, con el mismo grado y con el mismo espesor de pared al de la tubería seleccionada. Estas conexiones deben fabricarse bajo código MSS SP 75 (Specification for High Test Wrought Butt Welding Fittings) y el grado se integra con las siglas WPHY más el grado de la tubería. Ejemplo ASTM A 234 grado WPHY-52.






El diseñador debe tomar en cuenta la siguiente tabla:

Tabla 3. Requerimientos de tensión.

Clase y Símbolo	Esfuerzo de Fluencia Mínimo Especificado, Psi.	Resistencia a la Tensión, Mínimo, Psi.	Elongación Mínima en 2 in., %
		Todos los Espesores	
WHPY-42	42,000	60,000	25
WHPY-46	46,000	63,000	25
WHPY-52	52,000	66,000	25
WHPY-56	56,000	71,000	20
WHPY-60	60,000	75,000	20
WHPY-65	65,000	77,000	20
WHPY-70	70,000	82,000	18

Las conexiones con extremos biselados para soldar a tope, que se permiten son: codo 90°, codo 45°, tee recta, tee reducida, reducción concéntrica, reducción excéntrica, tapón cachucha, cruces y derivaciones laterales, todas fabricadas de una sola pieza.

MSS-SP-76 ó ASME B16.9

Codos de radio largo y corto	
	
Codo de acero al carbón (Radio Largo, 90°)	Codo de acero al carbón (Radio Corto, 90°)
	
Codo de acero al carbón (Radio Largo, 45°)	
Tee recta y Tee reducida	
	
Tee de acero al carbón (Tee recta)	Tee de acero al carbón (Tee reducida)
Reducciones Concéntricas y Excéntricas.	
	
Reductor de acero al carbón (excéntrico)	Reductor de acero al Carbón (concéntrico)

Diámetro Nominal In.	Codo 90° radio largo	Codo 45° radio largo	Tee Reducida	Tee Recta con guías para diablos	Reducción Concéntrica	Reducción Excéntrica	Tapón Cachuca (cap)
3 a 48" Ø	Material acero al carbono ASTM A-234 Gr WPHY 42 hasta 70 sin costura, extremos biselados. El grado y espesor corresponden al de la tubería seleccionada. Fabricadas bajo el código MSS-SP-75.						

CONEXIONES BISELADAS PARA SOLDAR A TOPE DE 3"Ø Y MAYORES

Los cambios de dirección en la tubería deben diseñarse con codos de radio largo soldables, fabricados de una sola pieza. No se permite el uso de codos de radio corto, ni hechizos.

En general, las conexiones, deben ser diseñadas y fabricadas para soportar los mismos esfuerzos y las mismas condiciones de operación que el ducto principal de distribución.

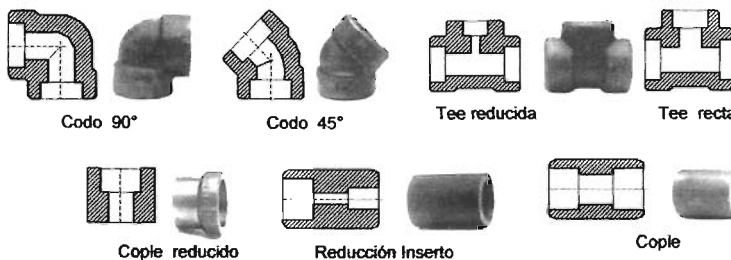
1.1.2.1 Conexiones de caja para soldar a traslape

En proyectos nuevos o rehabilitaciones a instalaciones existentes, solo se permiten usar conexiones de fábrica de acuerdo al código ANSI B16.11, para que se conserven durante toda su vida de servicio,

Para tubería de 2" Ø y menores usar, conexiones de caja para soldar de acuerdo al ANSI B16.11 y son: tee recta, tee reducida, codo de 90°, codo de 45°, coples, cople reducido, reducción inserto, reducción swage,

El rango mínimo para, conexiones de caja para soldar y roscadas, debe ser clase 6000# (cédula 160).

Conexiones de caja para soldar a traslape de ¼" a 2"Ø de acuerdo con ANSI B16.11, clase 6000#, acero al carbono forjado ASTM A-105



Todas las conexiones de ¼" a 2" Ø serán del tipo de caja para soldar (socket weld), debiendo respetarse el espaciamiento (GAP) de 1/16", entre el extremo del tubo y el fondo de la caja.

Las únicas conexiones roscadas permitidas para todos los servicios son: tapón macho de barra sólida y tapón cachucha (rosca hembra rosca macho). Con dimensiones de acuerdo al ANSI B16.11, para usarse en extremos terminales de purgas y venteos.



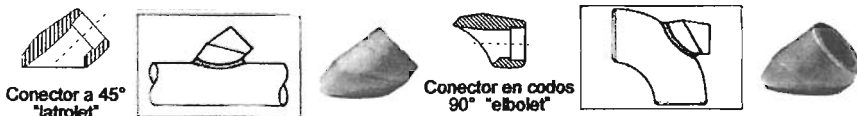
El diámetro mínimo para cualquier conexión es de $\frac{1}{2} \text{ } \varnothing$.

1.2.2 Conexiones ramal.

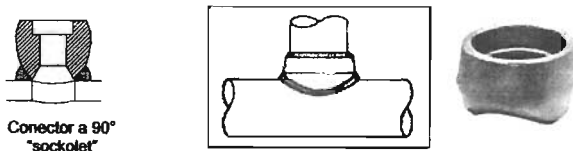
Los conectores integralmente reforzados deben ir conectados a las tuberías de 3" \varnothing y mayores (ramales), deben ser de marca reconocida y debidamente certificados. (Bonney Forge). Estos conectores son aplicables a los códigos de tubería ASME B31.3, B31.4 y B31.8.

Los conectores integralmente reforzados deben tener un rango mínimo de, clase 6000# ANSI, de acero al carbono forjado ASTM A-105 (Piezas Forjadas, Acero al Carbón, para Componentes de ductos), extremos biselados con dimensiones de acuerdo con ANSI B16.25, de caja para soldar con dimensiones de acuerdo con ANSI B16.11 y ANSI B1.20.1 para las roscas.

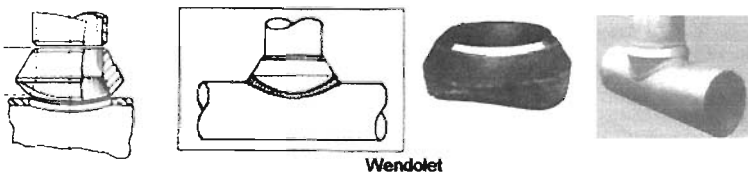
Letrolet.- Esté conector se usa por razones de seguridad, en las desviaciones para desfogues. Con un extremo para soldar al cabezal y el otro de caja para soldar en el extremo del ramal.



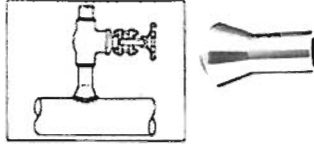
Socketlet.- Con un extremo para soldar a tope al cabezal y otro de caja para soldar.



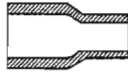
Wendolet.- Con ambos extremos biselados.



Nipolet.- Con extremo biselado para soldar al cabezal y el otro extremo plano.



Nipolet



Niple swage

Niple Swage, extremos planos, cédula 160 (6000#), con dinesiones de acuerdo con ANSI/ASME B36.10, material acero al carbono forjado ASTM A-105

1.1.3 Bridas.

Las instalaciones que transportan fluidos peligrosos por medio de líneas de tuberías, deben seguir una serie de medidas preventivas para evitar las fugas, tales como procurar que las conexiones sean mínimas, pero a pesar de ello siempre habrá una serie de puntos de unión entre tuberías y equipos ó cualquier otro accesorio. Es en estos puntos donde se deberá asegurar una unión suficientemente hermética, con el uso de bridas, para impedir que el fluido peligroso se escape diluyéndose al medio ambiente y evitando daños a la comunidad, equipos e instalaciones.

Las bridas son accesorios para conectar tuberías con equipos (bombas, intercambiadores de calor, calderas, tanques, etc.) o con accesorios (codos, válvulas, etc.). La unión se hace por medio de dos bridas, en la cual una de ellas pertenece a la tubería y la otra al equipo o accesorio a ser conectado. La ventaja de las uniones bridadas radica en el hecho de que por estar unidas por espárragos (tornillos sin cabeza), permite el rápido montaje y desmontaje a objeto de realizar reparaciones o mantenimiento.

El tipo de bridas más usadas para ductos de transporte de hidrocarburos son: bridas inserto soldable (socket – weld) y bridas de cuello soldable (welding-neck). Por su proceso de fabricación pueden ser bridas de cara realzada (RF) y bridas tipo junta de anillo (RTJ), ya que éstas últimas se recomiendan ampliamente por presentar cero fugas.

Brida de cuello soldable: Se distinguen de otros tipos por su cono largo y por su cambio gradual de espesor en la región de la soldadura que las une al tubo. El cono largo suministra un refuerzo importante a la brida desde el punto de vista de resistencia, ya que es equivalente al de una unión soldada entre tubo y tubo, la cual, en la práctica, es la misma a aquella de un tubo soldado.

Así que este tipo de brida se prefiere para todas las condiciones severas de trabajo, ya sea que esto resulte de altas presiones ó de temperaturas elevadas ó menores a cero: las bridas de cuello soldable se recomiendan para el manejo de hidrocarburos líquidos y gaseosos explosivos y/o inflamables, donde la pérdida de ajuste ó falla local puede ser acompañada de desastrosas consecuencias.

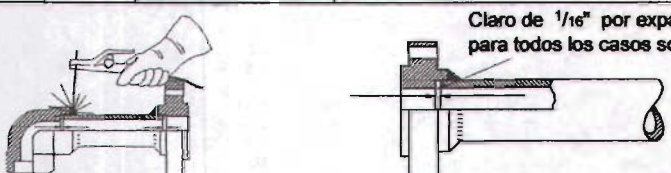
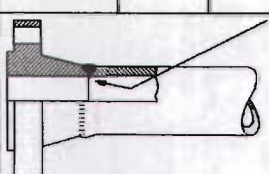


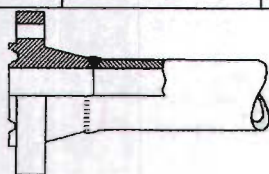

El espesor de pared de las bridas para soldar a tope, debe ser igual al de la tubería seleccionada.

Brida de caja para soldar: Estas bridas se desarrollaron para tuberías de pequeña dimensión y altas presiones. El uso de bridas de caja para soldar se limita a diámetros de 2" Ø y menores.

No se permite el uso de bridas de forja con cara plana.

Las bridas, deben ser diseñadas para soportar las mismas condiciones de operación que el ducto.

BRIDAS

Diámetro Nominal (pulgadas)	Clase ANSI	Tipo de Cara	Descripción
¾ - 2	600#	Cara realzada (RF)	Brida tipo inserto soldable (socket - weld), acero al carbono forjado ASTM A-105, cédula igual al de tubería, dimensiones de acuerdo con ANSI B16.5
		 <p style="text-align: center;">Claro de 1/16" por expansión térmica para todos los casos socket - weld.</p>	
3 - 24	600#	Cara realzada (RF)	Brida tipo cuello soldable (welding - neck), de acero al carbono forjado ASTM A-105, con cédula y espesor en el extremo biselado igual al de tubería, dimensiones de acuerdo con ANSI B16.5.
		 <ul style="list-style-type: none"> ◆ Verificar que las bridas y tubería no estén ovaladas y sean del mismo diámetro interior ◆ Las dos bridas deben quedar perfectamente alineadas una vez unidas por los espárragos. 	
¾ - 2	600#	Junta tipo de anillo (RTJ)	Brida tipo inserto soldable (socket-weld), acero al carbono forjado ASTM A-105, cédula igual al de tubería, dimensiones de acuerdo con ANSI B16.5.
		<p style="text-align: center;">Claro de 1/16" por expansión térmica para todos los casos socket - weld.</p> 	
3 y mayores	600#	Junta tipo de anillo (RTJ)	Brida tipo cuello soldable (welding-neck), acero al carbono forjado ASTM A-105, dimensiones de acuerdo con ANSI B16.47 (MSS-SSP-44), con espesor en el extremo biselado igual al de tubería,
		 	

1.1.3.1 Juntas espirometálicas.

Las juntas para bridas 600#, con dimensiones de acuerdo con ANSI B16.5, que se deben usar son, juntas espirometálicas, con cara tipo junta de anillo (RTJ), y con cara realzada (RF), de 1/8" de espesor, de acero inoxidable y relleno de material no-asbesto, con anillo metálico centrador de acero al carbono con recubrimiento cadminizado.

El término no-asbesto es el nombre genérico que dan los fabricantes de empaques al material de fibra mineral capilar, aglomerado con elastómeros, y que tiene características similares al asbesto común, pero no contiene las fibras que causan cáncer pulmonar.

1.1.3.2 Identificación de la junta

En el anillo exterior deberá encontrar grabado el nombre del fabricante, el diámetro y presiones nominales, el material del fleje y el de relleno. Se identificará estos dos últimos datos por el código de colores.

Los juntas espirometálicas para uniones bridadas deben identificarse de acuerdo a los siguientes colores: **Amarillo** para el arrollamiento de acero inoxidable tipo 304, cuatro franjas a 90° de 2.0 cm de ancho identifican el relleno; **rosa** para el no-asbesto; **blanco** para politetrafluoroetileno (PTFE) y **gris** para grafito, de acuerdo a lo especificado en ANSI B16.20.



Debido a su diseño, las juntas espirometálicas poseen unas propiedades características que las hacen apropiadas para aplicaciones en altas condiciones de operación (550°C y 4650 Psia), tienen una alta capacidad de recuperación elástica, estas juntas resisten medios y condiciones de operación de todo tipo.

Las juntas espirometálicas se componen esencialmente de un fleje metálico estrecho con una ondulación en su perfil, enrollado sobre sí mismo en forma de espiral. El inicio y el final están sujetos por diversos puntos de soldadura. Pueden ser de diferentes metales y calidades, normalmente en acero inoxidable. Entremedio de cada vuelta se inserta un material de asiento comúnmente Grafito, no-asbesto o PTFE, que sobresale por encima del fleje para aposentarse sobre la brida.

El fleje metálico permite absorber las vibraciones y contracciones de las tuberías que están en operación ó en paro, y por los cambios bruscos de temperatura y presión. Gracias a esto, el material blando forma un sello perfectamente hermético constantemente, entre las superficies de las bridas.

1.1.4 Válvulas.

En proyectos nuevos ó rehabilitaciones, de las instalaciones superficiales destinadas al transporte de hidrocarburos gaseosos ó líquidos derivados del petróleo, se deben usar válvulas de bloqueo de acero, fabricadas de acuerdo con lo especificado, en el código API 6D (Pipeline Valves) "Válvulas de tubería de línea" y en el API 600 "Válvulas de compuerta de acero con bonete bridado para industrias del petróleo y el gas natural", esto aplicará también para la sustitución de refacciones ó partes de repuesto, de las válvulas.

Una válvula es un dispositivo mecánico colocado en la tubería, y se utiliza para regular, controlar y bloquear el fluido de una tubería. La válvula será del mismo diámetro que la tubería donde se instalará.

1.1.4.1 Tipos y características.

Las válvulas de bloqueo usadas, en el código API 6D y en el API 600 son: de compuerta, bola, macho, check.

1.1.4.1.1 Válvulas de compuerta

Las válvulas de compuerta tienen un obturador que se mueve en forma perpendicular a la dirección del flujo. La compuerta puede ser construida de una sola pieza para las válvulas de compuerta de losa y de dos o más pedazos para las válvulas de compuerta expandible. Las válvulas de compuerta serán proporcionadas con un asiento trasero, además del sello primario en el vástago. Están diseñadas para operar totalmente abiertas o totalmente cerradas y para accionamientos poco frecuentes, reduciendo a un mínimo la caída de presión. No deben utilizarse para regular flujos

Las formas típicas para las válvulas de compuerta, son con extremos soldables y con extremos bridados, se muestran en las figuras 1 y 2.

Las dimensiones se encuentran en las tablas siguientes;

- ◆ Tabla 2. Válvulas de compuerta-dimensiones cara a cara (A), extremo a extremo (B y C), del código API 6D.

Del código API 600:

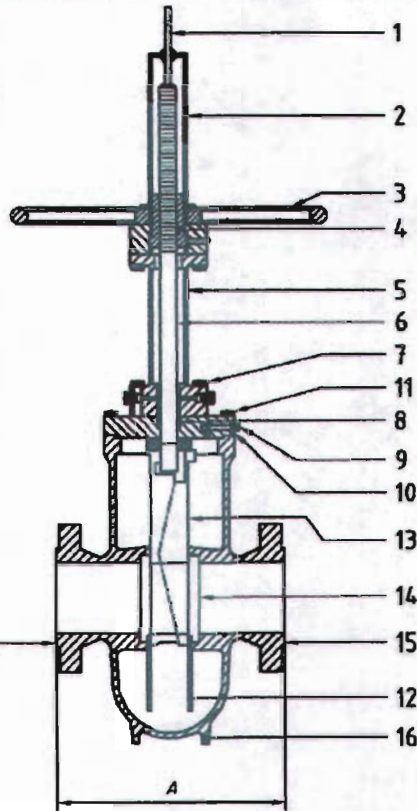
- ◆ Tabla 1. Espesor de pared mínimo, para cuerpo y bonete.
- ◆ Tabla 2. Espesor de pared mínimo, para el cuello del bonete.
- ◆ Tabla 3. Dimensiones extremo a extremo para válvulas con extremos para soldar a tope.
- ◆ Tabla 4. Diámetro del orificio del cuerpo.
- ◆ Tabla 6. Diámetro mínimo del vástago.

Para las válvulas de seccionamiento en las instalaciones superficiales se usarán válvulas de compuerta, de acuerdo al código, API 600 "Válvulas de compuerta de acero con bonete bridado para industrias del petróleo y el gas natural", Actualmente se prefieren válvulas tipo bola, por su abertura o cierre rápido, aunque este tipo de válvulas encarecen el proyecto.

Figura 1 Válvula de compuerta vástago ascendente/compuerta expandida.



Compuerta expandible de una ó más piezas.



1. Indicador de vástago
2. Camisa de vástago
3. Volante
4. Tuerca de yugo
5. Yugo
6. Vástago
7. Espárragos de yugo
8. Empaque del vástago
9. Válvula de relevo
10. Bonete
11. Espárragos de bonete
12. Guía de la compuerta
13. Ensamble de la compuerta
14. Anillos del asiento
15. Cuerpo
16. Soportes ó patas
17. Cara realzada
18. Extremos soldables
19. Tipo junta de anillo

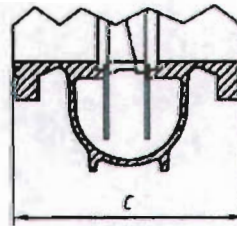
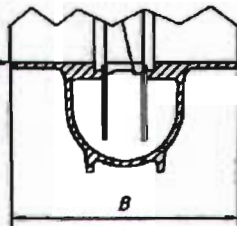
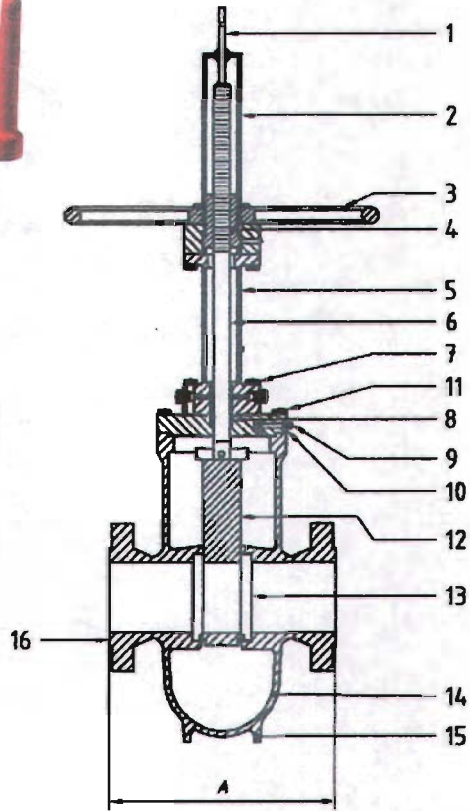
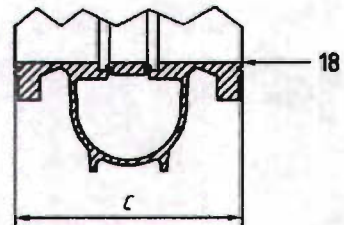
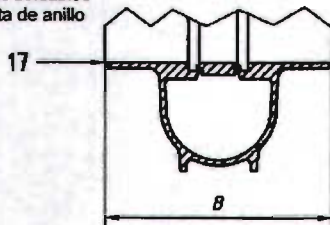


Figura 2. Válvula de compuerta vástago ascendente/compuerta de losa.

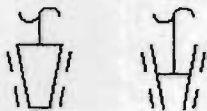


1. Indicador de vástago
2. Camisa de vástago
3. Volante
4. Tuerca de yugo
5. Yugo
6. Vástago
7. Espárragos de yugo
8. Empaque del vástago
9. Válvula de relevo
10. Bonete
11. Espárragos de bonete
12. Compuerta
13. Anillos del asiento
14. Cuerpo
15. Soportes ó patas
16. Cara realzada
17. Extremos soldables
18. Tipo junta de anillo



TIPO DE COMPURETAS

Compuertas de cuña



Sólida

Flexible

Cuña de una sola pieza



Cuña dividida



Compuerta disco doble



Anillos de asiento

1.1.4.1.1 Materiales de las válvulas de compuerta

Los materiales para el cuerpo, bonete, y otras partes de las válvulas, que se ajustan serán seleccionados de la tabla 12, del código API 600.

1.1.4.1.2 Ajuste (Trim)

Los artículos de ajuste incluyen el vástago, las superficie del asiento de la compuerta, las superficie del asiento del cuerpo (o anillo del asiento) y la superficie de contacto del vástago y del contra asiento. Los materiales de ajuste estarán como en la tabla 4 a menos que otros materiales se convengan en entre el usuario y el fabricante. El número de combinación de ajuste, NC, identifica el material del vástago y las superficies de asiento asociadas.

Tabla 4. Materiales básicos de ajuste (Trim).

Partes	Número de combinación	Descripción del material	Dureza según la escala de Brinell.
Vástago ¹⁾	1 y 4 hasta 8A	13 Cr	200 HB mín. 275 HB máx.
	2	18 Cr – 8 Ni	³⁾
	3	25 Cr – 20 Ni	³⁾
	9 o 11	Aleación Ni-Cu	³⁾
	10 o 12	18 Cr – 8 Ni - Mo	³⁾
	13 o 14	19 Cr – 29 Ni	³⁾
Superficies del asiento ²⁾	1	13 Cr	250 HB mín.
	2	18 Cr – 8 Ni	³⁾
	3	25 Cr – 20 Ni	³⁾
	4	13 Cr	750 HB mín.
	5 o 5A	HF	350 HB mín.
	6	13 Cr/ Cu Ni	
	7	13 Cr/ 13 Cr	250 HB mín. 750 HB mín.
	8 o 8A	13 Cr/ HF	250 HB mín. 350 HB mín.
	9	Aleación Ni-Cu	³⁾
	10	18 Cr – 8 Ni – Mo	³⁾
	11 o 11 A	Aleación Ni-Cu/ HF	³⁾
	12 o 12 A	18 Cr – 8 Ni – Mo/HF	350 HB mín.
	13	19 Cr – 29 Ni	³⁾
	14 o 14A	19 Cr – 29 Ni/ HF	³⁾ 350 HB mín.

NOTAS:

- 1) Los vástagos serán material forjado.
- 2) Las superficies del contra asiento para NC 1 y 4 hasta 8A tendrán una dureza mínima de 250 HB.
- 3) No especificado.

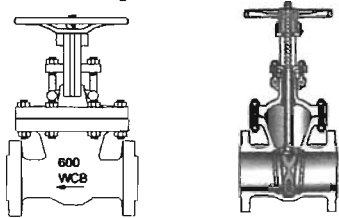
1. Cr = cromo; Ni = Níquel; Co = cobalto; Mo = Molibdeno.
2. HF =Usando una capa de revestimiento dura con aleación de soldadura de Co-Cr o Ni-Cr. El sufijo A se aplica a NiCr.
3. Grados que trabajan a máquina libres de 13 Cr no serán utilizados.
4. Para NC 1, una dureza diferenciada por lo menos de 50 puntos brinell se requiere entre las superficies de acoplamiento.
5. Cuando dos materiales son separados por una raya vertical éste denota dos materiales separados, uno para la superficie de asiento del anillo de asiento y el otro para la superficie de asiento de la compuerta sin la implicación de una preferencia para la cual esté será aplicada en otra parte.

El material de ajuste será el material estándar de ajuste del fabricante para el número de combinación, NC, especificado en el orden de compra. Para un NC especificó en una orden de compra ó una alternativa NC se puede suministrar de acuerdo con la tabla 5.

Tabla 5- Números de combinación.

NC Especificado	NC Alternativo
1	8 o 8A
2	10
5A	5
6	8
8A	8

Las válvulas de compuerta recomendables para las instalaciones superficiales son:

Diámetro Nominal (pulgadas)	VÁLVULAS
1 a 2	Clase 600/800# ANSI, extremos de caja para soldar, volante fijo, bonete bridado, vástago ascendente, cuña sólida, cuerpo de acero al carbono forjado ASTM A-105; internos 13% cromo (AISI- 410), asientos con caras endurecidas con stellite 6, código API 600, trim 5.
2 a 24	Clase 600# ANSI, extremos bridados tipo junta de anillo (RTJ), vástago ascendente, volante fijo, yugo estándar, bonete bridado, cuerpo de acero al carbono ASTM A-216 Gr WCB, internos 13% cromo (AISI- 410), cuña flexible, asientos con caras endurecidas con stellite 6, código API 600, trim 5. 

1.1.4.1.2 Válvulas de bola.

Las válvulas de bola tienen un obturador de bola ó esférico, que rota en forma perpendicular al eje de la dirección del flujo.

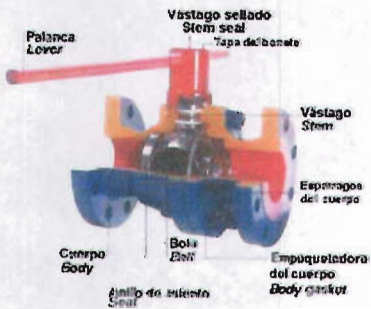
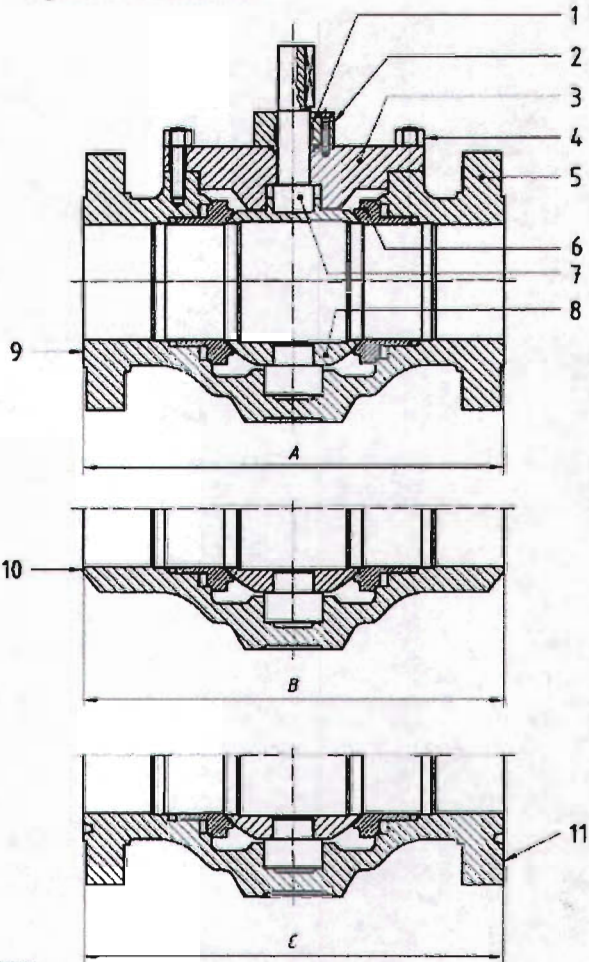
Están diseñadas para operar totalmente abiertas o totalmente cerradas y para accionamiento poco frecuente; por sus características de construcción permiten una apertura y cierre rápido.

Las dimensiones se encuentran en la tabla 4, Válvulas de bola-dimensiones cara a cara (A), extremo a extremo (B y C), del código API 6D.

Las formas típicas para las válvulas de bola, son con los extremos soldables y con extremos bridados, ver figura 3.

Figura 3. Válvula de bola

1. Vástago sellado
2. Tapa del bonete
3. Bonete
4. Espárragos del cuerpo
5. Cuerpo
6. Asientos del anillo
7. Vástago
8. Bola
9. Cara realzada
10. Extremos soldables
11. Tipo junta de anillo



Diámetro Nominal (pulgadas)	VÁLVULAS ESFERICAS
4 a 6	<p>Válvulas esféricas: clase 600# ANSI, medio cuerpo y extremos soldables según ANSI B16.25 (de acuerdo al espesor y grado de la tubería), con apertura y cierre rápido de un cuarto de vuelta, operada manualmente con maneral, con esfera de paso completo y continuado (con diámetro interior de paso igual al de la tubería) de material de acero inoxidable tipo 410 con superficie endurecida con stellite 6 y montada sobre muñones, asientos de acero inoxidable tipo 410 con caras endurecidas con stellite 6, cuerpo de acero al carbono ASTM A-216 grado WCB. De acuerdo a especificaciones API 6D, ANSI B16.5</p>
8 a 48	<p>Válvulas esféricas: clase 600# ANSI, medio cuerpo y extremos soldables según ANSI B16.25 (de acuerdo al espesor y grado de la tubería), con apertura y cierre rápido de un cuarto de vuelta, operada manualmente mediante caja de engranes, con esfera de paso completo y continuado (con diámetro interior de paso igual al de la tubería) de material de acero inoxidable tipo 410 con superficie endurecida con stellite 6 y montada sobre muñones, asientos de acero inoxidable tipo 410 con caras endurecidas con stellite 6, cuerpo de acero al carbono ASTM A-216 grado WCB. De acuerdo a especificaciones API 6D, ANSI B16.5.</p> <p>Las válvulas de 10" de diámetro nominal y mayores deberán estar colocadas sobre un soporte metálico o de concreto armado que sirva para cargar exclusivamente el peso de la válvula; como se indica en el dibujo.</p> <div data-bbox="338 772 837 1032" style="text-align: center;"> <p>Válvula esférica 10"Ø y mayores</p> <p>WCB 600#</p> <p>Soporte para válvula</p> <p>Debe contar con purga de 3/4" o 1", para drenado de sedimentos y asegurar la limpieza de los asientos y válvula de seguridad incluida en el cuerpo de la válvula</p> </div>

1.1.4.1.3 Válvulas macho lubricadas y no-lubricadas

Las válvulas macho tienen un obturador "llamado macho" de forma cilíndrico o cónico, con un orificio transversal igual al diámetro interior de la tubería y que rota sobre un eje perpendicular a la dirección del flujo.

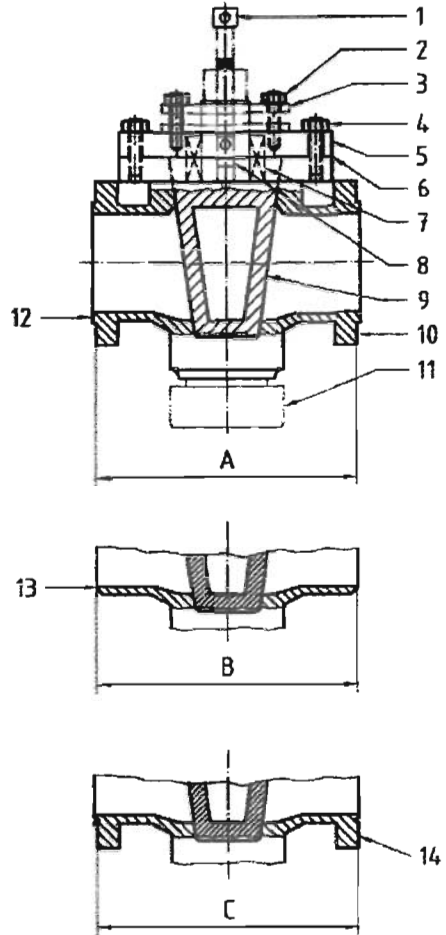
Se utiliza generalmente en el control manual todo-nada de líquidos o gases y en regulación de caudal y normalmente en diámetros menores, se deben instalar en tuberías con altas presiones.

Las dimensiones se encuentran en la tabla 3, Válvulas de macho-dimensiones cara a cara (A), extremo a extremo (B y C), del código API 6D.

Las formas típicas para las válvulas macho son, con los extremos bridados y soldables, ver figura 4.

Figura 4. Válvula macho

1. Lubricador de enroscar
2. Espárragos y tuercas del collarín
3. Collarín
4. Espárragos y tuercas de la tapa
5. Tapa
6. Empaque de la tapa
7. Empaque del vástago
8. Válvula de retención del lubricador
9. Macho
10. Cuerpo
11. Tope de collarín
12. Cara realzada
13. Extremos soldables
14. Tipo junta de anillo



Diámetro Nominal (pulgadas)	VALVULAS TIPO MACHO
1 - 24	Válvulas tipo macho de bola, clase 600 # ANSI, con esfera y asientos de acero inoxidable ASTM A-276-Tipo 316 ó A-351 Gr CF8M (sello metal-metal), cuerpo de acero al carbono ASTM A-216 Gr WCB, extremos bridados tipo junta de anillo (RTJ). De 1 a 6 "Ø, con maneral de apertura y cierre de ¼ de vuelta y de 8 a 24 con engranes.

1.1.4.4 Características de las válvulas

1.1.4.5 Válvulas de paso completo.

Las válvulas de paso completo serán sin obstáculo en la posición completamente abierta y tendrán un agujero interno según lo especificado en la tabla 6. No hay restricción en el límite superior de los tamaños del agujero de la válvula.

La válvula a través de un conducto de paso completo, tendrán una abertura cilíndrica en el obturador, sin obstáculo y continuo, que permitirá el paso de diablitos con un tamaño nominal no menor a lo especificado en la tabla 6.

1.1.4.6 Válvulas de apertura reducida

El agujero interno en las válvulas de apertura reducida será menor que el agujero interno especificado en la tabla 6.

Tabla 6. Agujero mínimo para las válvulas de paso completo.

Diámetro Nominal (mm)	Diámetro Nominal (in)	Clase de presión			
		PN 20 a 100 (Clase 150 a 600)	P N 15 0 (Clase 900)	P N 250 (Clase 1500)	P N 420 (Clase 2500)
15	1/2	13	13	13	13
20	3/4	19	19	19	19
25	1	25	25	25	25
32	1 1/4	32	32	32	32
40	1 1/2	38	38	38	38
50	2 1/2	49	49	49	42
65	2	62	62	62	52
80	3	74	74	74	62
100	4	100	100	100	87
150	6	150	150	144	131
200	8	201	201	192	179
250	10	252	252	239	223
300	12	303	303	287	265
350	14	334	322	315	-
400	16	385	373	360	-
450	18	436	423	-	-
500	20	487	471	-	-
550	22	538	522	-	-
600	24	589	570	-	-
650	26	633	617	-	-
700	28	684	665	-	-
750	30	735	712	-	-
800	32	779	760	-	-
850	34	830	808	-	-
900	36	874	855	-	-
950	38	925	-	-	-
1000	40	976	-	-	-
1050	42	1020	-	-	-
1200	48	1166	-	-	-
1350	54	1312	-	-	-
1400	56	1360	-	-	-
1500	60	1458	-	-	-

1.1.4.7 Extremos de las válvulas.

1.1.4.7.1 Extremos bridados.

Los rebordes estándares de los extremos bridados serán con terminación de cara realizada (RF) y de cara tipo junta de anillo (RTJ), ya que estas últimas son recomendables usarlas en los extremos de las válvulas, de 3" Ø y mayores, por experiencia a través de los años, se sabe que no han presentado fugas.

Las dimensiones y las terminaciones, estarán de acuerdo con:

- ASME B16.5 para los tamaños hasta 24" Ø, excepto 22" Ø;
- MSS SP-44 para 22" Ø;
- ASME B16.47 para 26" Ø y tamaños más grandes.

1.1.4.7.2 Extremos soldables.

Los extremos soldables serán de acuerdo a lo establecido, en los estándares ASME B31.4, sección 434.8.6 (a) (1) y (2), ASME B31.8 figuras 14 y 15 del apéndice I, el extremo biselado del cuerpo de válvula, será con un ángulo de 30° hasta 45° según lo ilustrado en la figura 1 del ASME B16.25 y para extremos planos cumplir ASME/ANSI B 16.11 dimensiones de caja para soldar y tabla 3, del código API 600 Dimensiones de extremos para soldar a tope.

Todos estos estándares con el mismo fin, el diseño y tipos de juntas soldables (extremo planos y extremos biselados), los cuales serán igual y del mismo espesor de pared que la tubería seleccionada.



El usuario especificará el diámetro exterior, el grueso de pared, el grado material, el SMYS y la composición química de acuerdo con la tubería y la aplicación de recubrimiento, FBE preferentemente.

En general, las válvulas, deben ser diseñadas para soportar las mismas condiciones de operación que el ducto principal.

1.1.4.8 Clase de grado ANSI.

Clase numérica de diseño para la presión definida en ASME B16.5 y usada para los propósitos de referencia

La clase de grado ANSI es señalada por la palabra " clase " seguida por un número.

1.1.4.8.1 Clase de presión nominal (PN).

Clase numérica de diseño para la presión según lo definida en ISO 7005-1 y utilizada para los propósitos de referencia

Clase de presión nominal (PN) es señalada por la abreviatura PN seguida por un número.

1.1.4.8.2 Clase de presión.

Clase numérica de diseño para la presión expresada, con cualquiera de las dos, clase de presión nominal (PN) ó clase de grado ANSI.

Este estándar internacional, la clase de presión, es indicada por la clase de PN seguida por la clase de grado ANSI entre paréntesis.

1.1.4.8.3 Grado de presión y de temperatura

Las válvulas deben diseñarse con las clases por el API 6D y son:

Pn 20 (Clase 150)	Pn 150 (Clase 900)
Pn 50 (Clase 300)	Pn 250 (Clase 1500)
Pn 64 (Clase 400)	Pn 420 (Clase 2500)
Pn 100 (Clase 600)	

Las clases de presión serán especificadas por el usuario.

El usuario puede especificar presiones y las temperaturas intermedias para el diseño y para su uso específico.

La presión de operación máxima y las temperaturas de operación mínima y máxima, serán marcadas en una placa de identificación, así como las recomendaciones del fabricante.

El fabricante debe especificar en una etiqueta metálica atada al cuerpo y con letra de golpe en el cuerpo de la válvula: número de identificación, tipos de empaque en junta de bonete y en prensaestopas. Los volantes de todas las válvulas deben ser sólidos, no se permite el uso de volantes huecos.

Se prohíbe utilizar válvulas de hierro gris o dúctil, (ejemplo ASTM A-126, A-436, A-439), marcadas comúnmente con WOG (water oil gas). La calidad mínima permitida es A-216-Gr WCB y/o A-105.

1.1.5 Tornillería (espárragos, birlos y tuercas).

En los sistemas de tuberías destinadas al transporte hidrocarburos e instalaciones superficiales, se componen de juntas bridadas, que requieren para su unión el uso de espárragos, tornillos o birlos (sujetadores roscados).

Por lo anterior, y tomando en cuenta que estas instalaciones son consideradas de alto riesgo en virtud de los productos que manejan, es necesario especificar los materiales para los espárragos, tornillos y tuercas de aleación y de aceros inoxidables.

En general, toda la tornillería, deben ser diseñados para soportar las mismas condiciones de operación que el ducto.

Los espárragos, tornillos y birlos deben ser fabricados de acero al carbono material ASTM A-193 (Especificación de material para pernos de acero aleado y acero inoxidable para servicio de alta temperatura), grado B7, con tratamiento térmico; temple y revenido, con recubrimiento resistente a la corrosión a base de

fluoropolímero (PTFE) o electrodeposito a base de zinc (ASTM B633) ó cadmio (ASTM B766), con un espesor de veinte micras.

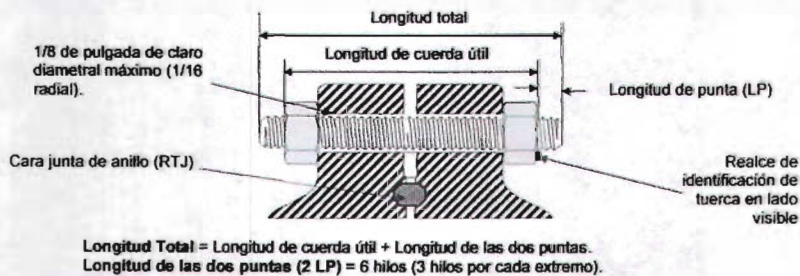
Las dimensiones, como son: diámetro, longitud de cuerda útil, número de hilos por pulgada, deben estar de acuerdo a lo marcado en ANSI B16.5 o equivalente.

Roscas

Todos los espárragos, tornillos, y tuercas, deben de ser roscados de acuerdo al ASME ANSI B 1.1 clase 2B o equivalente.

Tuercas

Los espárragos deben suministrarse con dos tuercas y los tornillos con una. Las tuercas deben de cumplir con lo establecido en la especificación ASTM A-194 (Especificación de material para tuercas de acero aleado y al carbón para alta temperatura o presión), de cero al carbón, Gr 2H, con recubrimiento anticorrosivo igual al de los birlos o espárragos y deben tener el mismo tipo de rosca que el espárrago o tornillo.



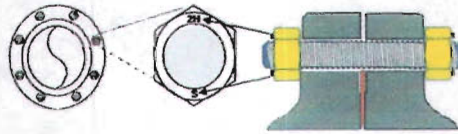
Las uniones bridadas se deben apretar uniformemente, utilizando herramientas hidráulicas ó neumáticas con torquimetro integrado, que no exponen a los trabajadores a posibles lesiones por golpes.

La utilización del torquimetro, será con certificado de calibración vigente, con fuente de poder portátil y compresor de aire para el apriete y retiro en uniones bridadas.



Las letras o símbolos forjados en alto relieve que identifican la calidad y material de las tuercas deben quedar siempre hacia el lado exterior (ver figura), para que la "pista" del lado contrario "patine" libremente sobre la brida, de lo contrario éstas

letras se incrustarán en la pista de la brida dificultando el apriete y dando falsa indicación de torque.

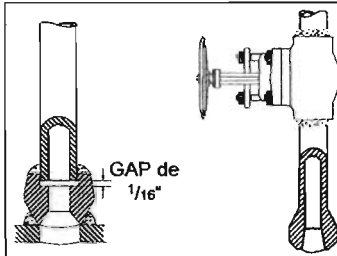


1.1.6 Arreglos básicos de niplería (ABN)

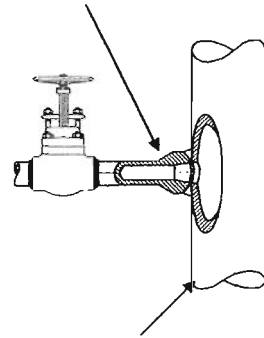
Se le denomina Arreglo Básico de Niplería a los arreglos de tubería de 2"Ø y menores, tales como nipolets, válvulas de compuerta, niples, tees, tapones, reducciones swage, entre otros. El ABN es el arreglo de piezas de 2"Ø y menores instaladas directamente a tubería de 3"Ø y mayores para cualquier servicio tal como válvulas de seguridad (PSV), indicadores de presión, purgas, venteos, etc.

En los cabezales de tubería de 3"Ø y mayores, la parte más débil son los injertos de 2" Ø y menores, por ésta razón es necesario que estos arreglos se construyan en forma integral, fuerte y robusta cumpliendo con los siguientes lineamientos:

- ◆ El arreglo básico de niplería (¾"Ø a 2"Ø) debe estar constituido por conexión integralmente reforzada "Nipolet" o "Niple Pipeta" y válvula unidos por soldadura; no se aceptan uniones roscadas.
- ◆ Queda prohibido instalar cualquier otro accesorio diferente a conexiones reforzadas antes de la válvula de bloqueo del arreglo básico.
- ◆ Todas las uniones que por excepción sean roscadas, deben sellarse con un cordón continuo de soldadura que cubra todos los hilos de la cuerda.



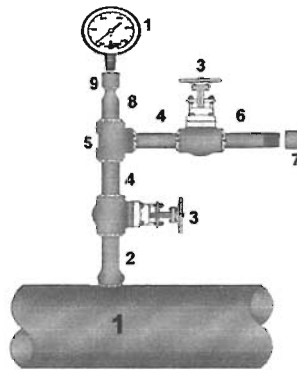
Conector para ramal integralmente reforzado "Nipolet" o "Niple pipeta" de $\frac{3}{4}$ " a 2" \varnothing , material acero al carbono forjado ASTM A-105, extremos planos, 6000# (cédula 160), de 9 cm (3.5 pulg) de longitud de tubería y que cumpla con requerimientos y pruebas del código ANSI/ASME B31.3.



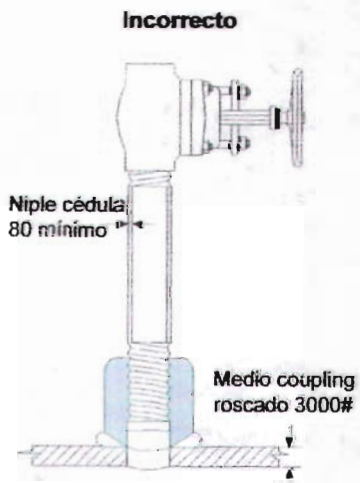
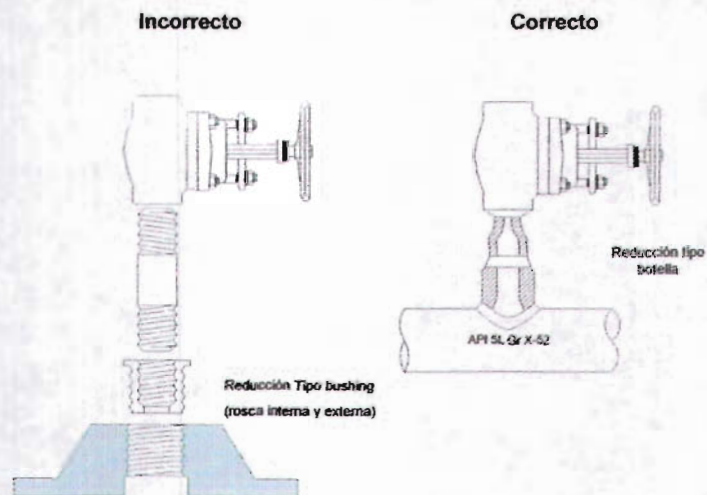
Tubería de 3" \varnothing y mayores

1.1.6.1.1 Arreglo Básico de Niplería mínimo requerido, para un indicador de presión.

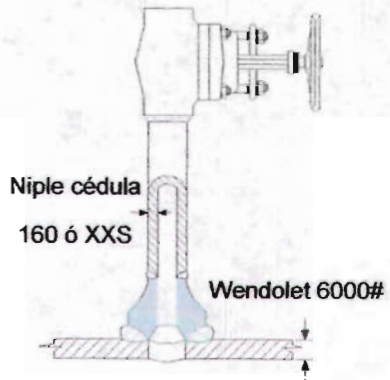
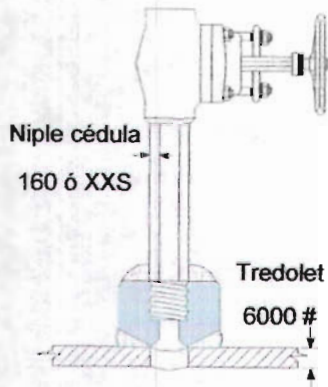
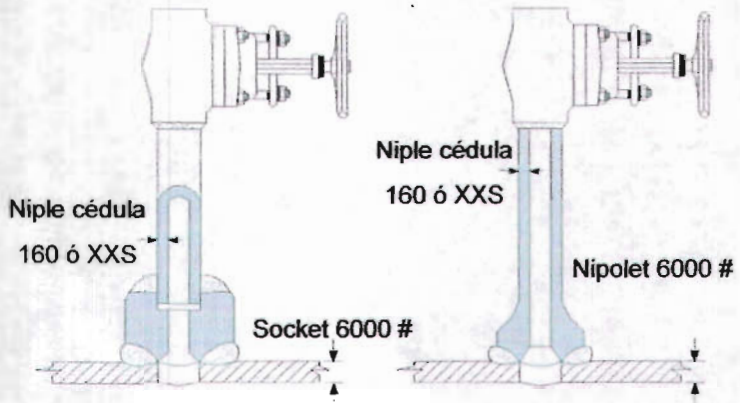
1. Tubería de acero al carbono API 5L .
2. Nipolet de 1" \varnothing - 6000# ANSI, 3 $\frac{1}{2}$ " de longitud cédula 160, acero al carbono ASTM-A-105 extremo plano, según ANSI/ASME B 16.11.
3. Válvula de compuerta de 1" \varnothing clase 600/800# ANSI-B-16.34 extremos de caja para soldar, ASTM-A-105, interior de acero inoxidable 13% cromo (ANSI-410), bonete bridado, vástago ascendente, cuña soldada.
4. Niple PBE (plain both ends) extremos planos sin costura, 1" \varnothing x 3" de longitud, cédula 160 ó XXS, acero al carbono ASTM A-106 grado B.
5. Tee recta de 1" \varnothing -6000# ANSI, acero al carbono ASTM-A-105, caja para soldar.
6. Niple extremos roscado y plano respectivamente, sin costura, de 1" \varnothing por 3" de longitud, cédula 160, acero al carbono ASTM-A-106 grado B.
7. Tapón cachucha con rosca NPT, de 1" \varnothing , 6000# ANSI, acero al carbono ASTM-A-105.
8. Reducción swage de 1" \varnothing por $\frac{1}{2}$ " \varnothing , extremos planos, 6000# ANSI, cédula 160 ó XXS, acero al carbono ASTM-A-106 grado B.
9. Cople de $\frac{1}{2}$ " \varnothing , 6000# ANSI, con un extremo de caja para soldar y otro roscado NTP, de acero al carbono ASTM- A-105.
10. Indicador de presión con rango de 0 a 110 Kgf/cm², tubo burdón acero inoxidable, con roscado macho de $\frac{1}{2}$ " \varnothing NPT

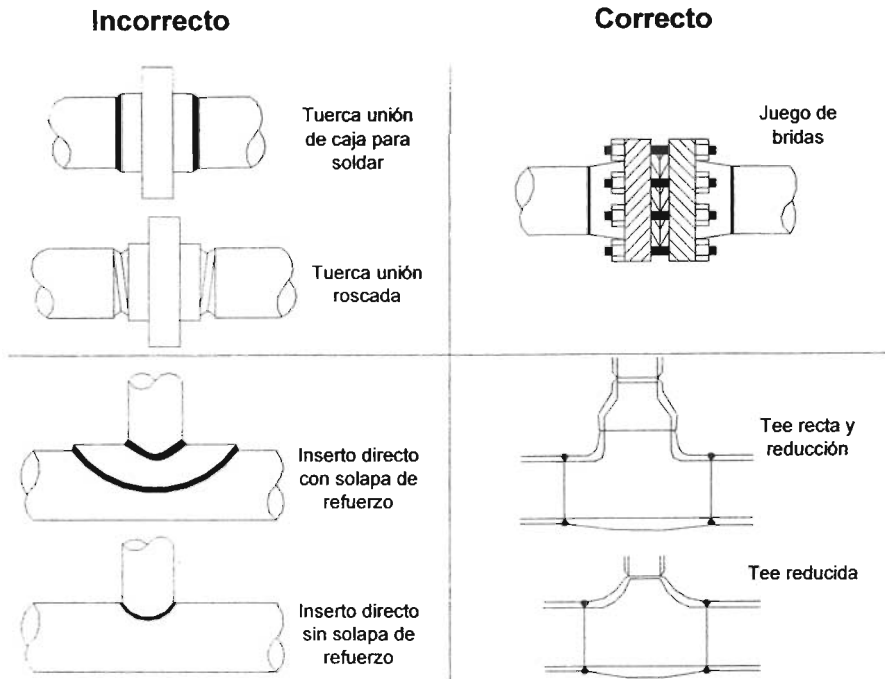


1.1.6.1.2 Instalación correcta e incorrecta del ABN.



Correcto





1.1.7 Consideraciones para el diseño de tuberías.

1.1.7.1 Presión. Todos los ductos deben diseñarse para soportar una presión interna de diseño lo cual no debe ser menor que la presión de operación máxima (P_{OM})

1.1.7.2 Cargas Vivas. Incluyen el peso del fluido transportado y cualquier otro material externo tal como hielo o nieve que se encuentra adherido al ducto.

1.1.7.3 Cargas Muertas. Incluyen el propio del tubo, componentes o accesorios, recubrimientos y relleno de la zanja.

1.1.7.4 Cargas Dinámicas. Incluyen: Sismos, vientos, oleaje, corriente, impacto, etc.

1.1.7.5 Efectos de incremento de presión por expansión del fluido. En el diseño deben tomarse medidas para proveer la resistencia suficiente o aliviar el incremento de presión ocasionado por calentamiento del fluido transportado.

1.1.7.6 Interacción suelo-tubería. En el diseño de ductos enterrados debe considerarse la interacción entre el suelo y la tubería, para determinar los desplazamientos longitudinales y las deformaciones de ésta última,

principalmente en los suelos no homogéneos. Por lo que se recomienda a la construcción del ducto, incorporar las recomendaciones del estudio de mecánica de suelos.

1.1.7.7 Presión interna.

La tubería y sus componentes deben diseñarse para una presión interna de diseño (P_i) igual o mayor que la presión de operación máxima (POM) a régimen constante, la cual no debe ser menor a la presión de la carga hidrostática en cualquier punto del ducto en una condición estática.

La capacidad por presión interna para tubería que transporta líquido o gas, está dada por la siguiente expresión basada en la fórmula de Barlow (ASME B31.8, sección 841.11):

$$P_i = \frac{2t(SMYS)}{D} \quad (1)$$

donde:

- P_i Presión interna, en N/mm² (Psi).
- D Diámetro exterior nominal del tubo, en mm (pulg.)
- t Espesor de pared de acero del tubo, en mm (pulg.).
- $SMYS$ Esfuerzo de Fluencia Mínimo Especificado del tubo (Specified Minimum Yielding Strength), en N/mm² (Psi).

1.1.7.8 Capacidad permisible por presión interna. La capacidad permisible por presión interna para tubería que transporta líquido o gas, se debe calcular de acuerdo con la siguiente expresión:

$$P = f_{CP} P_i \quad (2)$$

donde:

- P Capacidad permisible por presión interna, en N/mm² (Psi).
- P_i Presión interna, en N/mm² (Psi).
- f_{CP} Factor de capacidad permisible por presión interna.

El factor de capacidad permisible (f_{CP}) se determina como sigue:

$$f_{CP} = f_{DIS} f_{TEMP} \quad (3)$$

donde:

- f_{DIS} Factor de diseño por presión interna que depende del tipo de fluido transportado, de acuerdo a la sección 1.1.7.9 para Gases y 1.1.7.10 para Líquidos.
- f_{TEMP} Factor de diseño por temperatura, (Ver Tabla 7).

Tabla 7. Factor de diseño por temperatura (f_{TEMP})

Temperatura		Factor de Diseño (f_{TEMP})
°C	°F	
121 o menos	250 o menos	1.000
149	300	0.967
177	350	0.933
204	400	0.900
232	450	0.867

1.1.7.9 Clasificación por Clase de Localización. El área unitaria es la base para determinar la clasificación por clase de localización en ductos que transportan gas comprende una zona de 1600 m (1 milla) de longitud en la ruta de la tubería con un ancho de 400 m (1/4 milla), 200 m a cada lado del eje de la tubería. La clasificación se debe determinar de acuerdo con el número de construcciones localizadas en esta área unitaria.

- ◆ **Clase de Localización 1.** Corresponde con la tubería que en su área unitaria se tiene 10 o menos construcciones destinadas a ocupación humana.
- ◆ **Clase de Localización 2.** Corresponde con la tubería que en su área unitaria se tengan 46 construcciones destinadas a ocupación humana.
- ◆ **Clase de Localización 3.** Cuando en su área unitaria se tenga más de 46 construcciones destinadas a ocupación humana.
- ◆ **Clase de Localización 4.** Cuando en su área unitaria se encuentran edificios de 4 o más niveles contados desde el nivel de suelo, donde el tráfico sea pesado o denso.

1.1.7.10 Factores de Diseño para gas y líquido.

El factor de diseño (f_{DIS}) a utilizarse en el cálculo de la capacidad permisible por presión interna para ductos que transportan gas y líquidos sera:

Clase de localización	Factor de diseño f_{DIS} , (B 31.8)
Clase 1	0.72
Clase 2	0.60
Clase 3	0.50
Clase 4	0.40

**Tabla 8. Factor de diseño por presión interna (f_{DIS}).
Para ductos que transportan gas**

Clase de localización	Factor de diseño f_{DIS} , (B 31.4)
Clase 1	1.0
Clase 2	1.0
Clase 3	0.833
Clase 4	0.833

Tabla 9. Factor de diseño por presión interna (f_{DIS}).
Para ductos que transportan líquido.

1.1.7.11 Espesor mínimo requerido. La tubería de acero al carbono debe tener un espesor mínimo de pared requerido para soportar los esfuerzos producidos por presión interna. Este espesor se determina mediante la siguiente expresión:

$$t_r = t + t_c$$

donde:	
t_r	Espesor mínimo requerido por presión interna, en mm (pulg.).
t	Espesor de diseño por presión interna, ver ec. (1) y (2), en mm (pulg.).
t_c	Espesor de pared adicional por corrosión, ver inciso a), en mm (pulg.).

a) Espesor adicional por corrosión. Se debe utilizar un margen de corrosión con base en resultados estadísticos en el manejo del producto que se va a transportar, información que debe ser proporcionada por el usuario. De no contar con dicha información se de utilizar un espesor adicional de 0.159 mm (6.25 milésimas de pulgada) por año.

El espesor comercial debe seleccionarse a partir del espesor mínimo requerido (t_r). A éste espesor comercial se debe restar el porcentaje por tolerancia de fabricación (ver tabla 10), esta diferencia debe ser mayor o igual al mínimo requerido. En caso contrario seleccionar el inmediato superior que se fabrique.

$$t_r \geq \text{Espesor comercial} - \text{Porcentaje de tolerancia por fabricación}$$

Tolerancias de espesor de pared por fabricación para tuberías API 5L para grado X-42 hasta X-80.

DIÁMETRO EXTERIOR cm (pulg) Y TIPO DE TUBERÍA	PORCENTAJE DE TOLERANCIA (%)
	GRADO X42 O MAYOR
7.29 (2.875) y menores con y sin costura	+15.0
	-12.5
Mayores que 7.29 (2.875) pero menores que 50.8 (20.0) con y sin costura.	+15.0
	-12.5
50.8 (20.0) y menores con costura	+19.5
	-8.0
50.8 (20.0) y mayores sin costura	+17.5
	-10.0

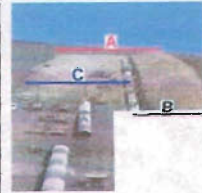
Tabla 10. Porcentaje de tolerancia por fabricación en el espesor de pared y referida al API 5L, tabla 9, y no serán reducidas en ninguna parte del tubo.

1.1.7.12 Requisitos adicionales para el diseño.

1.1.7.12.1 Derecho de vía. El ancho mínimo del derecho de vía, de acuerdo a la tabla:

Tabla 11 Ancho mínimo del derecho de vía

Diámetro (pulg)	Ancho del derecho de vía (metros)		
	A	B	C
De 4 a 8	10	3	7
De 10 a 18	13	4	9
De 20 a 36	15	5	10
Mayores de 36	25	10	15



- A: Ancho total del derecho de vía.
- B: Ancho de la zona de alojamiento del material producto de la excavación, medido desde el centro de la zanja.
- C: Ancho de la zona de alojamiento de la tubería durante el tendido, medido desde el centro de la zanja.

La separación entre ductos dentro de la misma zanja debe ser de 1.00 m como mínimo y la separación entre ductos en diferente zanja debe ser de 2 m como mínimo de paño a paño.

1.1.7.12.2 Enterrado del ducto. El colchón mínimo de suelo que debe tener el ducto es el indicado en las Tablas 12 y 13 para Gas y Líquido respectivamente.

Localización	Excavación Normal (m)	Excavación en Roca ⁽¹⁾ (m)	
		⁽²⁾ ≤ 20"	⁽²⁾ > 20"
Clase 1	0.60	0.30	0.45
Clase 2	0.75	0.45	0.45
Clase 2 y 3	0.75	0.60	0.60
Cunetas en caminos públicos y Creces con ferrocarril (todas las localizaciones)	0.90	0.60	0.60

(1) La excavación en roca es excavación que requiere explosivos.

(2) Diámetro de la tubería.

Tabla 12. Colchón mínimo de suelo en línea regular para Gas.

Localización	Excavación Normal ⁽²⁾ (m)	Excavación en Roca ⁽¹⁾ (m)
Área industrial, comercial o residencial.	0.90	0.60
Cruce en ríos y arroyos	1.20	0.45
Cunetas en caminos públicos y Creces con ferrocarril.	0.90	0.60
Cualquier otra área.	0.75	0.45

Tabla 13 Colchón mínimo de suelo en línea regular para líquido.

En donde circulen vehículos, tractores, maquinaria pesada y vehículos de carga, la profundidad del tubo enterrado directamente sin el uso de camisas de protección, debe ser de 3 m.

1.1.8 Expansión y flexibilidad.

El ducto debe diseñarse con la suficiente flexibilidad para absorber una posible expansión o contracción que pueda accionar esfuerzos en el material.

En ductos superficiales, la flexibilidad se debe obtener mediante el uso de codos, omegas y cambios de dirección o utilizando juntas de expansión para absorber los cambios térmicos. Si se utilizan juntas de expansión, se deben instalar anclas de resistencia y rigidez suficiente para soportar las fuerzas en los extremos debidas a efectos térmicos u otras causas.

1.1.9 Selección del material de la tubería.

Los materiales y la tolerancia a la corrosión de un sistema de tubería, deben seleccionarse teniendo en cuenta la experiencia probada, los datos del diseño de presión, temperatura, tipo de fluido, composición, densidad, corrosividad, etc. de los fluidos a manejar y de lo establecido en el manual "Corrosión Data Survey" editado por la National Association of Corrosión Engineers (NACE)

1.1.10 Inspección y registro de materiales.

Se debe realizar una inspección visual a la tubería. No se acepta tubería usada o de otra especificación que no sea la indicada.

Se deben presentar los registros de prueba FAT (Pruebas de aceptación de fabricación), certificados de calidad y la garantía del fabricante o proveedor de todos los materiales y en su caso, el pedimento de importación si son de procedencia extranjera.

Los materiales (válvulas, conexiones, tubería, accesorios, recubrimientos, etc.) se deben inspeccionar visualmente para verificar el estado físico de los mismos, con la finalidad de corroborar que cumplen con la calidad y cantidad requerida; en el caso de observarse algún golpe o daño en alguno de ellos, dicho material debe ser retirado para su evaluación y/o sustitución.

El fabricante o proveedor entregará al usuario o diseñador los certificados de calidad.

1.1.11 Trazo y nivelación.

Se debe hacer una nivelación del terreno en caso de que éste en malas condiciones para que se facilite los accesos, el trazo de terreno y la excavación de la zanja. Es responsabilidad del constructor el restablecer las condiciones de cualquier propiedad que haya sufrido daño.

1.1.12 Apertura y ampliación.

El derecho de vía debe quedar libre de cualquier obstáculo, para que el terreno este listo para la conformación y excavación de la zanja.

1.1.13 Caminos de acceso.

Estos caminos son provisionales durante el tiempo que dure la obra.

1.1.14 Excavación de la zanja.

La excavación para la profundidad de la tubería de ser de acuerdo al inciso 1.7.12.1.

1.1.15 Tendido.

El tendido de tubería debe efectuarse acomodando los tubos a lo largo del derecho de vía uno tras otro pero traslapados entre 5 y 10 cm., paralelos a la zanja, sin provocar derrumbes. Esta operación debe realizarse sin que los tubos sufran ningún daño.



1.1.16 Alineado.

El alineado debe efectuarse, juntando los tubos extremos a extremo para preparar el ducto que se debe colocar paralelo a la zanja.

1.1.17 Soldadura

La unión de los ductos debe ser directa tubo a tubo, tubo con conexiones, tubo con válvulas y deben ser del mismo ó diferente espesor de pared que la tubería por los siguientes procedimientos: soldadura por arco sumergido (SAW), soldadura por resistencia eléctrica (REW), manual, semiautomático, automático, etc. Estos procedimientos de soldadura serán calificados y realizados por soldadores altamente calificados de acuerdo con lo que especifica la última edición del código **ASME Sección IX, artículo II y III** o por el código **API STD 1104, secciones 1 y 2**.

Los procedimientos de soldaduras, serán del tipo que sea más conveniente y deberán garantizar su impermeabilidad y resistencia en las condiciones de trabajo.

1.1.18.1 Calificación de procedimientos de soldadura.

Antes de iniciar la unión de soldadura en el ducto, debe ser calificada la especificación del procedimiento de soldadura que se usará, para asegurar que las soldaduras tengan propiedades mecánicas apropiadas de acuerdo a la especificación de la tubería. La calidad de la soldadura debe ser determinada por pruebas destructivas y no destructivas. Así mismo, la calificación del procedimiento de soldadura debe ser certificada por un organismo reconocido. La calificación del procedimiento, debe efectuarla un inspector de soldadura acreditado por la AWS (American Welding Society) o EWF (European Welding Federation).



Cada procedimiento de soldadura especificado en el proyecto debe ser calificado e incluir como mínimo los siguientes parámetros que se enuncian en la Tabla 14.

Tabla 14. Variables que deben incluirse en el procedimiento de soldadura.

ASPECTO	DESCRIPCION
Proceso	El proceso específico de soldadura de arco o el proceso de soldadura con gas, manual, semiautomático, automático o combinado.
Materiales	Materiales, tubos y conexiones de tuberías, API-5L u otros materiales de especificaciones ASTM , acero al carbono, agrupados según el Esfuerzo de Fluencia Mínimo Especificado, además de comprobar la compatibilidad de las propiedades metalúrgicas de los metales base y relleno, tratamientos térmicos y propiedades mecánicas.
Diámetro y espesor	Diámetro interior y exterior Espesor de pared (pulg). (pulg).
Diseño de la junta	Forma de la ranura y ángulo del bisel, tamaño de la cara de la raíz y abertura de la raíz o espacio entre miembros a tope. Forma y tamaño del cordón de soldadura. (Ver inciso tipos de soldadura 1.18.5)
Metal de aporte y número de cordones	Tamaño y número de clasificación del metal de aporte, número mínimo y secuencia de cordones.
Posición	Rolado o soldadura de posición fija.
Dirección de la soldadura	Vertical ascendente o descendente.
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.
Temperatura entre pasos.	Temperatura máxima entre el cordón anterior y el subsecuente.
Limpieza	Herramientas motrices, herramientas de mano.
Pre y pos-calentamiento	Relevado de esfuerzos, métodos, temperatura, métodos de control de temperatura.
Número de soldadores.	Número de soldadores por junta.

La información de cada procedimiento calificado debe ser anotada en registros que muestren los resultados completos de las pruebas del procedimiento. Los registros deben ser iguales o semejantes a lo señalado en la Tabla 15.

Tabla 15. Registro de calificación del procedimiento de soldadura.

		Prueba No.	
Localización		Fecha	
Constructor			
Cedula	Cuadrilla	Inspector	
Fecha	Estado Soldadura de rolado en patio	Soldadura posición fija	
Soldador		Hora	Temperatura °F
Estado Atmosférico			
Uso de la pantalla contra viento		Tensión Volts	Corriente Amp.
Maquina de soldar utilizada		Tamaño	
Marca de fábrica del electrodo			
Tamaño del refuerzo			
Marca de tubos		Clase	
Espesor de pared	D.E	lb/ft	Longitud del tramo
Cordón Número 1 2 3 4 5 6 7		Cupón marcado	1 2 3 4 5 6 7
Tamaño del electrodo		Original	
No. Del electrodo		Dimensión placa	
		Area original de placa pulg ²	
		Carga máxima	
		Resistencia a la ruptura	
		Localización de fractura	
Procedimiento	Prueba calificada	Calificado	
Soldador	Linea probada	Descalificado	
Tensión máxima _____	Tensión mínima _____	Tensión promedio _____	
Nota sobre tensión			
1			
2			
3			
4			
Nota sobre prueba de soldado			
1			
2			
3			
4			
Nota sobre prueba de sanidad por ranura y ruptura			
1			
2			
3			
4			
Prueba hecha a		Fecha	
Probado por		Supervisado por	
Nota: puede usarse para reportar tanto la "Prueba de calificación de procedimiento" como para la "Prueba de calificación de soldaduras".			

1.1.18.2 Calificación de los soldadores.

Los procedimientos de soldadura, así como los soldadores que ejecuten estas labores en el campo, deben ser calificados de acuerdo con lo que especifica la última edición del código **ASME Sección IX, artículo II y III** o por el código **API STD 1104, secciones 1 y 2**.

Los soldadores deben ser calificados cada vez que cambien las condiciones o parámetros que sirvieron de base para la calificación.

La calificación de los soldadores se efectuará por medio de: inspección visual, inspección radiográfica y pruebas destructivas, de acuerdo a la sección 6 del API-1104 o equivalente.

1.1.18.3 Inspección y pruebas de soldadura

- ◆ Las inspecciones y pruebas de las soldaduras, serán designadas por el usuario y deben cumplir con lo estipulado en la última edición de código ASME Sección V, Art. II o por API STD 1104 Sección 5 párrafo 5.2 y 5.2.
- ◆ El personal encargado de la construcción debe mostrar al usuario, las placas y reportes radiográficos de soldaduras inspeccionadas como son:
 - Aceptadas, rechazadas, reparadas y/o sustituidas.
 - Entregar placas y reportes radiográficos en grupos correspondientes a los planos de trazo general por secciones de 3 km.



- ◆ Las placas radiográficas de las soldaduras deben tener indicadas las referencias necesarias para la identificación y localización de la junta en campo, como son:
 - Sistemas de tuberías, diámetro
 - Tramo ó sección del sistema inspeccionado
 - Kilometraje, número progresivo de la junta en caso de surja cualquier discontinuidad de la soldadura puedan ser localizadas inmediatamente (Ref. API STD 1104 Sección VIII párrafo 8.1.8). Las placas radiográficas deben aparecer visibles el penetrómetro correspondiente.
- ◆ El personal técnico encargado de tomar, revelar e interpretar radiografías de uniones soldadas, así como el de reportar resultados de la inspección, debe tener y presentar documentación que lo acredite como técnico calificado en inspección no destructiva y además reunir los requisitos siguientes (Ref. API STD 1104 Sección V, párrafo 5.3 a 5.4):
 - Identificación con validez oficial.

- Identificar normas conforme a la cual fue calificado y los procedimientos de inspección no destructiva (IND).
- Institución u organismo que expide la documentación.



- ◆ Los procedimientos y registros de inspección no destructiva (IND) para los cuales un técnico podrá ser calificado son los siguientes (Ref. API STD 1104 Sección V, párrafo 5.4.1 al 5.6.3.2):
 - Inspección radiográfica (IR).
 - Inspección con partículas magnéticas (IPM).
 - Inspección ultrasónica (IU).
 - Inspección con líquidos penetrantes (ILP).

1.1.18.4 Inspección Radiográfica.

Todas las soldaduras deben inspeccionarse con radiografía al 100%, por solo una vez no se aceptaran reparaciones. Los resultados de inspección deben cumplir con el estándar API-1104, "Standard for welding pipelines and related facilities", y código ASME "Boiler and pressure vessel code" section IX.

Personal técnico. El personal técnico encargado de la inspección radiografía, deberá estar capacitado, calificado y certificado con los siguientes niveles:

- ◆ **Técnico nivel I en la técnica radiográfica.** Efectúa correctamente la calibración y el ajuste de un equipo de inspección y realiza una inspección específica para aplicar los criterios de aceptación o rechazos definidos.
- ◆ **Técnico nivel II en la técnica radiográfica.** Supervisa las actividades para un nivel I; e interpretar los resultados obtenidos durante una prueba, evaluándolos conforme a un código, norma o especificación aplicable. Debe ser responsable de preparar instrucciones de inspección, de organizar, revisar y emitir los dictámenes de los resultados de las pruebas efectuadas por él o bajo su supervisión.

1.1.18.5 Tipos de soldadura.

1.1.18.5.1 Soldadura a tope.

Es la soldadura que se deposita en la ranura tipo "V" (sencilla o doble) o en "U" (sencilla o doble), entre dos elementos situados en el mismo plano (a tope) y cuyos bordes están en contacto.

1.1.18.5.2 Soldaduras de filete.

Es toda soldadura de sección triangular aproximadamente, depositada entre dos superficies en ángulo recto en una junta a traslape, en te o en rincón.

1.1.18.6 Protección anticorrosiva en juntas de campo.

Una vez dado el visto bueno se aplicara el recubrimiento compatible con el utilizado en la planta.

Una vez aceptada la unión de la soldadura por el personal certificado, se debe llevar a cabo la protección anticorrosiva en ambos extremos de la tubería previamente unida (dejando 5 cm a cada extremo biselado de la tubería), ver figura:



Se debe tener cuidado durante todas las fases de la construcción de no dañar el recubrimiento anticorrosivo.

1.1.18.7 Prueba dieléctrica del recubrimiento.

Antes de bajar la tubería a la zanja, se debe correr el detector dieléctrico a todo el tendido de la tubería. Este detector dieléctrico sirve para verificar cualquier defecto del recubrimiento.

La operación del detector dieléctrico es localizar las grietas, poros ó cualquier discontinuidad que no se aprecie a simple vista en el recubrimiento haciendo pasar un electrodo sobre la superficie recubierta de un tubo conectado a tierra, al encontrarse una discontinuidad, se produce un arco eléctrico que cierra un circuito con alarma audible y/o visual.



1.1.18.8 Bajado y tapado.

Se debe tener cuidado de no dañar el recubrimiento anticorrosivo durante el bajado y relleno de la zanja. Después del tapado se debe emparejar el terreno.

1.1.19 Prueba hidrostática.

Antes de operar el ducto se realiza una serie de actividades para garantizar la integridad de las instalaciones y la eficiente operación de la línea. Una de estas actividades es la prueba hidrostática que consiste en presurizar con agua de 2 o 3 veces la presión normal de operación, con lo que se asegura la hermeticidad de

las instalaciones y la resistencia de los materiales utilizados en la construcción del ducto.

1.1.19.1 Requisitos mínimos para realizar la prueba.

- ◆ El procedimiento detallado debe hacerse conforme al código API 1110. La presión mínima de prueba será de acuerdo al ASME B 31.4, B31.8 y API 5L.
- ◆ Incluir diagramas que indiquen las longitudes, elevaciones y localizaciones de los segmentos a probar.
- ◆ Responsables de realizar la prueba.
- ◆ Presiones de diseño, operación y prueba.
- ◆ Prohibido utilizar accesorios improvisados para la ejecución de la prueba.

Todos los ductos nuevos, rehabilitaciones e instalaciones superficiales, deben someterse a una prueba hidrostática para comprobar su hermeticidad.

La prueba se debe hacer después de la corrida de diablos: Primero con el diablo de limpieza interior y después con el diablo geométrico. El equipo mínimo necesario para la realización de la prueba hidrostática debe incluir: bomba de gran volumen, filtro para asegurar una prueba limpia, bomba de inyección de inhibidores de corrosión, instrumentos de medición, válvula de alivio y bomba para presurizar el ducto a niveles mayores a los indicados en el procedimiento de prueba.

El agua que se utilice debe ser neutra y libre de partículas en suspensión

La duración de la prueba será de 8 horas mínimo y 4 horas en tubería (tramo corto).

El valor de la presión para la prueba hidrostática debe ser de 1.25 la presión de diseño.

Después de hacer la prueba hidrostática, los ductos, válvulas y accesorios serán drenados completamente para evitar daños por congelamiento o por corrosión.

Todos los dispositivos de seguridad como indicadores de presión, válvulas de seguridad, válvulas de relevo, reguladores de presión, etc. Deben ser calibrados para corroborar que están en buenas condiciones mecánicas, capacidad adecuada, efectividad, confiabilidad de operación para el servicio a que se destinan, funcionamiento a la presión correcta. En caso de que algún dispositivo no cumpla, se debe reemplazar por otro que satisfaga las especificaciones de diseño, así como su correcta instalación.

Al comprobar satisfactoriamente las pruebas de las tuberías, se deben hacer todas las conexiones necesarias para eliminar el agua por medio de diablos o esferas corridas con aire.

Como alternativa para realizar la prueba hidrostática; es una prueba neumática, en cuyo caso el fluido de prueba será algún gas inerte. La presión de prueba debe ser 125% de la presión máxima de operación y el tiempo mínimo de prueba de 8 horas.

El equipo mínimo requerido para la realización de la prueba neumática incluye: dispositivo de alivio de presión, indicadores de presión y radios de intercomunicación.

1.1.19.2 Limpieza interior.

Después de realizarse la prueba hidrostática, se deben correr los diablos de limpieza para desprender, residuos que hayan quedado en el interior de la tubería.

1.1.19.3 Inspección con diablo geometra.

Se debe realizar la inspección interior del ducto completo, mediante una corrida de diablo geometra y diablo de geoposicionamiento. Lo anterior con el fin de tener un punto de referencia de las condiciones reales de la tubería al inicio de sus operaciones y comprobar si durante la construcción no hubo problemas de aplastamiento por circulación de tractores y/o equipo pesado y/o vehículos de carga sobre la tubería enterrada.

1.1.19.4 Reacondicionamiento del derecho de vía.

Se debe hacer una limpieza general del derecho de vía, despejándolo de toda clase de desperdicios que hayan quedado en él.

Todo el material debe ser de vuelta a la zanja, la operación de relleno debe hacerse a mano o con el equipo adecuado.

Eliminar todos los residuos que formen compuestos ácidos por putrefacción y se deben restaurar los terrenos atravesados por la tubería.

Deben usarse materiales nuevos en las reparaciones. Las reparaciones deben quedar con las mejores condiciones que antes y quedar a la satisfacción del propietario o inquilino.

1.1.19.5 Señalización.

Se deben colocar las señales necesarias para la localización e identificación de las instalaciones.

1.2 Instalaciones Superficiales y Obras Especiales.

Las instalaciones superficiales y obras especiales son aquellas que interrumpen la línea regular.

Las *instalaciones superficiales* más importantes son: Bayonetas (interfase tubo-suelo), válvulas de seccionamiento, trampas de diablos, estaciones de regulación y medición, estaciones de compresión y rebombeo, etc.

1.2.1 Válvulas de seccionamiento.

Los ductos para transporte de hidrocarburos deben contar con válvulas de seccionamiento para limitar el riesgo y daño por derrame accidental ocasionado por ruptura del ducto y facilitar así el mantenimiento del sistema.

El diseño, construcción, modernización, ampliación y rehabilitación de las válvulas de seccionamiento, deberán soportarse robustamente sobre mochetas, guías y anclajes adecuados para evitar vibraciones, sobre-esfuerzo originado por la expansión y contracción de la tubería, corridas de diablos, etc. Por los criterios establecidos por los estudios de mecánica de suelos y análisis de flexibilidad para que se construyan.

Se debe verificar que el piso donde se colocará la trampa de diablos se encuentre sin desniveles.

Dichas válvulas serán instaladas en lugares de fácil acceso y protegidas para evitar daños o alteraciones intencionales o por terceros.

Las válvulas deben ser lubricables con mecanismos de operación fácil y rápida.

Todas las tuberías, válvulas y accesorios se deben probar a los mismos límites de presión del ducto principal.

Las tuberías de la línea regular y la de las válvulas de seccionamiento deben ser del mismo diámetro para asegurar el paso de diablos

La línea de desfogue debe descargar en un área que evite daños a instalaciones, derecho de vía y propiedades de terceros

Deben ir instaladas en los siguientes puntos:

- * En cada conexión ramal (lateral) al ducto principal, de manera que su ubicación sea lo más cercano a ésta.
- * Antes y después de cruces con ríos, lagos o lagunas que tengan más de 30 m de ancho.
- * Antes y después del cruce de fuentes de abastecimiento de agua para consumo humano.

En los ductos que transporten hidrocarburos líquidos en áreas industriales, comerciales o residenciales, la máxima separación de las válvulas de seccionamiento, debe ser a 12 Km.

En ductos que transporten gas, la localización de las válvulas de seccionamiento, debe estar de acuerdo con las clases de localización.

Clasificación por Clase de Localización	Espaciamiento máximo (km)
1	30
2	20
3	10
4	5

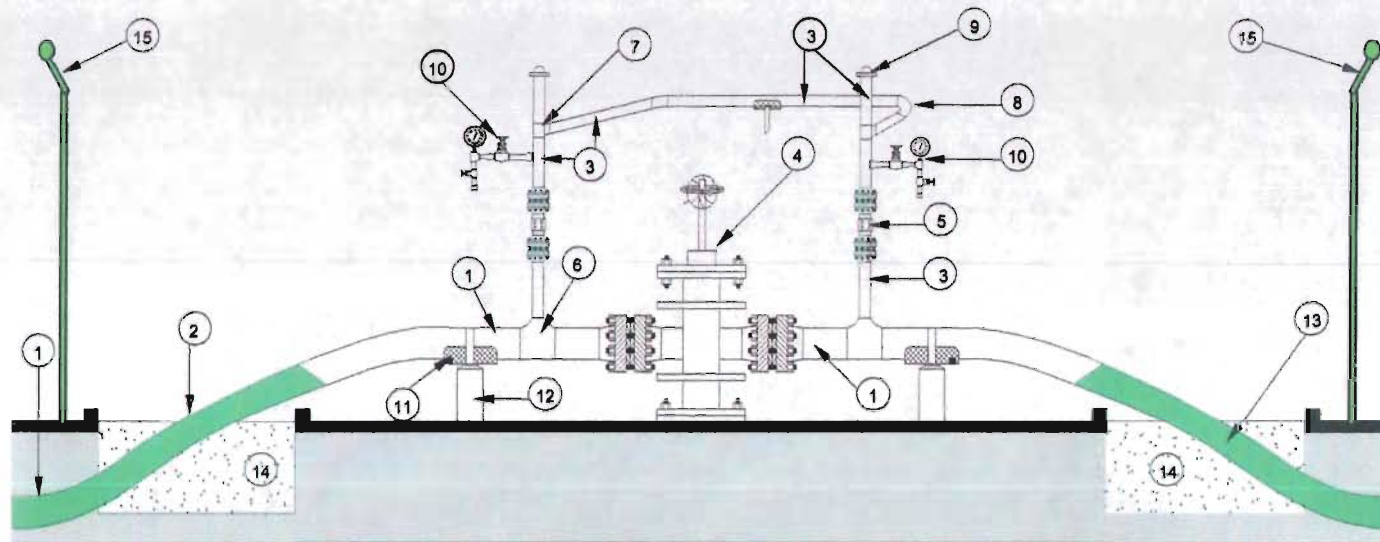
Tabla 16 Espaciamiento máximo de las válvulas de seccionamiento para ductos que transportan gas.

Para el suministro de válvulas de seccionamiento, deberá incluir el reporte de prueba de hermeticidad de alta presión y los certificados de conformidad de prueba hidrostática y de materiales de los fabricantes, así como las recomendaciones de los fabricantes.

INCORRECTO



TÍPICO DE INSTALACIÓN QUE SE DEBE INCLUIR EN EL DISEÑO Y CONSTRUCCIÓN



Descripción	MATERIAL	ESPECIFICACIÓN
1. Línea regular.	Acero al carbono	API 5L, SMLS
2. Bayoneta.	Acero al carbono	API 5L, SMLS
3. Tubería.	Acero al carbono	API 5L, SMLS
4. Válvula de compuerta.	Acero al carbono	API 600#, Ext. Bridados (RTJ)
5. Válvula de tapón.	Acero al carbono	API 600 #, Extremo Bridados (RTJ)
6. Teo reducida.	Acero al carbono	ASTM A-234 Gr. WHPY
7. Teo recta.	Acero al carbono	ASTM A-234 Gr. WHPY
8. Codos 90°/45°/R.L.	Acero al carbono	ASTM Gr. WPHY
9. Tapa de venteo vertical (chamela).	Acero al carbono	ASTM A-105, soldada. 6000# ANSI, cédula 160, ASTM A-105, extrem plano.
10. ABN, para un Indicador de Presión.		
11. Placa de arrastre, con testigo de 1/4"Ø.	Acero al carbono	API 5L
12. Mochetas, de concreto armado.	FBE	
13. Protección mecánica.	Grava	
14. Registro de grava.	Acero Inoxidable	
15. Malla de alambre		

1.2.2 Trampas de Envío y Recibo de Diablos, (TERD).

Se deben instalar TERD en las terminales de línea principal para limpieza, mantenimiento, inspección y evaluación de la integridad mecánica del ducto.

La tubería de la TERD será de acero al carbón API 5L grados X-42 a X-80, clase 600 # ANSI, con grado igual al de la tubería principal, el cual nunca será menor a X-42, con o sin costura, en caso de que sea con costura longitudinal recta únicamente se aceptara por el proceso de doble soldadura de arco sumergido (DSAW) y las dimensiones como son: diámetros nominales, diámetros externos, espesores de pared, diámetros internos, etc. Se establecen en las tablas 6A, 6B 6C del código API 5 L y cédulas de acuerdo al código ANSI B 36.10

Todos sus componentes (las tuberías, conexiones de tubería, válvulas y accesorios), como mínimo deben ser acordes a la especificación de diseño del ducto principal, y deben satisfacer sobradamente los máximos niveles de esfuerzo del ducto principal, y probarse a las mismas presiones de prueba que el ducto principal.

El diseño y construcción de las TERD, deberán soportarse robustamente sobre mochetas, guías y anclajes adecuados para evitar vibraciones, sobre-esfuerzo originado por la expansión y contracción de la tubería, corridas de diablos, etc; en la infraestructura de estos equipos. Con los criterios establecidos por los estudios de mecánica de suelos y análisis de flexibilidad para que se construyan.

Se debe verificar que el piso donde se colocará la trampa de diablos se encuentre sin desniveles.

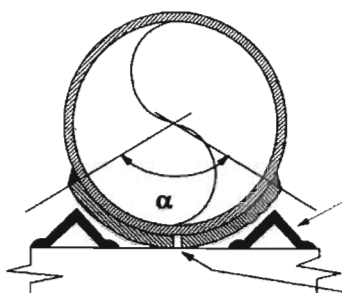
1.2.2.1 Componentes que forman parte de la TERD.

- ◆ La cubeta a instalar será de diámetro 4 pulgadas más grande que el diámetro nominal de la tubería principal.
- ◆ El diámetro de la tubería del by-pass y de pateo de la trampa será igual al de la tubería principal, para asegurar lanzamientos y recepciones eficientes de diablos, abriendo y cerrando válvulas al 100%
- ◆ La tapa o (chamela) debe ser abisagrada de apertura y cierre rápido, con la finalidad de reducir riesgos de golpes al personal durante la operación de apertura y cierre de la tapa, de sello hermético, clase 600# ANSI y soldable directamente a tubería API 5L grados de X-42 hasta X-80; diámetro interior igual al de la tubería de la cubeta.
- ◆ Doble válvula esférica en TERD de diablo, líneas de pateo y de desfogue para permitir una eficaz hermeticidad, a acepción de la última válvula de la línea de desfogue que será de tipo compuerta.
- ◆ Doble indicador de presión, para asegurar el depresionamiento en ambos lados del diablo.
- ◆ Válvula de seguridad en cubeta, para prevenir posible presionamiento por expansión térmica.
- ◆ Indicador de paso de diablo en lado cubeta
- ◆ Reducción excéntrica entre cubeta y línea regular para guiar correctamente el diablo durante su lanzamiento o recepción.
- ◆ Tee recta guiada para evitar cabeceo y atoramiento del diablo.

- ◆ El radio de curvaturas de la bayoneta se construirá de tal forma que evite un paso forzado de los diablos, o que estos se atoren.
- ◆ Junta aislante monoblock, para aislar los voltajes utilizados y proteger catódicamente la línea regular, evitando fugas de corriente. La junta monoblock será de clase 600# ANSI de 3" a 48" diámetro nominal, espesor igual que la tubería principal de acuerdo al API 5L grados X-42 A X-80 y soldable. La junta monoblock (junta monolítica de aislamiento) deberá probarse en fábrica (presión de prueba, prueba de voltaje y resistencia eléctrica; prueba hidráulica a 1.5 veces la presión de operación de acuerdo al ANSI).
- ◆ La línea de desfogue deberá descargar en un área alejada para evitar daños a instalaciones, derecho de vía y propiedades de terceros.

1.2.2.2 Diseño de la soportaría.

Placa de arrastre en soportes de tubería



Diámetro Nominal (pulgadas)	Ángulo α
2 - 60	120°

Guías tipo ángulo, con soldadura continua en ambos lados y de igual longitud al ancho de la placa.

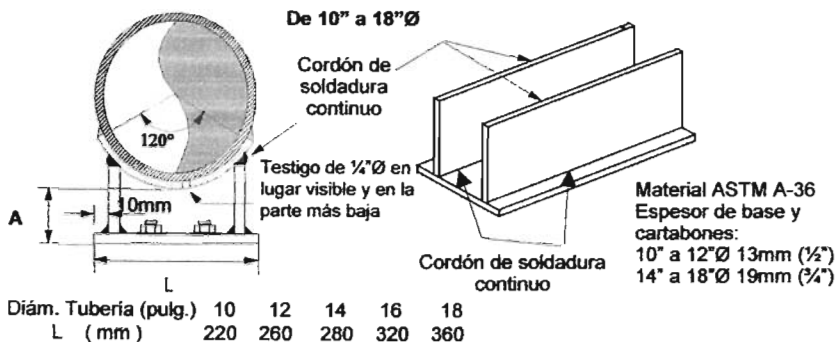
Testigo de $\frac{1}{4}''\varnothing$ en lugar visible y en la parte más baja. El testigo se debe hacer antes de soldar la placa de arrastre a la tubería

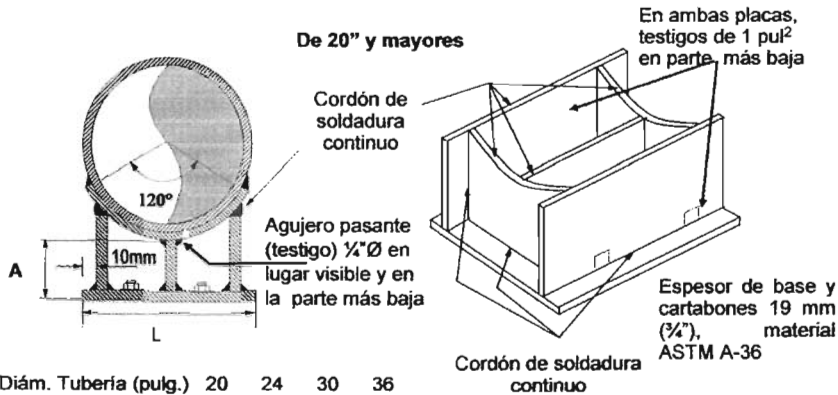
Placa de arrastre para proteger la tubería durante las elongaciones y contracciones del circuito en todos sus apoyos: marcos elevados y mochetas. Fabricado del mismo material y espesor de pared que el tubo.

SOPORTE DE TUBERÍA

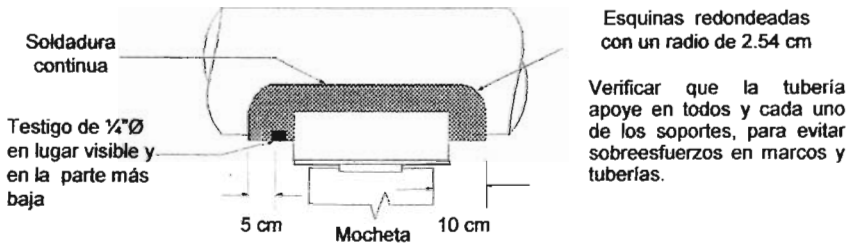
Soportes "guías"

De 10" a 18"Ø

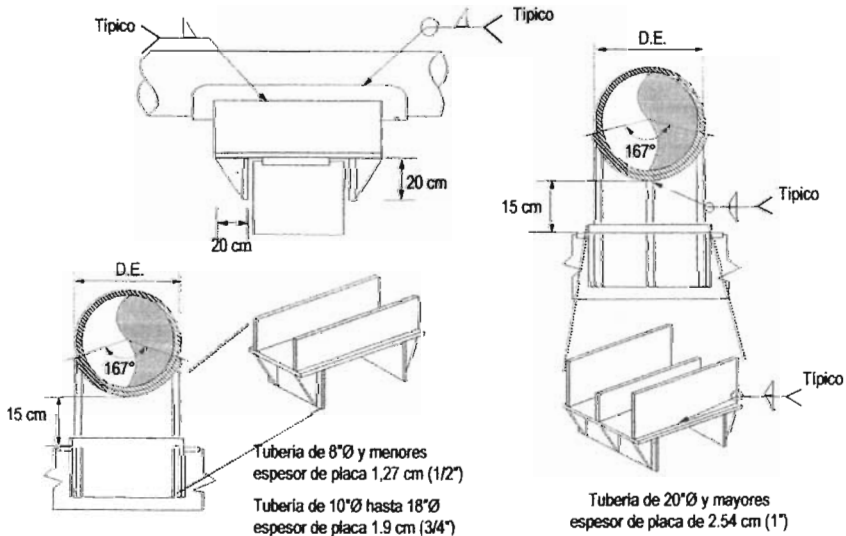




La altura "A" debe tener 75 mm como mínimo.

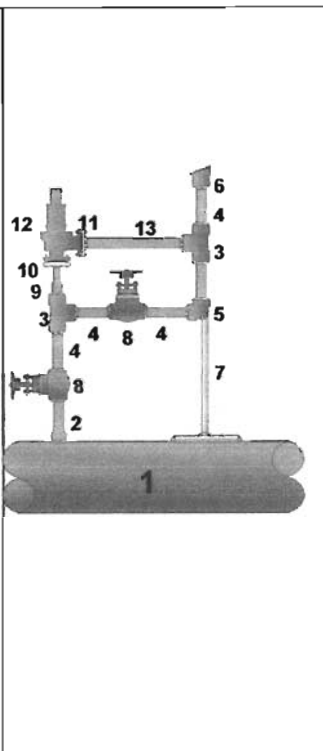


Soporte "anclas"



1.2.2.3 Arreglo mínimo requerido para la instalación de las válvulas de seguridad y venteo.

1. Cabezal o cubeta de trampa de acero al carbono API 5L.
2. Nipolet.- De 2" Ø - 6000# ANSI, 3 ½" de longitud cédula 160, acero al carbono ASTM-A-105 extremo plano.
3. Tee recta.- De 2" Ø-6000# ANSI, acero al carbono ASTM-A-105, caja para soldar.
4. Niple.- De extremos planos sin costura, 2" Ø x 3" de longitud, cédula 160 o XXS, ASTM A-106 grado B.
5. Codo 90 grados radio largo.- De 2" Ø 6000# ANSI, acero al carbono ASTM-A-105, caja para soldar.
6. Tapa abatible para venteo (Hinged flapper).- De 2" Ø-6000# ANSI, acero al carbono ASTM-A-105, caja para soldar.
7. Soporte.- Tubería de acero al carbono sin costura 1" Ø, cédula 160, ASTM A 106 grado B, soldada en codo de 90° y en placa rolada, de material acero al carbono 4" x 4" x 1/2", ASTM A 283 grado C (aplicar soldadura de filete en todo el perímetro de la placa).
8. Válvula de compuerta de 2" Ø clase 600/800# ANSI.
9. Reducción swage de 2" por 1" Ø, extremos planos, 6000# ANSI, cédula 160 o XXS, ASTM-A-106 grado B
10. Brida tipo inserto soldable (socket - weld), de 1" Ø; clase 600# ANSI, cara realizada (RF), acero al carbono forjado ASTM A-105, dimensiones de acuerdo al ANSI B16.5.
11. Brida tipo inserto soldable (socket - weld), de 2" Ø; clase 300# ANSI cara realizada (RF), acero al carbono forjado ASTM A-105, dimensiones de acuerdo al ANSI B16.5.
12. Válvula de alivio de 1" Ø clase 600# ANSI, cara realizada (RF), por 2" Ø clase 300# ANSI cara realizada (RF), de acero al carbono ASTM A 216 grado WCB (para liberar la presión por expansión térmica del fluido).
13. Niple.- De extremos planos sin costura, 2" Ø, ajustar longitud, cédula 160 o XXS, ASTM A-106 grado B.



1.2.2.4 Indicador de paso de diablos.

Se instalará en el tramo recto de la tubería, entre las dos de válvulas de seccionamiento, un indicador de paso de diablo; para asegurar el paso completo del diablo, ya sea en el envío o el recibo. El indicador de paso puede ser del tipo extendido de señal visual, eléctrico o bidireccional.

TIPO EXTENDIDO DE SEÑAL VISUAL: Niple de acero al carbono sin costura de 2" Ø roscado ASTM A 106 grado B, cédula 160, ensamble de flecha y conector, con tapa e indicador de acero inoxidable ASTM TP-316L.

TIPO EXTENDIDO INDICADOR ELÉCTRICO: Niple de acero al carbono sin costura de 2" Ø roscado ASTM A 106 grado B, cédula 160, ensamble de flecha y conector, con tapa e indicador de acero inoxidable ASTM TP-316L; indicador eléctrico de restablecimiento automático, a prueba de explosión, con micro switch (polo simple, doble tiro), leva, resorte, bracke t (puntal) y cubierta.

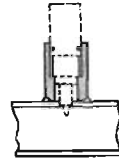
Tipos de montaje



Montado en nipolet 1 1/2" diámetro y válvula de bola



Montado en bridas



Montado en boss y soldado

1.2.2.5 Programa de labores de maniobras para el envío del diablo.

Actividad # 1: Aislar, despresurizar y cargar el diablo en la trampa de envío

- 1) Posición de válvulas en operación normal (previas al envío), I, II, III, IV, VI, E y las válvulas de desfogue F Cerradas y V = Abiertas
- 2) Cerrar la válvula PSV G instalada en la cubeta.
- 3) Abrir válvula de venteo atmosférica G para ventear residuos.
- 4) Abrir válvulas de desfogue F para limpiar de cualquier líquido acumulado la cubeta se encuentra ahora despresurizada y venteadada.
- 5) Abrir la charnela 01 e iniciar carga del diablo hasta la reducción 02.
- 6) Cerrar herméticamente charnela 01 y cerrar válvulas de desfogue F.

Actividad # 2: Presurizar y preparar el "pateo" del diablo.

- 1) Cerrar válvula de venteo atmosférica G.
- 2) Abrir la válvula PSV G ahora está alineada
- 3) Abrir válvula I
- 4) Abrir válvula III
- 5) Abrir lentamente el by-pass D de línea de pateo y abrir válvula VI para presurizar la TED y después de completar la total presurización abrir válvula IV y E totalmente y cerrar D y VI.
- 6) Abrir la válvula II; ahora la TED está cargada, presurizada y lista para el "pateo" del diablo.

La trampa de envío (TED) está presurizada, el diablo está cargado y listo para el lanzamiento (pateo)

Actividad # 3: Después de "patear" el diablo aislar y despresurizar la TED.

- 1) Restringir el flujo sobre la válvula E moviéndola poco a poco hasta cerrarla totalmente y cerrar totalmente V.
La presión alineada por detrás del diablo hará el efecto del lanzamiento o pateo
- 2) Una vez lanzado el diablo y comprobar su paso por las válvulas I y II; reabrir la válvula V
- 3) Cerrar válvulas II y IV

- 4) Abrir válvulas de desfogue F
- 5) Cerrar válvula III
- 6) Abrir válvula VI
- 7) Cerrar válvula I, VI y F
- 8) Checar cubeta depresionada a través de H y abrir venteo G
- 9) Abrir charnela 01 y asegurarse de la ausencia del "diablo"
- 10) Cerrar herméticamente charnela 01 y cerrar venteo G

1.2.2.6 Programa de labores de maniobras para recibo del diablo.

Actividad # 1: Presurizar y preparar TRD.

- 1) Posición de válvulas en operación normal (previas al envío), I, II, III, IV, VI, E y las válvulas de desfogue F Cerradas y V = Abiertas
- 2) Cerrar válvula de venteo atmosférica y abrir la válvula PSV en G instalada en la cubeta.
- 3) Abrir válvula III
- 4) Abrir lentamente el by-pass D de línea de pateo y abrir válvula VI para presurizar la TED y después de completar la total presurización abrir válvula IV y E totalmente y cerrar D y VI.
- 5) Abrir válvulas de desfogue F encender el quemador.
- 6) Abrir la válvula II; ahora la TRD está presurizada y lista para el "recibo" del diablo.
- 7) Checar el paso del diablo por K
- 8) Abrir válvula I y estrangular paulatinamente E hasta el cierre total
- 9) Cerrar V, para ser que el "diablo" penetre a la cubeta

Actividad # 2: Cuando el "diablo" haya entrado en la cubeta.

- 1) Abrir válvula V
- 2) Cerrar válvulas II y IV
- 3) F quedara abierta hasta que la cubeta haya sido depresionada
- 4) Abrir venteo G antes de abrir la charnela 01.
- 5) Cerrar F
- 6) Abrir charnela sacar la sucio y sacar el diablo.

TRAMPA DE ENVÍO/RECÍBO DE DIABLOS

A cubeta envío y recibo

$$D = 4" + d$$

donde:

D = diámetro nominal de la cubeta envío/recibo en in
d = diámetro nominal de la tubería principal en in

B Línea de pateo

C Línea de balance 4" de diámetro

D Línea igualadora de presión 2" de diámetro

E Directo (control de presión)

F Desfogua 4" de diámetro

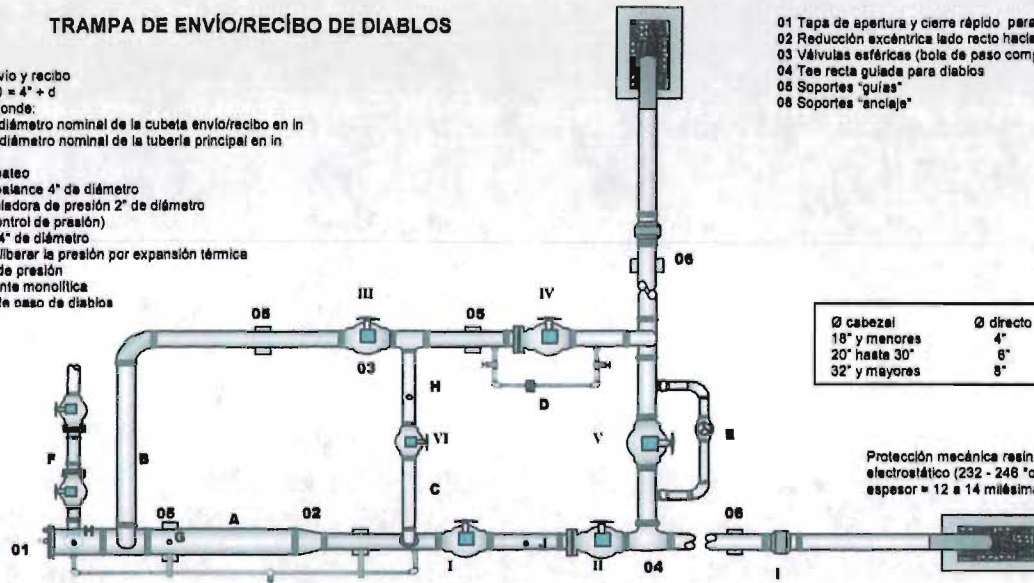
G PSV para liberar la presión por expansión térmica

H indicador de presión

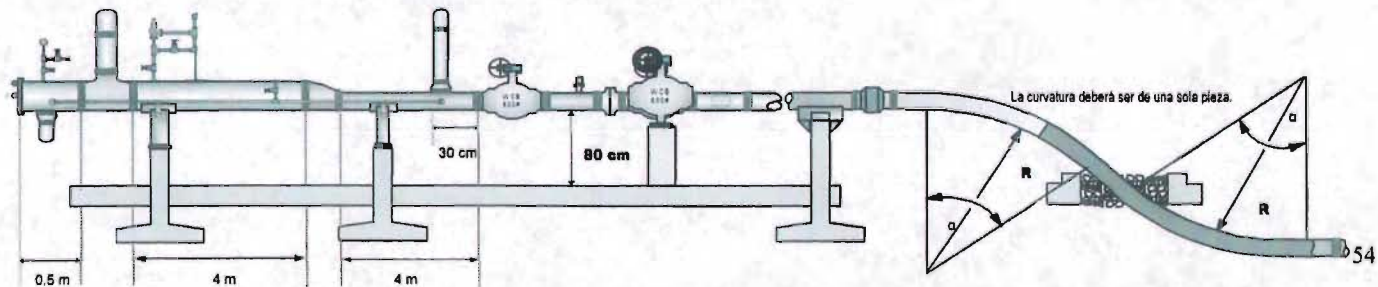
I Junta aislante monolítica

J Indicador de caso de diablos

- 01 Tapa de apertura y cierre rápido para recibo o envío de diablos
- 02 Reducción excéntrica lado recto hacia abajo
- 03 Válvulas esféricas (bola de paso completo)
- 04 Tee recta guiada para diablos
- 05 Soportes "guías"
- 06 Soportes "anclaje"



Protección mecánica resina epóxica depositada por spray electrostático (232 - 246 °c),
espesor = 12 a 14 milésimas de pulgada mínimo



1.2.3 Obras especiales.

Las obras especiales más importantes son: cruzamiento de corrientes fluviales, lagunas, esteros, pantanos, canales, presas, acueductos, cruces de vías de comunicación como ferrocarriles, carreteras y cualquier otro tipo de obstáculo que interrumpa la construcción de la línea regular.

El constructor es responsable de no interrumpir el tránsito de vehículos o el flujo de ríos durante la construcción de las obras especiales, por lo cual deberá proporcionar e instalar todos los señalamientos preventivos necesarios para la ejecución de la obra con el menor riego posible.

1.2.3.1 Cruces.

Comúnmente los sistemas de ductos para transporte de hidrocarburos cruzan en su ruta con una serie de obstáculos artificiales y naturales como son: ríos, lagos, pantanos, montañas, poblados, carreteras, vías férreas, tuberías, canales, etc. Estos cruzamientos se consideran como obras especiales dentro del proyecto, debido a que requieren de consideraciones específicas para su diseño y construcción dado que interrumpen la instalación de la línea regular.

1.2.3.2 Cruces como ríos o cuerpos de agua. Los cruzamientos de las tuberías con ríos, lagunas, barrancas, etc. Se deben hacer de dos formas, aéreos y subfluviales:

Para los **aéreos** se debe construir un sistema de soportaría similar a la de un puente, como se muestra en las figuras.

Instalación aérea. Se debe revisar que los cruces aéreos de canales de riego, ríos, barrancas, etc. Deben estar protegidas con doble capa de protección anticorrosiva exterior a base de materiales epóxicos aplicados por fusión sobre la superficie exterior de la tubería conductora.



CRUCES AÉREOS

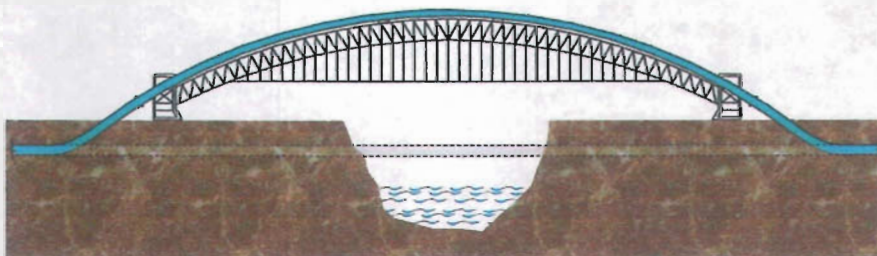
Incorrecto



Correcto



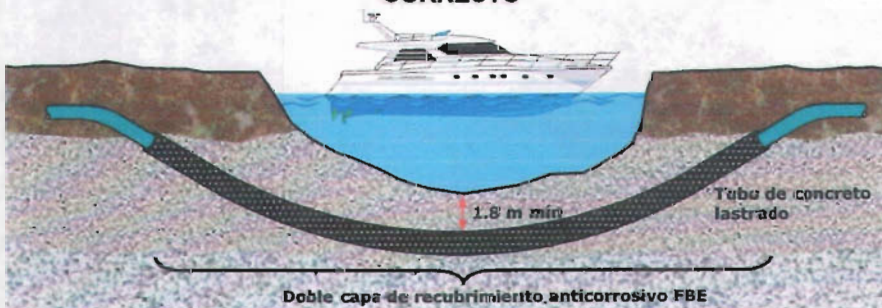
Puente de acero estructural para soportar los ductos de transporte en ríos chiquitos.



Para el segundo caso, la tubería debe instalarse bajo el fondo del río a una profundidad mínima de 1.8 m. para garantizar que el ducto quede fuera de la posible erosión del agua a todo lo ancho del cause.

En los cruzamientos subfluviales se deben usar tubos de concreto lastrado para ser instalados bajo el fondo del río o laguna.

CORRECTO



INCORRECTO



1.2.3.3 Estabilidad.

Todos los ductos sumergidos o aquellos tramos localizados en zonas pantanosas, áreas inundadas, cruces de ríos, etc., deben ser protegidos con lastre de concreto, contra las cargas hidrostáticas e hidrodinámicas y asentamientos diferenciales, por lo tanto la integridad mecánica de la tubería no es afectada.

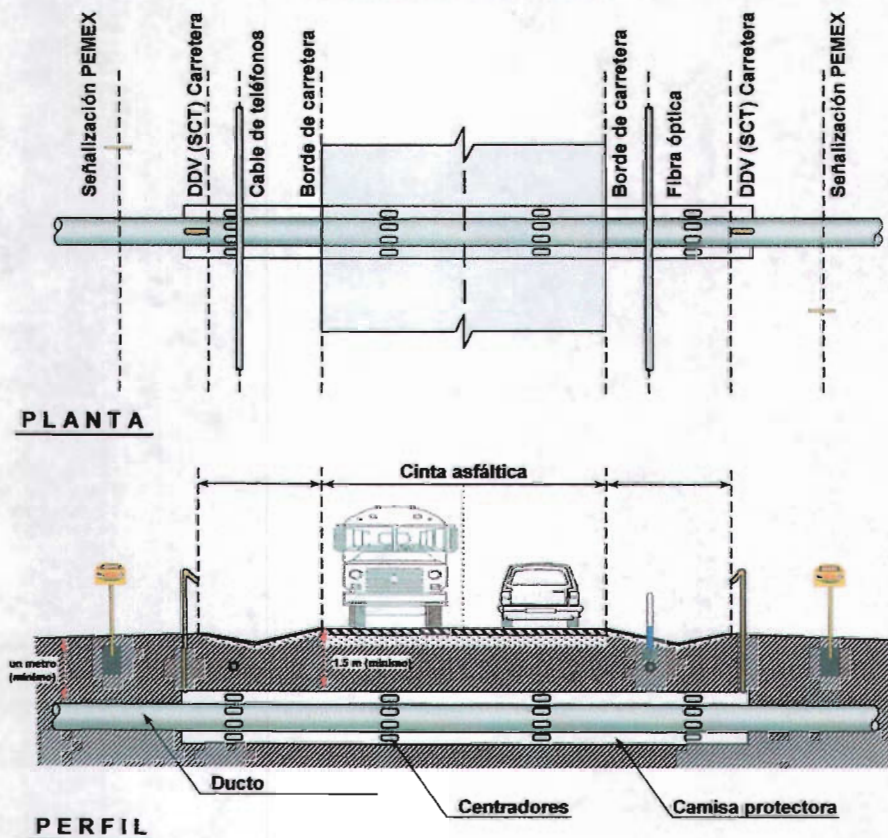
La estabilidad del ducto puede lograrse con la colocación de lastre de concreto, con un espesor mínimo de 2.5cm para cualquier diámetro.

1.2.3.4 Cruzamiento con vías de comunicación.

Los cruzamientos pueden realizarse colocando o no un encamisado. Los cruces deben ser perpendiculares al eje longitudinal de carreteras o vías férreas, en caso de no ser posible se permite una desviación máxima de 30° con respecto a la normal.

En los cruzamientos en vías de comunicación la tubería que transporta hidrocarburos debe quedar dentro de una tubería de protección (camisa de protección), debe instalarse a una profundidad de 1.5 m. como mínimo. La tubería y la camisa deben ser concéntricas y se conservarán en esa posición por medio de aisladores y centradores de fábrica. El espacio anular entre la tubería y el tubo protector debe estar sellado en los dos extremos y relleno con material que evite la entrada de agua, debiendo realizarse esta operación tan pronto como se haya introducido el ducto dentro de la camisa. La camisa debe diseñarse para soportar cargas externas y debe tener orificios para colocar ventilas hacia el exterior. La tubería y la camisa deben quedar eléctricamente aisladas (ver figura 5).

Figura 6. Camisa de Protección





La tubería enterrada sin el uso de camisas de protección, debe instalarse a una profundidad mínima de 3 m. desde el lomo superior de la tubería.

CAPITULO 2. PROTECCIÓN MECÁNICA DE TUBERÍAS.

2. Introducción.

En proyectos nuevos o rehabilitaciones para un sistema de tuberías de acero enterradas y/o sumergidas destinadas al transporte de hidrocarburos, se deben proteger mecánicamente con recubrimientos anticorrosivos avanzados, para evitar que las tuberías metálicas se deterioren por los efectos de la corrosión.

Con la implementación de medidas avanzadas de los polímeros sintéticos, tal es el caso del Fusion Bonded Epoxy (FBE) que previene la corrosión y se alarga la vida útil de las tuberías, esto nos permite mejorar la Integridad Mecánica¹ de las tuberías, la aplicación de este recubrimiento se debe hacer en fábrica con las más estrictas medidas de calidad.

La selección del Fusion Bonded Epoxy (FBE), se llevo a cabo de acuerdo a la normatividad nacional e internacional vigente.

2.1 Control de la corrosión.

Se prescribe un número mínimo de requisitos y procedimientos que deben cumplirse para, el control, la selección, aplicación e inspección, de los recubrimientos anticorrosivos, para proteger contra la corrosión las superficies internas y externas de las tuberías de transporte, en proyectos nuevos ó en rehabilitación.

- La corrosión interior y exterior debe ser controlada en condiciones compatibles con el sistema de tuberías y el medio que éste sistema se encuentra.

- El personal de control de corrosión debe ser provisto de los equipos e instrumentos necesarios para el trabajo.

Las cuadrillas e inspectores deben ser apropiadamente instruidos y provistos con el equipo necesario para cubrir e inspeccionar la tubería.

2.1.1 Control de la corrosión interna.

Es reconocida la existencia de corrosión interna en tuberías que transportan crudo y productos de hidrocarburos por lo que no debe iniciarse el transporte a menos de que los efectos corrosivos del fluido hayan sido investigados y se hayan tomado las medidas necesarias para mitigar la corrosión interna. Es importante preservar la integridad mecánica de una línea por el control de la corrosión interna y proteger la calidad del fluido.

Para limitar en parte la corrosión interna se puede hacer frecuentes corridas de diablo, usar inhibidores o proteger con una cubierta el interior de la tubería, en el transporte de petróleo crudo y gas licuado.

2.1.2 Control de la corrosión externa.

La prevención y el control de la corrosión externa en un sistema de tuberías enterradas ó sumergidas, así como sus zonas de interfase tubo/suelo (tierra-aire), se llevará a cabo mediante la aplicación de recubrimientos anticorrosivos con propiedades dieléctricas, complementados con sistemas de protección catódica, con la finalidad de tener las tuberías de acero en buenas condiciones de operación y seguras.

2.1.2.1 Recubrimiento anticorrosivo.

La función de los recubrimientos con propiedades dieléctricas es aislar la superficie externa de los ductos enterrados y/o sumergidos, así como sus zonas de interfase tubo/suelo (tierra-aire), con la finalidad de evitar la incidencia de corrosión, reducir los requerimientos de corriente de Protección Catódica y mejorar la distribución de la misma.

2.1.2.2 Tipos de recubrimientos anticorrosivos para el control de la corrosión externa.

Los diferentes tipos de recubrimientos anticorrosivos para el control de la corrosión externa que se pueden aplicar son los siguientes:

Cubiertas metálicas a base de aluminio u óxido de aluminio aplicado en espesores de 200 micrones a 2000°.

Resinas epóxicas en polvo adheridos por fusión 360°C (680°F).

Cubiertas a base de polietileno estirado a presión.

Cubiertas a base de cintas plásticas. Se vienen usando hace más de 20 años.

Cubiertas de alquitrán y asfaltos

2.2 Selección del recubrimiento.

Para seleccionar adecuadamente un recubrimiento anticorrosivo para tubería enterrada, sumergida e interfases es necesario considerar los siguientes factores:

- a) Condiciones de operación.
- b) Compatibilidad con el tipo de recubrimiento de los ductos existentes.
- c) Compatibilidad con cualquier protección catódica.
- d) El medio en el que va a estar alojado el ducto.
- e) La instalación de la tubería.
- f) Accesibilidad al ducto.
- g) Manejo, y almacenaje.

Durante el manejo y almacenamiento de la tubería recubierta, ésta debe estar protegida para evitar daños físicos.

Se debe tener especial cuidado de no dañar el recubrimiento al estibar el tubo, por lo que se usarán separadores con apoyos adecuados o soportes con almohadillas. Se usarán bandas de lona

reforzada para manejo y movimientos de los tubos así como para bajar el ducto en la zanja.

- h) Requerimientos de preparación de la superficie del tubo.
- i) Costos.

2.3 Recubrimiento Anticorrosivo a base de Fusion Bonded Epoxy (FBE).

El recubrimiento anticorrosivo a emplear para tuberías enterradas ó sumergidas e instalaciones superficiales, son materiales de especificación de primera calidad y certificados, tales el caso del FBE:

TIPO DE RECUBRIMIENTO	DETALLE
Externo anticorrosivo	Fusión Bonded Epoxy (FBE)
Interno	Fusion Bonded Epoxy (FBE)

Ya que es lo último en tecnología, esto nos permite mejorar y optimizar la Integridad Mecánica y Aseguramiento de Calidad (IMAC)⁽¹⁾ en un sistema de tuberías, para el transporte de hidrocarburos. En los proyectos nuevos y rehabilitaciones todo trabajo debe ser hecho cuidadosamente y con un perfecto acabado.

Lo importante de FBE es cumple con las características de la normatividad nacional e internacional y son las siguientes:

- ★ Tiene propiedades compatibles con cualquier protección catódica complementaria.
- ★ Disminuye los efectos de la corrosión.
- ★ Tiene una buena adherencia con la superficie metálica, evitando la migración de la humedad bajo el recubrimiento.
- ★ Tiene suficiente ductilidad para resistir el agrietamiento.
- ★ Tiene la capacidad para resistir los manejos durante el transporte e instalación del ducto, así como las deformaciones durante la operación del ducto.
- ★ Es resistente a temperaturas de operación continuas.
- ★ Tiene alta resistencia eléctrica.
- ★ Resistente al ataque químico.
- ★ No es toxico.
- ★ Conserva sus propiedades físicas a través del tiempo.
- ★ Es fácil de reparar.

Los nuevos diseños ó rehabilitaciones deben incorporar nuevos materiales para proteger las tuberías mecánicamente, contra la acción corrosiva mediante la aplicación de una capa protectora que utiliza polímeros sintéticos como el Fusion Bonded Epoxy (FBE), que previene la corrosión y permite alargar la vida útil de la tubería con respecto al antigua aplicación de esmalte a base de alquitrán de hulla con fibra de vidrio.

Este recubrimiento (FBE), será aplicado en fábrica a las tuberías de línea, para que salgan ya protegidas mecánicamente. Esta es una ventaja con respecto a los antiguos recubrimientos que aplican en campo.

2.4 Fusion Bonded Epoxy (FBE). (Epóxico Adherido a Fusión)

Es una capa aplicada en planta, es un polvo seco aplicado al rededor de la tubería en caliente por la carga electrostática. FBE fue desarrollado para tubería enterrada o superficial que transportan petróleo y el gas, la superficie del recubrimiento, tiene resistencia química, tensión del suelo, y protección catódica. Este recubrimiento tiene capacidades de temperatura de operación de, hasta 110°C.

Descripción del producto



- ① Polvo epoxico
- ② Tubería de acero

Características

- Altas capacidades de temperatura de operación continuas.
- Excelentes propiedades de adherencia, resistencia química, esfuerzo al suelo y compatible con cualquier protección catódica.
- Excelente resistencia a la corrosión.
- Superior a las características que maneja.
- Cumple con la norma canadiense: CSA Z245.20-02.

Aplicaciones

- En Tuberías de petróleo y gas

Diámetro de la tubería

- Min 3½" Max 48"

Temperatura de operación

- Min -40°C Max 110°C

Protección en juntas.

- Aplicado como polvo rociado en campo.
- Equipo de epoxico líquidos en dos partes.



El Fusion Bonded Epoxy es reconocido por estándares como: ASTM, ANSI, API y así como según lo especificado por la ingeniería. También cumple con recubrimientos de la especificación ANSI/AWWA C213-91.

El recubrimiento es resistente a los suelos corrosivos, hidrocarburos, productos químicos áspersos y agua de mar.

2.4.1 Cuadro comparativo de los recubrimientos más usados:

Aquí está un breve resumen de su fuerza y debilidades de los siguientes recubrimientos, considerando solamente los requisitos de funcionamiento más importantes.

Tabla 17. Comparativa de propiedades del Alquitrán de hulla y el FBE.

	POLIETILENO	ALQUITRÁN DE HULLA	FBE
Adhesión	--	O	++
Compactibilidad con Protección Catódica	--	--	++
Absorción de agua	++	++	--
Fuerza mecánica	++	O	++
Resistencia al esfuerzo del suelo	O	--	++
Estabilidad de temperatura	O	--	++

-- = Deficiente

O = Aceptable

++ = Superior

A continuación se menciona la comparación de las propiedades mecánicas más importantes entre el Alquitrán de hulla y el FBE.

PROPIEDAD	ALQUITRÁN DE HULLA	FBE
Adherencia:	24.6 kg/cm ² mínimo	437 kg/cm ² (6215 lb/pulg ²)
Resistencia dieléctrica:	5V/μm (130V/mil) mínimo	47.2 V/μm (1200 V/mil) mínimo
Resistencia a la tensión:	2.95 kg/cm ² (lb/pulg ²) mínimo	660 kg/cm ² (9400 lb/pulg ²) mínimo
Resistencia al impacto:	103.2 cm ² directo	mínimo
Resistencia a la compresión:	No tiene	1.8 kg-m (160 lb-pulg) 1.5J SIN DEFECTOS
Espesor del recubrimiento:	3480 a 5080 μm (137 a 200 mil))	819 kg/cm ² (11,600 lb/pulg ²) mínimo
Penetración:	No tiene	300μm (12 mils) mínimo
Absorción de agua:	0.2% ó 0.3 g/30 cm ²	400μm (16 mils) promedio
		0% (-40°C a 93°C)
		No absorbe

Aplicación: CAMPO	PLANTA
	

2.5 Inspección en planta.

La inspección debe realizarse en la superficie del recubrimiento vez acabado proceso del recubrimiento por la siguiente prueba:

2.5.1 Prueba dieléctrica de la protección mecánica.

Durante la inspección se usará el detector eléctrico de fallas, éste se corre a todo lo largo de la tubería revestida, para localizar defectos en los puntos y poros sin recubrir ó en aquellos que, a simple vista no se aprecian, repesando el voltaje indicado en la tabla



Inspección de Tubería Revestida en las Instalaciones de planta.

Tabla 18. Tensión mínima de prueba para varios espesores del recubrimiento.

ESPEJOR DE CUBIERTA EN PULGADAS		
TREINTAIDOSAVOS	MILESIMAS	TENSION DE PRUEBA VOLTS
--	16	5 000
1	31	7 000
2	62	9 800
3	94	12 100
4	125	14 000
5	156	15 000
6	188	17 100
16	500	28 000
20	625	31 000
24	750	35 000

CAPITULO 3. SISTEMA DE PROTECCIÓN CATÓDICA EN TUBRÍAS.

3. Introducción.

La protección catódica es una de los métodos más efectivos para el control de la corrosión exterior, la protección y conservación de las tuberías enterradas y/o sumergidas.

Los recubrimientos anticorrosivos representan la primera línea de defensa contra la corrosión externa, puesto que debe complementarse con un sistema de protección catódica, actuando como la segunda línea de defensa contra la corrosión externa.

Actualmente existen dos sistemas de protección catódica, por medio de corriente impresa y por medio de ánodos galvánicos o de sacrificio, y se presentan sus ventajas y desventajas de cada una.

Se mencionan los criterios de toma de potencial tubo/suelo mínimos y máximos, con la finalidad de que no exista una subprotección o sobreprotección de corriente de protección.

El aislamiento eléctrico es importante para impedir fugas de corriente de protección y se mencionan los puntos donde se debe aislar para una buena corriente de protección.

3.1 Control de la corrosión.

Debido a que la protección catódica es uno de los métodos más efectivos para el control de la corrosión de tuberías enterradas o sumergidas, por lo que es necesario fijar adelantos tecnológicos de éstos sistemas.

Cualquier ducto o estructura, debe protegerse catódicamente en toda su longitud. La protección catódica para proyectos nuevos o rehabilitaciones, debe estar soportada en los estudios del terreno, mediciones de potenciales naturales, pruebas de requerimiento de corriente, toma de potenciales a intervalos cortos en ON/OFF (CIS), gradientes de voltaje de corriente directa (DCVG), puentes eléctricos, pruebas de requerimiento de corriente por ducto construido o rehabilitado, interferencias eléctricas, para ser diseñada de una manera eficaz y eficiente, fundamentada en la normatividad vigente para coadyuvar a contrarrestar el efecto de la corrosión de las tuberías enterradas y/o sumergidas

3.1.1 Control de la corrosión externa.

La prevención y control de la corrosión externa para tuberías enterradas o sumergidas, debe llevarse a cabo con, recubrimientos anticorrosivos con propiedades dieléctricas avanzadas (ver detalles 2.1.2).

Los recubrimientos anticorrosivos representan la primera línea de defensa contra la corrosión externa, puesto que debe complementarse con un **sistema de protección catódica**, actuando como la segunda línea de defensa contra la corrosión externa.

3.2 Sistemas de protección catódica.

Existen dos tipos de protección catódica que pueden utilizarse individualmente o simultáneos:

Corrientes impresas.

Ánodos galvánicos ó de Sacrificio.

3.2.1 Corriente Impresa.

Este sistema de protección, se origina en una fuente de corriente directa proveniente de un rectificador, que es alimentado por una corriente alterna (corriente externa), apta para la protección de la estructura.

La corriente externa disponible es impresa en el circuito constituido por la estructura a proteger y la cama anódica.

Este sistema consta:

- ◆ De un rectificador que inyecta la energía a la tubería (corriente directa). La terminal positiva de la fuente de corriente directa se conecta a la cama anódica y la negativa a la estructura "tubería".
- ◆ De una estructura enterrada llamada cama de ánodos la cual es necesaria para distribuir y difundir la corriente eléctrica a lo largo de la línea, fluyendo los electrones de la corriente desde el electrodo a través del electrólito llegando a la estructura.
- ◆ De una conexión entre la tubería y un poste de registro para el control ó toma de potenciales. (la unión debe hacerse con soldadura de aluminotermia).

3.2.2 Ánodos galvánicos o de sacrificio.

Este sistema utiliza como fuente de corriente, la diferencia de potencial entre el material del ánodo y la estructura a proteger. En este tipo de instalación el material de los ánodos se consume dependiendo de la demanda de corriente de protección de la estructura a proteger, la resistividad del electrólito y del material usado como ánodo, durante el proceso de descarga del mismo.

El sistema de protección catódica con ánodos galvánicos ó de sacrificio, se utiliza metales anódicos con un potencial más negativo que el acero. Dando origen al sacrificio, descargando suficiente corriente, para la protección de la tubería.

Estos metales van conectados a la tubería a proteger, por medio de un cable calibre 12 AWG, utilizando soldadura de aluminotermia para la unión, ánodo-cable, cable-tubería, etc. Manejar un cable calibre entre 10 y 12 AWG, es decir no mayor de 12, ni menor de 10.

La protección consiste realmente en la creación de una pila galvánica en que el metal a proteger actúe forzosamente de cátodo (polo positivo de la pila), mientras que el metal anódico (polo negativo de la pila) se "sacrifica", (reacción de oxidación).

La diferencia de potencial existente entre el metal anódico y la tubería a proteger, es de bajo valor porque este sistema se usa para pequeños requerimientos de corriente, pequeñas estructuras y en medio de baja resistividad.

En la siguiente tabla se presentan los ánodos más usados y sus comparaciones.

Metal Anódico	Capacidad de corriente teórica (A-año/kg)	Rendimiento %
Zinc (Zn)	0.094	95
Aluminio (Al)	0.340	90
Magnesio (Mg)	0.251	50

Tabla19. Comparación de los ánodos galvánicos.

3.2.3 Material de relleno (Back fill).

Se deben emplear material de relleno para envolver los ánodos con el fin de reducir su resistencia de contacto con el suelo.

Para mejorar las condiciones de operación de los ánodos en sistemas enterrados, se utilizan algunos rellenos entre ellos el de Back fill especialmente con ánodos de Zinc y Magnesio, estos productos químicos rodean completamente el ánodo produciendo algunos beneficios como:

- ◆ Promover mayor eficiencia;
- ◆ Desgaste homogéneo del ánodo;
- ◆ Evita efectos negativos de los elementos del suelo sobre el ánodo;
- ◆ Absorben humedad del suelo manteniendo dicha humedad permanente.

La composición típica del Back fill para **ánodos galvánicos** está constituida por:

Material	Peso en %
Yeso seco en polvo. (CaSO ₄),	75
Bentonita seca en polvo.	20
Sulfato de sodio anhidro.	5
Agua para saturar la mezcla	
Cantidad de relleno por ánodo:	Cantidad de relleno
Peso de ánodo kg (lbs)	Kg (lbs)
7.72 (17)	13.62 30
14.53 (32)	15.89 35
21.79 (48)	23.61 52

3.2.4 Comparación de los sistemas.

A continuación se detalla las ventajas y desventajas de los sistemas de protección catódica:

Anodos galvánicos	Corriente impresa
No requieren potencia externa	Requiere potencia externa
Voltaje de aplicación fijo	Voltaje de aplicación variable
Amperaje limitado	Amperaje variable
Aplicable en casos de requerimiento de corriente pequeña, económico hasta 5 amperios	Útil en diseño de cualquier requerimiento de corriente sobre 5 amperios;
Útil en medios de baja resistividad	Aplicables en cualquier medio;
La interferencia con estructuras enterradas es prácticamente nula	Es necesario analizar la posibilidad de interferencia;
Sólo se los utiliza hasta un valor límite de resistividad eléctrica hasta 5000 ohm-cm	Sirve para áreas grandes
Mantenimiento simple	Mantenimiento frecuente.
	Resistividad eléctrica ilimitada
	Posibilidad de sobreprotección, con daño al recubrimiento mecánico.
	Costo alto de instalación

3.3 Instalación de puntas de prueba.

Esta actividad aplica siempre y cuando no se tengan los postes de registro y/o señalamiento para efectuar la toma de potenciales tubo/suelo.

Las puntas de prueba con alambre calibre 12 AWG, deben ser utilizadas para la toma de potenciales tubo/suelo durante las pruebas de requerimiento de corriente, estas puntas de prueba se deben instalar en el mismo punto de instalación a un poste de registro de potencial tubo/suelo.

Lo anterior es con la finalidad de evitar fallas innecesarias en el recubrimiento mecánico, asimismo el alambre debe tener una longitud tal que permita ser introducido por el interior del poste hasta la mojonera, sin empates y/o amarres, para evitar caídas de tensión.

Se debe llevar un registro de los puntos en donde se instalaran las puntas de prueba, las cuales se soldaran al ducto utilizando soldadura por aluminotermia, el resane y aislamiento de la conexión a la estructura por proteger, se debe hacerse con materiales dieléctricos compatibles con el recubrimiento original de la estructura.

3.4 Criterios para protección catódica.

Para proteger catódicamente a las tuberías enterradas o sumergidas se debe cumplir, como mínimo, con uno de los criterios siguientes:

3.4.1 Potencial estructura/electrólito mínimo permisible.

a) Un potencial tubo/suelo (catódico) mínimo de -0.850 volts, de C. D., medido respecto de un electrodo de referencia de cobre/sulfato de cobre saturado (Cu/CuSO_4), en contacto con el electrolito en estructuras enterradas. La determinación de este voltaje se debe hacer con la corriente eléctrica aplicada.

b) Un potencial de protección tubo/suelo (catódico) de -0.950 volts, medido respecto de un electrodo de referencia de cobre/sulfato de cobre saturado (Cu/CuSO_4), cuando el área circundante de la tubería se encuentre en condiciones anaeróbicas y estén presentes microorganismos asociados al fenómeno de corrosión como las bacterias sulfato-reductoras.

c) Un cambio de potencial de polarización mínimo de -0.100 volts, medido entre la superficie de la tubería y un electrodo de referencia de cobre/sulfato de cobre saturado (Cu/CuSO_4) en contacto con el electrolito.

3.4.2 Potencial estructura / electrolito máximo permisible.

Este debe ser fijado de acuerdo a las características particulares del recubrimiento anticorrosivo (protección mecánica) dieléctrico existente de la tubería. No debe exceder al potencial de desprendimiento catódico o a valores de potencial más negativos que originen problemas colaterales. Como recomendación general, el valor máximo de potencial no debe exceder de -2.5 volts en condición de encendido con respecto, de un electrodo de referencia o -1.1 volts en la condición de apagado instantáneo; ambos potenciales referidos a un electrodo de referencia de cobre/sulfato de cobre saturado (Cu/CuSO_4), con el electrolito circundante de la tubería a proteger o protegida catódicamente.

Lo anterior, para reducir los efectos adversos tanto en el recubrimiento dieléctrico como en el ducto debido a una sobreprotección originada por el sistema de protección catódica.

3.5 Celda de referencia.

Los electrodos de referencia permanentes, deben cumplir con el estándar DIN 50925, el cual determina el método para obtener lecturas de potencial ON y OFF libres de IR, con una vida útil de 20 años.

Estas celdas se deben instalar en cada punto de drenaje de máxima influencia de la cama anódica por cada ducto.

Selección de las celdas de referencia.

Metal ó aleación	Electrodo de referencia (y condiciones y usos)	
	Cobre/sulfato de cobre (en suelos y agua dulce)	Plata/cloruro de plata (en agua de mar)
Hierro y acero		
Ambiente aeróbico	-0.850 volts	-0.800 volts
Ambiente anaeróbico	-0.950 volts	-0.900 volts

3.6 Toma de medición:

- ◆ Se debe tomar lectura de potencial eléctrico en el ducto entre el poste de medición y el electrodo de referencia a cada km.
- ◆ Si el ducto se encuentra inundado no es posible tomar lecturas de potencial, por lo cual se recomienda usar tapas, para evitar la inclusión de agua y sedimentos, esto se lleva a cabo en la inspección.
- ◆ En las instalaciones superficiales se toman lecturas de potencial de 0.83 y 0.84
- ◆ Ver que no exista en la línea regular enterrada interferencias por fuga de corriente. Cuando hay interferencias esto se aprecia en las mediciones de potencial tubo/suelo de los ductos.
- ◆ Se han tomado lecturas de potencial eléctrico en poste encontrando valores de 0.59 a 0.64 volts cuando se encuentran desenergizados los rectificadores por la CFE; y también por fallas ó deficiencias en los rectificadores.
- ◆ Los rectificadores son automatizados y monitoreados vía módem.

3.7 Aislamiento eléctrico.

La estructura metálica que se desea proteger debe quedar eléctricamente aislada de cualquier otro tipo de estructura que no esté considerada en el proyecto de protección catódica. Los aislamientos eléctricos además de impedir fugas de corriente de protección, separan eléctricamente a la tubería en secciones o tramos, lo que facilita el mantenimiento y control de un sistema de protección catódica eficiente.

Los aislamientos eléctricos deben ser instalados durante la construcción y rehabilitación, en los siguientes puntos:

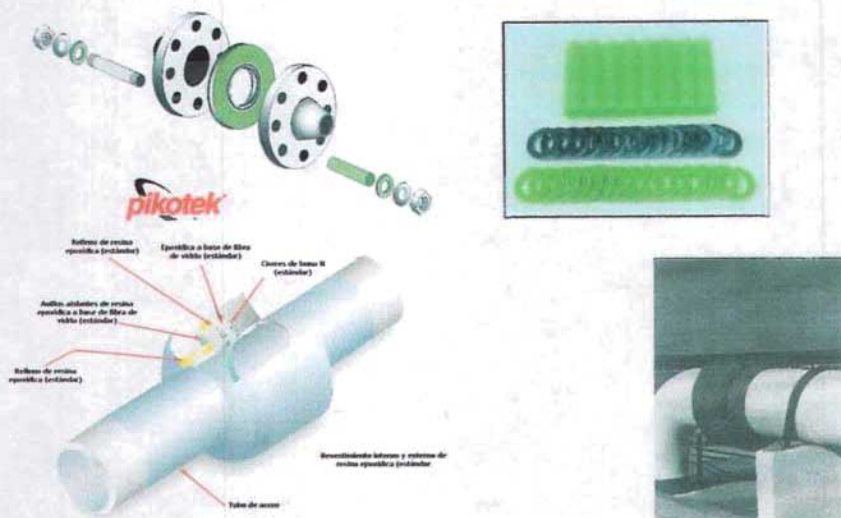
- ◆ Válvulas de seccionamiento.
- ◆ Trampas de envío y recibo de diablos.
- ◆ Tuberías de proceso y red contraincendio (tubería de llegada y salida en tanques de agua).
- ◆ Tuberías de llegada y salida en estaciones de compresión y bombeo
- ◆ Tuberías de llegada y salida en estaciones de medición y regulación.
- ◆ Cruces aéreos.
- ◆ Cabezales e interconexiones.

3.8 Juntas Aislantes.

Deben instalarse juntas aislantes en ductos ascendentes, para aislar eléctricamente dos secciones de tubería y optimizar un sistema de protección catódica y se debe procurar que estas juntas queden instaladas en sitios en donde pueden ser sustituidas sin incurrir en riesgos para la seguridad de la operación.

Desde la etapa de construcción se instalaran juntas tipo MONOBLOCK y tipo PIKOTEK, en sitios en donde se prevea la existencia de atmósferas inflamables,

manejo de productos calientes o productos que puedan dañar las juntas convencionales.



La Junta monoblock clase 600# ANSI para una presión de operación máxima 1480 psi y una presión de prueba de 2225 psi; con rango de temperatura de operación de (-10°C a 100°C), con resistencia eléctrica (en aire seco) de 25 Mohms @ 1 KV de corriente directa: con voltaje de ruptura (en aire seco) de 5 KV@ 50 Hz durante 1 minuto soldable en tubería API 5L con el grado y espesor de la tubería principal.

Las juntas monoblock deben probarse en fabrica: presión de prueba, prueba hidrostática (a 1.5 veces la presión de operación de acuerdo al ANSI), prueba de voltaje y resistencia eléctrica (se deben proporcionar los certificados de las pruebas descritas en las especificaciones del material).

Las soldaduras deben ser inspeccionadas con una combinación de ultrasonido, partículas magnéticas y líquidos penetrantes.

3.9 Estudios requeridos para el desarrollo de la ingeniería de campo:

Los estudios para el desarrollo de la ingeniería deben estar soportados en el estricto cumplimiento a la normatividad vigente nacional e internacional y que a continuación se mencionan de una manera enunciativa más no limitativa:

3.9.1 Mediciones.

Medición de potenciales. Con la medición de potenciales se determina la diferencia de tensión entre una estructura metálica y el medio que la rodea mediante un electrodo de referencia, la cual permite fijar las condiciones de

diseño de un sistema de protección catódica, así como para el control y mantenimiento de un sistema en operación.

3.9.2 Medición de potenciales tubo/suelo naturales.

Existe un sin número de tuberías subterráneas, por lo que se tiene la necesidad de protegerlas catódicamente y para ello se requiere conocer la diferencia del potencial adquirida en la interfase tubo/suelo, en ausencia de corriente eléctrica de protección catódica

El levantamiento de potencial natural tubo/suelo, debe ser (rectificadores en posición OFF) a cada metro con la aplicación de la técnica CIS (ver inciso 3.9.5.1).

Este levantamiento de potenciales a intervalos cortos debe ser realizado antes de las pruebas de requerimiento de corriente.

El perfil de potenciales debe ser generado en archivos en los que se debe incluir:

El nombre de la línea

Nombre de los archivos de datos

Distancia inspeccionada

3.9.3 Mediciones de la resistividad del terreno.

Se deben realizar mediciones de la resistividad y de la conductividad eléctrica del terreno en contacto con la estructura metálica, este valor, es considerado una variable fundamental para determinar en un diseño la vida útil de un sistema de protección catódica, el levantamiento de un perfil de resistividades a grandes extensiones y diferentes profundidades debe permitir seleccionar aquellos sitios factibles para realizar las pruebas de requerimiento de corriente para determinar el número de puntos de drenaje que garantice la protección catódica.

El método a utilizar para la medición de la resistividad del terreno será el Wenner (cuatro electrodos) y la distancia entre cada medición está sujeta al análisis a las condiciones de campo donde se alojan los ductos a proteger, en cada medición de resistividad debe ser acompañada de la medición del pH del suelo, en los puntos seleccionados para realizar las pruebas de corriente y a la profundidad en donde se debe ser colocado el sistema de tierra (cama anódica) provisional.

Método de Wenner.

Este método consiste, en una serie de mediciones tomadas a grandes extensiones y diferentes profundidades a lo largo de la línea, donde se alojarán ó se encuentran alojados los ductos.

La detalles de la operación son: Se entierran cuatro varillas de cobre equiespaciadas, y se conectan las dos externas (C_1 y C_2 en la figura 6) a las terminales de la fuente de corriente, y las dos internas (P_1 y P_2 de la misma figura) a un medidor potencial (voltímetro). Nótese que se mide la resistencia entre las dos varillas internas o electrodos de potencial; las dos varillas externas sirven para introducir corriente en el suelo.

La resistividad del terreno se determina circulando una cantidad conocida de corriente eléctrica por la tierra y midiendo el cambio de potencial resultante (las dos varillas internas). Los instrumentos más usados para medir la resistividad del suelo son, el Magger y el Vibroground (fig.6).

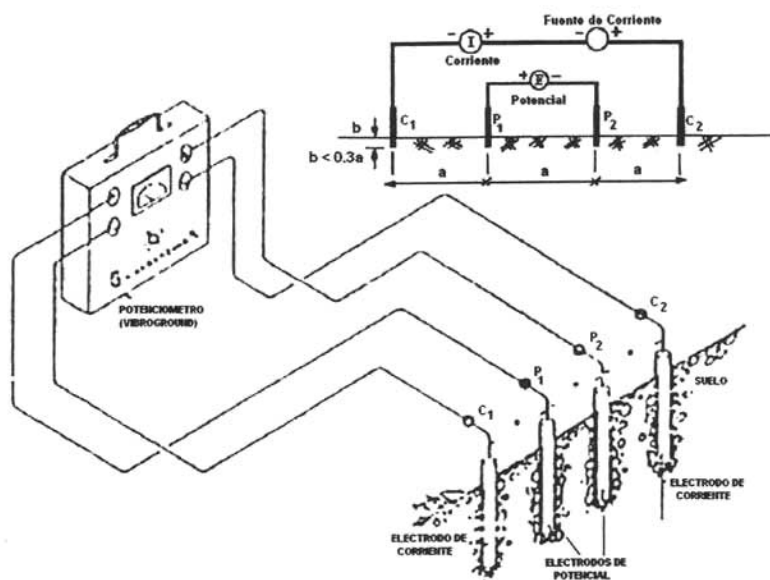


Figura 6. Medición de la resistividad del suelo por el método de Wenner o de los cuatro electrodos. La distancia (b) o sea la profundidad a la que está enterrada el electrodo (barra de cobre o acero) debe ser pequeña comparada con la distancia (a) entre los electrodos.

$$\rho = 2\pi a \frac{E}{I}$$

Las lecturas deben tomarse de acuerdo con un procedimiento sistemático. Un método recomendable seguiría los siguientes pasos:

- ◆ Deben efectuarse lecturas al menos cada 400 pies (1 pie = 12 cm).
- ◆ Deben realizarse medidas donde exista un cambio visible en las características del suelo.
- ◆ Las mediciones de la resistividad del suelo, deben efectuarse a la profundidad a la cual va a estar enterrada la tubería.

Los resultados obtenidos por este procedimiento se grafican en un diagrama que represente la longitud de la línea (figura 6). La escala de resistividad es logarítmica, tomando el eje logarítmico para las resistividades y el eje de escala natural para las distancias. A partir de estos diagramas se pueden localizar fácilmente los "puntos calientes" o sea las áreas de mayor corrosividad del suelo.

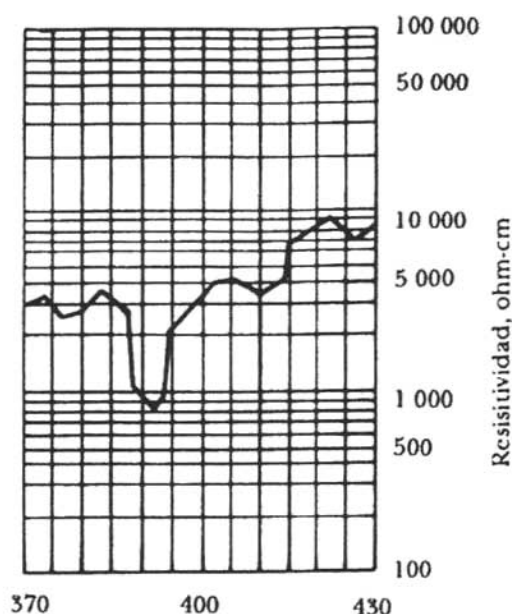


Figura 7. Perfil de resistividad de un suelo. Las mediciones de resistividad se colocan en el eje de ordenadas (utilizando una escala logarítmica y las distancias a lo largo de la tubería, en el eje de abscisas (escala métrica).

Las mediciones de resistividad del terreno deben cumplir con la siguiente tabla:

Tabla 20. Relación entre la resistividad y corrosividad del terreno.

Resistividad del terreno. Ω/cm	Corrosividad del terreno.
0 - 1,000	Altamente corrosivos
1,001 - 5,000	Corrosivos
5,001 - 10,000	Poco corrosivos
10,001 en adelante	Muy poco corrosivos

3.9.4 Efecto del pH.

La naturaleza del suelo no sólo depende del estado original, sino de otros factores tales como presencia de materia orgánica, abonos químicos, contaminación industrial o doméstica, etc., con lo cual las características primitivas de un suelo pueden cambiar extraordinariamente. En muchos casos su presencia condiciona una alta corrosividad, como por ejemplo unos suelos muy alcalinos que atacan metales como Zn, Al, Pb (ver tabla 21). Por todo ello, la medida del pH del suelo también proporciona un criterio para el diseño de la vida útil de la protección catódica.

Tabla 21. A continuación se da una tabla de relación entre el pH y la corrosividad:

pH	Medio	CORROSIVIDAD	PROTECCION CATODICA
< 4,0	Ácido muy fuerte	Muy agresivo	SI
4,0 - 4,5	Muy ácido	Muy agresivo	SI
4,5 - 5,0	Ácido	Muy agresivo	SI
5,0 - 6,0	Moderadamente ácido	Muy agresivo	SI
6,0 - 6,5	Poco ácido	Agresivo	SI
6,5 - 7,5	Neutro	No Agresivo	DEPENDE
7,5 - 8,5	Poco alcalino	No agresivo	DEPENDE
> 8,5	Muy alcalino	Condicionado	DEPENDE

El pH es la forma de medición que se utiliza para saber el grado de alcalinidad o acidez del suelo, que se indica en función de la concentración de iones de hidrógeno que posea...

Partiendo de esto es preciso saber que existe una escala de medición que incluye 14 diferentes niveles que van del 0 al 14, representando el '0' el máximo grado de acidez y el '14' el de mayor alcalinidad. Cuando el suelo diera como resultado de la medición un '7', se diría que el sustrato es neutro, es decir que los valores de acidez y alcalinidad se encuentran totalmente equilibrados.

En lo que se refiere a la acidez, los suelos muy ácidos (pH < 5.5) pueden motivar una rápida corrosión del metal desnudo, y la agresividad del suelo aumenta con el incremento de la acidez (disminución del pH), pero estos valores de pH no son normales. La mayor parte de los suelos tienen pH comprendidos entre 5.0 y 8.0, en cuyo caso la corrosión depende de otros factores.

En un medio anaerobio es posible predecir la corrosión midiendo el pH entre 5.5 y 8.5 (neutro).

3.9.5 Inspección del recubrimiento exterior y levantamiento de potenciales tubo/suelo análisis de la protección catódica del ducto, mediante la técnica: CIS/ DCVG (Close Interval Survey – Direct Current Voltaje Gradient).

Con la finalidad de garantizar la protección catódica total de los ductos; es necesario se consideren los siguientes aspectos:

3.9.5.1 Técnica "Close Interval Survey" (CIS).

La técnica CIS tiene como objetivo principal la inspección exterior del recubrimiento mecánico y el análisis detallado de los niveles de protección catódica en los ductos enterrados, a intervalos cortos en un ciclo de encendido/apagado (ON/OFF), respecto a un electrodo de referencia de tipo bastón de Cobre/Sulfato de Cobre Saturado Cu/CuSO₄, mediante la técnica con geoposicionamiento satelital por lectura simultanea, así como la localización y clasificación de las fallas de recubrimiento en porcentaje de IR.

El operador establece una conexión eléctrica; al poste de medición de potencial más cercano ó directamente a la tubería, por medio de un cable de fino calibre que se arrastra durante el recorrido. Este alambre de cobre revestido se desenrolla de un carrete cuando va caminando el operador, en toda la longitud de la tubería. El cable se conecta a un par de celdas de referencia a través de un voltímetro con sistema colector de datos (computadora de campo). Las celdas de referencia se ubican sobre la tierra una tras otra mientras el operador avanza sobre la tubería y el voltímetro recolector de datos registra los potenciales tubo/suelo a intervalos cortos cerca de 1 metro.

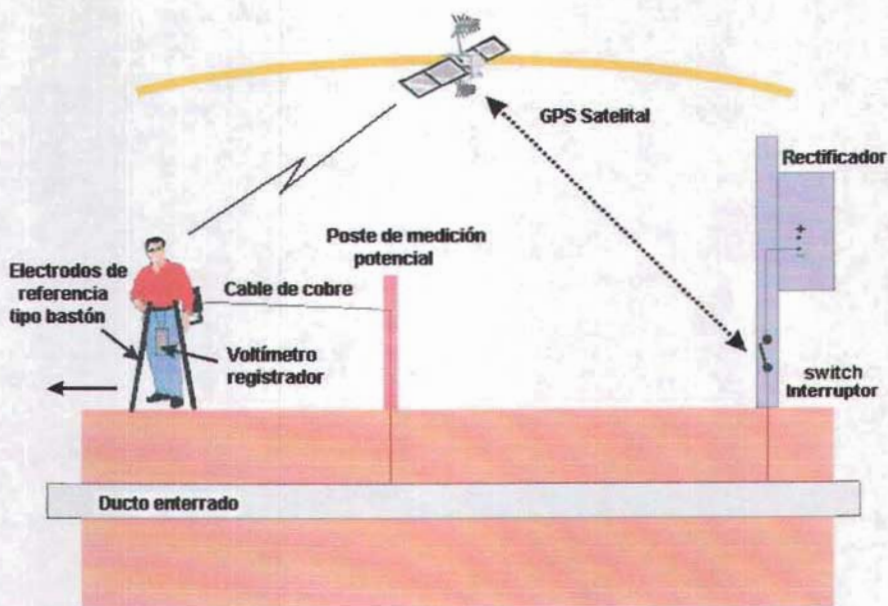
Los potenciales tubo/suelo deben ser registrados con corriente encendida (potenciales "on") como así mismo con corriente apagada (potenciales "off") para eliminar errores de medición causados por el flujo de corriente entre la tubería y la celda de referencia (errores de "IR").

Los perfiles de potencial "on" sirven principalmente para determinar los niveles de corriente de protección catódica y la condición aproximada del recubrimiento de las tuberías.

Los perfiles de potencial "off" sirven para identificar los niveles exactos de polarización sobre las tuberías los que se deben mantener entre las fronteras de sub y sobreprotección. Potenciales "off" por debajo de la frontera de subprotección (-0.850 V) indican inadecuados niveles de polarización donde existe la posibilidad de corrosión en la superficie externa de la tubería. Potenciales "off" por arriba de la frontera de sobreprotección (-2.5 V) indican una excesiva polarización que puede resultar altamente perjudicial al recubrimiento de la tubería en esa zona (formación de ampollas en el recubrimiento).

En resumen la técnica CIS se emplea para:

- ◆ Identificar áreas de subprotección en el recorrido de las tuberías bajo inspección.
- ◆ Identificar áreas de sobreprotección en el recorrido de las tuberías bajo inspección.
- ◆ Identifica zonas donde existen fallas en el recubrimiento de las tuberías bajo inspección.
- ◆ Identificar cualquier interferencia eléctrica que esté afectando la tubería bajo inspección (interferencias con otras estructuras enterradas).



3.9.5.2 DCVG (Direct Current Voltaje Gradient).

El DCVG es una técnica extraordinariamente efectiva para identificar la localización precisa de los defectos ó fallas en el recubrimiento de tuberías enterradas.

Principio físico.

Cuando se aplica una corriente directa a una tubería y si en la tubería existe un defecto en el recubrimiento. La superficie de la tubería en donde se localizo la falla del recubrimiento, se encuentra "el acero" expuesto al contacto electrolítico con el entorno, se genera un gradiente de voltaje en el suelo, debido al paso de la corriente del acero al suelo resistivo.



Los defectos se localizan con protección catódica y determinando la dirección del flujo de la corriente. Dado que la protección catódica resulta en un flujo de corriente hacia los puntos expuestos del acero de la tubería. La magnitud del flujo de corriente será proporcional al tamaño del defecto del recubrimiento y al gradiente de voltaje en el suelo.

El gradiente de voltaje que resulta del flujo de corriente hacia el acero expuesto en el defecto del recubrimiento se torna más grande y más concentrado cuanto mayor sea el flujo de corriente, más cerca se encontrará el defecto del recubrimiento. La aplicación de la técnica y el análisis de sus resultados permiten establecer, que cuanto mayor sea un defecto en el recubrimiento mayor es el flujo de corriente hacia el mismo, y por tanto mayor es el gradiente de voltaje.



Los defectos se localizan con protección catódica y determinando la dirección del flujo de la corriente. Dado que la protección catódica resulta en un flujo de corriente hacia los puntos expuestos del acero de la tubería. La magnitud del flujo de corriente será proporcional al tamaño del defecto del recubrimiento y al gradiente de voltaje en el suelo.

El gradiente de voltaje que resulta del flujo de corriente hacia el acero expuesto en el defecto del recubrimiento se torna más grande y más concentrado cuanto mayor sea el flujo de corriente, más cerca se encontrará el defecto del recubrimiento. La aplicación de la técnica y el análisis de sus resultados permiten establecer, que cuanto mayor sea un defecto en el recubrimiento mayor es el flujo de corriente hacia el mismo, y por tanto mayor es el gradiente de voltaje.



Esta técnica permite posicionar un defecto en el recubrimiento, y por tanto habrá una pérdida de metal y consecuentemente una posible perforación por corrosión será factible.

La configuración de un sistema temporal de inyección de corriente directa permite, así mismo, inspeccionar tuberías que no tengan sistemas de Protección Catódica instalados, o que lo tengan pero mediante ánodos de sacrificio. En este último supuesto, también es posible aplicar la técnica, siempre que se sea consciente de que si los ánodos no son desconectables del sistema (cosa muy habitual en instalaciones relativamente antiguas, y en algunas modernas en nuestro país) éstos se comportarán como defectos en el recubrimiento. Normalmente en una tubería, o en un sistema complejo de tuberías.

La técnica permite:

- ◆ Identificar la ubicación exacta de los defectos en el revestimiento del ducto bajo inspección:
Evaluar el recubrimiento de tuberías para definir requerimientos de rehabilitación.
- ◆ Determinar la importancia de los defectos de recubrimiento.

- ◆ Determinar la longitud de los defectos de recubrimiento.
- ◆ Identificar e investigar cualquier interferencia afectando el ducto bajo inspección.
- ◆ Determinar la ubicación exacta de ánodos.

3.9.6 Pruebas de requerimiento de corriente.

La aplicación de corriente eléctrica directa a la tubería por proteger catódicamente es con el fin de cuantificar la corriente eléctrica de protección y determinar los alcances de protección para cada uno de los puntos de drenaje, por lo que se deben considerar los siguientes aspectos:

Una vez analizados los resultados obtenidos del perfil de resistividad, potencial natural, y el pH del suelo de acuerdo a lo solicitado en los puntos 3.9.2, 3.9.3, 6.4.6.4, se debe definir el o los sitios donde se deben realizar pruebas de requerimiento de corriente, que permitan determinar la cantidad de corriente de protección de los ductos, variables de alimentación en corriente alterna, variables de operación en corriente directa, resistencia del circuito, eficiencia del sistema, potencial tubo/suelo, capacidad del (los) rectificador(es), transformador (es) , cantidad y tipo de ánodos, calibre y tipo de conductor anódico y catódico, profundidad, configuración y distancia de la cama anódica a los ductos por proteger.

Para verificar el alcance de protección catódica de los puntos de drenaje se debe considerar la instalación de puntas de prueba conforme a lo establecido en el punto 3.3 de este apartado.

Para verificar el alcance de protección durante las pruebas de requerimiento de corriente se verificara con toma de potenciales a intervalos cortos en ON/OFF con equipos de alta resolución, por ducto.

Durante las pruebas de corriente se deben utilizar rectificadores con características similares a las establecidas en el punto 3.13.

La aplicación de corriente no debe hacer sin exceder el potencial tubo/suelo, entre -0.85 a -2.5 volts en el punto de drenaje para no dañar el recubrimiento de la tubería.

3.10 Tipos de cama anódicas.

3.10.1 Camas de pozo profundo.

Esta actividad se efectuara en aquellos sitios en donde las condiciones del terreno impiden instalar una cama del tipo convencional por causas como: presencia de flora, fauna, falta de espacio por edificaciones y vías de comunicación, el terreno presenta alta resistividad para conducir la corriente de protección, etc.

Este tipo de camas depende de la medición de resistividad del suelo y la medición del pH del terreno.

Si los ánodos se encuentran colocados en suelos con alta concentración de cloruros, de lo cual resultaría una generación de gas de cloro, el conductor a emplear debe tener dos cubiertas, la interior de fluoropolímero y la exterior de polietileno de alto peso molecular "HMW-PE" modificado (HALAR)

3.10.2 Camas de tipo superficial.

La instalación de este tipo de camas anódicas debe ser considerada en aquellos sitios en donde se pueda garantizar la protección catódica de los ductos, sin que se tengan afectaciones a terceros y que por facilidad para su mantenimiento, por lo que debe ser prioritario la instalación de este tipo de cama anódica.

El tipo de ánodos a considerar para el diseño de la protección catódica deben ser aquellos que cumplan con la especificación ASTM- B-338 de grado 1 de titanio y mezcla de óxidos metálicos, su fabricación debe ser en forma de cadena ó lingada, con arreglo para la conexión del cable anódico proveniente del rectificador.

Debido a la abundancia de roedores en la zona es necesario que el cable anódico y catódico se aloje en tubería conduit, como protección para los cables, para evitar que sea destruido por los roedores.

3.11 Postes de registro de protección catódica.

Para el monitoreo y control de la corrosión exterior se deben suministrar e instalar postes de registro de potencial conforme al diseño del sistema de protección catódica, y de manera enunciativa más no limitativa considerar postes en los puntos de drenaje de corriente de cada rectificador.

Cuando se indique, para la medición de la corriente drenada por la cama de ánodos galvánicos, el poste debe contar con un dispositivo de medición (shunt) de acuerdo a la figura 8.

Estos postes permiten medir el potencial tubo/suelo de cada ducto.

Los postes catódicos deben tener la configuración de "88888" (ocho electrónicos) para facilitar la modificación y/o adecuación de su leyenda, kilometraje etc.

Los postes deben ser de concreto armado, reforzados con varillas de 9.5 mm (3/8 pulg.) y estribos de 6.3 mm (1/4 pulg.) de acuerdo a lo indicado en la figura 8.

Las grabaciones en las caras de los postes deben ser hechas en bajo-relieve, del tipo, proporciones y distribuciones similares a lo indicado en la figura 9.

Los postes deben ser pintados de color naranja y las grabaciones de color negro.

3.11.1 Poste tipo "R".

Se usa como amojonamiento y registro para protección catódica (ver figuras 8 y 9).

Se deben instalar con espaciamiento máximo de 1 kilómetro, a lo largo de la(s) tubería(s) por proteger, o donde lo indique el proyecto.

3.11.2 Poste tipo "RA".

Se usa para inspección aérea y registro para protección catódica.

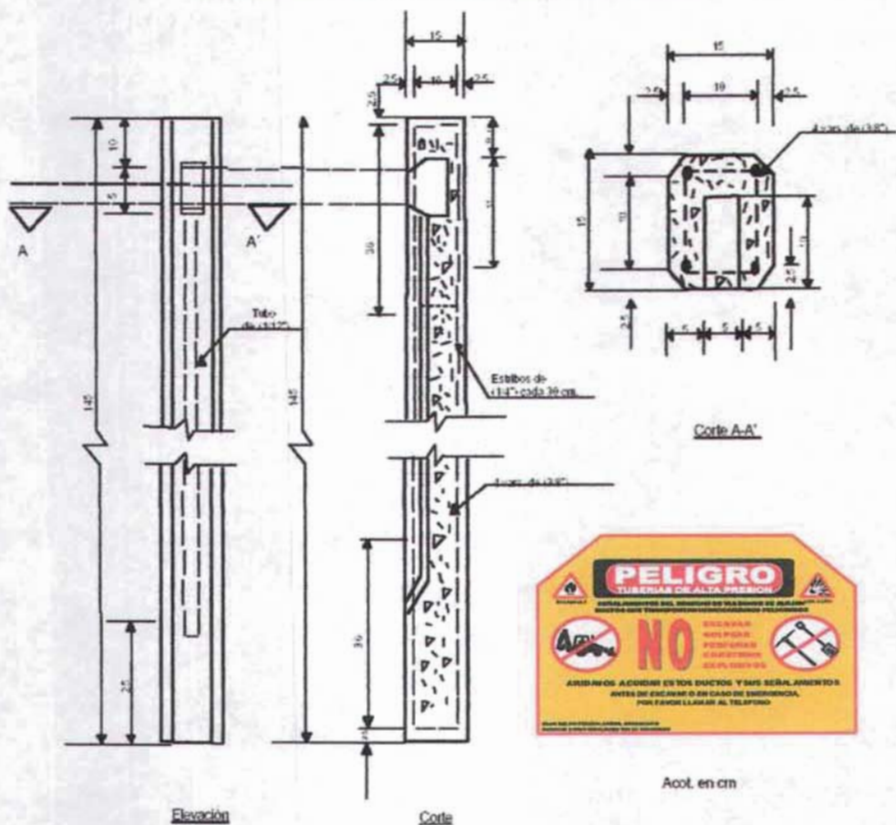
Se deben instalar con espaciamiento máximo de 5 kilómetros, a lo largo del derecho de vía de la(s) tubería(s) por proteger, o donde lo indique el proyecto.

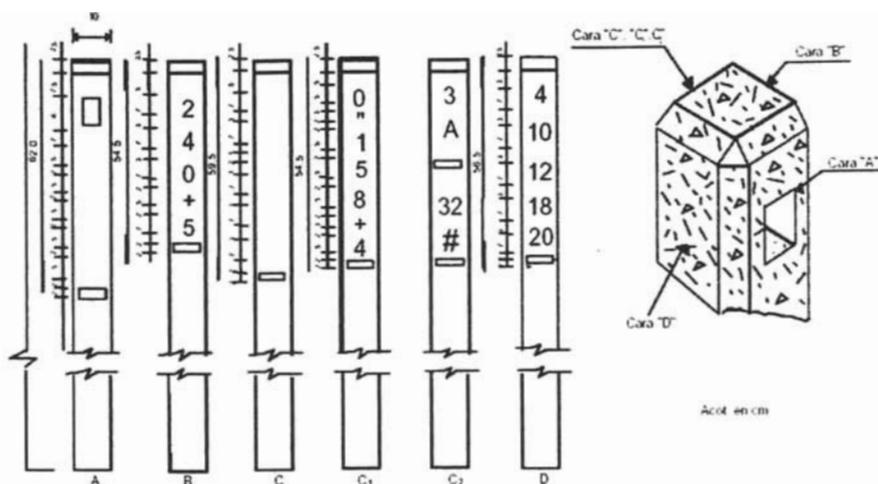
3.11.3 En la conexión eléctrica al ducto, se usara soldadura por aluminotermia Entre el poste de medición de potencial, cable catódico y el ducto. Usar un tubo tipo conduit para proteger el ó los cables

3.11.4 Los alambres empleados en las conexiones eléctricas deberán quedar holgados para evitar que se rompan o dañen durante el relleno de la excavación.

3.11.5 El punto de conexión con el ducto debe recubrirse con un material que proporcione aislamiento eléctrico compatible con el recubrimiento del ducto y con aislamiento del alambre.

Figura 8. Poste de señalamiento y registro "R" y "RA".





- La cara "A" se debe orientar hacia las tuberías para proteger.
- La cara "B" debe indicar el kilometraje del lugar donde se localiza el poste.
- La cara "C" debe indicar el origen y final del conducto por proteger.
- La cara "C₁" se debe utilizar en ambas desviaciones.
- La cara "C₂" se debe utilizar para localizar camas de ánodos galvánicos.
- La cara "D" se debe utilizar para indicar los diámetros de las tuberías por proteger.

Figura 9. Grabados para postes de señalamiento y registró tip. "RA"

3.12 Puentes eléctricos.

En aquellos sitios en donde existan varios ductos alojados en el derecho de vía no se deben efectuar puentes eléctricos, razón por la cual los rectificadores deben ser suministrados con resistencias variables de acuerdo a la capacidad del mismo.

3.13 Tipos rectificadores.

Actualmente las empresas dedicadas al transporte de hidrocarburos por ductos han mejorado la protección catódica, con el uso de rectificadores de corriente alterna a directa, mediante la aplicación de rectificadores telecontrolados cuyo software permite monitorear los parámetros de potencial como es la protección eléctrica desde una terminal remota que se encuentra instalada en los centros de operación próximos a los derechos de vía.

a) Rectificador automático.

Se debe suministrar e instalar los rectificadores automáticos para su control local (en sitio) y el control remoto, que sean necesarios basándose en las

pruebas y estudios de campo realizados para garantizar la protección catódica de los ductos.

Compuesto por tres modos de operación, modo potencial constante a través de la celda de referencia permanente, no electrónica, libres de mantenimiento, modo tensión constante, y modo corriente constante

b) Sistema manual.

Por cualquier falla del sistema de control remoto el rectificador debe operar en forma manual (local) a través de un módulo de control digital localizado en la parte frontal del equipo, para realizar los ajustes de corriente, tensión catódica y potencial de protección.

c) Sistema a control remoto.

Este sistema debe de tener la capacidad para medir y controlar en forma remota desde una estación maestra, con el software que medirá y controlará todas las funciones del rectificador.

La capacidad de los rectificadores seleccionados, así como la corriente y voltaje de salida del mismo serán determinados por la compañía ó diseñador en función a los análisis y cálculos de corriente y potencial que demande la protección catódica (según las necesidades del sistema a proteger).

Es responsabilidad absoluta de la compañía de describir detalladamente en su oferta técnica, los componentes, características técnicas, y funciones principales que estos componentes ejecutan, sustentados con catálogos y cotizaciones técnicas de los fabricantes y verificar el correcto funcionamiento de los rectificadores.

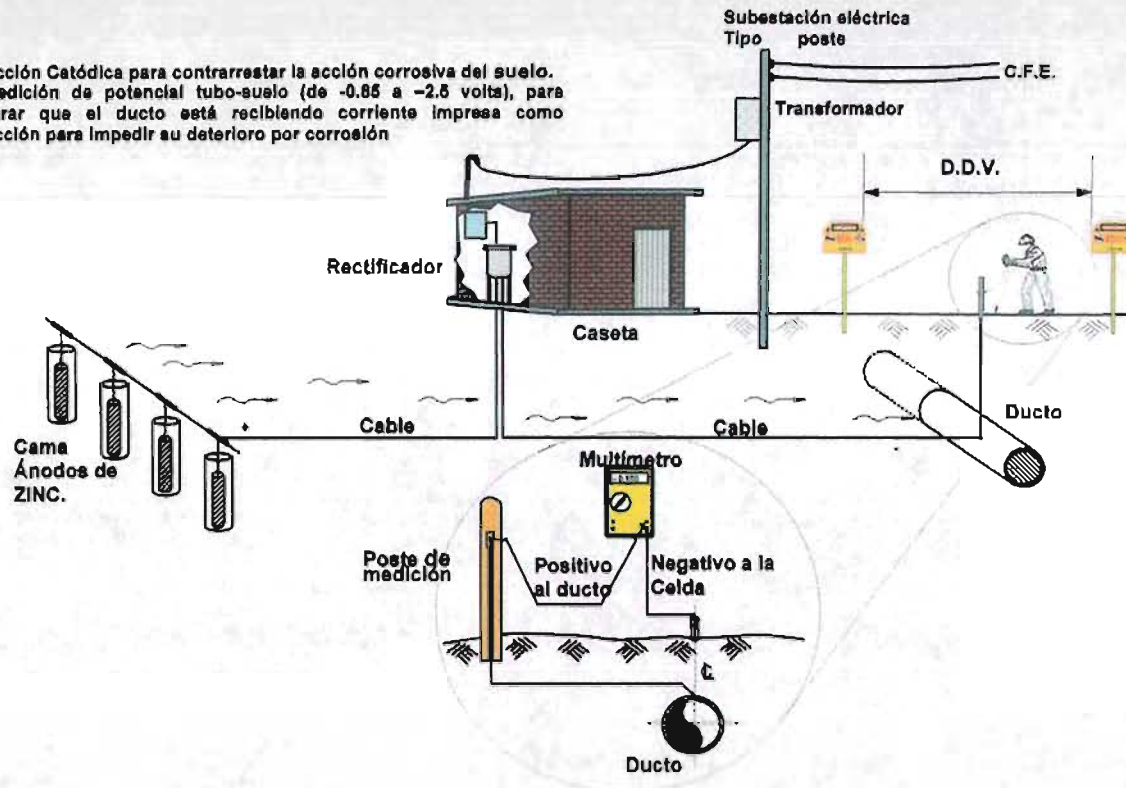
El sistema solicitado debe controlar y monitorear automáticamente las funciones analógicas y digitales así como procesos asociados con protección catódica, teniendo completa capacidad de monitorear ambos, tanto sistemas de tuberías individuales como múltiples. Este sistema incluye el control y monitoreo de tensión y amperaje del rectificador, monitoreo del potencial tubo/suelo, generación de diagnósticos del rectificador, así como también la generación automática de lecturas programadas tomadas y reportadas, a través del uso de un registrador de información integrado.

3.14 Procedimiento de cálculo.

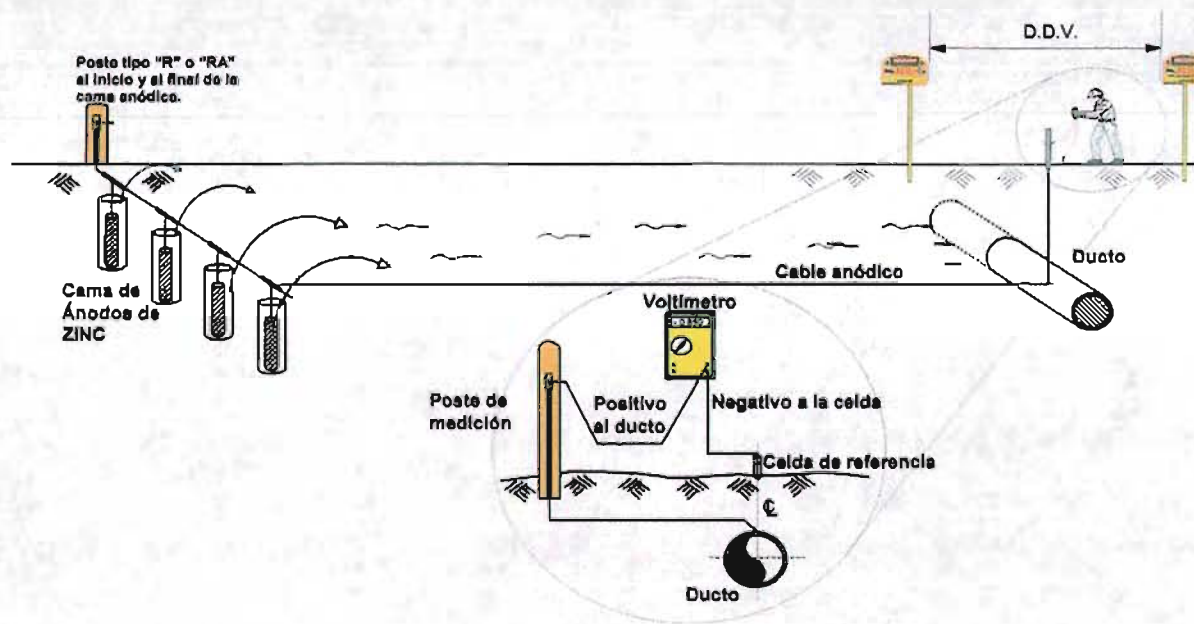
Las consideraciones mínimas requeridas para el cálculo y diseño de los sistemas de protección catódica, se encuentran en los subincisos **8.2.6.1 para Ánodos Galvánicos** (tiempo de vida útil del ánodo, cálculo de la corriente necesaria, cálculo de la masa anódica requerida, cálculo del número de ánodos requeridos, espaciado entre ánodos, Separación entre la estructura por proteger y los ánodos) y **8.2.6.2 Procedimiento de cálculo para sistemas de corriente impresa**, de la norma PROY-NRF-047-PEMEX-2002.

Sistema de Protección Catódica por medio de Corriente Impresa

Protección Catódica para contrarrestar la acción corrosiva del suelo. La medición de potencial tubo-suelo (de -0.85 a -2.5 volts), para asegurar que el ducto está recibiendo corriente impresa como protección para impedir su deterioro por corrosión



PROTECCIÓN CATÓDICA POR MEDIO DE ÁNODOS GALVÁNICOS Ó DE SACRIFICIO



CAPITULO 4. INSPECCIÓN DE TUBERÍAS.

4. Introducción.

Para la seguridad de los trabajadores, instalaciones, áreas circunvecinas y el medio ambiente y mantener en buenas condiciones de operación la Integridad Mecánica¹ se deben implementar programas de constantes inspecciones y se componen de cuatro niveles.

Inspección nivel 1. Comprende la inspección visual de las instalaciones superficiales (válvulas de seccionamiento, trampas de diablos, etc) y generalmente se hacen recorridos terrestres (a pie), para verificar que los derechos de vía (DDV) donde se encuentran alojadas las tuberías se detectan anomalías que puedan poner en riesgo a la sociedad y al entorno ecológico que nos rodea. Se menciona también la frecuencia con que debe realizarse este nivel y el personal que los realizará.

Inspección nivel 2. Este nivel se debe realizar en zonas específicas como son: Línea regular e instalaciones superficiales, sistemas y dispositivos de seguridad, equipos y conexiones y se debe efectuar la medición de espesores en estos puntos con el fin de controlar el desgaste por corrosión. Estas mediciones deben efectuarse cada año, permitiendo elaborar una estadística de velocidades de desgaste y determinar la vida útil de las instalaciones.

Cuando se trate de tramos rectos de línea regular enterrado, se deben realizar excavaciones correspondientes y limpiar la zona próxima a la tubería para efectuar la medición, según la tabla Localización de Medición de Espesores (LME).

Protección catódica. Se deben efectuar un monitoreo y una medición eléctrica en la protección catódica en todo el eje longitudinal del ducto, para determinar que el sistema se encuentre operando adecuadamente.

Se menciona también la frecuencia con que debe realizarse este nivel y el personal que los realizará.

Inspección nivel 3. En este nivel de inspección se lleva a cabo la corrida de diablos, y se realiza para comprobar las condiciones del ducto en toda su longitud, con objeto de conservarlos en condiciones óptimas de seguridad y limpieza interior de ductos.

Inspección nivel 4. Este nivel corresponde a una inspección localizada y detallada de zonas específicas en el ducto y depende de los resultados obtenidos por otros niveles de inspección, para lo cual el usuario ó diseñador debe elaborar un programa de inspección considerando todos los puntos con discontinuidades (ranuras, grietas o fisuras, abolladuras, deformaciones, socavaciones, etc.).

4.1 Inspección Nivel 1.

Comprende la inspección visual a lo largo del ducto con el fin de determinar defectos, anomalías y problemas que pueda tener la tubería y que puedan ser detectados a simple vista.

La inspección visual, se recomienda para detectar y dimensionar defectos en la superficie exterior de la pared del ducto, en instalaciones superficiales o por la práctica de excavación. Los defectos detectables por Inspección Visual incluyen: picaduras, abolladuras, fugas, defectos externos de uniones soldadas, etc.

4.1.1 Recorrido terrestre.

Este tipo de inspección se debe realizar mediante el uso de vehículo y en su caso recorridos a pie para acceder a las instalaciones que serán inspeccionadas.

Este recorrido debe hacerse a todo lo largo del ducto, donde se incluyen: trampas de diablos, válvulas de seccionamiento, etc; y donde se debe verificar como mínimo lo siguiente: deslaves, anclajes y/o soportaría de la tubería, condiciones de los señalamientos, invasiones al derecho de vía, cruces con ríos, cruces aéreos, cruces sobre puentes.

Frecuencia. Los recorridos deben efectuarse en zonas urbanas cada quince días y en zonas rurales una vez al mes.

Personal. Personal de experiencia y conocimientos comprobados en materiales, corrosión e inspección de ductos terrestres.

Trabajos a efectuar. Los trabajos a efectuar según corresponda deben considerar lo siguiente:

- ◆ Se deberá revisar, auxiliándose con detectores ultrasónicos en caso necesario, todos los puntos posibles de fuga tales como: unión de bridas, conexiones, válvulas, etc., eliminando todas las que se detecten
- ◆ Se revisará el alineamiento de la tubería buscando zonas que presenten anomalías tales como: tramos fuera de sus soportes, vibración, etc.
- ◆ Se revisará la tubería buscando evidencias de corrosión exterior, presentando especial atención en las zonas propicias a este tipo de deterioro tales como, soporte de líneas tubo-mocheta, tubo-suelo, tubo-abrazaderas, etc.
- ◆ Verificar la protección anticorrosiva conforme al inciso 4.2.2.
- ◆ Golpes y abolladuras en el ducto.
- ◆ Estabilidad del ducto.
- ◆ Vibración del ducto.
- ◆ Condición mecánica de los anclajes o soportes.
- ◆ Corrosión de apoyos y anclajes o soportes.
- ◆ Condición de los señalamientos.
- ◆ Asentamientos humanos y actividades de construcción sobre el derecho de vía.
- ◆ Limpieza y vegetación que pueda dañar el ducto.
- ◆ Tomas clandestinas.
- ◆ Desprendimiento de lastre de concreto.
- ◆ Colchón de enterrado en sitios sujetos a erosión (pantanos, ríos, lagunas, etc.).

4.1.1.1 Vigilancia del derecho de vía.

Una de las actividades que revisten mayor importancia son los recorridos terrestres en los derechos de vía (DDV), con ellos se detectan anomalías que puedan poner en riesgo a la sociedad y al entorno ecológico que nos rodea, estos recorridos se llevan a cabo de acuerdo a un programa de inspección y la frecuencia depende de la densidad de la población que existe en el DDV.

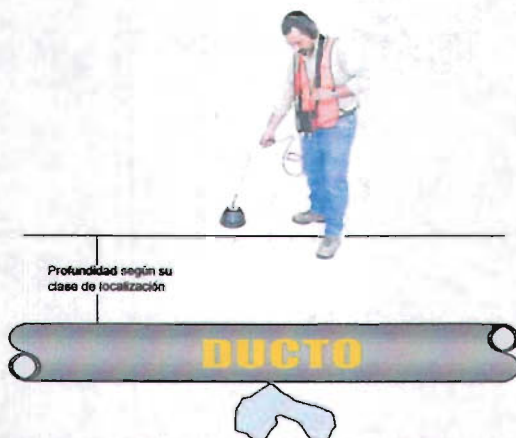
Contar con programas de prevención de accidentes que incluyan planes de emergencia con la participación de la comunidad en caso de incidentes ambientales (Fugas, derrames).

Estos recorridos verifican las condiciones de la superficie, observando indicaciones de fugas, y demás factores que afecten la seguridad y la operación del ducto.

Para identificar a trayectoria del DDV deben colocarse señalamientos informativos descriptivos, donde se indican las actividades que se deben evitar en los DDV tales como excavaciones, asentamientos humanos, prender fuego, etc. Además de los números telefónicos a donde se pueda llamar en caso de que se advierta cualquier anomalía, que pueda poner en riesgo a la población ó a las instalaciones. También deben realizarse campañas de seguridad teniendo por objeto informar, a los vecinos que habitan cerca de los derechos DDV, sobre sistemas, medidas preventivas y que hacer en caso de una posible emergencia. Se deberá contar con un programa permanente de reposición de señalamientos en los DDV.

4.1.1.2 Detector de fugas líquidas.

En las inspecciones sobre el DDV, se utilizara un detector de fugas líquidas.

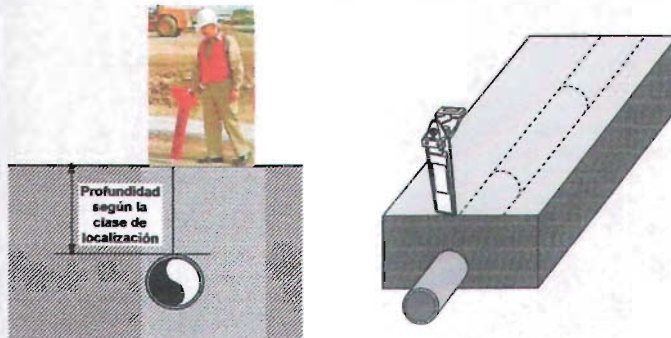


Una vez detectada la fuga se procede a la excavación, pero antes de la excavación debe detectarse la profundidad de la tubería, con un detector de profundidad de tuberías.

4.1.1.3 Detector de profundidad.

Equipo de especializado para medir la profundidad de los ductos del lomo del tubo del suelo al piso o suelo natral.

Por seguridad se verificara la profundidad de la tubería a cada 50.



4.2 Inspección Nivel 2.

Este nivel se debe realizar en zonas específicas como son: Línea regular e instalaciones superficiales, sistemas y dispositivos de seguridad, equipos y conexiones.

4.2.1 Línea regular.

Se debe inspeccionar para evaluar la protección anticorrosiva y las discontinuidades producidas por fenómenos de corrosión de cualquier configuración geométrica o de otro tipo que causen la disminución del espesor más allá de los límites permitidos en el diseño.

4.2.2 Localización de Medición de Espesores.

Se debe efectuar la medición de espesores tanto en puntos de la línea regular como en sitios donde el desgaste de pared puede ser importante, tal es el caso de:

- ◆ Instalaciones aéreas
- ◆ Interfases aire-tierra.
- ◆ Tubo-mocheta/abrazadera.
- ◆ Accesorios y conexiones.
- ◆ Tramos de cambio de dirección.
- ◆ Puntos de apoyo de la tubería.

4.2.2.1 Calibración de espesores.

Deben realizarse pruebas (ultrasonido), de acuerdo a un programa de calibración, que permita certificar la calidad de los materiales y verificar las condiciones físicas de las instalaciones.

Efectuar la medición de espesores de la tubería en instalaciones superficiales, con el fin de controlar el desgaste por corrosión. Estas mediciones deben efectuarse cada año, permitiendo elaborar una estadística de velocidades de desgaste y determinar la vida útil de las instalaciones.

Cuando se requiera comprobar las condiciones del ducto en toda la longitud, se deberá programar una inspección de la tubería con un equipo instrumentado aprobado por el usuario, con el fin de identificar defectos, anomalías en el interior de los ductos y de acuerdo con los resultados de la inspección deben programarse los trabajos de reparación ó rehabilitación correspondientes.

Cuando la anomalía llega al 80% de pérdida de espesor de pared se sustituye la tubería dañada por un tramo de tubería nuevo, del mismo espesor y especificación de la tubería principal de acuerdo a la clase de localización.

Cuando se trate de tramos rectos de línea regular enterrado, se deben realizar excavaciones correspondientes y limpiar la zona próxima a la tubería para efectuar la medición, según la tabla Localización de Medición de Espesores (LME), una vez efectuada ésta, se debe rellenar y dejar en las mismas o mejores condiciones el área donde se efectuó.



Longitud del ducto	LME	Números de Excavaciones
Hasta 2 Km.	Cada 200 metros	10
De 2 Km. Hasta 10 Km.	Cada 500 metros	5 - 20
Mayores de 10 Km.	Cada 1000 metros	> 10

Localización de Medición de Espesor (LME) tramos rectos de tubería

La medición de espesores se debe realizar en los extremos y en el centro del área descubierta y en los cuatro cuadrantes de la tubería como mínimo, poniendo especial atención al radio interno y externo de codos y tees, donde el desgaste puede incrementar.

Perfil del personal. La medición de espesores debe estar a cargo de técnicos de nivel I y la medición en las zonas adyacentes a la soldadura deben ser evaluadas por técnicos nivel II en ultrasonido.

Trabajos que se deben ejecutar. Durante la inspección se deben ejecutar las siguientes actividades:

- a) Excavación de acuerdo a la tabla
- b) Limpieza de puntos de medición.
- c) Medición de espesores y de longitudes de defectos.
- d) Reposición del recubrimiento en la zona.

Registro. Previo al registro de resultados se debe dimensionar, en tamaño y profundidad, picaduras de corrosión o cualquier otro defecto que cause la mayor disminución de espesor del material, así mismo, se debe levantar el isométrico donde se indiquen los lugares inspeccionados, así como una fotografía de los mismos. Los resultados obtenidos en la inspección se deben registrar en un formato de "Reporte de resultados", el cuál debe incluir la siguiente información:

- ◆ Información General: Descripción de la pieza, tipo de material, fecha de inspección, etc.
- ◆ Equipo utilizado para la inspección.
- ◆ Condiciones de la inspección.
- ◆ Croquis.
- ◆ Inspección visual.
- ◆ Resultado de la inspección.

4.2.3 Protección catódica.

Se deben efectuar un monitoreo y una medición eléctrica en la protección catódica en todo el eje longitudinal del ducto, para determinar que el sistema se encuentre operando adecuadamente.

Trabajos a ejecutar:

Fuentes de energía eléctrica. Cuando el sistema de protección esté basado en corriente impresa y las fuentes de energía estén telemidas y/o telecontroladas, (rectificador automático) su inspección debe ser por lo menos seis veces cada año, pero a intervalos que no excedan dos meses y medio; para el caso de fuentes convencionales (rectificador manual) la inspección se debe realizar semanalmente. Para tal efecto, se deben registrar las condiciones de operación, así como cualquier ajuste operacional en el voltaje y/o corriente de salida. En caso de que una fuente falle y esto resulte en una condición insegura, se deben reportar de forma inmediata al usuario.

Camas anódicas. Se debe verificar la corriente eléctrica de salida de los ánodos y la corriente eléctrica total de la cama anódica, a fin de determinar si ésta se encuentra funcionando correctamente.

Conexiones y aislamientos eléctricos. Las conexiones e interruptores de corriente eléctrica, así como los dispositivos de aislamiento eléctrico se deben revisar como mínimo una vez al año.

Recubrimientos dieléctricos. Se deben realizar inspecciones al momento de la instalación y posteriormente cuando se detecten variaciones en la demanda de corriente suministrada para la protección catódica, aplicar la técnica CIS (ver inciso 3.9.5.1).

Levantamiento de potenciales. El responsable de la protección catódica de los sistemas de ductos, debe asegurarse de que se efectúen mediciones periódicas de los potenciales ducto/suelo a lo largo de la trayectoria del ducto, a intervalos máximos de seis meses para zonas rurales y cada dos meses en zonas urbanas, estas mediciones se levantarán a cada Km. y la toma de potenciales estará en los rangos de (-0.85 a -2.5 volts) para asegurar que el ducto este recibiendo corriente de protección, como recomendación aplicar la técnica DCVG (ver inciso 3.9.5.2), cualquier subprotección ó sobreprotección se deben tomar las medidas necesarias.

Perfil del Personal. El personal designado debe ser como mínimo Técnico Nivel 2 para protección catódica, debe tener la experiencia y conocimientos comprobados en materiales, corrosión e inspección a ductos terrestres, así como del tipo e importancia de los daños potenciales que se puedan encontrar en esta inspección.

Registros. Los resultados obtenidos de esta inspección se deben registrar en un formato de "Reporte de resultados", en el cual debe incluir como mínimo lo siguiente:

- a. Nombre del personal participante.
- b. Localización y datos del sitio de ubicación.
- c. Localización de dispositivos aislantes
- d. Resultados de las pruebas de requerimientos de corriente, donde se hizo y procedimientos utilizados.
- e. Potenciales de ducto/suelo antes de que la corriente sea aplicada.
- f. Condiciones del recubrimiento dieléctrico.
- g. Número, tipo, tamaño, profundidad y espaciamiento de ánodos.
- h. Especificaciones del rectificador u otra fuente de energía.
- i. Resultados de las pruebas de interferencia.

4.2.4 Protección anticorrosiva. Se debe inspeccionar el estado en el que se encuentra la protección anticorrosiva (aplicar técnica CIS ver inciso 3.9.5.1) tanto en la línea regular como en los sitios o puntos críticos mencionados en el subinciso 4.2.2, y dependiendo de su estado realizar las recomendaciones respectivas para corregir los posibles problemas en la zona afectada. Esta inspección se debe realizar al mismo tiempo que se efectúa la medición de espesores por lo que su frecuencia de inspección es la misma.

4.3 Inspección Nivel 3.

En esta inspección se lleva a cabo la corrida de diablos, y se realiza para comprobar las condiciones del ducto en toda su longitud, con objeto de conservarlos en condiciones óptimas de seguridad y limpieza interior de ductos. Gracias a los llamados diablos instrumentados hoy es posible conocer los defectos que una tubería pueda tener desplazándose por el interior de los ductos mediante el flujo magnético ó por ultrasonido los diablos permiten encontrar cualquier tipo de anomalía.

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 probabilidad de falla y sus consecuencias.

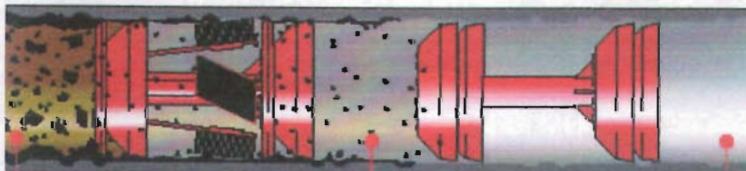
Esta operación se efectúa en la Trampa de diablos de envío y se empieza introduciendo en la cubeta de envío de trampa un equipo instrumentado llamado "diablo", el cual tiene libertad de movimiento y con la ayuda del flujo magnético logra recorrer toda la longitud de la tubería.

El acondicionamiento de las trampas de "diablos de envío y recibo", se deben encontrar en buenas condiciones y verificar que las válvulas, sistemas de seguridad y demás accesorios funcionen a la perfección, previamente a la inspección con la corrida de diablos, el usuario optará por realizar, según el caso, todos o algunos de los siguientes pasos:

- ◆ Corrida de "diablos" de limpieza.
- ◆ Corrida de "diablos" geometra.
- ◆ Corrida de diablo simulador.
- ◆ Corrida de "diablos" instrumentados (ultrasónico ó flujo magnético)

Diablo de limpieza

Herramienta para limpieza interior del ducto, (saca todo lo sucio del ducto)





Diablo de Flujo Magnético.

Aproximadamente el 90% de inspecciones de pérdida de metal son realizadas con diablo de flujo magnético, esta tecnología puede ser la técnica mas importante para detectar pérdida de metal en tuberías.

Esta técnica se basa en magnetizar la pared de la tubería y detectar la fuga de flujo magnético (FM) donde existen imperfecciones; con el FM es posible identificar y reconocer defectos de corrosión como pérdida de metal, grietas en soldadura, cordones de soldadura, (costuras), objetos metálicos adyacentes, abolladuras, fragilización de grietas en soldadura.

Los diablos instrumentados de FM están equipados para magnetizar la pared de la tubería en su longitud axial; no obstante muchos errores de medida pueden ocurrir cuando el nivel de magnetismo en la tubería se desvía de lo esperado, debido a su baja y alta resolución.

Esto diablos contienen sensores adicionales que sirven para diferenciar entre defectos internos y externos y obtener medidas de cambios de espesor de pared. El espesor de pared se obtiene midiendo el campo magnético de la pared por medio de sensores, el campo magnético se relaciona con la magnetización de la pared del tubo y transmite así el espesor de pared.

Aplicabilidad

- ◆ Velocidades en gasoductos de 1 a 4 metros/segundo.
- ◆ Diámetro de la tubería entre 4 y 60"Ø
- ◆ Todo tipo de servicio o producto transportado.



Figura 10. -Equipo instrumentado tipo flujo magnético.

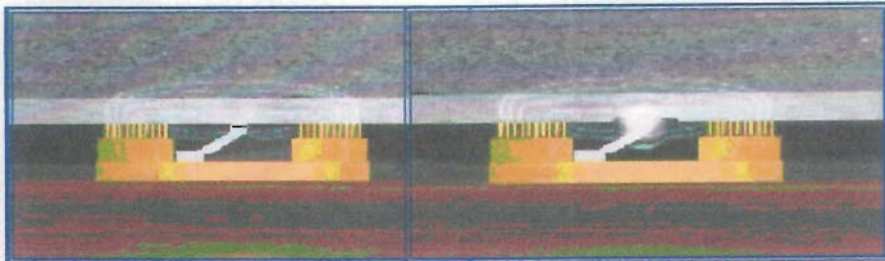


Figura 11.- Principio de detección de defectos por fuga de flujo magnético.

Diablo de tipo ultrasonido

Los diablitos de ultrasonido utilizan transductores ultrasónicos que tienen una distancia fija a la pared del tubo. Es requerido un acoplamiento del flujo entre el transductor y la pared del tubo. Los transductores emiten pulsos de sonido los cuales son reflejados en las superficies internas y externas de la pared del tubo. El tiempo transcurrido en la detección de estos dos ecos da una medida directa del espesor de pared remanente de la tubería.

El tiempo que pasa entre la emisión del impulso y el primer eco es usado para determinar la distancia del transductor a la pared interna del tubo, cualquier aumento en distancia del aislamiento conjuntamente con una disminución del espesor de pared indica pérdida interna del metal.

Si se detecta una disminución en el espesor de pared pero la distancia del aislamiento se conserva constante entonces podemos asumir que se trata de una pérdida de metal exterior, laminaciones o inclusiones.

Estos instrumentos de inspección utilizan transductores ultrasónicos que emiten pulsos de sonido de 5 MHz y son colocados a una distancia constante a la pared del tubo; normalmente el transductor y el aislamiento de tal manera que el rayo ultrasónico tienen una extensión por debajo de los 10 mm. Consecuentemente, los poros más pequeños que pueden detectarse con esta técnica son de aproximadamente 10 mm. La frecuencia de muestreo depende de la frecuencia de la despedida del transductor ultrasónico y de la velocidad del diablo. En circunstancias óptimas la distancia axial del muestreo es cerca de 3 mm.

Para un monitoreo exacto de la pérdida de espesor de pared en tuberías la técnica ultrasónica es más satisfactoria que la de fuga de flujo magnético; en tuberías de gas se pueden ejecutar las corridas de equipos ultrasónicos empleando baches de líquidos como el glicol.

Los equipos cuya operación son a base de ultrasonido proporcionan información muy precisa, pero tienen la limitante de operar exclusivamente en un medio líquido y requieren que la superficie interna del ducto esté limpia.

La interpretación de señales de ultrasonido es más exacta que las emitidas por las de fuga de flujo magnético, las señales del aislamiento y del espesor de pared dan un mapeo de la pared del ducto mostrando todos los defectos de corrosión.

Una superficie rugosa puede originar la pérdida de la señal y se puede reconocer como tal, además las laminaciones, inclusiones, grietas en soldadura, válvulas y tees pueden ser fácilmente identificables.

Los diablos de inspección ultrasónicos tienen la ventaja de proveer una mejor cuantificación del tamaño de los defectos que los de fuga de flujo magnético.

Aplicabilidad

- ◆ Para diámetro de 6" hasta 60" Ø.
- ◆ Velocidad de 1 a 3 m/seg.
- ◆ Para tuberías con espesor de pared sobre los 7 mm.
- ◆ En gasoductos utilizando un modelo de diablo inteligente que cuenta con transductores en las ruedas centradoras.

Figura 12. Equipo instrumentado tipo Ultrasonico.

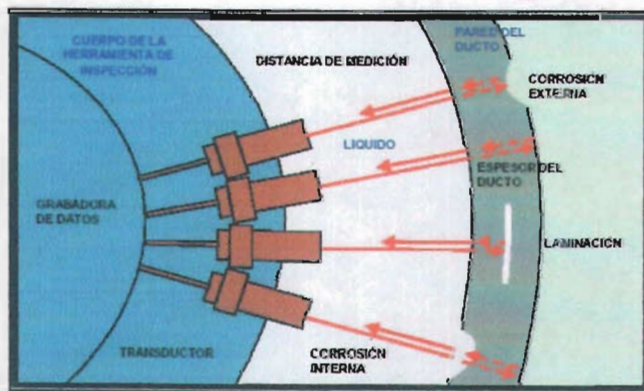
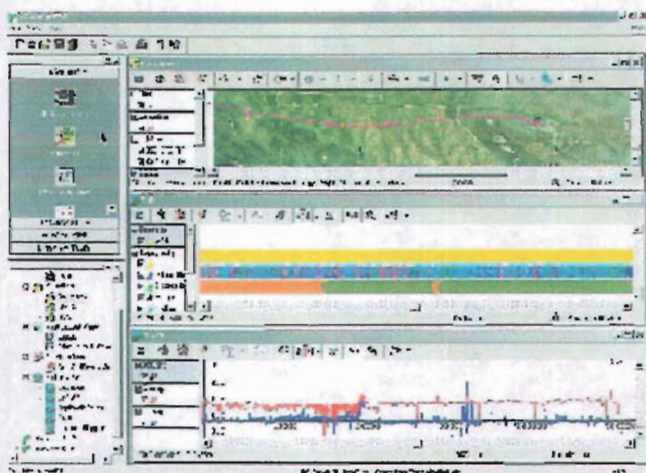


Figura 13.- Principio de detección de defectos por fuga de flujo magnético

La información obtenida por el diablo se graba en una computadora, donde se analiza centímetro a centímetro el estado del ducto.

La gran cantidad de información la cual es analizada automáticamente con ayuda de software para detectar indicaciones o discontinuidades relevantes.

De acuerdo a los resultados obtenidos el usuario decidirá las acciones a tomar en cada caso, ya sea 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, o bien, la información puede servir como marco de referencia del mantenimiento preventivo al compararlo con corridas posteriores.



4.4 Inspección Nivel 4.

Este nivel corresponde a una inspección localizada y detallada de zonas específicas en el ducto y depende de los resultados obtenidos por otros niveles de inspección, para lo cual el usuario ó diseñador debe elaborar un programa de inspección considerando todos los puntos con discontinuidades (ranuras, grietas o fisuras, abolladuras, deformaciones, socavaciones, etc.).

4.5 Documentación y registros entregables.

La información recabada de los trabajos efectuados en cualquier nivel de inspección se debe llevar a un formato de registro de datos, reporte de resultados, fotografías y/o dibujos y recomendaciones aplicables para la línea regular, válvulas, accesorios y conexiones. Adicionalmente se debe incluir el tiempo recomendado para una nueva inspección.

Todas las inspecciones y acciones correctivas serán claramente documentadas por escrito cuando se construyan nuevas instalaciones ó rehabilitaciones.

CAPITULO 5. MANTENIMIENTO DE TUBERÍAS.

5. Introducción.

Actualmente los ductos de transporte se encuentran en malas condiciones por falta de mantenimiento.

El mantenimiento tiene el objeto de mantener en óptimas condiciones y en buen estado la integridad Mecánica¹ de estas instalaciones, con la finalidad con la finalidad de mejorar y optimizar el mantenimiento en los sistemas de ductos, proponemos los criterios siguientes.

Mantenimiento predictivo, con este mantenimiento se puede conocer cualquier situación de riesgo con anticipación en los sistemas de tuberías, aplicando las pruebas no destructivas.

Mantenimiento preventivo, acción que se aplica para evitar que ocurran fallas (previene), manteniendo en buenas condiciones y en servicio continuo todos los elementos que integran un sistemas de tuberías de transporte, esté mantenimiento se aplica se aplica a la protección catódica, derechos de vía, señalización, sistemas y dispositivos de seguridad e instalaciones superficiales.

Mantenimiento correctivo, es la reparación de daños o fallas a los ductos de transporte.

5.1 Mantenimiento Predictivo.

Las actividades predictivas proporcionan información de las condiciones físicas, que permiten conocer cualquier situación de riesgo en el ducto con anticipación las técnicas más avanzadas de este tipo son:

Inspección directa.

Con la finalidad de localizar y dimensionar los defectos en un ducto para evaluar el riesgo de falla y poder determinar el tipo de reparación, se requiere de inspecciones no destructivas, este tipo inspección se realiza en las instalaciones superficiales.

Inspección visual, está se llevará a cabo de acuerdo a la inspección nivel 1, del capítulo de inspección, (ver inciso 4.1).

Partículas Magnéticas.

Este método permite detectar discontinuidades superficiales.

Aplica a todos los materiales ferrosos, excepto los aceros austeníticos (acero comercial). El área que va a examinarse debe estar libre de polvo, grasa, aceite, u otra materia extraña y tener una superficie regular, por esto, es común esmerilar según se requiera.

Primeramente, el área a examinarse es magnetizada con partículas magnéticas, estas partículas se acercan a las discontinuidades de la pieza examinada, debido a las fugas del campo magnético.

Ultrasonido.

Este método permite detectar y dimensionar discontinuidades internas de carácter planar que presenten un área lo suficientemente grande para producir la reflexión de un haz ultrasónico introducido en forma perpendicular (haz recto) u oblicua (haz angular) a la pared del componente. También permite medir el espesor de pared en el componente.

Las ondas ultrasónicas pasan a través de los sólidos y son reflejados al llegar a los límites de estos. En los puntos donde existe una discontinuidad, las ondas no pueden pasar y son reflejadas produciendo un eco. Este eco se muestra en un tubo de rayos catódicos revelando la presencia de los defectos.

Se envían ondas ultrasónicas de muy baja longitud de onda y a muy alta frecuencia la cual puede detectar impurezas, cambios de densidad, interfases de material.

Radiografía.

Este método aprovecha la facilidad con que los rayos X o gama pueden penetrar materiales opacos. Si existe una falla, esta aparece más clara en una película sensible a la radiación, debido a que los rayos penetran menos materiales en estas discontinuidades. Es común en la radiografía el uso de un penetrómetro. El penetrómetro está hecho del mismo material a analizar y contiene alguna características de dimensiones conocidas.

Así se comparan las imágenes radiográficas. También se puede usar un software analizador de imágenes que pueden revelar diferencias muy sutiles de intensidad fotográfica que significan diferencias de espesor.

Inspección indirecta.

Se realiza en ductos enterrados y se opta por equipos especiales como lo son el equipo instrumentado de inspección interna (ver inciso 6.5.3 Inspección Nivel 3) y recorridos a pie en todo el derecho de vía, aplicando las técnicas CIS/DCVG (ver incisos 3.9.5.1 y 3.9.5.2).

5.2 Mantenimiento preventivo.

El mantenimiento preventivo, es la acción u operación que se aplica para evitar que ocurran fallas, manteniendo en buenas condiciones y en servicio continuo a todos los elementos que integran un ducto terrestre, a fin de no interrumpir las operaciones de este; así como de corrección de anomalías detectadas en su etapa inicial producto de la inspección al sistema, mediante programas derivados de un plan de mantenimiento, procurando que sea en el menor tiempo y costo.

El departamento de mantenimiento contará siempre con las herramientas y refacciones necesarias para el mantenimiento preventivo. Las refacciones que se compren ó adquieran, deben cumplir con su especificación de diseño y seguir las recomendaciones del proveedor.

Mantenimiento preventivo se debe llevar a cabo en, la tubería, los derechos de vía, los sistemas y dispositivos de seguridad, las señalizaciones y las instalaciones superficiales etc.

El ducto debe contar con programa de inyección de inhibidores de corrosión.

Protección catódica. Debe llevar un mantenimiento preventivo, solicitando los recursos necesarios para éste fin, en los tiempos y formas indicados por la normatividad vigente, en los siguientes puntos:

- Reparar, reemplazar o ajustar los componentes del sistema de protección catódica.
- Proveer una protección catódica adicional donde sea necesario.
- Limpiar y aplicar recubrimiento en estructuras donde se presenten deficiencias en el recubrimiento mecánico ó áreas desnudas.
- Reparar, reemplazar o ajustar juntas aislantes monoblocks o bridas aislantes.
- Remover los contactos metálicos accidentales.
- Reparar los dispositivos de aislamiento que se encuentren defectuosos.
- Verificar el voltaje y amperaje de corriente alterna de alimentación.
- Verificar el voltaje y amperaje de corriente directa aplicado a la estructura protegida.
- Verificar el potencial ducto/suelo en el punto de drenaje.
- Verificar el funcionamiento de los ánodos.

Derechos de vía. Se deben conservar en buen estado los caminos de acceso al derecho de vía y a las instalaciones, con el propósito de garantizar eficiencia en acciones emergentes.

Señalización. Se debe conservar en buen estado la señalización, así como la reposición de los mismos y mantener actualizado el tipo de localización del derecho de vía.

Sistemas y dispositivos de seguridad.

Se debe efectuar un mantenimiento periódico al equipo, válvulas, sistemas de desfogue, indicadores de presión, etc. Verificando el estado mecánico, seguridad de operación, calibración, instalación, etc. Se debe mantener el apriete (torque) recomendado por el fabricante en los espárragos de las conexiones mecánicas de los sistemas de ductos para prevenir fugas

Instalaciones superficiales. Se debe tener en buen estado la protección mecánica (recubrimientos) en las instalaciones superficiales. Se deben conservar libres de maleza, escombros, materiales dispersos, basura, etc.

5.3 Mantenimiento correctivo.

El mantenimiento correctivo es la acción u operación que consiste en reparar los daños o fallas en los ductos para evitar riesgos en su integridad o para restablecer la operación del mismo.

Con las actividades correctivas se logra restablecer la integridad de los ductos y ampliar su vida útil. La decisión de reparar un ducto está en función de la severidad del defecto presente por lo que es necesario conocer las formas de daño en las tuberías

Requisitos generales. Se debe contar con una base de datos que registre cada defecto o fuga, en donde se indiquen: localización, causa, tipo de reparación, etc. Esta información servirá de base para tomar las medidas correctivas necesarias.

Las reparaciones deben realizarse mediante un procedimiento calificado y aprobado por el usuario, el que será efectuado por personal con experiencia en el trabajo de mantenimiento y con conocimientos de los riesgos a que se puede estar expuesto, utilizando maquinaria, equipos y materiales específicos para cada trabajo o actividad de reparación.

Todos los soldadores que lleven a cabo trabajos de reparación deben tener certificado vigente.

La reparación permanente o definitiva debe llevarse a cabo en el menor tiempo posible, a excepción de las situadas dentro de las clases de localización 3 y 4 que deben realizarse de inmediato.

Todas las reparaciones, deben llevar una adecuada protección anticorrosiva, con un recubrimiento de similares características a las que tiene el ducto.

En base a los resultados con el equipo instrumentado se rehabilitan los tramos de tubería que hayan presentado falla, de acuerdo a la tabla 22

Soldadura de relleno. Las pequeñas áreas corroídas, ranuras, ralladuras pueden ser reparadas con depósitos de metal de soldadura.

El metal de soldadura utilizado en reparaciones debe ser del grado y tipo de la tubería que está siendo reparada, de acuerdo con el inciso.

Una vez que el área a reparar se ha esmerilado y que se encuentre lisa, uniforme y libre de grasa, pintura y otras impurezas que puedan afectar la soldadura.

Tabla 22 Discontinuidades en ductos y reparaciones permanentes o definitivas aceptadas

TIPO	LIMITES (para defectos aislados)	ACCIONES	REPARACION DEFINITIVA O PERMANENTE ACEPTADA
Ranuras	Profundidad de 12.5% del espesor nominal		
Abolladuras	Cuando afecten la curvatura del tubo en la soldadura longitudinal o en cualquier soldadura circunferencial	Sustituir tramo* o reparar	1 o 2
	Las que contengan algún concentrador de esfuerzos tal como arrancadura o ranura		
	Las que excedan una profundidad de 0.25" en un tubo de 12" y menores o 2% del diámetro nominal de tubos mayores de 12"		
Grietas o fisuras	Inaceptable a menos que se realice un estudio de mecánica de fractura	Sustituir tramo* o reparar	1 o 2
Imperfecciones en soldaduras			
▪ Penetración inadecuada y fusión incompleta	25.4 mm (1") de longitud	Sustituir tramo* o reparar	1 o 2
▪ Área quemada	6.4 mm (1/4") de dimensión máxima o el espesor del material base	Idem	1 o 2
▪ Inclusiones de escoria	50.8 mm (2") de longitud o 1.6 mm (1/16") de ancho	Idem	1 o 2
▪ Porosidad o burbujas de gas	1.6 mm (1/16") de dimensión máxima	Idem	1 o 2
▪ Socavación	Profundidad de 0.8 mm (1/32") o 12.5% del espesor (el que sea menor) y su longitud no excederá el valor menor entre 50.8 mm (2") o 1/8 de la longitud de soldadura	Idem	1 o 2
Corrosión generalizada	Espesor mínimo requerido de acuerdo a la sección 5.16	Reparar, reemplazar u operar a presión reducida	1 o 2
Corrosión localizada	Espesor mínimo requerido de acuerdo a diseño y métodos de análisis	Reparar, reemplazar u operar a presión reducida	1,2,3, y 4
<p>NOTA: En caso de presentarse fuga en cualquier tipo de discontinuidades citadas, esta debe ser reparada mediante el método de reparación definitiva o permanente.</p> <p>REPARACIONES:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Sustitución de tramo. 2. Envoltente circunferencial completa soldada o refuerzo no metálico. 3. Esmenado. 4. Relleno con material de aporte <p>* Una soldadura sólo podrá ser reparada 2 veces y si vuelve a salir con defecto se debe eliminar cortando un carrete.</p>			

En base a los resultados, se utilizan diferentes métodos de rehabilitación dependiendo de las condiciones de operación del ducto, cuando el ducto esta en operación y no es posible sustituir el tramo ó carrete, se colocan envolventes metálicos soldables ó atornilladas ó bien bobinas de fibra de vidrio con adhesivos especiales que permiten la rehabilitación sin el uso de soldadura en línea viva proporcionado con esto mayor facilidad, seguridad y ejecución a los trabajadores.

Camisa de refuerzo. Si no es posible dejar el ducto fuera de servicio, las reparaciones pueden realizarse mediante la instalación de una envolvente circunferencial metálica completa, soldada longitudinalmente y con un relleno que sea un buen transmisor de esfuerzos a la envolvente cuando el caso lo requiera.

Se debe efectuar una inspección no destructiva por radiografiado o ultrasonido para garantizar la no existencia de defectos.

Las envolventes circunferenciales completas, instaladas para eliminar fugas, o para contener la presión interna, deben estar diseñadas para contener ó soportar la presión de diseño ó la máxima de operación del ducto que se va a reparar. Dicha envolvente será soldada en su totalidad, tanto circunferencial como longitudinalmente.



Refuerzo no metálico. En el caso de que no exista fuga, una opción para reparación en lugar de utilizar la envolvente metálica soldada, puede ser la colocación de envolventes no metálicas (Resina epóxica reforzada con fibra de vidrio).

La utilización de envolventes no metálicas para la reparación de ductos con disminución de espesor por corrosión o con daños mecánicos, está sujeta a que se demuestre que el producto soportará como mínimo la misma presión que soporta la tubería metálica así como, que el producto este diseñado para trabajar en los rangos de temperatura y condiciones en los que opera el ducto.

Los refuerzos no metálicos se consideran reparaciones permanentes.

Sustitución de carrete. Cuando el ducto puede ponerse fuera de servicio se utiliza la sustitución del tramo siendo está la técnica más recomendada y que origina menor riesgo.

Éste se debe reparar cortando una pieza cilíndrica (carrete) conteniendo la anomalía y reemplazándolo con otro carrete del mismo espesor de pared, mismo diámetro interno y grado igual o mayor al de la tubería que será rehabilitada.

El carrete debe someterse a una prueba hidrostática como si se tratara de una tubería nueva de acuerdo a lo indicado en el inciso 1.19. Esta prueba puede ser realizada antes de su instalación, aceptándose que se realice en fábrica siempre y cuando se cuente con la documentación correspondiente y se efectúe el radiografiado u otras pruebas no destructivas (excepto la inspección visual) a todas las soldaduras a tope del empate después de su instalación.



Inspección de soldaduras reparadas. Las soldaduras realizadas durante la reparación del ducto deben ser inspeccionadas radiográficamente al 100%, conforme a lo indicado en el subinciso 1.1.18.4 inspección radiográfica; si el procedimiento de reparación lo considera, adicionalmente, se pueden utilizar otras técnicas como ultrasonido, líquidos penetrantes, partículas magnéticas, dureza y réplicas metalográficas.

5.4 Documentación y registros entregables.

Para efectos de mantenimiento preventivo se debe llevar un registro estadístico de todas las intervenciones, modificaciones, ajustes y cambios que se realicen a todas las instalaciones involucradas en esta actividad.

Para el mantenimiento correctivo se debe entregar al usuario la documentación y registros generados durante el inicio, en el desarrollo y al finalizar el trabajo de reparación, como se indica enseguida:

- a) Procedimientos de reparación mediante:
 - ◆ Esmerilado.
 - ◆ Soldadura de relleno.
 - ◆ Camisa de refuerzo.
 - ◆ Camisa metálica.
 - ◆ Refuerzo no metálico.
 - ◆ Inspección de soldadura mediante PND (Prueba no destructiva).
 - ◆ Reparación de soldadura.
 - ◆ Otros.
- b) Certificados de calificación del personal soldador.
- c) Documentación que compruebe la experiencia del personal técnico que efectuará la reparación.
- d) Certificados de calibración de equipo y maquinaria utilizado para la reparación de que se trate.
- e) Registros de cada tipo de reparación.

- f) Planos o dibujos a escala de la reparación incluyendo la localización mediante coordenadas.
- g) Registro de pruebas hidrostáticas cuando aplique.
- h) Informe o reporte ejecutivo que incluya la memoria de los trabajos realizados, observaciones recomendaciones.
- i) Radiografías y reportes radiográficos de las soldaduras, que incluyan las referencias necesarias para la identificación y localización de la junta de campo.

ANEXO.

Requerimientos de Seguridad Industrial y Protección Ambiental (SIPA).

Básicamente en este apartado mencionamos cual debe ser la función del diseñador o responsable de la ingeniería y como ejercer un liderazgo necesario para incorporar los requisitos de Seguridad Industrial y Protección Ambiental, en el diseño de instalaciones nuevas ó modificadas, los cuales deben tener igual prioridad como la que tienen los aspectos de operación, mantenimiento y ventas:

- ◆ **Efectuar un Análisis de Riesgos de Procesos**, incluyendo el Análisis de Consecuencias y Revisiones de Riesgo de Proceso, llevados a cabo y documentados durante todas las fases de los proyectos y etapas de construcción; es decir desde la fase conceptual del proyecto hasta la revisión de seguridad de pre-arranque, con objeto de prevenir incidentes y lesiones relacionadas con el proceso, Esta información permite jerarquizar la Administración de Riesgos, y es útil para los trabajos posteriores de mantenimiento, lo que permitirá conservar las instalaciones dentro de los rangos de seguridad en los centros de trabajo.
- ◆ **Revisión de riesgos de proceso.** Un estudio sistemático y profundo de la instalación de un proceso, utilizando metodologías reconocidas para la identificación, evaluación y control de riesgos tales como el ¿Qué pasa si?/Lista de Verificación, Análisis de Modo de Falla y Efecto, Estudio de Riesgo y Operabilidad (HAZOP), Análisis por Arbol de Falla, etc.
- ◆ Para el control de calidad en nuevas instalaciones y rehabilitaciones se deben emplear tuberías, conexiones y accesorios de acuerdo con las especificaciones de diseño y queda estrictamente prohibido las malas prácticas de ingeniería, como emplear instalaciones hechas.
- ◆ Dentro de las Bases de Usuario y/o alcances del proyecto, la función de supervisión en campo debe incluir las actividades siguientes:
- ◆ Verificar que las tuberías, conexiones y accesorio o equipos, hayan sido fabricados bajo las más estrictas normas de seguridad, garantizando su alta resistencia y durabilidad. El fabricante debe mostrar ante las autoridades correspondientes los certificados de calidad.
- ◆ Verificar paulatinamente si la constructora ó diseñador cumplen con la normatividad vigente y las buenas prácticas de ingeniería (aplicación de IMAC) en el momento de realizar la construcción (no usar instalaciones hechas ó que estén fuera de especificación).
- ◆ Para el transporte de carga y descarga, el contratista ó usuario, sigue los más cuidadosos procedimientos para evitar el daño a los tubos, como de su recubrimiento y acondicionar los lugares donde se reciban ó almacenen los materiales,

- ◆ En la operación, el llenado del ducto se realizara con las más estrictas medidas de seguridad, siguiendo toda la normatividad nacional e internacional.
- ◆ Equipo especializado irá depositando la lingada, en el fondo de la excavación y soldadores calificados van comprobando una vez más el buen estado de las soldaduras y del recubrimiento mecánico.
- ◆ Para la seguridad de la tubería se tiene que ir tapando, con material removido producto de la excavación teniendo cuidado que las primeras capas que cubren al tubo no contengan rocas o troncos que puedan dañar al ducto, restaurando la ecología del terreno a su condición original.
- ◆ Por seguridad se deben considerar obras especiales en los derechos de vía en donde se encuentren ó se encontraran alojadas las tuberías, para proyectos nuevos ó rehabilitaciones, estas obras evitan que las tuberías se erosionen o se descubran exponiéndose a la acción abrasiva, por corrientes de agua, golpes por rocas, etc.
- ◆ La clase de localización no debe violarse (ver inciso 1.1.7.9).
- ◆ Dentro de las Bases de Usuario y Alcances del Diseño incorporar un estudio de Mecánica de Suelos por donde se localizara la nueva tubería.
- ◆ Se realizaran constantes inspecciones de seguridad ó auditorias, para evaluar las condiciones de operación en que se encuentran todas las instalaciones y la detención de actos y condiciones inseguras para el medio ambiente.
- ◆ La nueva instalación o rehabilitación debe cumplir con los requerimientos de las autoridades en materia ambiental, como es la certificación de instalaciones limpias.
- ◆ El usuario conciente de su compromiso con el medio ambiente debe evitar al máximo actividades que puedan dañar ó alterar al medio ambiente. Si embargo cuando es necesario liberar cualquier hidrocarburo derivado del petróleo, a la atmósfera ó al suelo por una rehabilitación de un ducto ó atención a emergencias estas descargas contarán con la supervisión del Instituto Nacional de Ecología.

Seguridad personal y equipo.

Para el usuario ó diseñador el activo más importante son los trabajadores, por lo que se le suministra el más completo equipo de protección, que incluye, casco, lentes, botas industriales, protección auditiva, guantes, etc. Además de que en todas las áreas de las instalaciones están delimitadas, con carteles descriptivos para su uso obligatorio con los que se previenen accidentes de trabajo.

La importancia que se les da a los trabajadores, siendo esté uno de los rubros de la seguridad continuamente será atendido y reforzado con temas de interés general y son impartidos de una manera sencilla y práctica, en el que se busca el entendimiento y la participación activa de todos los trabajadores.

Sistemas y dispositivos de seguridad.

Todos los ductos cuentan con avanzados dispositivos de seguridad y que actúan en caos de cualquier eventualidad, para evitar sobrepresiones en la línea.

Los sistemas y dispositivos de seguridad, tales como indicadores de presión ó de temperatura, válvulas seguridad ó alivio, sistemas de desfuegos, indicador de paso de diablos, instrumentos de control, etc.

Estos sistemas y dispositivos de seguridad, son de vital importancia, por lo que se debe preservar su integridad mecánica estableciendo un programa de mantenimiento predictivo de inspección (de manera enunciativa más no limitativa), con la periodicidad y lineamientos indicados siguientes:

- a) Estar debidamente instalados.
- b) Estar ajustadas para funcionar a la presión o temperatura correcta
- c) Estar en buenas condiciones mecánicas, eléctricas y/o electrónicas.
- d) Estar calibradas las válvulas de alivio, así como comprobar que sus arreglos estén bien instalados.
- e) Los equipos, válvulas, accesorios y conexiones. Se debe aplicar una inspección Nivel 1 para evaluar los equipos y conexiones que forman parte de los ductos de transporte. Los equipos lo constituyen: trampas de "diablos", válvulas, bridas, injertos, etc.

Frecuencia. Debe ser cuando menos una vez al año para asegurar que las condiciones de operación sean las apropiadas.

Perfil del personal. Debe ser personal de experiencia y conocimientos comprobados en materiales, corrosión e inspección a ductos terrestres.

Recomendaciones generales para Sistemas de desfuegos.

Para la seguridad y el medio ambiente, los proyectos de nuevas instalaciones y rehabilitaciones deben considerar en su diseño sistemas desfuegos de hidrocarburos.

De acuerdo al análisis de flexibilidad, las tuberías de desfogue deben contar con soportes (guías y anclas) resistentes a los violentos desfogues, que generan fuerzas de reacción en éstas tuberías por las elongaciones o contracciones.

Se deben considerar juntas de expansión para absorber los cambios de longitud de la tubería:

Tipo omega.- Los soportes (silletas ó anclas, ver diseño de soportaría) deberán apoyarse en cada mocheta, sin restricciones que impidan la libre expansión de la junta para la cual está diseñada conforme al análisis de flexibilidad.

Tipo fuelle.- Se deberá que este tipo de juntas esté soportado de tal manera que por ningún motivo el peso de la tubería (peso muerto) recaiga sobre la junta. Un criterio aceptable es colocar soportes con apoyos libres cercanos a los extremos de la junta sin que obstruyan su función.

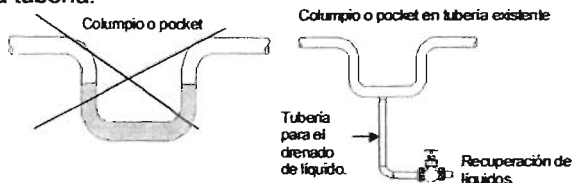
Las tuberías de desfogues deben diseñarse con una pendiente continua y sus puntos de drene deben descargar a un recipiente o cabezal conector, como se muestra la figura:



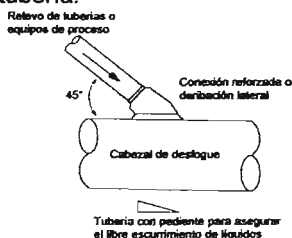
En diseños de nuevos proyectos no se permite:

★ Columpios, Piernas muertas, ó cualquier arreglo que permita la acumulación de líquidos formados por la condensación de los gases.

Porqué dificultan el libre flujo de gases y provocan corrosión dentro de estos puntos de la tubería.



Los injertos en el cabezal colector de desfogues deben construirse con un ángulo de 45° geométricos para reducir la erosión que se provoca por la incidencia del fluido sobre la pared interna de la tubería.



Sistemas y equipos contraincendio.

Todas las instalaciones contarán con sistemas contraincendio que van desde extinguidores manuales en casetas de medición, hasta redes contra siniestros en terminales y estaciones de compresión, periódicamente se debe certificar la operabilidad de todos y cada uno de estos sistemas a través de un programa de mantenimiento preventivo.

Como complemento a los sistemas contraincendio continuamente el personal será capacitado para cualquier tipo de emergencia, cada centro de trabajo tendrá un programa de prácticas contraincendio, el objetivo parte de la necesidad de contar con el personal capacitado de que conozca su funcionalidad y de que conozca el riesgo. Las prácticas es una de las actividades prioritarias del usuario ó diseñador,

Para esto es necesario, elaborar y ejecutar programas para revisar los sistemas y equipos contraincendio como son: Estado y revisión de extintores, hidrantes, monitores y sistemas de espumas, bombas, etc; en terminales, estaciones de compresión y rebombeo, etc., para asegurar su correcto funcionamiento en caso de emergencia.

Los incendios son un peligro que siempre se encuentra presente debido a la naturaleza misma, la probabilidad un incendio accidental puede ser eliminada o reducida en gran medida. Aplicando sentido común y algunas precauciones básicas de seguridad (son enunciativos más no limitativos):

- ◆ Mantenga los lugares de trabajo, las edificaciones limpias y ordenadas en todo momento.
- ◆ Obedezca estrictamente las señales de "No Fumar" y "Apague su motor en los lugares en los que se entregue combustible" .
- ◆ Montaje de los extintores portátiles. En las zonas de en donde se realice trabajo peligroso (tal como soldadura, revisión contra fugas, etc.).
- ◆ Realizar inspecciones de todos los extintores de incendios, deberán hacerse mensualmente, o a intervalos más frecuentes cuando las circunstancias así lo requieran para asegurarse de que no sean accidentalmente activados ni dañados, y para detectar cualquier daño físico, corrosión o cualquier otro defecto que resulte obvio.
- ◆ Recargar los extintores de incendios después de haberlos usado o según las indicaciones de la inspección, o al darles mantenimiento.

CONCLUSIONES.

El acopio de los criterios aquí abordados en el presente trabajo, pueden ser de mucha utilidad para aquellas firmas de ingeniería que se dedican a elaborar bases de diseño y construcción de sistemas de ductos destinados al transporte de hidrocarburos, así como al personal técnico de mantenimiento de las compañías dedicadas al mismo fin.

El contar con material homogéneos de alta resistencia principalmente en las líneas de conducción de hidrocarburos nos facilitará elaborar los procedimientos de soldadura utilizados en las uniones en tramos de tubería los trabajos de soldadura.

Por otra parte la experiencia ha demostrado que cuando utilizan tuberías de diferente especificación, por lo general nos encontramos con la problemática de unir tuberías de diferentes espesores que dificultan y encarecen el costo beneficio de los trabajos de soldadura.

Las conexiones de forja de 2" diámetro y menores de fábrica, al ser utilizadas en la instalación de tomas para presión, temperatura, dispositivos de seguridad y sistemas de desfuegos, han demostrado su efectividad al reducir los riesgos de fuga, explosión e incendio a niveles confiables, por ser conexiones cuyo espesor permite soportar con mayor margen de seguridad los efectos caudados por las condiciones de operación y/o climatológicos, así como las deficientes prácticas de mantenimiento en las instalaciones superficiales o en la instalación de los dispositivos antes mencionados.

Es de vital importancia contar con los archivos técnicos que contengan las especificaciones originales de diseño, que servirán para elaborar los programas de mantenimiento.

Con el propósito de contar con un historial técnico confiable que parte desde la etapa de diseño, se deben comunicar al personal de mantenimiento, operación y seguridad toda las especificaciones de fábrica diseño de tuberías y los materiales utilizados en la construcción de las instalaciones superficiales, deberán ser actualizadas y comunicadas a los trabajadores en cada área de trabajo, para conocer como fueron construidas, así como contar con las manuales y recomendaciones de los fabricantes, con lo cual es posible cumplir con los mantenimientos predictivos y preventivos, lo que significa mantener y operar instalaciones con una Integridad Mecánica bastante aceptable.

Con la implementación de recubrimientos anticorrosivos con propiedades dieléctricas avanzadas, como son películas plásticas termofisibles, han demostrado ser mejores para mitigar el fenómeno de corrosión, que los que utilizados anteriormente a base de alquitrán de hulla, gracias a sus propiedades físicas y químicas es compatible con cualquier sistema de protección catódica.

Por otra parte se mencionó el utilizar uno o vario protocolos para verificar la no existencia de condiciones de riesgos durante toda las etapas del proyecto hasta las operaciones de pre-arraque y puesta en operación de las instalaciones, y que

es de suma importancia cumplir con las observaciones y recomendaciones derivadas del desarrollo de los mismos con objeto de eliminar o reducir confiables el riesgo. Esta guía o guías no se encuentran contenidas en el presente trabajo.

Todo esto nos permitirá obtener una operación eficiente, segura y confiable en las instalaciones libre de incidentes y accidentes, con capacidad de respuesta inmediata ante cualquier evento no deseado y poder eliminar ó administrar la situación de riesgo.

BIBLIOGRAFÍA:

- ◆ Administración de Seguridad en los Procesos, impartido por la compañía Dupont.
- ◆ Biblioteca del ingeniero químico Tomos 5 y 6 Roberth H. Perry y Cecil H. Chilton Editorial Mc Graw-Hill México, D.F.
- ◆ Curso Regional Corrosión, su prevención de control., Páginas 1 a 29, año 1988. Edición Instituto Mexicano del Petróleo.
- ◆ Curso de Protección Catódica por Consultoría e Ingeniería de Corrosión, Ramírez Bonilla Cliserio. S.C., Páginas 59 a 72, año 1988.
- ◆ Ingeniería de proyectos para plantas de proceso H:F: Rase y M.H. Barrow. Editorial CECSA. México D.F.
- ◆ Ingeniería química del diseño de plantas industriales, Frank C. Vilbrant, PH.D. y Charles E. Dryden, Ph. D. Editorial Grijalbo, S.A. México, D.F.
- ◆ Procesos de transporte y operaciones unitarias, Christie J. Geankoplis Editorial CECSA. México, D.F.
- ◆ PROY-NRF-047-PEMEX-2002. Diseño, Instalación y Mantenimiento de los Sistemas de Protección Catódica.
- ◆ Manual de procedimiento de Ingeniería de diseño de PEMEX, Subdirección de proyecto y construcción de obras, editorial PEMEX.
- ◆ Norma 2.135.01 Sistemas de protección catódica de Petróleos Mexicanos Primera Edición 1982., Páginas 52, 53, 55, 66, 67, 70., Impresos Alfe, S.A. de C.V.
- ◆ Norma 3.135.01 Sistemas de protección catódica de Petróleos Mexicanos Segunda Edición 1981., Página 14., Impresos Alfe, S.A. de C.V.
- ◆ NRF-030-PEMEX-2003. Diseño, Construcción, Inspección y Mantenimiento de Ductos Terrestres para el Transporte y Distribución de Hidrocarburos.

Normatividad Internacional.

ANSI B16.11	Accesorios forjados tipo inserto soldable y roscados.	"Forged Fittings Socket-Welding and threaded"
ANSI B 16.5	Bridas y accesorios bridados para tubería.	"Pipe Flanges and Flanged Fittings".
ANSI B16.20	Empaques metálicos para bridas.	"Metallic Gaskets for Pipe Flanges".
ASME B31.4	Sistema de ductos para la transportación de hidrocarburos líquidos y otros líquidos	Pipeline Transportation Systems for Liquid Hydrocarbons and other Liquids
ASME B31.8	Sistema de ductos para el transporte y distribución de gas	Gas Transmisión and Distribution Piping Systems
ASTM A53	Tubo de acero negro y galvanizado con y sin costura.	Pipe steel, black and hot-dipped, zinc-coated, welded and seamless
ASTM A-234	Especificación estándar para accesorios de acero al carbono forjados y aleaciones de acero en servicio con temperaturas moderada y alta, 2003	"Standard Specification for Piping Fittings of Wrought Carbon Steel and Alloy Steel for Moderate and High Temperature Service", 2003
ASTM A-105	Especificación estándar para componentes de tubería de acero al carbono forjado.	"Standard Specification Carbon Steel Forgings for Piping Applications".
API 5L	Especificación para tubería de línea	Specification for line pipe
API 6D	Válvulas de tubería de Línea	Pipeline Valves
API 600	Válvulas de compuerta de acero con bonete bridado para industrias del petróleo y el gas natural.	Steel Gate Valves- Flanged and Butt-Welding Ends, Bolted and Pressure Seal Bonnets
MSS-SP-75	Especificación para Conexiones Forjados para Soldar a Tope de alta Resistencia.	Specification for High Test Wrought Butt Welding Fittings
MSS-SP-44	Bridas para Tuberías de Acero,	"Steel Pipeline Flanges".

GLOSARIO

Accesorios. Válvulas, actuadores, sistemas de inyección de inhibidores, rectificadores, medidores, etc.

Acero al carbón. Son todas las aleaciones al hierro y carbono con un contenido de éste de 0.08% y 2% en peso.

Ánodo. Elemento emisor de corriente eléctrica, es el electrodo en el cual ocurre el fenómeno de oxidación.

Ánodo galvánico o de sacrificio. Es el metal con potencial de oxidación más electronegativo que el ducto por proteger y que se consume al emitir corriente de protección.

Bases de Diseño. Es toda la información requerida para el desarrollo adecuado del proyecto.

Bases de Usuario. Información proporcionada por el área interesada en la construcción, acerca de las necesidades e indicando las características técnicas y parámetros de calidad que debe cumplir el sistema.

Caída de voltaje IR. Cambio de potencial debido al paso de una corriente eléctrica "I" en un circuito de resistencia "R". Esta caída debe ser considerada para una interpretación válida en la medición de potenciales en los sistemas de protección catódica.

Cama Anódica. Es el grupo de ánodos, ya sea inertes o galvánicos que forman parte del sistema de protección catódica.

Camisas Mecánicas. Dispositivos como grapas, abrazaderas de fábrica ó envolventes atornilladas ó soldadas en la sección de la tubería

Campo Magnético. Es el espacio alrededor de una área magnetizada, o un conductor con corriente, en el cual se ejerce la fuerza magnética.

Conexiones. Aditamentos que sirven para unir o conectar tubería, tales como: Tees, bridas, reducciones, codos, "tredelets", "weldolets", "socolets", etc.

Cátodo. Es el electrodo de una celda electroquímica, en el cual ocurren las reacciones electroquímicas de reducción, en un sistema de protección catódica es la estructura a proteger.

Corriente de Protección. Es la magnitud de corriente directa necesaria para obtener los valores de potencial de protección de una estructura metálica enterrada y/o sumergida en un electrolito.

Corriente Parásita. Es la corriente directa que a través del electrolito proviene de otra fuente de energía distinta al circuito previsto. Si en un ducto metálico entra corriente de esta clase, se producirá corrosión en las áreas donde la corriente parásita abandona el ducto metálico para retornar a su circuito de origen.

Corrosión. Es el proceso de naturaleza electroquímica, por medio del cual los metales refinados retoman a formar compuestos (óxidos, hidróxidos, etc.) termodinámicamente estables debido a la interacción con el medio.

Corrosión Atmosférica. Es la corrosión por acción del medio ambiente y generalmente se presenta en instalaciones aéreas.

Corrosión Generalizada. Es una corrosión en instalación interna uniforme.

Corrosión Localizada. Es este tipo de corrosión ni la superficie ni el medio son homogéneos, los productos insolubles generados por corrosión se precipitan formando películas en la superficie del metal dichas películas no son uniformemente perfectas.

Densidad de Corriente. Es la corriente directa por unidad de área, expresada usualmente en miliamperios por metro cuadrado o miliamperios por pie cuadrado.

Derecho de vía. Es la franja de terreno donde se alojan los ductos, requerida para la construcción, operación, mantenimiento e inspección de los sistemas para el transporte y distribución de hidrocarburos.

Diablo. Equipo con libertad de movimiento que es insertado en el ducto para realizar funciones de limpieza e inspección del mismo.

Diablo de limpieza. Herramienta para limpieza interior del ducto.

Diablo geómetra. Herramienta que se utiliza para verificar la existencia de abolladuras, dobleces y geometría interna del ducto.

Diablo Simulador. Su propósito es verificar que el diablo instrumentado pase a lo largo de todo el ducto.

Diablo Instrumentado. Herramienta inteligente utilizada para registrar daños y defectos en la pared del ducto.

Ducto. Sistema de tubería con diferentes componentes tales como: válvulas, bridas, accesorios, espárragos, dispositivos de seguridad o alivio, etc., sujeto a presión y por medio del cual se transportan los hidrocarburos (Líquidos o Gases).

Ducto enterrado. Es aquel ducto terrestre que está alojado bajo la superficie de un suelo seco o húmedo.

Ducto sumergido. Es aquel ducto terrestre que debido a su trayectoria puede encontrarse enterrado o en el lecho de un cuerpo de agua (pantano, río, laguna, lago, etc.).

Electrodo de Referencia. Es una media celda electroquímica cuyo potencial es constante, electrodo no polarizable.

Electrolito. Es un medio líquido o sólido capaz de conducir corriente eléctrica por el movimiento de iones, se refiere al terreno o al agua en contacto con un ducto metálico enterrado y/o sumergido.

Esfuerzo. Es la fuerza resultante en un cuerpo provocada por fuerzas externas, que un cuerpo soporta en su forma y tamaño, indistintamente se le llama esfuerzo o esfuerzo unitario y se expresa en kg/cm^2 o lb/pulg^2 .

Esfuerzo a la tensión. Es la carga aplicada dividida entre el área de la sección transversal original del espécimen.

Esfuerzo tangencial. Es el esfuerzo producido por la presión de un fluido en la pared de un tubo que actúa circunferencialmente en un plano perpendicular al eje longitudinal del tubo.

Esfuerzo de fluencia mínimo especificado (SMYS). Es la resistencia a la fluencia mínima indicada por las especificaciones del fabricante de la tubería, en N/mm^2 (Psi).

Estación de Regulación de Presión. Equipo instalado en troncales o ramales para reducir y regular la presión en dichas tuberías, incluye válvulas, instrumentos de control, líneas de control.

Estación de Regulación. Es la instalación donde se regula la presión a la máxima permisible o proyectada.

Fuga de Flujo Magnético. Es el campo magnético que se separa o regresa a determinada área como resultado de una discontinuidad o un cambio de sección.

Inhibidor de corrosión. Compuesto químico orgánico o inorgánico que al colocarse en la pared de la tubería forma una película entre ésta y el medio corrosivo, disminuyendo la velocidad de corrosión.

Junta de Aislamiento. Accesorio intercalado en el ducto, constituido de material aislante que sirve para seccionar eléctricamente el ducto por proteger.

Línea regular. La tubería de línea regular, se define, como la tubería, que no interrumpe la continuidad de sus fases de soldadura y de su recubrimiento y generalmente se encuentra alojada fuera de las instalaciones de producción y es identificada por señalamientos sobre el derecho de vía (DDV).

Mantenimiento correctivo. Acción u operación que consiste en reparar los daños o fallas en los ductos para evitar riesgos en su integridad o para restablecer la operación del mismo.

Mantenimiento preventivo. Acción u operación que se aplica para evitar que ocurran fallas, manteniendo en buenas condiciones y en servicio continuo a todos los elementos que integran un ducto terrestre, a fin de no interrumpir las operaciones de este; así como de corrección de anomalías detectadas en su etapa inicial producto de la inspección al sistema, mediante programas derivados de un plan de mantenimiento, procurando que sea en el menor tiempo y costo.

Operación normal.- Para que un ducto trabaje en condiciones normales no se deberá exceder la presión de diseño interna en ningún punto de la tubería.

Polarización. Es la magnitud de variación de potencial de circuito abierto de un electrodo, causado por el paso de una corriente eléctrica.

Poste de señalamiento y registro. Es aquél que indica la trayectoria y localización de las estructuras metálicas por proteger, sirviendo además para medir el potencial de la estructura al electrólito.

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

Potencial natural. Es la diferencia de tensión entre una estructura metálica en su estado natural y un electrodo de referencia en contacto con un electrólito.

Penetrómetro o indicador de calidad. Instrumento utilizado para medir la sensibilidad de imagen de los rayos X y/o rayos Gamma.

Presión de diseño. Es la presión interna a la que se diseña el ducto y es igual o mayor a la presión de operación máxima.

Presión de operación máxima (POM). Es la presión máxima a la que un ducto es sometido durante su operación.

Pruebas destructivas. Son aquellas en que las propiedades físicas de un material son alteradas y sufren cambio en la estructura.

Pruebas no destructivas. Son aquellas en que las propiedades físicas de un material no se alteran ni sufren cambio en su estructura.

Puenteo eléctrico. Es la conexión eléctrica entre ductos mediante un conductor eléctrico.

Rectificador. Equipo que convierte corriente alterna en corriente directa controlable.

Recubrimiento anticorrosivo. Material dieléctrico aplicado a la superficie externa de un ducto, con el objeto de aislarla del medio ambiente.

Rayos Gamma. Radiación de longitud de onda fija no controlable.

Rayos X. Radiación de longitud de onda controlable utilizada para obtener radiografías de alta sensibilidad.

Reparación Definitiva. Es el reemplazo de la sección cilíndrica del tubo que contiene el defecto.

Reparación Permanente. Es el reforzamiento de una sección de tubería que contiene el defecto, mediante la colocación de una envolvente no metálica o metálica soldada longitudinalmente y donde la correspondiente soldadura circunferencial es opcional.

Reparación Provisional. Es la acción de colocar envoltorios tales como grapas de fábrica o hechas a tornillos en la sección de tubería que contiene un daño o defecto.

Relevado de Esfuerzo. Es un tratamiento de revenido o de normalización con el objeto de aliviar a los materiales de tensiones residuales originados por esfuerzos internos inducidos durante los procesos a que son sometidos de fabricación, reparación o adaptación.

Revenido.- Es el tratamiento térmico debajo de la temperatura de transformación de un metal que ha sido previamente endurecido mediante un tratamiento de temple para reducir su dureza.

Sistema de tuberías. Elementos mecánicos soldados o bridados para transportar, distribuir, medir y controlar fluidos generalmente a presión. Los componentes incluyen tubería, accesorios, conexiones, juntas, empaquetaduras, espárragos, válvulas, dispositivos de alivio de presión, juntas aislantes, juntas de expansión y elementos de soporte.

Soldadura por aluminotermia. Procedimiento para soldar conductores eléctricos a estructuras metálicas, consiste de una mezcla pulverizada de óxido de hierro, aluminio y polvo de arranque, que se activa mediante una chispa, dentro de un molde.

Soldadura por Arco sumergido (SAW). Producto tubular fabricado por el conformado de lámina o placa y unido posteriormente por un proceso de soldadura que produce coalescencia de los metales por el calentamiento de ellos, mediante un arco o arcos entre un electrodo o electrodos consumibles y la pieza de trabajo; el arco y el metal fundido se protegen de la atmósfera por un fundente; no se emplea presión y parte o el total del metal de aporte se obtiene del electrodo(s).

Soldadura por Resistencia Eléctrica (ERW). Producto tubular fabricado por medio de un proceso, en el que los bordes juntos y alineados se presionan mecánicamente, formando una costura por la fusión de los bordes, debido al calor que se genera por la resistencia que opone el material al fluir una corriente eléctrica a través de él. No se requiere material de aporte.

Posterior a este proceso, la costura debe tratarse térmicamente mediante normalizado, a fin de eliminar las líneas de flujo y homogeneizar la microestructura del material del tubo.

Soldadura de Doble Arco Sumergido (DSAW).

Tubo con doble soldadura de arco sumergido. Tubo que tiene una junta a tope longitudinal, soldada por arriba y por abajo, uno de los cuales es por el interior del tubo. La coalescencia se produce por el calentamiento de un arco o arcos eléctricos entre el metal del electrodo desnudo y la pieza que se trabaja. La soldadura se protege con una cubierta de material granular, no se aplica presión y el metal de aporte se obtiene de los electrodos, tanto por el lado exterior como por el interior.

Temple.- Es el calentamiento de un metal a una temperatura arriba de la temperatura de transformación y rápido enfriamiento para obtener una dureza elevada.

Temperatura de Diseño. Es la temperatura esperada en el ducto, bajo condiciones de operación máxima extraordinaria y que puede ser igual o mayor a la temperatura de operación.

Temperatura de Operación. Es la temperatura máxima del ducto en condiciones normales de operación.

Trampa de diablos. Dispositivo utilizado para fines de envío o recibo de diablos de inspección o limpieza interna del ducto.

Válvula de alivio. Es un accesorio relevador automático de presión, actuando por presión estática aplicada sobre la válvula.

Válvula de seccionamiento. Accesorio que se utiliza para seccionar tramos de tubería para reparación, mantenimiento o emergencia del ducto y que se encuentra espaciada de acuerdo a su clase de localización.

Velocidad de corrosión. Es la relación del desgaste del material metálico con respecto al tiempo, en mm/año (pulg/año).