



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

UNIVERSIDAD NACIONAL
AUTÓNOMA DE
MÉXICO

FACULTAD DE QUÍMICA



EXAMENES PROFESIONALES
FAC. DE QUÍMICA

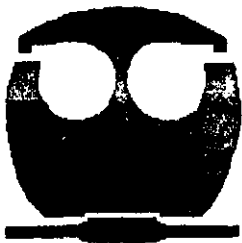
SEGURIDAD INDUSTRIAL Y CORROSIÓN
EN TUBERÍAS QUE CONDUCEAN GAS AMARGO

TRABAJO MONOGRÁFICO DE ACTUALIZACIÓN
QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE:
INGENIERO QUÍMICO METALÚRGICO
P R E S E N T A:
ROBERTO FLORES BERNAL.

288361



EXAMENES PROFESIONALES
FAC. DE QUÍMICA



MÉXICO D.F.

2001



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.

Jurado asignado

Presidente. Prof. Genesca Llongueras Juan.
Vocal Prof. Rivera Santillan Rosa Elva.
Secretario Prof. Rodríguez Rivera Carlos.
1er. Suplente Prof. García Villalobos José Luis.
2º. Suplente Prof. Talavera Rosales Marco Antonio.

Sitio donde se desarrolló el tema.

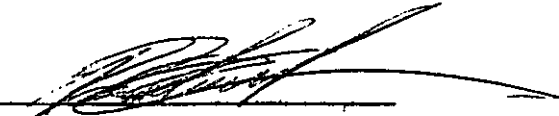
Calidad Unica De Análisis. S.C
San Antonio. Av. Camino a Minas N-501 Local 22.
Col. Lomas De Becerra. Delegación Alvaro Obregón.

Asesor del tema:



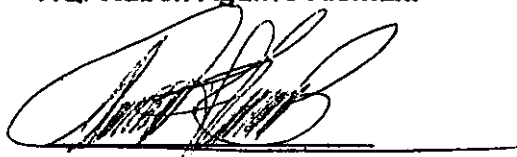
Prof. Dr. Francisco Javier Rodríguez Gómez.

Supervisor técnico:



I.Q. Rubén Aguirre Alemán.

Sustentante:



Roberto Flores Bernal.

J. Josefina Bernal Juárez.

Me diste la vida y tu amor,
Me enseñaste ha tener dignidad,
Honestidad lealtad y a ser trabajador.
Y durante el tiempo en el que fui estudiante,
Aprendimos juntos, nos enfrentamos,
A los malos tiempos y a la adversidad,
Y esto nos hizo ser mejores,
Por todo esto y más, mil gracias, madre.

Rubén Aguirre Alemán.

Dios te puso en mi camino cuando,
Más necesitaba un amigo,
Gracias por tu gran apoyo incondicional,
Que siempre me has brindado.

**Elvia, Miguel, Octavio Socorro
Y Teresa Flores Bernal.**

A ustedes queridos hermanos,
Por confiar y creer en mi,
Para alcanzar la meta.

A toda la familia Bernal Juárez.

Por todos los buenos consejos
Que un día me dieron

Modesta González

Por ese ejemplo
Que a todos nos as dado,
Querida tía.

Higinio Contreras e Irene Flores Martínez.

Por su apoyo y comprensión que me han brindado.

**María De Lourdes Ramírez Narváez.
Mauro García.**

Por las palabras de aliento
Que me dieron para seguir en la lucha.
Los buenos amigos no se olvidan

**Saúl Valiente Cruz
Claudia Castañeda Mares.**

Por la amistad que hemos disfrutado
Durante toda la carrera (Q.F).

**América Alemán Olea y Rubén Aguirre Prado.
Irma Alemán Olea Y Anastasio Marvan.**

Por la amistad que guardo con ustedes
Por los buenos consejos que me dieron
Y el apoyo incondicional que siempre he tenido
Para alcanzar la meta.

Abraham Gómez S y Rosa Ma. Martell C.

Por la gentileza y la ayuda
Que me han proporcionado

**Juan Carlos Báez Crespo.
Juan Manuel De La rosa Canales.
José Trinidad Pérez Quiroz.**

Porque Cuando he requerido
Ayuda siempre han estado
Dispuesto a brindármela.

Alma García Franco.

Por la disposición que has tenido
Para defender a la UNAM

Israel Gómez Martell.
Jaime Uziel Ramírez Hernández.

Por que en toda la carrera
compartimos
Los bueno y los malos momentos.

Susana Jiménez y Carmen Escalante.

Por compartir su amistad con migo
Y jamas haber claudicado.

Gabriel Nieto Resendiz.

Por ser el mejor laboratorista del
Departamento de metalurgia
Y tu ayuda incondicional

Lic. Ma Lourdes Martínez Ortega.
Víctor Hugo Altamira Betancourt.
Héctor Saldivar Ríos.
Virginia Montaña J.
Gabriela López X.

Por la ayuda incondicional prestada
En la biblioteca de edificio "D" Fac. Química.

Lic. Juan Francisco Heali Ortíz.

Porque con su generosidad
Pude lograr mi objetivo.

Prof. Gustavo Garduño Sánchez

Por la gran motivación que me dio.
para no desertar de la UNAM

Antonia Martínez Trejo.

Que me brindo su confianza y su apoyo
Cuando más lo necesitaba.

María Cristina Gómez Jiménez.

Que me ha brindado su amistad
Para que yo sea mejor.

Prof. Francisco Javier Rodríguez Gómez

Por el trato oportuno
Y el aliento que nos brinda
Para ser mejores estudiantes.

Prof. Joan Genesca Llongueras.

El reconocimiento y mi respeto
Por ser un gran profesor
Y orientarme sin prejuicios
Y con su mejor calidad humana

Prof. Rosa Elva Rivera Santillán.

Por la confianza que deposito
En mi persona y la oportunidad
Que me brindo para trabajar con usted

Prof. Carlos Rodríguez Rivera.

Por la confianza y la amistad
Que proporciona a los alumnos
Y hacernos sentir seguros
De sí mismos

Familia Reyes Tenorio.

Por La amistad brindada
En este tiempo.

**Calidad Única de Amilanáis.
Depto. Auditoria ambiental.
Ing. Rodolfo Robles Masías
B.M. Mario Duran Herrera.
Ing. Alberto Pineda Cruz.**

Por la ayuda que me brindaron, en mi tesis
Y la seguridad que adquirí con ustedes en
El aspecto laboral

A todos mis profesores de la Fac. Química

Por la ayuda brindada y el conocimiento
que adquirí de ustedes para que esta obra
llegara a buen término.

A mis compañeros

Que han luchado para que la UNAM
Siga siendo la mejor escuela del país,
Aún con todas las aberraciones que dicen
Algunas entidades ajenas a nuestra casa de
Estudios.

UNAM

A mi alma mater que me ha dado conocimientos.
Y me ha preparado en su seno,
Dándome oportunidades de un trabajo digno como el que merecen todos los
mexicanos, Y el lema "Por Mi Raza Hablará El Espíritu" se cumpla.

INDICE

Capitulo 1 Introducción.	1
Capitulo 2. La corrosión	3
Definición de la corrosión.	3
Diferentes formas de corrosión.	6
Descripción breve en término de su característica.	6
Corrosión uniforme, general o ataque general.	6
Corrosión galvánica o electroquímica.	6
Corrosión por cavidades o hendiduras.	7
Corrosión por picaduras.	7
Corrosión intergranular.	7
Corrosión por ataque selectivo.	8
Corrosión por erosión.	8
Corrosión por exfoliación.	9
Corrosión por el terreno o tipo de suelo.	9
Corrosión por corrientes parásitas.	10
Corrosión alveolar.	10
Corrosión alveolar en aceros al carbono.	11
Corrosión alveolar en aceros inoxidable.	11
Corrosión tipo cráter.	12
Corrosión en filo de cuchillo.	12
Corrosión aumentada por esfuerzos.	12
Fractura por corrosión bajo tensión.	12

Agrietamientos debido a corrosión por esfuerzos.	13
Naturaleza del agrietamiento.	14
Fragilidad cáustica.	15
Corrosión por fatiga.	15
Cómo evitar la corrosión por fatiga y el agrietamiento por esfuerzos.	16
Fragilización por hidrógeno.	17
Capítulo 3 Gas amargo.	18
¿Qué es un gas amargo?	18
Sustancias involucradas.	18
Características fisicoquímicas de las sustancias.	18
Riesgo contra la salud.	18
Gas Metano CH ₄ .	20
Componente riesgoso.	20
Gas natural (Metano 97.5%.	20
Porcentaje y nombre de componentes riesgosos.	20
Números CAS o de Naciones Unidas	20
Propiedades físicas y químicas.	20
Riesgo para la salud por ingestión accidental del metano.	20
Contacto con la piel por metano.	21
Inhalación de metano.	21
Toxicidad del metano.	21
Daño Genético.	21
Riesgo de fuego o explosión y su atención al metano.	21
Productos de combustión del metano.	23

Productos de combustión del metano.	23
Medios de extinción y unidades contraincendio en las diversas áreas de las instalaciones donde se maneja gas metano.	23
Equipo especial de protección (general) para combate de incendio de metano.	23
Inflamabilidad de gas metano.	23
Datos de reactividad.	23
Clasificación de sustancias por su actividad química, reactividad con el agua y potencial de oxidación.	24
Estabilidad de las sustancias gas metano.	24
Condiciones a evitar el gas metano.	24
Incompatibilidad del metano, sustancias a evitar.	24
Descomposición de componentes peligrosos.	24
Polimerización peligrosa.	24
Corrosividad.	24
Precauciones especiales.	24
Mercaptanos.	25
Ácido sulfhídrico.	26
Protección del equipo eléctrico.	27
Inspecciones periódicas.	27
Seguridad al personal.	27
Protección de ojos.	27
Protección de vías respiratorias.	27
Limpieza y reparación de tanques y equipos.	27
Limpieza.	27
Entradas a tanques.	28

Rescate de emergencia.	28
Reparación exterior.	28
Primeros auxilios y asistencia médica.	28
Contacto con la piel.	28
Contacto con los ojos.	29
Inhalación.	29
Capítulo 4. Tuberías y accesorios.	31
Tuberías.	31
¿Qué es un tubo?	31
Tubos soldados a tope.	31
Tubos soldados a tope con apéndice.	31
Tubos sin costura.	32
Tubos sin costura por estirado y extrusión.	32
Tubos sin costura por fundición.	32
Fabricación de tubos.	33
¿Qué es una válvula?.	33
Utilidad de una válvula.	34
Tipos de válvulas.	34
Fabricación de válvulas.	34
Bridas.	34
Tipo de bridas.	35
Los tipos de asientos de bridas (caras);	35
Juntas.	35

Morma de materiales para juntas.	37
Tornillería.	39
Series especiales.	40
Notas.	45
Capítulo 5 Control de la corrosión	47
El control de la corrosión se puede realizar con los métodos siguientes.	47
Recubrimientos anticorrosivos.	47
Los métodos de obtención de recubrimientos metálicos son los siguientes.	47
Depósito químico o sin corriente, (Electroless).	47
Inmersión en caliente.	47
Metalización por proyección o rociado.	47
Chapeado.	48
Electroforesis.	48
Depósitos en vacío.	48
Descomposición gaseosa.	48
Reducción de óxidos.	48
Cementación.	48
Recubrimientos no metálicos.	49
Algunos ejemplos de recubrimientos no metálicos son.	49
Breve descripción de los recubrimientos no metálicos.	49
Oxidación.	49
Fosfatación.	49
Nitruración.	50
Esmaltado.	50

Engomado.	50
Pintura.	50
Protección anticorrosiva por revestimientos en líneas enterradas.	52
Revestimientos o recubrimientos anticorrosivos más usados en líneas enterradas dentro de las instalaciones PEMEX*	53
Las características que debe reunir el revestimiento anticorrosivo para tuberías enterradas son las siguientes.	53
A) Sistema a base de esmalte de alquitrán de hulla.	53
B) Sistemas a base de cintas plásticas de polietileno.	54
Sistema a base de polietileno extruido.	54
Sistema a base de polipropileno extruido.	54
Sistema a base de esmalte de alquitrán de hulla.	55
Esmaltado.	55
Aplicación de cinta.	55
Extrusión.	55
Inhibidores de corrosión.	56
Campo de aplicación.	56
Modo de actuar de los Inhibidores.	56
A). Atendiendo a su medio de actuación.	58
B). De acuerdo a su composición química.	58
C). Atendiendo a su aplicación.	58
Las características que debe reunir el revestimiento anticorrosivo para tuberías enterradas son las siguientes.	59
Protección catódica.	59

Protección catódica por el método de corriente impresa.	62
Estructura a proteger	62
Fuente de corriente directa	62
Lecho anódico	62
Cableado.	64
Protección catódica por el método de ánodos de sacrificio	64
Estructura a proteger.	65
Lecho Anódico.	65
Cableado.	66
Notas.	66
Capítulo 6. Diseño de protección contra la corrosión para tuberías.	67
Diseño de protección para líneas enterradas.	67
Establecimiento del problema.	69
Fase de diseño.	69
Trabajos de campo.	69
Fuente de corriente directa dispositivo anódico.	73
Análisis de gabinete N- 1.	74
Corriente impresa cálculo de diseño	75
Ecuación de DWIGH.	76
Ánodos de aluminio.	83
Cálculo de vida útil.	83
Diseño para líneas sumergidas.	84
Establecimiento del problema.	85
Análisis de gabinete N-2 .	86

Definida la solución se procede a dimensionar con los siguientes criterios.	86
Memoria descriptiva.	87
Elaboración del texto.	87
Documentación para concurso.	88
Anexo " A ". relación de planos y croquis.	88
Anexo "B ". Especificaciones comerciales.	88
Anexo "B-1". Normas.	89
Anexo " C ". Relación de conceptos y volúmenes de obra.	89
Anexo " D ". Programa de obra.	89
Anexo " E - 1 ". Relación de equipo de construcción que proporciona Pemex.	89
Anexo " E-2 ". Relación de equipo de construcción mínimo que proporciona el contratista.	89
Anexo " F ". Materiales y equipo que proporciona Pemex para la obra.	89
Anexo "G". Programa de utilización de equipo.	89
Capítulo 7.	
Aleaciones para tuberías de hierro y acero que transportan gas amargo.	90
Aleaciones para tuberías de hierro y acero que transportan gas amargo.	90
Aleaciones de hierro y acero.	91
Diagrama hierro carbono.	91
Estructuras microscópicas de hierro y acero	92

Austenita.	91
Ferrita.	91
Martensita.	91
Cementita.	91
Ledeburita.	91
Perlita.	91
Hierros.	93
Hierros fundidos.	93
Hierro fundido maleable.	93
Hierro fundido blanco.	93
Hierro fundido gris.	93
Hierro fundido dúctil o maleable.	94
Hierro fundido austenítico.	94
Hierro forjado.	94
Acero al carbono.	94
Acero ferrítico.	95
Acero austenítico.	95
Acero martensítico.	95
Aceros de aleación baja.	96
Aceros de aleación elevada.	79
Acero inoxidable.	97
Clasificación de los aceros inoxidables.	97

Capitulo 8 Seguridad indus	117
Personalidad y actitud.	117
Ambiente y seguridad,	119
Factores legales;	119
Factores sociales;	119
Factores tecnológicos;	119
Programa de seguridad.	119
Etapas de un programa de seguridad.	120
Seguridad y medicina.	120
Futuro de la seguridad en México.	120
Normatividad	121
Políticas y reglas de seguridad en PEMEX.	121
Comportamiento y reglas para el personal.	121
Artículos prohibidos.	121
Seguridad personal.	122
Normatividad de seguridad e higiene y riesgo.	122
Antecedentes	122
Riesgo.	132
Ley general del equilibrio ecológico y la protección al ambiente, en materia de riesgo.	123
Reglamentos y normas	124
Reglamentos Internos.	124
Normas de referencia.	125
Seguridad e higiene laboral.	125

Normas y reglamentos de referencia.	127
Capitulo 9.0	130
Probable impacto ambiental durante la construcción de una planta procesadora de gas amargo.	130
Los posibles impactos ambientales producidos durante la construcción son.	130
Impactos ambientales en operación y mantenimiento.	131
Capitulo 10 Reducción de riesgos en el manejo de gas amargo.	133
Conjunto de acciones generales para la reducción de riesgos.	133
Medidas de mitigación en procesadoras de gas amargo.	135
Capitulo 11	136
Conclusiones.	136
Bibliografía.	137
Anexo A	141

Capítulo 1: Introducción.

Los metales que conocemos hoy en día, existen en la naturaleza en estado nativo (metales puros), óxidos, nitratos, carbonatos y sulfuros.

En estado nativo es muy bajo el porcentaje que se encuentra en la naturaleza. Para tener una mayor cantidad de metal puro el hombre ha diseñado procesos metalúrgicos por los cuales los óxidos, nitratos, carbonatos y sulfuros son procesados para obtener un porcentaje mayor del metal deseado.

La forma de obtener los metales generalmente es por una tostación o una reducción, todos los metales obtenidos por la industria se utilizan en la vida diaria en forma de herramientas y utensilios, tal es el caso de los productos de hierro y acero.

Sin embargo estos productos se degradan en presencia de un agente oxidante, el proceso de combinación directa del metal con el agente oxidante se conoce como corrosión seca o corrosión química, se presenta cuando el metal esta en contacto en medios oxidantes.

Los oxidantes también se conocen como electrolitos, por ejemplo el agua, disoluciones salinas, humedad del suelo y de la atmósfera, etc, estos electrolitos en contacto con los metales son formadores de pilas de tipo galvánica o las conocidas como pilas de Daniels. El conocimiento teórico de los fenómenos de corrosión y la información empírica que se reúne, facilitan los mecanismos de control y limitan el fenómeno de corrosión.

La elección del proceso para controlar la corrosión no es fácil, se requiere de un análisis de diversos factores incluyendo los económicos que en varias ocasiones han sido factores determinantes.

Los sistemas de protección contra la corrosión por ánodos de sacrificio, protección por corriente impresa, protección por recubrimientos y la selección de los materiales de construcción de tuberías e instalaciones de proceso, dependen de los factores que prevalezcan en el medio ambiente, en cual se encuentren las instalaciones de proceso y la transportación del producto (gas amargo).

Siendo esto determinante para tener una vida útil apropiada, de equipos como de instalaciones de proceso. Por consiguiente la rentabilidad como la seguridad industrial serán más apropiadas.

La seguridad industrial debe ser confiable, así mismo la protección al medio ambiente y a la población.

La seguridad industrial es indispensable para evitar percances de magnitudes no deseables, para que esto no ocurra deben aplicarse las leyes, normas y reglamentos

en las cuales se sustenta la seguridad industrial, protección al medio ambiente y la seguridad de la sociedad civil.

Estas serán aplicadas de acuerdo a los convenios que establezca el gobierno federal, estatal y municipal con la industria tomando en cuenta el lugar geográfico donde se ubican dichas instalaciones, esto es con la finalidad de prevenir accidentes que sean lamentables.

Objetivos

El objetivo de esta obra es dar a conocer un panorama de la relación que guarda la Seguridad industrial y la Corrosión.

Conocer los aspectos importantes de selección del hierro y del acero con los cuales se construyen las tuberías (ductos) y las plantas de procesamiento de gas amargo, aplicando las normas y códigos que rigen a estos materiales.

Relacionar las normas de seguridad que actualmente están vigentes, las cuales son utilizadas para la protección del personal que labora en dichas instalaciones, Así como la protección del medio ambiente y de la sociedad civil, la cual se encuentra en las inmediaciones de dichas instalaciones.

Capítulo 2. La corrosión

2.1 Definición de la corrosión.

La corrosión se define como la destrucción de un metal por reacción química o electroquímica entre éste y el medio ambiente que lo rodea. La corrosión metálica es generalmente un proceso electroquímico.

Los problemas que la corrosión causa se pueden considerar como técnicos y económicos.

Los técnicos ocasionan mal funcionamiento y dificultades en las operaciones de ingeniería.

Los económicos son las pérdidas que tiene la industria cuando falla un metal o cuando el mantenimiento es largo y costoso.

Las consecuencias del ataque corrosivo se pueden manifestar en cuatro tipos diferentes y son:

1. **Corrosión generalizada.** Ocurre cuando el deterioro se presenta en toda la superficie metálica. En este tipo de ataque los cambios superficiales tienden a ser graduales o uniformes.
2. **Corrosión localizada.** Ocurre con ningún o pequeño ataque en la superficie. Este tipo de ataque puede causar corrosión alveolar o corrosión en fisuras.
3. **Corrosión mecánica – química.** Abarcando la acción de esfuerzos y efectos químicos. Este tipo de ataque se produce a menudo en combinación con agrietamiento o fuerte corrosión localizada.
4. **Corrosión-erosión.** Es producida principalmente por desgaste mecánico debido a impactos de líquidos, lodos o vapor a gran velocidad. El ataque químico puede ser un factor contribuyente, por ejemplo, quitando capas protectoras de la superficie metálica.

La corrosión metálica es generalmente un proceso electroquímico. Los productos de estas reacciones pueden ser gases, líquidos y sólidos.

La naturaleza física y química de los productos es importante dado que influyen en la velocidad de reacción de la corrosión. La teoría establece que los metales se corroen por la formación de pilas locales sobre la superficie, estas pilas están constituidas por áreas anódicas donde ocurre la disolución de algún constituyente metálico o del electrolito.

Dos reacciones se efectúan en la interfase metal electrolito con la consiguiente transferencia de electrones a través del metal y de iones a través de la solución. Por lo tanto si los ánodos son el centro de una oxidación y los cátodos de una reducción, el conjunto de un proceso de corrosión es una reacción de óxido reducción.

La reacción de óxido-reducción de este tipo, involucra dos reacciones separadas, que ocurren simultáneamente.

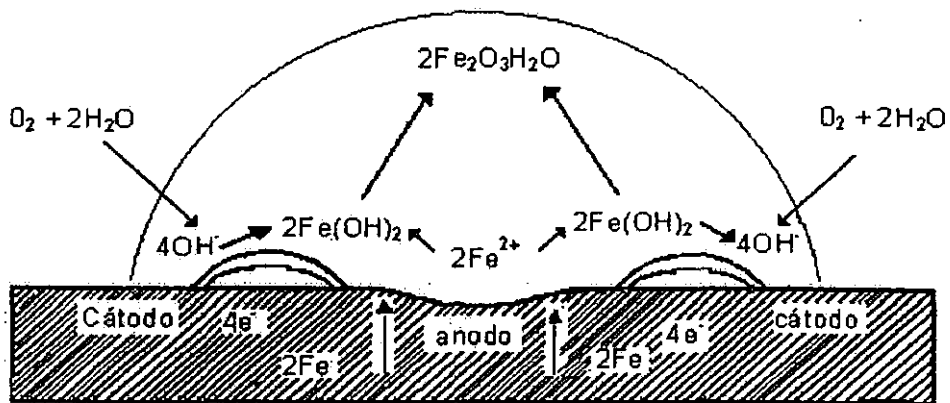
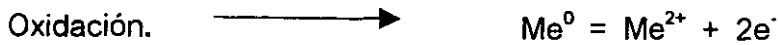
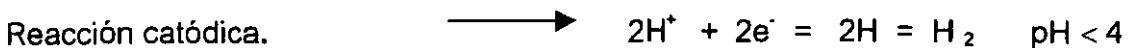
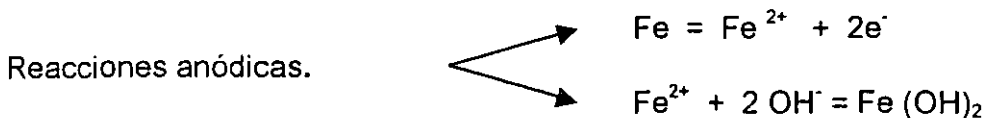


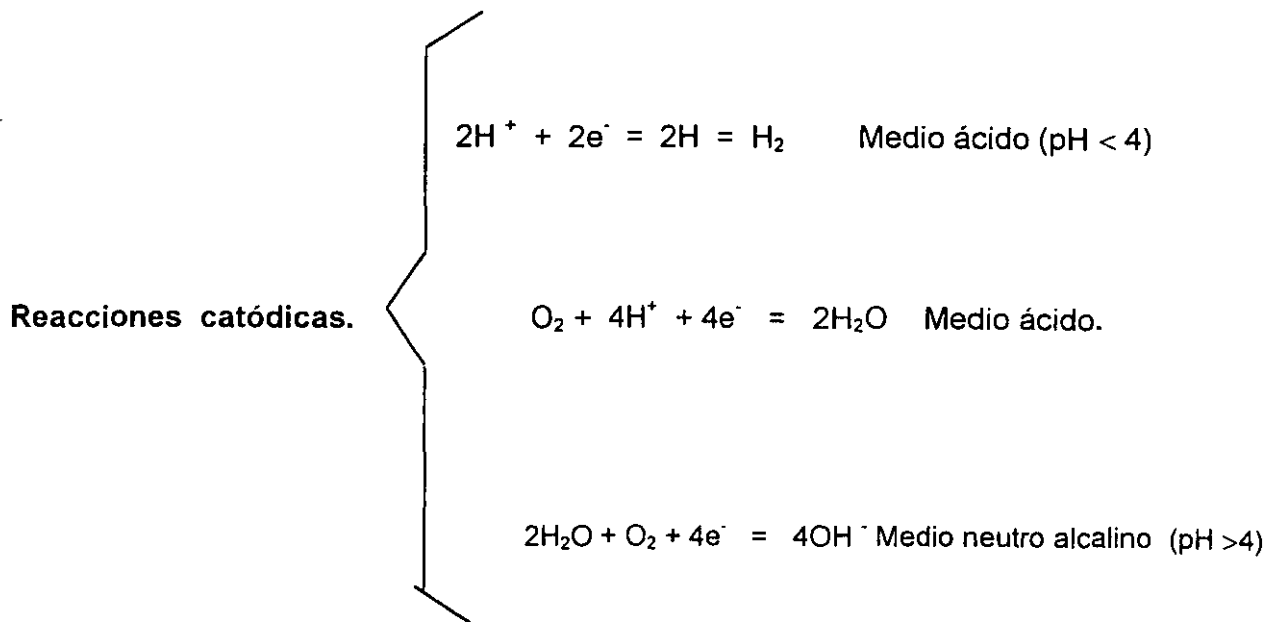
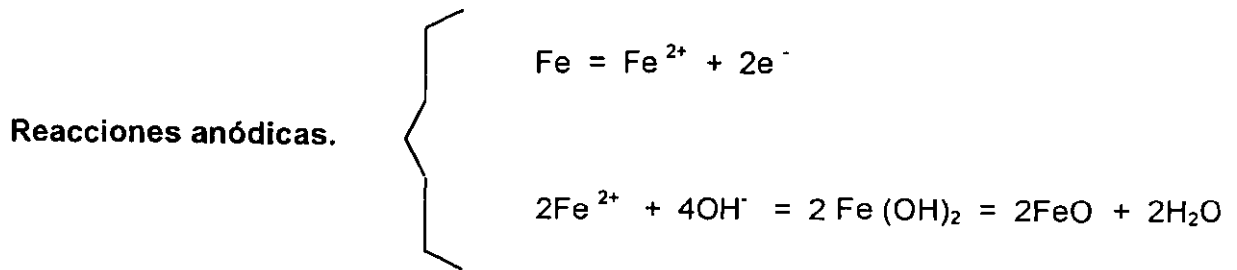
Figura 2.1 Representación esquemática de la formación de herrumbre en una gota de agua sobre hierro.

Se ha observado que los fenómenos esenciales son los mismos para todos los metales y aleaciones diferenciándose solamente en grado pero no en su naturaleza, por lo tanto es posible simplificar estos estudios considerando el mecanismo de corrosión con referencia particular al hierro en el caso más simple, la corrosión del hierro en agua presenta dos aspectos de suma importancia.

En ausencia de oxígeno:



En presencia de oxígeno:



Hoar y Evans* midieron la cantidad de corriente que fluye anódica y catódicamente observaron que existe una correlación directa entre la cantidad de corriente que fluye y el peso del metal disuelto.

Como consecuencia del fenómeno electroquímico la disolución del metal ocurre como un proceso anódico.

* (ver capítulo 12-41).

2.2 Diferentes formas de corrosión.

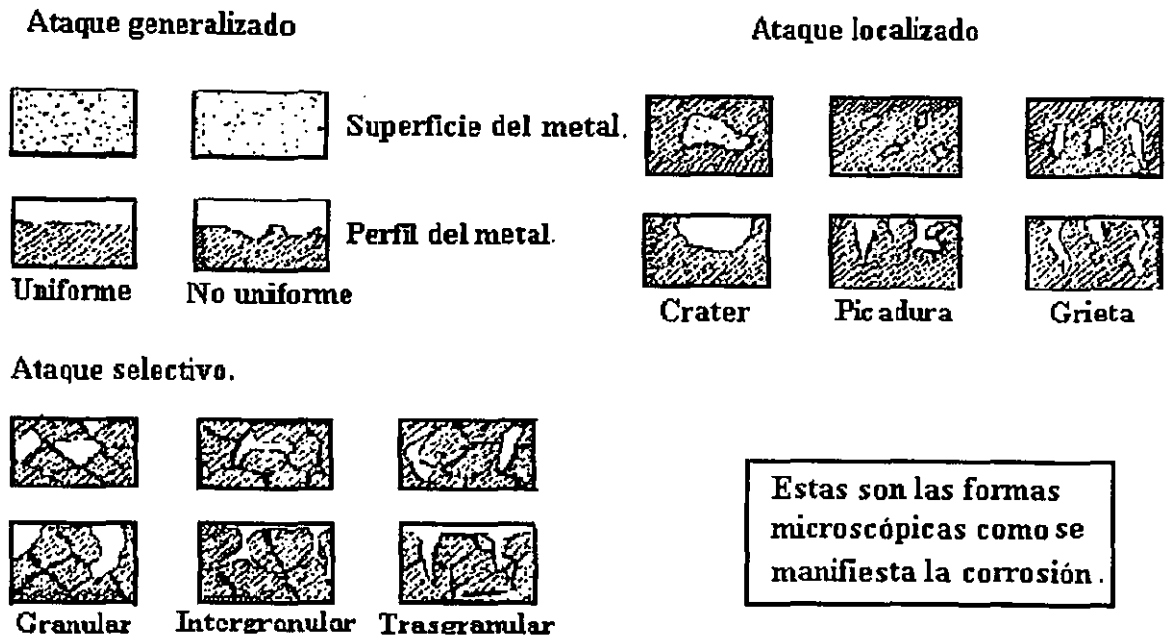


Figura 2.2 Diferentes formas de corrosión.

Las formas en que se presenta la corrosión son únicas, pero todas ellas están interrelacionadas entre sí.

2.3 Descripción breve en término de su característica.

2.3.1 Corrosión uniforme, general o ataque general.

Se caracteriza por un ataque relativamente uniforme sobre la superficie del metal y una reacción química o electroquímica, produciendo uniformemente sobre la superficie expuesta un adelgazamiento y eventualmente una falla en el material. (Fotografía N.1, 8 anexo A).

2.3.2 Corrosión galvánica o electroquímica.

La corrosión galvánica generalmente existe cuando dos metales distintos están en contacto físico o eléctrico, tal es el caso como el hierro, cobre, bronce, aluminio, etc., en presencia de un electrolito. Este caso se presenta cuando se unen dos metales diferentes, por ejemplo, por soldadura o remachado y coexisten en un mismo lugar, estableciéndose una diferencia de potencial eléctrico entre los metales o aleaciones diferentes sirve como fuerza directriz para el paso de la corriente eléctrica a través del agente corrosivo, de tal forma que el flujo de la corriente corroe a uno de los metales

del par formado. El metal que se corroe recibe el nombre de metal activo, mientras el que no sufre daño se le denomina metal noble. (Fotografía N° 8 Anexo A).

La serie electromotriz puede ser utilizada para indicar la tendencia a la corrosión de dos metales en contacto. Esta serie tiene el inconveniente de que los potenciales normales de electrodo son medidos entre un metal que está en contacto con una solución de sus iones de actividad unitaria y un electrodo de referencia de hidrógeno que raramente se presenta en la realidad. Normalmente la mayoría de los materiales de ingeniería son aleaciones y un par galvánico usualmente incluye una o más metales. El efecto de las diferencias entre las relaciones de áreas anódicas y catódicas es importante, ya que una combinación de dos metales diferentes pueden causar corrosión rápida en estas condiciones.

2.3.3 Corrosión por cavidades o hendiduras.

Es una corrosión producida por el contacto entre materiales no metálicos y metales pasivados. Ocurre principalmente dentro de hendiduras y cavidades expuestas a un medio corrosivo. En la hendidura normalmente se elimina algún constituyente de la película protectora que protege al metal. Las condiciones del medio ambiente en una cavidad con el tiempo pueden llegar a ser muy diferentes a las condiciones de la superficie exteriores a la hendidura, por lo que un medio ambiente más agresivo puede desarrollarse y causar corrosión local.

También se producen por depósitos de suciedad, productos de corrosión, raspaduras en películas de pintura aplicada (sí se hace una raspadura no importa sí la pintura está bien aplicada o no), en juntas roscadas, en porosidades de soldadura, etc.

La corrosión en cavidades no ocurre con la misma intensidad en todas las combinaciones metal - corrosivo, ya que algunos metales son más susceptibles que otros, especialmente aquellos que dependen de la formación de una película de óxido para desarrollar su resistencia a la corrosión, como los aceros inoxidable.

2.3.4 Corrosión por picaduras.

Es una forma de ataque extremadamente localizado que da como resultado orificios en el metal y puede tener varias formas. La picadura es una de las formas de corrosión más destructivas e insidiosas, dado que ocasionan fallas en las estructuras debido a la perforación de las mismas, no obstante que solo se tiene un pequeño porcentaje de pérdida de peso. Es difícil descubrir las picaduras debido a su pequeñez y también a que éstas están cubiertas por productos de la corrosión. Algunas veces las picaduras necesitan mucho tiempo para mostrarse. (Fotografías N° 9,10,11, 12).

2.3.5 Corrosión intergranular.

El límite de grano en un metal puro es más propenso al ataque corrosivo. En los límites de grano los átomos se encuentran débilmente empaquetados a diferencia

de los que ocupan posiciones regulares en el interior de la red cristalina. La energía superficial de los límites de grano puede explicar su mayor velocidad de disolución con la segregación de elementos específicos o la formación de un compuesto en el límite de grano. La corrosión ocurre preferencialmente en la zona de límite de grano o zona adyacente debido a la pérdida de un elemento necesario para una adecuada resistencia a la corrosión.

La corrosión intergranular ocurre generalmente en aceros inoxidable de los tipos 304, 309, 310, 316 y, 317 que se han calentado o mantenido a temperaturas de 480 a 800 °C y expuesto a continuación a medios corrosivos que atacan dichos aceros en los límites del grano. La susceptibilidad a la corrosión intergranular es producida por la Precipitación de carburos de cromo a lo largo de los límites del grano. A causa de esta migración del cromo de los límites del grano el acero se denomina sensibilizado.

Las variaciones en las condiciones de servicio pueden ser responsables de ataque cuando la concentración ácida pasa a un nivel en el cual los aceros inoxidable son atacados intergranularmente.

Si los requisitos del servicio obligaran a un cambio, la mejor solución es reemplazar el material de depósitos tanques o tubería por otro no susceptible a la corrosión intergranular en el medio ambiente de servicio, como pueden ser los aceros inoxidable estabilizados tipos 321 ó 347 o bien los tipos 304L ó 3162 con 0,03 % de carbono como máximo.

Los tratamientos térmicos específicos, también pueden mejorar la resistencia a la corrosión. En muchos casos no son prácticos para depósitos de tanques y tuberías, por las deformaciones resultantes de calentamiento y enfriamientos no uniformes.

En caso de una severa corrosión en el límite de grano, éste es desalojado debido a un deterioro completo de sus límites. En tal caso la superficie aparece rugosa a simple vista y se sentirá áspera por los granos perdidos.

2.3.6 Corrosión por ataque selectivo.

La disolución selectiva es la remoción de un elemento de una aleación sólida por un proceso de corrosión siendo el ejemplo más común la eliminación del zinc.

Esta forma de corrosión es perjudicial debido a que resulta un metal poroso con propiedades mecánicas pobres. (Fotografía N° 6 anexoA).

2.3.7 Corrosión por erosión.

Es la aceleración o incremento en la velocidad de ataque sobre un metal debido al movimiento relativo entre un fluido corrosivo y la superficie metálica. Generalmente este movimiento es muy rápido y están involucrados los efectos mecánicos y los de abrasión.

El metal es removido de la superficie como iones disueltos en forma de productos sólidos, los cuales son removidos mecánicamente por la acción del fluido a alta velocidad y el fenómeno de turbulencia.

La corrosión por erosión generalmente tiene la apariencia de picaduras poco profundas y el ataque puede presentar también una distribución direccional debido al camino seguido por el agente agresivo cuando se mueve sobre la superficie del metal.

La corrosión por erosión prospera en condiciones de alta velocidad debido a la turbulencia y al choque que frecuentemente se observa en los accesorios de tuberías, como son; reducciones, tes, nilpes, codos, coples y válvulas.

(Fotografía N·13 ver anexo A).

2.3.8 Corrosión por exfoliación.

Es un tipo de corrosión que progresa paralelamente a la superficie metálica. Los productos de la corrosión se presentan en forma de gruesas láminas de óxido que se desprenden de la superficie.

Se presenta normalmente en intercambiadores de calor, tales como calentadores de agua de alimentación a alta presión en centrales de vapor, en tuberías que manejan gas amargo (la corrosión es producida por el gas amargo H_2S), etc.

La velocidad de exfoliación puede ser muy grande. Las roturas en calentadores se han producido en pocos meses de funcionamiento intermitente. Sin embargo se ha logrado disminuir la corrosión cubriendo las instalaciones con gas inerte o vapor. El vapor o gas inerte se mantiene a una presión superior a la atmosférica para evitar la entrada de oxígeno. (Fotografías N· 14,15, 16,17, 18).

2.3.9 Corrosión por el terreno o tipo de suelo.

Casi todos los tipos de corrosión citados empiezan en el interior del tubo o de los tanques de almacenamiento. También se pueden producir roturas inesperadas en servicio partiendo del exterior. Las causas más comunes son los aislamientos o recubrimientos alrededor de un depósito o tubería. En tuberías bajo tierra estas roturas pueden ser debidas a las condiciones del terreno. (Fotografía N·2 anexo A).

Entre los diversos factores que contribuyen a este ataque podemos citar la humedad del terreno y la aireación diferencial. La presencia de oxígeno, bacterias y sales solubles también incrementan el ataque. La protección de las tuberías bajo tierra se realiza empleando protección por ánodos galvánicos o de sacrificio, por corriente impresa o bien cintas de recubrimientos. A causa de la variedad de condiciones del suelo no se ha podido encontrar, una solución eficaz.

2.3.10 Corrosión por corrientes parásitas.

Por corrientes parásitas o vagabundas se entiende una corriente que abandona el conducto por el que tenía prevista su circulación y fluye total o parcialmente por otro sendero.

A este tipo de corriente se le conoce también con el nombre de fugas de corriente, corrientes derivadas, dispersas, erráticas, simples, vagabundas o parásitas,

Los problemas de corrosión se presentarán en aquellos puntos de canalización en que la corriente abandona el sendero metálico para retomar a la fuente de partida.

Las causas promotoras de las corrientes parásitas son muy variadas y van desde la simple rotura del cable conductor de electricidad, fallo en su aislamiento o insuficiencia del dimensionamiento del circuito de retorno de la corriente.

Este tipo de corrientes se da también por la existencia de más de una toma de tierra en el circuito eléctrico, lo que provoca una desviación de corriente a través del medio en que se encuentra el conductor.

Se origina un campo eléctrico con un gradiente de potencial que dependerá entre otros factores, de la distancia al punto de salida de la corriente, resistividad del medio e intensidad de corriente de fuga.

Las corrientes parásitas, atendiendo su forma de actuación, se han dividido en dos.

1. Estáticas: mantienen una amplitud y trayectoria geográfica constante p.ej, las causadas por sistemas de protección catódica, acumuladores de alimentación para señales ferroviarias, etc.
2. Dinámicas: varían constantemente de amplitud, cambian constantemente de trayectoria geográfica o ambas cosas a la vez, por ejemplo, las originadas por equipos generadores de ferrocarril eléctrico.

Las corrientes parásitas se clasifican en:

- a) Corrientes eléctricas de tipo atmosférico.
- b) Causas artificiales; tomas de tierra de procesos industriales electrolíticos, líneas de transmisión de energía eléctrica, sistemas de protección catódica, operaciones de soldadura eléctrica etc.

2.3.11 Corrosión alveolar.

Este tipo de corrosión, que se presenta en forma de picaduras, se da con mucha frecuencia en aleaciones de acero al carbono.

También se describe como corrosión por concentración de pilas, pues resulta de la existencia de potenciales electroquímicos diferentes fuera y dentro de las picaduras, por una diferencia en la concentración de oxígeno.

Las picaduras con falta de oxígeno, actúan como ánodo y el material no atacado, como cátodo. Hay más posibilidades de que se produzca este ataque en periodos de paro, cuando se puede producir una oxidación.

La susceptibilidad a este tipo de corrosión aumenta por la presencia de entallas, defectos superficiales, roturas de las capas de óxido o películas de metal y condiciones especiales en los límites de grano.

Corrosión alveolar en aceros al carbono.

Esta corrosión superficial se ha presentado mucho en tuberías de acero al carbono, utilizadas para calentar agua no tratada que contiene oxígeno. También se produce en tuberías de vapor y de condensado de calefacción donde hay abundancia de oxígeno.

Un modo de evitarlo es aplicar tratamientos químicos o modificar el proyecto para eliminar la disolución del oxígeno en el condensado. La presencia de excesivo oxígeno en el agua de alimentación de calderas y precalentadores durante periodos de paro también es la causa de ataque corrosivo, especialmente en las zonas próximas a la soldadura o trabajadas en frío.

Este ataque ocurre principalmente a un pH entre 8 y 10. Las causas de la corrosión no están bien definidas debido a los cambios en las condiciones operativas. Los depósitos de cobre metálico son muy crecientes en la proximidad o dentro de las picaduras y cráteres. Se cree que su existencia se debe a una reducción del cobre soluble u óxido de cobre.

Cuando, en la corrosión alveolar, existe adentro de la picadura hidrógeno, cualquier cantidad de cobre soluble presente en el agua de alimentación puede ser reducido a cobre metálico. Las partículas de cobre permanecen dentro de las picaduras y por esto suelen ser llamadas espectadoras. Se cree que estas minúsculas partículas de cobre son producidas como consecuencia de reacciones secundarias, son de poca influencia para cebar o propagar la corrosión.

Corrosión alveolar en aceros inoxidables.

La corrosión alveolar es frecuente en este tipo de aceros, debido a la existencia de soluciones que tienen cloruros y tienden a penetrar en las películas protectoras superficiales. Esto ocurre incluso en superficies que se han tratado químicamente o han sido pasivadas para mejorar la resistencia a la corrosión.

Como resultado de la rotura de la película protectora, una picadura puede formarse y seguir creciendo. Si se arranca o desgasta la película protectora se puede iniciar la corrosión. El resultado es una corrosión acelerada por debajo de la superficie del acero.

Corrosión tipo cráter:

Es otra clase de ataque corrosivo en tubos de calderas, es conocido como corrosión tipo cráter. Se presenta en la cara del tubo que está en contacto con el agua y se atribuye a la alcalinidad del ion hidróxido. Este tipo de ataque adopta la forma de un cráter en forma de taza de $\frac{3}{4}$ " (19mm) a $1 \frac{1}{2}$ " (385mm), de diámetro, con las paredes laterales inundadas y pequeña penetración en el fondo.

Los cráteres generalmente tienden a aparecer aguas abajo del elemento que perturba la circulación en la tubería, como puede ser un anillo de penetración excesiva.

2.3.12 Corrosión en filo de cuchillo.

Este tipo de corrosión se presenta en la zona comprendida entre el metal base y el de soldadura, se presenta la mayoría de las veces en aceros inoxidable austeníticos, particularmente en aquellos tipos que contienen molibdeno.

Este tipo de ataque asocia una formación de carburos a temperatura próxima a la de fusión o a la presencia de fases de bajo punto de fusión, en el metal base adyacente a la soldadura, produciéndose corrosión galvánica localizada.

2.3.13 Corrosión aumentada por esfuerzos.

Este ataque puede ser resultado de muchas condiciones diferentes. El ataque corrosivo tiene lugar en zonas que encierran tensiones residuales elevadas, tales como las que se hallan cerca de las soldaduras, superficies mecanizadas o trabajos en frío.

La solución adecuada para este tipo de ataque es; tratamiento para eliminación de tensiones, cambios en la solución química o en el material especificado. Los tratamientos térmicos no siempre son prácticos, ya que pueden producir distorsión excesiva en la red cristalina.

2.3.14 Fractura por corrosión bajo tensión.

La acción conjunta de un esfuerzo o tensión en un ambiente corrosivo puede dar como resultado, en algunos casos, la fractura de alguna aleación metálica. La mayoría de las aleaciones son susceptibles a este ataque. Hasta la fecha este es, uno de los problemas metalúrgicos más serios. Los esfuerzos que causan las fracturas provienen del trabajado en frío, soldaduras, tratamientos térmicos que pueden ser aplicados en forma externa durante la operación o instalación del equipo.

Algunas de las características del agrietamiento por corrosión bajo tensión son las siguientes.

- a) Para que este tipo de corrosión exista se requiere un esfuerzo de tensión.
- b) Las fracturas que se presentan se deben al fenómeno de fragilización en forma macroscópica, mientras que las fallas mecánicas de la misma aleación en ausencia de un agente corrosivo específico generalmente presentan ductilidad.
- c) La corrosión por esfuerzos depende de las condiciones metalúrgicas de la aleación.
- d) Algunos medios específicos generalmente causan fracturas en una aleación dada. El mismo medio ambiente no puede causar fracturas en otras aleaciones.
- e) La corrosión por esfuerzo puede ocurrir en ambientes considerados no agresivos para una aleación dada. Largos períodos de tiempo, a menudo años, pueden pasar antes de que las fracturas sean visibles, pero entonces al presentarse se propaga rápidamente, con el resultado de una falla inesperada.

Agrietamientos debido a corrosión por esfuerzos.

Este tipo de corrosión es el resultado del efecto combinado entre corrosión y esfuerzo de tracción. Allí donde esto ocurre, la corrosión por sí sola no puede producir rotura por agrietamiento, del mismo modo si no ha existido corrosión los esfuerzos no pueden producir roturas concretamente.

Para casi todas las aleaciones, parece que existen ambientes que las vuelven susceptibles al agrietamiento a la corrosión bajo esfuerzo. Los aceros al carbono resisten dicho agrietamiento en nitratos calientes, agua carbonatada caliente y ácidos Sulfo – Nítricos. Los aceros inoxidable austeníticos en cloruros calientes y las aleaciones de cobre en amoníaco. La presencia de esfuerzos de tracción es uno de los factores principales, que producen agrietamiento por esfuerzos por corrosión. Los esfuerzos pueden ser internos producidos por cargas externas o ambos factores a la vez. Pueden producirse esfuerzos internos por soldadura, enfriamiento no uniforme desde altas temperaturas o por transformaciones metalúrgicas con cambios volumétricos. Las operaciones de fabricación tales como, conformado, remachado prensado, o calado, pueden causar tensiones residuales de gran importancia.

Las entallas superficiales pueden ser muy críticas, puesto que se pueden concentrar severos esfuerzos en el vértice. Además, la entalladura permite el depósito de impurezas que pueden producir corrosión alveolar.

En la mayoría de los casos, los esfuerzos internos son de mayor importancia que los externos. Las causas de excesivos esfuerzos internos y entallas, generalmente están relacionados con la fabricación o tratamientos térmicos inadecuados.

Con raras excepciones, los esfuerzos de presión son suficientemente bajos para ser de importancia, excepto cuando se suman a esfuerzos internos ya existentes.

Sin embargo, las condiciones de servicio pueden ser responsables de roturas, cuando el operario introduce esfuerzos internos como resultado de doblado, martilleado, etc, o bien cuando se cambia el medio haciéndose corrosivo. Una inadecuada limpieza química durante el servicio puede ser también responsable de agrietamiento por esfuerzos por corrosión.

Naturaleza del agrietamiento.

El agrietamiento corrosión bajo esfuerzo como otras roturas, se inicia en puntos donde existen mayor nivel de esfuerzos y la estructura metalúrgica es más débil. Así, las zonas trabajadas en frío, como marcas de martillazos y las estructuras metalúrgicas duras tienen tendencia a producir grietas.

El agrietamiento tiende a iniciarse en el eje neutro de la sección de la tubería y por lo tanto no se puede ver la grieta. La rotura repentina tiene un aspecto similar a la producida por fragilización por hidrógeno. No se observan estas roturas en tuberías rectas. La susceptibilidad a estas roturas aumenta también con la ovalización del tubo.

Las grietas en la soldadura que a menudo se presentan son de los tipos siguientes.

- a) Agrietamiento transversal a la soldadura que es el resultado de contracción longitudinal impedida
- b) El agrietamiento debido a contracción transversal.
- c) . El agrietamiento se presenta paralelamente a la soldadura en la zona de tracción.
- d) El agrietamiento adyacente a la soldadura, es producido por mordeduras o dureza excesiva.
- e) El agrietamiento longitudinal en el centro del cordón de soldadura, es debido a la falta de penetración de soldadura en la pasada de raíz.
- f) Las cargas en soldaduras de injertos y accesorios de sujeción pueden incrementar los esfuerzos localizados e influir en la situación y propagación de grietas.
- g) La corrosión por esfuerzo ocasionalmente se inicia en el exterior de una tubería o de un tanque de almacenamiento.

El agrietamiento por esfuerzos por corrosión normalmente se detiene en la separación entre el metal de proceso y el metal de soporte.

Fragilidad cáustica.

Otro tipo de corrosión bajo esfuerzo es el conocido por fragilidad cáustica, especialmente se refiere al agrietamiento de un metal sometido a esfuerzos o contacto con una solución alcalina. Se consideró durante mucho tiempo como la causa principal de roturas en calderas, especialmente en las de construcción remachada. Algunas roturas han sido catastróficas produciendo importantes daños a equipo y edificios.

Donde primero se vio el efecto de fragilización cáustica fue en calderas y en otras aplicaciones como, tuberías, calderas de secado de precalentadores de distribuidoras de gas.

La sosa cáustica es usada con frecuencia en depósitos a presión y otros equipos para neutralizar las superficies que estuvieron expuestas a la acción de un ácido.

En algunos procesos de refinería, la sosa cáustica se utiliza como un disolvente y también en la fabricación de algunas grasas. A temperaturas superiores a los 65 ° C los aceros al carbono y de baja aleación llegan a ser muy susceptibles al agrietamiento, por esfuerzos por corrosión debido a la sosa cáustica. El calor acelera el ataque, especialmente los puntos calientes y susceptibles, por ejemplo, los puntos por donde los serpentines de vapor y otras tuberías calientes entran en un depósito.

2.3.15 Corrosión por fatiga.

La corrosión por fatiga, los esfuerzos que contribuyen a la rotura se asocian a cargas de fatiga mecánica externas. Se ha comprobado que la vibración producida en un sistema de tuberías ha contribuido a la corrosión por fatiga.

En realidad, las vibraciones pueden incluso no ser muy severas. Sin embargo, los esfuerzos resultantes se añaden a los esfuerzos de tracción internos existentes. Así, la fatiga mecánica resultante, lleva los esfuerzos por encima del nivel al que se produce el agrietamiento. En corrosión por fatiga, la corrosión baja el límite de resistencia del acero (asociado con la rugosidad de la superficie y en casos severos, por formación de defectos), la fatiga acelera el ataque.

En la mayoría de los medios donde solo se produce corrosión, los productos y películas corrosivas que se forman tienden a bloquear o retardar el posterior ataque, incluso pueden eliminarlo totalmente. En corrosión por fatiga, sin embargo, los esfuerzos cíclicos tienden a romper y hacer más permeable las zonas protectoras. A causa de la mutua aceleración de corrosión y fatiga, un gran número de soluciones químicas, pueden producir agrietamiento por; corrosión por fatiga, a concentraciones más bajas que por corrosión bajo esfuerzo. Aun cuando el nivel de esfuerzos aplicados esta por debajo del límite de fatiga característico del material, las entallas, erosiones y otros defectos que actúan como elevadores de esfuerzos locales suponen una distorsión (deformación plástica). Sin que exista corrosión, la distorsión eleva el límite elástico en la zona correspondiente.

A su vez, la zona sometida a esfuerzos alternativos de una magnitud dada resisten a una mayor distorsión a causa del incremento del límite elástico. Pero si existe un agente corrosivo, la estructura distorsionada formada localmente, puede llegar a ser susceptible al ataque corrosivo. El potencial de corrosión entre estructuras distorsionadas y no distorsionadas puede ser importante y las últimas pueden no ser atacadas.

La acción combinada química - mecánica produce finísimas grietas que se propagan hacia adentro, con frecuencia a lo largo de planos de deslizamiento. Una fuerte distorsión de la estructura metalúrgica en la zona afectada, puede ser una señal de que se produjo corrosión por fatiga. Las roturas por corrosión por fatiga suelen presentarse en las proximidades de embridamientos, soldaduras de toberas, soldaduras de elementos de sujeción, etc.

A temperaturas elevadas, la corrosión por fatiga es generalmente incrementada por oxidación. La rotura se produce por la formación de óxido y fatiga. El agrietamiento por corrosión por fatiga como consecuencia de un súbito arranque en frío se ha producido en tubos curvados de elevación y de descenso (entrada y salida) de agua que contiene un ligero exceso de oxígeno.

El ataque electroquímico resultante alcanza la máxima intensidad a unos 150°C. A causa de un aumento de la capa de óxido protectora a altas temperaturas desaparece por encima de 260°C. El ataque se produce en lugares donde se formó protección insuficiente de FeO₂, o donde esta capa se rompe, como resultado de fatiga mecánica durante arranques o paradas.

Cómo evitar la corrosión por fatiga y el agrietamiento por esfuerzos.

- a) Empleo de materiales de composición tal que no sean susceptibles al agrietamiento en el medio ambiente correspondiente.
- b) Cambio de la composición química de los inhibidores para reducir los elementos que promueven el agrietamiento por esfuerzos por corrosión.
- c) Una adecuada colocación de puntos de anclaje, ganchos, soportes para reducir los esfuerzos de tracción.
- d) Reducción de vibraciones mecánicas, condiciones de servicio que producen fatiga.
- e) Eliminación de tensiones de las juntas soldadas.
- f) Materiales trabajados en frío que consiste en un lento calentamiento, enfriamiento uniformemente alrededor de la soldadura.
- g) Cambios en las condiciones operatorias, que se ha comprobado agrietamiento durante operaciones cíclicas y periodos de paro y arranque.

2.3.16 Fragilización por hidrógeno.

La fractura por corrosión bajo esfuerzo inducida por hidrógeno es producida por una fuente gaseosa que contiene hidrógeno y afectando las propiedades de los aceros.

La fragilidad se produce en los elementos de aleación de los aceros como son; Magnesio, Tantalio, Vanadio, Titanio, Uranio, Torio, Circonio, Níquel, Carbono etc.

Estos elementos son precipitados en forma de hidruros, la formación de hidruros es aumentada por el sistema metal – hidrógeno por la aplicación de esfuerzos, también llamado formación de hidruros por inducción de esfuerzos.

La teoría de la fragilidad por hidrógeno se atribuye a la difusión del hidrógeno dentro del metal, la eventual acumulación en vacíos o intersticios de la red cristalina y otros defectos superficiales internos en la aleación.

Cuando aumenta la concentración de hidrógeno, está aumenta en aquellas discontinuidades de la red cristalina.

En una tubería cuando es aumentada la presión, se aumenta la inducción de hidrógeno y se aumenta el crecimiento del hueco o se inicia el agrietamiento, iniciándose la fragilidad o la fractura por hidrógeno.

Capítulo 3 Gas amargo.

3.1 ¿Qué es un gas amargo?

El gas amargo es la mezcla de gases que en su composición contienen; gas natural (CH_4), ácido sulfhídrico (H_2S) y mercaptanos (R-SH).

3.2 Sustancias involucradas.

La sustancia involucrada es la que se transporta propiamente dentro del recipiente, ésta es básicamente gas natural, ácido sulfhídrico y mercaptanos.

La composición del gas natural se considera como 97.5% de Metano y en el caso del gas amargo contiene hasta 3% de ácido sulfhídrico o un porcentaje de mercaptanos.

3.3 Características fisicoquímicas de las sustancias.

Todas las sustancias químicas presentan riesgos, de mayor o menor grado, en su uso manejo y almacenamiento estos riesgos se clasifican en:

Riesgo contra la salud.

Riesgo por reactividad química.

Riesgo por inflamabilidad.

3.3.1 Riesgo contra la salud.

Es cualquier propiedad que pueda causar directa ó indirectamente algún daño, incapacidad temporal o permanente, por exposición, contacto, inhalación ó ingestión.

Existen dos fuentes de riesgo contra la salud, una depende de las propiedades del material y la otra, es consecuencia de los productos tóxicos de la combustión y descomposición del material.

El grado de riesgo se basa en la intensidad del peligro que podría presentarse en incendios y otras condiciones de emergencia.

Es importante mencionar que el grado de riesgo, indica al personal de operación y control de emergencia la clase de equipo para protección que se debe emplear en cada circunstancia específica.

Para comprender la extensión del daño potencial de una sustancia, debe conocerse su toxicidad, que describe el grado de acción tóxica que puede causar. La toxicidad aguda se refiere a la cantidad de una sustancia que es capaz de producir un efecto perjudicial inmediato, ya sea en segundos, minutos, horas.
(por ejemplo el H_2S).

La toxicidad crónica se refiere a la cantidad de una sustancia que es capaz de producir un efecto perjudicial a largo plazo, es decir, en un lapso de meses o años; en este grupo de sustancias se encuentran las pinturas en base a plomo o solventes, que contienen cantidades apreciables de benceno, aceite lubricante, residuos de petróleo con alto peso molecular, colorantes sintéticos para productos del petróleo, aditivos e inhibidores de corrosión, etc.

Los accidentes por exposición a gases constituyen eventos ocupacionales comunes; suponen la inhalación en una atmósfera que contenga un gas, vapor tóxico o corrosivo que pueda absorberse por el sistema respiratorio dando por resultado una respuesta aguda.

Algunos de los tipos de accidentes comunes son la falta de oxígeno (anoxia*), que se puede presentar como:

- a) Anoxia simple; cuando la atmósfera donde se trabaja no contiene el mínimo de oxígeno (se requiere un 16% para respirar).
- b) Anoxia tóxica; cuando se impide que el oxígeno llegue a la sangre, ocasionado por la inhalación de un asfixiante químico, por ejemplo CO, H₂S; HCN. El H₂S presenta el riesgo adicional de inhibición del olfato, que puede dar una falsa sensación de seguridad a la víctima.

La hipoxia causa una diversidad de aberraciones mentales similares a los que produce el alcohol como son; deterioro del juicio, somnolencia, embotamiento de la sensibilidad al dolor, excitación, desorientación, pérdida del sentido y cefalea.

Otros síntomas incluyen anorexia, náuseas, vómito, taquicardia y cuando la hipoxia es intensa, hipertensión.

c) Sulfohemoglobina.

Existen otros tipos de gases que al introducirse al sistema circulatorio causan reacciones inflamatorias en los tejidos. En toxicología estos gases se conocen como irritantes. El ejemplo típico es el SO₂ producto de la combustión del H₂S, que arde en el aire con una flama azul.

Aún cuando la fuente más importante de H₂S lo constituye el gas amargo, se deben considerar otras fuentes de contaminación como las plantas de tratamiento de aguas sanitarias y muchos materiales de origen mineral. Por otra parte y debido a las concentraciones relativamente altas (1.5 % a 3.5 %) de H₂S en los gases que se manejan en las plantas mexicanas, se considera que las emisiones y fugas de algunas corrientes, constituyen un riesgo para la salud y seguridad para la población que vive en el entorno a los ductos y plantas procesadoras.

* Anoxia: significa la falta total de oxígeno, pero este término se utiliza más para indicar disminución de oxígeno en la sangre. Un término más correcto es el de hipoxia.

Sustancia.	Formula química
Ácido sulfhídrico.	H ₂ S
Metano (gas natural, gas dulce.	CH ₄
Etano.	C ₂ H ₆
Propano.	C ₃ H ₈
Butano.	C ₄ H ₁₀
Pentano.	C ₅ H ₁₂
Hexano.	C ₆ H ₁₄

Tabla N° 3.1 Sustancias más comunes manejadas en plantas procesadoras.

3.4 Gas Metano CH₄.

3.4.1 Componente riesgoso.

Gas natural (Metano 97.5%.

La composición exacta de este gas es variable ya que depende de las características de cada campo petrolero del cual se extraigan o procesen los gases.

3.4.2 Porcentaje y nombre de componentes riesgosos.

Gas natural (Metano) 97.5%.

3.4.3 Números CAS o de Naciones Unidas.

Gas natural (Metano).

CAS 74-82-8.

3.4.4 Propiedades físicas y químicas.

El Gas Natural es una sustancia en fase gaseosa a temperatura ambiente, que no presenta color ni olor. El Gas Natural se compone en un 97.5% de Metano CH₄. Tiene una densidad menor a la del aire (0.554) y un punto de ebullición de -162°C.

3.4.5 Riesgo para la salud por ingestión accidental del metano.

Por presentarse en estado gaseoso no se reportan daños a la salud por ingestión, sin embargo el contacto con metano licuado puede causar quemaduras por congelamiento.

3.4.6 Contacto con los ojos con metano.

El contacto con el gas y con su fase licuada puede causar efectos sobre los ojos, aún a las concentraciones consideradas como no peligrosas, como irritación por quemaduras.

3.4.7 Contacto con la piel por metano.

El contacto del gas metano con la piel puede causar un efecto de irritación por quemadura y el contacto con su forma licuada puede causar quemaduras severas por congelamiento.

3.4.8 Inhalación de metano.

El gas metano es un asfixiante simple sin efectos fisiológicos. Al ser inhalado desplaza del aire al oxígeno produciendo hipoxia. Los síntomas son; confusión, decremento en la coordinación y el razonamiento, cianosis e inconsciencia, de persistir la exposición, causa la muerte por asfixia.

3.4.9 Toxicidad del metano.

El efecto del gas natural es el de simple asfixiante sin ningún efecto fisiológico, por lo tanto no hay efectos tóxicos. No han sido reportados efectos crónicos por exposiciones al gas natural a largo plazo.

3.4.10 Daño Genético: clasificación de las sustancias de acuerdo a las características canci-nogenéticas en humanos por el metano,

No han sido reportados efectos genéticos por la exposición a metano a corto o largo plazo.

3.4.11 Riesgo de fuego o explosión y su atención al metano.

El riesgo por fuego o explosión es alto para el metano. El valor de flamabilidad asignado por NFPA* para el metano es de 4. Expuesto a una fuente de ignición es altamente flamable. Con el metano existen tres condiciones básicas para considerar un peligro de fuego o explosión:

- 1) Estar dentro de los rangos de concentración en volumen de aire de inflamabilidad de, 15% en aire a 5% en aire.

* NFPA: Asociación Nacional de Protección Contra Incendio

Propiedades Físicas y Químicas del Gas Natural

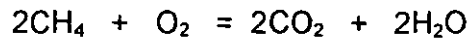
NOMBRE QUÍMICO Y COMERCIAL	GAS NATURAL	UNIDADES
Sinónimos	Gas Natural	
Fórmula química	CH ₄	
Peso molecular	16	gr/gr mol
Densidad	0.508	gr/ml
Punto de ebullición	-162	°C
Calor de vaporización	245	BTU/lb
Calor de combustión (fase gaseosa)	21675	BTU/lt
Presión de vapor	-191.8mm Hg	kg/cm ² a 20°C
Densidad de vapor	0.554	aire = 1
Velocidad de evaporación		butil acetona = 1
Temperatura de autoignición	450	°C
Temperatura de fusión	-183	°C
Densidad relativa	59	ft ³ /gal
Solubilidad en agua	muy baja	
Estado físico, olor y color	gas. incoloro, inodoro	
Por ciento de volatilidad	100	%
Tensión superficial		dinas /cm
Factor de compresibilidad	0.9854	a 1 bar y 150 °K
Conductividad térmica	0.0277	BTU/(h-pie ²) (°F/pul)

Tabla N° 3.2 Propiedades fisicoquímicas del gas natural CH₄.

- 2) Existir una fuente de ignición.
- 3) Alcanzar las temperaturas de autoignición. La flama formada por el metano puede no ser visible.

3.4.12 Productos de combustión del metano.

El metano genera bióxido de carbono y agua.



3.4.13 Medios de extinción y unidades contra incendio en las diversas áreas de las instalaciones donde se maneja gas metano.

Para evitar el fuego es necesario evitar cualquier condición que provoque la presencia de cualquiera de las tres condiciones citadas, por otro lado se requiere de extintores a base de CO_2 o un material inocuo para la salud, de los cuales se debe de contar en todas las instalaciones que manejen gas. Además, las unidades móviles contra incendio a base de agua se mantendrán alertas y listas para ser enviadas a cada frente de trabajo donde se requieran.

3.4.14 Equipo especial de protección (general) para combate de incendio de metano.

Para el combate de incendios se recomienda a los cuerpos de bomberos contar con equipo de respiración autónoma o de oxígeno, contando además con el equipo de protección de ojos, manos, cara y cuerpo.

El material de los equipos de protección personal pueden ser de cualquier tipo (polietileno, policarbonato, neopreno, etc.), sin embargo diversas variables pueden influir para que algún tipo de ropa de protección personal resulta inadecuada y aún peligrosa.

3.4.15 Inflamabilidad de gas metano.

Límite Superior de Inflamabilidad en % de gas natural.

Metano 15% en aire.

Límite Inferior de Inflamabilidad (%) de gas natural

Metano 5% en aire.

3.4.16 Datos de reactividad.

El Gas natural es altamente estable en las condiciones normales de operación.

3.4.17 Clasificación de sustancias por su actividad química, reactividad con el agua y potencial de oxidación.

El gas natural no es reactivo con el agua.

3.4.18 Estabilidad de las sustancias gas metano.

El metano es una sustancia muy estable a las condiciones ambientales normales (presión 1 atm y temperatura 25° C), pues es la forma más simple de los compuestos orgánicos.

3.4.19 Condiciones a evitar el gas metano.

Exposición a calor, flama o chispas, así como a la acumulación en espacios cerrados sin ventilación.

3.4.20 Incompatibilidad del metano, sustancias a evitar.

Se debe evitar el contacto del metano con los oxidantes fuertes, ya que pueden ocurrir reacciones violentas.

3.4.21 Descomposición de componentes peligrosos.

Bajo las condiciones de operación actuales de los ductos y de las actividades de automatización no se presentan reacciones de descomposición y que resulten en sustancias o productos considerados peligrosos.

3.4.21 Polimerización peligrosa.

El gas natural no presenta bajo las condiciones de operación de los ductos ningún tipo de polimerización, que pueda resultar peligrosa y derivar en un riesgo ambiental durante las tareas de automatización de ductos terrestres.

3.4.22 Corrosividad.

El metano puro no es corrosivo, se considera corrosivo amenos que contenga grandes cantidades de H₂S (gas amargo).

3.4.23 Precauciones especiales.

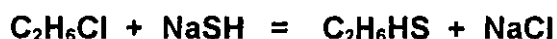
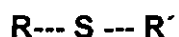
No se han reportado precauciones especiales que se deban tener en cuenta para el manejo del gas natural.

3.5 Mercaptanos.

Los destilados del petróleo así como el gas natural a menudo tienen un desagradable olor. Debido a la presencia de ácido sulfhídrico o mercaptanos R-SH.

Los mercaptanos, también conocidos como tioalcoholes y tioles, pueden prepararse calentando los haluros de alquilo con bisulfuro de sodio. a semejanza del ácido sulfhídrico del cual pueden considerarse derivados.

Mercaptanos.



3.5.1 Características.

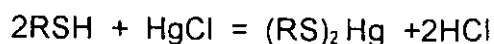
Estos compuestos tienen las características siguientes:

- 1). Tienen un desagradable olor.
- 2). Son ácidos.
- 3) Se oxidan fácilmente.

Sustancia	Punto de ebullición	Notas
H ₂ O	100 °C	
CH ₃ OH	64.7 °C	Gas
C ₂ H ₅ OH	78.3 °C	Gas
H ₂ S	- 61 °C	Límite de exposición 10ppm
CH ₃ SH	7.6 °C	Gas
C ₂ H ₅ SH	34.7°C	Gas

Tabla N-3.3 Punto de ebullición de los mercaptanos respecto al agua.

El átomo de hidrógeno, unido al azufre, es ácido (análogo con el ácido sulfhídrico); por lo tanto los tioalcoholes producen sales con las bases. Debido a la insolubilidad de sus sales de mercurio, los tioalcoholes son llamados mercaptanos esto es, que capturan el mercurio.



Además del carácter ácido, los tioalcoholes tienen otra propiedad importante que es la facilidad con que se oxidan.

La oxidación moderada del tioalcohol etílico etanoltiol con una solución diluida de peróxido de hidrógeno o cloruro cúprico da disulfuro de etilo. Los mercaptanos se introducen en concentraciones pequeñas a las líneas que transportan gas natural (isopentatiol), estos se emplean para detectar mejor los escapes de gas en las viviendas.

El olor de los mercaptanos o tioles se aprecia a una concentración de 1 parte en 400 partes por millón de aire.

3.6 Ácido sulfhídrico.

Es un gas incoloro, de olor a huevo podrido y muy corrosivo, altamente tóxico, el cual cuando se inhala puede causar rápidamente la muerte. Su nombre químico y común sulfuro de hidrógeno.

Formula.	H ₂ S
Peso molecular.	34 gr / mol
Estado físico.	Gas
Límites de explosividad.	400 – 44 % vol. En aire
Punto de autoignición.	260° C (de 403 – 46 % vol. de aire)
Punto de ebullición.	-61.8
Color.	Incoloro.
Corrosividad.	Ataca a los metales formando sulfuros.
Punto de fusión.	-82.9 °C
Densidad relativa.	1.54
Densidad de vapor.	1.189 a 15°C

Tabla N° 3.4 Propiedades físicas y químicas del ácido sulfhídrico.

3.6.1 Protección del equipo eléctrico.

Todo el equipo eléctrico debe de estar de acuerdo con el "National Electric Code".

. 3.6.2 Inspecciones periódicas.

Efectuar un programa de inspecciones periódicas a las áreas con mayor probabilidad de fugas, así como, indicar al personal que reporte cualquier anomalía por pequeña que sea a fin de prevenir accidentes.

3.6.3 Seguridad al personal.

Equipo de protección. Todo el personal debe de estar capacitado para conocer la peligrosidad del H_2S , así como para usar correctamente el equipo de protección. Aunque el equipo de protección personal no es un sustituto adecuado para una condición de trabajo segura, una adecuada ventilación y una conducta acertada por parte de los empleados es, con gran medida, el único medio de proteger al trabajador, particularmente en situaciones de emergencia. Debe tenerse en cuenta que el equipo de protección sirve únicamente a los trabajadores que lo usan y que pueden estar expuestos al daño.

3.5.4 Protección de ojos.

Usar goggles o gafas con lentes de vidrio o plástico, resistentes al impacto

3.5.5 Protección de vías respiratorias.

En áreas donde existe deficiencia de oxígeno (menos del 16 %) o donde las concentraciones de ácido sulfhídrico exceda al 2% (20000 ppm), pueden ser usados los siguientes equipos de emergencia: Aparatos de respiración con cilindro de aire o del tipo que genera químicamente oxígeno. Estos equipos permiten un gran movimiento.

Mascarillas con manguera de presión positiva de aire suministrado por sopladores no lubricados. La persona que la use debe emplear la misma ruta de entrada y salida y tener precaución de que la manguera no se doble o enrede. Mascarillas con líneas de aire que se conectan al sistema de aire de la planta. Las mascarillas deben estar provistas de válvula reguladora de presión, trampas y filtros para tener un funcionamiento seguro. El equipo generador de aire debe localizarse en un área libre de contaminación.

3.6.1 Limpieza y reparación de tanques y equipos.

1. Limpieza.

Los tanques, equipos y líneas que manejan fluidos que contienen ácido sulfhídrico, deben lavarse con agua, vaporizarse, volverse a lavar con agua excepto los que

contengan ladrillo refractario y finalmente purgarse con aire para eliminar todo el ácido sulfhídrico y poder trabajar en ellos. Los trabajadores nunca deben reparar el equipo cuando estén bloqueadas las líneas de tuberías o equipos desconectados.

2. Entradas a tanques.

Ninguna persona debe entrar a un tanque o espacio confinado, hasta que el personal autorizado indique que al recipiente le ha sido eliminado totalmente el H₂S y encontrado seguro el acceso al recipiente o tanque. Ningún trabajador debe entrar a un tanque o recipiente que no tenga un acceso lo suficientemente grande para admitir una persona con arnés de seguridad.

Es recomendable una ventilación de aire forzado durante el tiempo que un trabajador esté limpiando reparando o inspeccionando el tanqu.

Fuera del tanque debe de estar un hombre observando las maniobras en el interior y contar con un equipo completo de seguridad cercano a él para cualquier emergencia.

3. Rescate de emergencia.

No se debe entrar a un espacio confinado a efectuar un rescate sin contar con un equipo de respiración, arnés de seguridad y línea de vida.

Otra persona debe estar atenta y preparada con su equipo de seguridad para asistir en el rescate si es necesario.

Durante el rescate una persona en el exterior debe de estar en constante comunicación con la del interior.

4. Reparación exterior.

Para efectuar trabajos de soldadura y de reparación exterior en tanques o equipos que contengan ácido sulfhídrico, estos deben ser previamente drenados, lavados con agua, excepto los que contengan ladrillo refractario, y purgados con vapor. El purgador debe de continuar durante el tiempo de reparación. Antes de empezar el trabajo de reparación el personal de seguridad debe de certificar que el recipiente este libre de ácido sulfhídrico.

3.6.2 Primeros auxilios y asistencia médica.

1. Contacto con la piel.

La absorción en la piel es muy lenta. La decoloración de la piel es posible después del contacto con ácido sulfhídrico. Si tal contacto ocurre, debe lavarse con abundante agua.

2. Contacto con los ojos.

El ácido sulfhídrico causa una irritación dolorosa. En caso de existir contacto con los ojos, Llevar al paciente a un cuarto oscuro, aplicar hielo en la frente y llamar al médico. La irritación causada por explosión requiere tratamiento por un oftalmólogo.

3. Inhalación.

Todo trabajador que esté en una atmósfera de ácido sulfhídrico debe de ser retirado del área contaminada y llamar al médico inmediatamente. Si ha inhalado ácido sulfhídrico en altas concentraciones debe proporcionársele respiración artificial y oxígeno hasta que llegue el médico.

EFECTO TÓXICO DEL ÁCIDO SULFÚDRICO POR INHALACIÓN

% H ₂ S	Tiempo en minutos				Tiempo en horas		
	0.2	2.15	15.30	30	1 A 4	4 A 8	8 A 15
0.006 a 0.010				Ligera conjuntivitis irritación de las vías respiratorias			
0.010 a 0.015		Tos, irritación de los ojos, pérdida de la sensibilidad del olfato.	Dificultad para respirar, dolor en los ojos e insomnio.	Irritación de la garganta.	Salivación y mucosidad excesiva, dolor agudo en los ojos, tos.	Síntomas anteriores aumentados	Hemorragia y muerte.
0.015 a 0.020		Pérdida de la sensibilidad del olfato.	Irritación de ojos y garganta	Irritación de ojos y garganta.	Dificulte para respirar, visión borrosa, oscurecimiento.	Serios efectos de irritación	Hemorragia y Muerte.
0.025 a 0.035		irritación en los ojos, Pérdida de la sensibilidad del olfato.	Pérdida de la sensibilidad del olfato, irritación de los ojos	Secreción lagrimal dolorosa, cansancio	Oscurecimiento, dificultad para respirar, dolor en los ojos, conjuntivitis.	Hemorragia y Muerte.	
0.035 a 0.045		Irritación en los ojos, pérdida de la sensibilidad del olfato.	Dificultad para respirar, irritación en los ojos y tos.	Irritación excesiva de los ojos y vías respiratorias, ligero dolor de cabeza, cansancio, oscurecimiento.	Mareo debilidad irritación fuerte de ojos y garganta, muerte.	Muerte.	
0.045 a 0.050	Tos, colapso, inconsciencia	Dificultad para respirar, irritación en los ojos y tos.	Irritación grave de los ojos, oscurecimiento, aumento del ritmo cardíaco. Algunos casos de muerte.	Dolor agudo en los ojos y cabeza, mareo, convulsiones en las extremidades, gran debilidad y muerte.			

Tabla N-3.5 Toxicidad del ácido sulfúdrico

Capítulo 4: Tuberías y accesorios.

4.1.0 Tuberías.

Las tuberías son accesorios de ingeniería que sirven para transportar todo tipo de fluidos. Estos pueden recorrer distancias grandes o pequeñas dependiendo del lugar donde se esté trabajando; los fluidos que recorren distancias grandes son por ejemplo el petróleo y muchos de sus derivados líquidos y gases, los que recorren distancias pequeñas son todos los fluidos que se utilizan en las plantas de proceso.

Por lo general las tuberías son redes de canales generalmente cilíndricas aunque también las hay rectangulares, fabricadas generalmente de materiales como el hierro, acero, cobre, aluminio, plástico, cemento etc.

4.1.1 ¿Qué es un tubo?

Los tubos generalmente son cilindros huecos fabricados de múltiples materiales. En inglés se distinguen técnicamente entre **tubes** y **pipes**.

La distinción técnica entre estos términos consiste en que los primeros se clasifican por su diámetro exterior y los segundos por su diámetro interno. Usualmente se emplean indistintamente los dos vocablos.

La fabricación de los tubos metálicos se realiza por diferentes procesos metalúrgicos, cada uno de los procesos de fabricación es controlado de acuerdo al uso que vaya a desempeñar.

4.1.2 Tubos soldados a tope.

En este método se hace pasar una lámina del tamaño exacto del diámetro exterior, la lámina es colocada en un molde y se coloca una pinza a través del tubo para sostener el extremo del tubo lo cual sirve para curvarlo en la zona de los bordes, produciendo una presión, éstos se calientan a una temperatura ligeramente inferior a la de fusión y aunado con la presión de los bordes se obtiene la unión soldada.

4.1.3 Tubos soldados a tope con apéndice.

En vez de la pinza se suelda una barra metálica en el borde del tubo y en uno de los extremos el cual será cortado después.

La soldadura depositada a lo largo del tubo cae en una depresión en la parte superior (exterior) de los bordes, de esta forma queda soldado el tubo.

4.1.4 Tubos sin costura.

Son los que se fabrican por fundición y por los procesos de conformado mecánico como son el estirado y extrusión ambos en caliente y en frío, dependiendo del material que se esté trabajando.

4.1.6 Tubos sin costura por estirado y extrusión.

Estos tubos son fabricados a partir de un tocho perforado en el centro y sometido a una tracción hasta alcanzar el diámetro estipulado.

En la extrusión el tocho es calentado y es empujado en el vástago extruso el cual se compone de un mandril con las dimensiones del tubo fabricado.

4.1.5 Tubos sin costura por fundición.

En este método se utilizan los diferentes procesos de fundición de metales que se conocen hasta ahora, por ejemplo, fabricación de tubos de hierro gris.

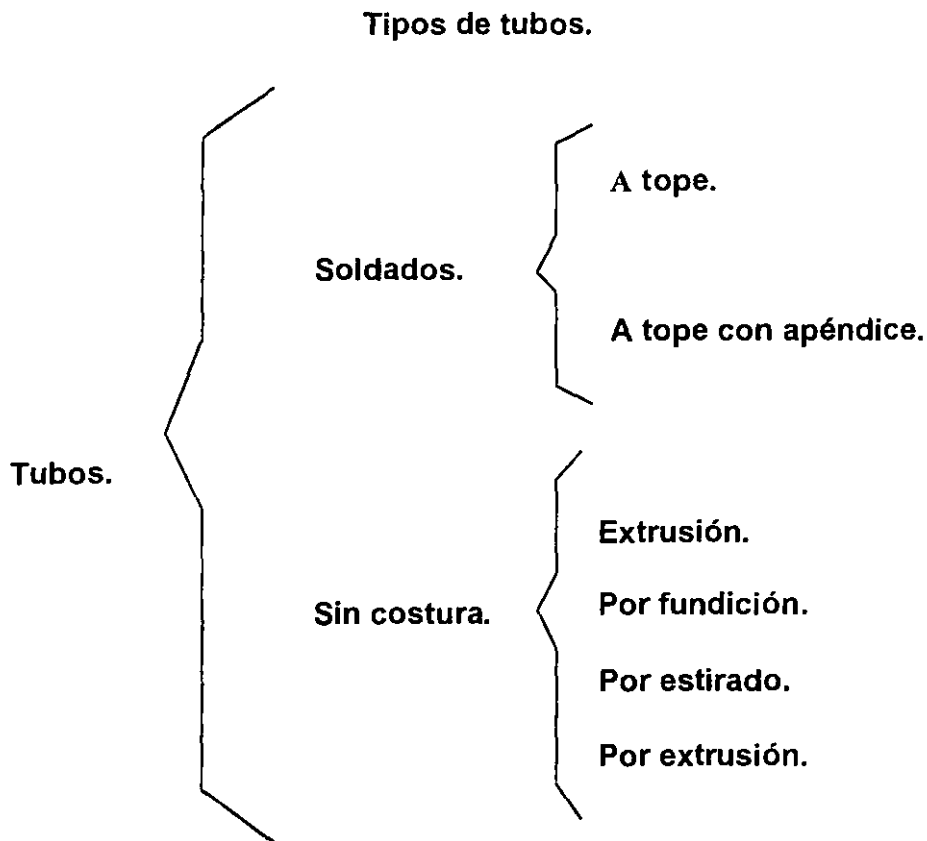


Figura N-4.1 Diferentes tipos de fabricación de tubos.

4.1.7 Fabricación de tubos.

La fabricación de tubos se realiza por el método mecánico y el método de fundición siendo ambos métodos más utilizados en la industria. Estos procesos son utilizados según sea el tipo de tubería que sea seleccionada así como el tipo de aleación requerida.

Cada uno de estos procesos trabajan a bajas o altas temperaturas dependiendo de la calidad del tubo a fabricar.

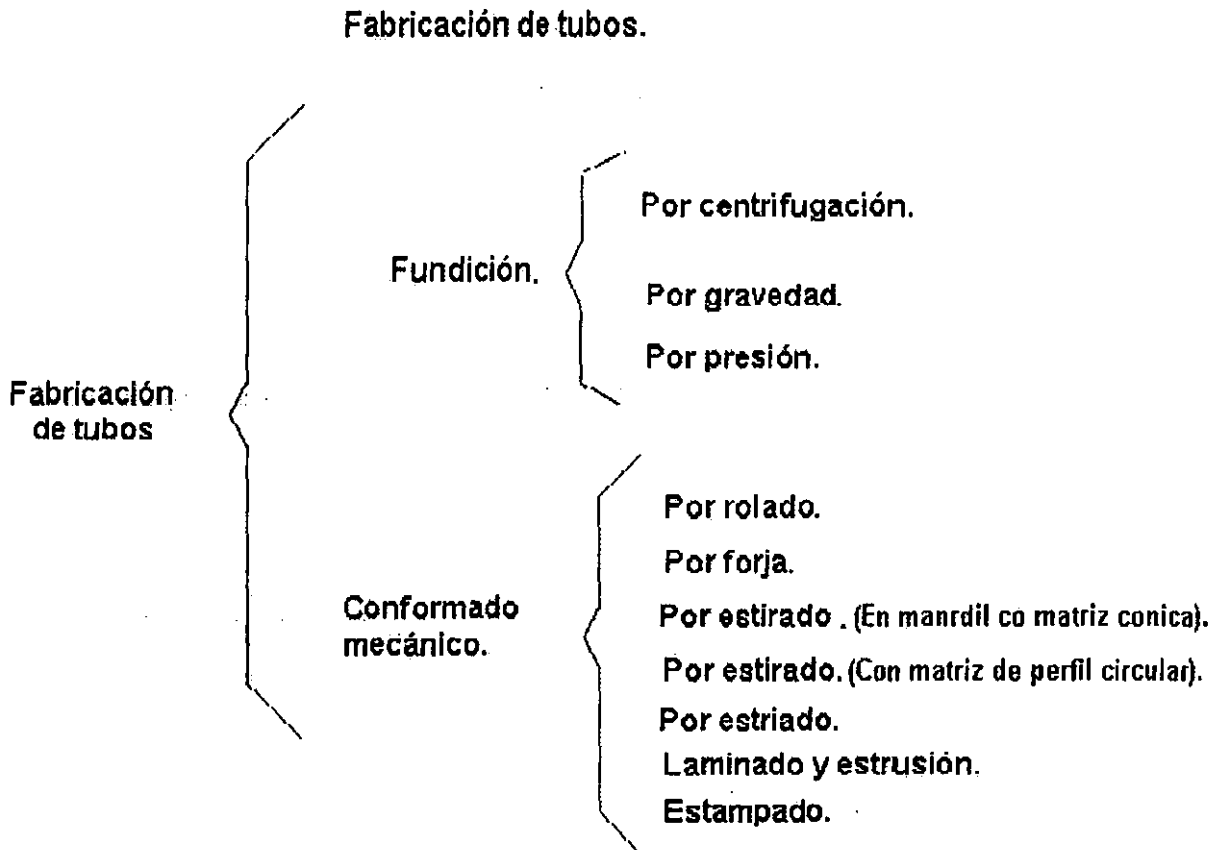


Figura N 4.2 . Fabricación de tubos por fundición y conformado mecánico.

4.2.1 ¿Qué es una válvula?.

Una válvula es un elemento mecánico empleado, para regular el gasto o flujo de un fluido. Se ha desarrollado partiendo de una idea fundamental, que consiste en la colocación de un disco sobre un orificio dotado de una superficie de asiento y disponiendo el conjunto de forma que el cierre resulte ser hermético.

4.2.2 Utilidad de una válvula.

Este accesorio simplifica el mantenimiento y almacenaje en una planta si se conserva al mínimo el número de tipos de válvulas en existencia.

4.2.3 Tipos de válvulas.

Las válvulas se clasifican como válvula de compuerta, de globo, de tapón, de retención y de control o maniobra.

4.2.4 Fabricación de válvulas.

Las válvulas se fabrican generalmente de tres aleaciones por las razones que se mencionan a continuación. El bronce se emplea para operar con temperaturas de hasta 288°C (550°F). Es resistente a la acción corrosiva de una gran variedad de fluidos y además tanto su fundición como su maquinado es fácil. Las válvulas de bronce se fabrican usualmente en las medidas menores de 76 mm o (3 plg).

El hierro colado se usa para temperaturas de proceso de hasta 232°C. El hierro colado es más barato que el bronce, y en consecuencia el precio de estas válvulas se reduce considerablemente. Las válvulas de hierro colado se fabrican con asientos de bronce o totalmente de hierro. Las válvulas de hierro colado con asientos de bronce se les distingue con las iniciales I.B.B.M. Las válvulas fabricadas totalmente de hierro se les distingue con las iniciales A.I. Las válvulas fabricadas totalmente de hierro se usan donde las válvulas de bronce son afectadas por las soluciones corrosivas y las afectan, por ejemplo la sosa cáustica o soluciones de ácido sulfúrico de alta concentración. Las válvulas de acero fundido pueden soportar temperaturas de hasta 566°C .

4.3 Bridas.

Es un accesorio diseñado para asegurar una unión hermética. Está integrado en los extremos de tubos y válvula, esta integración proviene desde la fabricación, son integrados por un cordón de soldadura o se arman en el instante que serán colocadas a los tubos o válvulas para tener una unión hermética.

En las bridas para tuberías de alta presión se usan frecuentemente las cuerdas de ocho hilos de rosca (en una pulgada hay ocho hilos de rosca), los escantillones estándar para el barrenado de bridas están arreglados en múltiplos de 4 o sea 4,8,12,16 barrenos. Los barrenos en las bridas de válvulas y tubos están hechos simétricamente con el eje central de estos accesorios.

4.3.1 Tipo de bridas.

- a) Brida roscada; la rosca está directamente unida a la tubería, no necesitando soldadura.
- b) Brida postiza o deslizante; para su instalación se desliza la brida en la tubería y se realizan dos soldaduras, una interior y otra exterior.
- c) Brida de cuello, la brida termina en cubo cónico que coincide con la tubería.
- d) Brida de reborde, solamente la tubería está en contacto con el fluido.
- e) Brida de casquillo o encastre, la tubería ajusta en un rebaje en el interior de la brida, la unión entre la tubería y la brida puede estar sujeta a una gran corrosión bajo distintas condiciones.

Los tipos de asientos de bridas (caras);

- a) Asiento cara realzada ; la junta es generalmente de anchura inferior al realce, es la de mayor uso.
- b) Asiento cara de anillo; más eficiente que la anterior difícilmente se daña en el montaje.
- c) Asiento cara macho y hembra; usada para servicios especiales, para pequeñas y grandes bridas, presentan problemas de almacenaje al tener que ser almacenadas por parejas.
- d) Asiento cara de borde o de ranura; el fluido no entra en contacto con la junta.
- e) Asiento cara plana; igual a las de realce excepto que carecen de realce.

4.4. Juntas.

Para que las uniones mecánicas en las tuberías sean lo más efectivas y sus miembros no resulten afectados plásticamente debido al apriete que se tenga en las bridas, es necesario que sus caras estén perfectamente maquinadas o esmeriladas lo que en sí constituye una junta sellada. Al fin de lograr el objetivo anterior sin exceso de maquinado y pulido se emplean los empaques.

4.4.1 Materiales para juntas. Los valores de diseño y otros detalles dados son, solamente. Sugeridos y no obligatorios.

Número de grupo de junta	Material de la junta	Factor de junta <i>m</i>	Mínima fatiga de asiento (diseño) *	
I	Caucho sin trama o alto contenido en fibra de amiato. Menor de 75 (durómetro shtore). Mayor de 75 (durómetro shtore).	0.50 1.00	0 2.00	
	Amiato con un recubrimiento adecuado	Espesor de 1/8 " 1/16"	2.00 2.75	1600 3700
	Caucho con trama de algodón.		1.25	400
	Caucho con trama de algodón con o sin refuerzo de alambre	3 2 1	2.25 2.50 2.75	2200 290 3700
	Fibra vegetal.		1.75	1100
	Metálica arrollada en espiral rellena de amiato.	Acero al carbón Inoxidable, monel	2.50 3.00	2900 4500
	Metal ondulado, amiato insertado	Aluminio, Cobre o latón	2.50	2900
	Metal ondulado, rellena de amiato	hierro o acero dulce	2.75 3.00	3700 4500
	Metal ondulado.	Aluminio, cobre o latón	2.75 3.00	3700 4500
	II a Y II b	Amiato con un recubrimiento adecuado.	1 / 32" de espesor	3.50
Metal ondulado, amiato insertado.		Monel ó 4 – 6 cromo.	3.25	5500
Metal ondulado rellena de amiato.		Acero inoxidable.	3.50	6500
Metal ondulado		Hierro o cero dulce.	3.25	3500
		Monel ó 4 – 6 cromo.	3.50	6500
		Acero inoxidable.	3.75	7600
Metal plano, relleno de amiato.		Aluminio,	3.25	5500
		Cobre o latón	3.50	6500
		Hierro o acero dulce	3.75	7600
		Monel ó 4 – 6 cromo.	3.50	8000
	Acero inoxidable	3.75	9000	
Metal estriado	Aluminio, Cobre o latón	3.25 3.50	5500 6500	
	Hierro o acero dulce	3.75	7600	
	Monel ó 4 – 6 cromo.	3.75	9000	
	Acero inoxidable	4.25	10100	
	Metal plano, maciza	Aluminio	4.00	8800
III a Y III b		Cobre o latón	4.75	13000
		Hierro o acero dulce	5.50	18000
		Monel ó 4 – 6 cromo.	6.00	21800
		Acero inoxidable	6.50	26000

Tabla N-4.1. Materiales para juntas usadas en tuberías. Los mismos valores para juntas de anillo.

El empaque debe de ser un material que resista las condiciones de servicio y que sea lo suficientemente plástico para que se deforme bajo una suave compresión, de tal manera que con ello se cierren los intersticios que se encuentran en la unión. La amplitud de materiales que se utilizan para las juntas comprende desde el hule más suave, hasta los anillos sólidos y angostos de hierro.

Norma de materiales para juntas.

Materiales para juntas y construcción (A.S.A. B.16.) Basado en la tabla UA-47.1 del código A.S.M.E. Recipientes a presión.

Los valores de diseño y otros detalles dados son solamente sugeridos y no obligatorios.

Recipientes a presión. el valor "m" es la relación de la presión de asiento y la presión de operación. El valor "y" es la fatiga en la junta^o requerida, para asentar con la línea de descarga (sin presión interna).

Detalles de dimensiones son dados en A.S.A B.16.5 Anchura de contacto de juntas.

Grupo I A.S.A. B.16.5 anchura de la cara realizada en las deslizantes.

Grupo II A.S.A. B.16.5 anchura de la lengua en las machihembradas grandes.

Grupo III A.S.A. B.16.5 Anchura de la lengua en las machihembradas pequeñas menos de 1 /32" pero no menos de 3 /16".

Juntas con un diámetro interno igual al diámetro externo de la tubería;

Grupos I, II a y III a.

Juntas con un diámetro externo de contacto igual al diámetro externo de la cara realizada;

Grupo II b, III b.

Materiales para juntas y construcción (A.S.A. B.16 Basado en la tabla UA-47.1 del código E.S.M.E. Recipientes a presión).

Junta fuera de noma (fotografía N-7 Anexo A).

** Esta tabla da los valores de muchos tipos de juntas utilizados comúnmente con los valores normales de "m", "e", "y" que han sido utilizados con éxito hasta el presente teniendo en cuenta un uso correcto del valor de asiento "b", dado en la tabla UA,47.2 del código A.S.M.E.*

**Numero de junta de anillo para bridas
(Basado en ASA B16.5)**

Diámetro nominal de tubería	150 LB	300LB, 400LB, 600LB	900LB	1500LB	2500LB
½	---	R11	---	R12	R13
¾	---	R13	---	R14	R16
1	R15	R16	---	R16	R18
1 ¼	R17	R18	---	R18	R21
1 ½	R19	R20	---	R20	R23
2	R22	R23	---	R24	R26
2 ½	R25	R26	---	R27	R28
3	R29	R31	R31	R35	R32
3 ½	R33	R34	---	---	---
4	R36	R37	R37	R39	R38
5	R40	R41	R41	R44	R42
6	R43	R45	R45	R46	R47
8	R48	R49	R59	R50	R51
10	R52	R53	R53	R54	R55
12	R56	R57	R57	R58	R60
14	R59	R61	R62	R63	---
16	R34	R65	R66	R67	---
18	R68	R69	R70	R71	---
20	R72	R73	R74	R75	---
24	R76	R77	R78	R79	---

Tabla N 4.-2 Número de junta de anillo para bridas de este tipo.

4.5 Tornillería.

El tipo de accesorios que pertenecen a este rubro; presenta como característica principal que tienen rosca. A este tipo de accesorios pertenecen los tornillos y espárragos para bridas, bridas roscadas, tubos roscados, machuelos y dados para tarraja.

Las roscas que tienen estos accesorios es un resalto o estría de tipo helicoidal el cual se encuentra en la superficie del cuerpo del accesorio a tornillar, mientras que las tuercas presentan este resalto o estrías en la parte hueca de estas.

Los estándares de las roscas se encuentran publicados por la A.S.A. Las series de roscas relacionadas con estos grupos de combinaciones de diámetros y pasos que se distinguen entre sí por el número de filetes usados con cada diámetro de la serie.

Hay seis series estándares y tres especiales. Las roscas del Estándar Unificado y Americano estos son comunes a los estándares de Inglaterra y Canadá, se llaman unificadas y llevan como prefijo la letra U en el símbolo de la serie de rosca. Las que no tienen este son solamente las del estándar Americano.

Por un acuerdo firmado en Washington, D.C el 18 de noviembre de 1948, los comités de estandarización de roscas de tornillos de Canadá, del Reino Unido y los U.S.A. aceptaron una estandarización o normalización común de dichas roscas para sus respectivos países y la llamaron: Unión de normas sobre roscas. Se espera que las roscas estándares unificadas reemplazarán, con el tiempo a las roscas estándares norteamericanas.

Las series estándares y sus usos que se sugieren son los siguientes:

1. Serie de rosca gruesa (U.N.C y N.C). Para uso general especialmente donde se necesita un montaje rápido y para fundición gris, metales blandos y plásticos.
2. Series de roscas finas (U.N.F Y N.F). Para aplicación que requiere mayor resistencia o en donde está limitada la longitud de agarre de la rosca.
3. Serie de roscas extra finas (U.N.E.F y N.E.F). Para piezas muy esforzadas y cuando se requieren roscas en sujetadores de paredes delgadas.
4. Serie de roscas 8 (8N). Esta serie (8 thread) de 8 hilos por pulgada sustituye a la serie de rosca gruesa en los diámetros de más de 2.5 mm.
5. Serie de roscas 12 (12.U.N y 12.N). En esta serie (12 thread) de 12 hilos por pulgada son una continuación de las roscas finas para diámetros mayores de 38 mm.

6. Series de roscas 16 (16.U.N y 16.N). Esta serie (16 thread) de 16 hilos por pulgada son una continuación de las roscas extrafina para diámetros mayores de 51mm.

4.5.1 Series especiales.

Las tres series especiales son : 8.U.N U.N.S y N.S.

El estándar unificado y Americano para tornillos reconoce ocho clases de roscas que se distinguen entre sí por su discrepancia o tolerancias, o bien por ambas cosas. Las clases 1A, 2A, y 3A sólo se aplican a roscas externas; las 1B, 2b, y 3B, solo internas ; y la clase 2 y 3 , que solo se emplea en el Estándar Americano, se aplican tanto a roscas internas como a roscas externas.

1. Las clases 1A y 1B proporcionan una discrepancia liberal para su fácil montaje cuando las roscas estén empolvadas o ligeramente estropeadas.
2. Las clases 2A y 2B se utilizan en la producción de pernos o tornillos, tuercas y otros sujetadores comerciales. Permiten dar un baño electroquímico a las roscas exteriores.
3. Las clases 4 y 3 se han retenido como estándares americanos durante la transición de la industria.

Las tolerancias especificadas para cada una de estas clases se basan en una longitud de agarre de las roscas igual al diámetro nominal de éste. Las roscas se designan con un grupo de números y símbolos literales que indican el diámetro, el paso, la serie de la rosca, su clase de ajuste y su sentido. El diámetro máximo de una rosca se llama diámetro mayor y el mínimo diámetro menor, el diámetro de los flancos o de paso (pitch diameter) es el correspondiente a una línea imaginaria trazada en los flancos de los filetes o hilos de tal manera que los anchos de las secciones por dicha línea de los filetes y de los huecos sean iguales.

Estas expresiones se aplican a las roscas internas y a las externas.

Ejemplo.

Un tornillo 1/4" - 20 U.N.C- 2A – L.H.

1/4 = Tamaño nominal(diámetro en fracción de pulgada bien número de la rosca).

20 = Número de hilos por pulgada.

U.N.C = Símbolo de la serie de rosca.

2A = Símbolo de la clase de rosca.

L.H = a izquierda (de left hand = mano izquierda). Cuando las roscas son a la derecha no se pone ningún símbolo.

Tornillo; objeto cilíndrico de metal, madera o plástico, con rosca que se introduce en una tuerca o en un orificio roscado en el que encaja éste.

Espárrago en el argot es un tornillo pasado que puede tener cabeza o doble tuerca, para realizar la función de sujetar accesorios de tubería, maquinaria, etc. Tuerca; pieza metálica de madera o de plástico con un orificio labrado con rosca helicoidal en que encaja la rosca de un tornillo.

En las líneas de tuberías que conducen gas natural, gas amargo, o petróleo crudo así como sus derivados, se utilizan todo tipo de accesorios roscados para unir soportaría maquinaria y tuberías por medio de bridas. Estos accesorios roscados también sirven para anclar tuberías, torres de destilación, tanques de almacenamiento, maquinaria, etc.

Las puntas de los espárragos son cónicas y achatadas por los extremos de estos, que invariablemente deberán sobresalir de las tuercas ya que el aguzamiento que tiene impide el acoplamiento con las roscas de la tuerca. Las tuercas deberán embonar exclusivamente sobre la parte cilíndrica del espárrago (longitudinal) y las puntas cónicas deberán sobresalir de las tuercas en tres roscas completas para cada extremo.

Perno o espárrago.

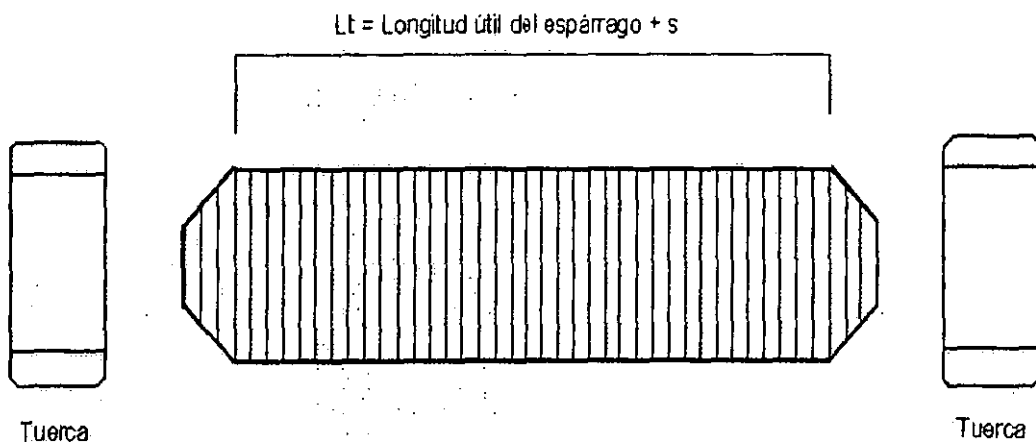


Figura (A).

Perno o espárrago armado.

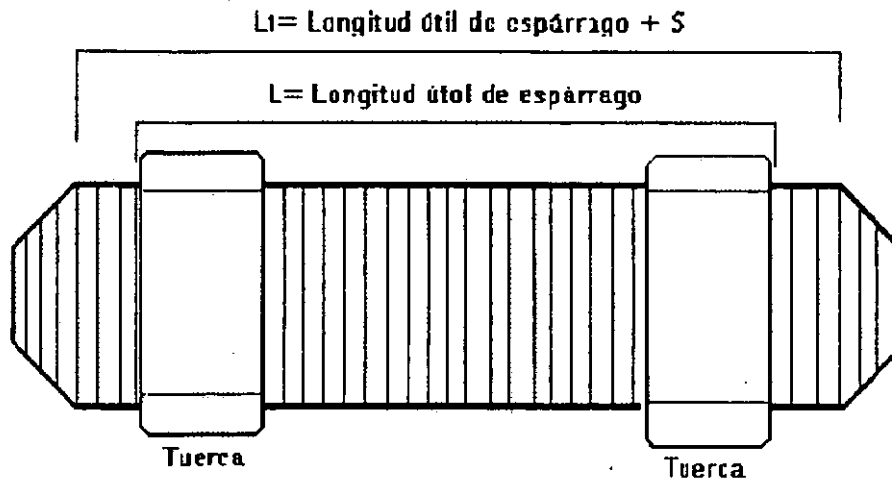


Figura (B).

Figura N-4.3: La figura A) Vista de un espárrago completo.

La figura B) Vista de espárrago, como quedará instalado en la brida de la tubería.

La tornillería utilizada en el transporte de gas amargo corresponde a las siguientes especificaciones.

La adquisición de tornillería, pernos y espárragos deben cumplir la norma:

A.S.T.M.A 193/A 193 M - 92, A.S.T.M A194/A 194 - M92a.

Estas especificaciones se aplican para un rango de temperatura de -28°C y hasta 350°C .

De acuerdo al código A.S.M.E/ A.N.S.I B16. 5 de 1998 se aprecia la longitud (L) del espárrago, no incluye las puntas de éstos.

$L_t =$ Longitud útil del tornillo, perno o espárrago + s.

L O Longitud útil del tornillo, perno o espárrago.

S= Dos veces el paso de la cuerda. (Ver A.S.T.M. A193 / A.S.T.M. A 193 sección 13.1)

Equivalente a un tercio del diámetro. Deben sobresalir mínimo tres hilos.

Tornillería recomendada para bridas.

Material para tornillos			Material para bridas								
ASTM		Temperatura límite °F	Notas	Hierro fundido		Acero al carbono		Carbono o 0.5%Mo	Cr-Mo	Austenítico Cr-Ni	Acero al Ni
Clas	grado			125 lb	250 lb	150 lb	300-2500 lb				
A 307	B	450	---	A	A	B(4)	---	---	---	---	---
A 261	BO	850	---	B(3)	B	A	B	B	B	---	B
A 354	BB, BC, BD	750	---	B(3)	B	A	B	B	B	---	A
A 193	B7	1000	---	---	---	A	A	A	A	A(5)	A
A 193	B7a, B14, B16	1000	6	---	---	A	A	A	A(7)	---	---
A 193	B5	1000	8	---	---	---	---	---	B	---	---
A 193	B8, B8c, B8t	1000	---	---	---	---	---	---	---	A(7)	---
A 193	BSF	---	---	---	---	---	---	---	---	A(9)	---
Servicio por debajo de -20 °F											
A 320	L 7 Y L 10	- 150	---	---	---	A	A	---	---	A(10)	A
A 320	L	-225	---	---	---	---	---	---	---	A(10)	---
A 320	L8, L8c, L8t, LSF	-300	---	---	---	---	---	---	---	A(11)	---

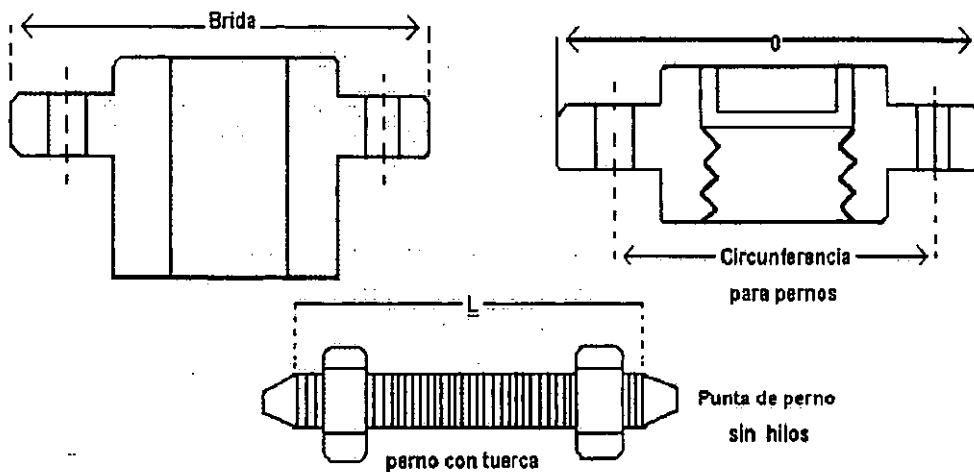
Tabla N° 4.5. Material para tornillos y bridas.

Notas.

- 1) El material recomendado es designado por A y B, siendo A el material preferido y B alternativa aceptable.
- 2) La temperatura límite indicada incluye el margen desde -20 °F.
- 3) La tornillería, de acuerdo con este grado, puede ser usada con bridas de 125 lb A.S.A. de hierro fundido si se utiliza con juntas de cara completa o juntas de anillo de goma o similar.
- 4) La tornillería para este grado no es recomendada cuando las bridas se utilizan con juntas metálicas o juntas recubiertas de metal.
- 5) Esta tornillería es recomendada para bridas tipo austenítico con temperaturas de 450°F y menores, con el fin de evitar la necesidad de tornillos especiales de apretado.
- 6) Los grados B14 y B.16 proveen una mayor resistencia que el grado B.7 a, a temperaturas comprendidas entre 850°F y 1050°F. Deben de ser usados para severas condiciones de servicio.
- 7) La tornillería para servicio de altas temperaturas debe ser seleccionada de tal manera que la fatiga admisible a la temperatura de operación no sea menor que la permitida para el material de la brida. Para temperaturas de operación por encima de 1100°F, el material para tornillo debe ser especial y similar al de la brida.
- 8) Este material no es comúnmente usado. Su selección depende fundamentalmente de la necesidad de incrementar la resistencia a la corrosión o la oxidación.
- 9) La tornillería austenítica de fácil mecanizado debe ser utilizada para servicio a baja temperatura, hasta que los códigos posean suficientes datos de propiedades mecánicas, con el fin de publicar las fatigas admisibles.
- 10) Estos materiales se usan perfectamente con bridas austeníticas para servicio a baja temperatura, dentro de los márgenes indicados.
- 11) La tornillería austenítica debe ser usada solamente cuando la tornillería ferrítica no pueda dar la resiliencia requerida para el margen de temperaturas indicado.

Estas recomendaciones están basadas en A.S.A. B.16.5 la cual restringe el uso de tornillería de acero al carbono para temperaturas interiores a 500°F y presiones inferiores a 300psi para bridas no férreas. (ver espárragos fuera de norma fotografía N-19,120).

Bridas y pernos templados para servicios de gas amargo



1	2	3	4	5	6	7	8	9
Diámetro nominal por pieza de tubo	Diámetro de brida externo	Marcas de (3), (4).				Longitud de pernos y tornillos L		
		Diámetro circunferencia del perno	Diámetro de perforación para perno	Número del perno	Diámetro del perno	0.25plg de superficie realzada	Uniones macho hembra	Aros para juntas
½	3.75	2.62	0.62	4	½	3.00	2.75	3.00
¾	4.62	3.25	0.75	4	1/8	3.50	3.25	3.50
1	4.88	3.50	0.75	4	1/8	3.50	3.25	3.50
1 ¼	5.25	3.88	0.75	4	1/8	3.75	3.50	3.75
1 ½	6.12	4.50	0.75	4	¾	4.25	4.00	4.25
2	6.50	5.00	0.75	8	1/8	4.25	4.00	4.25
2 ½	7.50	5.88	0.88	8	¾	4.75	4.50	4.75
3	8.25	6.62	0.88	8	¾	5.00	4.75	5.00
3 ½	9.00	7.25	1.00	8	7/8	5.50	5.25	5.50
4	10.75	8.50	1.00	8	7/8	5.75	5.50	5.75
5	13	10.50	1.12	8	1	6.50	6.25	6.50
6	14	11.50	1.12	12	1	6.75	6.50	6.75
8	16	13.75	1.25	12	1 1/8	7.50	7.25	7.75
10	20	17.00	1.38	16	1 ¼	8.50	8.25	8.50
12	22	19.25	1.38	20	1 1/4	8.75	8.50	8.75
14	23.75	20.75	1.50	20	1 3/8	9.25	9.00	9.25
16	27	23.75	1.62	20	1 ½	10.00	9.75	10.00
18	29.25	25.75	1.75	20	1 falta	10.75	10.50	10.75
20	32.00	28.50	1.75	24	1 falta	11.25	11.00	11.50
24	27.00	33.00	2.00	24	1 7/8	13.00	12.75	13.25

Tabla N-4.6. Pernos, espárragos y bridas.

Capítulo 5 Control de la corrosión

5.1 El control de la corrosión se puede realizar con los métodos siguientes:

- a) Recubrimientos anticorrosivos.
- b) Inhibidores de corrosión.
- c) Protección catódica.

5.2 Recubrimientos anticorrosivos.

Los recubrimientos se dividen en dos grandes grupos metálicos y orgánicos.

Los recubrimientos metálicos se obtienen por una variedad de técnicas las cuales se aplican también a los no metales como plásticos y polímeros.

Los recubrimientos no metálicos se aplican en la superficie de artículos y piezas metálicas o plásticas para formar películas protectoras contra la corrosión.

5.2.0 Los métodos de obtención de recubrimientos metálicos son los siguientes:

Todos los metales se pueden electrodepositar a partir de un electrolito. Se consideran los baños no acuosos a los disolventes orgánicos e inorgánicos, o sales fundidas, que incluyen a los metales como el aluminio o el titanio.

5.2.1 Depósito químico o sin corriente, (Electroless).

Es la promoción del depósito sobre una superficie metálica en donde se utiliza el proceso de reducción acuosa en el cual el metal se deposita a partir de la solución caliente.

5.2.2 Inmersión en caliente.

El recubrimiento metálico se aplica al componente o metal base en forma líquida y puede realizarse la operación continua o intermitente. Este método es empleado con los metales de bajo punto de fusión, tales como el estaño, plomo, cinc, y aluminio. Este proceso se utiliza cuando el recubrimiento es de un espesor mayor a 0.01mm.

5.2.3 Metalización por proyección o rociado.

La técnica de recubrimiento se realiza "*in situ*" por medio de una pistola de aspersión, la cual utiliza metales de bajo punto de fusión.

5.2.4 Chapeado.

Es la facultad que tiene un metal para adherirse a otro en forma de chapa. Las dos variables principales son la temperatura y la presión. El problema práctico es la eliminación de las capas de óxido en la interfase metal / medio corrosivo.

5.2.5 Electroforesis.

Es el proceso de recubrir un sustrato con un metal en forma de polvo. Este tiene que seguir un tratamiento térmico, en el cual el recubrimiento se sinteriza y se adhiere a la superficie del metal base, el polvo está cargado electrostáticamente en un disolvente polar.

5.2.6 Depósitos en vacío.

Esta técnica se puede usar en frío, puesto que no depende de las propiedades del metal base y se utiliza también para cubrir productos no metálicos. El metal se evapora en vacío y se deposita en el sustrato en la cámara de vacío. Se utilizan metales de bajo punto de fusión.

5.2.7 Descomposición gaseosa.

La inestabilidad de un compuesto gaseoso metálico depende de las propiedades termodinámicas del compuesto referido. El cromizado del acero es un ejemplo de este proceso.

5.2.8 Reducción de óxidos.

El proceso utiliza óxidos que se descomponen a temperaturas moderadamente bajas y para cada óxido se necesita un agente reductor específico. El proceso utiliza en la mayoría de estos procesos al hidrógeno por ser un agente reductor.

Cuando se aplica un óxido a una superficie en forma de pasta mezclada con un fundente y una temperatura suficientemente alta se forma el recubrimiento metálico esperado.

5.2.9 Cementación.

En este tipo de recubrimientos el elemento aleante difunde a través de la superficie del metal base, a partir de una fase gaseosa, sólida – gas o líquida. La cementación puede realizarse por los siguientes métodos:

Método de caja: El artículo metálico a recubrirse se mezcla con un compuesto en polvo y se somete a un tratamiento de alta temperatura en un recipiente hermético.

Método semi – gaseoso: El artículo metálico se cubre con polvo del metal con que se requiere recubrir. El recubrimiento se realiza en una retorta a elevada temperatura con vapor de haluros del metal que recubrirá la pieza metálica.

Método gaseoso: Se realiza como en el método anterior. La diferencia es que el recubrimiento se realiza con vapores y no con líquidos.

5.3 Recubrimientos no metálicos.

5.3.1 Algunos ejemplos de recubrimientos no metálicos son:

- | | |
|-----------------|---------------|
| 1) Oxidación. | 3) Esmaltado. |
| 2) Fosfatación. | 5) Engomado. |
| 3) Nitruración. | 6) Pintura. |

5.4 Breve descripción de los recubrimientos no metálicos.

5.4.1. Oxidación.

Se aplica para el recubrimiento protector de materiales bien determinados. Al efectuar la oxidación se obtienen espesores de óxido de hasta 2 mm. En la industria se utilizan los métodos de oxidación térmico químico y electroquímico.

Procedimiento térmico. Consiste en el calentamiento, dentro de hornos, de las piezas, estas son previamente cubiertas con una capa fina de laca. (El proceso se conoce como pavonado).

5.4.2. Fosfatación.

Es el proceso donde se forma una película de fosfato sobre la superficie del metal base para su protección. La fosfatación se emplea para proteger contra la corrosión, piezas de hierro fundido y de acero.

La capa de fosfato tiene estructura cristalina y una dureza elevada, pero es porosa y frágil. La fosfatación se divide en química normal y química acelerada, los fosfatos depositados en la superficie pueden ser de Mn, Ni, O de Zn.

Fosfatación química normal. Se aplica fundamentalmente para el tratamiento de artículos de acero que después se cubrirán con capas asfálticas o bituminosas.

Fosfatación química acelerada. También se le conoce con el nombre de bonderización y fundamentalmente se aplica a las piezas que posteriormente van a recubrirse con varias capas de pintura y lacas. La película de fosfato ejecuta el papel de fondo.

5.4.3. Nitruración.

Se llama al proceso de saturación de la superficie de las piezas de acero con nitrógeno en una atmósfera de amoníaco. La capa nitrurada tiene resistencia anticorrosiva y esta capa, en ciertos casos, sustituye los recubrimientos metálicos.

Generalmente se someten a Nitruración las piezas elaboradas con aceros especiales que contienen aluminio, cromo, molibdeno y otros elementos de aleación.

5.4.4. Esmaltado.

El recubrimiento por esmaltado sobre superficies metálicas consta de una capa de fondo cuya composición puede ser de diferentes componentes, tales como óxidos, bórax, fluoruros, caolin, espatos, etc.

5.4.5. Engomado.

Se llama engomado al proceso de revestimiento de las piezas metálicas con goma blanda o ebonita. La goma es resistente a los ácidos pero se disuelve en gasolinas, tolueno, xileno, y benzol.

La firmeza de cohesión de la goma con el metal depende de la composición de la mezcla de goma y la preparación de la superficie del metal. El recubrimiento del metal con cola de goma se efectúa en lo fundamental para proteger piezas y aparatos contra la acción del medio ambiente. Para este fin se aplica el termopreno que es el producto del tratamiento del caucho por los sulfoácidos orgánicos.

5.4.6. Pintura.

El recubrimiento del metal con pintura y lacas es el proceso de colocar firmemente sobre la superficie de la pieza metálica una película continua, compuesta por materia orgánica, inorgánica o una combinación de ambas además de una mezcla con colorantes que son los pigmentos.

La pintura es el método más común y en muchos casos el único para la protección de piezas y artículos metálicos contra la corrosión. Además de la protección la pintura se usa para el acabado superficial de los productos metálicos terminados.

Los recubrimientos orgánicos tradicionalmente son los siguientes:

1. Esmalte de poliuretano.
2. Esmalte para pisos.
3. Esmalte para maquinaria.
4. Esmalte anticorrosivo para instalaciones químicas.
5. Esmalte para implementos agrícolas.
6. Esmalte para automóviles de secado al aire.
7. Esmalte para automóviles de secado al horno.
8. Esmalte para aparatos domésticos, de secado al horno.
9. Esmalte para usos especiales, de secado al horno.
10. Pintura brillante para usos domésticos de secado al aire.
11. Pintura brillante anticorrosiva de secado al aire.
12. Pinturas adelgazables con agua.
13. Pinturas adelgazables con agua (industriales).
14. Pinturas epoxi de secado al aire.
15. Pinturas epoxi horneadas.
16. Pinturas a base de hule clorado.
17. Pinturas de base fenólica.
18. Pinturas anti vegetativas.
19. Pinturas marinas.
20. Pinturas para altas temperaturas.
21. Pinturas de aluminio.
22. Pinturas de acabado corrugado.
23. Pinturas vinílicas.
24. Pinturas de acabado martillado.
25. Barnices de secado al aire.
26. Barnices horneados.
27. Barnices de polivinil-formal.
28. Barnices de cumarona-indeno.
29. Barnices fenólicos puros y modificados.
30. Fondos anticorrosivos de óxido de hierro.
31. Fondos anticorrosivos de cromato de zinc.
32. Fondos anticorrosivos de minio.
33. Fondos de nitrocelulosa.
34. Lacas nitrocelulósicas.

Tabla N-1 Recubrimientos orgánicos.

El proceso tecnológico del recubrimiento con pintura consta de las siguientes operaciones:

- 1) Preparación de las superficies metálicas (desengrasado, decapado para eliminar la herrumbre y las impurezas).
- 2) Imprimación. (Aplicación directa sobre la superficie que asegura la calidad anticorrosiva de todo el recubrimiento).
- 3) Relleno que es la aplicación de una capa de lacas y pintura sobre la imprimación para la nivelación de la superficie de la pieza
- 4) Pintura para dar al producto el color y presentación necesaria.
- 5) Recubrimiento de la capa de pintura con barniz para dar a la superficie un acabado liso y brillante.

Los tipos especiales de recubrimientos no metálicos se utilizan para piezas que trabajan en medios químicamente activos.

Los recubrimientos protectores no metálicos se aplican sobre la superficie de las piezas y aparatos en forma de pastas, mastiques, chapas y losas.

En la actualidad también se emplean en la industria otros recubrimientos pero son novedosos y no se conoce a fondo los problemas que se presentará con el paso del tiempo, sin embargo la industria petrolera nacional ya los emplea, tal es el caso de los epóxicos fundidos y de las cintas de poliéster.

5.5 Protección Anticorrosiva Por Revestimientos En Líneas Enterradas.

El revestimiento es una barrera física entre el medio corrosivo y la superficie exterior de la tubería por recubrir, que es alojada en cepas (zanjas), abiertas en el terreno y posteriormente cubierta, generalmente con material propio de la excavación, o de un banco de préstamo cuando se tiene material rocoso, grava o piedras puntiagudas. (Fotografía N. 3,4 Anexo A).

Revestimientos o recubrimientos anticorrosivos más usados en líneas enterradas dentro de las instalaciones PEMEX*

5.6.1 Las características que debe reunir el revestimiento anticorrosivo para tuberías enterradas son las siguientes:

- Aislamiento eléctrico.
- Adherencia sobre las superficies metálicas en las que son aplicados.
- Resistencia a los agentes corrosivos (agua, iones y gases).
- Estabilidad en sus propiedades a través del tiempo.
- Compatibilidad con sistemas de protección catódica.
- Que se puedan aplicar sin roturas.
- Que sean resistentes a los microorganismos.
- Recubrimientos y protección de la junta mecánica fuera de norma (Fotografía 5 Anexo A).

La lista que a continuación se enumera son recubrimientos resistentes a la corrosión:

- Estabilidad en sus propiedades a través del tiempo.
- Compatibilidad con sistemas de protección catódica.
- Que se puedan aplicar sin roturas.
- Que sean resistentes a los microorganismos.

A) Sistema a base de esmalte de alquitrán de hulla.

- Pintura primaria a base de alquitrán de hulla.
- Esmalte de alquitrán de hulla.
- Malla de fibra de vidrio para refuerzo del recubrimiento.
- Fieltro de fibra de vidrio saturado para la protección mecánica del esmalte.

*** (ver capítulo 12.41, 12.1).**

B) Sistemas a base de cintas plásticas de polietileno.

- Pintura primaria a base de resinas sintéticas y hules con un solvente volátil.
- Cinta de polietileno como aislante dieléctrico, con adhesivo en una de sus caras.
- Recubrimiento de papel kraft o de compuestos asfálticos.
- El sistema tiene un uso limitado debido a que actualmente aún no se ha logrado desarrollar adhesivos que garanticen un buen comportamiento.

1) Sistema a base de polietileno extruido.

- Este sistema se usa para tuberías cuyo intervalo de temperatura de operación, varía de 40 a 70°C.
- Una envoltura continua de polietileno de alta densidad extruido sobre un adhesivo sellador, cuya función es evitar la entrada de humedad o algún otro agente corrosivo.

2) Sistema a base de polipropileno extruido.

- El empleo más común de este sistema es para líneas sumergidas o enterradas que transportan fluidos en rangos de temperatura de - 40°C a 120°C que consiste de:

Un recubrimiento continuo de polipropileno extruido sobre un masticque adhesivo (polímero modificado) que resiste a las temperaturas y aplicado mecánicamente para garantizar un espesor uniforme.

Para garantizar un buen resultado referente a la instalación del revestimiento anticorrosivo en una línea enterrada, se debe llevar a cabo la supervisión extensiva en cada una de las etapas que forma al sistema, cualquiera que éste sea, por lo que las etapas en supervisión son las siguientes:

- **Muestreo:** Se tomarán muestras aleatorias de los materiales que formen el sistema, una de cada remesa entregada en la obra y se analizará en los laboratorios en los que designe la dependencia responsable.
- **Preparación de la superficie:** Se debe de verificar que la superficie metálica o de cualquier material quede libre de humedad y totalmente limpia. Las grasas y aceites deben quitarse totalmente mediante solventes apropiados a base de alquitrán de hulla o aromáticos y frotando con trapos limpios.

- Posteriormente, se deberá verificar, en caso de utilizar chorro de arena o granalla metálica, que la superficie quede totalmente pulida y de calidad aceptable. Otra forma de preparación de la superficie es con maquina viajera en campo en donde el tubo debe quedar libre de polvos antes de aplicar el primero.

Sistema a base de esmalte de alquitrán de hulla.

Imprimación o aplicación de un primario. Como la aplicación del primario es por aspersión, brocha y con máquina viajera equipada con bandas, se debe procurar que sea uniforme el espesor de la película. Se recomiendan espesores de 0.8 a 1.2 milésimas para tener buena adherencia con el esmalte, debiéndose verificar al menos a cada 100 m² o en puntos que manifiesten problemas.

Esmaltado.

Para un derretimiento rápido, el esmalte debe romperse en pequeños trozos y cargarse a la caldera, iniciar el calentamiento a fuego lento hasta fundir el material del fondo y elevar la temperatura y fundirlo totalmente. Si el esmaltado se hace en planta, se alisa por derrame sobre el tubo que gira por el eje longitudinal y extendido a su espesor especificado, si hace en línea regular, se aplica con máquinas de alimentación continua, el espesor de esmalte debe ser de 0.03pul.

Simultáneamente con la aplicación del esmalte, la tubería se forra en forma espiral con fibra de vidrio tipo vidrioflex y finalmente la tubería se envuelve con el recubrimiento exterior tipo, vidromat.

Aplicación de cinta: La cinta deberá aplicarse en forma espiral con una máquina viajera que combina las operaciones de limpieza y encintando sobre la tubería. El ancho de la cinta y el traslape entre vuelta y vuelta, dependen del diámetro de la tubería. En estos trabajos no deben quedar arrugas, pliegues, espacios descubiertos, roturas sobre el recubrimiento y debe mantenerse el traslape mínimo especificado entre vuelta y vuelta.

Extrusión: En los materiales extruidos, solamente se verificará que las especificaciones marcadas por los fabricantes se cumplan totalmente para poder garantizar su funcionamiento.

Inspección eléctrica: Antes y después de bajar la tubería a la zanja se deberá inspeccionar eléctricamente para detectar fallas y repararlas. Esta misma inspección se realizará cuando los trabajos de la colocación del revestimiento anticorrosivo sean en planta. (Fotografía N- 3, 4Anexo A).

5.6 Inhibidores de corrosión.

Un inhibidor de corrosión es una sustancia química que adicionada en pequeñas concentraciones a un medio corrosivo reduce eficazmente la velocidad de corrosión.

5.6.2 Campo de aplicación.

Los inhibidores se aplican en todos los campos de la corrosión. En la práctica, el número de inhibidores que se utilizan es bastante limitado. La mayoría de los fenómenos de corrosión son de naturaleza electroquímica con un proceso parcial anódico, de oxidación metálica y otro catódico, de reducción, que equilibra eléctricamente al anterior.

Por dicha razón la inhibición en la mayoría de las veces es de tipo electroquímico, dando lugar a una elevada resistencia óhmica entre el electrodo metálico (que se corroe) y el electrolito (medio agresivo) necesario para que el proceso tenga lugar.

5.6.3 Modo de actuar de los Inhibidores.

El efecto de un inhibidor es el resultado de su forma de actuar sobre la superficie metálica, para la protección corrosiva.

A continuación se enumeran las formas de actuar de los inhibidores.

1. Adsorción de una película delgada sobre la superficie del metal.
2. Formación de una capa pasivante, a veces de naturaleza desconocida y tan delgada que resulta inapreciable.
3. Formación por conversión de una capa de productos de corrosión apreciable a simple vista.
4. Modificación de las características corrosivas del medio por formación de precipitados protectores que lo separan del metal, o bien eliminando o desactivando el constituyente corrosivo del mismo.
- 5 Dado el carácter electroquímico de los fenómenos de corrosión que se desarrollan a temperatura ambiente y moderada, esta forma de actuación de los

Modo de actuar de los inhibidores

Tipo de inhibidor	Características de su acción.	Aplicaciones.
Inhibidores pasivantes	Son los más eficientes de todos pues desarrollan capas pasivantes que detienen prácticamente el ataque en muchos casos. Se cree que su acción se debe a la formación de una capa de óxido de hierro y cromo. En ocasiones es probable que la protección resulte de un efecto combinado de la adsorción del inhibidor sobre la superficie metálica y el desarrollo de capas de óxido sobre la misma. Hay que distinguir a los aniones oxidantes como cromatos, nitritos, y nitratos capaces de pasivar el acero por sí solos de los que como, los fosfatos y molibdatos, requieren la presencia de oxígeno para conseguirlos.	Son útiles para pasivar el acero en cualquier solución acuosa excepto las que contienen sustancias fácilmente oxidables. Se emplean en circuitos de refrigeración, en salmueras, como aditivos de pinturas, en instalaciones desalinizadoras. En cantidades insuficientes aumentan el peligro de corrosión porque actúan como despolarizantes catódicos y localizan el ataque.
Inhibidores catódicos	Reducen el ataque porque polarizan el proceso parcial catódico o bien porque impiden la recombinación del hidrógeno atómico a molecular o porque captan al oxígeno preciso para el proceso catódico en soluciones neutras o alcalinas.	En ácidos fuertes como las soluciones de decapado (Sb_2 o $3, Sb_2Cl_3$), en generadores de vapor (hidrazina, sulfito sódico), en agua potable y de refrigeración como las sales de Zn, o el $Ca(HCO_3)_2$
Inhibidores orgánicos	Los compuestos orgánicos constituyen una fuente inagotable de inhibidores. La película formada por adsorción de los inhibidores orgánicos solubles es solo de unas pocas capas moleculares invisibles, la eficacia suele depender de la longitud de la cadena pero la variación no obedece siempre a las mismas leyes. La efectividad de los inhibidores orgánicos aumenta con el número de grupos funcionales capaces de adsorberse sobre el metal, de forma que los polímeros suelen aventajar a sus monómeros.	Aminas filmógenas para proteger las líneas de vapor de las centrales eléctricas. Nitroclorobenceno, hexametilentetramina, ácido sulfónico empleados en la inhibición de Al y sus aleaciones. β -naftol, mercaptobenzotiazol, como inhibidores de cobre y sus aleaciones. monoetanolamina. utilizada para obtener H_2S y otros gases ácidos componentes del gas natural, aminas aromáticas empleadas para inhibir las salmueras que acompañan a los crudos petrolíferos
Inhibidores inductores de precipitados	Son inhibidores mixtos que interfieren en los procesos parciales anódico y catódico. Forman depósitos que provocan polarización catódica, pero, al mismo tiempo con aguas con concentraciones moderadas en cloruros y sulfatos pueden pasivar el acero en presencia de suficiente concentración de oxígeno, comportándose como inhibidores anódicos. Suelen ser más eficaces en aguas en movimiento que en sistemas estacionarios.	Silicatos, fosfatos y polifosfatos bien empleados solos o en combinaciones de inhibidores se utilizan en sistemas de aguas potables o en circuitos de refrigeración. La combinación de los polifosfatos con ciertos cationes, particularmente Zn^{++} que actúan como inhibidores catódicos de precipitación, refuerza los efectos individuales.
Inhibidores Fase vapor	Son compuestos con una volatilidad tal que satura los espacios cerrados rápidamente. Muchos de estos inhiben la corrosión al crear y mantener una adecuada basicidad en el medio. Muchos VPI atacan a los metales no féreos por lo que a veces se requieren ensayos previos de los productos comerciales para descartar esta posibilidad.	Morfolina y etilendiamina en los generadores de vapor. Ciclo hexilamina y disciclohexilamina empleadas en contenedores y depósitos. Aminas volátiles empleadas para impregnar papeles de embalaje.

Tabla N. 5.1 Modo de actuar de los inhibidores que se agrupan de acuerdo a su aplicación.

inhibidores se traduce en impedimentos a la realización de los procesos parciales, anódico o catódico, del proceso global de corrosión.

Existen inhibidores que frenan simultáneamente las semirreacciones anódica y catódica, a estos inhibidores se les denomina mixtos. Como ambas reacciones tienen lugar en cantidades equivalentes, la limitación de una de ellas se refleja en igual magnitud, en el ataque. Existen inhibidores que incrementan la resistencia óhmica. Se dice entonces que el fenómeno de corrosión está bajo control óhmico o de resistencia.

El efecto común de cualquier tipo de inhibidor es la reducción de la intensidad de corrosión, es decir, de la actividad de las pilas locales responsables del ataque.

5.6.4 Existen varias clases de inhibidores que se pueden agrupar como sigue.

A). Atendiendo a su medio de actuación.

1. Inhibidores anódicos.
2. Inhibidores catódicos.
3. Inhibidores de adsorción.

B). De acuerdo a su composición química.

1. Inhibidores orgánicos.
2. Inhibidores inorgánicos.

C). Atendiendo a su aplicación.

1. Inhibidores para decapado.
2. Inhibidores en fase vapor.
3. Inhibidores para soluciones alcalinas.
4. Inhibidores para soluciones de cloruros.
5. Inhibidores para agua de calderas.
6. Inhibidores para agua potable y para anticongelantes.

7. Inhibidores para pinturas.
8. Inhibidores para productos petrolíferos.
9. Inhibidores para grasas y aceites lubricantes.
10. Inhibidores para aceites de corte.
11. Inhibidores para hormigón armado.

5.6.5 Las características que debe reunir el revestimiento anticorrosivo para tuberías enterradas son las siguientes:

- Aislamiento eléctrico.
- Adherencia sobre las superficies metálicas en las que son aplicados.
- Resistencia a los agentes corrosivos (agua, iones y gases).
- Estabilidad en sus propiedades a través del tiempo.
- Compatibilidad con sistemas de protección catódica.
- Que se puedan aplicar sin roturas.
- Que sean resistentes a los microorganismos.

5.7 Protección catódica.

La corrosión en metales es un fenómeno que consiste en la tendencia de estos materiales a alcanzar un estado de equilibrio electroquímico con el medio, y que se caracteriza por presentarse a niveles de energía más bajos de los que poseen originalmente; esta condición estable se alcanza en forma de óxidos, sulfuros, carbonatos y nitratos que forman los minerales, a partir de los cuales, mediante la adición de energía, se obtienen los metales puros. Las barreras físicas o recubrimiento anticorrosivos han tenido un gran desarrollo, permitiendo fácilmente el recubrimiento idóneo para cada uso determinado. Ningún recubrimiento es capaz de

garantizar una película totalmente libre de porosidad o discontinuidades. Estos defectos en los recubrimientos no son significativos cuando la estructura está expuesta a un ambiente poco corrosivo pero, en un medio electrolítico como suelos o agua, generan una corrosión localizada que provoca daños a la estructura y para estas áreas desprotegidas se recurre a la protección catódica.

La protección catódica consiste en obligar a la estructura a funcionar como cátodo en una celda de corrosión, mediante la manipulación o modificación de factores electroquímicos.

PARTES PRINCIPALES DE UNA PILA SECA EN CIRCUITO ABIERTO.

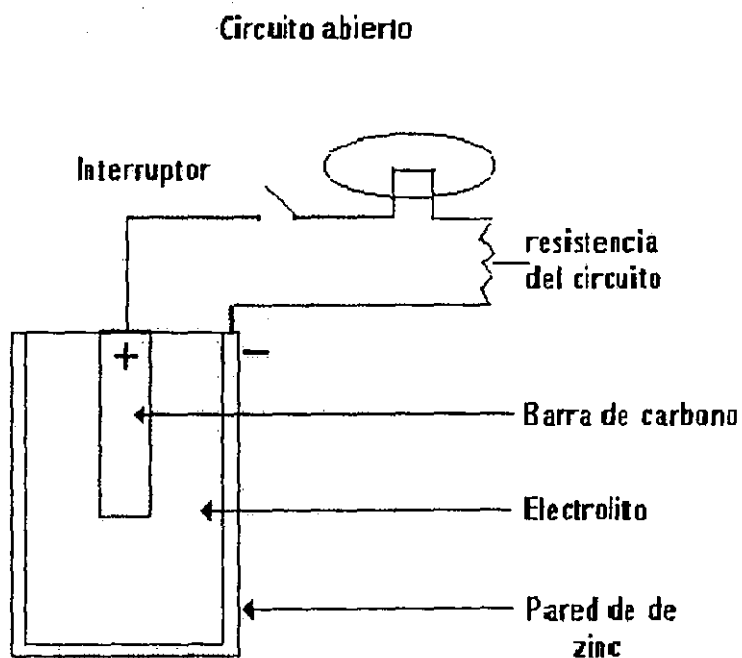


Figura 5.1 Pila seca en circuito abierto.

La protección catódica y el fenómeno de corrosión electroquímica se desarrollan según los mismos fundamentos teóricos de una pila seca (ver figura 5.1 y 5.2).

La pila seca cede electrones y genera corriente en las paredes de zinc produciéndose pérdida de metal ú oxidación, mientras que la barra de carbón permanece intacta ocurriendo el fenómeno conocido como reducción

A la pila seca se le denomina celda galvánica, en la cual la barra de carbón es el cátodo y el zinc es el ánodo. Para considerar protegida una estructura metálica de

acero, existen diferentes criterios de potencial estructura - electrolito entre los que destacan:

El potencial de -0.85 Volts, referido a cobre / sulfato de cobre, es el criterio que deberá emplearse en los diseños usuales; los otros criterios se usarán en casos específicos como las estructuras desnudas, pobremente recubiertas o en sitios de alta resistividad.

Respecto a potenciales máximos de protección, se acepta para líneas enterradas recubiertas con esmalte de alquitrán de hulla, el valor de -2.5 volts, referidos a cobre / sulfato de cobre. Este valor es función básicamente del recubrimiento y el electrolito en que está inmerso, por lo que, se debe verificar, siempre su desprendimiento catódico.

A) 0.85 Volts referidos a una media celda de cobre/sulfato de cobre.

B) Modificar de 0.25 a 0.30 Volts, en dirección negativa el potencial natural de la estructura.

C) Modificar 0.10 Volts, en dirección negativa, el potencial determinado con el método de corrientes mínimas.

Estos potenciales se pueden referir a distintos electrodos de referencia, en cuyo caso se deben considerar las siguientes equivalencias en la tabla 5.2.

PARTES PRINCIPALES DE UNA PILA SECA EN CIRCUITO CERRADO

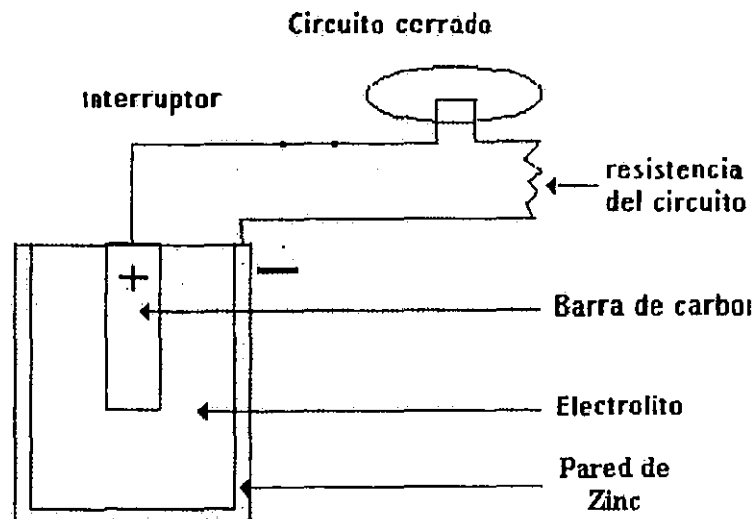


Figura 5.2 Pila seca en circuito abierto.

Electrodo o media celda	Potencial equivalente estructural / electrolito.
Cobre / sulfato de cobre.	- 0.85
Plata / cloruro de plata. (1).	- 0.84
Plata / cloruro de plata (2).	- 0.80
Calomel saturado.	- 0.778
Calomel 1.0 normal.	- 0.818
Calomel 0.1 normal.	- 0.871
Zinc puro.	+ 0.25

Tabla 5.2. Potencial equivalente estructural / electrolito.

(1) En solución 0.1 N de cloruro de potasio (KCl).

(2) En agua de mar con resistividad de 20 ohm/cm.

5.8 Protección catódica por el método de corriente impresa.

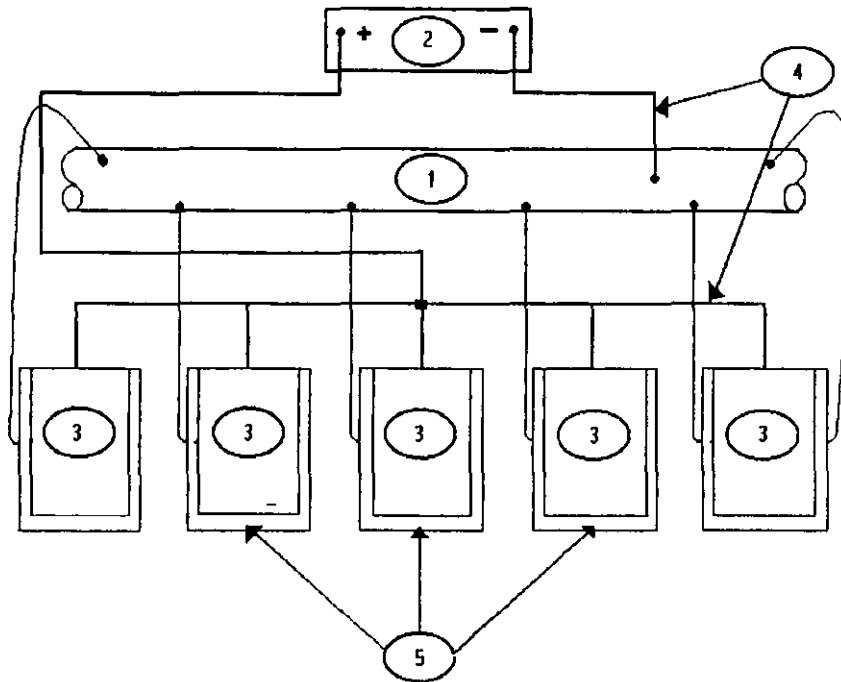
Este método imprime corriente al circuito formado por la estructura a proteger, el lecho anódico y el cableado, mediante fuentes externas de corriente directa.

El arreglo general de un dispositivo de protección catódica por corriente impresa debe estar construido por los siguientes puntos.

- 1) **Estructura a proteger:** Puede ser un tanque de almacenamiento, pilotes de acero estructural, líneas de ductos ó tuberías o cualquier estructura metálica alojada en el seno del electrolito en que se instala el lecho anódico. El electrolito puede ser suelo, agua, agua de mar, marisma, agua salobre, pantano o cualquier tipo de ácido a baja o elevada concentración. La estructura a proteger se conecta al polo negativo de la fuente de corriente directa.
- 2) **Fuente de corriente directa:** Este dispositivo suministra la potencia necesaria para hacer circular la corriente de protección requerida por la estructura venciendo la resistencia total del circuito. Estos dispositivos, dependiendo de los recursos disponibles en su lugar de instalación, pueden ser accionados por corriente alterna, motores de combustión interna, generadores eólicos, etc.
- 3) **Lecho anódico:** Es un agrupamiento de elementos llamados ánodos, que pueden estar formados por grafito, fierro - silicio, plomo - plata, platino o algún otro material inerte, cuya función es drenar corriente al electrolito para que por medio

de éste se cierre el circuito. Este agrupamiento se conecta al polo positivo de la fuente de corriente directa con lo que actúa como ánodo del sistema. Sus dimensiones dependen de la cantidad de corriente a drenar y a la resistividad del electrolito; el material se define de acuerdo al medio en que se alojará.

ARREGLO GENERAL DE UN DISPOSITIVO DE PROTECCIÓN CATODICA POR CORRIENTE IMPRESA



- | | |
|--------------------------------|------------------------------|
| 1. Estructura a proteger. | 4 Cableado. |
| 2 Fuente de corriente directa. | 5 Relleno químico (Backfill) |

Figura N-5.3

Las uniones de cable - cable y cable - estructura se realizan con soldadura por aluminotermia, aislándola posteriormente con resinas epóxicas o cintas plásticas. La principal ventaja de la corriente impresa es que a partir de un punto de inyección de corriente, llamado punto de drenaje, es posible proteger una gran cantidad superficie de tubería.

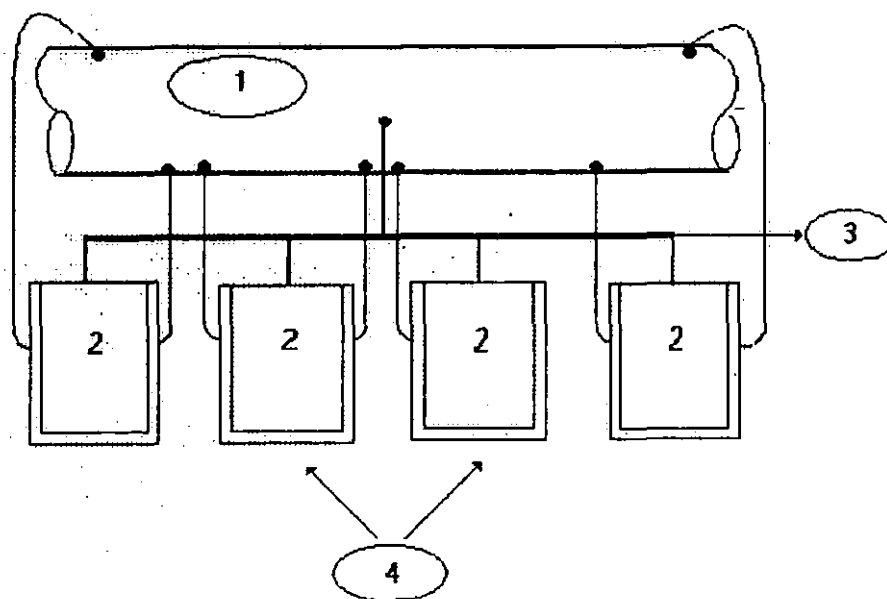
La principal desventaja de estos sistemas es que requieren de mantenimiento y ajustes de operación frecuentes, por lo que su instalación en lugares remotos o inaccesibles no es recomendable.

Este tipo de protección catódica aprovecha las características electroquímicas de los materiales metálicos, que provocan un par galvánico al ponerse en contacto dos metales con diferente electronegatividad, corroyéndose el más electronegativo o anódico.

- 4) **Cableado:** La estructura, a la fuente de corriente directa y el lecho anódico requieren interconectarse eléctricamente, ya que es una condición básica para un proceso catódico, que se consigue con cable de cobre, cuyo calibre dependerá de la cantidad de corriente a manejar. Para este tipo de trabajo se prefiere cable doble forro vinanel- nylon, polietileno o polivinilo.

5.9 Protección catódica por el método de ánodos de sacrificio

ARREGLO GENERAL DE UN DISPOSITIVO DE PROTECCIÓN CATÓDICA POR ANODOS DE SACRIFICIO



- 1) Estructura a proteg 2) Lecho anódico.
 3) Cableado. 4) Relleno químico. (Backfill).

Figura N-5.6

Con base en su actividad electroquímica, los metales se ordenan en una clasificación que recibe el nombre de serie galvánica, pudiéndose referir su electronegatividad a

distintos medios. La relación de potenciales de aleaciones comúnmente utilizadas, se muestra en la tabla 5.3.

El arreglo general de un dispositivo de protección catódica por ánodos de sacrificio comprende los siguientes puntos.

- 1) **Estructura a proteger:** Al igual que por corriente impresa, puede ser un ducto, un tanque de almacenamiento, pilote para muelles, etc. También es una condición que se encuentre alojado en el seno del electrolito en que se aislará el lecho anódico.

Serie galvánica.

MATERIAL	POTENCIAL (Volts)
Magnesio puro (comercial).	- 1.75
Magnesio aleado (6% Al, 3% Zn, 0.15Mn).	- 1.60
Zinc.	- 1.10
Aluminio aleado(5%Zn).	- 1.05
Aluminio puro (comercial).	- 0.80
Acero al carbono (limpio y brillante).	- 0.5 a - 0.8
Acero al carbono (oxidado).	- 0.2 a - 0.5
Hierro fundido (gris).	- 0.5
Plomo.	- 0.5
Acero al carbono en concreto.	- 0.2
Cobre, Latón, Bronce.	- 0.2
Hierro fundido al alto silicio.	- 0.2
Costra de laminación en acero.	- 0.2
Carbón, Grafito, Coque.	+ 0.3

Tabla 5.3 Serie galvánica de los principales elementos utilizados en PEMEX.

- 2) **Lecho Anódico:** en este caso, el agrupamiento de ánodos al estar conectado directamente a la estructura a proteger, aprovecha las características electroquímicas de los materiales metálicos. Comercialmente se emplean distintas

aleaciones de Zinc, magnesio o aluminio como material anódico para estructuras de acero.

Potenciales típicos, en suelos neutros y agua, medidos con respecto a un electrodo de referencia de cobre/sulfato de cobre.

3) **Cableado:** El cableado es necesario para llevar a cabo la protección catódica por creación de un par galvánico.

La principal ventaja de este sistema es que, adecuadamente instalado, no requiere mantenimiento ni ajustes de operación y; además no necesita instalaciones especiales de suministro de energía. Su aplicación es ideal en lugares remotos o inaccesibles.

La instalación de estos sistemas llega a ser desordenado, cuando el cableado que se utiliza es excesivo, las decenas de metros de cable que se utiliza en los numerosos puntos de drenaje lo provocan.

5.10 Notas.

En la norma emitida por Pemex con el número: AV III – 4.

Prevención de corrosión en tuberías destinadas al transporte de gas natural hidratado con o sin gases ácidos.

Se precisa las indicaciones para determinar la corrosión interna de tuberías de Pemex.

Prevención.

La prevención con la que cuenta PEMEX para medir espesores de tuberías desde el interior de estos son: Equipos (vulgarmente llamados diablos instrumentados) de sistema electrónico uno es magnético y el segundo su funcionamiento es por ultrasonido, existe un tercero el cual se utiliza solamente para realizar limpieza interior de los ductos.

Estos equipos determinan las condiciones en las cuales se encuentran interiormente la tubería, son programados para obtener datos y lecturas que así convenga al usuario.

Capítulo 6. Diseño de protección contra la corrosión para tuberías.

1.1 Diseño de protección para líneas enterradas.

Se entiende por línea o ducto a una tubería que conduce principalmente fluidos, mediante la aplicación de un gradiente de presión entre sus extremos.

En la construcción y fabricación de líneas que conducirán hidrocarburos se emplea el acero y en su desarrollo se protege antes de alojarse en cepas (sanas) que son cubiertas con tierra dando origen a la denominación de líneas enterradas, así como también existen las tuberías aéreas y sumergidas bajo del agua.

En la construcción de una tubería de varios kilómetros aparecen estos tipos de tubería y la protección corrosiva se realiza dependiendo del electrólito presente.

Para las líneas aéreas, el tipo de atmósfera que prevalezca será el electrolito.

Para las líneas sumergidas bajo del agua, el electrólito es el agua dulce y el agua de mar.

El terreno y la atmósfera en ocasiones favorecen el proceso de corrosión por lo que las líneas siempre tienen un recubrimiento protector, que generalmente no garantiza un aislamiento protector perfecto del medio electrolítico y se hace necesario recurrir a un sistema complementario basado en los principios de protección catódica.

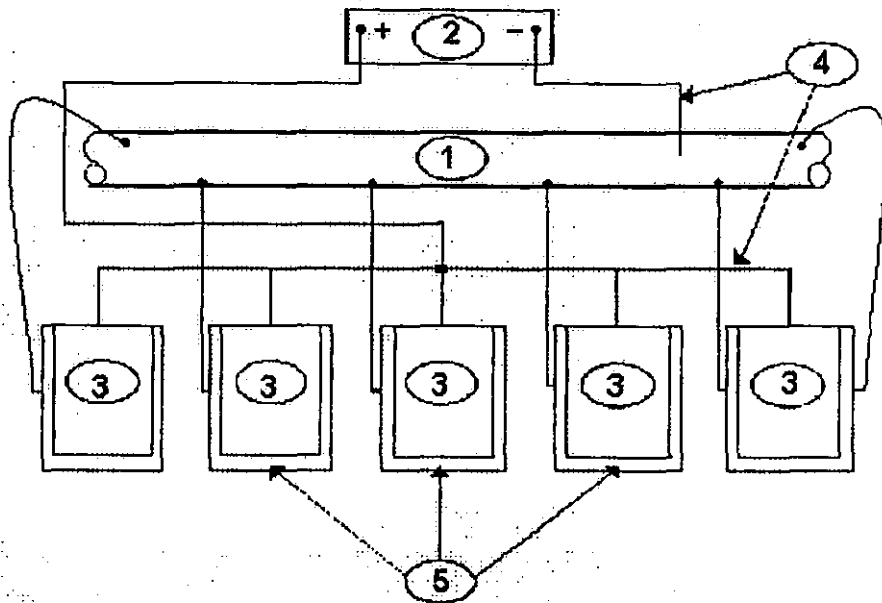
Para proteger catódicamente una línea se deben considerar los sistemas de:

- a) Corriente impresa.
- b) Ánodos de sacrificio.
- c) Combinación de los dos anteriores.

En primer lugar se analiza la posibilidad de utilizar un sistema de protección por corriente impresa, básicamente por los alcances que se obtienen a partir de un punto de drenaje, sin embargo hay condiciones que limitan el empleo de este sistema como son:

- 1) Indisponibilidad de corriente eléctrica.
- 2) Tubo desnudo o pobremente recubierto.
- 3) Longitud limitada a proteger.
- 4) Difícil acceso a los dispositivos de protección para mantenimiento o ajuste de operación.

RREGLO GENERAL DE UN DISPOSITIVO DE PROTECCIÓN CATODICA POR CORRIENTE IMPRESA



- 1) Estructura a proteger.
- 2) Fuente de corriente directa.
- 3) Lecho anódico.
- 4) Cableado.
- 5) Relleno químico (Backfill)

Figura N- 6.1

Estos factores orientan el diseño a un sistema de ánodos de sacrificio o una combinación de ambos.

Ocasionalmente se presentan condiciones de la estructura que obligan a consideraciones especiales, como son:

Cuando existen estratos superficiales con alta resistividad

Cuando el espacio disponible es insuficiente para instalar un lecho anódico.

Es necesario para asegurar un drenado de corriente efectivo diseñar un lecho profundo que consiste en instalar los ánodos verticalmente en pozos o perforaciones cuya

profundidad depende de la localización de estratos con resistividad adecuada para el drenado.

Las pruebas de campo se orientan a determinar los puntos del ducto con mayor actividad del fenómeno de corrosión. Para ubicar estas zonas se realiza un levantamiento de perfiles de potenciales y de resistividad siendo los puntos más activos los que correspondan a valores más negativos de potencial y de menor resistividad.

6.1.2 Establecimiento del problema.

Se debe de disponer de los planos y antecedentes para poder establecer el problema en términos generales y proceder a la elaboración del diseño.

1. Se busca la información exacta de la obra en el Catálogo Institucional De Obras Y De Proyectos (CIOP), comprobando tanto el número de proyecto como la partida presupuestal de la obra.
2. Por otro lado se recopilan los datos relativos a las características principales de la tubería en cuestión como son: diámetro, longitud, puntos de entrega y puntos de inicio.

6.1.3 Fase de diseño.

6.1.4 Trabajos de campo.

Obtenidos los medios y equipo necesario, el diseñador deberá plantear y efectuar los trabajos y pruebas de campo siguiente.

6.1.5 Recorrido del derecho de vía (DDV).

El ducto en todo su recorrido se aloja en el llamado "derecho de vía " (DDV) que es una franja de terreno de uso exclusivo a ambos lados de la línea. El ancho DDV depende del diámetro y cantidad de los ductos, así, para uno de 8 pulgadas de diámetro el ancho mínimo es de 10m y para diámetro de 36 pulgadas es de 25m, Hay DDV cuyo ancho llega a ser de hasta 50m, sobretodo en áreas congestionadas como son refinerías y complejos petroquímicos en los que un solo DDV puede llegar a contener doce o más ductos. Cuando la línea a proteger comparte un DDV con estas características es necesario considerar todas las tuberías para el diseño de una protección catódica eficiente.

Existen cuatro casos típicos para proyectos de protección catódica en tuberías que son:

- 1) Tubería inexistente o con avance de construcción no significativo en DDV.
- 2) Tubería existente o con avance de construcción significativo en DDV exclusivo.

- 3) Tubería inexistente o con avance de construcción no significativo en DDV compartido con otras líneas.
- 4) Tubería existente o con avance de construcción significativo en DDV compartido por otras líneas
- 5) El ducto, en cualquiera de estos casos normará las actividades a desarrollar durante el recorrido del DDV. Cuando el proyecto de protección catódica se realiza con un avance de instalación nulo o poco significativo, se dimensionan las variables necesarias como porcentaje de área desnuda, alcances de protección, requerimientos de corriente y juntas aislantes, asegurándose durante la construcción, que estos parámetros se mantengan en límites permisibles y en caso contrario, adecuar el proyecto a las condiciones reales. Los valores de requerimiento de corriente en líneas enterradas son de 10 a 33 mA / m² en agua de mar de 100 mA / m² en suelo y en lecho marino de 25 a 50 mA / m². En su trazo las líneas atraviesan accidentes topográficos, tales como ríos, cañadas, arroyos, pantanos y marismas, también se ven afectadas por válvulas de seccionamiento, instalaciones de bombeo, trampas de recibo, envío de diablos y cruzamientos aéreos.

Tomando en cuenta las condiciones anteriores, se obtendrán los datos siguientes:
Cruzamientos en camino, carreteras vías de ferrocarril, ríos y obras especiales. La definición de estos puntos es importante porque puede generar aterrizamientos que provocarían alcances mínimos en el sistema de protección. Estos parámetros se consideran en la ubicación final de puntos de drenaje y en lo referente a cantidades de señalamientos.

Cruzamiento y paralelismo con otras líneas: Conociendo estos datos se verifica la interacción entre ambos sistemas mediante mediciones de potencial Tubo - Suelo, y se define si el sistema debe contemplar la protección de las líneas que cruzan o que van paralelas, si los sistemas existentes de las mismas pueden reforzar al mismo, si hay necesidad de puentes eléctricos o si se requieren, para el caso de líneas futuras, usar doble recubrimiento en cruzamientos. Sistema de protección catódica de otras líneas: En este caso, se requiere la localización de dispositivos protectores y sus intervalos de trabajo y operación. Ubicación de caminos de acceso: Se registran los accesos y los posibles sitios de puntos de drenaje para que, una vez definido el sistema protector, se tenga una comunicación adecuada para la instalación, mantenimiento y ajuste de operación.

Ubicación de líneas eléctricas: Se localizan y ubican las líneas de energía eléctrica que pueden ser utilizadas para la alimentación de los dispositivos protectores del sistema (P ej. transformadores para corriente impresa), definiendo el valor de la tensión. Ubicación de posibles puntos de drenaje. Los parámetros que se tomarán en cuenta son: fácil acceso, suministro de energía eléctrica y espacio para la instalación del lecho anódico. Comprobación de aislamientos: Mediante la comprobación física se puede determinar, en todos los seccionamientos y mochetas la existencia de o número de juntas aislantes

sean de micarta, monoblock o neopreno, esta comprobación se realiza midiendo continuidad de corriente o diferencia de potencial. Para asegurar un aislamiento eficiente en líneas con gradiente de temperaturas necesario instalar juntas tipo, monoblock ya que su flexibilidad permite absorber esfuerzos mecánicos que dañan los aislamientos de micarta y aún los de neopreno. Toma de resistividades: Esta medición eléctrica sirve para determinar las condiciones locales del DDV y dimensionar el lecho anódico. Las lecturas se espacian dependiendo de las características del terreno y el tipo de protección que se piense emplear.

El método más empleado en este caso es el de Wenner (arreglo de cuatro electrodos). Prueba de requerimiento de corriente y atenuación de potencial: Esta prueba consiste en suministrar corriente directa con un dispositivo auxiliar a la línea en estudio, para obtener su comportamiento catódico real con fines de diseño. Esta prueba se realiza solamente en dos casos: cuando la tubería en estudio se encuentra instalada y cuando tuberías ajenas al proyecto se alojan en el mismo DDV. En este último caso se aprovechan las instalaciones existentes, extrapolando los datos obtenidos a la línea a proteger.

El comportamiento catódico del ducto se deduce del análisis de potenciales tubo-electrolito antes y durante la prueba. Toma de potenciales: Consiste en medir la diferencia de potenciales del ducto con respecto al suelo y referido a una celda de Cobre - Sulfato de cobre ($\text{Cu} / \text{CuSO}_4$). También sirve para determinar los puntos calientes (zona de ducto con mayor actividad corrosiva) comparando esta medición con un perfil de resistividades y además la existencia de corrientes parásitas y áreas anódicas, entre otros usos. En una prueba de corriente, los potenciales deben tomarse en todos los puntos que sea posible, esto es, en postes de medición, afloramientos superficiales y de ser necesario en las puntas de medición instaladas para este fin. Desarrollo de la prueba: Con los resultados, el diseñador define la ubicación de la prueba, misma que se desarrollará con el siguiente equipo.

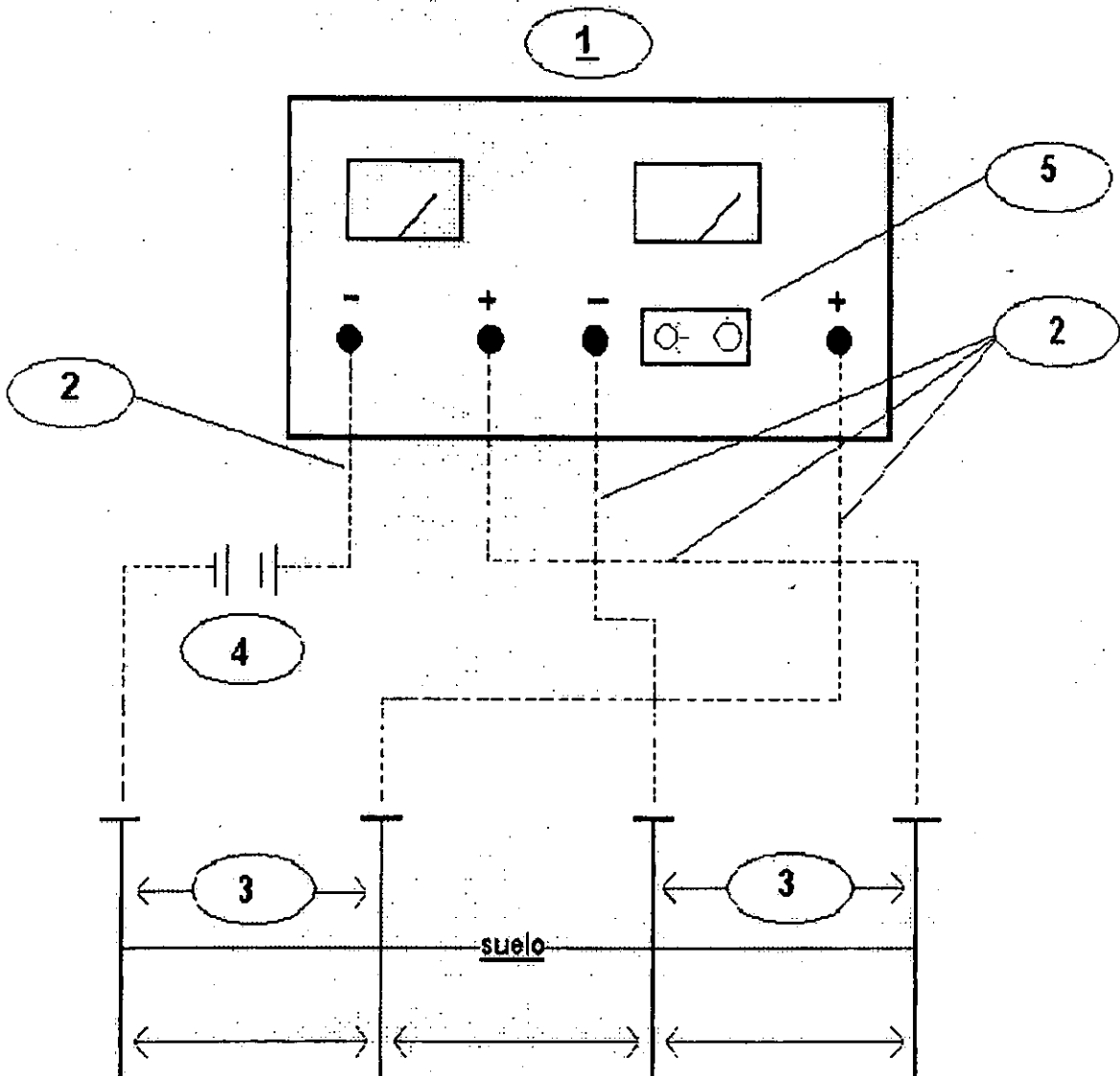
Determinación resistividades por el método de Wenner con el multicombinado tipo B 3 A-1.

Procedimientos de operación.

1. Clavar las cuatro agujas en línea recta dentro del suelo al espaciamiento deseado.
2. Conectar los bornes del medidor izquierdo a los electrodos externos, intercalados en este circuito, una barrera externa de 12 volts.
3. Circuito derivador (Bias). Conectar los bornes del medidor derecho a los electrodos centrales.
4. Con ayuda del microcircuito derivador (Bias), Equilibrar el potencial natural del suelo a un valor nulo.

5. Inyectar corriente al circuito, conectando el medidor izquierdo y medir su valor en la carátula izquierda.
6. En la carátula derecha, medir el valor de potencial registrado (V).

Conexiones para la determinación de resistividades por el método de WENNER.



1) Multicombinado modelo B3- A1

2) Cable de cobre AWG N° 14 ó 16.

3) Electrodo de varilla cobrizada.

4) Barería externa.

Figura N-6.2

7. Determinar la resistencia R con:

$$R = V / I$$

8. Determinar la resistividad.

$$\rho = 6.28 (S) (R) \quad \text{O} \quad \rho = 191.5 (S) (R)$$

Esto esta referido a la norma **ASTM G 57**.

Donde:

$$\rho = 2\pi(S) (R) \quad \text{O} \quad \rho = 2\pi(S) (R)$$

$$S = \text{cm} \quad \text{O} \quad S = \text{ft}$$

ρ = Resistividad. S = Separación de electrodos. R = Resistencia del circuito (ohm).

Fuente de corriente directa dispositivo anódico.

Interruptor.

Reóstato.

Multicombinado o dos multímetros.

Resistencia derivadora. (Shunt).

Interruptor de corriente.

Dos celdas de Cu /CuSO₄.

Voltímetro.

Cable AWG No 10 (15m). Cable AWG No 6 (variable de 50 a 100m).

Este equipo se conecta como se indica a continuación.

El polo negativo de la fuente de corriente se conecta en serie a un interruptor, un reóstato, un Shunt, un interruptor cíclico y finalmente a la línea, el Shunt se conecta al medidor derecho del Multicombinado.

El polo positivo de la fuente se conecta directamente al lecho anódico que pueden ser tubos de desecho, lámina de fierro o rollo de láminas de aluminio.

El lecho anódico deberá tener una área suficiente para lograr un contacto que facilite la disipación de corriente hacia el terreno.

Para determinar la tensión aplicada en la prueba, se conecta el medidor izquierdo, del multicombinado al polo positivo de la fuente y el otro polo del multicombinado se conecta sacando una derivación de la salida del reóstato.

En el punto de drenaje, el polo positivo del voltímetro se conecta en la celda de referencia y el negativo a la tubería.

Estas mismas lecturas se deben tomar en puntos remotos de la línea para determinar sus alcances.

Aplicación de corriente:

Con la fuente se induce gradualmente una corriente a la tubería, tomando como límite un potencial para el caso de tubo - suelo de -2.5 Volts en este punto, a fin de no dañar al recubrimiento; este valor es el recomendado para suelos con resistividades mayores de 1000 ohm - cm.

Para suelos con valores de resistividades menores, el valor de potencial tubo - suelo será de -2.5 Volts como es el caso de marismas, pantano y suelos con altos contenidos de cloruros. Se mide la tensión y la corriente de la fuente, aplicadas al principio de la prueba, y se realizan lecturas periódicas hasta obtener el valor de potencial tubo - suelo de -2.5 Volts. Manteniendo este valor constante para una corriente dada, se toman los potenciales en puntos remotos para determinar los alcances de protección.

Estas mediciones se registran y gráficán en los formatos correspondientes.

El interruptor cíclico se utiliza para determinar la influencia se la prueba en líneas ajena.

Esta prueba se debe repetir en los puntos que sea necesario para cubrir la totalidad de la línea.

En esta etapa de diseño el proyectista se debe entrevistar con la rama operativa, planteando con los resultados obtenidos un bosquejo del futuro sistema protector.

6.2 Análisis de gabinete N° 1.

En este análisis se toman en cuenta dos aspectos que son:

Recopilación y ordenamiento de datos: Se consideran los parámetros encontrados en el recorrido al DDV y las variables obtenidas en la prueba de corriente. Planteamiento y definición de la solución. Se integran los datos recopilados en el recorrido del DDV y en la prueba de corriente, analizando las probables soluciones para determinar la más adecuada, si técnicamente es posible suministrar protección con sistemas alternativos

la selección debe estar orientada por criterios económicos. Definida la solución, se procede a dimensionar los dispositivos de protección catódica, pudiendo ser por corriente impresa o ánodos de sacrificio.

Por corriente impresa.

a) El cálculo para el diseño consiste básicamente en la determinación del voltaje requerido en cada rectificador, de acuerdo a la expresión siguiente.

$$V = I_d R_t + 3 \quad 6.2$$

Donde:

V = Voltaje de salida.

I_d = Corriente de diseño (A).

R_t = Resistencia total del circuito (Volts).

3=Factor que involucra.

Potencial de ánodos (Volts)

Potencial de celda de referencia (Volts).

Potencial máximo de protección en punto de drenaje (Volts).

La corriente de diseño es función de la corriente de prueba, siendo de una a dos veces este valor dependiendo el estado del recubrimiento. Cuando no se tiene el valor de corriente de prueba, se debe considerar el porcentaje de área desnuda multiplicando la densidad de corriente de protección.

Nota; El factor de valor. = 3 se determina empíricamente.

$$I_d = (1 \text{ a } 2) I_p$$

o

$$I_d = K A D_c$$

6.3

Donde :

I_p = Corriente de prueba (A).

A = Area total de tubería (ft², m²).

K = % d área desnuda.

Dc = Densidad de corriente (A / ft² ó A / m²).

La resistencia total del circuito es la suma de las resistencias de la estructura, de los cables y de la cama anódica

$$R_t = R_e + R_g + R_c \quad 6.4$$

Donde:

R_e = Resistencia de la estructura por proteger (ohm).

R_g = Resistencia anódica o de los ánodos (ohm).

R_c = Resistencia de los cables del circuito (ohm).

La resistencia del cable es la que existe entre la estructura y el suelo donde se encuentra alojada y su valor se define como la siguiente relación.

$$R_e = \Delta V / I_p \quad 6.5$$

Donde:

ΔV =Diferencia entre potencial natural y potencial de protección en el punto de drenaje (Volts).

I_p = Corriente de prueba (A).

Los valores prácticos de R_e varían de 0.05 a 0.02 ohm.

La resistencia anódica en la que se presenta en las interfaces ánodo - backfill - suelo y se determina con la formula de DWIGHT expresada a continuación.

Ecuación de DWIGH. (Ecuación 6.6)

$$R_g = \frac{0.00521 \rho}{N L_o} \left[\ln \frac{8 L_o}{D_o} - 1 + \frac{2 L_o}{S} \ln 0.556 N \right] + \frac{1}{N} \left[\frac{0.00521 \rho_o}{L} (\ln \frac{8 L}{D} - 1) - \frac{0.00521 \rho_o}{L_o} (\ln \frac{8 L}{D} - 1) \right]$$

Donde:

R_g = Resistencia anódica (ohm).

P = Resistividad del suelo (ohm - cm).

P_o = Resistividad del relleno del ánodo (backfill).

L_o = Longitud del relleno (ft).

D_o = Diámetro del relleno (ft).

L = Longitud de ánodo (ft).

N = Número de ánodos.

S = Separación entre ánodos (ft).

D = Diámetro del ánodo (ft).

Ln = Logaritmo natural.

Para seleccionar el material anódico, el diseñador debe considerar el porciento de utilización del ánodo, así como su consumo. El valor de la resistividad de relleno (P_o = Resistividad del relleno del ánodo), lo da el fabricante, pero un valor practico obtenido es entre 50 a 150 ohm - cm y su longitud y diámetro, dependerá de las dimensiones de los ánodos, los cuales son fabricados regularmente en las siguientes medidas:

3" φ por 60" de longitud

4" φ por 80" de longitud

El número de ánodos depende de la corriente de diseño y la resistividad del terreno. Los ánodos más usados en corriente impresa son los de grafito y durichlor* que se pueden emplear con densidades de 1 a 1.5 A / ft².

$$N = I_d / I_a$$

6.7

Donde:

N = Número de ánodos.

I_d = Corriente de diseño (A).

I_a = Corriente drenada por ánodo (A).

* **Marca comercial registrada**

A partir de este número de ánodos se empezarán a realizar cálculos, ya que el valor definitivo se obtendrá en función de la resistividad del suelo y la resistencia esperada del lecho anódico.

El espaciamiento entre ánodos "S" se selecciona con base en la disponibilidad de terreno para el lecho anódico y considerando el criterio general de que para igual número de ánodos, un arreglo con espaciamiento mayor se traduce en una resistencia menor.

El diseñador dimensionará la separación entre ánodos considerando:

Terreno disponible.

Resistencia requerida.

Corriente a drenar.

Costos.

La resistencia de los cables R_c la define su longitud y su calibre.

$$R_c = (X + \frac{1}{2} * (N - 1)) P \quad 6.8$$

Donde:

R_c = Resistencia eléctrica de los cables. (ohm).

X = Longitud total de los cables (m).

N = Número de ánodos.

S = Separación entre ánodos (m).

P = Resistencia específica del cable (ohm - m).

La longitud total de los cables es igual a la suma de las distancias entre tubo-rectificador y rectificador - lecho anódico.

La resistencia de los cables R_c , puede ser crítica en algunas aplicaciones, por lo que es frecuente el uso de calibres mayores al requerido por capacidad.

La resistencia específica del cable se obtiene con tablas del fabricante. La resistencia total debe ser la mínima posible.

Ya calculada la R_t , se sustituye su valor y se obtiene el voltaje del rectificador, que deberá ajustarse a valores comerciales.

Cuando se requiera definir las características de una subestación eléctrica para la alimentación del rectificado, se utilizan las siguientes expresiones:

$$P_{cc} = V I_d / E \quad 6.9$$

$$P_{ca} = P_{cc} / \cos \phi \quad 6.10$$

Donde:

P_{cc} = Potencia en corriente continua (V A).

V = Voltaje del rectificador. (Volts).

I_d = Corriente de diseño (A).

E = Eficiencia del rectificador.

P_{ca} = Potencia en corriente alterna (VA).

$\cos \phi$ = Factor de potencia igual a 0.85.

Por ánodos de sacrificio: El cálculo define el material anódico, dimensión, cantidad y arreglos necesarios de ánodos para proporcionar la protección catódica requerida a la línea.

APLICACIONES DEL MATERIAL ANODICO		
Material del ánodo	Resistividad del medio OHM - CM	Descripción del medio
Magnesio	800 - 3000	Suelos agresivos
Zinc	20 - 1000	Pantanos y Marismas
Aluminio	20 - 400	Lecho Marino Pantanos y Marismas

Tabla N-6.1 Material anódico.

La selección final del material anódico, así como su forma y dimensiones, dependen además de las características particulares de cada estructura como diámetro, presencia

de cloruros, temperatura de operación, espacio disponible para lechos anódicos, recubrimientos, etc.

6.3 Ánodos

6.3.1 Ánodos de magnesio.

Considerar una vida útil del dispositivo anódico, que serán por lo menos diseños iguales a la vida útil esperada de la línea a proteger

1. Calcular el número o grupo de ánodos que satisfaga esa vida útil de acuerdo a las siguientes expresiones:

Cálculo de la corriente drenada por ánodo.

$$i = \frac{(150000)}{P} f Y \quad 6.11$$

Donde:

i = Corriente drenada (mA).

P= Resistividad (ohm- cm).

f = Factor de masa.

Y= Factor de corrección por potencial tubo – suelo.

150000 Constante que es función de:

Potencial de magnesio.

Equivalente electroquímico.

Eficiencia.

Cálculo de la vida útil del ánodo.

$$L = (57.8 / i) W \quad 6.12$$

Donde:

L = Vida útil del ánodo (años).

i = Corriente drenada (mA).

W = Peso del ánodo (lb).

El factor de masa se obtiene de la siguiente tabla.

W (lb)	f Factor de masa
3	0.59
5	0.66
9	0.81
17	1.0
32	1.16
50	1.22

Tabla N-6.2 Factor de masa. El peso de ánodos W esta disponible en el mercado.

El factor de corrección potencial tubo- suelo.

Potencial Tubo – Suelo	Y
- 0.70	1.14
- 0.80	1.07
- 0.85	1.00
- 0.90	0.93
- 1.00	0.79
- 1.10	0.64
- 1.20	0.50

Tabla N-6.3 Potencial tubo- suelo.

Y= Factor de corrección por potencial tubo - suelo

Si el valor de la vida útil resulta cercano o igual a la vida útil de la línea, se tendrá definido. Si este valor resulta por abajo, se debe analizar, ya sea un ánodo mayor o un agrupamiento de ánodos, en cuyo caso la corriente drenada se debe afectar por el factor de agrupamiento definido en la tabla mostrada.

$$i_a = i (f_a)$$

6.13

Donde:

i_a = Corriente de agrupamiento (mA).

f_a = Factor de agrupamiento.

Después el valor de esta corriente afectada se sustituye en la vida útil y se harán tanteos hasta obtener la vida útil esperada.

Finalmente ya definido el ánodo o grupo de ánodos que satisface la vida útil se determina su actividad con la siguiente expresión.

$$N = I_d / i$$

6.14

Donde.

N = número de ánodos o grupos de ánodos.

I_d = Corriente de diseño (mA).

i = Corriente drenada por ánodo o grupo de ánodos(mA).

6.3.2 Ánodos de Zinc.

Para este procedimiento el cálculo de " i " se realiza con.

$$i = (40500 / P) f Y$$

6.15

Donde:

40500 = Constante función de:

Potencial de zinc

Equivalente electroquímico.

Eficiencia.

Y = Factor de corrección por potencial tubo - suelo.

Tomando los valores de la Tabla N-6.4 Potencial tubo- suelo donde:

Y= Factor de corrección por potencial tubo - suelo y con las mismas consideraciones llegamos al cálculo de la vida útil con la siguiente expresión:

$$L (38.24 / i) W \quad 6.16$$

La cantidad de ánodos o grupos de ánodos serán definidos con la misma formula que para ánodos de magnesio.

6.3.3 Ánodos de aluminio.

Cuando la línea cruza pantanos y marismas, se recomienda utilizar estos ánodos en forma de brazalete para mayor facilidad de instalación, tanto del ánodo como del ducto.

El procedimiento del cálculo para estos ánodos es el siguiente.

1. Suponer un dimensionamiento de ánodo, del cual se especifican diámetro interno, externo y ancho, cuidando que el espesor del ánodo no rebase el perfil del lastre y se aplicarán las siguientes expresiones al ánodo supuesto.

$$R_a = (0.315 / A^{1/2}) P \quad 6.17$$

Donde:

R_a = Resistencia anódica (ohm)

P = Resistividad del medio (ohm - cm).

A = Area expuestas (cm^2).

2. Conociendo R_a se calcula la corriente drenada I .

$$I = \Delta V / R_a \quad 6.18$$

Donde:

I = Corriente drenada.

ΔV = Diferencia de potencial de protección y el de circuito abierto (V).

6.4.1 Cálculo de vida útil.

$$L_a = W U / E I \quad 6.19$$

Donde:

L_a = Vida efectiva (años).

W = Masa neta (lb ó Kg).

U = factor de utilización que depende de su forma .

E = Rango de consumo (lb / A - año ó Kg / A - año).

I = Corriente drenada por ánodo(A).

Estos pasos se siguen hasta encontrar la vida útil esperada.

4. Se determina la cantidad que es necesaria para cubrir las demandas de corriente de la línea.

$$N = Id / I$$

6.2

Donde:

N = Número de ánodos.

Id = Corriente de diseño (A).

I = Corriente drenada por ánodo(A).

6.5 Diseño para líneas sumergidas.

Dado que existen en el mar instalaciones para explotación y para comercialización de hidrocarburos. Petróleos Mexicanos emplea tubería alojada en el lecho marino. La alta corrosividad y el difícil acceso al ducto para mantenimiento y monitoreo son las condiciones críticas a considerar en el diseño de su protección catódica. Estas tuberías, al igual que las terrestres, se protegen con sistemas anticorrosivos a base de alquitrán de hulla, aplicando lastres de concreto que fijan la tubería al lecho marino, permitiendo porcentajes mínimos de área desnuda contrarrestando, en parte, la agresividad del medio.

Existen, por otra parte, ductos cuyo recorrido contempla tramos enterrados y tramos sumergidos en pantanos o marismas, en estos casos el diseñador, de acuerdo a las características específicas del ducto, definirá si los criterios de diseño será para líneas enterradas, submarinas o sumergidas, o bien una combinación de éstas

Nota. Los procedimientos anteriores para magnesio y zinc, sólo aplican para ánodos comerciales indicados en la tabla de factor de masa f ; cuando es necesario usarlos en forma de brazalete, se emplea el procedimiento para ánodos de aluminio.

6.5.1 Establecimiento del problema.

Los planos y antecedentes del proyecto definen si el ducto es marino o si cuenta con tramos sumergidos, lo que permite presuponer las características del diseño básicas que son:

Baja resistividad, dificultad de monitoreo y ausencia de energía eléctrica para generadores de corriente directa, datos que se deben verificar, cuantificar y dimensionar para el diseño.

6.5.2 Trabajos de campo.

Estas pruebas se orientan según esté o no, instalada la tubería ya que se prefiere protegerla con ánodos de sacrificio tipo brazalete; sin embargo, si está operando o instalada, la única forma de protegerla es por el método de corriente impresa.

- a. Ubicación y características del ducto: Se identifica el punto de inicio y entrega, así como su longitud real, diámetro y tipo de recubrimiento.
- b. Condiciones especiales: En estos ductos la temperatura de operación es crítica por lo que debe influir su valor en el diseño. Es necesario considerar también las variaciones de nivel por marea y oleajes para la protección del "RISER", tuberías elevadas.
- c. Resistividades: Siempre que sea posible, se debe determinar la resistividad del lecho marino mediante muestras obtenidas por dragado complementándose en estas mediciones, con la resistividad del agua de mar. En este caso se emplea el método "SOIL BOX", caja de suelos.
- d. Sistemas de protección existentes: Se verificará existencia, condiciones de operación y de ser posible, alcances en sistemas y ductos instalados en el mismo derecho de vía.
- e. Aislamientos eléctricos: Un sistema de protección catódica siempre contempla en primera instancia el seccionamiento eléctrico de tramos terrestres con respecto a los marinos, por lo que su verificación y existencia es obligatoria en las pruebas de campo, mediante inspección física y procedimientos específicos.
- f. Requerimientos de corriente y atenuación del potencial :Cuando existen instalaciones de corriente impresa, protegiendo el derecho de vía en el que se instala el ducto, se deben registrar los datos de operación y los alcances obtenidos, que extrapolándose, pueden utilizarse para el diseño.

- g. Cuando es necesario habilitar el dispositivo para la prueba de corriente se debe seguir lo indicado en el recorrido de DDV considerando que para este caso el potencial tubo - suelo en el punto de drenaje se debe limitar a -1.2 volts.

Cuando sea necesario incrementar este valor para líneas de alcance, se deberá determinar el valor de potencial de evolución de hidrógeno.

Por sus características en estas líneas sólo se toman potenciales en el punto de drenaje y en el "RISER" o punto de entrega, determinando los alcances de protección, graficando estos dos puntos y localizando la intersección con el valor de -0.90 volts.

Cuando se habilita un dispositivo provisional para prueba, el equipo y conexiones necesarios son los mismos que en el caso de líneas enterradas, sustituyendo una celda de **Cu / CuSO₄**, por una de plata / cloruro de plata (**Ag / Ag Cl**) para mediciones de potencial del tubo con respecto al agua de mar.

Exceptuando la repetición de pruebas hasta cubrir la totalidad de la línea, el procedimiento de aplicación de corriente es igual que para líneas enterradas.

6.6 Análisis de gabinete N-2 .

Comprende la recopilación y ordenamiento de los datos de campo obtenidos, que definirá si es posible protegerla con ánodos de sacrificio (brazalete) o si se encuentra ya instaladas, el dimensionamiento de los dispositivos protectores, considerando que como máximo se podrán instalar uno en el cabezal de playa y otro en la estructura marina.

6.6.1 Definida la solución se procede a dimensionar con los siguientes criterios.

1. **Ánodos de sacrificio:** Como se mencionó, la protección catódica con ánodos de sacrificio para una línea submarina, utiliza el tipo brazalete por su facilidad de montaje y manejo durante el tendido del ducto.

Los criterios de cálculo para dimensionamiento de los ánodos se indican en el inciso "Ánodos de aluminio".

Cuando se hace necesaria la instalación de ánodos planos se emplean los mismos criterios, excepto el correspondiente a resistencias que será:

$$Ra = \rho / 2S$$

1.6a

Donde:

Ra = Resistencia - ánodo.

ρ = Resistividad del medio (ohm- cm).

S = Longitud media del ánodo.

S = $\frac{1}{2}$ (a + b); cuando $b \geq 2c$.

Donde:

b : Longitud del ánodo (cm).

c : Ancho del ánodo. (cm).

La alta actividad del magnesio impide su aplicación en estos sistemas, ya que al combinarse con bajas resistividades proporcionan una vida útil del orden de meses, que es impráctica para cualquier sistema.

2. Por corriente impresa: Cuando es factible o necesario usar esta alternativa, el dimensionamiento de los dispositivos protectores se realiza con el procedimiento del inciso "trabajos de campo y análisis de gabinete N° 1", existiendo consideraciones especiales debidas al medio electrolítico, que por ser agua de mar da resistividades bajas y permite el uso de relaciones

Voltaje - corriente en el rectificador de 1: 2 además es rica en cloruros y ocasiona desgastes localizados del material anódico provocando fallas prematuras en estos, situación que se previene con el empleo de ánodos de grafito impregnados con resinas de tipo UCAR- YCA - o bien usando ánodos del tipo Fe - Si - Cr y Durichlo. Por su agresividad atmosférica y su alta humedad relativa, se prefiere el empleo de rectificadores enfriados con aceite.

6.6.2 Memoria descriptiva.

La memoria descriptiva es una recopilación y presentación de los antecedentes de, trabajos, cálculos, recomendaciones y conclusiones para el diseño y la construcción del sistema de protección recomendado. Esta memoria está constituida por un texto y su documentación respectiva para concurso de la obra.

6.6.3 Elaboración del texto.

- a. Antecedentes: En esta sección se indican los motivos que dieron origen a la necesidad de la construcción de la línea, así como sus características generales.
- b. Objetivo: Se describe específicamente el problema a resolver con el diseño de protección catódica que puede ser, protección total de la línea, instalación de refuerzos en puntos localizados o en sistemas existentes.

- c. Bases de diseño. Se enumeran las características obtenidas en campo y las consideraciones técnicas en que se fundamenta el diseño.
- d. Selección del sistema de protección: En forma sintetizada se describen las razones que orienten la selección del sistema.
- e. Cálculo: Se sintetiza el procedimiento de cálculo incluyendo únicamente la descripción de las variables y el resultado.
- f. Recomendaciones: Los trabajos que salen del alcance del diseño como ajustes y puentes de sistemas ajenos a los de Pemex, instalación de aislamientos, modificación a los criterios generales a los de medición y señalamiento por las características topográficas del terreno se manifiestan en este inciso, indicando la necesidad de su realización para una operación eficiente del sistema.

Conclusiones : Se considera la parte principal del texto ya que se describen de forma específica. Todos los trabajos e instalaciones requeridos para el sistema protector y sus señalamientos.

6.7 Documentación para concurso.

De acuerdo a las necesidades del sistema de Petróleos Mexicanos, se ha establecido una nomenclatura para relacionar los anexos que se deben incluir en esta documentación. En esta relación se describen los apoyos para la construcción de todas las partes del sistema de protección catódica.

6.7.1 Anexo " A ": relación de planos y croquis.

Se mencionan e incluyen los planos de construcción, localización de la línea y croquis de los dispositivos de protección. Existe una relación de planos tipo, de donde el diseño deberá determinar e incluir en este anexo; pudiendo hacer modificaciones con la información de un proyecto específico. En esta información se incluyen detalles constructivos y de instalación para:

Caseta protectora del rectificador.	Cableado.
Lecho anódico.	Postes de medición y amojonamiento.
Señalamientos de DDV. eléctrica.	Montaje de rectificadores e instalación eléctrica.
Interconexiones eléctricas.	

6.7.2 Anexo "B ": Especificaciones comerciales.

Aquí se definen las características que describe el mercado a los equipos que se emplean en el proyecto, básicamente: Rectificadores transformadores y ánodos. En

este anexo se incluyen además, los alcances de conceptos de obra no considerados en los catálogos GEN y TUB.

6.7.3 Anexo “B-1”: Normas.

Las normas de Petróleos Mexicanos que aplican y rigen la instalación suministro y construcción del sistema de protección especificado se mencionarán en este anexo.

6.7.4 Anexo “ C “: Relación de conceptos y volúmenes de obra.

Se incluyen los conceptos que se involucran en la construcción, instalación y/o suministro del sistema protector y su señalamiento.

6.7.5 Anexo “ D “: Programa de obra.

Implica la división del proyecto en fases constructivas que se programan mensualmente, tanto en avance de construcción como montos económicos.

6.7.6 Anexo “ E - 1 “: Relación de equipo de construcción que proporciona Pemex.

Se deberá incluir que Petróleos Mexicanos no proporciona equipo para la realización de este tipo de proyectos.

6.7.7 Anexo “ E-2 “: Relación de equipo de construcción mínimo que proporciona el contratista.

El contratista deberá enumerar y mencionar el equipo que requiera para la ejecución de la obra, que será complementado con el programa de utilización del mismo y mencionarlo en el anexo G.

6.7.8 Anexo “ F “: Materiales y equipo que proporciona Pemex para la obra.

Al igual que el anexo “E-1”, en este se indica que Pemex no proporciona material ni equipo.

6.7.9 Anexo “G”: Programa de utilización de equipo.

El contratista informará el programa de utilización de su equipo para el desarrollo de la obra.

Capítulo 7.

Aleaciones para tuberías de Hierro y acero que transportan gas amargo.

7.1 Aleaciones para tuberías de Hierro y acero que transportan gas amargo.

El acero y sus aleaciones empleadas en el transporte de soluciones corrosivas cumplen su función por la formación de:

- a) Una película de óxido protectora, en donde las propiedades del óxido deben ser las siguientes ; adherente, no poroso, no hidratable y duro. El metal utilizado para este fin puede ser adicionado como un elemento soluble en el acero o aleación de hierro o en su caso como un recubrimiento.
- b) Por la influencia de contaminantes o impurezas que puede variar en cada caso, estos contaminantes actúan de manera de catalizadores y no son corrosivos, estos mismos pueden acelerar o retardar el proceso de corrosión.

Los factores por considerar que alteran los procesos corrosivos son; la temperatura, concentración, aceleradores en suspensión, velocidad del fluido, choque térmico, frecuencia de uso, diseño del equipo y textura de los materiales usados. La temperatura es importante debido a que la actividad química se incrementa conforme aumenta la temperatura. Ciertos materiales pueden ser inmunes a una sustancia a temperatura ambiente pero también pueden ser afectados con un cambio de temperatura. La concentración de una solución se debe considerar cuidadosamente si estas son soluciones ácidas fuertes o débiles.

La influencia de contaminantes puede variar en cada caso , estos actúan de manera de catalizadores, estos mismos no son corrosivos, sin embargo, algunos pueden acelerar o retardar el proceso de corrosión. La velocidad del fluido se considera como la tendencia de raspar la película superficial protectora, dentro de una red de tuberías a una velocidad de flujo dado. Este efecto puede ser aún más pronunciado en el caso de desperdicios químicos y suspensiones. En la misma forma, el choque térmico causa una rápida fluctuación en la temperatura, puede causar que se rompa la película protectora con lo que disminuye la vida útil de la tubería. Por otro lado, la contaminación posible del material de proceso puede disminuir considerablemente si el flujo es lo suficientemente rápido, para minimizar el tiempo que los materiales están en contacto íntimo. La frecuencia con la que las sustancias corrosivas que se encuentran son de un carácter cíclico. Siempre se debe recordar que la tubería de una planta química es costosa.

El costo de reemplazamiento se debe balancear cuidadosamente contra la duración de la vida útil de la tubería, se deben considerar los costos iniciales más altos, de los materiales

más resistentes para reemplazar a los de las tuberías que hayan sido dañados, por el efecto de la corrosión durante los procesos de operación.

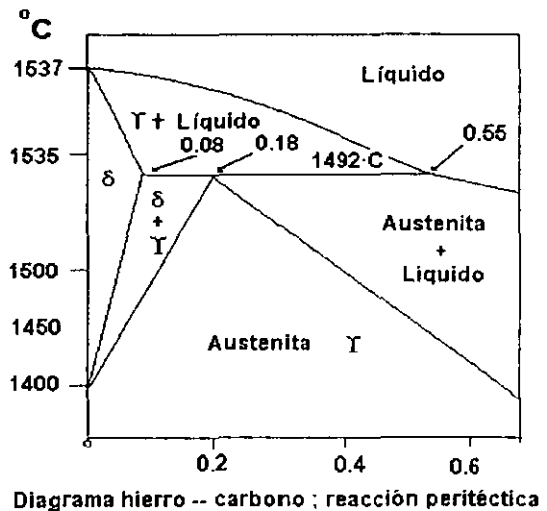
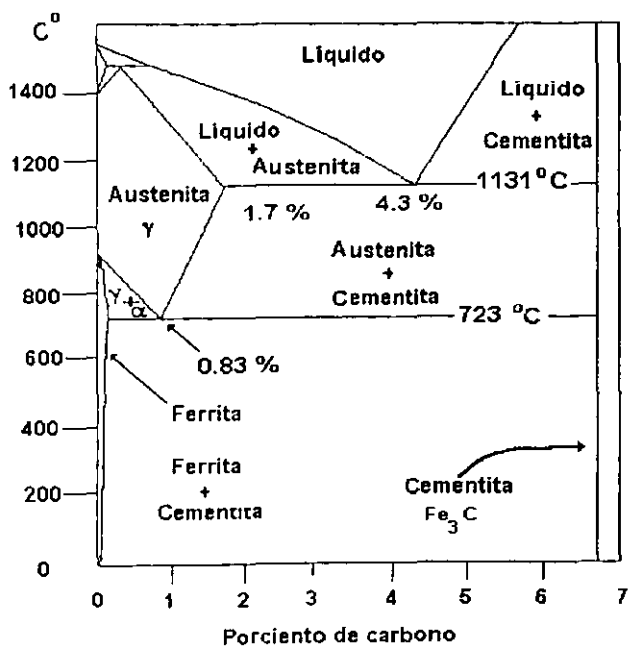
7.2 Aleaciones de hierro y acero.

El término hierro debe usarse solamente cuando se hace referencia al elemento hierro(Fe). Pueden emplearse términos tales como lingote de hierro, hierro gris, hierro colado forjado, o simplemente hierro.

Cada uno de estos términos representa alguna forma comercial y por otra parte, cada una puede presentarse en muchas variantes de composición química la cual influye en las funciones recomendadas según sea la clase de cada uno de los materiales a emplear.

Los materiales ferrosos, atendiendo únicamente el contenido de carbón, pueden dividirse en tres categorías:

- a) Hierros colados o fundiciones, con porcentajes de carbón superiores al 2.00 %
- b) Hierros, menos de 0.06 % de carbón.
- c) Aceros , de 0.06 % a 2.00 de carbón.



7.2.1 Diagrama Hierro Carbono.

7.3 Estructuras microscópicas de Hierro y Acero

- 7.3.1 **Austenita:** Es el nombre dado a la solución sólida intersticial de carbón disuelto en hierro γ (B.C.C). La máxima solubilidad es del 2% de C a 1080°C . Las propiedades promedio son: resistencia tensil , 150000 lb / plg² ; elongación, 10 % en 2 plg, dureza Rockwell C 40 y tenacidad alta. Generalmente no es estable a la temperatura ambiente.
- 7.3.2 **Ferrita:** Es el nombre dado a la solución sólida, intersticial con una pequeña cantidad de carbono disuelto en hierro α (F.C.C). La máxima solubilidad es de 0.025 % de C a 723°C y disuelve sólo 0.008 % de carbono a temperatura ambiente. Es la estructura más suave que aparece en el diagrama. Las propiedades promedio son: Resistencia tensil, 40000 lb / plg²; elongación, 40% en 2 plg, dureza, menor que la Rockwell C y B de 90.
- 7.3.3 **Martensita:** Se reconoce por su dureza y por su estructura Tetragonal centrada en el cuerpo con una morfología acicular (En forma de agujas). La temperatura a la cual se forma la martensita depende del contenido de carbono y de los otros elementos aleantes con los que este asociado el hierro.

La temperatura de austenización depende de el contenido de carbono y de los otros elementos de aleación, la fase γ (austenita) es capaz de disolver dentro de sus redes cristalinas hasta un 2% de carbono; todo el carbono existente en el material ya sea como carbono combinado es decir cementita se redisuelve en la fase γ . La martensita no es una fase al equilibrio, en otras palabras es una estructura meta-estable que existe sólo porque el carbono se queda atrapado en la red cristalina debido a la alta velocidad de enfriamiento la cual impide la difusión de carbono y por consecuencia la formación de carburos de hierro. Esto genera deformación en la celda unitaria del hierro, lo cual produce tensiones internas en el material y una dureza muy elevada.

- 7.3.4 **Cementita:** es un carburo de hierro Fe_3C que contiene 6.67% de C en peso. Es un compuesto intersticial típicamente duro y frágil de baja resistencia tensil (aprox. 5000 lb / plg²), pero de alta resistencia compresiva. Es la estructura más dura que aparece en el diagrama. Su estructura es ortorrómbica.
- 7.3.5 **Ledeburita:** Es la mezcla eutéctica de austenita y cementita; contiene 4.3 % de C y se forma a 1080 °C.
- 7.3.6 **Perlita:** es la mezcla euctectoide que contiene 0.80 % de C y se forma a 723 °C con un enfriamiento muy lento, es de morfología de tipo laminar compuesta de laminas de ferrita y cementita. Las propiedades promedio son: resistencia tensil 120000 lb / plg², elongacion de 20% en 2 plg, dureza Rockwell C 20, Rockwell B 95 - 100 o BHN 250 – 300.

7.4 Hierros.

7.4.1 **Hierros fundidos.** Es una aleación **hierro-carbono** Silicio que contiene de 3.2 a 4 % de carbono aproximadamente, también se les conoce con el nombre de fundiciones, el hierro tal como sale del alto horno contiene cantidades variables de silicio, azufre, fósforo y manganeso, las cuales se consideran impurezas se clasifican de la siguiente manera:

7.4.2 **Hierro fundido maleable:** Es el hierro colado de alto contenido en carbono y silicio, que grafitiza rápidamente cuando se haya en estado líquido dentro de los moldes y forma un hierro blanco duro el cual, cuando es recocido produce una estructura blanda de ferrita y grafito.

7.4.3 **Hierro fundido blanco:** Es hierro colado que su contenido de carbono es de 2 a 2.5 % de carbono y poco silicio. Cuando se cuela en moldes de arena y se deja enfriar lentamente, se solidifica y enfría hasta sin grafitizar absolutamente nada de carbono. La adición de ciertos elementos tales como níquel, molibdeno y cromo al hierro colado blanco, da como resultado un hierro más duro. El tipo de estructura formada por los elementos de aleación es, por lo regular, martensita y Cementita libre, actuando los elementos de aleación como agentes endurecedores, con lo cual se evita la formación de perlita a partir de la austenita durante el ciclo de enfriamiento.

7.4.4 **Hierro fundido gris:** El hierro gris es el más común de los hierros fundidos y colados. Aquí se encuentra el carbón como grafito en forma de hojuelas o laminas distribuidas y orientadas al azar.

Las cualidades que tiene esta fundición son las siguientes:

1. Amplia gama de valores de resistencia a la tracción.
2. Fluidez para correr entre los moldes.
3. Maquinabilidad que es casi superior a casi todos los aceros.
4. Puede ser tratado térmicamente.
5. Puede modificar sus propiedades por medio de diversos elementos de aleación. La estructura que presentan estos hierros son de grafito en forma de laminillas en una matriz de perlita.
6. Los hierros tienen un alto grado de fragilidad y el porcentaje de elongación es de 2%. Los hierros grises se especifican por la normas ASTM A 48 – 64 . Se cuentan con nueve clases de hierro gris 20, 25, 30, 35, 40, 45, 50, 55, 60. Por ejemplo la clase 35C significa que tiene un límite elástico mínimo de 35000 psi.

- 7.4.5 **Hierro fundido dúctil o maleable:** Esta fundición se obtiene recociendo el hierro colado blanco, duro y frágil el cual se convierte en un hierro mucho más dúctil que los hierros colados blancos o grises. Esta fundición no lo es en el sentido de que se pueda forjar como el acero o hierro dulce, sino porque posee una gran tenacidad y ductilidad más grande en comparación con otras formas de hierro colado y se puede mecanizar fácilmente.
- 7.4.6 **Hierro fundido austenítico:** La austenita es la solución sólida que se forma cuando el carbono se disuelve en el hierro FCC. Al enfriarse lentamente una pieza colada se presenta la estructura microscópica FCC a cualquier cantidad o concentración de carbón disuelto o si la concentración de carbón se excede 0.03. La austenita se forma a temperaturas de 273 °C a 550°C se tienen dos tipos de austenita, estable e inestable. La austenita inestable se encuentra a 273°C y en adelante. La estable la encontramos a 550 °C a esta temperatura la transformación es lenta. (F.C.C.=cubico centrado en las caras).
- 7.4.7 **Hierro forjado:** El hierro forjado de calidad se distingue por su bajo contenido de carbono y manganeso. El contenido de carbono está por debajo del 0.08 % y de manganeso de 0.006. El contenido de fósforo es mayor que el del acero y varía de 0.05 a 0.160 %. El contenido de azufre se mantiene bajo y es igual a 0.009 % mientras que el de silicio es de 0.10 - 0.20%. Las propiedades mecánicas del hierro forjado son, en gran manera, las del hierro puro: Resistencia tensil 48000-50000 lb / plg² transversal 36000-38000 lb / plg², elongación en 8 plg 18-25 y 2-5.

7.5 Aceros

Los aceros se clasifican por el contenido de carbono que contienen, siendo estos aceros de bajo, mediano y alto carbono. Las fronteras que separan a estos tipos de acero no están claramente definida, aun que se entiende que los aceros de bajo carbono tienen menos del 0.25 % de carburos en su aleación estos aceros son fácilmente trabajables.

Los aceros de bajo carbono tienen entre 0.25 y 0.6 de carbono con estos aceros se fabrica maquinaria. Los aceros de alto carbono contienen entre 0.6 y 1.2 % de carbono son de muy alta resistencia con estos aceros se fabrican principalmente herramientas

- 7.5.1 **Acero al carbono:** El acero al carbono es una aleación base hierro que contiene, en líneas generales, un porcentaje en carbono inferior al 2 %, décimas de silicio y de manganeso y centésimas de fósforo y de azufre. El acero aleado contiene, además, determinados porcentajes de los elementos de aleación.

7.5.2 **Acero ferrítico:** Son aceros con bajo contenido de carbón, alrededor de 0.1% o menos. Estos aceros son ricos en elementos alfégenos, pueden presentar perlita y carburos pero la fase dominante es la ferrita, no teniendo un punto de transformación, no son templados.

7.5.3 **Acero austenítico:** Contiene una combinación de elementos especiales y de carbón. Son aceros enfriados lentamente al aire para poder obtener la austenita. Estos aceros son muy dúctiles y resisten notablemente al desgaste se pueden distinguir en:

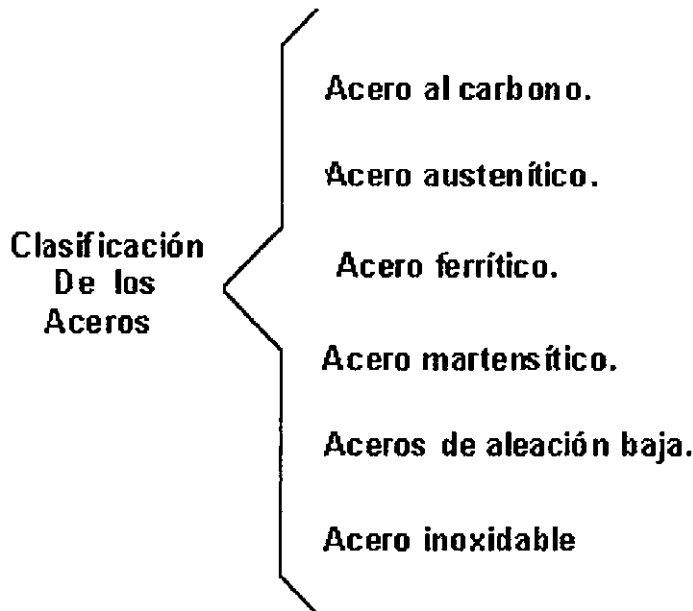


Fig.N° 7.1. Clasificación de los aceros según su características.

- a) Los aceros austeníticos estables, que poseen un contenido suficiente de Ni y Mn, permanecen austeníticos a todas las temperaturas y por consiguiente son inestables a todos los tratamientos térmicos.
- b) Los aceros austeníticos inestables; por razones de economía, contienen porcentajes más pequeños de elementos gamágenos (p. je. Acero 18% Cr, y 10% Ni.) y no están en el estado austenítico más que gracias a un enfriamiento rápido.

7.5.4 **Acero Martensítico:** Haciéndose el temple de estos aceros al aire el peligro de formación de grietas es muy bajo porque las diferencias de temperatura son bajas y en consecuencia la transformación martensítica se desarrolla casi uniformemente en toda la masa. Estos aceros a veces se emplean en estado templado, pero lo más frecuente es hacerles sufrir un revenido a baja temperatura.

Grado	Resistencia Kg / mm ²	Designación comercial
A 33	33 a 40	Extra suave.
A 37 A 42	37 a 44 42 a 50	Suave.
A 48	48 a 56	Semisuave.
A 56	56 a 65	Semiduro.
A 65	65 a 75	Duro.
A 75	75 a 86	Extra duro.

Tabla N 7.1. El valor mínimo de carga de rotura expresado en. El grado se indica por la letra A seguida por kg / mm² .

7.5.5 Aceros de maquinado fácil: Entre los aceros al carbono existen dos tipos de aceros de maquinado llamados "aceros de corte libre o de corte rápido". En estos tipo de aceros juega un papel muy importante el contenido de fósforo y azufre. El azufre da presencia a la formación de sulfuro de manganeso en muy pequeñas .

El otro acero se le conoce con el nombre de leadloy, y contiene entre 0.15 a 0.25 % de plomo. El plomo es insoluble en el acero y por lo tanto forma glóbulos aislados que tienen un efecto lubricante.

Aceros de empleo corriente: A estos aceros no se les exige ninguna garantía de composición química (probablemente solo en lo que concierne al contenido de fósforo y azufre)

- a) Acero dulce: o cero ordinario del comercio al que no se le exige ninguna característica mecánica. La carga de rotura varía de 33 a 50 Kr / mm 2.
- b) Acero de características mecánicas. Estos aceros son designados por la indicación de su grado y calidad.

7.5.6 Aceros de aleación baja:

Son aceros aleados en los cuales ningún contenido de elemento aleado alcanza el 5%.

7.5.7 Aceros de aleación elevada:

Son los aceros que además de los cinco elementos de aleación carbón, Silicio, Manganeso, Fósforo, y azufre, contienen cantidades relativamente importantes de otros elementos como son: Cromo Níquel, Molibdeno, Titanio, Vanadio, Niobio, Cobalto, Circonio, Selenio, Aluminio, Cobre, boro, etc.

7.6 Acero inoxidable:

Composición de los aceros inoxidables Además del cromo, elemento base de los aceros inoxidables y refractarios, intervienen otros elementos químicos según sea el tipo de acero que se baya a emplear; estos elementos son los siguientes Níquel, Molibdeno, Volframio, Manganeso, Aluminio, Titanio, Niobio, Cobre, Vanadio, Cobalto, Nitrógeno y otros más.

Una forma de valorar el efecto de los distintos elementos consiste en referir al cromo todos los elementos alfa, gamma y al níquel.

En general se puede considerar que al descender la temperatura de cero grados la temperatura de los aceros inoxidables hay una variación de sus propiedades físicas, acusándose fundamentalmente en la pérdida de ductilidad y tenacidad.

7.6.1 Propiedades de los aceros inoxidables a bajas temperaturas.

A continuación se exponen las distintas características a temperaturas bajo cero.

a) Propiedades que aumentan de valor:	b) Propiedades que disminuyen de valor.
Límite elástico.	Calor específico.
Módulo de elasticidad.	Emisividad.
Resistencia a la compresión.	Resistividad eléctrica.
Límite de fatiga.	Conductividad térmica.
Difusividad térmica.	Dilatación térmica.

Tabla N 7.2. Propiedades de los aceros inoxidables.

Los aceros inoxidable se clasifican en las distintas familias que a continuación se indica.

Aceros inoxidables	Composición Química Y Otros elementos de aleación.		
martensíticos.	C 0.1 a 1 % puede llegar hasta 1.4 %	C 12 a 18 %.	Son aceros al cromo
	C = 0.2 ,	Cr = 16 a 18 %	Aceros con Ni = 1.50 a 3 %
Aceros ferríticos (magnéticos).	C=0.05 a 0.35 %	Cr = 13 a 30 %	
	C inferior a 0.08 %:	Cr = 13%	Pueden contener níquel, molibdeno, titanio, aluminio, etc..
Austeníticos (magnéticos)	C= inferior de 0.20 %	Cr = 12 a 26 %	Ni =7 a 35 % Pueden contener wolframio, Titanio, niobio.
Austenítico ferrítico magnéticos	C=0.80 a 0.15 %	Cr=25 a 28 %	Ni = 4 a 6 % Además de otros elementos

Tabla N 7.5. Clasificación de las distintas familias de los aceros inoxidables.

Elementos de aleación de los aceros

Elementos de aleación que suelen tener los aceros	Tendencia a disolverse en Forma de		Posible solubilidad de los diferentes elementos en la fase. Grad máx de solubilidad en		Efecto endurecedor sobre la ferrita	Influencia en la formación de carburos
	ferrita	carburos	.fase α	fase γ		
Níquel	Se disuelve	Muy pequeños	10-25 %independiente del C	Ilimitado	Endurece y mejora la tenacidad	Menor que el Fe grafitizante
Cromo	Se disuelve	Forma carburos	Ilimitado	12-8%20% con 0.5% de carbono	Endurece ligeramente mejora la resistencia a la corrosión.	Mayor que en el Mn y menor que el W
Molibdeno	Se disuelve	Forma carburos grandes	30.5 %	3% 8-3% con carbono.	Origina envejecimiento	Mayor que el cromo
Wolframio	Se disuelve	Muy grande	30 a 50%	6% 11% con 0.25 % de carbono	Origina envejecimiento	Muy fuerte
Vanadio	Se disuelve	Muy grandes	Ilimitado	1 % 4% con 0.2% de carbono	endurece moderadamente	muy fuerte < Ti o Cd
Manganeso	Se disuelve	Forma carburos.	15%	Ilimitado	Muy endurecedor	Mayor que el Fe y menor que Cr
Silicio	Se disuelve	Muy pequeños	18.5%	2% 9%con 0.35% de carbono.	Endurece con perdida de plasticidad	Menor que Fe actúa como grafitizante
Fósforo	Se disuelve	No forma carburos.	2.8%.	0.5%	Muy endurecedor.	Nula
Cobalto	Se disuelve.	Similar al Fe	75%	Ilimitado	Muy endurecedor	Similar al hierro
Aluminio.	Se disuelve	No forma	36%	1.1% aumentada por el carbono	Muy endurecedor, cuando esta en solución sólida	no es grafitizante
Aluminio.	Se disuelve	No forma	36%	1.1% aumentada por el carbono	Muy endurecedor, cuando esta en solución sólida	no es grafitizante
Titanio.	Se disuelve	Muy grandes	6%	0.75% 1% con 0.2% de carbono	Origina envejecimiento	La mayor conocida
Boro	se disuelve	No forma carburos	< 0.15%	0.1%Aumenta con el contenido de carbono	Muy poco	no es sensible

Tabla N-7.3. Acción de los principales elementos de aleación de los aceros.

Elementos de aleación de los aceros.	Influencia en la templabilidad	Influencia en la disminución de la dureza en el revenido.	Principales funciones que desempeña cada uno de los elementos aleantes.
Níquel	Aumenta ligeramente. Tiende a retener austenita en los aceros altos en carbono	Muy poco en pequeños porcentajes	1-Aumenta la tenacidad de los aceros.2-Aumenta la resistencia de los aceros recocidos 3-Hace austeníticos los aceros altos en cromo.
Cromo	Aumenta moderadamente.	Mediana resistencia al ablandamiento	1-Aumenta la templabilidad.2-Mejora la resistencia a la abrasión y al desgaste.3-Aumenta la resistencia a la corrosión.4-Aumenta la resistencia a altas temperaturas.
Molibdeno.	Aumenta la templabilidad mayor que el cromo.	Se opone al ablandamiento y aparece la dureza secundaria.	1-Aumenta la templabilidad. 2-Contrarresta la fragilidad. 3-Mejora la resistencia en caliente.
Wolframio	Aumenta muy fuerte cuando ésta en pequeñas cantidades.	Se opone al ablandamiento y aparece la dureza secundaria.	1-Forma carburos duros y resistentes al desgaste a elevadas temperaturas. 2- Mejora la dureza a elevada temperatura
Vanadio	Aumenta muy fuerte cuando está disuelto	Gran oposición al ablandamiento y aparece la dureza secundaria	1-Difunde el crecimiento del grano en el calentamiento de los aceros. 2-Aumenta la templabilidad cuando está disuelto. 3.Dificulta el ablandamiento en el revenido dando lugar a la dureza secundaria.
Manganeso.	Aumenta notablemente.	Tiene poca influencia en porcentajes normales.	1-Aumenta la templabilidad, es económico 2-Contrarresta la fragilidad en caliente por el azufre. 3-Actúa como desoxidante.
Silicio.	Aumenta ligeramente. Ni<Si<Mn.	No ejerce influencia sensibles	1-Se usa como elemento desoxidante.2-Mejora la templabilidad con elementos no grafitizantes. 3-Aumenta la resistencia de los aceros bajos en carbono.
Fósforo.	Aumenta moderadamente.	No ejerce influencia sensible.	1-Aumenta la resistencia y dureza bajos en carbono. 2-Mejora la maquinabilidad en estos casos. 3-Aumenta ligeramente la resistencia a la corrosión.
Cobalto	Disminuye la templabilidad	No ejerce influencia sensible	1-Mejora la dureza en caliente al aumentar la dureza de la ferrita.
Aluminio.	Aumenta ligeramente	No ejerce influencia sensible.	1-Acción desoxidante limita el crecimiento del grano por formación de óxidos y nitruros. 2-Es un elemento aleado de ciertos aceros de nitruración.
Titanio.	Aumenta muy fuerte cuando se disuelve. Disminuye cuando está en forma de carburos.	En forma de carburos no ejerce influencia importante. Hay algo de endurecimiento secundario.	1-Fija el carbono en formas de partículas. 2-Reduce la dureza martensítica y el temple de aceros al cromo. 3-Dificulta la formación de austenita de los aceros altos en cromo. 4-Evita la pérdida de cromo en ciertas zonas de los aceros. inoxidable durante calentamientos muy prolongados
Boro	Aumenta considerablemente la templabilidad estando disuelto en la austenita	No ejerce influencia sensible	Intensifica extraordinariamente la templabilidad en concentraciones del orden de 0.005%

Tabla N 7.4. Influencia de los principales elementos de aleación.e los aceros.

Títulos de las especificaciones ASTM relacionadas con los aceros inoxidables para tuberías que corresponden con las especificaciones A.S.M.E

Títulos	Especificaciones A.S.T.M.	Especificaciones A.S.M.E.
Requisitos especiales para tubería y tubo para aplicaciones nucleares y otras aplicaciones.	A - 655	-----
Tubos sin costura de aleación de acero austenítico- ferrítico.	A - 669	-----
Tubos para cambiadores de calor de aleaciones austeníticas, ferríticas y al carbono soldados sin costuras con aletas .	A - 498	-----
Tubo mecánico de acero inoxidable sin costura.	A - 511	-----
Requisitos generales para tubería especial de acero al carbono y aleados	A - 530	SA - 530
Tubo mecánico de acero inoxidable soldado.	A - 554	
Accesorios conformados para tubería de acero inoxidable austenítico.	A - 403	SA - 403
Tubería soldada de gran diámetro y pequeño espesor de acero austenítico aleado de cromo níquel para servicio corrosivo a alta temperatura.	A - 409	SA - 409 excepto para el tipo 403
Tubería de acero austenítico de fundición centrifugada para servicio a alta temperatura.	A - 452	SA - 451 excepto para los grados CPF 10 MC, CPF 8 CPH 10
Tubería forjada y perforada de acero austenítico para servicio a alta temperatura	A - 430	SA - 430 excepto para el grado FP - 16 - 8 - 2H
Tubería conformada en frío en acero austenítico de fundición centrifugada para servicio a alta temperatura	A - 452	SA - 452
Tubos sin costura y soldados de acero inoxidable austenítico	A - 312	SA - 312
Tubos soldados por electrofundición de acero austenítico aleado al cromo-níquel para servicio a elevadas temperaturas.	A - 358	SA - 358
Tubos de acero austenítico sin costura para servicio a elevadas temperaturas en estaciones centrales.	A - 376	SA - 376
Tubos soldados de acero inoxidable austenítico para condensadores, cambiadores de calor, recalentadores y calderas		-----
Tubos sin costura para cambiadores de calor recalentadores y calderas de aceros aleados austeníticos y ferríticos.	A - 213	SA - 213
Tubos de acero inoxidable austenítico para condensadores cambiadores de calor { recalentadores y calderas.	A - 249	SA - 249
Tubos de acero inoxidable ferrítico, soldado y sin costura para servicio general.	A - 268	SA - 268 excepto para TP-443 y TP-430TI
Tubos de acero inoxidable austenítico, soldados y sin costura para servicio general.	A - 269	-----
Tubos sin costura para alambiques de aceros austeníticos al cromo A - 271- níquel, para servicio de refineries.	A - 271	-----

Tabla N 7.6. La especificación PEMEX N°4.118.06 (1983) ó 4.315.06 (actual).

Cada tipo de acero inoxidable o aleación debe cumplir los requisitos en cuanto a la composición química prescrita en la tabla siguiente o a los requisitos especificados.

Composición química de acero inoxidable										
Grado	Carbono max	Manganeso max	Fósforo max	Azufre max	Silicio max	Níquel	Cromo	Molibdeno	Titanio	Columbio
TP 304	0.08	2.00	0.040	0.030	0.75	8 a 11	18 a 20	-----	-----	-----
TP 309	0.15	2.00	0.040	0.030	0.75	12 a 15	12 a 24	-----	-----	-----
TP 310	0.15	2.00	0.040	0.030	0.75	19 a 22	24 a 26	-----	-----	-----
TP 321	0.08	2.00	0.040	0.030	0.75	9 a 13	17 a 20	-----	a.	-----
TP 347	0.08	2.00	0.040	0.030	0.75	9 a 13	17 a 20	-----	-----	b.
TP 316	0.08	2.00	0.040	0.030	0.75	11 a 14	16 a 18	2.00	-----	-----
								3.00	-----	-----
TP 317	0.08	2.00	0.040	0.030	0.75	11 a 14	18 a 20	3.00	-----	-----
								4.00	-----	-----
TP 348	0.08	2.00	0.040	0.030	0.75	9 a 14	17 a 20	-----	-----	c.

Tabla N 7.8. Composición química de acero inoxidable

- a) El contenido de titanio debe de ser no menor de cinco veces el contenido de carbono y no más de 0.05 %.
- b) El contenido de columbio más tántalo debe de ser no menos de 10 veces el contenido de carbono y no más de 1.000
- c) El contenido de tántalo deb4 se de 0.10 % máximo.
- d) El contenido de titanio debe de ser no menor de cinco veces el contenido de carbono y no más de 0.05 %.
- e) El contenido de columbio más tántalo debe de ser no menos de 10 veces el contenido de carbono y no más de 1.00%.
- f) El contenido de tántalo deb4 se de 0.10 % máximo

Materiales para tuberías den proceso que manejan gas amargo a baja presión y alta temperatura con humedad y sin Inhibidores de corrosión. Tabla N°1(Norma Pemex AVII – 3)

Condiciones de operación

10	Kg / cm ²	y	320 C
12.5	Kg / cm ²	y	200 C
0	Kg / cm ²	y	100 C

Ø Tubería	Tipo de acero	Especificaciones	Grado	Cédula
11 / 2"	Acero sin costura, roscada	ASTM A- 53	A	80
2" a 10"	Acero sin costura	ASTM A - 53	B	Espesor correspondiente
12" y mayores	Acero con costura	ASTM A – 53 0 API 5- L	B	Espesor correspondiente

Accesorios	Conexiones	Tipo de acero	Especificaciones	Grado	Cédula
Codos, tes reducciones Coples y tapones Hembra y macho	11 / 2"	Acero forjado para 3000 lbs	ASTM A- 105	II WPA	
	2" y mayores	Acero sin costura para soldar	ASTM A- 234	WPA	I Igual que la tubería

Bridas	Tipo de acero	Especificaciones	Grado
11 / 2" y menores	No usar	-----	-----
2" y mayores	Acero forjado, para soldar de 150 Lbs con cara realzada de 1 / 16 de plg	ASTM A - 181	I

Uniones	Acero forjado con asientos de acero contra acero, de 3000 Lbs		ASTM A - 105	II
Espárragos	Acero		ASTM A - 193	B7
Tuercas	Acero para tuercas hexagonales Troqueladas en frío.		ASTM A - 194	2H
Empaques	Tipo de material	Asbestos comprimido	Garlock 7021 o 7022.Johns-Manvile tipo anillo	
	EspesorPlg	1 / 16		

Accesorios		Tipo de acero	Especificaciones	Grado
Válvulas macho		Tipo de acero	Especificación	Resistencia Lbs
11 / 2" y menores		Acero fundido, roscado	R Nordstrom 2024 o similar	3000
Con bridas de cara realzada	2 "a 4"	Acero fundido	R Nordstrom 1925 o Powell 1559	150
	6"	Acero fundido	R Nordstrom 1985 o Powell 1559	150
	8" a 12"	Acero fundido	R Nordstrom 1989 o Powell 1559	150

Válvulas de globo	Tipo de acero	Especificaciones	Resistencia Lbs
11 / 2 y menores	Acero fundido, roscado con interiores de 11 a 13 % de Cr con vástago ascendente	Disco suelto Hancock 5520 o similar	600
2 y mayores	Acero forjado con bridas de cara realzada con interiores de 11 a 13 % de Cr vástago ascendente	Crane 143 X o Walworth 5275 F o similar	150
Válvulas de compuerta.	Tipo de acero	Especificaciones	Resistencia Lbs
11 / 2 " y menores	Acero forjado, roscado con interiores de 11 a 13 % de Cr con vástago ascendente y compuerta de cuña sólida	OS & S Hancock 950 S o similar	600
2" y mayores	Acero fundido con bridas de cara realzada con vástago ascendente tipo OS & Y con compuerta de cuña sólida	Crane 143 X o Walworth 5275 F o similar	150
Mayores de 2" y menores		Crane 47 XU X o Walworth 5202 F o similar	150
3"		Crane 47 X o Walworth 5275 F o similar	150
Válvulas de compuerta	Tipo de acero	Especificaciones	Resistencia Lbs
11 / 2" y menores	Acero forjado, roscado con interiores de 11 a 13 % de Cr con vástago ascendente y compuerta de cuña sólida	R Nordstrom 2024 o similar	600
2" y Mayores	Acero Fundido con bridas de cara realzada con interiores de 11 a 13 % de Cr tipo bisagra	Crane 147 XU X o Walworth 5341 F o similar	150

Materiales para tuberías den proceso que manejan gas amargo a baja temperatura y baja presión con humedad y sin Inhibidores de corrosión Tabla N-2. (Pemex AVII – 3).

Condiciones de operación

17.5 Kg / cm² y o C
 12.5 Kg / cm² y 200 C
 0 Kg / cm² y 100 C

Ø Tubería	Tipo de acero	Especificaciones	Grado	Cédula
11 / 2" y menores	Acero sin costura, roscada	ASTM A- 53	A	80
2" a 10"	Acero sin costura	ASTM A - 53	B	80 o API 5- L espesor correspondiente
12" y mayores	Acero con costura	ASTM A – 53 0 API 5- L	B peso estándar	Espesor rrespondiente

Accesorios	Conexiones	Tipo de acero	especificaciones	Grado	Cédula
Codos, tes reducciones, Coples y tapones Hembra y macho	11 / 2"	Acero forjado para 3000 lb	ASTM A- 105	II WPA	
	2" y mayores	Acero sin costura para soldar	ASTM A- 234	WPA	I Iguual que la tubería

Bridas	Tipo de acero	Especificaciones	Grado
11 / 2" y menores	No usar	-----	-----
2" y mayores	Acero forjado, con cuello para soldar de 150 Lbs con cara realzada de 1 / 16 de plg	ASTM A - 181	I

Válvulas macho	Tipo de acero	Especificación	Resistencia Lbs
11 / 2" y menores	Acero fundido, roscado	R Nordstrom 2024 o similar	3000
2 y mayores	Acero fundido con bridas de cara realzada		150lbs
2" a 4"	Acero fundido	R Nordstrom 1925 o Powell 1559 o similar	150
6	Acero fundido	R Nordstrom 1985 o Powell 1559 o similar	150

8 a 12	Acero fundido	R Nordstrom 1989 o Powell 1559 o similar	150
Válvulas de globo.	Tipo de acero	Especificaciones	Resistencia Lbs
11 / 2" y menores	Acero fundido, roscado con interiores de 11 a 13 % de Cr con vástago ascendente	Disco suelto Hancock 5520 o similar	600
2 y mayores	Acero forjado con bridas de cara realzada con interiores de 11 a 13 % de Cr vástago ascendente	Crane 143 X o Walworth 5275 F o similar	150
Válvulas de compuerta	Tipo de acero	Especificaciones	Resistencia Lbs
11 / 2" y menores	Acero forjado, roscado con interiores de 11 a 13 % de Cr con vástago ascendente y compuerta de cuña sólida	OS & S Hancock 950 S o similar	600
2" y mayores	Acero fundido con bridas de cara realzada con vástago ascendente tipo OS & Y con compuerta de cuña sólida		150
Mayores 2" y menores		Crane 47 XU X o Walworth 5202 F o similar	150
3"		Crane 47 X o Walworth 5275 F o similar	150
Válvulas de retención	Tipo de acero	Especificaciones	Resistencia Lbs
11 / 2" y menores	Acero forjado, roscado con interiores de 11 a 13 % de Cr Tipo bola oriental y vertical	Vogt SW 5- 4853 - 8	600
2 y Mayores	Acero Fundido con bridas de cara realzada con interiores de 11 a 13 % de Cr tipo bisagra	Crane 147 X o Walworth 5341 F o similar	150

Accesorios	Tipo de acero	Especificaciones	Grado
Uniones	Acero forjado con asientos de acero contra acero, de 3000 Lbs	ASTM A - 105	II
Espárragos	Acero	ASTM A - 193	B7
Tuercas	Acero para tuercas hexagonales pesadas y troqueladas en frío.	ASTM A - 194	2H
.Empaques	Tipo de material	Asbestos comprimido	Johns- Manvile o equivalente tipo anillo
	Espesor Plg	Garlock 7021 o 7022. 1 / 16"	

Materiales para tuberías den proceso que manejan gas amargo a baja temperatura y alta presión con humedad y sin Inhibidores de corrosión Tabla N-3. (Pemex AVII – 3).

42.5 Kg / cm² y o C

35 Kg / cm² y 250 C

12.5 Kg / cm² y 200 C

Ø Tubería	Tipo de acero	Especificaciones	Grado	Cédula
11 / 2" y menores	Acero sin costura, roscada	ASTM A- 53	A	160
2" a 10"	Acero sin costura	ASTM A - 53	B	80 o API 5- L espesor correspondiente
12" y mayores	Acero con costura	ASTM A – 53 0 API 5- L	B	Espesor correspondiente

Accesorios	Tipo de acero	Especificaciones	Grado
Uniones	Acero forjado con asientos de acero contra acero, de 6000 Lbs	ASTM A - 105	II
Espárragos	Acero	ASTM A - 193	B7
Tuercas	Acero para tuercas hexagonales pesadas y troqueladas en frío.	ASTM A - 194	2H
Empaques	Tipo de material	ASTM A- 106	A
	Junta metálica corrugada, circular con doble chaqueta con lámina de acero suave calibre 26. Con alma de asbesto 300lbs		

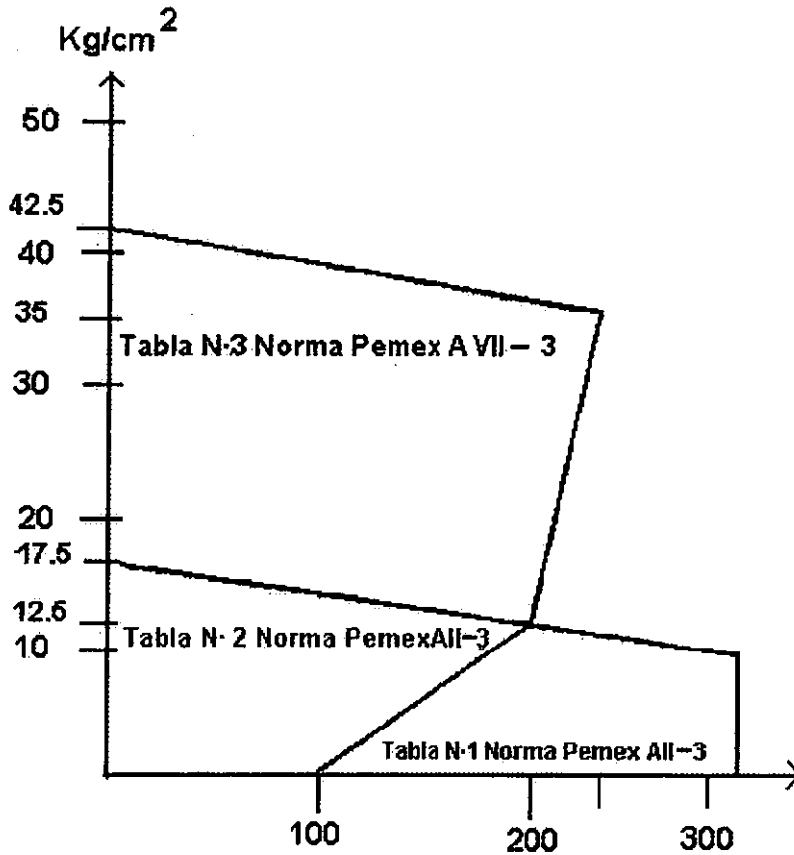
Accesorios	Conexiones	Tipo de acero	especificaciones	Grado	Cédula
Codos, tes reducciones Coples y tapones Hembra y macho	1 1 / 2"	Acero forjado para 6000 lb	ASTM A- 105	II WPA	
	2" y mayores	Acero sin costura para soldar	ASTM A- 234	WPA	I Igual que la tubería

Bridas	Tipo de acero	Especificaciones	Grado
11 / 2" y menores	No usar	-----	-----
2" y mayores	Acero forjado, con cuello para soldar de 300 Lbs con cara realzada de 1 / 16" de plg	ASTM A - 181	I

Válvulas de globo	Tipo de acero	Especificaciones	Resistencia Lbs
11 / 2" y menores	Acero fundido, roscado con interiores de 11 a 13 % de Cr con vástago ascendente	Disco suelto Hancock 5520 o similar	600
2 y mayores	Acero forjado con bridas de cara realzada con interiores de 11 a 13 % de Cr vástago ascendente	Crane 151 X o Walworth 5281F o similar	300
Válvulas de compuerta	Tipo de acero	Especificaciones	Resistencia Lbs
11 / 2" y menores	Acero forjado, roscado con interiores de 11 a 13 % de Cr con vástago ascendente y compuerta de cuña sólida	OS & S Hancock 950 S o similar	600
2" y mayores	Acero fundido con bridas de cara realzada con vástago ascendente tipo OS & Y con compuerta de cuña sólida	Crane 33 X o Walworth 5206 F o similar.	300
Válvulas de retención	Tipo de acero	Especificaciones	Resistencia Lbs
11 / 2" y menores	Acero forjado, roscado con interiores de 11 a 13 % de Cr Tipo bola oriental y vertical	Vogt SW 5- 4853 - 8	600
2" y Mayores	Acero Fundido con bridas de cara realzada con interiores de 11 a 13 % de Cr tipo bisagra	Crane 159 X o Walworth 5344 F o similar	300

Válvulas macho	Tipo de acero	Especificación	Resistencia Lbs
11 / 2" y menores	Acero fundido, roscado	R Nordstrom 2024 o similar	3000
2 y mayores	Acero fundido con bridas de cara realzada (Se usara la R,N 4287 cuando lo requiera el arreglo)		300lbs
2" a 4"		R Nordstrom 2025 o similar	300lbs
6"		R Nordstrom 4285 o similar	300lbs
8" a 12"		R Nordstrom 4289 o similar	300lbs

Materiales para tuberías de proceso que manejan gas amargo a diferentes condiciones de operación con humedad y sin inhibidores de corrosión.



Gráfica N- 1- Las tablas de materiales de la norma PEMEX A VII – 3 proporcionan la gráfica en la cual se representa la resistencia ala tensión de los materiales que se usan para la transportación de gas amargo con humedad y sin inhibidores de corrosión.

SUB DIRECCIÓN DE INGENIERIA

ESPECIFICACION H- 202- D54A
MATERIALES PARA TUBERIA

CODIGO. B 31.3

CLASE.: 150 R. F. AC AL CARBON

PRES. MAX.DIS (psig): 260

TEMP. MAX.. DIS (°F) : 200

TOL. CORR. (PLGG) : 0.125

SERVICIO: AMARGO HUMEDO (P), AGUA AMARGA (AA), CONDENSADOS AMARGOS (P), GAS ACIDO (GA) (SSC)
(1)

DIAM. NOM	0.5"	0.75"	1"	1.5"	2"	2.5"	3"	4"	6"	8"	10"	12"	14"	16"	18"	20"	24"	30"	36"
TUBO (4, 6, 8)	ASTM 106 / B S / C										API 5L / B "DASAW" COMP DEXOS								
CEDULA o E/P	160	80						40									0.312	0.375	0.500
EXTREMOS	PLANOS																		

ACCESORIO	DESCRIPCION
NIPLES	ASTM A106/B S/C,CEDULA 160 DE 0.5" CEDULA 80 0.75" a 2",EXTREMOS REQUERIDOS POR DISEÑO
BRIDA CAJA SOLDAR	ASTM, A105, CLASE 150 R.F DE 0.5" a 2"
BRIDA CUELLO SOLDAR	ASTM A105CLASE 150R,F DE 2.5" a 36", DIAMETRO INTERIOR IGUAL AL TUBO PERO CON EL BISEL DIMENSIONES MSS,-SP44,PARA MAYORES DE 24"
CONEXIÓN CAJA SOLDAR	ASTM A105 CLASE 6000 DE 0.5"
CONEXIÓN CAJA SOLDAR	ASTM A105 CLASE 3000 DE 0.75" a 2"
CONEXIÓN SOLDAR A TOPE	ASTM A234/WPB DE 2.5" a 36", DIAMETRO INTERIOR IGUAL AL TUBO PERO CON EL BISEL DIMENSIONES MSS,-SP75,PARA MAYORES DE 24"
CONEXIÓN INST. PRESION	NIPOLET EXTREMO PLANO, ASTM A105 CLASE 3000 DE 0.75"
CONEXIÓN INST. TEMPERATURA	1" N.P.T ASTM A105, CLASE 6000 VER ESTANDAR IMP- DIT-42, ULTIMA REVISION, VER TABLA CABEZAL RAMAL.
EMPAQUE	GRAFITO PURO LAMINADO FLEXIBLE CON INSERTO DE LAMINA PERFORADA DE ACERO INOXIDABLE 316 CON 0.005" DE ESPESOR UNICAMENTE, DE 1/16" DE ESPESOR CLASE DEACUERDO A BRIDAS
ESPARRAGO	ASTM A 193/B7M CADMINIZADO
TUERCA	ASTMA 194/2HM CADMINIZADO HEXAGONAL
UNION NORMAL Y MANTENIMIENTO	BRIDADA CAJA SOLDAR DE 0.5" a 2"; BRIDADA CUELLO SOLDAR DE 2.5" a 36"

VALVULA	DESCRIPCION
COMPUERTA CAJA SOLDAR	CLASE 800 API CUERPO ASTM A 105 INTERIORES DE ACERO INOXIDABLE 316 VASTAGO; DISCO Y ASIENTO RECUBIERTO DE ESTELITA , TORNILLO EXTERIOR Y YUGO, BONETE ATORNILLADO, DISCO TIPO CUÑA SOLIDA ASIENTOS RECAMBIABLES, OPERADA CON VOLANTE DE 0.5" a 2"
GLOBO CAJA SOLDAR	CLASE 800 API CUERPO ASTM A 105 INTERIORES DE ACERO INOXIDABLE 316 VASTAGO; DISCO Y ASIENTO RECUBIERTO DE ESTELITA , TORNILLO EXTERIOR Y YUGO, BONETE ATORNILLADO, DISCO TIPO MACHO ASIENTOS RECAMBIABLES, OPERADA CON VOLANTE DE 0.5" a 2"
RETENCIO CAJA SOLDAR PISTON HORIZONTAL	CLASE 800 API CUERPO ASTM A 105 INTERIORES DE ACERO INOXIDABLE 316 VASTAGO; DISCO Y ASIENTO RECUBIERTO DE ESTELITA, TAPA ATORNILLADA, ASIENTO INRTECAMBIABLE. DE 0.5" a 2"
ESFERICA CAJA SOLDAR	CLASE 1500 WOG , CUERPO ASTM A105, DE 3 PIEZAS Y ATORNILLADO, PASO COMPLETO, BOLA Y V; DE ACERO INOXIDABLE316,VASTAGO, SELLOS Y ASIENTO DE TEFLON REFORZADO, BOLA FLOTANTE, DISEÑO A PRUEBA DE FUEG, DE 0.5" a 2".
COMPUERTA BRIDADA (3)	CLASE 150 R.F CUERPO ASTM A216/WCB, INTERIORES DE ACERO INOXIDABLE316, VASTAGO DISCO Y ASIENTOS RECUBIERTOS DE ESTELITA , TORNILLO EXTERIOR Y YUGO BONETE ATORNILLADO, DISCO TIPO CUÑA SOLIDA O FLEXIBLE Y ASIENTOS RECAMBIABLES,OPERADA CON VOLANTE DE 2.5" a 2"
ESFERICA BRIDADA (6, 7)	CLASE 150 R.F, CUERPO ASTM A216/WCB, BOLA AC. AL CARBÓN FORJADO, MONTADA SOBRE MUÑO, CHAPADA CON NIQUEL ELECTROLESS, SELLOS DE TEFLON, PASO COMPLETO, CUERPO ATORNILLADO O SOLDADO, ASIENTO DE TEFLON, DISEÑO A PRUEBA DE FUEGO, OPERA CON MANERAL DE 205" a 8" Y CON ENGRANES DE 10" a 36"
GLOBO BRIDADA	CLASE 150 R.F CUERPO ASTM A216/WCB, INTERIORES DE ACERO INOXIDABLE316, VASTAGO DISCO Y ASIENTOS RECUBIERTOS DE ESTELITA , TORNILLO EXTERIOR Y YUGO BONETE ATORNILLADO, DISCO TIPO MACHO ASIENTOS RECAMBIABLES,OPERADA CON VOLANTE DE 2.5" a 12"
RETENCIÓN BRIDADA COLUMPIO	CLASE 150 R.F, CUERPO ASTM A216/WCB INTERIORES DE ACERO INOXIDABLE 316 TAPA ATORNILLADA, ASIENTO RECAMBIABLE DE 2.5" a 12"
RETENCIÓN BRIDADA OBLEA (2)	CLASE 150 R.F, CUERPO ASTM A216/WCB INTERIORES DE ACERO INOXIDABLE 316 RESORTE DE INCONEL TIPO OBLEA ENTRE BRIDAS R.F, SELLO METAL A METAL DISCO BIPARTIDO DE 2.5" a 12"

SUBDIRECCIÓN DE INGENIERIA ESPECIFICACION H- 202- D54A
MATERIALES PARA TUBERIA

NRO DNC	0.5"	0.75	1"	1.5"	2"	2.5"	3"	4"	6"	8"	10"	12"	14"	16"	18"	20"	24"	30"	36"									
0.5"	SWT	SRT	SRT	SRT	SRT	SOL	SOL	SOL	SOL	SOL	SOL	SOL	SOL	SOL	SOL	SOL	SOL	SOL	SOL									
0.75"		SWT	SRT	SRT	SRT	SOL	SOL	SOL	SOL	SOL	SOL	SOL	SOL	SOL	SOL	SOL	SOL	SOL	SOL									
1"			SWT	SRT	SRT	SOL	SOL	SOL	SOL	SOL	SOL	SOL	SOL	SOL	SOL	SOL	SOL	SOL	SOL									
1.5"				SWT	SRT	SOL	SOL	SOL	SOL	SOL	SOL	SOL	SOL	SOL	SOL	SOL	SOL	SOL	SOL									
2"					SWT	SOL	SOL	SOL	SOL	SOL	SOL	SOL	SOL	SOL	SOL	SOL	SOL	SOL	SOL									
2.5"						BWT	BRT	BRT	WOL	WOL	WOL	WOL	WOL	WOL	WOL	WOL	WOL	WOL	WOL									
3"							BWT	BRT	BRT	WOL	WOL	WOL	WOL	WOL	WOL	WOL	WOL	WOL	WOL									
4"								BWT	BRT	BRT	BRT	WOL	WOL	WOL	WOL	WOL	WOL	WOL	WOL									
6"									BWT	BRT	BRT	BRT	BRT	BRT	WOL	WOL	WOL	WOL	WOL									
8"										BWT	BRT	BRT	BRT	BRT	BRT	BRT	BRT	WOL	WOL									
10"											BWT	BRT	BRT	BRT	BRT	BRT	BRT	BRT	WOL									
12"	Nomenclatura (9), (10). DNC ; Diámetro nominal cabezal. DNR ; Diámetro nominal ramal SWT; Te inserto soldable. STR ; Te reducción o te reducción inserto soldable. SOL ; socktolet. WOL ; weldolet BWT ; Te soldable a tope. BRT ; Te reductoras soldable a tope.											BWT	BRT	BRT	BRT	BRT	BRT	BRT	BRT	WOL	WOL							
14"																				BWT	BRT	BRT	BRT	BRT	BRT	BRT	WOL	
16"																						BWT	BRT	BRT	BRT	BRT	BRT	
18"																							BWT	BRT	BRT	BRT	BRT	
20"																								BWT	BRT	BRT	BRT	
24"																										BWT	BRT	BRT
30"																											BWT	BRT
36"																												BWT

Notas.

1. Esta especificación. Se utiliza para condiciones de servicio amargo que causa "SSC", y estas partidas deben cumplir con el estándar NACE MR-01-75 ultima edición.
2. Usar la válvula de retención tipo oblea, únicamente cuando se requiera por limitaciones de espacio o en diámetros mayores de 12" todas deben cumplir con el API- STD- 594 ultima revisión.
3. Los operadores de engrane se instalan en válvulas de compuerta, solo cuando se indique en los Planos y/o en el DI.
4. Todas las soldaduras circunferenciales deben tener una dureza de 22HRC, en caso contrario se deben de relevar esfuerzos hasta obtener esta dureza o menor de acuerdo al NACE MR-01- 75.
5. En caso de remoción de soldaduras., se debe de hacer del exterior al interior, los electrodos a utilizar deben de tener un contenido de níquel menor al 1%.
6. Usar válvulas esféricas de paso reducido, solo cuando la caída de presión no afecte el proceso.
7. El espesor mínimo de níquel de la bola será de 0.003".
8. Aplicar radiografiado de acuerdo al estándar IMP - DIT – 004, ultima revisión.
9. Las laterales " Y " , normales y reductoras se pueden usar en los mismos diámetros que las Te , normales y reductoras y los Latrolets en los mismos diámetros que los weldolets.
10. Las conexiones indicadas son las recomendadas para diseño, más no son limitantes.

SUBDIRECCIÓN DE INGENIERIA ESPECIFICACION H- 202- D54A
MATERIALES PARA TUBERIA

CODIGO. B 31.3

CLASE.: 150 R. F. AC AL CARBON

PRES. MAX.DIS (písg): 1350

TEMP. MAX.. DIS (°F) : 200

TOL. CORR. (PLGG) : 0.125

SERVICIO: AMARGO HUMEDO (P), AGUA AMARGA (AA), CONDENSADOS AMARGOS (P), GAS ACIDO (GA) (SSC) (1)

DIAM. NOM	0.5" 0.75" 1" 1.5" 2" 2.5" 3" 4" 6" 8" 10" 12" 14" 16" 18" 20" 24" 30" 36"												
TUBO (6, 9) CEDULA o E/P EXTREMOS	<table style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <tr> <td style="width: 33%; text-align: center;">ASTM 106 / B S / C</td> <td style="width: 33%; text-align: center;">API 5L / B "DASAW" COMP DEXOS</td> <td style="width: 34%;"></td> </tr> <tr> <td style="text-align: center;">160</td> <td style="text-align: center;">80</td> <td style="text-align: center;">40</td> </tr> <tr> <td colspan="3" style="text-align: center;">PLANOS</td> </tr> <tr> <td></td> <td style="text-align: center;">0.875 0.938 1.125 1.375 1.525</td> <td></td> </tr> </table>	ASTM 106 / B S / C	API 5L / B "DASAW" COMP DEXOS		160	80	40	PLANOS				0.875 0.938 1.125 1.375 1.525	
ASTM 106 / B S / C	API 5L / B "DASAW" COMP DEXOS												
160	80	40											
PLANOS													
	0.875 0.938 1.125 1.375 1.525												

ACCESORIO	DESCRIPCION
NIPLES	ASTM A106/B S/C, CEDULA 160 DE 0.5" a 2", EXTREMOS REQUERIDOS POR DISEÑO
BRIDA CAJA SOLDAR	ASTM, A105, CLASE 150 R.F. DE 0.5" a 2"
BRIDA CUELLO SOLDAR	ASTM A105 CLASE 150R.F DE 2.5" a 36", DIAMETRO INTERIOR IGUAL AL TUBO PERO CON EL BISEL DIMENSIONES MSS,-SP44, PARA MAYORES DE 24"
CONEXIÓN CAJA SOLDAR	ASTM A105 CLASE 6000 DE 0.5" a 2"
CONEXIÓN SOLDAR A TOPE	ASTM A234/WPB DE 2.5" a 36", DIAMETRO INTERIOR IGUAL AL TUBO PERO CON EL BISEL DIMENSIONES MSS,-SP75, PARA MAYORES DE 24"
CONEXIÓN INST. PRESION	NIPOLET EXTREMO PLANO, ASTM A105 CLASE 6000 DE 0.75"
CONEXIÓN INST. TEMPERATURA	BRIDA DE CUELLO LARGO 1.5", CLASE 600 R.F ASTM, CONEXIÓN VER ESTÁNDAR IMP-DTI-42 ULTIMA REVISION.
EMPAQUE	SEMI METALICO DE 1/8" DE ESPESOR, CINTA DE ACERO INOXIDABLE 316 ENROLLADA EN ESPIRAL SOBRE GRAFITO PURO, FLEXIBLE, API- 601, CLASE DE ACUERDO A BRIDAS.
ESPARRAGO	ASTM A 193/B7M CADMINIZADO
TUERCA	ASTM A 194/2HM CADMINIZADO HEXAGONAL
UNION NORMAL Y MANTENIMIENTO	BRIDADA CAJA SOLDAR DE 0.5" a 2"; BRIDADA CUELLO SOLDAR DE 2.5" a 36"

VALVULA	DESCRIPCION
COMPUERTA CAJA SOLDAR	CLASE 800 API CUERPO ASTM A 105 INTERIORES DE ACERO INOXIDABLE 316 VASTAGO; DISCO Y ASIENTO RECUBIERTO DE ESTELITA , TORNILLO EXTERIOR Y YUGO, BONETE ATORNILLADO, DISCO TIPO CUÑA SOLIDA ASIENTOS RECAMBIABLES, OPERADA CON VOLANTE DE 0.5" a 2"
GLOBO CAJA SOLDAR	CLASE 800 API CUERPO ASTM A 105 INTERIORES DE ACERO INOXIDABLE 316 VASTAGO; DISCO Y ASIENTO RECUBIERTO DE ESTELITA , TORNILLO EXTERIOR Y YUGO, BONETE ATORNILLADO, DISCO TIPO MACHO ASIENTOS RECAMBIABLES, OPERADA CON VOLANTE DE 0.5" a 2"
RETENCIO CAJA SOLDAR PISTON HORIZONTAL	CLASE 800 API CUERPO ASTM A 105 INTERIORES DE ACERO INOXIDABLE 316 VASTAGO; DISCO Y ASIENTO RECUBIERTO DE ESTELITA, TAPA ATORNILLADA, ASIENTO INTERCAMBIABLE. DE 0.5" a 2"
ESFERICA CAJA SOLDAR	CLASE 1500 WOG, CUERPO ASTM A105, DE 3 PIEZAS Y ATORNILLADO, PASO COMPLETO, BOLA Y VASTAGO; DE ACERO INOXIDABLE 316, SELLOS Y ASIENTO DE TEFLON REFORZADO, BOLA FLOTANTE, DISEÑO A PRUEBA DE FUEG, DE 0.5" a 2".
COMPUERTA BRIDADA (3)	CLASE 600 R.F CUERPO ASTM A216/WCB, INTERIORES DE ACERO INOXIDABLE 316, VASTAGO DISCO Y ASIENTOS RECUBIERTOS DE ESTELITA , TORNILLO EXTERIOR Y YUGO BONETE ATORNILLADO, DISCO TIPO CUÑA SOLIDA O FLEXIBLE Y ASIENTOS RECAMBIABLES, OPERADA CON VOLANTE DE 2.5" a 2"
ESFERICA BRIDADA (4, 8)	CLASE 600 R.F, CUERPO ASTM A216/WCB, BOLA AC. AL CARBÓN FORJADO, MONTADA SOBRE MUNON, CHAPADA CON NIQUEL ELECTROLESS, SELLOS DE TEFLON, PASO COMPLETO, CUERPO ATORNILLADO O SOLDADO, ASIENTO DE TEFLON, DISEÑO A PRUEBA DE FUEGO, OPERA CON MANERAL DE 2.05" a 4" Y CON ENGRANES DE 6" a 36.
GLOBO BRIDADA	CLASE 600 R.F CUERPO ASTM A216/WCB, INTERIORES DE ACERO INOXIDABLE 316, VASTAGO DISCO Y ASIENTOS RECUBIERTOS DE ESTELITA , TORNILLO EXTERIOR Y YUGO BONETE ATORNILLADO, DISCO TIPO MACHO ASIENTOS RECAMBIABLES, OPERADA CON VOLANTE DE 2.5" a 12"
RETENCION BRIDADA COLUMPIO	CLASE 600 R.F, CUERPO ASTM A216/WCB INTERIORES DE ACERO INOXIDABLE 316 TAPA ATORNILLADA, ASIENTO RECAMBIABLE DE 2.5" a 12"
RETENCION BRIDADA OBLEA (2)	CLASE 600 R.F, CUERPO ASTM A216/WCB INTERIORES DE ACERO INOXIDABLE 316 RESORTE DE INCONEL TIPO OBLEA ENTRE BRIDAS R.F, SELLO METAL A METAL DISCO BIPARTIDO DE 2.5" a 12"

SUBDIRECCIÓN DE INGENIERIA ESPECIFICACION H- 202- D54A

MATERIALES PARA TUBERIA

DNR O DNC	0.5"	0.75	1"	1.5"	2"	2.5"	3"	4"	6"	8"	10"	12"	14"	16"	18"	20"	24"	30"	36"	
0.5"	SWT	SRT	SRT	SRT	SRT	SOL	SOL	SOL	SOL	SOL	SOL	SOL	SOL	SOL	SOL	SOL	SOL	SOL	SOL	
0.75"		SWT	SRT	SRT	SRT	SOL	SOL	SOL	SOL	SOL	SOL	SOL	SOL	SOL	SOL	SOL	SOL	SOL	SOL	
1"			SWT	SRT	SRT	SOL	SOL	SOL	SOL	SOL	SOL	SOL	SOL	SOL	SOL	SOL	SOL	SOL	SOL	
1.5"				SWT	SRT	SOL	SOL	SOL	SOL	SOL	SOL	SOL	SOL	SOL	SOL	SOL	SOL	SOL	SOL	
2"					SWT	SOL	SOL	SOL	SOL	SOL	SOL	SOL	SOL	SOL	SOL	SOL	SOL	SOL	SOL	
2.5"						BWT	BRT	BRT	WOL	WOL	WOL	WOL	WOL	WOL	WOL	WOL	WOL	WOL	WOL	
3"							BWT	BRT	BRT	WOL	WOL	WOL	WOL	WOL	WOL	WOL	WOL	WOL	WOL	
4"								BWT	BRT	BRT	BRT	WOL	WOL	WOL	WOL	WOL	WOL	WOL	WOL	
6"									BWT	BRT	BRT	BRT	BRT	BRT	WOL	WOL	WOL	WOL	WOL	
8"										BWT	BRT	BRT	BRT	BRT	BRT	BRT	BRT	WOL	WOL	
10"	Nomenclatura (9), (10). DNC ; Diámetro nominal cabezal. DNR ; Diámetro nominal ramal SWT; Te inserto soldable. STR ; Te reducción o te reducción inserto soldable. SOL ; socklolet. WOL ; weldolet BWT ; Te soldable a tope. BRT ; Te reductoras soldable a tope.										BWT	BRT	BRT	BRT	BRT	BRT	BRT	BRT	WOL	WOL
12"												BWT	BRT	BRT	BRT	BRT	BRT	BRT	WOL	WOL
14"													BWT	BRT	BRT	BRT	BRT	BRT	BRT	WOL
16"														BWT	BRT	BRT	BRT	BRT	BRT	
18"															BWT	BRT	BRT	BRT	BRT	
20"																BWT	BRT	BRT	BRT	
24"																	BWT	BRT	BRT	
30"																		BWT	BRT	
36"																			BWT	

Notas:

1. Esta especificación. Se utiliza para condiciones de servicio amargo que causa "SSC", y estas partidas deben cumplir con el estándar NACE MR-01-75 última edición.
2. Todas las soldaduras circunferenciales deben tener una dureza de 22HRC, en caso contrario se deben de relevar esfuerzos hasta obtener esta dureza o menor en caso de reparación de soldaduras, esta se hará del exterior al interior los electrodos a utilizar deben de tener un contenido de níquel 1%.
3. Los operadores de engrane se instalan en válvulas de compuerta, solo cuando se indique en los Planos y/o en el DI constructivos.
4. Usar válvulas esféricas de paso reducido, solo cuando la caída de presión no afecte el proceso.
5. Usar la válvula de retención tipo oblea, únicamente cuando se requiera por limitaciones de espacio o en diámetros mayores de 12" todas deben cumplir con el API- STD- 594 última revisión.
6. Se aplican relevadores de esfuerzos en todas las soldaduras de tuberías con espesores mayores a 0.750".
7. Estos espesores no están amparados por API 5L, en la partida de requisición debe especificarse fabricación especial.
8. El espesor mínimo de níquel de la bola será de 0.003".
9. Aplicar radiografiado de acuerdo al estándar IMP - DIT - 004, última revisión.
10. En la tabla para conexión cabezal - ramal se indica la recomendada por diseño mas no en limitativa.

SUBDIRECCIÓN DE INGENIERIA ESPECIFICACION H- 202- D54A

MATERIALES PARA TUBERIA

CODIGO. B 31.3

CLASE.: 150 R. F. AC AL CARBON

PRES. MAX.DIS (pisg): 655

TEMP. MAX.. DIS (°F) : 300

TOL. CORR. (PLGG) : 0.125

SERVICIO: AMARGO HUMEDO (P), AGUA AMARGA (AA), CONDENSADOS AMARGOS (P), GAS ACIDO (GA) (SSC) (1)

DIAM. NOM	0.5"	0.75"	1"	1.5"	2"	2.5"	3"	4"	6"	8"	10"	12"	14"	16"	18"	20"	24"	30"	36"		
TUBO (4,7) CEDULA o E/P EXTREMOS	ASTM 106 / B S / C										API 5L /B "DASAW" COMP DEXOS										
	160		80					40									0.50	0.5	0.625	0.750	0.875
	PLANOS																				

ACCESORIO	DESCRIPCION
NIPLES	ASTM A106/B S/C,CEDULA 160 DE 0.5" a 0.75" CEDULA 80 1" a 2",EXTREMOS REQUERIDOS POR DISEÑO
BRIDA CAJA SOLDAR	ASTM, A105, CLASE 150 RF.F DE 0.5" a 2"
BRIDA CUELLO SOLDAR	ASTM A105CLASE 150R,F DE 2.5" a 36", DIAMETRO INTERIOR IGUAL AL TUBO PERO CON EL BISEL DIMENSIONES MSS,-SP44,PARA MAYORES DE 24"
CONEXIÓN CAJA SOLDAR	ASTM A105 CLASE 6000 DE 0.5" a 0.75"
CONEXIÓN CAJA SOLDAR	ASTM A105 CLASE 3000 DE 1" a 2"
CONEXIÓN SOLDAR A TOPE	ASTM A234/WPB DE 2.5" a 36", DIAMETRO INTERIOR IGUAL AL TUBO PERO CON EL BISEL DIMENSIONES MSS,-SP75,PARA MAYORES DE 24"
CONEXIÓN INST. PRESION	NIPOLET EXTREMO PLANO, ASTM A105 CLASE 6000 DE 0.75"
CONEXIÓN INST. TEMPERATURA	1" N.P.T ASTM A105, CLASE 6000 VER ESTANDAR IMP- DIT-42, ULTIMA REVISION, VER TABLA CABEZAL RAMAL.
EMPAQUE	GRAFITO PURO LAMINADO FLEXIBLE CON INSERTO DE LAMINA PERFORADA DE ACERO INOXIDABLE 316 CON 0.005" DE ESPESOR UNICAMENTE, DE 1/16" DE ESPESOR CLASE DE ACUERDO A BRIDAS
ESPARRAGO	ASTM A 193/B7M CADMINIZADO
TUERCA	ASTM A 194/2HM CADMINIZADO HEXAGONAL
UNION NORMAL Y MANTENIMIENTO	BRIDADA CAJA SOLDAR DE 0.5" a 2"; BRIDADA CUELLO SOLDAR DE 2.5" a 36"

VALVULA	DESCRIPCION
COMPUERTA CAJA SOLDAR	CLASE 800 API CUERPO ASTM A 105 INTERIORES DE ACERO INOXIDABLE 316 VASTAGO; DISCO Y ASIENTO RECUBIERTO DE ESTELITA , TORNILLO EXTERIOR Y YUGO, BONETE ATORNILLADO, DISCO TIPO CUÑA SOLIDA ASIENOS RECAMBIABLES, OPERADA CON VOLANTE DE 0.5" a 2"
GLOBO CAJA SOLDAR	CLASE 800 API CUERPO ASTM A 105 INTERIORES DE ACERO INOXIDABLE 316 VASTAGO; DISCO Y ASIENTO RECUBIERTO DE ESTELITA , TORNILLO EXTERIOR Y YUGO, BONETE ATORNILLADO, DISCO TIPO MACHO ASIENOS RECAMBIABLES, OPERADA CON VOLANTE DE 0.5" a 2"
RETENCIÓN CAJA SOLDAR PISTON HORIZONTAL	CLASE 800 API CUERPO ASTM A 105 INTERIORES DE ACERO INOXIDABLE 316 VASTAGO; DISCO Y ASIENTO RECUBIERTO DE ESTELITA, TAPA ATORNILLADO, ASIENTO RECAMBIABLE. DE 0.5" a 2"
ESFERICA CAJA SOLDAR	CLASE 1500 WOG , CUERPO ASTM A105, DE 3 PIEZAS Y ATORNILLADO, PASO COMPLETO, BOLA Y V; DE ACERO INOXIDABLE 316,VASTAGO, SELLOS Y ASIENTO DE TEFLON REFORZADO, BOLA FLOTANTE, DISEÑO A PRUEBA DE FUEG, DE 0.5" a 2".
COMPUERTA BRIDADA (3)	CLASE 300 R.F CUERPO ASTM A216/WCB, INTERIORES DE ACERO INOXIDABLE316, VASTAGO DISCO Y ASIENOS RECUBIERTOS DE ESTELITA , TORNILLO EXTERIOR Y YUGO BONETE ATORNILLADO, DISCO TIPO CUÑA SOLIDA O FLEXIBLE Y ASIENOS RECAMBIABLES,OPERADA CON VOLANTE DE 2.5" a 2"
ESFERICA BRIDADA (6, 7)	CLASE 300R.F, CUERPO ASTM A216/WCB, BOLA AC. AL CARBÓN FORJADO, MONTADA SOBRE MUÑO, CHAPADA CON NIQUEL ELECTROLESS, SELLOS DE TEFLON, PASO COMPLETO, CUERPO ATORNILLADO O SOLDADO, ASIENTO DE TEFLON, DISEÑO A PRUEBA DE FUEGO, OPERA CON MANERAL DE 2.05" a 8" Y CON ENGRANES DE 10" a 36".
GLOBO BRIDADA	CLASE 300 R.F CUERPO ASTM A216/WCB, INTERIORES DE ACERO INOXIDABLE316, VASTAGO DISCO Y ASIENOS RECUBIERTOS DE ESTELITA , TORNILLO EXTERIOR Y YUGO BONETE ATORNILLADO, DISCO TIPO MACHO ASIENOS RECAMBIABLES,OPERADA CON VOLANTE DE 2.5" a 12"
RETENCION BRIDADA COLUMPIO	CLASE 300 R.F, CUERPO ASTM A216/WCB INTERIORES DE ACERO INOXIDABLE 316 TAPA ATORNILLADA, ASIENTO RECAMBIABLE DE 2.5" a 12"
RETENCION BRIDADA OBLEA (2)	CLASE 300 R.F, CUERPO ASTM A216/WCB INTERIORES DE ACERO INOXIDABLE 316 RESORTE DE INCONEL TIPO OBLEA ENTRE BRIDAS R.F, SELLO METAL A METAL DISCO BIPARTIDO DE 2.5" a 12"

MATERIALES PARA TUBERIA

NR O DNC	0.5	0.75	1"	1.5"	2"	2.5"	3"	4"	6"	8"	10"	12"	14"	16"	18"	20"	24"	30"	36"				
0.5"	SWT	SRT	SRT	SRT	SRT	SOL	SOL	SOL	SOL	SOL	SOL	SOL	SOL	SOL	SOL	SOL	SOL	SOL	SOL				
0.75"		SWT	SRT	SRT	SRT	SOL	SOL	SOL	SOL	SOL	SOL	SOL	SOL	SOL	SOL	SOL	SOL	SOL	SOL				
1"			SWT	SRT	SRT	SOL	SOL	SOL	SOL	SOL	SOL	SOL	SOL	SOL	SOL	SOL	SOL	SOL	SOL				
1.5"				SWT	SRT	SOL	SOL	SOL	SOL	SOL	SOL	SOL	SOL	SOL	SOL	SOL	SOL	SOL	SOL				
2"					SWT	SOL	SOL	SOL	SOL	SOL	SOL	SOL	SOL	SOL	SOL	SOL	SOL	SOL	SOL				
2.5"						BWT	BRT	BRT	WOL	WOL	WOL	WOL	WOL	WOL	WOL	WOL	WOL	WOL	WOL				
3"							BWT	BRT	BRT	WOL	WOL	WOL	WOL	WOL	WOL	WOL	WOL	WOL	WOL				
4"								BWT	BRT	BRT	BRT	WOL	WOL	WOL	WOL	WOL	WOL	WOL	WOL				
6"									BWT	BRT	BRT	BRT	BRT	BRT	WOL	WOL	WOL	WOL	WOL				
8"	Nomenclatura (9), (10). DNC ; Diámetro nominal cabezal. DNR ; Diámetro nominal ramal SWT; Te inserto soldable. STR ; Te reducción o te reducción inserto soldable. SOL ; socklolet. WOL ; weldolet BWT ; Te soldable a tope. BRT ; Te reductoras soldable a tope.									BWT	BRT	BRT	BRT	BRT	BRT	BRT	BRT	BRT	WOL	WOL	WOL		
10"											BWT	BRT	BRT	BRT	BRT	BRT	BRT	BRT	BRT	BRT	WOL	WOL	
12"												BWT	BRT	BRT	BRT	BRT	BRT	BRT	BRT	BRT	WOL	WOL	
14"													BWT	BRT	BRT	BRT	BRT	BRT	BRT	BRT	BRT	WOL	
16"														BWT	BRT	BRT	BRT	BRT	BRT	BRT	BRT	BRT	
18"																		BWT	BRT	BRT	BRT	BRT	
20"																			BWT	BRT	BRT	BRT	
24"																					BWT	BRT	BRT
30"																						BWT	BRT
36"														BWT									

Notas.

1. Esta especificación. Se utiliza para condiciones de servicio amargo que causa "SSC", y estas partidas deben cumplir con el estándar NACE MR-01-75 ultima edición.
2. Los operadores de engrane se instalan en válvulas de compuerta, solo cuando se indique en los Planos y/o en el DTI.
3. Usar la válvula de retención tipo oblea, únicamente cuando se requiera por limitaciones de espacio o en diámetros mayores de 12" todas deben cumplir con el API- STD- 594 ultima revisión.
4. Todas las soldaduras circunferencias deben tener una dureza de 22HRC, en caso contrario se deben de relevar esfuerzos hasta obtener esta dureza o menor en caso de reparación de soldaduras, esta se hará del exterior al interior los electrodos a utilizar deben de tener un contenido de níquel 1%.
5. Usar válvulas esféricas de paso reducido, solo cuando la caída de presión no afecte el proceso.
6. El espesor mínimo de níquel de la bola será de 0.003".
7. Aplicar radiografiado de acuerdo al estándar IMP - DIT – 004, ultima revisión.
8. Las conexiones indicadas son las recomendadas para diseño, más no son limitantes.

Nota: En el documento emitido por :

Comité de normalización de petroleos mexicanos y organismos subsidiarios suncomite
técnicode noremalización de Pemex exporación y poducción.

Con el nombr:

N-NFR-001 Pemex 1999 (8 de octubre d 1999).

Tuberías de acero para recolección y transporte de hirdocarburos amargos.

Se encuentra la información de las característicasy propiedades de los aceos para
tuberías, que conducen gas amargo y son usados en las plantas procesadoras de
Pemex.

Capítulo 8 Seguridad industrial.

8.1 Seguridad industrial. Se puede considerar la existencia de un sin número de pioneros de la seguridad, que emprendieron una tarea lenta y difícil encaminada a cambiar la idea que se tenía del trabajador para considerarlo parte integral del proceso de producción y no solo como el recurso humano al que se debe proteger y motivar.

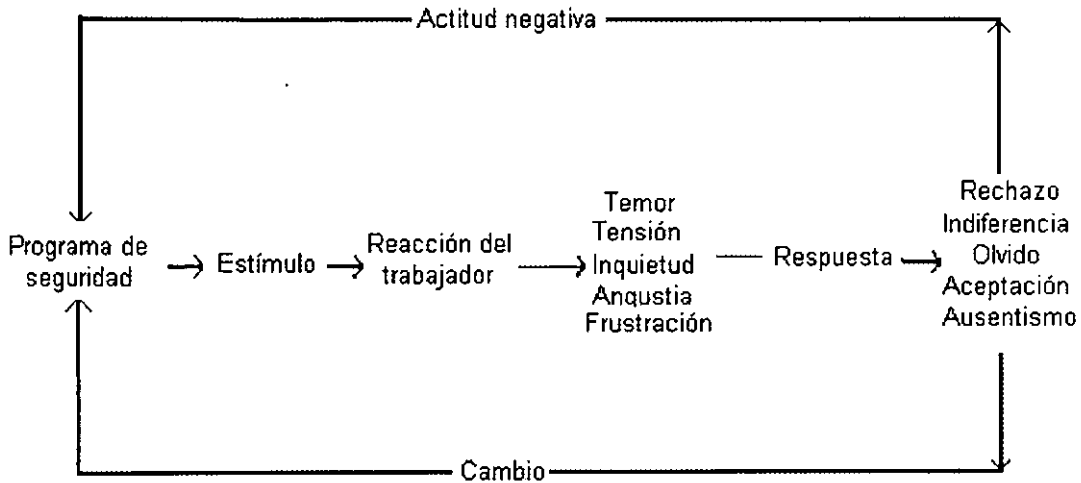


Fig 8.1 Mecanismos del trabajador que solo tienen satisfechas su necesidades fisiológicas y de seguridad.

Para entender este concepto de seguridad es necesario analizar los factores que forman parte integral del trabajador y que lo relacionan con su entorno.

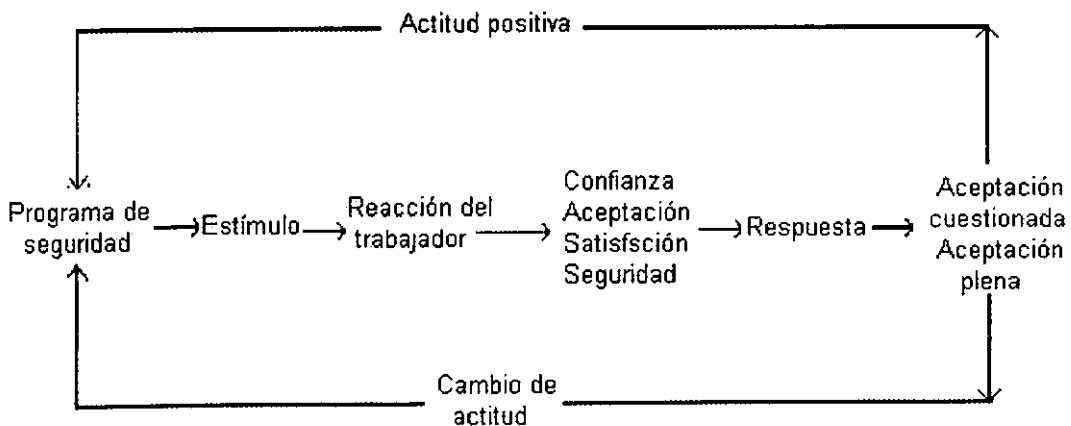


Fig 8.2 Mecanismos de reacción del trabajador que ha satisfecho sus necesidades afectivas y de autoestima.

8.1.1 Personalidad y actitud. Si la personalidad debe entenderse como el conjunto de elementos físicos, psíquicos y culturales que permiten diferenciar a cada individuo de los demás, es necesario tener presente que toda acción de seguridad deberá ser

elemento capaz de crear un cambio de actitud en cada integrante de la unidad productiva, por otra parte sabemos que:

Los elementos físicos; estatura, complexión, color de piel, etc.

Psíquicos; inteligencia, confianza, agresividad, etc.

Culturales; educación, religión, hábitos, etc.

Se relacionan para conformar la personalidad del individuo o características del grupo de trabajo, cuando se ha integrado a los trabajadores en cada acción o programas de seguridad establecido, habitualmente los identifican con cualquiera de las formas que aparecen en la figura 10.1.

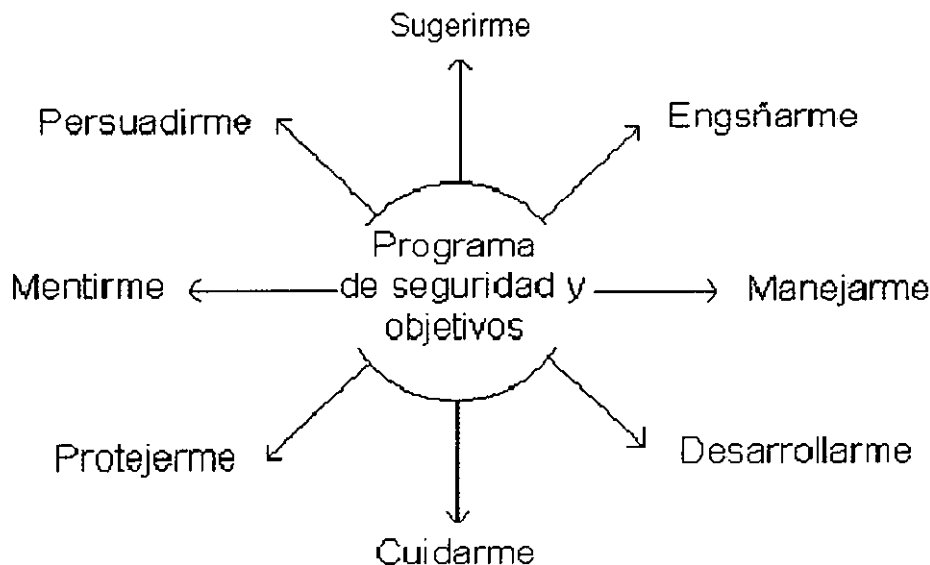


Fig. 8.3 Cómo interpreta el trabajador un programa de seguridad.

Por otra parte el encargado de seguridad deberá tener presente, que la motivación en cada individuo varía y además ésta está influenciada, por el medio ambiente de trabajo.

Si no se toman en cuenta estos aspectos se provocarán resistencias en los trabajadores y conflictos no deseados en una empresa.

La motivación de las personas depende de cinco necesidades; fisiológicas, de seguridad, de afecto, de estima y de autorrealización.

Cuando se cumplen estas cinco necesidades el individuo, es capaz de realizar cualquier actividad que se le asigne en el trabajo. Por esta razón, los programas de seguridad e higiene deben contemplar estos aspectos, para garantizar el éxito de los objetivos deseados.

8.1.2 Ambiente y seguridad, Las empresas operan en un marco de referencia donde existen factores reguladores que afectan y modifican el ambiente de la unidad productiva, los factores reguladores de influencia son los siguientes; sociales, políticos, económicos, legales y los internos de la empresa, estos conforman el entorno en el que labora el trabajador.

8.1.3 Factores legales; están constituidos por las leyes y reglamentos que la empresa debe cumplir y son los siguientes; licencias, permisos, informes, etc.

8.1.4 Factores sociales; incluyen las características de la comunidad en donde opera la unidad productiva, tomando en cuenta lo siguiente; costumbres, hábitos, prejuicios, políticos, características del sindicato, política laboral, y el tipo de contrato colectivo.

8.1.5 Factores tecnológicos; se consideran en virtud de cualquier modificación del proceso, ampliación o adaptación tecnológica. Hay que tener presente que los grandes problemas de seguridad no se resuelven con inversiones cuantiosas, sino con un programa efectivo de seguridad.

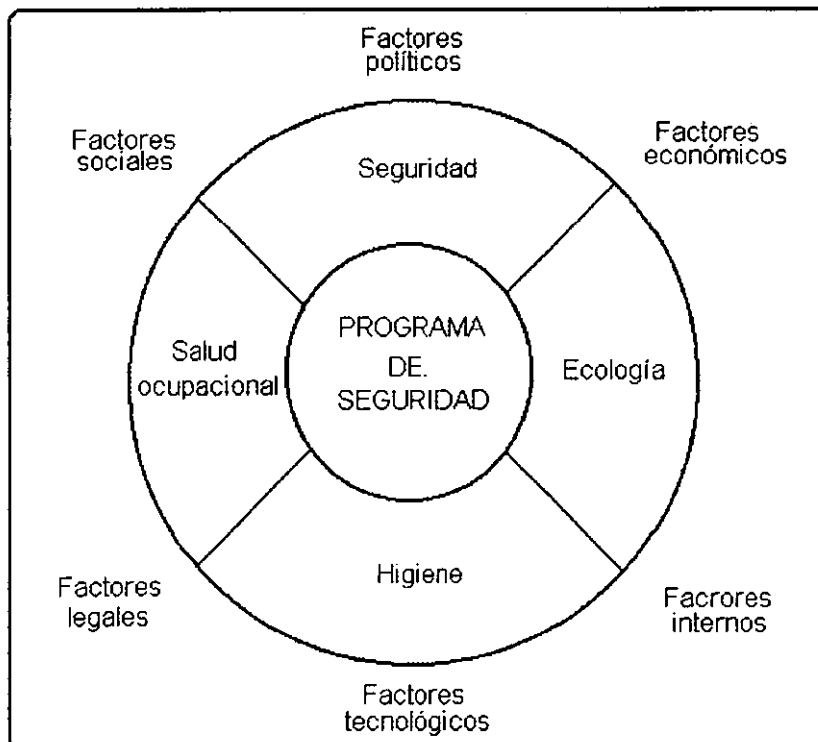


Fig 8.4 Factores que conforman el ambiente de un centro de trabajo.

8.2.1 Programa de seguridad.

Toma en cuenta la política empresarial, la reglamentación existente la intervención profesional de seguridad. Los programas deben tener presente que estos serán evolutivos con el propósito de enfrentarse a los retos a corto, mediano y largo plazo.

Áreas de acción y etapas de un programa de seguridad.

Etapas	Áreas de acción
Primaria	Legislación Métodos y procedimientos Registros y estadísticas Investigación de accidentes Equipo de protección personal Capacitación Análisis de costo Protección contra incendios
Secundaria	Evaluación de tensiones física. Planes de emergencia Higiene industria Toxicología industrial Salud ocupacional
Terciaria	Ergonomía Psicología Plan de ayuda mutua Protección de activos Control total de pérdidas Ingeniería de seguridad

8.1 Etapas de un programa de seguridad.

En la evolución el programa de seguridad tendrá modificaciones para su control en cada área de la unidad productiva.

A cada etapa de evolución le corresponderá áreas de acción específica, que deben implementarse y controlarse a partir de la etapa primaria para aspirar a las etapas superiores.

8.2.2 Seguridad y medicina: La relación entre los ingenieros de seguridad e higiene industrial y los médicos de una unidad productiva, tratarán los problemas de seguridad, según sea el caso.

La identificación y control de los riesgos posibles para la salud, tareas que depende de seguridad e higiene industrial, le sirven de base al departamento médico para establecer el 90 % de su programa, desde el tiempo de exámenes médicos que deben practicar, hasta el temario de las pláticas y demás acciones de educación, así como el adiestramiento de las brigadas de primeros auxilios.

8.2.3 Futuro de la seguridad en México: Podemos considerar que la seguridad en nuestro país es relativamente joven y que apenas se consolida como una disciplina que merece atención especial con personal capacitado y especializado.

El futuro es un gran reto, pero cada acción o intento por conformar programas encaminados a proteger recursos humanos y activos de las empresas nos aproxima hacia la conformación de una filosofía propia de seguridad que se convierta en la base de la productividad en nuestro país.

8.3 Normatividad

8.3.1 Políticas y reglas de seguridad en PEMEX.

1. Asegurar que todas las operaciones se realicen preservando la salud y la integridad personal, sin dañar las instalaciones o el medio ambiente, garantizando la continuidad de las operaciones.
2. La seguridad y la higiene industrial son responsabilidades de todos los que laboran en la instalación, desde el coordinador hasta el obrero general.
3. La seguridad debe aplicarse sobretodos los obstáculos y las normas deben cumplirse en todos sus puntos.
4. La seguridad tendrá prioridad a la brevedad.
5. La administración pugnará para que la seguridad goce de la misma posición que las demás actividades de la organización, tales como la producción, ventas tecnológicas etc.
6. Exigir que el personal de compañías desarrollen sus actividades en estricto apego a las normas y procedimientos de seguridad.

8.3.2 Comportamiento y reglas para el personal.

Todo el personal que labora en el centro de distribución o refinación así como la producción de cualquier producto por la compañía debe utilizar su equipo de protección personal que proporciona la empresa mientras permanezca en la instalación, aceptando la responsabilidad de respetar y cumplir las reglas de higiene y conducirse de una forma correcta, cuidando de los equipos de seguridad instalados para el auxilio en los casos de emergencia, tomando en cuenta que estas pueden salvar la vida, las áreas de trabajo deben encontrarse libres de cualquier peligro que pueda poner en riesgo la salud y la seguridad del personal, no se deben bloquear los pasillos peatonales y accesos a los equipos contraincendio.

8.3.3 Artículos prohibidos. Los siguientes artículos están estrictamente prohibidos, a la persona que se sorprenda en posesión de estos, no se le permitirá permanecer en el centro de trabajo y se enviara a disposición del departamento de personal.

- ❖ Bebidas embriagantes.
- ❖ Drogas (a excepción de aquellas utilizadas por descripción medicas).

- ❖ Armas de fuego de cualquier descripción.
- ❖
- ❖ Cámaras fotográficas y de video; el uso de estas requieren permiso oficial.

- ❖ Está estrictamente prohibido fumar en áreas de trabajo.

- ❖ Están estrictamente prohibidas las peleas y bromas pesadas por poner en riesgo la vida y la integridad del personal así como la seguridad de la instalación.

8.3.4 Seguridad personal.

Todo el personal deberá portar su ropa de trabajo (ropa 100% de algodón tipo industrial con logotipo de la empresa), casco y botas.

Las categorías de especialistas además del equipo mencionado deberán utilizar equipo de protección específico de acuerdo a la actividad a realizar. Está prohibido utilizar ropa de nylon, holgada o suelta, cadenas o anillos y especialmente para las personas que tienen contacto con equipos que tengan partes en movimiento

En los centros de distribución donde se maneja gas y condensados, en grandes cantidades y altas presiones la probabilidad de falla de equipos, recipientes o simplemente al intervenir recipientes o equipos por mantenimiento cambio etc; se pueden presentar fugas o emanaciones de gas, por esta razón se recomienda no usar barba ni pelo largo con el fin de facilitar el sello de la mascarilla de aire comprimido. La protección auricular debe utilizarse en áreas de alto nivel de ruido, las cuales estarán señaladas con letreros

8.4. Normatividad de seguridad e higiene y riesgo.

8.4.1 Antecedentes

Toda actividad humana genera alteraciones, de diferentes grados y signos, en el equilibrio natural de un ecosistema dado. La Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos establece en su artículo 25 - Capítulo I: De las garantías individuales- disposiciones referentes a la obligación del Estado de fomentar la soberanía de la Nación y su régimen democrático mediante el fomento del crecimiento económico, todo esto bajo criterios de equidad social y productividad sujetos a modalidades que dicte el interés público y al uso, en beneficio general, de los recursos productivos, cuidando su conservación y el medio ambiente.

De ésta forma, la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos es creadora de una serie de leyes, reglamentos, normatividades y acuerdos, los cuales - en conjunto- conforman la Legislación Mexicana en Seguridad, Higiene y Medio Ambiente.

8.4.2 Riesgo.

En este capítulo se presenta la normatividad vigente aplicable en los aspectos relativos a riesgo y seguridad e higiene laboral, incluyendo legislación y normatividad mexicana, así como aquellas normas o códigos internacionales utilizados.

Como referencia para aquellos casos en los cuales no existe normatividad mexicana actualmente, pero que sin embargo, se consideran importantes debido al potencial de afectación que pudieran representar en determinada situación, afectando a la salud de personal de la planta o centro de trabajo así como a la población que viva en el entorno a las instalaciones.

8.5 De la Ley General del Equilibrio Ecológico y la Protección al Ambiente, en materia de riesgo:

Titulo Cuarto, Capítulo V: Actividades consideradas como altamente riesgosas.

Art. 146, "La Secretaría, ... determinarán y publicarán ... los listados de las actividades que deban considerarse altamente riesgosas..."

Art. 147, "La realización de actividades industriales, (...) altamente riesgosas, se llevará a cabo en apego a lo dispuesto por ésta Ley, las disposiciones reglamentarias que de ella emanen y las normas oficiales mexicanas,

Normas Técnicas para Instalaciones Eléctricas.

Acuerdos

Acuerdo con el que se dan a conocer los formatos en los que la Industria Nacional debe declarar el volumen y tipo de generación de residuos peligrosos, señalado en el Reglamento de la Ley General del Equilibrio Ecológico y la Protección al Ambiente:

1. Identificación
2. Características de los residuos
3. Manejo del residuo dentro de la empresa

ACUERDO por el que las Secretarías de Gobernación y Desarrollo Urbano y Ecología, con fundamento en lo dispuesto por los Arts. 5o Fracción X y 146 de la Ley General del Equilibrio Ecológico y la Protección al Ambiente; 27 Fracción XXXII y 37 Fracciones XVI y XVII de la Ley Orgánica de la Administración Pública Federal, expide el primer listado de actividades altamente riesgosas:

Art. 1, Se considerará como actividad altamente riesgosa, el manejo de sustancias peligrosas en un volumen igual o superior a la cantidad del reporte.

Art. 2, Para los efectos de este ordenamiento se considerarán las definiciones contenidas en la Ley General del Equilibrio Ecológico y la Protección al Ambiente y las siguientes (...).

Art. 3, Con base en lo previsto en el artículo primero, se expide el primer listado de actividades altamente riesgosas, que corresponde a aquellas en que se manejen sustancias tóxicas. Estas actividades son la producción, procesamiento, transporte, almacenamiento, uso o disposición final de sustancias que a continuación se indican, cuando se manejen volúmenes iguales o superiores a las cantidades de los reportes.

Art. 5, Para efectos del presente acuerdo, se entenderá como sustancias en estado sólido, a aquellas que se encuentren polvo menor de 10 micras.

8.6 Reglamentos y normas.

8.6.1 Reglamentos Internos

DG-GPASI-SI-8200, Manual de Seguridad para contratistas que desarrollan trabajos en las instalaciones industriales de Pemex Exploración y Producción.

Programa para la Prevención de Accidentes.

Plan de Emergencias.

Reglamento de Seguridad e Higiene de Petróleos Mexicanos, 1984.

Norma GPEI-IT-8000. Procedimiento de Archivo Técnico de Inspección y Seguridad en los Centros de Trabajo de la Subdirección de Transformación Industrial

GPEI-IT-0400 Procedimiento para efectuar las pruebas hidrostáticas a tuberías y equipos de las instalaciones dependientes de la subdirección de transformación industrial.

Norma T-300. Prueba de Presión en Campo para Tubería de Proceso y Servicios Auxiliares, Equipo e Instrumentos.

GPEI-IT-0903. Procedimiento para Efectuar la Revisión de la Tornillería de Líneas y Equipos en las Instalaciones en Operación de la Subdirección de Transformación Industrial.

GPEI-IT-0004. Revisión de Tanques de Almacenamiento Atmosférico.

GPEI-IT-3001. Para la Instalación de Niplería en Líneas y Equipos de Proceso.

GPEI-IT-0200. Procedimiento de Revisión Inicial de Niplería de Plantas en Construcción.

GPEI-IT-0204, Rev. 4. Procedimiento para el registro, análisis y programación de la calibración preventiva.

PXR-SC-NO.008DG-GPASI-8300, Rev. 0. Norma de identificación de tanques de almacenamiento.

8.7.2 Normas de referencia

MANUAL NFPA: Asociación Nacional de Protección Contra Incendios. Sección 20.

8.8 Seguridad e higiene laboral

Reglamento Federal de Seguridad, Higiene y Medio Ambiente de Trabajo, Enero 1997.

Normas Oficiales Mexicanas en materia de seguridad e higiene

NOM-001-STPS-1993, condiciones de seguridad e higiene en los edificios, locales, instalaciones y áreas de los centros de trabajo.

NOM-002-STPS-1993, condiciones de seguridad para la prevención y protección contra incendio en los centros de trabajo.

NOM-004-STPS-1993, sistemas de protección y dispositivos de seguridad en la maquinaria y accesorios en los centros de trabajo.

NOM-005-STPS-1998, condiciones de seguridad en los centros de trabajo para el almacenamiento, transporte y manejo de sustancias químicas peligrosas.

NOM-006-STPS-1993, condiciones de seguridad e higiene para la estiba y desestiba de los materiales en los centros de trabajo.

NOM-011-STPS-1993, condiciones de seguridad en los centros de trabajo donde se genere ruido.

NOM-017-STPS-1993, equipo de protección personal para los trabajadores en los centros de trabajo.

NOM-019-STPS-1993, constitución, registro y funcionamiento de la Comisión Mixta de Seguridad e Higiene en los centros de trabajo.

NOM-020-STPS-1993, medicamentos, materiales de curación, y personal que presta los primeros auxilios en los centros de trabajo.

NOM-021-STPS-1993, requerimientos y características de los informes de riesgos de trabajo que ocurren, integrar las estadísticas.

NOM-022-STPS-1993, condiciones de seguridad de los centros de trabajo donde la electricidad estática represente un riesgo.

NOM-023-STPS-1993, elementos y dispositivos de seguridad de los equipos para izar en los centros de trabajo.

NOM-024-STPS-1993, condiciones de seguridad e higiene en los centros de trabajo donde se generen vibraciones.

NOM-025-STPS-1993, niveles y condiciones de iluminación que deben tener los centros de trabajo.

NOM-026-STPS-1993, seguridad, colores y su aplicación.

NOM-027-STPS-1993, señales y avisos de seguridad e higiene.

NOM-028-STPS-1993, seguridad - código de colores para la identificación de fluidos conducidos en tuberías.

NOM-080-STPS-1993, determinación del nivel sonoro continuo equivalente, al que se exponen los trabajadores en los centros de trabajo.

NOM-100-STPS-1993, extintores polvo.

NOM-101-STPS-1993, extintores espuma.

NOM-102-STPS-1993, extintores bióxido de carbono.

NOM-103-STPS-1993, extintores agua.

NOM-104-STPS-1993, extintores polvo ABC.

NOM-106-STPS-1993, extintores polvo químico BC.

NOM-107-STPS-1993, accidentes, equipo fijo.

NOM-110-STPS-1993, protección en máquinas y herramientas.

NOM-113-STPS-1993, calzado - protección.

NOM-114-STPS-1993, riesgo, comunicación.

NOM-115-STPS-1993, cascos.

NOM-122-STPS-1996, Funcionamiento de los recipientes sujetos a presión.

NOM-CC-004-1990, que establece la aprobación, distribución, cambios, modificaciones, actualización y control de documentación. Inciso 6.4

Ley General del Equilibrio Ecológico y la Protección al Ambiente, 1997, Art. 147,

“Guía para la elaboración de los programas para la prevención de accidentes”,
Dirección General de Normatividad Ambiental, I.N.E.

Finalmente, todos los trabajadores y contratistas del centro deberán aplicar y respetar la normatividad de seguridad que PEMEX ha desarrollado y que rige actualmente el desempeño de todo el personal interno y externo que presta servicios de obra a las instalaciones de PEMEX.

8.9 Normas y reglamentos de referencia.

De entre los principales documentos que deberán acatarse irrestrictamente y que será responsabilidad de los contratistas conocer y difundir entre sus trabajadores están:

- 1 Reglamento de Seguridad e Higiene de Petróleos Mexicanos.
- 2 Norma No. AVII-10 Extintores portátiles contra incendio
- 3 Norma No. GI-5 Lentes de seguridad para dispositivos de protección ocular.
- 4 Norma AVIII-6 Distancia límite mínima que debe existir entre una fuente que en operación normal pueda producir contaminación del ambiente por ruido o por sustancias químicas y aquellas áreas destinadas para almacenes, oficinas y casetas de vigilancia.
- 5 Norma GI-8 Lámparas de mano de seguridad para usarse en áreas peligrosas.
- 6 Reglamento RG.03.0.01 Para el registro, control administrativo e investigaciones, técnica, administrativa y jurisdiccional de siniestros.
- 7 Reglamento RG.98.0.03 Para el desempeño de la función preventiva de seguridad industrial en PEMEX.
- 8 Norma No. 07.3.13 Requisitos mínimos de seguridad para el diseño, construcción, operación, mantenimiento e inspección de tuberías de transporte.
- 9 Plan general de emergencias para los sistemas de transporte por tubería.
- 10 Instructivo IN.03.0.04 Lineamientos para el personal de la gerencia e Higiene Industrial institucional que formula o revisa documentos normativos de seguridad e higiene.
- 11 Instructivo IN.10.1.02 Seguridad para personal de operación y mantenimiento de ductos.
- 12 Norma NO.10.1.15 Servicios de comunicación para el sistema de ductos.

- 13 Norma NO. DIV-2 Reglamento para el manejo, transporte y almacenamiento de cilindros metálicos para gases comprimidos.
- 14 Norma NO.09.0.05 Señalización de seguridad.
- 15 Norma NO.03.0.03 Acceso de personas a instalaciones de PEMEX.
- 16 Norma NO.03.0.04 Tránsito interior de vehículos en instalaciones industriales administrativas y de servicio de PEMEX.
- 17 Norma NO.GI-9 Requisitos para cinturones, bandolas, arnés y líneas de sujeción y líneas de vida para usos industriales y de construcción.
- 18 Norma NO:GI-10 Ropa de trabajo para protección contra lluvia.
- 19 Norma NO.AVII-28 Clasificación de áreas peligrosas y selección de equipo eléctrico en instalaciones de producción de hidrocarburos.
- 20 Instructivo IN.02.0.01 Para el uso y mantenimiento de cinturones y arneses de seguridad.
- 21 Instructivo IN.03.0 .03 Para los ocupantes de oficinas de PEMEX, ¿Qué hacer en caso de emergencia?
- 22 Reglamento RG.10.0.01 Reglamento para la realización de Operaciones Peligrosas.

8.9 Notas:

La norma A III – 6

Con el título:

Distancia limite mínima que debe existir entre una fuente que en operación normal pueda producir contaminación del ambiente por ruido o por sustancias químicas y aquellas áreas destinadas para almacenes oficinas y casetas de vigilancia.

Esté documento nos proporciona la información de distancias mínimas de seguridad que debe existir entre un área de riesgo y un área de referencia.

En el documento emitido por PEMEX por el grupo normativo:

Subdirección de distribución
 Unidad de control de operaciones de suministro
 Subgerencia de apoyo operativo y contingencias

Con el título.

Manual general para la atención de áreas afectadas por hidrocarburos.

Se menciona la normatividad y criterios para la atención de una contingencia dentro de un área civil.

En el documento emitido por PEMEX por el grupo normativo:

Comité interorganismos de ductos (C.I.D).

Con el título.

Lineamientos generales para la elaboración de diagnósticos sociales en los derechos de vía de ductos de petróleos mexicanos.

Este documento menciona la normatividad para la construcción de una tubería con todos los alcances de seguridad.

En el plan nacional de desarrollo 90 - 94. (martes 14 de agosto de 1992)

Anexo 2 criterio U – III.

Nos proporciona la información de la distancia mínima a la cual los asentamiento humanos están permitidos.

Pemex con su plan de atención a contingencias resolverá el percance que tenga en el momento si éste no es muy serio.

Pemex con su plan de atención a contingencias, resolverá el percance que tenga en el momento si éste no es muy serio, pero si el percance sale de control y es muy grave la situación, Pemex con atención a contingencias, solicitará la ayuda para resolver el problema de las siguientes instituciones gubernamentales según sea el caso.

1. Pemex; plan de atención a contingencias
2. Protección civil.
3. Gobierno estatal.
4. Gobierno municipal.(delegacional).
5. Ejército mexicano (plan DN III).

Cuando es inmediata la atención a cualquier contingencia por la institución Pemex y ésta lo realiza con un 100% de efectividad, las demás instituciones no participan en la operación.

Capítulo 9.0

Probable impacto ambiental durante la construcción de una planta procesadora de gas amargo

9.1 Los posibles impactos ambientales producidos durante la construcción son:

1. Deterioro de la abundancia de especies de flora y fauna por actividades de desmonte.
2. Modificación puntual de los patrones de escurrimientos superficiales.
3. Modificación puntual de la hidrología de la zona por la construcción de caminos de acceso y áreas de bodegas
4. Contaminación puntual de aguas superficiales por el derrame de lubricantes y combustibles.
5. Contaminación puntual del suelo por derrames de lubricantes y combustibles.
6. Modificación puntual de la estructura del suelo por excavaciones y desplantes de estructuras.
7. Contaminación atmosférica puntual por el funcionamiento de maquinaria y equipo de combustión.
8. Contaminación puntual por ruido por la operación de maquinaria y equipo.
9. Transferencia de sedimentos a través de los cuerpos de agua.
10. Alteración del comportamiento y mortalidad de las especies acuáticas por flujo de vehículos, derrames y transferencia de sedimentos.
11. Impacto temporal en las actividades pesqueras de la zona.
12. Desaparición de especies por actividades de caza por parte del personal.
13. Contaminación del suelo, subsuelo y agua por disposición de excretas humanas.
14. Contaminación de suelo superficial y deterioro y muerte de especies de fauna por residuos sólidos de tipo doméstico.
15. Pérdida de cubierta vegetal por actividades de mantenimiento de obras de apoyo.

16. Bloqueo temporal de los movimientos, diarios y estacionales de fauna.
17. Alteración en la estructura visual del entorno.
18. Mejoramiento temporal de las condiciones económicas de la zona por la derrama económica por demanda de bienes y servicios.
19. Generación de empleos temporales y permanentes.

9.2 Impactos ambientales en operación y mantenimiento.

Los impactos negativos derivados de la operación son aquellos relacionados con la generación de todo tipo de residuos contaminantes al aire, agua y suelo, el riesgo de fugas, incendios y explosiones con repercusiones regionales, básicamente derivados de las condiciones de diseño.

Por otro lado, los impactos generados por el mantenimiento surgen la necesidad de mantener accesibles y limpias las instalaciones y por el manejo de sustancias químicas para este efecto; eventualmente las tareas de mantenimiento pueden provocar accidentes con repercusiones ambientales, si no se realizan aplicando procedimientos de seguridad.

De esta manera, los impactos determinados por la operación de una planta procesadora de gas amargo son:

1. Modificación de la cubierta natural por desmonte permanente de la vegetación circundante a las instalaciones.
2. Deterioro de la vegetación existente por disposición inadecuada de los residuos del desmonte..
3. Contaminación de agua y suelo por el derrame accidental de grasas aceites, lubricantes o hidrocarburos de procesos.
4. Alteración y compactación de la estructura del suelo por el paso de personal, maquinaria y vehículos en los alrededores de las instalaciones.
5. Alteración de patrones de escurrimiento del agua superficial por tareas de reparación de obra civil.
6. Alteración de los patrones de comportamiento animal por el movimiento de personas y vehículos en la zona de las instalaciones.
7. Pérdida de especies vegetales en peligro de extinción (manglares).

8. Descarga de aguas aceitosas a cuerpos de agua por falta de mantenimiento o poca capacidad.
9. Contaminación atmosférica permanente por la operación de quemadores.
10. Contaminación atmosférica derivadas de pequeñas fugas por falta de mantenimiento.
11. Deterioro de agua, suelo y vegetación por fugas masivas de hidrocarburos.
12. La mitigación de estos impactos es posible en todos los casos y se derivan de las siguientes actividades generales:
 - ❖ Aplicación de los criterios establecidos en el Programa de Manejo del Area de protección de Flora y Fauna, para actividades petroleras.
 - ❖ Aplicación de normas y procedimientos de seguridad aplicados en PEMEX.
 - ❖ Aplicación de las políticas ambientales de PEMEX.
 - ❖ Aplicación de la legislación ambiental mexicana vigente.

Capítulo 10 Reducción de riesgos en el manejo de gas amargo.

10.1 El conjunto de acciones generales para la reducción de riesgos es la aplicación de las siguientes acciones:

1. Instalación de sistemas de enfriamiento con rocío de agua de los equipos.
2. No realizar trabajos donde no existan pruebas de corrosión recientes y dentro de norma.
3. Instalar solamente equipos del sistema de automatización que cumplan con especificaciones y que no presenten fugas en juntas y empaques.
4. Instalar equipos en las instalaciones de acuerdo a normas y diseño mecánico.
5. Instalar líneas de desfogue en válvulas de alivio.
6. Diseñar e implementar un programa de detección y reparación de fugas de gas y condensados.
7. Reforzar un programa de identificación de tuberías por tipo de fluido.
8. Reforzar los sistemas de comunicación de riesgos de todos los recipientes y equipos de proceso.
9. Reacondicionar las áreas de oficina y de permanencia del personal en espacios cerrados con muros contrafuego.
10. Se diseñarán procedimientos de seguridad y se capacitará al personal.
11. Se conformarán brigadas de seguridad y control de riesgos y se llevarán bitácoras de cada una.
12. Se deberá emitir y difundir a todos los niveles del proyecto las políticas de seguridad.
13. Se establecerá un programa de entrenamiento en los procedimientos de seguridad y se dejará constancia de su seguimiento.
14. Se establecerá un programa de mantenimiento preventivo de los equipos.
15. Instalar sistemas de detección y alarma de incendios o fugas.
16. Practicar periódicamente el combate contra incendio con integrantes del centro de trabajo y contratistas, en coordinación con las autoridades locales.

17. Dotación y verificación del uso de equipo de protección personal a cada trabajador según actividad a desarrollar.
18. Establecer los procedimientos por paro de emergencia.
19. Antes de iniciar un trabajo en cualquier instalación del Pemex los contratistas deberán inspeccionar las áreas de trabajo y detectar condiciones inseguras o de riesgo de trabajo, independientemente que el personal cuente con el equipo de protección personal, la capacitación continua y supervisión constante.
20. Los contratistas deberán dar aviso si detectan alguna fuga o condición insegura, por la cual no puedan realizar sus trabajos, para que el centro evalúe el riesgo (por ejemplo mediante el uso de explosímetros) y emita las acciones a seguir.
21. Para obras mayores dentro del área no se instalarán equipos, aparatos o componentes que hayan sufrido algún golpe, los camiones y grúas serán aterrizados y frenados con topes. Habrá un supervisor para detectar cualquier movimiento de los mismos. Se aterrizarán tuberías y equipos.
22. Antes de iniciar un trabajo de excavación, el contratista inspeccionará el área de trabajo y se dará aviso al centro y empresa supervisora de las condiciones inseguras detectadas.
23. En excavaciones donde existen tuberías que conducen sustancias peligrosas y electricidad, éstas se realizarán manualmente,
24. Para trabajos realizados a alturas mayores de 1.00 m el personal contará con el arnés y cinturón porta herramienta. Las plataformas serán verificadas para detectar situación insegura antes de iniciar los trabajos, se contará con el equipo de protección personal y solamente se utilizará personal con alta en el IMSS.
25. En trabajos en instalaciones eléctricas no se trabajará sobre equipo energizado. Solamente se utilizará equipo de iluminación artificial estanco y a prueba de explosión. Se hará monitoreo frecuente de explosividad y el contratista reportará cualquier situación insegura.
26. En caso de situación insegura por mal tiempo se suspenderá el suministro eléctrico y se anotará en bitácora la situación.
27. Reforzar el programa de auditorías internas y la aplicación de las medidas derivadas de ellas.
28. Contar en el centro de trabajo con un archivo general de seguridad que mantenga ordenado, actualizado y disponible toda la información de diseño, operación y mantenimiento de las instalaciones.

29. Generar y aplicar un programa de automatización en todo el centro de trabajo y reforzar el sistema de detección de fugas.

10.2 De manera enunciativa pero no limitativa se describen a continuación las medidas de mitigación que pudieran aplicarse en el caso de una planta procesadora de gas amargo.

- 1. Queda prohibida la expansión de la actividad petrolera en cualquiera de sus fases (prospección, exploración, explotación, conducción y reactivación).**
- 2. No se permite la construcción de nuevos ductos o de cualquier otro tipo de infraestructura petrolera.**
- 3. No se permitirá la rehabilitación de la infraestructura actualmente instalada (abandonada, taponada) con fines de reactivación para su explotación y/o aprovechamiento.**
- 4. No deberán afectarse superficies mayores de las ya afectadas por la infraestructura instalada.**
- 5. No se permitirá eliminar la vegetación arbustiva y arbórea fuera de las zonas afectadas por las obras que requieran mantenimiento, específicamente los manglares.**
- 6. Se prohíbe el uso de productos químicos, maquinaria pesada y la quema durante las actividades de desmonte y deshierbe que fueran necesarias.**
- 7. No se permite la modificación de la topografía e hidrodinámica de la zona con la generación de bordos y/o barreras físicas de cualquier tipo.**
- 8. Queda prohibida la apertura o ampliación de nuevos canales y caminos de acceso.**
- 9. Queda prohibida la apertura de nuevos bancos de material.**
- 10. No se permitirá la disposición a cielo abierto de residuos sólidos domésticos o industriales, así como de material sobrante de reparaciones y mantenimiento.**
- 11. No se permite el vertimiento de aguas residuales domésticas sin previo tratamiento.**
- 12. Queda prohibida la instalación de campamentos.**
- 13. Se evitará cualquier tipo de derrame de aceites, lubricantes y combustibles en aguas superficiales.**
- 14. Queda prohibido almacenar cualquier sustancia con características CRETIB.**

Capítulo 11: Conclusiones:

1. Los estudios de corrosión realizados por las industrias procesadoras de petróleo como: Pemex, Texaco, Quaker State, etc., y los diferentes estudios que dan origen a las normas A.S.T.M , A.P.I , etc., demuestran que es necesario evaluar el tiempo de vida útil de los hierros y aceros que se utilizan en la construcción de plantas y tuberías que procesan y transportan gas amargo. Esto es con la finalidad de minimizar y evitar riesgos que en su momento pueden causar pérdidas materiales, afectación al medio ambiente, además de lamentar vidas humanas.
2. Los procesos de corrosión son uno de los muchos factores de los cuales la seguridad industrial está pendiente. La seguridad industrial ha detectado que los procesos de corrosión que se presentan con mayor frecuencia en el procesamiento y en la transportación de gas amargo son: corrosión por exfoliación, agrietamiento por corrosión – esfuerzo, fractura por corrosión – esfuerzo y fragilización por hidrógeno. Como consecuencia de esta problemática surge la necesidad de realizar estudios de corrosión destinados para predecir el tiempo de vida útil y de la afectación de los equipos por este fenómeno.
3. Los procesos industriales en los cuales la seguridad industrial ha sido adoptada como una herramienta de trabajo ha logrado prevenir y reducir el número de accidentes, disminuir paros en el proceso fuera de programa (paros no programados), así como paros totales o de emergencia, mejoramiento de equipos e instalaciones industriales, mejoramiento en las tomas de decisiones con menor error humano, menores pérdidas en la producción y un mejor aprovechamiento de los recursos humanos como económicos, y como resultado final de lo antes mencionado, un mejoramiento en la calidad de los productos terminados, una menor inversión en el proceso de fabricación de los productos, así mismo una mayor producción y una capitalización óptima para la industria.

Capítulo 12; Bibliografía.

1. Corrosión and corrosión control: An introduction to corrosión science and engineering. Edición 2. New York: Wiley, 1971. 419 p.
2. Fontana, Marcelio Guido, Corrosión engineering / Marsg. fontana Edición 3. New York México McGraw-Hill, 1986 556 p. Corrosión y anticorrosivos.
3. Fontana, Marselio Guido, Corrosión engineering / Mars g. fontana, norbertd.greene. Edición 2 New York : McGraw-Hill, 465 p. Corrosión y anticorrosivos.
4. Uhlig, Herbert Henry, 1907-The corrosión handbook / Ed. by herbert h. uhlig and sponsored by the electrochemical society, New York. New York : J. wiley, 1958 1948 . 1188 p. Corrosión y anticorrosivos
5. Ortega Manriquez, José Antonio. Corrosión industrial / José Antonio Ortega Manriquez. Barcelona: Marcombo, 1990. 113 p. Corrosión y anticorrosivos
6. Corrosion-resistant piping systems / Philip A. Schweitzer. New York: M. Dekker, c1994. Vii, 443 p. corrosión technology; Tuberías. Corrosión
7. Uhlig, Herbert Henry, 1907. Corrosión y control de corrosión Tr. Eduardo Aguilar. Bilbao : Urmo, 1963 .393 p. Corrosión y anticorrosivos
8. Otero Huerta Enrique. Corrosión y degradación de materiales / Enrique Otero Huerta. Madrid: Síntesis, 1997. 366 p. Corrosión y anticorrosivos. Corrosión Electrolytica. Materiales resistentes a la corrosión. Materiales
9. West, John Michael. Corrosión y oxidación: Fundamentos / J. m west; vers. española Ernesto Gutiérrez Miravete. México: Limusa, 1986. 285 p Notas Traducción de: bsic corrosión and oxidación. Corrosión y anticorrosivos
10. Corrosión y protección metálicas / coord. S. Feliu, y M.C. Andrade. Madrid: Consejo Superior de Investigaciones Científicas, 1991-9999 Corrosión y anticorrosivos Consejo Superior de Investigaciones Científicas (España)
11. Evans, Ulick Richardson. Corrosiones metálicas / Ulick r. Evans; vers. española por José company bueno Barcelona; México : Reverte, 1986, 1987. 318 p Notas Traducción de: an introduction to metallic corrosión. Corrosión y anticorrosivos Entrada Ad Company Bueno, José Tr.
12. Corrosión and corrosión protection handbook / Ed. by philip a. schweitzer Edición 2. # ed.rev.and expanded New York: M dekker, 1989. 660 p. Corrosión y anticorrosivos Manuales, etc. Entrada Ad Schweitzer, Philip A.

13. Genesca, Joan. Mas allá de la herrumbre / Joan Genesca, Javier Ávila m. México: Sep : Fondo de Cultura Económica, 1986. 110 p . Corrosión y anticorrosivos - Obras de divulgación Entrada Ad Avila M, Javier, coaut. Entrada Ad México. Secretaria de Educación Pública
14. Bockris, John O'M. , 1923. electroquímica moderna / John o'm. Bockris y Amulya k. n. reddy. Barcelona. Reverte, 1978-1980 Bockris, John O'M. , 1923. electroquímica moderna / John o'm. Bockris y Amulya k. n. reddy. Barcelona : Reverte, 1978-1980. 2 v.. Electroquímica.
15. Villarreal Domínguez, Enrique. Electroquímica / Por e. Villarreal Domínguez, s. Bellode Villarreal. México: Anuiés, 1975. V. Nota Con Contenido: pte. 1-2. electroquímica. Entrada Ad Bellode Villarreal, Silvia
16. Rase, Howard. Diseño de tuberías para plantas de proceso / Vers. j. perez peces. .. Madrid: Blume, 1973. 301 p.. Tuberías. Ingeniería química
17. Kentish, D. N. W.. Tuberías industriales: Diseño, selección, cálculo y accesorios / D. n. w. kentish. Bilbao : Urmo, 1989. 368 p. Tuberías – Ajuste
18. . Tubos de acero: Catalogo de fabricantes / Cámara nacional de la industria del hierro y el acero. [México]: Cámara nacional de la industria del hierro y el acero, comité de sustitución de importaciones de petróleos mexicanos,. 64 p. Tuberías de acero - Directorios Entrada Ad Cámara Nacional de la Industria del Hierro y del Acero (México). Comité de Sustitución de Importaciones de Petróleos Mexicanos
19. Clasific. T55 G7518 1996 Grimaldi, John V., 1916-. La seguridad industrial: su administración / John V. Grimaldi, Rollin H. Simonds; versión en español y adaptación técnica Isidro Saldaña Duran; con la colab. Ed. de Juan Carlos Vega Fagoaga, Enrique García Carmona, Martha Elena Figueroa Edición 2a ed. . México, D. F.: Alfaomega, c1996. 721 p. Notas Traducción de: Safety management. Seguridad industrial
20. American Society for Metals. Metales handbook. Edición 8 # 1961-. Metales park, 1961-9999. V. Acero. Metales
21. American Society for Metals. Metales handbook. Edición 8 # 1961-. Metals park, 1961-9999 . V 13 . Corrosión. . Metales
22. Arpáis Barreiro, José . Aceros especiales y otras aleaciones / por José Apraiz Barreiro Edición 5 .. Madrid : dossat . 652 p. Acero.
23. Apraiz Barreiro, José . Aceros especiales. .. Madrid : Dossat, 1956 . 529 p. Acero

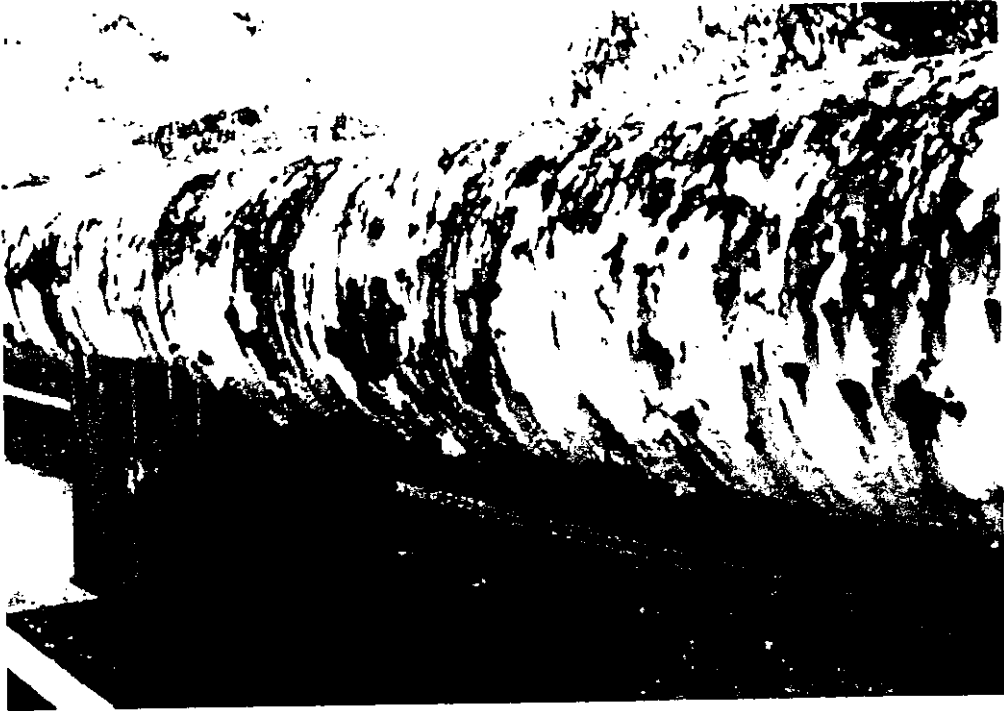
24. Inchaurreza Zabala, Adrián . Aceros inoxidables y aceros resistentes al calor : Propiedades transformaciones y normas / Adrián Inchaurreza Zabala .. México : Limusa, 1981 . 410 p. ISBN 968-18-1385-5 . Acero inoxidable . Acero - Tratamiento térmico
25. American Society for Testing Materials . Astm-ip petroleum measurement tables : British ed. british imperial, unites of measurement. astm designation de 150, designation 200, bs handbook no. 15. Condón : Institute of petroleum, 1968
26. . ASTM standars in building codes / American Society for Testing and Materials. V 2 . Danvers, MA : American Society for Testing and Materials, c1997 . v 2
27. Guy, Albert G. . Metalurgia física para ingenieros = physical metallurgy for engineers / By albert g. guy ; tr. De francisco muñoz del corral ; con la colab de gunter joseph-baumann .. Bogota ; México : Fondo educativo interamericano. 1970 . 374 p Notas Texto en: ingles, espanol Notas Traducción de: physical metallurgy for engineers . Metalurgia física
28. Higgins, Raymond Aurelius . Ingeniería metalúrgica / Tr. Por lionel dignowity .. México : Ed continental, 1963 . 2 v. Notas . original: engineering metallurgy NotaCon Contenido v. 1. metalúrgica física aplicada.- v.2. tecnologia de los procesos metalurgicos. Metalurgia . Metalurgia física.
29. Manual de Toxicología Clínica. Prevención Diagnostico y Tratamiento Dr. Pobert. H Dreisbach sexta edición. Editorial El Manual Moderno. S.A C.V. México D, F 1988.
30. Toxicología Medica . Manual para Médicos Farmacéuticos y Químicos. Prof. Dr. Phil . Dr. Med. H . Fuhner. Tercera edición. . Editorial Científico Medico. Barcelona 1956.
31. Toxicólogo. Mechanisms. And Analitical Methods. Edited by C.Psterwart . A.Stolman. V:2.1961. Academic. Press. VewYork And London.
32. Manual de Toxicología Industrial . E:R. Plunkett, M.D. Edt. Urmo. Publicaciones.
33. Chemical Publishing, Company Inc. J. Nueva York.
34. Toxicología Fundamental. Manuel Repeto. Editorial; Científico Medico. Barcelona España 1981.
35. La salud en el trabajo. Coord. Fernando Martínez Cortés. México, D. F. , : Novum corporativo. 1998. Trabajo y Trabajadores- Atención Medica. Martínez Cortés. Ed.

36. La seguridad industrial y su administración . John V. Grimaldi. Rolling . H Simonds. Representaciones y servicios de ingeniería, S. A de C.V . MézxicoY Traducido y adaptación al español por Juan Naves Ruiz.
37. Blanco Matas, Alberto. Tecnología de alimentos o recubrimientos orgánicos.
38. Blancomatas, 1. Y Villegas Ch. Y Colab. México: Quimica, 1966 – 1974. V2.Pinturas industriales. Villegas Ch. Luis Y Ves Coaut.
39. D.R Gave, Depto de Metalurgia Fundamentos de tratamientos y Protección de Superficies Metálicas J. Climent Beltrán. Primera Edición 1975 – 1986. Editorial Alhambra R.E.182. Impreso En España. Selecciones Gráficas.
40. Manual de Procedimientos de Ingeniería de Diseño Pemex SPCO. GIP Ingeniería de Corrosión.
41. Manual de Seguridad. Centro de Distribución de Gas y Condensado Marino C;D Pemex. Región Marina Noreste. Gerencia De Seguridad Industrial Y Protección Ambiental Cordinación Técnica Operativa.Manual Elaborado Por Personal Técnico Adscrito Ala Gerencia De Seguridad industrial Y Protección Ambiental R.M:N.E

12.1 NORMAS PEMEX:

1. ND.03.0.02 Norma de seguridad derecho de vía de las tuberías de fluidos.
2. DN,03.0:01 Dictamen Normativo Nomenclatura para la identificación de material y ocumentos relacionados con la seguridad industrial.
3. Norma AVII-4 Prevención de corrosión en Tuberías destinadas al transporte de gas natural hidratado con o sin gases ácidos (1973).
4. Norma AAVII Materiales para Tuberías de proceso que manejan gas amargo en diferentes condiciones de operación con humedad y sin interiores de corrosión. (1967).
5. N:4.118.06 Tubos soldados ACERO austenítico de grandes diámetros para servicio corrosivo y de alta temperatura.
6. N:2132.01 Sis. de protección anticorrosiva a base de recubrimientos.
7. N:2.135.01 Sis.s de protección catódica.
8. N.3.135.01 Instalación de sis.s para protección catódica.

Corrosión en tuberías.



Fotografía N-1 Corrosión uniforme o general.

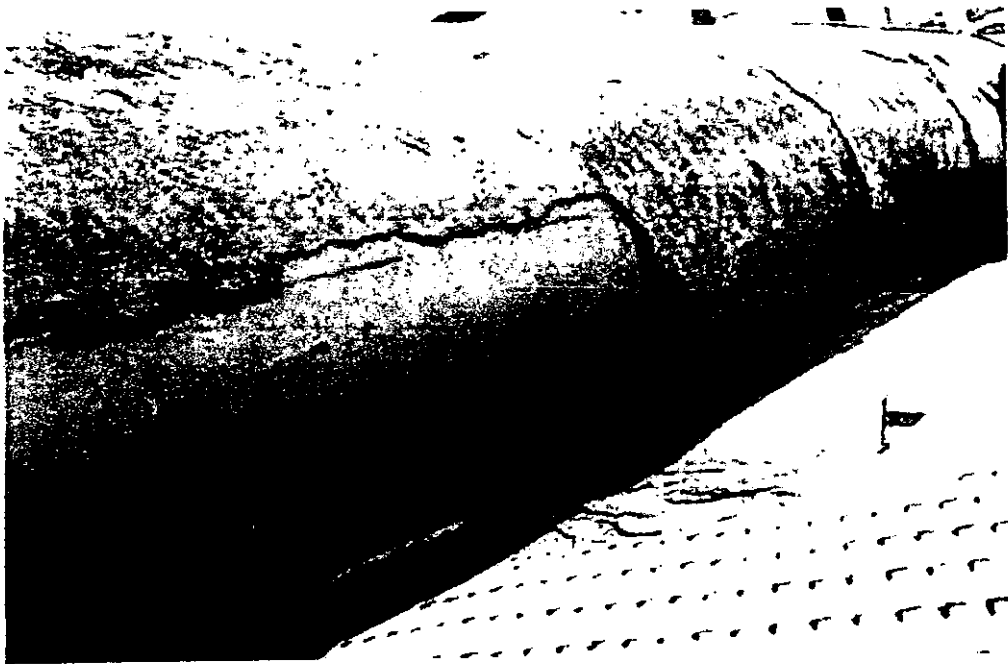


Fotografía N- 2 Corrosión por el terreno

Corrosión en tuberías.



Fotografía N 3 Protección contra la corrosión por recubrimientos

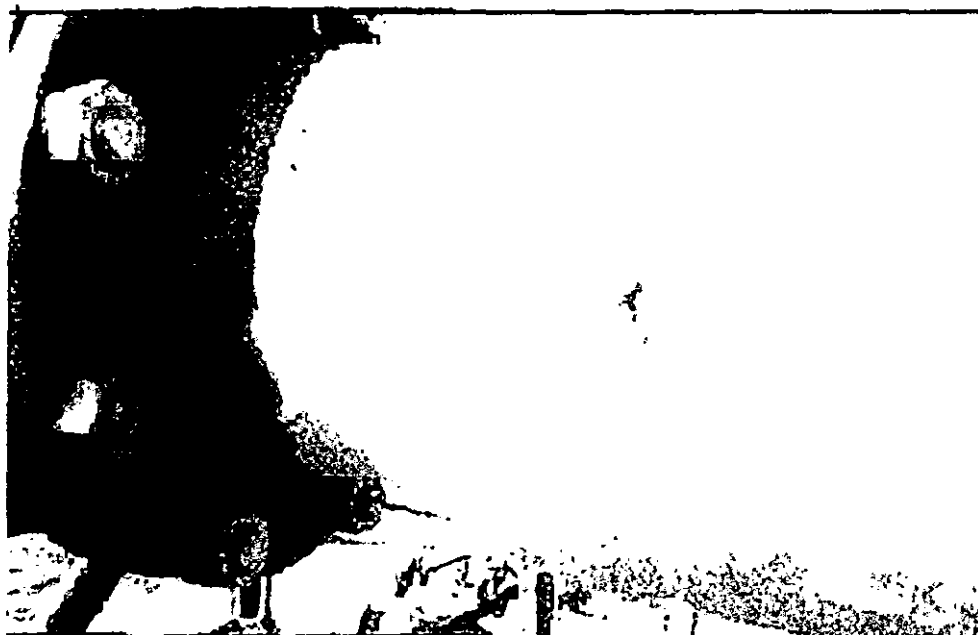


Fotografía N 4 Protección por recubrimientos. Aspectos de corrosión por falla de la junta mecánica.

Corrosión en tuberías



Fotografía N- 5 Corrosión en mocheta y soporte protección mecánica fuera de norma.

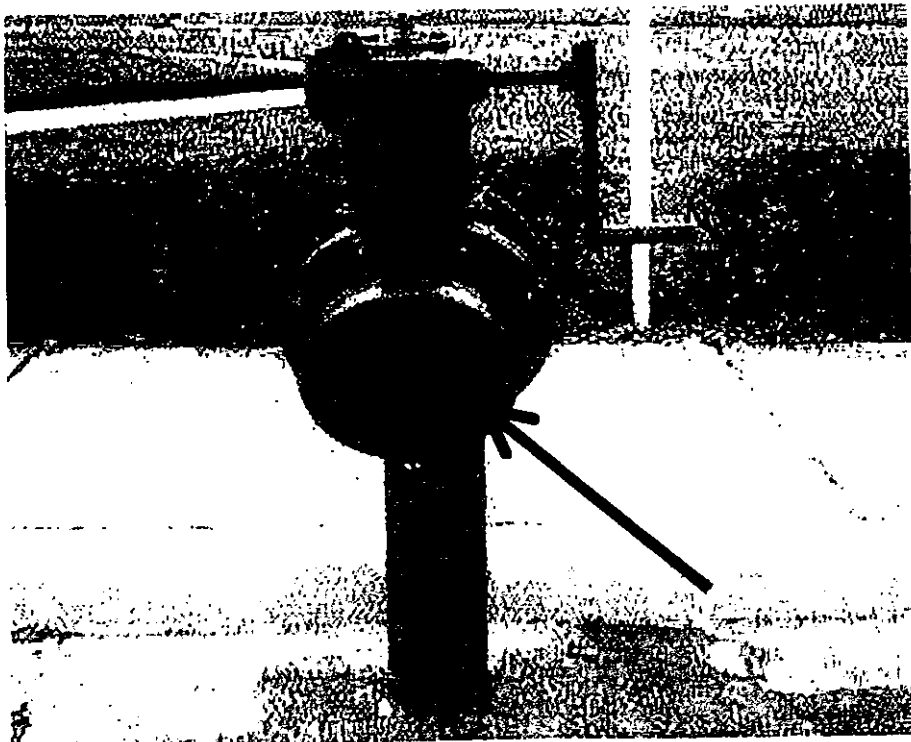


Fotografía N- 6 Corrosión selectiva en puntos bien definidos.

Corrosión en válvulas

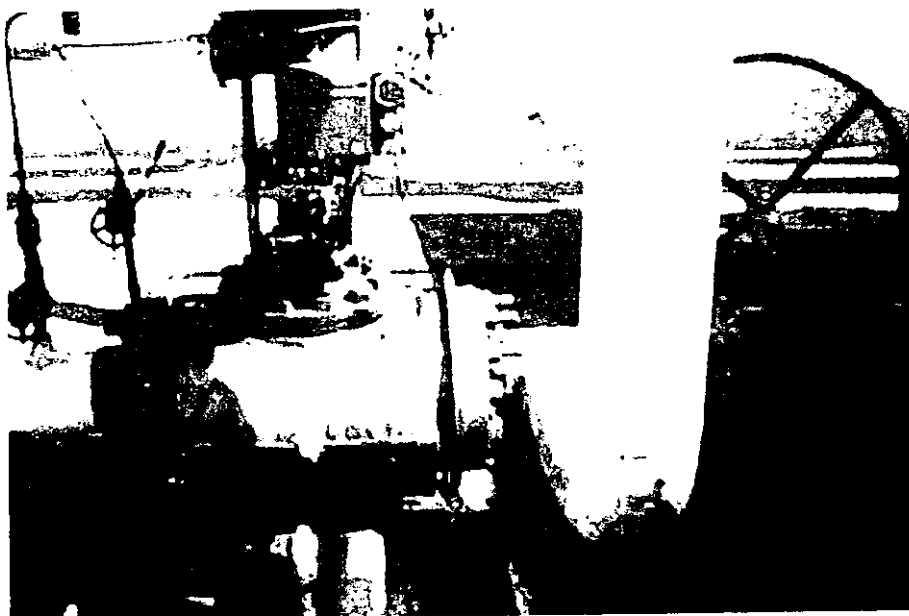


Fotografía N· 7 Falla de junta por efecto de corrosión



Fotografía N· 8 Corrosión electroquímica. Herrumbre en las cuerdas o roscas

Corrosión en válvulas.



Fotografía N-9 Válvula que controla el paso de agua de vapor para calentar gas.



Fotografía N-10 Aparente corrosión por picadura.

Corrosión en válvulas.



Fotografía N-11 Esta corrosión es debida por un defecto metalúrgico.



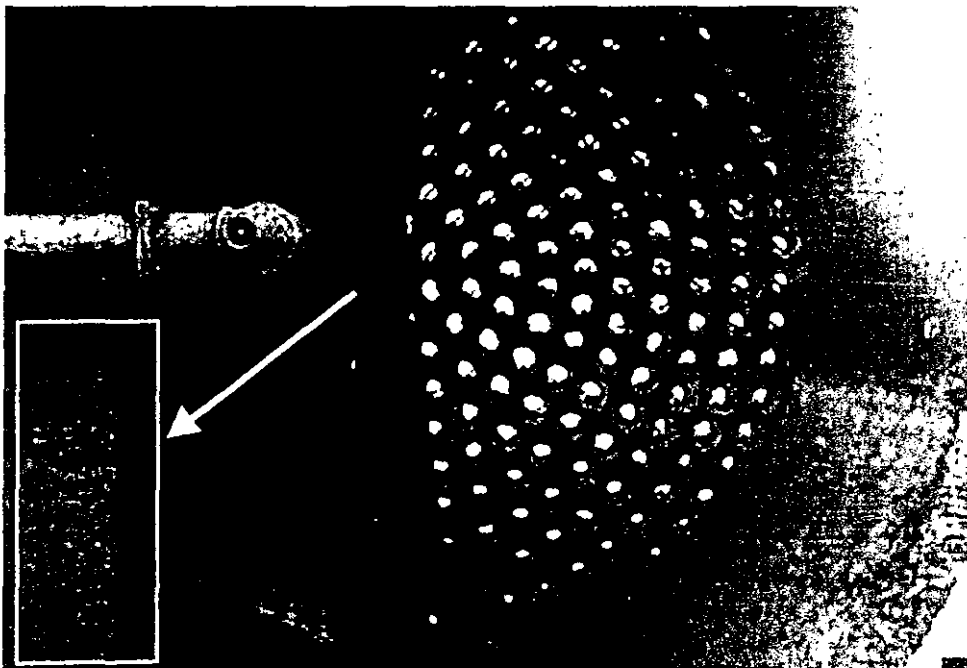
Fotografía N-12 Defcto ocasionado en la válvula.

Accesorio; reducción de tubería con brida para espárragos.



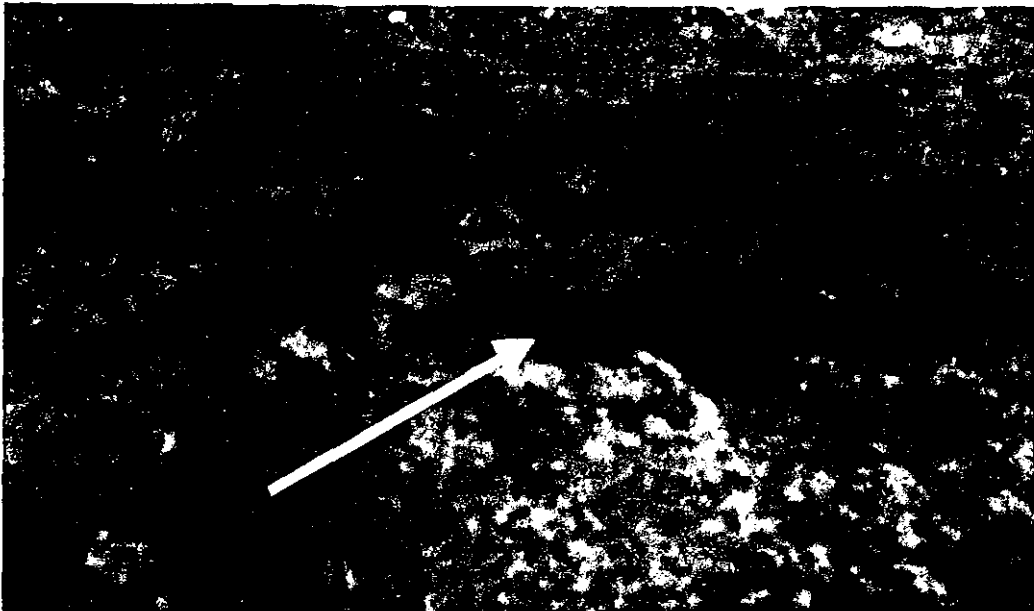
Fotografía N-13 Corrosión por erosión.

Tanque de condensados amargos.

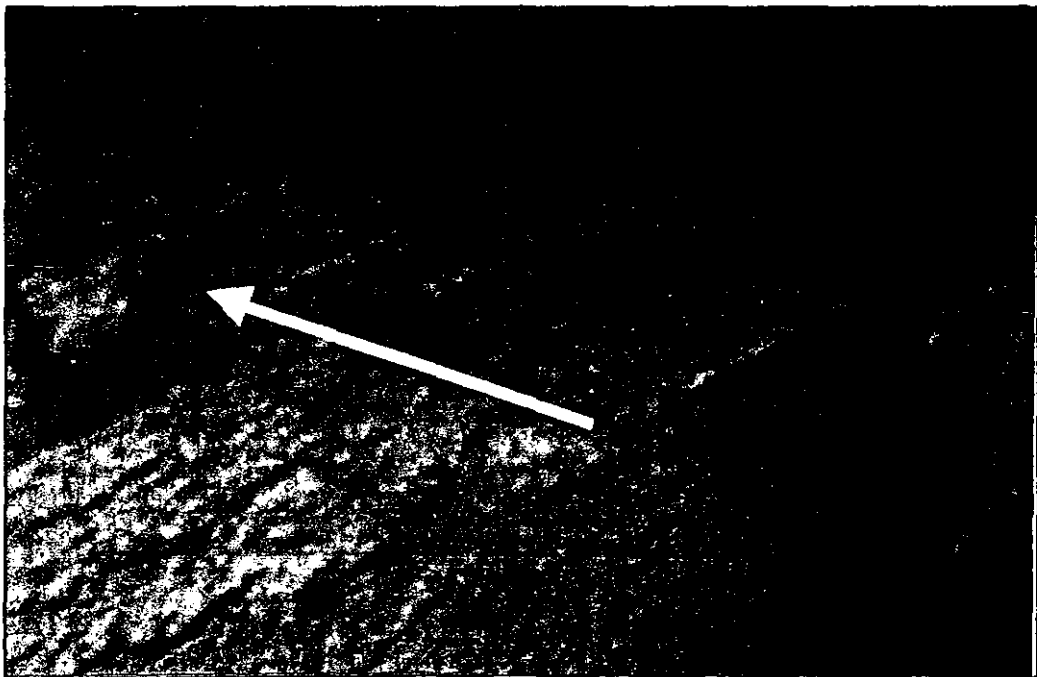


Fotografía N-14 Corrosión por exfoliación.

Forma de la corrosión por exfoliación en el proceso del gas amargo

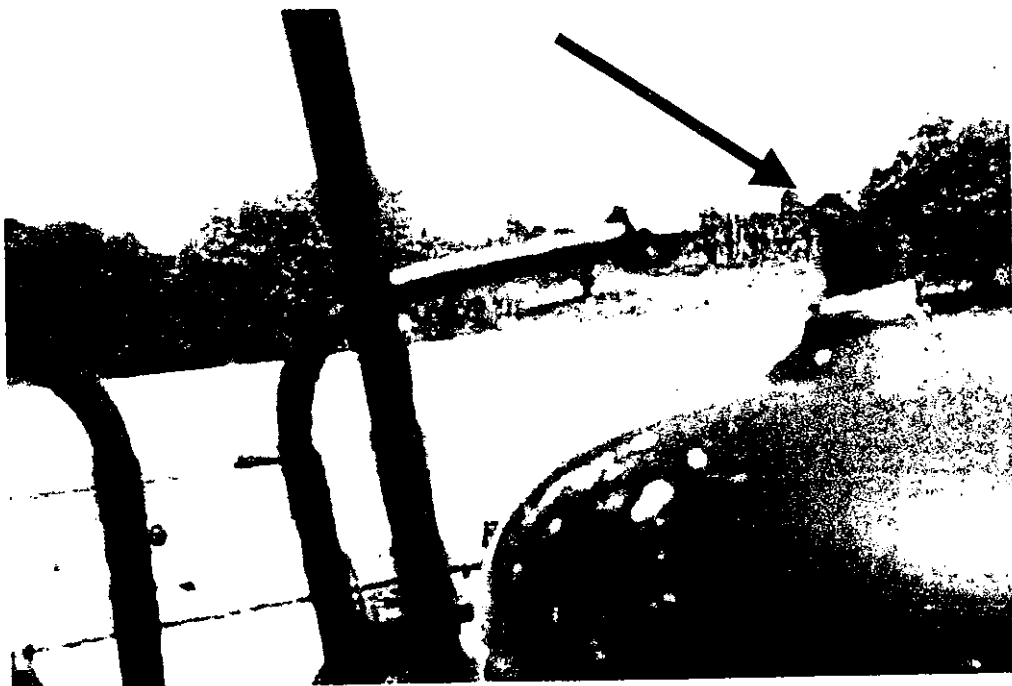


Fotografía N-15 Corrosión por exfoliación la corrosión se presentan en forma de gruesas láminas de oxido que se desprenden de la superficie.

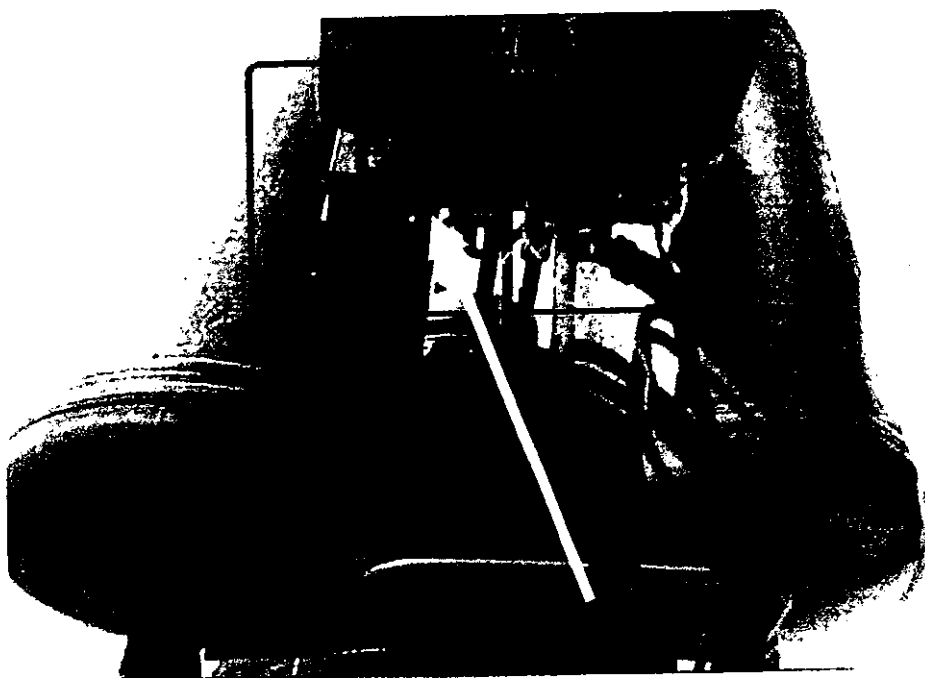


Fotografía N-16 Corrosión por exfoliación láminas de oxido que se desprenden de la superficie.

Corrosión en sistemas automáticos de válvulas.



Fotografía N-17 Corrosión por exfoliación; por efecto del medio ambiente que rodea a este equipo.

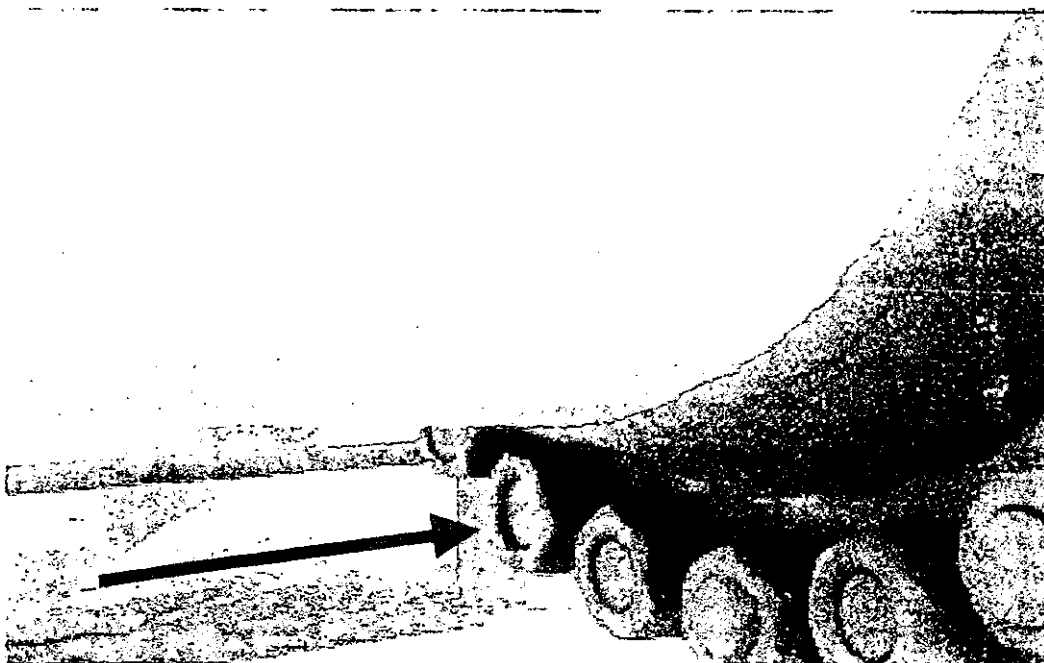


Fotografía N-18 Corrosión galvánica en las uniones roscadas del sistema automático.

Tornillería fuera de norma



**Fotografía N-19 Espárragos cortos no cumplen con la norma
ASTM193/A193M-92.**



**Espárragos cortos no cumplen con la norma ASTM193/A193M-92.
Espárragos cortos no cumplen con la norma ASTM193/A193M-92.**