

UNIVERSIDAD DEL BÍO-BÍO
FACULTAD DE INGENIERIA
DEPARTAMENTO DE INGENIERIA MECANICA



**ESTUDIO DE INTEGRIDAD ESTRUCTURAL EN SISTEMAS DE
PIPING**

Informe de Habilitación profesional

presentado en conformidad a los requisitos

para optar al Título de Ingeniero Civil Mecánico

Profesor guía:

Sr. Juan Carlos Figueroa B.

YONLIMAR SEN FLORES AVENDAÑO

CONCEPCION – CHILE

2015

Resumen

En la presente habilitación profesional se evaluará integridad estructural en Piping, utilizando códigos y normas propuestas para aquello, en la cual el componente evaluado finalmente será aceptado, reclasificado o cambiado.

En el primer capítulo se definirá el concepto de integridad estructural, las sociedades o entidades que serán usadas para la evaluación; algunas características de tubos y tuberías que conforman un sistema de Piping, también se darán a conocer las condiciones y esfuerzos presentes en las líneas de tuberías que producen fallas a largo plazo.

En el segundo capítulo se entregarán características de los ensayos no destructivos más utilizados en evaluación de integridad estructural, profundizando en ultrasonido por el hecho de ser el más usado por su exactitud (necesita un estudio previo) y fácil manipulación, además de poseer la universidad un detector de defectos por ultrasonido.

En el tercer capítulo se dan a conocer los códigos utilizados en la evaluación, sus características y alcances.

En el cuarto capítulo se evaluará integridad estructural en Piping; tanto práctica como teóricamente; cuatro tipos de daños fueron escogidos:

- Pérdida local de metal
- Picaduras
- Soldadura desalineada y distorsiones de carcasa
- Soldadura de Piping fisurada

Objetivos

Objetivo general

Estudio de códigos, normas y aplicaciones de estas al análisis de integridad estructural en sistemas de Piping.

Objetivos específicos

Revisión de códigos y normas aplicadas al estudio de sistemas de Piping.

Definir ensayos no destructivos más apropiados para el estudio de integridad estructural en sistemas de Piping.

Ejecutar un análisis de integridad estructural en Piping.

ÍNDICE

Introducción.....	1
-------------------	---

CAPÍTULO I

TEORÍA Y CONCEPTOS

1.1 Integridad estructural.....	3
1.2 Códigos y normas de construcción.....	4
1.2.1 ASME.....	5
1.2.2 API.....	6
1.3 Piping.....	7
1.3.1 Tubos y tuberías.....	8
1.3.2 Soldadura de tubos.....	9
1.4 Condiciones presentes en el Piping.....	11
1.4.1 Efectos de diseño.....	11
1.4.2 Efectos ambientales.....	12
1.4.3 Efectos dinámicos.....	12
1.4.4 Efectos de peso.....	13
1.4.5 Efecto de la expansión y contracción térmica.....	14
1.4.6 Efectos de apoyo, anclaje y movimientos finales.....	14
1.5 Esfuerzos presentes en el Piping.....	15

CAPÍTULO II

ENSAYOS NO DESTRUCTIVOS

2.1 Examen visual.....	17
2.2 Inspección por líquidos penetrantes.....	18
2.3 Partículas magnéticas.....	18
2.4 Inspección por ultrasonido.....	19

2.4.1 Personal	20
2.4.2 Teoría del ultrasonido.....	21
2.4.3 Palpador.....	21
2.4.3.1 Palpadores de contacto directo	22
2.4.3.2 Palpador para inmersión	22
2.4.4 Formas de medición.....	22
2.4.4.1 Técnica de haz normal	22
2.4.4.2 Técnica de haz angular	23
2.4.5 Resultados.....	24
2.4.5.1 Presentación A-SCAN.....	24
2.4.6 Ultrasonido convencional (UT).....	25
2.4.7 Phased Array	26
2.4.8 Equipo de medición presente en Depto. Mecánica, Universidad del Bio Bio.....	28

CAPÍTULO III

CÓDIGOS UTILIZADOS EN FFS

3.1 ASME B31.3	30
3.2 API 570.....	34
3.2.1 Puntos de inyección	35
3.2.2 Zonas de flujo estancado	35
3.2.3 Servicio específico y corrosión localizada	36
3.2.4 Erosión y corrosión / erosión.....	37
3.2.5 Agrietamiento por ambiente	37
3.2.6 Agrietamiento por fatiga.....	38
3.2.7 Fractura frágil	39
3.2.8 Generalidades	39
3.2.9 Cálculo de vida remanente	41

3.3 API RP 579.....	42
3.3.1 Niveles de evaluación FFS	45
3.3.2 Áreas que abarca una evaluación FFS.....	46
3.4 Utilización de códigos y normas para evaluación de integridad estructural mediante FFS	49

CAPÍTULO IV

EVALUACIÓN DE INTEGRIDAD ESTRUCTURAL EN PIPING

4.1 Pérdida local de metal	51
4.1.1 Tipos de corrosión	52
4.1.2 Factores que favorecen o inducen la corrosión	53
4.1.3 Análisis de integridad estructural con respecto a pérdida local de metal	55
4.2 Picaduras.....	65
4.2.1 Análisis de integridad estructural de Piping con respecto a pitting.....	67
4.3 Evaluación de integridad estructural de soldaduras desalineadas Y distorsiones de carcasa.....	69
4.3.1 Integridad estructural de soldadura circunferencial desalineada.....	71
4.3.2 Integridad estructural soldadura longitudinal	76
4.4 Evaluación de fractura en soldadura.....	80
4.4.1 Diagrama de evaluación de daño	81
4.4.2 Evaluación de integridad estructural en una soldadura de Piping fisurada.....	82

CONCLUSIÓN

5.1 Resultados.....	95
5.2 Conclusiones.....	97
5.3 Comentarios.....	99

BIBLIOGRAFÍA

Libros.....	100
Páginas Webs.....	100

ANEXOS

1. Factor de corrosión admisible (FCA)	102
2. Valores de esfuerzos de tensión (S).....	103
3. Calidad de juntas (E)	103
4. Factor de reducción de soldadura (W).....	104
5. Coeficiente dependiente de la T° y tipo de material (Y)	104
6. Cálculo de M_t	105
7. Plantillas para Pitting.....	106
8. Valores de H_{SF}	110
9. Valores de S_a	110
10. Figuras representativas de los tipos de desalineamiento	110
11. Módulo de Young (E_y)	111
12. Coeficiente de Poisson (ν).....	112
13. Cálculos de S para A-106	114
14. Características del cordón de soldadura para evaluación de fisura	115
15. Valores para dirección de esfuerzos residuales (K).....	115

Introducción

El Piping en plantas de procesos a menudo es expuesto a ambientes corrosivos y/o temperaturas elevadas, que bajo estas condiciones el material usado en las líneas se puede degradar con el tiempo de servicio, para determinar este proceso se hace necesario utilizar procedimientos de evaluación.

El método de evaluación más utilizado es el análisis de integridad estructural, el cual recaba datos tanto del diseño del Piping, como mediciones realizadas sobre éste en servicio, que luego son utilizados para valorar el estado actual del sistema.

La evaluación de la aptitud para el servicio o FFS por sus siglas en inglés (Fitness For Service) es la forma más utilizada para calcular integridad estructural en sistemas de Piping, por su rapidez y economía, se realiza a través de cálculos que pueden ir de cualitativos en algunos tipos de daños a análisis de elementos finitos (FEA) en niveles avanzados.

Para la toma de datos es conveniente utilizar ensayos no destructivos (END), debido a que no dañan los componentes y pueden llevarse a cabo en tuberías que se encuentran en servicio (tomando las debidas precauciones), las mediciones deben realizarlas personas expertas o al menos con entrenamiento previo, ya que lo fundamental en este método de evaluación son los datos recabados. El código ASME V es usado, comúnmente como guía para los procedimientos y características de estos ensayos.

Las sociedades API (Instituto americano del petróleo) y ASME (sociedad americana de ingenieros mecánicos) se unieron el 2007, para publicar API 579-1/ASME FFS-1, código que rige los cálculos para 12 tipos de daños que se pueden presentar en Piping, que van desde pérdida general de metal hasta daños por termofluencia, este código tiene alcance para otros, entre los que afectan a tuberías se tiene:

- Código de tubería ASME B31.1
- Código de tubería ASME B31.3

API posee además el código 570, el cual plantea los tipos de fallas y los lugares más preponderantes para encontrarlas y registrarlas, además es una buena guía para la toma de mediciones.

Tras ser evaluado el componente se determina si el Piping presurizado con daño puede continuar operando sin riesgo por un periodo de tiempo determinado o en otro caso, debe ser reclasificado, reparado o retirado del servicio.

CAPITULO I

TEORÍA Y CONCEPTOS

1.1 Integridad estructural

La integridad estructural se refiere en gran parte a la solidez de los objetos, diseño y construcción; incluyendo la seguridad y facilidad de manejo, es decir, la propiedad que tiene un cuerpo de no fallar tanto por fractura o colapso plástico cuando se ve enfrentado a algún tipo de fuerza¹.

Al realizar un análisis de integridad lo que se busca es la evaluación del estado mecánico-estructural de un elemento, con base en la identificación del tipo y grado de severidad, y los defectos presentes en él a partir de la inspección e informes de resultados de pruebas.

Los análisis son usados para evaluar deterioros, defectos o fallas en Tuberías, equipos estáticos y componentes; determinar en base a la evaluación si son aptos para las condiciones de operación actuales, estableciendo los programas de inspección y monitoreo; o en su caso que no son convenientes para operar en las condiciones actuales, y entonces puedan reclasificarse o reemplazarse.

Problemas con los aviones Comet (1953) o los barcos Liberty (II guerra mundial), entre otros, llamaron la atención sobre la integridad estructural de los materiales, componentes y estructuras. Hasta entonces, no se habían tenido en cuenta la generación y propagación de grietas de una manera adecuada, por lo que en ocasiones se producían fallos catastróficos con consecuencias muy graves.

Hoy en día, avances en el estudio de la Mecánica han permitido tener en cuenta los defectos, grietas y consecuencias de pérdidas de material pudiendo realizar cálculos o previsiones de cuándo un material o estructura fallará. Para facilitar los cálculos se introdujeron los procedimientos de evaluación de integridad estructural.

Un procedimiento de evaluación de integridad estructural es una guía, editada por una empresa, institución, agrupación empresarial o consorcio, con instrucciones para evaluar la aptitud al servicio de componentes estructurales en presencia de

¹Alissa Kinney [en línea]. Disponible en: http://www.ehowenespanol.com/definir-integridad-estructural-sobre_131622/

defectos². Su objetivo principal es la valoración de forma rápida y fiable del estado del componente. Para ello, el procedimiento se estructura de la siguiente forma:

- **Datos esenciales:** se recogen una serie de datos necesarios para proceder con la evaluación. Se procura que sean los menores posibles y accesibles, rápidos de obtener y al menor coste. Principalmente consisten en datos correspondientes al material utilizado, la geometría del componente y las cargas a las que se le somete.
- **Evaluación:** consiste en identificar el modo de fallo y seleccionar la ruta de análisis adecuada a la situación que se esté evaluando.
- **Resultado:** una vez hecho los cálculos, se podrá determinar si es seguro trabajar con el componente y a qué distancia del fallo se encuentra.

Cuando se realiza un procedimiento de evaluación³, se dice que se está llevando a cabo un peritaje en la modalidad FFS (fitness-for-service) o aptitud para el servicio, que es un enfoque de ingeniería multidisciplinar que se utiliza para determinar si el equipo está en condiciones de continuar la operación durante algún período futuro deseado. El equipo puede contener defectos, haber sufrido daños o haber envejecido de forma que no se puede evaluar el uso de los códigos de construcción originales.

1.2 Códigos y normas de construcción

Una norma es un conjunto de especificaciones para piezas, materiales o procesos establecidos con el fin de lograr uniformidad, eficacia, eficiencia y una calidad especificada⁴. Uno de los objetivos de las normas es tener un inventario razonable de herramientas, tamaños, formas y variedades.

Un código es un conjunto de especificaciones para efectuar el análisis, el diseño, la fabricación y la construcción de un objeto o sistema.⁵ El propósito de un código es alcanzar un grado especificado de seguridad, eficacia y buen funcionamiento.

² David Rey Santiago. Evaluación de Integridad estructural según FITNET [en línea]. Disponible en: <http://digibuo.uniovi.es/dspace/bitstream/10651/19225/1/TFM%20Evaluaci%C3%B3n%20de%20Integridad%20Estructural%20seg%C3%BAAn%20FITNET.pdf>

³ No quita que existan otros métodos de evaluación, e.g.: análisis basado en riesgo (RBI).

⁴ Códigos Y Normas Para Sistemas Mecánicos [en línea]. Disponible en: <https://es.scribd.com/doc/237623573/Codigos-Y-Normas-Para-Sistemas-Mecanicos-docx>.

⁵ Códigos Y Normas Para Sistemas Mecánicos. *Ibíd.*

La tabla 1.1 muestra las sociedades y organizaciones que han establecido las condiciones necesarias para formular normas y códigos.

Sigla	Organización
AA	Asociación del Aluminio
AGMA	Asociación Americana de Fabricantes de Engranajes
AISC	Instituto Americano de Construcción por Acero
AISI	Instituto Americano del Hierro y el Acero
ANSI	Instituto Nacional Estadounidense de Estándares
ASME	Sociedad Americana de Ingenieros Mecánicos
ASM	Sociedad Americana para Metales
ASTM	Sociedad Americana de Testeo y Materiales
AWS	Sociedad Americana de Soldadura
NBS	Oficina Nacional de Normalización
API	Instituto Americano del Petróleo

Tabla N°1.1. Organizaciones que formulan normas y códigos.

Las organizaciones que se utilizarán principalmente es esta habilitación profesional son:

1.2.1 Sociedad Americana de Ingenieros Mecánicos (ASME)

Fundada en 1880 como la Sociedad Americana de Ingenieros Industriales, ASME es una organización profesional sin fines de lucro que promueve el arte, la ciencia, la práctica de la Ingeniería mecánica y de las ciencias aliadas.⁶

ASME fue fundada por ingenieros mecánicos liderados por: Alexander Lyman Holley (1832 – 1882), Henry Rossiter Worthington (1817 -1880) y Jhon Edson Sweet (1832 – 1916); inicio su investigación en 1909, en áreas tales como: tablas de vapor, propiedades de los gases, propiedades de los metales, efecto de la temperatura en la resistencia de los materiales y en flujómetros.

Posee más de 125000 miembros y dirige una de las más grandes publicaciones técnicas, imparte conferencias y cursos de desarrollo profesional cada año y fija muchos estándares industriales y de manufactura.

⁶ The American Society Of Mechanical Engineers. B.31.3 Códigos para tuberías de procesos. 2012. NY. p 14.

Los códigos de construcción y de referencia de ASME se dan a conocer en la tabla 1.2.

Sigla	Desarrollo
Sección I	Calderas a presión
Sección II	Calderas y calentadores (calderas de calentamiento)
Sección IIA	Materiales ferrosos
Sección IIB	Materiales no ferrosos
Sección IIC	Materiales de soldadura
Sección IID	Propiedades de los materiales
Sección III	Componentes para plantas nucleares
Sección III Div. 1	Componentes para plantas nucleares
Sección III Div. 2	Reglas para la construcción de recipientes a presión
Sección III Div. 3	Sistema de contención para residuos nucleares
Sección V	Pruebas no destructivas
Sección VI	Reglas y recomendaciones para el mantenimiento y operación de calderas y calentadores
Sección VII	Reglas y recomendaciones para el mantenimiento y operación de calderas y calentadores de poder
Sección VIII Div. 1	Reglas de construcción para recipientes a presión
Sección VIII Div. 2	Reglas alternativas para recipientes a alta presión
Sección VIII Div. 3	Reglas alternativas para recipientes a muy alta presión
Sección IX	Calificaciones de soldaduras y brazing
Sección X	Recipientes a presión plásticos reforzados con fibra de vidrio
Sección XI	Reglas para la inspección en servicio de componentes de plantas nucleares
B31	Tuberías de presión

Tabla N° 1.2. Códigos ASME de construcción

1.2.2 Instituto Americano del Petróleo (API)

El Instituto Americano del Petróleo es la principal asociación comercial de los EE.UU, representando a más de 400 corporaciones implicadas en la producción,

refinamiento, la distribución y muchos otros aspectos de la industria del petróleo y el gas natural⁷.

Las principales funciones de la asociación a nombre de la industria incluyen la defensa, negociación con las agencias gubernamentales, asuntos legales y negociación con organismos reguladores; investigación de efectos económicos, toxicológicos y ambientales; establecimiento, certificación de los estándares de la industria y programas de acercamiento a la comunidad a través de la educación.

API tiene una gran cantidad de códigos que no son agrupados en divisiones principales, por esta razón se nombrarán las que inciden en una evaluación de integridad estructural.

Sigla	Desarrollo
API 510	Programa de inspección de recipientes presurizados
API 570	Programa de inspección de Piping
API 579-1	Implementación de FFS en tuberías y recipientes presurizados
API 579-2	Manual y ejemplos de implementación de FFS en tuberías y recipientes presurizados
API 620	Diseño y construcción de tanques de almacenamientos soldados de baja presión
API 650	Diseños de tanques
API 653	Inspección y reparación de tanques

Tabla N° 1.3. Ejemplos de códigos API FFS.

1.3 Piping

El término Piping viene del idioma inglés, pero prácticamente ha sido incorporado al vocabulario técnico, su traducción deriva del término pipe que significa tubo, cañería, es decir, un conducto hueco por donde pasa un fluido, que puede ser líquido o gaseoso.

El Piping puede estar compuesto por tubos o tuberías, he aquí algunas diferencias⁸.

⁷ Talleres metalúrgicos Itar SRL [en línea]. Disponible en: <http://www.valvulasitar.net/links.htm>

⁸Al referirse a características de material el término tubo será igual a tubería, además tubería será sinónimo de cañería

1.3.1 Tubos y tuberías

Los tubos son piezas huecas, generalmente cilíndricas y abiertas, que se utilizan en diversas aplicaciones, a su vez las tuberías son tubos fabricados con tamaños normalizados⁹. En la siguiente tabla se detallan algunas diferencias:

Tubos	Tuberías
Son de pared delgada	Tiene pared gruesa
Pueden unirse mediante accesorios	Pueden unirse por bridas, soldaduras y conexiones roscadas
Tienen paredes lisas	Tienen paredes generalmente rugosas
Se fabrican por extrusión o laminación en frío	Se fabrican por soldadura, moldeo o taladro
El espesor de la pared se da a conocer directamente o viene dado por un N° denominado BWG (varía desde 24 hasta 7 BWG)	El espesor de la pared se da a conocer directamente o viene dado por el N° de catálogo o N°. cédulas (SCH)

Tabla N° 1.4. Diferencias entre tubos y tuberías

Los tamaños estándar de tuberías se denominan por medio de su tamaño nominal y número de cédula o Schedule (SCH). Estos números relacionan la presión permisible de operación y el esfuerzo permisible del acero en la tubería. El rango de SCH va desde 10 a 160 y los más altos indican un espesor mayor de pared. Debido a que todas las cédulas de tuberías de un tamaño nominal dado tienen el mismo diámetro exterior, las más grandes tienen un diámetro interior más pequeño. Las series más completas de tuberías de acero disponibles son los SCH 40 y 80.

La tubería de acero, tanto la negra como de estirado en frío, se puede doblar con facilidad y trabajarse en caliente o frío, se utilizan en los sistemas de presión media y alta. La resistencia por rotura a la tensión (RRT) de 440 MPa le proporciona la capacidad de soportar estas presiones.

Las tuberías de cobre y de bronce blando se utilizan en los sistemas de presión baja, ya que la RRT del plomo, cobre y bronce blando son relativamente bajas (cerca de 220 MPa). Para presiones mayores, el espesor de pared tendría que aumentarse en forma notable, incrementando así las dificultades para el doblado y trabajo.

⁹ Gonzalez Delfin Jorge. Tuberías y tubos. p 2.

Las tuberías de aleación de aluminio se utilizan principalmente en la industria de la aviación y en los sistemas de presión baja, ya que su resistencia por rotura a la tensión es relativamente baja (125 – 155 MPa).

La tubería de tungsteno¹⁰ y de acero inoxidable se utiliza en los sistemas de presión alta, en donde la corrosión y la contaminación deben mantenerse al mínimo. Estos dos metales proporcionan una mayor duración a la instalación, pero aumentan el costo de la misma.

Se utilizan tubos estándar de acero en sistemas de fluidos de potencia, condensadores, intercambiadores de calor, sistemas de combustible de motores y sistemas industriales de procesamiento de fluidos. A los tamaños se les denota por medio del diámetro exterior y el espesor de pared.

Los tubos roscados en sus extremos se suministran con tubos sin costuras para gas y vapor o en construcción más barata, como tubos para gas y vapor soldados a tope, que no permiten una gran flexión sin rajarse, a su vez los tubos sin costura pueden ser estirados en frío o en caliente para presiones de hasta 9.807 MPa.

Los tubos soldados soportan presiones hasta 7.845 MPa y los tubos remachados solo entran en consideración a partir de un diámetro nominal de 60 mm, lo mismo que los de soldadura autógena, no son apropiados más que para presiones pequeñas.

Los tubos de cobre, bronce y de latón sirven para variados rangos de presiones y temperaturas, sobresaliendo los tubos de cobre por su gran número de usos, por ejemplo: en la industria del petróleo, drenaje, desechos o ventilación en sistemas de plomería.

1.3.2 Soldadura de tubos¹¹

Los tipos de tubería que pueden soldarse, son las tuberías de hierro, acero, cobre o bronce en que las conexiones utilizadas sean de metal similar. Las soldaduras a tope constituyen las juntas básicas para la formación de las juntas principales, mientras que

¹⁰ Aleación principalmente de aluminio, con cobre, cinc y níquel.

¹¹ Al hablar de soldadura, en término de material tubería es igual a tubo.

las soldaduras en ángulo y a tope también se utilizan para formar las juntas de ramificación.¹²

Se utilizan cinco formas básicas de junta a tope, las cuales se muestran en la figura 1.1. Estas son: a) junta a tope de cuadro cerrado, b) junta a tope de cuadro abierto, c) “V” simple, d) “V” simple y ángulo doble y e) “U” simple.

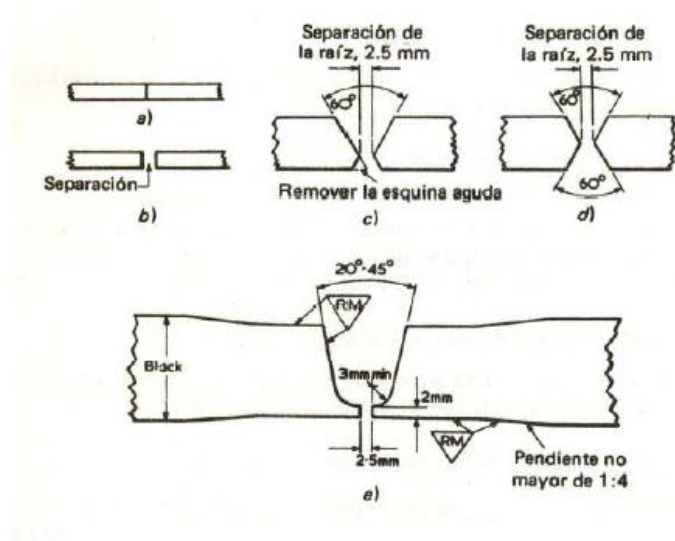


Fig.1.1. Formas de junta de soldadura a tope

Cuando se sueldan tubos de acero de carbono bajo y medio con espesor de pared delgado, se utiliza la junta a tope de cuadro cerrado en espesores de pared de hasta 3 mm. Para espesores de pared mayores que esto se utiliza la junta a tope de cuadro abierto; hasta 6 mm.

Las formas en “V” se utilizan para espesores de pared mayores de 6 mm, para permitir la penetración del electrodo en la junta, de modo que se forme una soldadura apropiada.

Las formas “V” simple, de doble ángulo y “U” simple se utilizan en tubos con espesores de pared mayores de 15 mm.

Para la unión de tubos de gran diámetro de 50-350 mm se utiliza el método de soldadura vertical descendente. En este caso, se hacen varias pasadas para la formación

¹² Rose, L.J. Tuberías y su soldadura; preguntas y respuestas. 1985.p 20

de la junta. La primera pasada consiste en depositar una serie de gránulos denominados raíces o vetitas que facilitan la alineación de los dos extremos por soldarse. La segunda pasada, que algunas veces se denomina pasada caliente, completa la soldadura de la raíz. La tercera pasada se conoce como la pasada de relleno y lleva el nivel de metal justamente al nivel de la superficie del tubo. Finalmente, la cuarta pasada, denominada pasada de coronado, completa la junta.

Son dos los factores de control que deben considerarse. En primer lugar, el espesor de la pared del tubo. Cuanto más gruesa es la pared, mayor el número de pasadas. Para tubos de 50 mm a 75 mm, es suficiente con dos pasadas, mientras que para tubos de 300 mm a 350 mm y más, se requiere de cuatro pasadas. En segundo lugar, el diámetro del tubo, el cual controla el método y la técnica empleados para producir la junta soldada. En los tubos de gran diámetro, se puede requerir de dos soldadores para realizar el trabajo, cada uno de los cuales trabaja desde la parte superior.

1.4 Condiciones presentes en el Piping.

El Piping durante su vida útil estará expuesto a un sinnúmero de condiciones que pueden provocar; desde disminuir su duración proyectada de diseño, a daños irreparables o hasta causar eventos catastróficos. A continuación se dan a conocer: ¹³

1.4.1 Efectos de diseño

Presión

La presión máxima de cada componente en un sistema de tuberías no deberá ser menor a la presión obtenida para la condición más severa de presiones y temperaturas que se esperan alcanzar durante el servicio, esta condición es la que genera el espesor requerido más grueso del componente.

¹³ The American Society Of Mechanical Engineers. Op. cit. p 33.

Temperatura

La temperatura de cada componente en un sistema de tuberías es la temperatura a la cual, bajo una presión coincidente, se requiere el mayor espesor del componente. Para establecer la temperatura, se deberá considerar al menos las temperaturas de flujo, las temperaturas ambientales, la radiación solar, las temperaturas de los medios de calentamiento o enfriamiento.

1.4.2 Efectos ambientales

Enfriamiento, efectos en la presión

El enfriamiento de un gas o vapor en un sistema de tuberías pueden reducir la presión lo suficiente como para crear un vacío interno. En tal caso, la tubería deberá ser capaz de soportar la presión externa a una temperatura más baja o bien, se deberán establecer disposiciones para romper el vacío.

Efectos de la expansión de fluidos

Se deberán establecer disposiciones para soportar o aliviar los aumentos de presión provocados por el calentamiento de un fluido estático en un componente de tuberías.

Congelamiento atmosférico

Si la temperatura mínima de un sistema de tuberías es menor a 0 °C se deberá considerar la posibilidad de condensación de humedad y de acumulación de hielo y se deberán establecer disposiciones para evitar su mal funcionamiento. Esto se aplica a las superficies de partes móviles de válvulas de bloqueo, válvulas de control, dispositivos de alivio de presión, incluidas las tuberías de descarga y otros componentes.

1.4.3 Efectos dinámicos

Impacto

Deberán tenerse en cuenta las fuerzas de impacto causadas por condiciones externas o internas (incluidos cambios en el caudal de flujo, choque hidráulico, golpe de líquido o sólido, vaporización instantánea).

Viento

El efecto de la carga de viento deberá tenerse en cuenta, se pueden utilizar datos meteorológicos locales para definir o perfeccionar las cargas de viento.

Terremoto

El efecto de cargas de terremotos se tendrá en cuenta, se pueden utilizar datos sismológicos locales para definir o perfeccionar las cargas de terremoto¹⁴.

Vibración

La tubería estará dispuesta y soportada de tal manera que elimine los efectos excesivos y dañinos de la vibración que pueden originarse en fuentes tales como impacto, pulsaciones de presión, vórtices de flujo turbulento, resonancia en compresores y fuerzas del viento.

Reacciones de descarga

La tubería deberá ser diseñada, dispuesta y soportada de tal manera de resistir las fuerzas de reacción debidas al descenso o a la descarga de fluidos.

1.4.4 Efectos de peso**Cargas vivas**

Estas cargas incluyen el peso del medio transportado o del medio usado para pruebas. Se deberán tener en cuenta las cargas de nieve y de hielo debido a condiciones ambientales y operacionales.

Cargas muertas

Estas cargas consisten en el peso de los componentes de la tubería, en los aislamientos y en otras cargas superpuestas permanentemente que soporta la tubería.

¹⁴ Cuando se diseñan tuberías en bajo norma ASME B31, las cargas de terremotos no se juntan con cargas debido al viento.

1.4.5 Efectos de la expansión y la contracción térmica

Cargas térmicas debido a restricciones

Estas cargas consisten en fuerzas de empuje y de momentos que se presentan cuando las restricciones o anclajes evitan que se produzca una expansión y contracción libre de la tubería.

Cargas debido a gradientes de temperatura

Estas cargas se presentan a partir de los esfuerzos en las paredes del tubo causados por cambios importantes y rápidos de temperatura o por una distribución desigual de temperatura que puede resultar de un flujo de calor alto por un tubo relativamente grueso o por el flujo bifásico estratificado que causa una curvatura en la línea.

Cargas debido a diferencias en las características de expansión

Estas cargas resultan de diferencias en la expansión térmica cuando materiales con coeficientes de expansión térmica diferentes se combinan, por ejemplo, en tuberías bimetalicas, tuberías recubiertas, tuberías encamisadas o tubería metálicas-no metálicas.

1.4.6 Efectos de apoyo, anclaje y movimientos finales

Efectos de ductilidad reducida

Los efectos, por ejemplo, pueden ser resultado del proceso de soldadura, del tratamiento térmico, del formado, del doblado o de las bajas temperaturas operativas, incluido el efecto de congelamiento por la repentina caída de presión en fluidos altamente volátiles. Las temperaturas ambientes bajas esperadas durante la operación también deberán tenerse en cuenta.

Efectos cíclicos

La fatiga debida a los cambios de presión cíclica, los ciclos térmicos y otras cargas cíclicas deberán tenerse en cuenta en el diseño de la tubería.

Efectos de la condensación del aire

Con el aire ambiental a temperaturas operativas inferiores a $-191\text{ }^{\circ}\text{C}$ ($-312\text{ }^{\circ}\text{F}$) se producen la condensación y el enriquecimiento de oxígeno. Estas condiciones deberán tenerse en cuenta al seleccionar los materiales, incluido el aislamiento; además, también deberá proveerse la adecuada protección y/o eliminación.

1.5 Esfuerzos presentes en el Piping.

El Piping durante su vida útil estará expuesto a un sinnúmero de esfuerzos que pueden provocar; desde disminuir su duración proyectada de diseño, a daños irreparables o hasta causar eventos catastróficos. A continuación se dan a conocer¹⁵:

σ^L : esfuerzo longitudinal

Este esfuerzo daña la pared de la cañería a lo largo de una circunferencia

σ^C : esfuerzo circunferencial

Este esfuerzo tiende a dañar la cañería a lo largo de una generatriz o costura.

σ^R : esfuerzo radial

Su valor es significativamente menor que los anteriores nombrados, razón por la cual generalmente se desprecia.

τ : esfuerzo de corte

Cuyo valor adquiere importancia en relación directa con el momento torsor ocasionado por las dilataciones térmicas.

¹⁵ Provoste Alvia Jorge. Análisis estático y dinámico de un sistema de Piping. 2006. p 16.

La figura 1.2 muestra una cañería con sus respectivos esfuerzos que se producen en sus paredes.

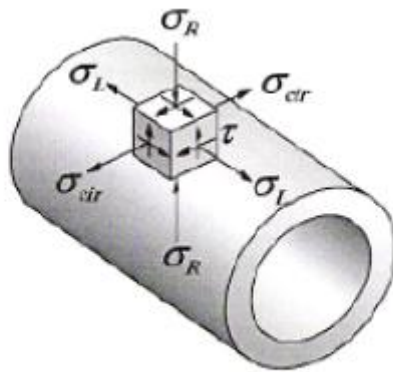


Fig. 1.2 Cañería con sus respectivos diagrama de esfuerzos.

CAPITULO II

ENSAYOS NO DESTRUCTIVOS

Los ensayos no destructivos o END, son disciplinas tecnológicas que reúnen una serie de métodos que permiten obtener una información sobre propiedades, estructuras y condiciones de un material o componente, sin modificar su aptitud para el servicio.¹⁶ Sus objetivos son:

- Detectar discontinuidades en materiales y estructuras sin destrucción de los mismos.
- Determinar la ubicación, orientación, forma, tamaño y tipo de discontinuidades
- Establecer la calidad del material, basándose en el estudio de los resultados y en la severidad de las discontinuidades y/o defectos de acuerdo a las normas de calidad y los objetivos del diseño.

Existen varios ensayos no destructivos (END), se describirán los más comunes y se extenderá la explicación del método por ultrasonido ya que es el más usado para la realización de FFS.

2.1 Examen visual¹⁷

Se utiliza generalmente para determinar cosas tales como: el estado de la superficie de la pieza, la unificación de las superficies de contacto, forma, o las pruebas de fugas.

El Examen visual directo puede por lo general ser cuando el acceso es suficiente para colocar el ojo dentro de 24 in de la superficie a ser examinada y en un ángulo no menor de 30 grados a la superficie. Espejos pueden ser utilizados para mejorar el ángulo de visión y ayuda; tal como una lente de aumento que se puede utilizar para ayudar a los exámenes. La iluminación (natural o suplementaria luz blanca) que se requiera mínima será de 50 candelas.

El personal deberá tener un examen visual anual para asegurar la agudeza de la distancia que es capaz de ver para las lecturas estándar. En algunos casos, el examen visual directo puede ser sustituido por un examen a distancia, puede utilizar ayudas visuales tales como espejos, boroscopios, fibra óptica, cámaras u otros instrumentos capaces. Dichos sistemas deberán tener una resolución al menos equivalente a la que se obtiene en el examen directo.

¹⁶ Introducción a los ensayos no destructivos. p 17.

¹⁷ The American Society Of Mechanical Engineers. ASME División V requisitos y métodos de análisis no destructivos (END). 2002. Artículo 9.

2.2 Inspección por líquidos penetrantes¹⁸

La inspección por líquidos penetrantes es un método específico en la detección de discontinuidades que se encuentran abiertas a la superficie en materiales no porosos. Las discontinuidades típicas detectables por este método son:

- Grietas
- Laminaciones
- Traslapes en frío
- Porosidades

En principio el líquido penetrante es aplicado en la superficie de prueba a inspeccionar, este penetra en las discontinuidades, luego el exceso de penetrante es eliminado. La superficie es secada y el revelador es aplicado. El revelador funciona como absorbente del penetrante que ha quedado atrapado en las discontinuidades y como superficie de contraste. El tinte en el penetrante puede ser visible o fluorescente (visible bajo el uso de luz negra).

El tamaño verdadero y tipo de discontinuidad son difíciles de evaluar si el penetrante se expande excesivamente en el revelador. Consecuentemente, la superficie debe estar observada de cerca durante la aplicación del revelador. Al aparecer los indicadores tienden a expandirse profusamente. La interpretación final, debe ser hecha de 7 a 30 minutos. Si las indicaciones al expandirse no aceptaran los resultados de inspección se permiten tiempos de interpretación mayores, también si la superficie a ser inspeccionada es muy grande.

2.3 Partículas magnéticas¹⁹

El método de examen de partículas magnéticas puede ser aplicado para detectar grietas y otras discontinuidades en o cerca de las superficies de materiales ferromagnéticos. La sensibilidad es mayor para las discontinuidades de superficie y disminuye rápidamente al aumentar la profundidad de las discontinuidades por debajo de la superficie. Tipos típicos de discontinuidades que pueden ser detectados por este método son grietas, costuras, y laminaciones.

¹⁸ The American Society Of Mechanical Engineers. Ibid. Artículo 6.

¹⁹ The American Society Of Mechanical Engineers. Ibid. Artículo 7.

En principio, este método implica una magnetización del área a ser examinada, y la aplicación de partículas ferromagnéticas (el medio de exámenes) a la superficie. Las partículas formarán patrones en la superficie donde las grietas y otras discontinuidades causan distorsiones en el normal campo magnético. Estos patrones son generalmente característicos del tipo de discontinuidad que se detecta.

Para una eficacia óptima en la detección de todos los tipos de discontinuidades, cada área debe ser examinada al menos dos veces, con dirección a las líneas de flujo y luego durante un examen aproximadamente perpendicular a las líneas de flujo del anterior examen.

2.4 Inspección por ultrasonido²⁰

Es un método usado para inspección no destructiva, que se basa en propagación de ondas de altas frecuencias introducidas en el material inspeccionado. Son utilizadas para detectar defectos superficiales e internos. Las ondas atraviesan el material con cierta atenuación y son reflejadas en las interfaces, siendo este haz reflejado, detectado y analizado para definir su ubicación, profundidad y dimensión de las discontinuidades.

La inspección por Ultrasonido es muy usada en la inspección de fundiciones, forja y soldaduras además de lugares donde existe la necesidad detectar fallas internas y externas.

En la actualidad existen diversas metodologías de inspección ultrasónica que han evolucionado a la par con el avance en la electrónica.

La normativa vigente para el diseño, construcción e inspección de recipientes a presión, tuberías de proceso, ductos y tanques de almacenamiento no ha sido la excepción, actualmente la normatividad internacional ha evolucionado para incorporar estas tecnologías de inspección de última generación, las cuales emplean tratamiento computarizado de imágenes para obtener altas probabilidades de detección, registros permanentes y auditables.

Por otra parte, en todo el mundo, estas tecnologías de Ultrasonido están reemplazando a las radiaciones ionizantes (ensayo RX y Gammagrafía) al no generar ningún tipo de riesgo para las personas y no contaminar el planeta.

²⁰ The American Society Of Mechanical Engineers. Ibid. Artículo 4 y Artículo 5.

Como este método es el más utilizado para encontrar imperfecciones en Piping, se darán a conocer diversos aspectos, se describirán equipos y técnicas que posee la universidad para llevar a cabo dicho procedimiento.

2.4.1. Personal

Es necesario que el personal responsable de llevar a cabo los ensayos, esté entrenado y altamente calificado, comprendiendo a cabalidad todo lo concerniente a equipos, técnicas, materiales y procedimientos de ensayo, de acuerdo a los siguientes niveles de calificación:

Nivel 1

El personal con esta calificación debe poder realizar, según instrucciones escritas, calibración de equipos, ensayos y evaluación de resultados.

Nivel 2

El personal con esta calificación debe estar preparado para realizar; calibración de equipos, interpretar y evaluar resultados con respecto a códigos y especificaciones. Debe estar en capacidad de preparar instrucciones escritas y reportar resultados de ensayo.

Nivel 3

El personal con esta calificación debe ser responsable de establecer técnicas, interpretar códigos y designar el método de ensayo junto con la técnica a ser usada. Debe tener una gran experiencia práctica en ésta técnica y estar familiarizado con otras técnicas de END.

2.4.2 Teoría del ultrasonido

El sonido se define como la vibración mecánica de partículas en un medio.²¹ Cuando una onda sonora se transmite a través de un medio; las partículas vibran alrededor de un punto fijo, a la misma frecuencia que la onda sonora. Las partículas no se trasladan con la onda, sólo reaccionan ante la energía de la misma; esto implica que la energía de la onda es la que se transmite a través materiales, por medio de sus partículas.

La frecuencia, es el número de oscilaciones de una partícula por segundo. Dentro de una misma onda, la frecuencia es la misma para todas las partículas, y es idéntica a la frecuencia del generador. La unidad internacional de frecuencia es el Hertzio (Hz) donde:

$$1 \text{ Hz} = 1 \text{ ciclo por segundo}$$

El rango de frecuencias usado en ultrasonido abarca desde 200 KHz hasta 25 MHz.

La longitud de onda, λ es la distancia entre dos planos en los que las partículas se encuentran en el mismo estado de movimiento. La longitud de onda es inversamente proporcional a la frecuencia.

La velocidad acústica es una característica intrínseca del material y por lo general es constante, para cualquier frecuencia y cualquier longitud de onda. Sin embargo, esto no es rigurosamente exacto, pues dicha velocidad depende, especialmente en los gases y líquidos, de la presión, de la temperatura y de otros parámetros. En muchos materiales sólidos, tales como los metales, ésta influencia se puede despreciar. Por ello, se puede tomar ésta velocidad, aproximadamente, como una constante del material, condición muy útil en los ensayos por ultrasonido.

2.4.3 Palpador

La aplicación del ultrasonido como END, envuelve la utilización de mecanismos que generen y reciban las señales ultrasónicas: los palpadores. Un palpador, es un mecanismo que convierte energía de una forma en otra; por ejemplo: la energía eléctrica puede ser convertida en energía mecánica y viceversa.

²¹Fisicanet [en línea]. Disponible en: http://www.fisicanet.com.ar/fisica/sonido/ap02_ondas_sonoras.php

Se dispone de una diversidad de tipos de palpadores, en los que se apoyan primordialmente, el gran número de técnicas operatorias actualmente aplicables, se pueden clasificar los palpadores en dos grande grupos:

2.4.3.1 Palpadores de contacto directo

Se aplican directamente a la superficie de la muestra, con cierta presión, interponiendo en la mayor parte de los ensayos, un medio de acoplamiento, éstos palpadores en relación a la superficie de muestra pueden ser palpadores de incidencia normal y palpadores angulares.

2.4.3.2 Palpadores para inmersión

Bien sumergida la muestra en un tanque, o mediante el empleo de palpadores de inmersión local, son particularmente indicados cuando se precisa realizar exploraciones de gran volumen y extensión, examinar lotes de gran número de muestras o muestras de formas relativamente complejas.

Como la transmisión del ultrasonido, desde el palpador a la muestra, se efectúa a través de una columna de líquido, es decir, sin contacto directo, presión ni rozamiento entre el palpador y la muestra, esto permite, por ejemplo: eliminar los riesgos de rotura y desgaste del cristal oscilador, por lo que no se precisa de una zapata protectora.

En la universidad se cuenta con palpadores directos, con lo cual se puede realizar ultrasonido de dos formas diferentes.

2.4.4 Formas de medición

2.4.4.1 Técnica de haz normal

La incidencia del haz ultrasónico es perpendicular a la superficie límite. El tipo de onda transmitida en las aplicaciones de ésta técnica, es del modo de onda longitudinal o de compresión.

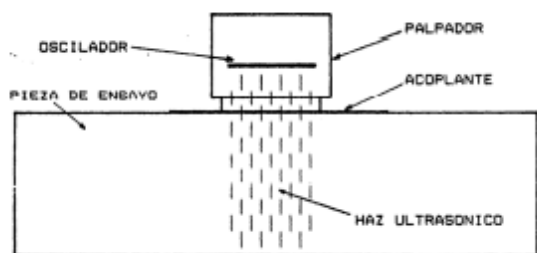


Fig.2.1 Técnica de haz normal.

2.4.4.2 Técnica de haz angular

En la técnica de haz angular, la incidencia del haz, o el ángulo de incidencia del haz ultrasónico, está determinado por el ángulo de refracción del mismo en el material.

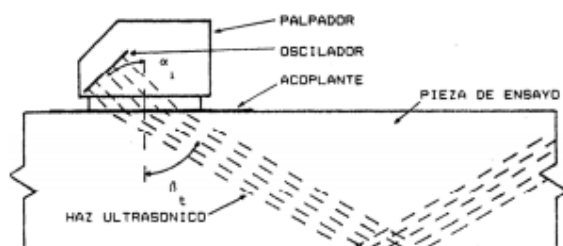


Fig.2.2. Técnica de haz angular.

Los palpadores angulares disponibles en el mercado, están identificados según su frecuencia de excitación, material de fabricación del cristal piezoeléctrico, características dimensionales y ángulo de refracción en acero; sin embargo, mediante la utilización de la ecuación de la ley de Snell²², se puede conocer tanto el ángulo de incidencia, propio del palpador, como el ángulo de refracción para cualquier otro material.

²² Refracción de la luz y ley de Snell [en línea]. Disponible en: <http://www.fisic.ch/cursos/primeromedio/refracci%C3%B3n-de-la-luz-y-ley-de-snell/>

2.4.5 Resultados

Existen tres tipos de presentación visual de resultados que operan en base amplitud y/o tiempo que tarda un pulso ultrasónico en ser reflejado, mostrando la solidez o calidad de los materiales:

- Presentación A-scan
- Presentación B-scan
- Presentación C-scan

En la industria se usa la presentación A-scan, por lo tanto se dará a conocer una breve explicación de ella.

2.4.5.1 Presentación A-scan

En este tipo de presentación, el tubo catódico “CRT” está compuesto de una cantidad de “píxeles” alineados, que son cubiertos por el bombardeo de electrones, de izquierda a derecha, desde la línea de puntos superior a la inferior, a una velocidad constante.

En este tipo de presentación, la altura de los ecos de indicación o “picos” representa la intensidad del haz ultrasónico reflejado. Igualmente, la línea base de tiempo, como su mismo nombre lo indica, proporciona el tiempo que tarda el haz ultrasónico en ser reflejado, por lo que para un valor de velocidad conocido es posible calibrar la pantalla en términos de distancia o profundidad de penetración. En otras palabras, la línea base horizontal indica el tiempo o la distancia de recorrido, mientras que verticalmente se observa la amplitud de la señal.

En las figuras 2.3 y 2.4 se dan a conocer un ejemplo de ultrasonido usando una presentación A-scan.

En la primera figura se da a conocer la superficie de ensayo y su discontinuidad que será analizada por ultrasonido, usando A-scan.

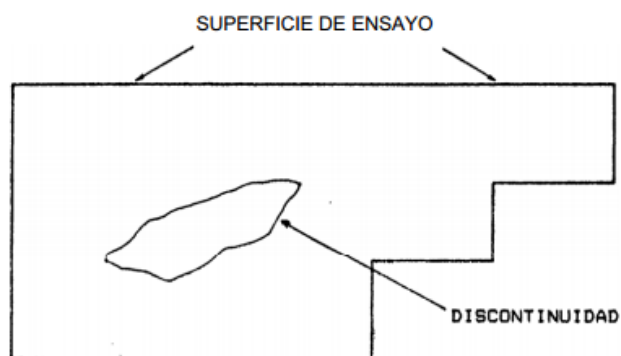


Fig. 2.3. Pieza de ensayo.

En la figura 2.4 se observan tres picos o ecos de indicación que corresponden; el número (1) al eco inicial, el número (2) al eco de discontinuidad y el número (3) al eco de pared posterior, de la pieza mostrada en la figura 2.3.

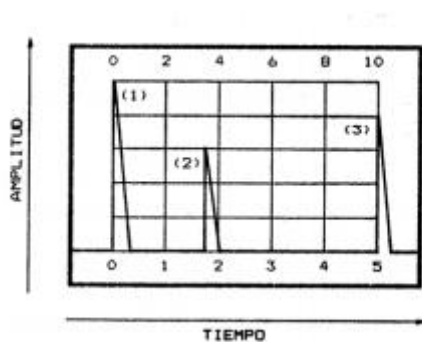


Fig.2.4. Presentación A-scan.

Existen dos metodologías principales de inspección con que cuenta el laboratorio de Mecánica de sólidos del Depto. Ing. Mecánica UBB, estas son: ultrasonido convencional (UT) y Phased Array (PA).

2.4.6 Ultrasonido convencional (UT)

Es tipo de ensayo ultrasónico se basa en el fenómeno de reflexión de ondas acústicas cuando encuentran obstáculos para su propagación²³. La onda será reflejada retornando hasta su fuente generadora, si el obstáculo está en una posición normal en relación al haz incidente.

²³ ARCTEST [en línea]. Disponible en: <http://www.arctest.com.br/es/ultrasonido-convencional>

Los equipos de ensayos convencionales de ultrasonido trabajan con el principio del envío de un haz pulsado de ultrasonido de alta frecuencia a partir de un transductor de mano, que se pone sobre la superficie del objeto que va a ser probado.

Esta onda es lanzada y enseguida retorna parcialmente a partir de puntos con imperfección interna o de la parte de atrás de la pared del material (eco de fondo). Capturando y analizando el sonido que retorna, recogiendo informaciones útiles, que son visualizadas en la pantalla del equipo de ultrasonido, presentando la amplitud del pulso y la duración del retorno al transductor.

En este sistema el inspector actúa directamente en la ejecución del examen, o sea, es responsable por la correcta aplicación de los procedimientos de inspección, tanto en la manipulación de los palpadores como en la interpretación de los datos.



Fig.2.5. Ultrasonido convencional.

2.4.7 Phased Array (PA)

Tiene un uso muy extendido en varios sectores, desde el de la generación eléctrica hasta el de la construcción. Es un avanzado método de END que emplea una técnica de ultrasonidos para determinar la calidad de los componentes y detectar defectos tales como imperfecciones o grietas. Además, se puede utilizar de manera efectiva para medir el espesor de paredes y realizar pruebas de corrosión.

Su eficacia procede de la combinación de múltiples ángulos y profundidades focales mediante una sonda que realiza varias inspecciones diferentes sin necesidad de modificar la configuración del transductor.²⁴ Los resultados de la inspección se

²⁴ TÜVRheinland [en línea]. Disponible en:
http://www.tuv.com/es/spain/servicios_es/inspeccion_ensayos_de_materiales/end_ensayos_no_destructivos_avanzados_es/phased_array_es/phased_array.html

almacenan y visualizan claramente para elaborar informes. Se puede utilizar en materiales convencionales y especiales como los austeníticos y los de alta aleación.

Algunas ventajas que posee este método son:

- Una inspección más sencilla de los componentes con geometrías complejas.
- La posibilidad de inspeccionar un gran número de materiales diferentes.
- La posibilidad de llevar a cabo inspecciones a altas temperaturas hasta más de 350° C.
- Inspecciones mucho más rápidas en comparación con los ensayos de ultrasonidos convencionales.
- Mayor probabilidad de detectar problemas gracias a que el ensayo se efectúa desde varios ángulos con una única sonda.
- Todos los datos de la inspección representados en un formato gráfico fácil interpretación.

En la figura 2.6 se puede apreciar cómo se visualiza el método Phased Array, en la parte izquierda de la pantalla igual se puede visualizar UT para una mejor interpretación de las lecturas.

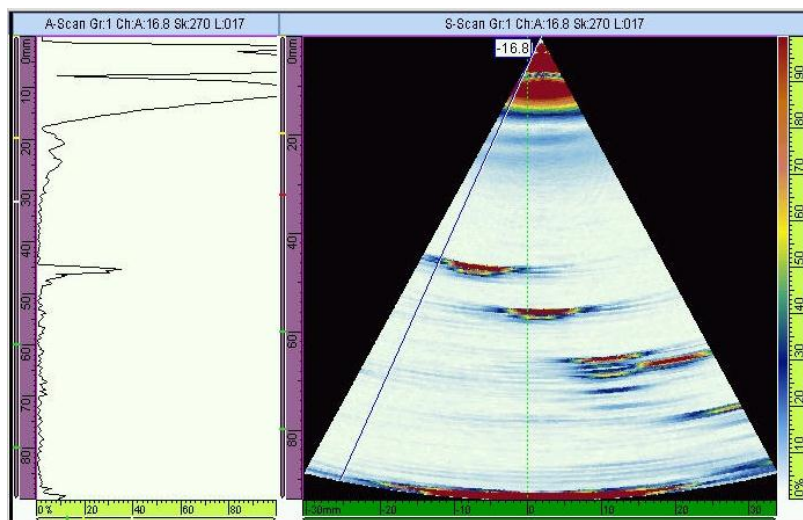


Fig.2.6 Método Phased Array.

2.4.8 Equipo de medición presente en Depto. Mecánica, Universidad del Bío Bío

La universidad cuenta con un instrumental que realiza END por ultrasonido, este equipo es el EPOCH 1000, que sirve para detectar defectos en soldaduras, tubos y muchos otros materiales estructurales e industriales. Una gran variedad de palpadores convencionales o Phased Array son compatibles con este equipo para su uso al interior o exterior de los componentes a medir.

Estos equipos poseen prestaciones ultrasónicas excelentes y la creación de imágenes Phased Array de base. Además están dotados de una interfaz gráfica intuitiva, un gran rango dinámico, una gran resolución de medida y una pantalla transflectiva de cristal líquido, además de una muy buena visibilidad.²⁵

Los equipos de la serie EPOCH 1000, cuenta con varias características, las más importantes son:

- Calculadora integrada de norma DIN
- Representaciones Phased Array
- Curvas DAC/TVG dinámicas creadas por el programa informático
- Curvas DGS/AVG creadas por el programa informático

El panel frontal del equipo EPOCH 1000, está dotado de varias teclas de acceso directo, de dirección, de función y de parámetros que facilitan el uso del equipo. Además, el lado derecho o izquierdo del panel permite un acceso directo a los parámetros de inspección más comunes y un ajuste fácil de los valores sin obstruir la vista en la imagen de la pantalla.

²⁵ Manual EPOCH 1000. 2009. p 13.

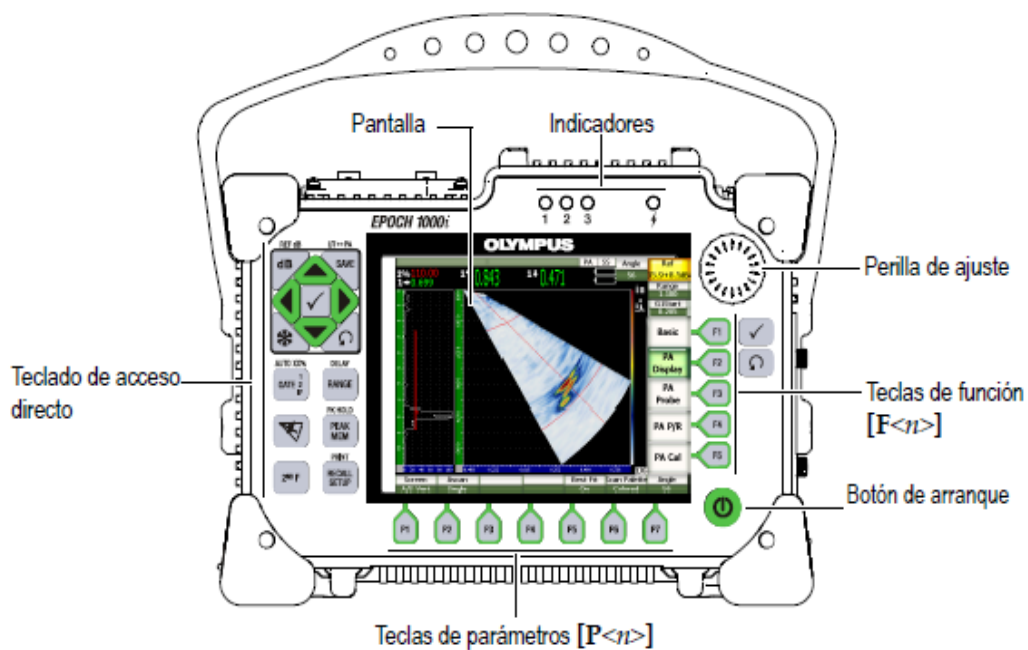


Fig.2.7. Panel frontal EPOCH 1000i.

El teclado de acceso directo, ubicado en el lado izquierdo del panel frontal, permite un acceso directo a los parámetros más utilizados durante una inspección.

CAPITULO III

CÓDIGOS UTILIZADOS EN FFS

La presente habilitación profesional se registrará fundamentalmente por los códigos ASME B31.3 de construcción, la API 570 de inspección de tuberías y la API RP 579 para la evaluación FFS.

3.1 ASME B31.3

En respuesta a la solicitud hecha por ASME, la asociación americana de Normas (ASA), inicio el proyecto B31 en marzo de 1926, con ASME como la entidad encargada de dicho proyecto. La tarea asignada requería que hubiese a lo menos 40 representantes de distintas asociaciones de ingeniería, ya sea gubernamentales, universidades, empresas entre otras.²⁶

El código fue publicado en 1935 con el nombre de “Código provisional Estadounidense para tuberías a presión”, la cual fue actualizada entre 1942 y 1955. Luego se decidió publicar documentos por separado de las diferentes industrias y campos, como por ejemplo una de transmisión y distribución de gas, que solo cubría ese fluido.

El primer código para tuberías utilizado en refinerías de petróleo fue llamado ASA B31.3-1959, la cual fue actualizada entre los años 1962 y 1966. Entre 1967 y 1969 la ASA paso a llamarse instituto nacional de normas de Estados Unidos de América (ANSI) y el código recibió el nuevo nombre de “Código estándar nacional estadounidense para tuberías a presión”.

En el año 1974 se sometió a aprobación una sección del código titulada “tubería para refinerías de petróleo y plantas químicas”, la cual se publicó bajo el nombre de ANSI B31.3-1976. Este código marco un hito pues la responsabilidad del diseño de las tuberías se integró conceptualmente con la misma de la planta de procesamientos general, donde las protecciones se consideraron una medida de seguridad efectiva. Se identificaron tres tipos de categorías de fluidos.

En 1978, el comité de normas fue reorganizado como un comité según los procedimientos de ASME con acreditación del ANSI. Hoy en día es conocido como el comité B31, código ASME para tuberías a presión, la cual sigue hasta nuestros días con algunos cambios.

²⁶ The American Society Of Mechanical Engineers. Op. Cit. p 14.

Se realizaron cambios en el anexo de la edición de 1984: se completó la integración de los requisitos a material criogénico; se agregó un nuevo capítulo independiente que cubría tuberías sometidas a alta presión; y se reorganizó la cobertura de fabricación, inspección, pruebas y esfuerzos permitidos. La nueva edición se denominó ASME/ANSI B31.3-1987.

Los anexos se publicaron en intervalos de tres años, básicamente para mantener el código actualizado, sin embargo, se incorporaron nuevos apéndices que cubrían requisitos para uniones de expansión de fuelles, vida útil estimada, solicitudes de consultas, bridas de aluminio y control de calidad de las ediciones de 1990, 1993, 1999 y 2002, las cuales fueron publicadas con el título B31.3.

En un programa pensado para aclarar el uso de cada una de las secciones, en el código de tuberías a presión se aplicaron cambios en las declaraciones de introducción y alcance de B31.3 y se cambió su título a “tuberías de proceso”.

Finalmente para un mejor entendimiento, se dirá que el código ASME B31 para tuberías a presión consiste en un número de secciones publicadas individualmente, según la dirección del Comité B31 de ASME, Código para Tuberías a Presión.

Las reglas para cada sección reflejan los tipos de instalaciones de tuberías consideradas durante su desarrollo, dadas a entender en la tabla 3.1

Código	Alcance
B31.1	Tuberías de potencia: Tuberías que se encuentran comúnmente en las estaciones de generación de energía eléctrica, en plantas industriales e institucionales, sistemas de calentamiento geotérmico y en sistemas de calentamiento y de enfriamiento, tanto centrales como por distrito.
B31.3	Tuberías de proceso: Se encuentran típicamente en las refinerías de petróleo, en plantas químicas, farmacéuticas, papeleras, de semiconductores y criogénicas, y en plantas y terminales relacionados con el procesamiento.

B31.4	Sistemas de tuberías para transporte de hidrocarburos líquidos y otros líquidos: Tuberías para el transporte de productos, predominantemente líquidos, entre plantas y terminales, y tuberías ubicadas dentro de terminales, estaciones de bombeo, y estaciones para regulación y medición.
B31.5	Tuberías para refrigeración: Tuberías para transportar refrigerantes y enfriadores secundarios.
B31.8	Sistemas de tubería para transporte y distribución de gas: Tuberías que transportan productos, principalmente en fase gaseosa, entre fuentes y terminales, incluidas estaciones de compresión, y estaciones reguladoras y de medición, y tuberías de recolección de gas.
B31.9	Tuberías para servicios de edificios: Tuberías que se encuentran típicamente en edificios industriales, institucionales, comerciales y públicos, y en residencias multi-habitacionales, las cuales no están cubiertas por el intervalo de tamaños y valores de presión y temperatura cubiertos en B31.1.
B31.11	Sistemas de tuberías para transporte de lodos: Tuberías para transportar lechadas acuosas entre plantas y terminales, y tuberías ubicadas dentro de terminales, estaciones de bombeo y estaciones para regulación.
B31.12	Sistemas de tuberías para transporte de hidrógeno: Tuberías para servicio de hidrógeno en estado gaseoso y líquido, y para transportar hidrógeno en estado gaseoso.

Tabla 3.1. Secciones del código B31.

El código establece requisitos de ingeniería considerados necesarios para el diseño y la segura construcción de tuberías a presión. Aunque la seguridad es un aspecto básico, este factor por sí sólo no regirá, necesariamente, las especificaciones finales para cualquier instalación de tuberías, de igual modo este código deja advertido que no es un manual de diseño y no elimina la necesidad del criterio de un ingeniero competente o de un diseñador.

El código hace hincapié en la diferencia de fluidos que son transportados por el interior de las tuberías separándolos en servicio de fluidos:

Servicio de fluidos categoría D

Servicio de fluidos en el cual se aplica lo siguiente:

- El fluido manejado no es inflamable, ni tóxico, ni puede causar daños a los tejidos humanos.
- La presión manométrica de diseño no supera los 1035 kPa (150 psi).
- La temperatura de diseño se encuentra entre -29 °C (-20 °F) y 186 °C (366 °F).

Servicio de fluidos categoría M

Servicio de fluidos en el cual la posible exposición del personal se considera importante y una sola exposición a una mínima cantidad de un fluido tóxico, causada por una fuga, puede producir daños irreversibles graves a las personas por inhalación o por contacto corporal, aun cuando se tomen medidas restauradoras de manera inmediata.

Condiciones cíclicas severas

Condiciones que aplican a componentes o juntas de tuberías específicos en los cuales el valor calculado de S_E . (Esfuerzos calculados) es superior al valor de $0,8S_A$, (esfuerzos admisibles) u otra condición que el diseñador determine que producirá un efecto equivalente.

El código B31.3 está dividido en 10 capítulos lo cuales se muestran en la tabla 3.2.

División	Desarrollo
Capítulo I	Alcance y definiciones
Capítulo II	Diseño
Capítulo III	Materiales
Capítulo IV	Normas para componentes de tuberías
Capítulo V	Fabricación, montaje e instalación
Capítulo VI	Inspección, examen y prueba.
Capítulo VII	Tubería no metálica y tubería con revestimiento no metálico
Capítulo VIII	Tuberías en servicio de fluidos categoría M
Capítulo IX	Tuberías de alta presión
Capítulo X	Tuberías para servicio de fluidos de alta pureza

Tabla 3.2. Divisiones del código B31.3

Cabe mencionar que el código B31.3, establece requisitos de diseño y construcción de Piping y no es conveniente utilizarlo para sistemas que ya llevan tiempo de funcionamiento para analizar integridad estructural, eso sí, al ser el más importante código de construcción de tuberías se utilizan muchas veces sus tablas y apéndices para los cálculos.

Además también mencionar que para evaluar integridad estructural de Piping usando códigos API, es necesario por obligación que el sistema de tuberías esté bajo el código ASME B31.3, es decir, uno conlleva a lo otro.

Para evaluar integridad estructural, existen los códigos API 570 y API RP 579.

3.2 API 570

Titulado “Código de inspección de tuberías”, entrega una guía sobre la inspección, reparación, alteración y revaloración de sistemas de tuberías en servicio. Generalmente, los estándares del API son chequeados y revisados, reafirmados, o retractados al menos cada cinco años, aunque algunas veces se realiza cada dos.²⁷

API 570 no debe ser usado para sustituir los requerimientos gubernamentales originales de construcción para sistemas de tubería, antes de que se pongan en servicio; tampoco debe estar usado en conflicto con algún requerimiento regulatorio predominante.

ASME B31.3 fue escrita para el diseño y construcción de los sistemas de tuberías. Sin embargo, la mayoría de los requerimientos técnicos en el diseño, soldadura, examinación, y materiales también pueden ser aplicados en la inspección, revaloración, reparación, y alteración de sistemas de tuberías operantes. Cuando el ASME B31.3 no puede ser seguido por su nuevo cubrimiento de construcción (tales como requerimientos de inspección; como evaluación de integridad estructural con algún tipo de daño o ciertos tratamientos de calentamiento, y pruebas de presión), el ingeniero de tuberías o inspector deberá ser guiado por el API 570 en lugar de la conformidad estricta al ASME B31.3.

²⁷ American Petroleum Institute. API 570 Inspección, reparación, alteración y revaloración de sistemas de tuberías en servicio. 2001. p 2.

Cada propietario-usuario debe proveer atención específica a la necesidad de inspección para los sistemas de tuberías que son susceptibles a los siguientes tipos de daños y áreas de deterioro.

3.2.1 Puntos de inyección

Son definidos como localizaciones donde cantidades de materiales relativamente pequeñas son inyectadas en corrientes de proceso a química de control u otros procesos.²⁸ Los puntos de inyección no incluye las localizaciones donde dos corrientes de proceso se unen (T de mezcla) ejemplos de puntos de inyección incluyen cloro en reformadores, inyección de agua en sistemas superiores, inyecciones de inhibidores y neutralizantes.

Los puntos de inyección a veces son sujetos a corrosión localizada o acelerada más allá de las condiciones de operación normal o anormal. Estos pueden ser tratados como circuitos de inspección separados, y estas áreas deben ser inspeccionadas detalladamente en un programa regular.

Cuando se diseñe un circuito de punto de inyección para los propósitos de inspección, el límite recomendado aguas arriba del punto de inyección es un mínimo de 12 in o tres veces el diámetros de la tubería, cualquiera que sea mayor. El límite recomendado de corriente abajo del circuito de punto de inyección es el segundo cambio en la dirección del flujo más allá del punto de inyección o 25 pies (7.6 metros) más allá del primer cambio en la dirección del flujo, cualquiera que sea menor.

3.2.2 Zonas de flujo estancado

Que son definidas como componentes de un sistema de tubería que normalmente no tiene fluidez.²⁹ Ejemplos: ramales, líneas con válvulas cerradas normalmente, líneas con un final con brida ciega, tubería de desviación de válvula de control estancada, tubería de bomba de repuesto, las bridas de nivel, tuberías de cabezal de salida y admisión de válvulas de relieve, líneas de desviación de guarnición de bomba, respiratorios de punto alto, puntos de muestra, drenajes, grifos de purga y conexiones instrumentadas.

²⁸ American Petroleum Institute. Ibid. p 9.

²⁹ American Petroleum Institute. Ibid. p 17.

El rango de corrosión en las zonas de flujo estancado puede variar significativamente de las tuberías activas adyacentes. El inspector debe monitorear el espesor de pared en zonas de flujo estancado. En sistemas de tuberías calientes, el área del punto alto puede ser corroída debido a corrientes de convección que se establecen en la zona de flujo estancado

3.2.3 Servicio específico y corrosión localizada

Un programa de inspección efectiva incluye varios elementos, los cuales ayudan a identificar el potencial de la corrosión localizada y de servicio específico y seleccionar los espesores apropiados:

- Un inspector con conocimiento del servicio y donde la corrosión probablemente ocurra.
- El uso extenso de la examinación no destructiva. (NDE)

Ejemplos de donde este tipo de corrosión podría esperarse que ocurra incluyen lo siguiente:

- Aguas abajo de puntos de inyección y aguas arriba de separadores de productos.
- Corrosión de punto-rocío en vapores condensantes.
- Ácido inanticipados o sobrante cáustico de procesos en sistemas de tuberías no aleados o arrastre de impurezas cáusticas en sistemas de tuberías de línea de acero que no son termotrataadas después de una soldadura.
- Localizaciones de condensación de sal de amonio en vapores de hidropceso.
- Flujo de fase mixto y áreas turbulentas en sistemas acídicos.
- Grados mezclados de tuberías de acero al carbón en el uso de aceite corrosivo caliente ((232°C) o altas temperaturas y contenido de sulfuro en el aceite mayor del 0.5 por ciento por peso). Las tuberías de acero que no se desoxidan con silicio tal como A-53 y API 5L, puede corroerse a velocidades más altas que las tuberías de acero desoxidadas con silicio, tal como el A-106, especialmente en ambientes sulfúricos de alta temperatura.

3.2.4 Erosión y corrosión/erosión

La erosión puede ser definida como el removimiento del material de la superficie por la acción de numerosos impactos individuales de partículas sólidas o líquidas.³⁰ Puede ser caracterizada por ranuras, aberturas redondas, ondas y quebradas en un patrón direccional.

La erosión usualmente ocurre en áreas de flujo turbulento, tales como en los cambios de dirección en un sistema de tuberías o aguas abajo de válvulas de control donde la vaporización puede tomar lugar. El daño de la erosión es usualmente incrementada en vapores con grandes cantidades de partículas sólidas o líquidas fluyendo en altas velocidades. Una combinación de los resultados de corrosión y erosión (corrosión/erosión) significa importantes pérdidas de metal, más de lo que pueden ser esperadas de la corrosión o erosión simples. Este tipo de corrosión ocurre en áreas de alta turbulencia y alta velocidad.

Ejemplos de lugares para inspeccionar incluyen lo siguiente:

- Corriente abajo de válvulas de control, especialmente cuando ocurre flashing.
- Aguas abajo de orificios.
- Aguas abajo de descargas de bomba.
- En algún punto del cambio de dirección de corriente, tal como los radios internos y externos de los codos (elbows).
- Aguas abajo de las configuraciones de tuberías (tales como soldaduras y bridas) que producen turbulencia, particularmente en sistemas de sensitiva velocidad tales como los sistemas de ácido sulfúrico e hidrosulfuro de amonio.

Áreas supuestas de tener corrosión/erosión localizada deben ser inspeccionadas usando métodos NDE apropiados que proporcionarán datos de espesor sobre un área extensa, tal como la exploración ultrasónica.

3.2.5 Agrietamiento por ambiente (de servicio)

Los materiales de construcción del sistema de tuberías son normalmente seleccionados para resistir las varias formas de rupturas de corrosión intensas (SCC).

³⁰ American Petroleum Institute. Ibid. p 20.

Sin embargo, algunos sistemas de tuberías pueden ser susceptibles a la ruptura ambiental debido a las condiciones del proceso,

Ejemplos de ruptura ambiental incluye:

- SCC de cloruro en aceros inoxidable austeníticos debido a la humedad y cloruros bajo aislamiento, debajo de depósitos, debajo de los empaques, o en hendiduras.
- SCC de ácido polifosfórico de aceros aleados austeníticos sensibles debido a la exposición de sulfuro, condensación de humedad u oxígeno.
- SCC cáustico (algunas veces conocido como fragilización cáustica).

Cuando el inspector sospecha o es aconsejado que circuitos específicos puedan ser susceptibles a agrietamientos ambientales, el inspector debe programar inspecciones suplementarias. Tales inspecciones pueden tomar la forma de NDE superficiales (evaluación de líquidos penetrantes (PT), evaluación de partículas magnéticas) o ultrasonido (UT).

3.2.6 Agrietamiento por fatiga

La ruptura de fatiga de los sistemas de tuberías puede resultar de los esfuerzos cíclicos excesivos que frecuentemente están debajo de la fuerza de ruptura estática del material. Los esfuerzos cíclicos pueden ser impuestos por medios térmicos, mecánicos o de presión y puede resultar en agotamiento del ciclo. El comienzo del agrietamiento por fatiga de ciclo es frecuentemente relacionado directamente a los ciclos de calentamiento y enfriamiento experimentados o la excesiva vibración del sistema de tuberías de la línea (tal como las vibraciones de flujo-inducido o de la máquina).

El agrietamiento por fatiga típicamente puede ser primero detectado en puntos de intensificación de alto esfuerzo tal como las conexiones de bifurcación. Las locaciones donde los metales tienen diferentes coeficientes de expansión térmica y que son unidos por soldaduras pueden ser susceptibles a fatigas térmicas. Los métodos NDE preferidos de detección de agrietamiento por fatiga incluyen la evaluación por líquidos penetrantes (PT) o evaluación por partículas magnéticas (MT). Ultrasonido también puede ser usado para detectar la presencia de rupturas que son activadas por esfuerzos o presiones generadas durante el proceso de funcionamiento.

3.2.7 Fractura frágil

Aceros Ferríticos, de baja aleación y al carbono pueden ser susceptibles a falla frágil en o debajo de temperaturas del ambiente. La fractura frágil usualmente no se interesa por una tubería de pared relativamente delgada. La mayoría de las fracturas frágiles han ocurrido en la primera aplicación de un grado de esfuerzo particular (esto es, la primera prueba hidrostática o sobrecarga) a menos que los defectos críticos estén introducidos durante el uso.

El potencial para una falla frágil será considerado cuando se pruebe hidrostáticamente y más cuidadosamente se evalúe, cuando se examine el equipo neumáticamente o cuando se agregue algunas otras cargas adicionales.

Atención especial debe ser dada a aceros de baja aleación (especialmente al material de 2 ½ Cr-1 Mo), porque estos pueden estar propensos a fragilidad de temperatura, y a aceros inoxidable Ferríticos.

3.2.8 Generalidades

Todos los sistemas de tuberías de proceso bajo código API 570 deben ser categorizados en diferentes clases. Tal sistema de clasificación permite que los esfuerzos de inspección sean enfocados a los sistemas de tuberías que pueden tener las más altas consecuencias potenciales, si la falla o la pérdida de contención se da. En general, los sistemas más altamente clasificados requieren una mayor extensión de inspección en intervalos cortos para mantener su integridad, y una operación segura continua.

Clase 1

Servicios con el más alto potencial de resultado en una emergencia inmediata, si una fuga fuera a pasar. Ejemplos de esta clase de tubería incluye:

- Servicios flamables que pueden auto refrigerarse y conducir a la fractura frágil.
- Servicios de presión que pueden evaporarse rápidamente durante la descarga, creando vapores que puede coleccionar y formar una mezcla explosiva, como son las corrientes C2 C3 y C4³¹

³¹ Refino del petróleo: sistema de fraccionamiento [en línea]. Disponible en: <http://www.ingenieriaquimica.net/articulos/312-refino-del-petroleo-ii-sistema-de-fraccionamiento>

- Sulfuro de hidrogeno (mayor al 3% de peso) en una corriente gaseosa.
- Cloruro de hidrógeno anhídrido
- Ácido fluorhídrico
- Tuberías sobre o adyacentes a agua y tuberías sobre caminos públicos.

Clase 2

Los servicios no incluidos en otras clases están en la clase 2. Esta clasificación incluye la mayoría de unidades de proceso de tuberías y desinstalación de las mismas. Ejemplos típicos de estos servicios incluyen los que contienen lo siguiente:

- Los hidrocarburos instalados que se evaporaran lentamente durante su descarga
- Hidrogeno, gas combustible y gas natural.
- ácidos fuertes en sitio y cáusticos

Clase 3

Los servicios que son flamables, pero no hacen una evaporación significativa cuando ellos fugan y no están localizados en un área de alta actividad están en la clase 3. Servicios que son potencialmente dañinos para el tejido humano, pero están localizados en áreas remotas que pueden ser incluidos en esta clase. Ejemplos de servicio de clase 3:

Los hidrocarburos que no evaporan significativamente durante una descarga.

- Destilación y productos en línea y desde el almacenamiento y carga.
- Ácidos y cáusticos

Los lugares de medición de espesores se localizaran en áreas específicas a lo largo del circuito de tuberías donde las inspecciones serán hechas. La naturaleza de los espesores varía de acuerdo a su localización en el sistema de tuberías.

La selección de los espesores deberá considerar el potencial para la corrosión localizada y la corrosión de servicio específico.

Normalmente, la medición de espesores no es regularmente tomadas en válvulas en circuitos de tuberías. El cuerpo de una válvula es normalmente más grueso que otros componentes de las tuberías por razones del diseño. Sin embargo, cuando las válvulas son desbaratadas para su servicio y reparación, el taller debe estar atento a algún patrón de corrosión inusual o adelgazamiento y, cuando sea notado, reportar esa información al

inspector. Los cuerpos de las válvulas que son expuestas a ciclos de temperatura deberían ser examinados periódicamente a causa del agrietamiento por fatiga térmica.

En ocasiones, las examinaciones de perfil radiográfico pueden revelar las imperfecciones en la soldadura. Si imperfecciones parecidas a las grietas son detectadas mientras el sistema de tuberías esta en operación, la inspección adicional con ultrasonido o radiografía de calidad de soldadura puede ser usada para evaluar la magnitud de la imperfección. Además, debería hacerse un esfuerzo para determinar si tales imperfecciones (similares a una grieta) son de la fabricación original de la soldadura o pueden ser de un mecanismo de agrietamiento ambiental

3.2.9 Calculo de vida remanente

El código API 570 dicta fórmulas para calcular la vida remanente de un Piping.

$$\text{Vida remanente} = \frac{(t_{\text{actual}} - t_{\text{requerido}})}{\text{velocidad de corrosión (in (mm) x año)}} \quad (\text{años}) \quad \text{Ec.3.1}$$

Dónde:

t_{actual} = es el espesor actual en in o mm, medidos durante la inspección.

$t_{\text{requerido}}$ = es el espesor requerido, en in o mm en la ubicación del componente realizado por el cálculo de diseño (por ejemplo el de presión y estructural) antes de la corrosión permitida y tolerancia añadida por el fabricante (ASME B.31.3 dictamina magnitud de los espesores para Piping).

La velocidad de corrosión a largo plazo (LT) de circuitos de tubería será calculado por la siguiente formula:

$$LT = \frac{(t_{\text{inicial}} - t_{\text{actual}})}{\text{tiempo}} \quad (\text{mm-in/ años}) \quad \text{Ec.3.2}$$

El tiempo será tomado en años; (años transcurridos entre t_{inicial} y t_{actual})

El plazo corto de velocidad de corrosión (ST) en circuitos de sistemas de tubería será calculado por la siguiente formula:

$$ST = \frac{(t_{\text{previo}} - t_{\text{actual}})}{\text{tiempo}} \quad (\text{mm-in/ años}) \quad \text{Ec.3.3}$$

El tiempo será tomado en años; (años transcurridos entre t_{previo} y t_{actual})

Dónde:

t_{inicial} = es el espesor, en in o mm, en el mismo lugar que la actual medición, en la instalación inicial o comienzo de corrosión debido al medioambiente.

t_{previo} = es el espesor, en in o mm, en el mismo lugar que el actual, medido durante la inspección anterior.

Deben tomarse precauciones para asegurar que el trato estadístico de los resultados de datos refleje la condición verdadera de los componentes de la tubería. El análisis estadístico que emplea la medición de puntos no es aplicable a los sistemas de tuberías con mecanismos de corrosión localizada importante imprevisible.

Velocidades de corrosión de largo y corto plazo deben ser comparadas para ver cuál resulta en la vida remanente más breve como parte de la valoración de datos. El inspector autorizado, en consulta con un especialista de corrosión, seleccionará la velocidad de corrosión que refleje mejor el proceso en curso.

3.3 API RP 579

En el 2000, la API publicó el código API RP 579, que es una práctica recomendada para la evaluación de aptitud para el servicio FFS, aunque fue hecho primordialmente para la industria de refinación y petroquímica, su utilización ha presentado un amplio uso en diversas industrias que utilizan recipientes a presión, tuberías y tanques de almacenamiento.

En 2007, la API se unió a ASME para producir un documento con la designación API RP 579 /ASME FFS-1, cuyos objetivos son garantizar un nivel aceptable de seguridad, proporcionar información precisa para determinar la vida

remanente, realizar un programa de mantenimiento y ayudar a optimizar la inspección de los equipos dañados para que sigan en funcionamiento³².

En 2009 API junto con ASME publicaron API RP 579/ASME FFS-2, un manual donde se puede apreciar el procedimiento para realizar FFS en diversos tipos de componentes, ya sea en recipientes o Piping.

En la tabla 3.3 se da a entender los tipos de daños que cubre el código API RP 579 /ASME FFS-1.

Defectos o mecanismos de daño	Parte	Información general
Fractura frágil	Parte 3	Los procedimientos de evaluación se proporcionan para evaluar la resistencia a una fractura frágil existente en aceros al carbono y de baja aleación utilizados en la fabricación de recipientes a presión, tuberías y tanques de almacenamiento. Los criterios son proporcionados para evaluar la operación normal, puesta en marcha, falla o daño, y las condiciones de sacar de operación al equipo.
Pérdida general de metal	Parte 4	Los procedimientos de evaluación se proporcionan para evaluar la pérdida de espesor por corrosión general. Los datos utilizados para la evaluación pueden ser tanto las lecturas de espesor de punto o perfiles detallados de espesor.
Pérdida local de metal	Parte 5	Las técnicas de evaluación se proporcionan para evaluación individual y redes de áreas locales delgadas y defectos en forma de ranura en componentes presurizados. Perfiles detallados de espesor son necesarios para la evaluación.
Corrosión por picaduras	Parte 6	Los procedimientos de evaluación se proporcionan para evaluar ampliamente picaduras dispersas, picaduras localizadas, picaduras que ocurren dentro de una región de la pérdida de metal local, y una región de la pérdida de metal localizada dentro de una región de picaduras.
Ampollas de HIC/daño SOHIC	Parte 7	Los procedimientos de evaluación se proporcionan para evaluar ampollas agrupadas u aisladas y daños por HIC / SOHIC (daños

³² American Petroleum Institute, The American Society Of Mechanical Engineers. API 579-1/ASME FFS-1 implementación API para la evaluación Fitness For Service.. 2007. p 9.

		por hidrógeno). Las guías para la evaluación incluyen disposiciones para las ampollas y el daño de HIC / SOHIC ubicadas en las juntas de soldadura y discontinuidades estructurales, como las transiciones de pared, anillos de refuerzo, y las boquillas.
Desalineamiento de soldaduras y distorsión de pared	Parte 8	Procedimientos de evaluación son proporcionados para evaluar el esfuerzo resultante de discontinuidades geométricas en el tipo de estructuras incluyendo desalineamiento de soldaduras y distorsiones de pared (ej. ovalamiento y abolladuras).
Defectos como grietas	Parte 9	Los procedimientos de evaluación se proporcionan para evaluar defectos como grietas. Métodos para evaluar los esfuerzos residuales como lo exige el procedimiento de evaluación, propiedades de los materiales necesarios para la evaluación son presentados. Recomendaciones para la evaluación de crecimiento de la grieta incluyendo condiciones ambientales también están cubiertas.
Operación a altas temperaturas y termofluencia	Parte 10	Los procedimientos de evaluación se proporcionan para determinar la vida útil remanente de componentes que operan en el régimen de fluencia. Propiedades de los materiales necesarias para la evaluación del crecimiento de la grieta, como las preocupaciones ambientales también están cubiertas.
Daño por fuego	Parte 11	Los procedimientos de evaluación se proporcionan para evaluar los equipos sometidos a daño por fuego. Una metodología se proporciona a los componentes para la evaluación sobre la base de la exposición al calor experimentado durante el incendio. Los procedimientos de evaluación de las demás partes de esta publicación se utilizan para evaluar los daños en los componentes.
Abolladuras, rayones y combinaciones	Parte 12	Se proporcionan técnicas de evaluación para evaluar la abolladura, ralladuras y combinaciones en componentes.

Laminaciones	Parte 13	Los procedimientos de evaluación se proporcionan para evaluar las laminaciones. Las directrices incluyen disposiciones para la evaluación de laminaciones ubicadas en las uniones soldadas y discontinuidades estructurales, como las transiciones de pared, anillos de refuerzo, y las boquillas.
---------------------	-----------------	--

Tabla 3.3. Distintas evaluaciones de FFS.

3.3.1 Niveles de evaluación de FFS

Nivel 1

Esta es una evaluación básica que puede ser realizada por una formación de inspectores o ingenieros de planta. Una evaluación de nivel 1 puede implicar simples cálculos a mano.

Nivel 2

Este nivel de evaluación es más complejo que el nivel 1 y debe ser realizado únicamente por ingenieros formados en la norma API RP 579 /ASME FFS-1. La mayoría de los cálculos para el nivel 2 pueden realizarse con una hoja de cálculo.

Nivel 3

Este es el nivel de evaluación más avanzado y debe realizarse sólo por los ingenieros con un alto nivel de conocimientos y experiencias. Un nivel 3 de evaluación puede incluir simulación por computadora, como el análisis de elementos finitos (FEA) o dinámica de fluidos computacionales (CFD).

Los tres niveles de evaluación representan un equilibrio entre simplicidad y precisión. La simplificación de procedimientos del nivel 1, indican un alto grado de conservación, en cambio los niveles 2 y 3, indican menos simplicidad y un menor nivel de conservación. El nivel 1 no deja espacio para la interpretación e indica los pasos exactos a seguir, en cambio el nivel 3, le entrega libertad al inspector para analizar los datos, cada situación es diferente y hay una amplia gama de enfoques que pueden ser adecuados para una situación dada.

3.3.2 Áreas que abarca una evaluación FFS

FFS involucra diversas áreas de la ingeniería, las que describen a continuación:

Análisis de esfuerzos

Una estimación exacta de los esfuerzos que actúa sobre el componente de interés para evaluar la integridad estructural y la vida útil restante.

Metalurgia / Ingeniería de materiales

Una comprensión del funcionamiento de diversos materiales sometidos a ambientes específicos, temperaturas y niveles de estrés es esencial para garantizar una operación segura y confiable.

El examen no destructivo (END)

Los defectos deben ser detectados y dimensionados antes de ser evaluados. La tecnología de inspección más adecuada depende de una variedad de factores, incluyendo el tipo de los defectos o daños presentes la accesibilidad de la región de interés.

Corrosión

Una comprensión del mecanismo de degradación ambiental, es un requisito previo para la evaluación por FFS, por otra parte la experiencia en la corrosión es útil para la prescripción de medidas adecuadas de remediación.

Las operaciones de la planta

La interacción con personal de la planta; es generalmente necesario entender los parámetros de funcionamiento para el equipo de su interés. Información tales como la temperatura de funcionamiento y presión, entorno del proceso, inicio / apagado, y procedimientos son elementos esenciales para una evaluación de FFS.

Mecánica de la fractura

Esta disciplina se utiliza para analizar las grietas y otros defectos.

Probabilidad y estadística

Esta disciplina es útil para el análisis de datos y para las evaluaciones probabilísticas de riesgo.

Una evaluación FFS puede ser la herramienta que proporcione soluciones ingenieriles óptimas, para evitar costos por producción diferida por paro de líneas o equipos y reparaciones costosas innecesarias.

Esta herramienta proporciona las condiciones bajo las cuales los componentes que contienen indicaciones pueden operar de forma confiable y segura; la precisión de las evaluaciones está sujeta sensiblemente, a la exactitud de la información recopilada en el campo.

Una evaluación FFS realizada bajo la norma API RP 579/ ASME FFS-1, se resume en la figura 3.1.

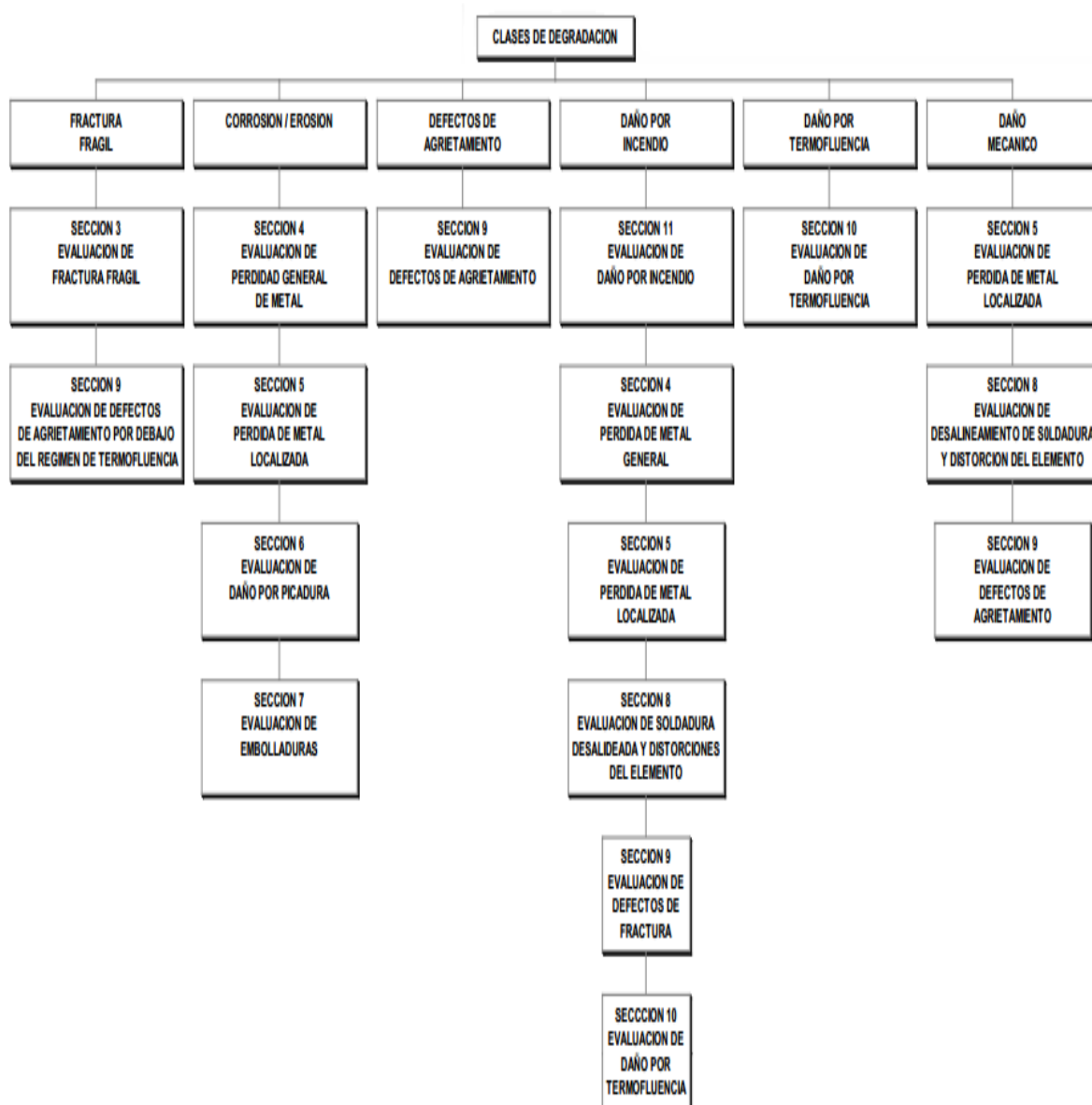
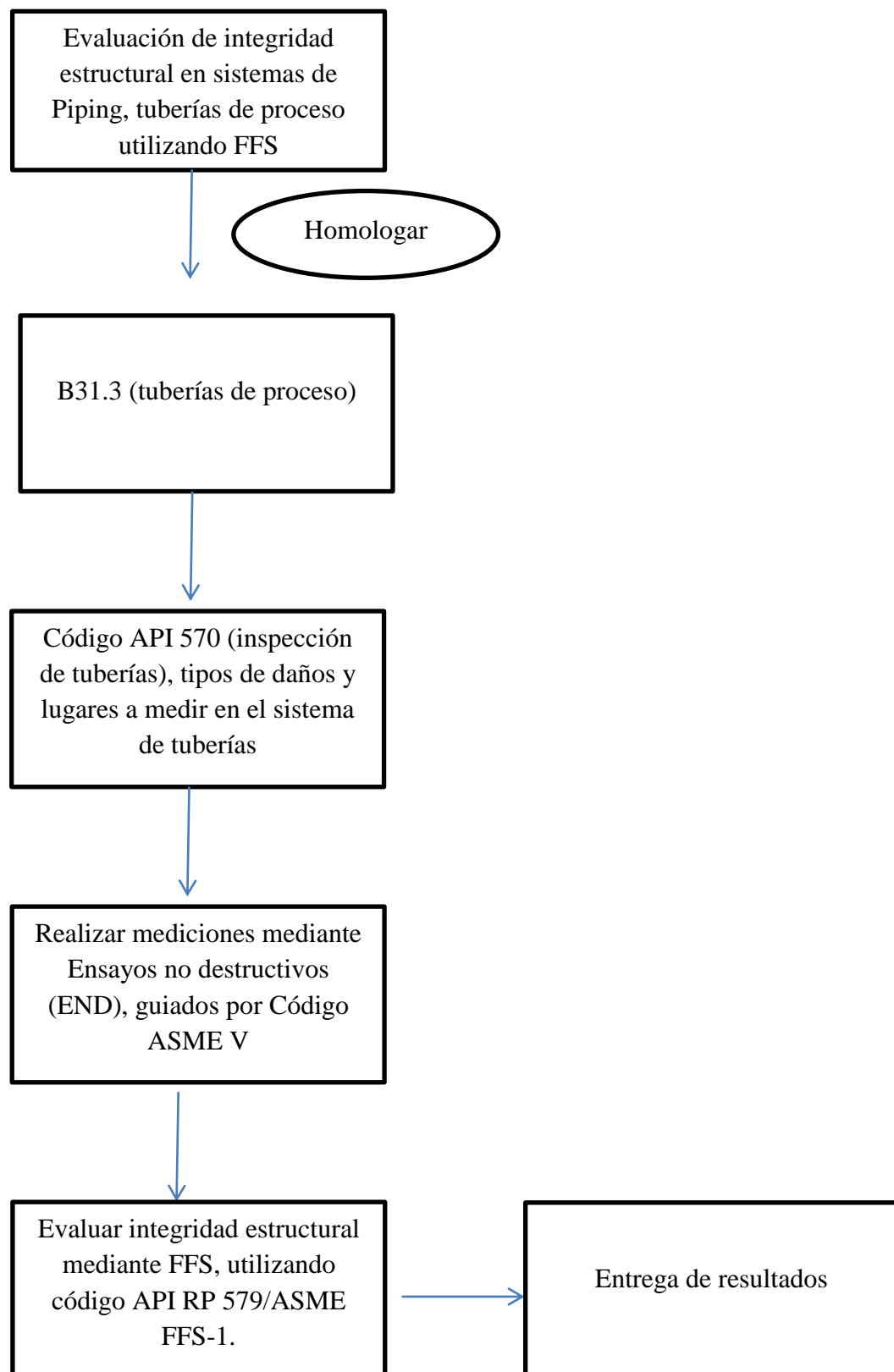


Fig.3.1. Resumen API RP 579 / ASME FFS-1.

3.4 Utilización de códigos y normas para evaluación de integridad estructural mediante FFS.



CAPITULO IV

EVALUACIÓN DE INTEGRIDAD ESTRUCTURAL EN PIPING

FFS usando el código API RP 579 se basa principalmente en determinar la presión máxima de operación permisible para el componente que presenta el daño ($MAWP_r$). A través de la siguiente metodología.

Calculando el factor de resistencia remanente o RSF que define la aceptación para continuar en servicio de un componente que presenta un defecto en términos de un criterio de esfuerzos no-lineales. El RSF es definido por la siguiente relación.

$$RSF = \frac{L_{DC}}{L_{UC}} \quad Ec.4.1$$

Dónde:

L_{DC} : Es la carga límite o carga de colapso plástico de un componente dañado.

L_{UC} : Es la correspondiente carga límite o carga de colapso plástico para el componente sin daño.

El RSF calculado es comparado con un valor permisible de RSF, denominado RSF_a ; si $RSF < RSF_a$ el componente puede ser reclasificado, reparado o reemplazado, en caso contrario puede continuar o ser puesto en servicio.

API 579-1/ASME FFS-1 recomienda un valor de $RSF_a = 0.9$ para la mayoría de los casos.

Si RSF resulta ser menor que 0.9, el componente puede ser recalificado para una nueva presión máxima de trabajo de la siguiente manera:

$$MAWP_r = MAWP \left(\frac{RSF}{RSF_a} \right) \quad Ec.4.2$$

Dónde:

$MAWP_r$: Máxima presión de trabajo del componente dañado (psi).

$MAWP$: Máxima presión de trabajo del componente sin daño (psi).

En el caso de resultar RSF menor que 0.9 y una presión de diseño menor que la máxima presión del componente dañado, el sistema puede seguir en funcionamiento,

aunque siempre tomando precauciones, como una mayor periodicidad en la toma de mediciones y supervisión del proceso.

Si se estima pertinente que el Piping puede ser reemplazado o reparado, en este último caso, se deberán nuevamente hacer mediciones y repetir los cálculos para considerar si cumple los valores de presión a los cuales estará enfrentado.

En esta habilitación profesional se analizará integridad estructural en cuatro tipos de daños producidos en un Piping, en donde se decretara con los resultados entregados, si el sistema deberá continuar en servicio o ser recalificado para presiones de trabajo menores.

- Pérdida local de metal
- Picaduras (Pitting)
- Desalienaciones en soldadura y distorsiones de carcasa
- Daños por grietas

4.1 Pérdida local de metal

La Corrosión es la causa general de la destrucción de la mayor parte de los materiales naturales o fabricados por el hombre. Si bien esta fuerza destructiva ha existido siempre, no se le ha prestado atención hasta los tiempos modernos. Con el avance de la tecnología, el desarrollo de la industria y el uso de combustibles, en especial el petróleo, han cambiado la composición de la atmósfera de los centros industriales y grandes conglomerados urbanos, tornándola más corrosiva.

La corrosión localizada se produce cuando las áreas anódicas (de oxidación) y las catódicas (de reducción) están separadas unas de otras dando lugar a la disolución del metal en un área restringida.³³ La corrosión localizada puede ocurrir tanto a escala microscópica como macroscópica de diversas formas tales como

³³ Módulo VIII, corrosión [en línea]. Disponible en: <http://www.ing.unlp.edu.ar/quimica/corrosion.htm>

4.1.1 Tipos de corrosión

Corrosión por picado y corrosión por grietas

La corrosión por picado es muy localizada y, eventualmente puede perforar el metal, de allí su peligrosidad. El picado es causado por la ruptura local de la película de óxido protector que cubre el metal. Frecuentemente las picaduras son difíciles de detectar ya que los pequeños agujeros son tapados por productos de corrosión y por ese motivo puede provocar fallos inesperados. Si bien la cantidad de metal que se disuelve es poca si ocurre una perforación podrá poner, por ejemplo, fuera de servicio un tubo de un intercambiador de calor, con la necesidad de la parada de planta para su recambio.

Cuando un metal está totalmente sumergido la corrosión se puede acelerar en ciertas regiones tales como grietas (aberturas de unos pocos milímetros), donde el flujo de solución está restringido (regiones estancadas). Este tipo de corrosión es frecuente encontrarla en juntas, remaches, pernos, tornillos, entre válvulas, bajo depósitos porosos.

Tanto en el caso de corrosión por picado como en el de corrosión por grietas entre el interior y el exterior de la grieta o picadura puede ocurrir que aparezca una diferencia de concentración de iones o de oxígeno (celda de aireación diferencial). Allí la pequeña región interna de la grieta se transforma en ánodo y la externa en cátodo

Corrosión fisurante

Se forman fisuras transgranulares o intergranulares que se propagan hacia el interior del metal. Se producen en metales sometidos a tensiones de tracción en un medio corrosivo.

Corrosión intergranular

La corrosión intergranular es un deterioro por corrosión localizada y/o adyacente a los límites de grano de una aleación. Bajo condiciones ordinarias, si un metal se corroe uniformemente, los límites de grano serán sólo ligeramente más reactivos que la matriz. Sin embargo, bajo otras condiciones, las regiones de límite de grano pueden ser muy reactivas, resultando una corrosión intergranular que origina pérdida de la resistencia de la aleación e incluso la desintegración en los bordes de grano.

Uno de los más importantes ejemplos de corrosión intergranular es la que tiene lugar en algunos aceros inoxidable austeníticos (18% Cr 8% Ni) cuando son calentados o enfriados lentamente a través del rango de temperaturas de 500 a 800°C.³⁴

4.1.2 Factores que favorecen o inducen la corrosión

Corrosión por esfuerzo o tensión (fisurante)

Este tipo de corrosión se produce cuando se combina un ambiente corrosivo con tensiones intensas que actúan sobre el metal. El ataque no parece muy intenso pero su gravedad radica en que se producen fisuras que se propagan a lo largo de la sección del metal. Los esfuerzos pueden estar originados por la presencia de metales con diferentes coeficientes de dilatación térmica, por diseños defectuosos, por transformaciones de una fase durante una soldadura.

La fisura comienza en general en una discontinuidad superficial y su frente avanza en forma perpendicular a las tensiones. Si se frena el esfuerzo o se inhibe la corrosión el avance de la grieta se frena.

Por erosión

Se produce por el desgaste de la superficie en contacto con un fluido cuyo movimiento es rápido. Se caracteriza por la aparición de surcos, valles, hoyos que en general se observan en la dirección del fluido. Por otra parte este desgaste también ocasiona la abrasión de las películas protectoras de óxidos o cubiertas que protegen el material, favoreciendo la disolución metálica.

Por cavitación

Es causada por burbujas de vapor originadas por cambios bruscos de presión que chocan contra la superficie del metal y pueden provocar severos daños sobre el mismo, ocasionando el desprendimiento de películas superficiales, disminuyendo el espesor en zonas localizadas.

³⁴ Corrosión intergranular [en línea]. Disponible en:
http://www.upv.es/materiales/Fcm/Fcm12/pfcm12_4_5.html

Por frotamiento

Ocurre entre metales sometidos a vibración o deslizamiento. El óxido que se desprende puede actuar como abrasivo agravando aún más la situación.

Por disolución selectiva (lixiviación)

Se produce en aleaciones en las que un metal se disuelve en forma preferencial. Un caso típico es el de los latones en los que el zinc (aleado al cobre) se elimina selectivamente. También en las aleaciones cobre-níquel con algo de zinc, el zinc se elimina preferencialmente dejando una superficie esponjosa y débil. También ocurre con el estaño en aleaciones de cobre.

Celdas de concentración (diferencia de pH)

Las celdas de concentración de oxígeno se desarrollan cuando existe una diferencia en la concentración de oxígeno entre dos sitios de la superficie húmeda de un metal. Son especialmente importantes en el caso de metales que no desarrollan óxidos protectores como es el caso del hierro.

Por microorganismos

Los microorganismos se adhieren a la superficie metálica formando lo que se conoce como biofilm. Está constituido por una matriz de material polimérico en el que se encuentran los microorganismos, sus productos metabólicos y material inorgánico. Los microorganismos pueden acelerar el proceso de corrosión localizada de diversas formas entre ellas: La remoción del oxígeno por parte de los microorganismos aeróbicos da lugar al empobrecimiento local del mismo y a la aparición de celdas de concentración. Los productos metabólicos de distinta naturaleza tales como ácidos orgánicos, sulfuros de características agresivas, favorecen el proceso de disolución de los óxidos y del metal.

Daño por hidrógeno

El ataque por hidrógeno es el que se produce por la reacción del hidrógeno con los carburos del acero formando metano y dando lugar a la formación de ampollas o huecos internos, El hidrógeno puede migrar desde la superficie hacia las inclusiones

interiores donde se nuclea y genera aumento de presión que da lugar a deformaciones y rupturas.

Se realizara una evaluación de integridad estructural bajo la modalidad FFS para perdida local de metal en una sección de tubería en condiciones de laboratorio.

4.1.3 Análisis integridad estructural de Piping con respecto a pérdida local de metal

Una región de corrosión y/o erosión interna local se ha encontrado en una sección de tubería al realizarse una inspección bajo condiciones de laboratorio (Fig. 4.1 y 4.2). Las condiciones geométricas y de diseño de la sección son:

Material	ASTM A234 Grade WPB Year 1980
Diámetro de tubería	12.44 in
Espesor de pared	0.15 in
Loss	0
FCA	0.0625 in
T° de diseño	700° F

Tabla 4.1. Datos de diseño

Dónde:

Diámetro de tubería (D_0): Diámetro exterior de la tubería

Espesor de pared (T_{nom}): Espesor nominal de la tubería.

Loss: Pérdida de material debido al ensayo, al ser END no hay pérdida de material al tomar las muestras; Loss = 0.

FCA: Futura corrosión admisible; es aquella pérdida de material que tendrá el componente en condiciones teóricas; (anexo 1 existe una tabla con los valores más comunes de FCA, aunque es habitual usar con ASME B.31.3 1.58 mm (0.0625 in)).

Al seleccionar la T° de diseño, se deberá considerar, tanto las propiedades del material como su espesor de pared, se deberá consultar a la norma que rige al componente o se podrán realizar cálculos de transferencia de calor.



Fig. 4.1. Sección de tubería y equipo de ultrasonido en laboratorio



Fig. 4.2. Pérdida local de material a inspeccionar.

Para poder aplicar FFS a la pieza en estudio debe de estar por obligación bajo el código ASME B31.3 de construcción de tuberías (párrafo 3.1).

Para una tubería, B31.3 indica el valor de presión admisible mediante la siguiente ecuación:

$$P_{B31.3} = \frac{2T_{B31.3}SEW}{D_0 - 2YT_{B31.3}} \quad \text{Ec. 4.3}$$

Dónde:

$P_{B31.3}$: Presión de diseño admisible para un componente bajo código B31.3 (psi).

$T_{B31.3}$: Espesor bajo código B31.3.

$$T_{B31.3} = T_{\text{nom}} - c$$

c : Tolerancia en la corrosión, para componentes sin hilo se acostumbra a utilizar 0.02 in.

D_0 : Diámetro exterior 12.44 in (Tabla 4.1).

S : Tensión admisible del código original de construcción; 16800 psi (anexo 2).

E : Factor de Calidad de junta para ASME B31.3. $E = 1.0$ para tubos sin o con costura A234 (anexo 3).

W : Factor de reducción de la resistencia de la junta de soldadura en tubos soldados; 1.0 (anexo 4).

Y : Coeficiente dependiente del material y la temperatura; 0.4 (anexo 5)

Reemplazando:

$$P_{B31.3} = 354 \text{ psi}$$

La presión de diseño para que se encuentre bajo el código B31.3 debe ser ≤ 354 psi.

Mayormente por seguridad se debe elegir un número menor de presión de diseño, $P = 300$ psi es un número adecuado de presión.

Para averiguar si existe pérdida local de material se debe calcular un espesor de referencia denominado espesor mínimo (T_{\min}), si al momento de realizar las mediciones el inspector se encuentra con un espesor menor que T_{\min} , estará ante la presencia de una pérdida local de material.

Calculo de T_{\min}

Cálculo de T_{\min} circunferencial

$$T_{\min}^c = \frac{PD_0}{2(SE + PY)} + MA \quad \text{Ec. 4.4}$$

Dónde:

T_{\min}^c : Espesor mínimo circunferencial (in)

P : Presión interna de diseño 300 psi.

MA: Prestaciones mecánicas (dientes o profundidad de ranuras), para componentes roscados se aplicara la profundidad nominal de la rosca (in); 0 no existen componentes roscados.

Reemplazando los valores se obtiene:

$$T_{min}^c = 0.11 \text{ in}$$

Cálculo de T_{min} longitudinal

$$T_{min}^L = \frac{PD_o}{4(SE + PY)} + MA + Tsl \quad Ec. 4.5$$

Dónde:

T_{min}^L : Espesor mínimo longitudinal (in)

Tsl: Espesor adicional para cargas diferentes de presión y estrés horizontal, como vientos y terremotos; se considera en esta ocasión 0 in.

Reemplazando se obtiene:

$$T_{min}^L = 0.055 \text{ in}$$

El T_{min} elegido es producto de la siguiente relación:

$$T_{min} = \text{máx} (T_{min}^L , T_{min}^c) \quad Ec. 4.6$$

Por esta razón el T_{min} escogido es 0.11 in.

Si se encuentra un espesor menor que T_{min} , se estará ante la presencia de una pérdida local de material y tendrá que inspeccionarse las zonas aledañas en forma de nodos de la siguiente forma:

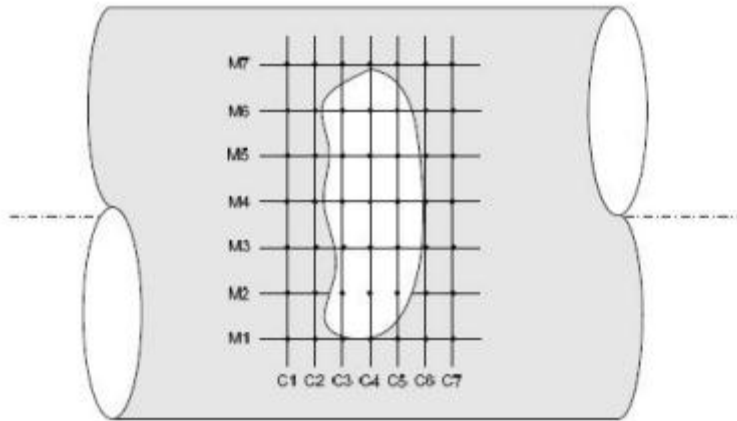


Fig.4.3. Forma de tomar muestras de espesor según código API RP 579

Obteniéndose lo siguiente:

T_{min} : Menor espesor medido (in)

Y el valor de s (in), importante para cálculos posteriores:

Al momento de realizar las mediciones se encontraron espesores menores que T_{min} , como se puede apreciar en Fig. 4.4.



Fig.4.4. Medición de espesor utilizando ultrasonido³⁵.

³⁵ Las mediciones se realizaron en mm para luego ser llevadas a pulgadas.

Procediendo a realizar la “malla de nodos”, a la cual API 579 aplica dos condiciones:

- Se deberán realizar al menos 5 mediciones por perfil (vertical – horizontal).
- La distancia entre cada medición se obtendrá de la siguiente condición³⁶:

$$L_S = \min[0.36\sqrt{D_o T_{min}}, 2T_{nom}] \quad \text{Ec. 4.7}$$

Dónde:

L_S : Distancia entre cada medición en forma vertical u horizontal (in).

Se obtiene:

$$L_S = 0.30 \text{ in.}$$

Los nodos son dispuestos en el objeto de estudio de la siguiente forma:

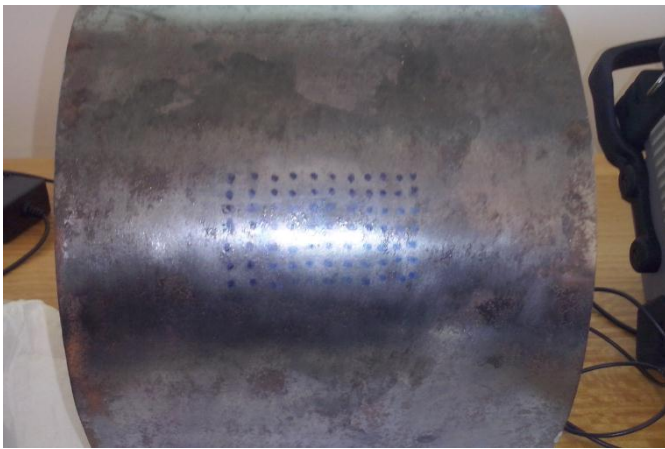


Fig.4.5. malla de nodos dibujada en la tubería.

³⁶ Si el número de mediciones no es por lo menos 5, se puede disminuir la distancia.

El resultado de las mediciones por ultrasonido se muestra en la tabla 4.2. Valores en in.

Plano longitudinal de inspección	Plano circunferencial de inspección						
	C1	C2	C3	C4	C5	C6	C7
M1	0.14	0.15	0.14	0.14	0.15	0.15	0.13
M2	0.13	0.11	0.09	0.12	0.09	0.13	0.13
M3	0.13	0.10	0.09	0.12	0.09	0.09	0.13
M4	0.14	0.11	0.09	0.11	0.10	0.10	0.14
M5	0.13	0.11	0.09	0.10	0.14	0.11	0.15
M6	0.13	0.11	0.12	0.13	0.13	0.13	0.13
Longitudinal CTP	0.13	0.10	0.09	0.10	0.09	0.09	0.13

Tabla 4.2. Espesores medidos con ultrasonido

CTP representa el menor valor medido longitudinalmente, $T_{mm} = 0.09$ in; s es la distancia total que existe entre cada medición en sentido longitudinal del Piping que van desde donde se supera el T_{min} por ambos lados, lo que se puede apreciar en la Fig. 4.6 y se calcula con Ec.4.8.

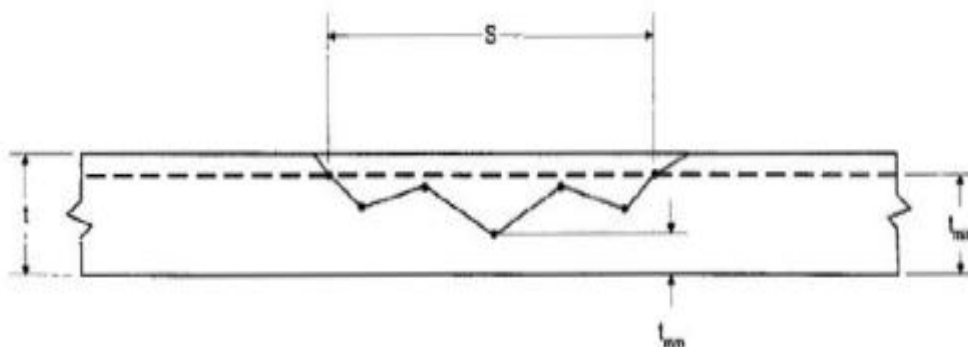


Fig.4.6. Vista longitudinal de un Piping con pérdida de material localizada.

$$s = N_H L_s + \left[\frac{T_{min} - (T_{izq} - FCA)}{(T_{nom} - FCA) - (T_{izq} - FCA)} \right] L_s + \left[\frac{T_{min} - (T_{der} - FCA)}{(T_{nom} - FCA) - (T_{der} - FCA)} \right] L_s \text{ (in) Ec. 4.8}$$

Dónde:

N_H : Número de distancias entre mediciones que no superan el T_{\min} por ambos lados.

T_{izq} : Intervalo de medición que supera el T_{\min} por la izquierda, se aplica CTP derecho.

T_{der} : Intervalo de medición que supera el T_{\min} por la derecha, se aplica CTP izquierdo.

Reemplazando.

$$s = 2.342 \text{ in}$$

Validez del método

Para ser el método válido para nivel 1, se debe cumplir con el siguiente requisito:

$$R_t \geq 0.20 \quad \text{Ec.4.9}$$

Dónde:

$$R_t = (T_{mm} - FCA) / T_c \quad \text{Ec.4.10}$$

T_c : Espesor circunferencial, valor según API RP 579

$$T_c = T_{nom} - Loss - FCA \text{ (in)} \quad \text{Ec. 4.11}$$

D_o : Diámetro exterior 12.44 in

T_{nom} : Espesor nominal 0.15 in

$$T_c = 0.088 \text{ in}$$

Reemplazando los valores en las respectivas ecuaciones se obtiene:

$$R_t = 0.318 \geq 0.20$$

Se cumple con el requerimiento, por lo tanto se puede utilizar este nivel para analizar integridad estructural.

El componente es aceptado o debe ser recalificado.

Esto se logra calculando factores e interceptándolo en la figura 4.7.

$$\lambda = \frac{1.285s}{\sqrt{DT_c}} \tag{Ec. 4.12}$$

Dónde:

D: Diámetro a utilizar según API 579.

$$D = D_o - 2T_{nom} + 2(Loss + FCA) \text{ (in)} \tag{Ec. 4.13}$$

Reemplazando se obtiene:

$$D = 12.015 \text{ in}$$

$$\lambda = 2.93$$

$$R_t = 0.318$$

Interceptados los datos en la figura 4.7, se obtiene que a la tubería se le debe calcular la máxima presión de trabajo del componente dañado (MAWPr), para analizar si cumple aún con la presión de diseño o deba ser recalificada para presiones menores.

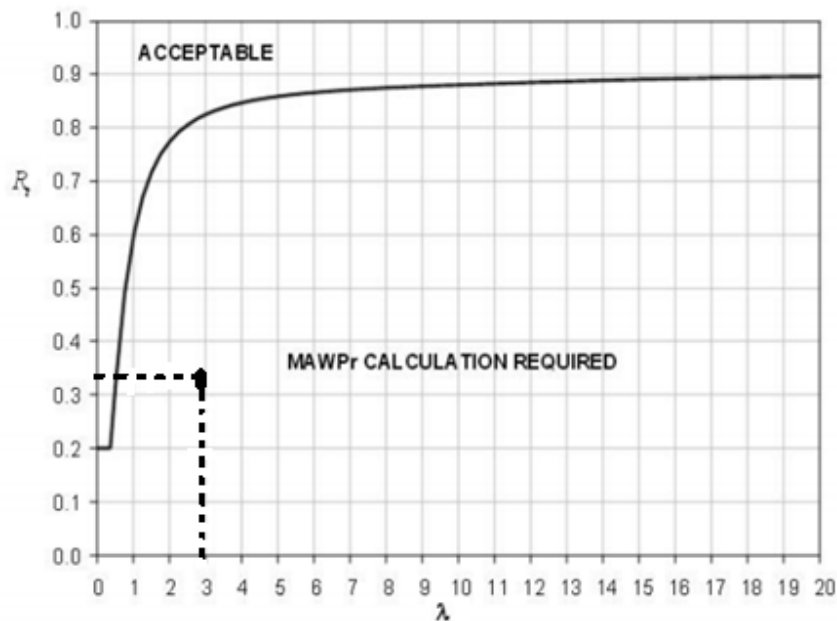


Figura.4.7. Gráfico para analizar si el componente debe seguir en servicio o ser recalificado para una presión menor, según código API 579.

Cálculo del MAWPr

Como se dictó en la Ec. 4.2, para calcular MAWPr, es necesario calcular RSF y MAWP.

RSF

Se calcula con la siguiente expresión:

$$RSF = \frac{Rt}{1 - \frac{1}{Mt}(1-Rt)} \quad Ec. 4.14$$

Donde Mt es un factor obtenido de la tabla del anexo 6 que depende de valor de λ , al interceptar los datos da como resultado; Mt = 2.103

Obteniéndose RSF = 0.4701

MAWP

Calculo del MAWP^c

Se obtendrá de la siguiente ecuación

$$MAWP^c = \frac{2SE(T_c - MA)}{D_o - 2Y(T_c - MA)} \quad Ec. 4.15$$

Dónde:

MAWP^c: Máxima presión de trabajo que soporta el componente de forma circunferencial. (psi)

MA = 0; definido en Ec.4.4

Reemplazando se obtiene un MAWP^c de 239 psi.

Calculo del MAWP^L

$$MAWP^L = \frac{4SE(T_c - Tsl - MA)}{D_o - 4Y(T_c - Tsl - MA)} \quad Ec. 4.16$$

Dónde:

$MAWP^L$: máxima presión de trabajo que soporta el componente de forma longitudinal (psi).

$T_{sl} = 0$; definido en Ec.4.4

Reemplazando se obtiene un $MAWP^L$ de 480.82 psi.

El MAWP se elige de acuerdo a la siguiente expresión:

$$MAWP = \min (MAWP^L , MAWP^C) \quad \text{Ec.4.17}$$

$$MAWP = 239 \text{ psi}^{37}.$$

Reemplazando en Ec.4.2 se obtiene un MAWPr de 125 psi

Como $MAWPr < P_{\text{diseño}}$ (300 psi), se deberá reclasificar la presión de la línea a números menores de 125 psi, también se podrá arreglar la línea o reemplazar la cañería con desgaste localizado, todo se realizara como lo disponga el plan de mantenimiento.

En caso de realizarse la evaluación a un sistema de tuberías, si el propietario no queda conforme con los cálculos, existirá la posibilidad de evaluación en niveles 2 y 3.

4.2 Picaduras (Pitting)

Son regiones localizadas de pérdida de espesor las cuales pueden caracterizarse por un diámetro de pit del orden del espesor de la placa o menor y una profundidad menor que el espesor de la placa.

La mayoría de los metales comerciales, así como las aleaciones están expuestas a sufrir pitting bajo ciertas condiciones. Algunas veces el pitting se generaliza sobre la superficie completa, dándole al metal una apariencia irregular y rugosa. En otros casos, el pitting se concentra en áreas específicas y son de forma y tamaño variados.

³⁷ Si la presión de diseño según B31.3 entra en conflicto con MAWP, prevalece siempre el código de construcción.

El Pitting aparece localizado en cañerías; por ejemplo cañerías de agua; cañerías ubicadas cerca del mar o tubos en contacto con objetos extraños o suciedad

Las aleaciones que contienen grandes cantidades de manganeso tienden a ser propensas al pitting en atmósferas marinas, así como las que contienen cobalto o berilio.³⁸ Se ha observado una tendencia a la corrosión intergranular en bronce al silicio y latones al aluminio, pero su ocurrencia es algo esporádica.

La acumulación de productos de corrosión en superficies metálicas también puede aumentar la tasa de corrosión y la posibilidad de pitting. Las aleaciones de bajo cobre, tales como el latón naval parecen formar películas finas y adherentes de productos de corrosión. El cobre, aleaciones de cobre – silicio y otras aleaciones de altos contenidos de cobre forman películas o escamas más voluminosas y porosas, por lo que es probable encontrar superficies rugosas o con picaduras. Una muestra de daño por pitting a una tubería se muestra en la siguiente figura:



Fig. 4.8. Ejemplo de una tubería con pitting

Para realizar mediciones se utiliza un medidor de picaduras de corrosión.

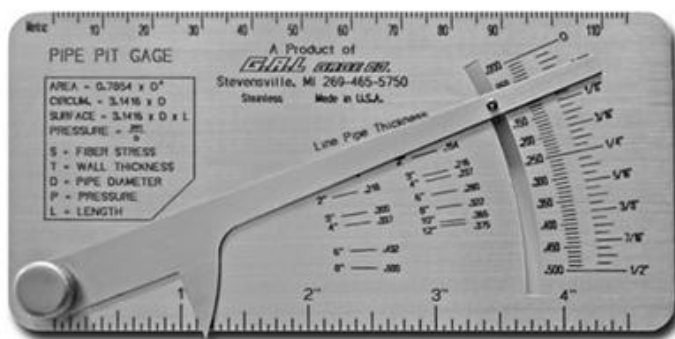


Fig.4.9 Medidor de pitting de bolsillo

³⁸ Henríquez Toledo Raúl. La corrosión en el cobre y sus aleaciones. p 13.

Si no se cuenta con una herramienta específica de medición, se puede usar pie de metro para medir la profundidad.

Se realizara una evaluación de integridad estructural bajo la modalidad FFS para Pitting exterior en una sección de tubería en condiciones de laboratorio³⁹

4.2.1 Análisis de integridad estructural de Piping con respecto a Pitting

Al divisar pitting se deberá medir $W_{m\acute{a}x}$ que es la máxima profundidad alcanzada por una picadura.

Para analizar pitting en condiciones de laboratorio se cuenta con un codo, el cual se puede apreciar en la figura 4.10.

Con las siguientes medidas geométricas:

D_0	4.54 in
T_{nom}	0.36 in
$W_{m\acute{a}x}$	0.03 in
FCA	0.0625 in (usado en B31.3)

Tabla 4.3. Características geométricas del codo en estudio.



Fig.4.10. Codo con pitting exterior.

³⁹ La T° de diseño a la cual el componente operara se dará a entender en forma teórica.

A continuación se calcula el radio del espesor remanente o Rwt, un factor que define API, si se cumple que $Rwt \geq 0.2$, entonces se puede proseguir con la evaluación en nivel 1, de no resultar esto cierto, se puede profundizar en los demás niveles o reemplazar el Piping.

$$Rwt = \frac{T_C + FCA - W_{m\acute{a}x}}{T_C} \quad Ec.4.18$$

Reemplazando se obtiene $Rwt = 1.1 > 0.2$, por lo cual se puede utilizar este método de evaluación.

API tiene 8 plantillas para analizar pitting (anexo 7), la cual se elige haciendo una inspección visual y comparando con el nivel de picaduras que posee el componente.

El uso de esta técnica se puede apreciar en la figura 4.11, a la cual se le aplicó una caratula de gado 4.



Fig.4.11. Codo con pitting exterior y figura representativa

El grado 4 de pitting posee los siguientes valores

R_{wt}	Level 1 RSF	
	Cylinder	Sphere
0.8	0.95	0.93
0.6	0.90	0.86
0.4	0.85	0.79
0.2	0.79	0.72

Fig.4.12. Valores para pitting exterior de grado 4.

Como $R_{wt} > 0.8$ da como resultado un RSF mayor a 0.95 y por lo tanto se cumple en este caso que $RSF > RSFa$.

El nivel de pitting presente en el Piping es aceptable y puede ser puesto en funcionamiento.

Para que cumpla con el código B31.3 se calculará su presión de trabajo, para ello se necesitarán los siguientes datos de construcción.

Material	ASTM A105
T° teórica de trabajo del componente	700° F

Tabla 4.4. Valores de construcción del material.

Dónde:

S: Tensión admisible del código original de construcción; 17300 psi (anexo 2).

A excepción de las características geométricas (D_o y $T_{B31.3}$) y S, los demás valores se mantienen igual que en Ec. 4.3

Reemplazando en Ec. 4.3 se obtiene:

$$P_{B31.3} = 2756 \text{ psi}$$

Por lo tanto el codo puede ser puesto en servicio en cualquier sistema que posea presiones ≤ 2400 psi (por seguridad) y estará homologado para código B31.3. a

Al seleccionar la T° de diseño, se deberá considerar, tanto las propiedades del material como su espesor de pared, se deberá consultar a la norma que rige al componente o se podrán realizar cálculos de transferencia de calor.

4.3 Evaluación integridad estructural de soldadura desalineada y distorsiones de carcasa

Esta discontinuidad se da cuando en las uniones soldadas las superficies que deberían ser paralelas se presentan desalineadas; también puede darse cuando se sueldan dos partes de tuberías que se han presentado excéntricamente, o poseen superficies

ovaladas.⁴⁰ Es frecuente que la raíz de la soldadura con desalineación origine un borde sin fundir.

Es muy importante escoger el material correcto para la alineación interna de tubos en la preparación de la soldadura, para compensar las tolerancias de fabricación y evitar los problemas de desalineación de los bordes durante el proceso de soldadura.

Las desalineaciones de los extremos de los tubos pueden también causar una reducción de la vida útil de la soldadura o de su resistencia. Estas pueden ser causadas por un pobre alineamiento del tubo en las abrazaderas de la máquina o por que los extremos estén mal cortados o refrentados. Es importante conseguir una desalineación lo más pequeña posible. Si el desalineamiento es excesivo, se pueden producir formas afiladas (entallas), resultando concentración de tensiones.

En imagen radiográfica el desalineamiento se muestra como un cambio abrupto en la densidad de la película en el ancho de la imagen de la soldadura, como en la Figura 4.13.

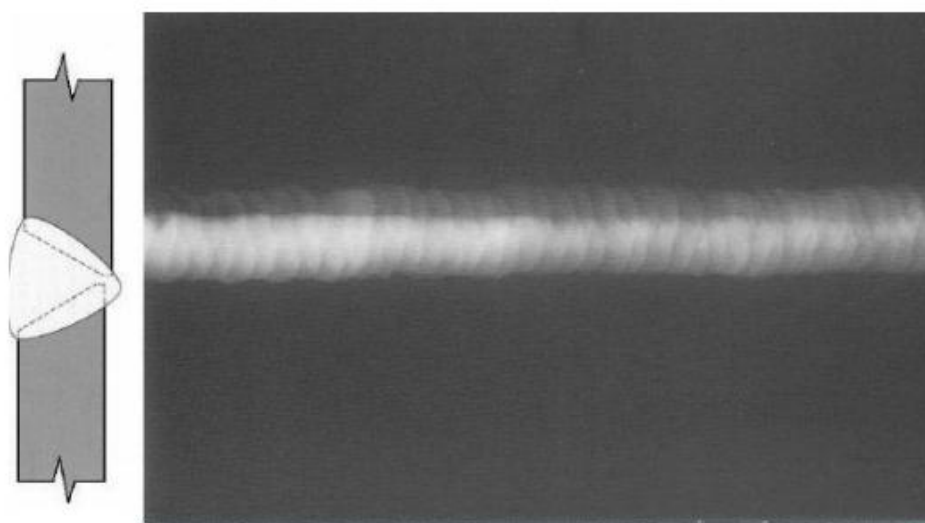


Fig.4.13. Prueba radiográfica donde se encuentra una desalineación

⁴⁰ Discontinuidades y defectos en soldadura [en línea]. Disponible en:
<https://es.scribd.com/doc/214553267/CAPITULO-15-Discontinuidades-y-Defectos-en-Soldadura>

Para realizar medidas más fáciles y prácticas se usa el calibrador HI-LO de la Fig.4.14; para medir refuerzos, tamaños en soldaduras de filete, y principalmente desalineamientos internos y externos en uniones de tubos.

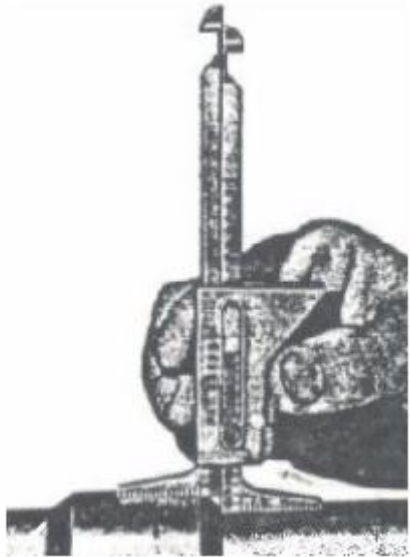


Fig. 4.14. Medición de desalineamiento ocupando equipo de mano.

La excentricidad de los tubos o las desalineaciones de soldaduras longitudinales en componentes fabricados por métodos de soldaduras, se pueden medir utilizando ultrasonido, midiendo espesores y comparando o con la utilización de reloj comparador.

Al momento de realizar mediciones se necesitaran realizar 24 medidas que cubran los 360 grados del Piping a examinar para analizar si existe desalineación circunferencial o de soldadura longitudinal.

Para el estudio de integridad estructural en soldaduras desalineadas tanto en forma circunferencial como longitudinal se llevó a cabo una situación teórica, con condiciones que podría encontrarse en el ámbito industrial y que necesita de principalmente los mismos datos que en los párrafos 4.1 y 4.2.

Las dos evaluaciones necesitan unas 24 mediciones alrededor de la soldadura de la tubería tanto circunferencial como longitudinalmente.

4.3.1 Integridad estructural soldadura circunferencial desalineada.

Teóricamente se realizó una inspección a una tubería NPS 36 indicando peaks a través del recorrido circunferencial del componente en una soldadura, notándose una

diferencia e, entre una parte de la tubería soldada y su opuesta, tal como se puede apreciar en la figura 4.15, (tubería bajo código ASME B31.3, con mismo espesor en ambas partes).

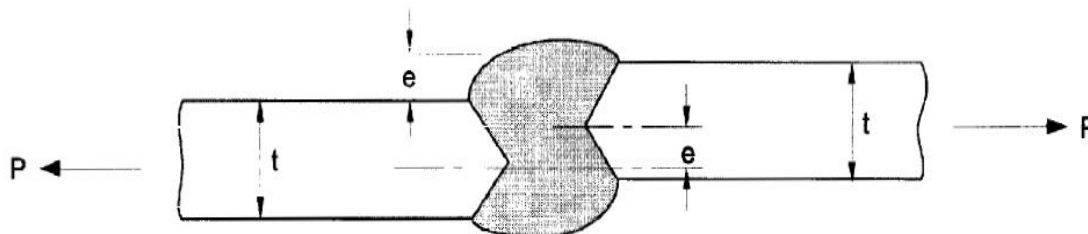


Fig.4.15. Desalineamiento circunferencial de una tubería soldada tipo bisel.

Se cuentan con los siguientes datos de diseño:

Material	ASTM A-691 Grade 1-1/4 Cr Year 1990
Diámetro exterior (D_o)	36 in
Espesor de pared (T_{nom})	0.5 in
Presión de diseño (P)	315 psi
T° de diseño	800 °F
Factor de junta (E)	1
FCA	0.0625
Loss	0

Tabla 4.5 Datos de diseño ASME B31.3

Al realizar 24 mediciones en la soldadura de la tubería, la máxima diferencia entre una y otra tubería resulto ser de 0.31 in, es decir, e = 0.31 in.

B31.3 admite solamente una desalineación circunferencial de 0.0625 in; teniendo esto en cuenta resulta e = 0.31 > 0.0625 in, por lo tanto nivel 1 rechazado. Para la evaluación de desalineamiento circunferencial, se debe realizar un nivel 2.

Si la desalineación es circunferencial, se utilizaran esfuerzos longitudinales, en cambio si la desalineación es longitudinal, se utilizarán esfuerzos circunferenciales, así lo dictamina API.

Se tiene:

$$\sigma_m^L = \frac{P}{E} \left[\frac{D_o}{4(T_c - MA - Tsl)} - Y \right] \quad Ec. 4.19$$

Dónde:

σ_m^L : Esfuerzos de trabajo longitudinales esperados por el componente (psi).

MA = 0 (definida en Ec.4.4)

Tsl = 0 (definido en Ec.4.5)

Y = 0.4 (definido en Ec.4.3)

T_c = 0.4375 in (definido en Ec.4.11)

E = 1 (definido en Ec.4.3)

Reemplazados los valores se obtiene:

$$\sigma_m^L = 6354 \text{ psi}$$

Para calcular el RSF y determinar si el componente soldado puede seguir en funcionamiento o ser recalificado, API entrega la siguiente información:

$$RSF = \min \left\{ \left[\frac{H_{SF} S_a}{\sigma_m (1 + R_b)} \right], 1 \right\} \quad \text{Ec. 4.20}$$

Dónde:

H_{SF} : Factor de tensión inducida que rige a partir de la desviación de forma categorizada como primaria o secundaria; H_{SF} = 3 (anexo 8).

S_a : Tensión admisible del código que rige; S_a = 15000 psi (anexo 9), funciona igual que S de Ec.4.3, pero diferentes materiales.

σ_m : Esfuerzo, dependiendo cual sea escogido (longitudinal o circunferencial).

R_b : Factor de radios inducidos por estrés que define API para evaluación, dependiendo si es la desalineación es circunferencial o longitudinal, (incluyendo geometrías angulares).

R_b circunferencial

$$R_b = R_b^{CCJC} + R_b^{CCJA} \quad \text{Ec. 4.21}$$

Se tiene:

R_b^{CCJC} : Factor radial de juntas circunferencial

R_b^{CCJA} : Factor radial circunferencial de junta angular

R_b longitudinal

$$R_b = R_b^{CLJC} + R_b^{CLJA} \quad \text{Ec. 4.22}$$

R_b^{CLJC} : Factor radial de juntas longitudinales

R_b^{CLJA} : Factor longitudinal de juntas angulares

La desalienación es circunferencial en el recorrido de la soldadura por lo tanto se calcula la ecuación 4.21.

Como en la figura 4.15, en la cual se basa esta demostración no existe desalineación angular R_b^{CCJA} es cero, por eso solo se calcula R_b^{CCJC} .

$$R_b^{CCJC} = abs \left[\frac{12 \left(0.25672 R_2 t_2 \left\{ \frac{C_1}{C_3} \right\} + e \frac{R_a}{2} \left\{ \frac{C_2}{C_3} \right\} \right)}{R_1 t_1} \right] \quad \text{Ec. 4.23}$$

Dónde:

R_1 y R_2 : Son los radios centrales de la tubería, (anexo 10); $R_1 - R_2 = e$.

t_1 y t_2 : Son los espesores nominales (T_{nom}) de las tuberías desalineadas

Los valores C_1 , C_2 y C_3 se calculan con las siguientes ecuaciones

$$C_1 = (\rho - 1)(\rho^2 - 1) \quad \text{Ec. 4.24}$$

$$C_2 = \rho^2 + 2\rho^{1.5} + 1 \quad \text{Ec. 4.25}$$

$$C_3 = (\rho^2 + 1)^2 + 2\rho^{1.5}(\rho + 1) \quad \text{Ec. 4.26}$$

$$\rho = \frac{t_2 - FCA}{t_1 - FCA} \quad \text{Ec. 4.27}$$

Como las parte a soldar de las tuberías son del mismo diámetro y del mismo material

$$\rho = 1$$

Reemplazando en las ecuaciones: $C_1 = 0$; $C_2 = 4$; $C_3 = 8$

$$R_a = \frac{R_1 + R_2}{2} \quad \text{Ec. 4.28}$$

$$R_1 = R_C + e$$

$$R_2 = R_C$$

$$R_C = \frac{D_o}{2} - T_{nom} + FCA + \frac{T_C}{2} \quad \text{Ec. 4.29}$$

Reemplazando se obtiene

$$R_1 = 18.091 \text{ in}$$

$$R_2 = 17.781 \text{ in}$$

$$t_1 = t_2 = 0.5 \text{ in}$$

$$R_a = 17.936 \text{ in}$$

Reemplazando en Ec.4.23 se tiene:

$$R_b = 1.844$$

Por lo tanto, realizando los cálculos de Ec.4.20, se obtiene:

$$RSF = \min\{2.49, 1\}$$

$$RSF = 1$$

En consecuencia como $RSF (1) > RSF_a (0.9)$, la desalienación de la soldadura circunferencial es aceptable y puede seguir en funcionamiento, sin tomar medidas al respecto.

4.3.2 Integridad estructural soldadura longitudinal

En el mismo tipo de tubería de 4.3.1, se realizó una inspección, donde se encontró una desalineación longitudinal en una costura de la tubería, registrándose un peak máximo o $\delta = 0.4$ in, un modelo de lo encontrado se puede visualizar en la figura 4.16.

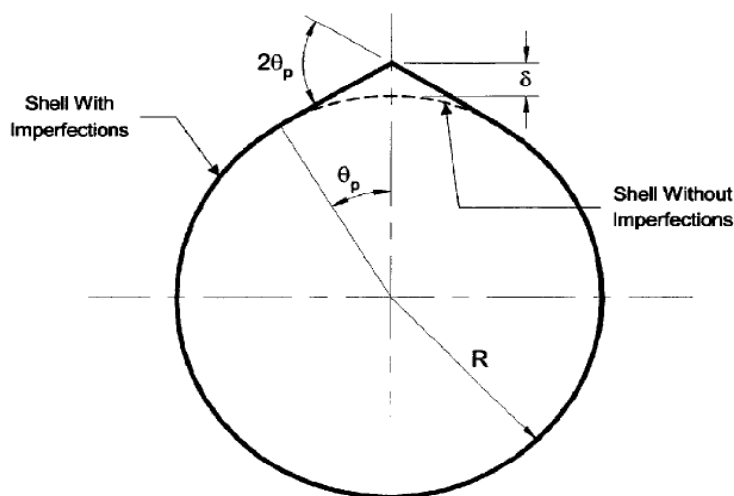


Fig.4.16. Desalineamiento longitudinal de una tubería.

La evaluación de nivel 1 está basada en la tolerancia de fabricación provista en el código reinante, a modo de ejemplo para A-691 se aplica la figura 4.17.

Tolerancia de fabricación	Requerimientos	Código de referencia
Fuera de redondez en tuberías bajo presión interna	<p>Bajo código ASTM la tubería fue comprada, por ejemplo:</p> <p>ASTM 530 – Para una tubería de pared delgada, la diferencia entre lecturas en su diámetro no superara el 1.5%, pared delgada es definida cuando el espesor es de pared es menor a 3% de su diámetro exterior.</p> <p>ASTM 358 – Diferencia entre mayor y menor diámetro, 1%.</p> <p>ASTM 671 – Diferencia entre mayor y menor diámetro, 1%.</p> <p>ASTM 672 – Diferencia entre mayor y menor diámetro, 1%.</p> <p>ASTM 692 – Diferencia entre mayor y menor diámetro, 1%.</p> <p>Para acero forjado y accesorios de soldadura a tope (ej. Codos , tees, reducciones, tapones de soldadura), los requisitos se proporcionan en ASME B1.9.</p>
Fuera de redondez en tuberías bajo presión externa.	Lo mismo que para presión interna
Desalineaciones lineales para soldaduras longitudinales	Lo estipulado por la norma ASTM E que rige al material u otra consideración dada para desalineamiento longitudinal	B31.3 328.4.3 (b)
Desalienaciones lineales en soldaduras circunferenciales	Diferencia en las superficies internas a los extremos a unir, deberá estar contenido en el procedimiento de soldadura o en la ingeniería de diseño	B31.3 328.4.3 (a)
Desalineamiento angular	Un desalineamiento angular de 3° o menor es considerado aceptable	B31.3 304.2.3

Fig. 4.17. Valores aceptables de desalineación para algunos tipos de acero; ASME B31.3.

Como, $\delta = 0.4 < 0.01 D_o = 0.4 > 0.36$ por lo tanto, no cumple lo indicado por el código de origen, el nivel 1 no es aceptado y el componente puede ser rechazado o realizar una inspección de nivel 2, para aceptar o recalificar el componente.

Para un nivel 2, se utilizaran los mismos valores de diseño dados a conocer en el nivel 1 (tabla 4.5) y se le agregaran más datos provistos en la tabla 4.6.

E_y	$25.5 * 10^6$ psi
ν	0.3
H_{SF}	3
Loss	0

Tabla 4.6. Datos de diseño para nivel 2.

Dónde:

E_y : Módulo de Young (anexo 12)

ν : Radio de Poisson (anexo 13)

H_{SF} : Factor de tensión inducida que rige a partir de la desviación de forma categorizada como primaria o secundaria (anexo 8)

Loss: Pérdida de material debido a ensayo utilizado (END = 0).

Para calcular RSF, se utilizara Ec.4.20, en el caso de desalineación longitudinal, API dictamina el cálculo de esfuerzos circunferenciales.

$$\sigma_m^c = \frac{P}{E} \left[\frac{D_o}{2(T_c - MA)} - Y \right] \quad Ec. 4.30$$

Dónde:

σ_m^c : Esfuerzo circunferencial del Piping.

Como los datos a usar son los mismos que en Ec.4.19; se obtiene:

$$\sigma_m^c = 12834 \text{ psi.}$$

Para R_b se utilizara Ec. 4.22 y Fig. 4.16, como es solo una desalineación angular $R_b^{CLJC} = 0$, pues no existe desalineación lineal, por lo tanto $R_b = R_b^{CLJA}$.

$$R_b^{CLJA} = \frac{6\delta}{(T_c - FCA)} C_f \tag{Ec. 4.31}$$

Donde C_f se obtiene de la Figura 4.17. Interceptando dos valores:

$$S_p = \sqrt{\frac{12(1 - \nu^2)PR_c^3}{E_y(T_c - FCA)^3}} \tag{Ec. 4.32}$$

Reemplazando se tiene:

$$S_p = 3.80$$

$$\delta / R_c = 0.022$$

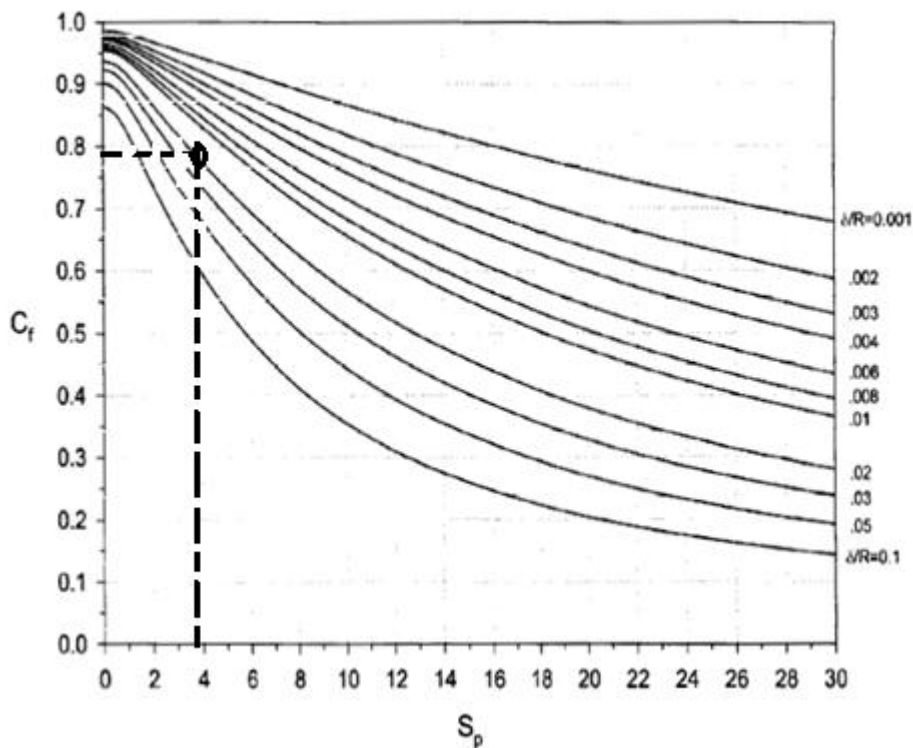


Fig.4.17. Cálculo de C_f para soldaduras longitudinales

Interceptando valores; $C_f = 0.79$

Reemplazando en Ec.4.31 se obtiene:

$$R_b = 5.06$$

Sustituyendo en Ec.4.20 resulta:

$$RSF = 0.58$$

Como $RSF = 0.58 < RSF_a = 0.9$, el componente no es aceptado de inmediato y tiene que ser evaluado con parámetros de presión para tomar la decisión de continuar en servicio, ser recalificado u cambiado.

Se calculan los MAWP correspondientes con Ec.4.15, Ec.4.16 y Ec.4.17.

$$MAWP^L = 743.62 \text{ psi}$$

$$MAWP^C = 368.62 \text{ psi}$$

$$MAWP = 368.62 \text{ psi}$$

Reemplazando en Ec.4.2 se obtiene:

$$MAWP_r = 237 \text{ psi}$$

Como $MAWP_r$ (237 psi) < $P_{\text{diseño}}$ (315 psi), el componente debe ser recalificado para presiones menores a 237 psi, encontrar la forma de ser reparado o en su defecto ser cambiado, ya que es muy peligroso que por ese sector del Piping circulen 315 psi de presión.

Si el propietario no queda conforme con los cálculos, existirá la posibilidad de evaluación en nivel 3.

4.4 Evaluación de fractura en soldadura

Las fisuras o grietas pueden originarse en forma interna o externa y es un defecto grave. Puede que la causa se encuentre en el uso de un electrodo inadecuado o que se ha producido un enfriamiento de la soldadura demasiado rápido generalmente en piezas de espesor considerable que no han sido precalentadas.⁴¹

Cuando el defecto es externo se detecta con líquidos penetrantes y partículas magnéticas. Cuando es interno, solo se detecta con RX y UT.

⁴¹ Metalurgia y Metalistería [en línea]. Disponible en: <http://www.insht.es/InshtWeb/Contenidos/Documentacion/TextosOnline/EnciclopediaOIT/tomo3/82.pdf>

La zona afectada por el calor (HAZ) es aquella región del metal base que está en la inmediación del cordón de soldadura sufriendo ciclos de calentamiento y enfriamiento. A pesar de que está relacionada con el proceso de soldadura, en este caso la grieta se produce en el material base, no en el material de soldadura

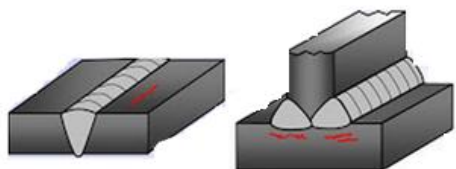


Fig.4.18 Zona donde se produce HAZ.

El agrietamiento longitudinal ocurre en el centro de un cordón de soldadura, en la dirección de avance de la aplicación. En el caso de múltiples pasadas puede que la grieta no se presente en el centro geométrico del bisel, pero si estará muy próximo a este (Fig.4.19).

El agrietamiento transversal se caracteriza con la formación de la grieta en el metal de soldadura perpendicular a la dirección de desplazamiento. Este es el tipo menos frecuente de agrietamiento, y se asocia generalmente con hidrógeno excesivo, tensiones residuales, y una microestructura sensible. (Fig.4.19).

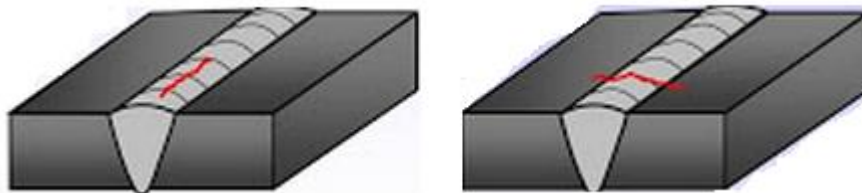


Figura 4.19. Fisuras longitudinales y transversales en soldadura

4.4.1 Diagrama de evaluación de daño (FAD)

El FAD es un gráfico de la envolvente de rotura de la estructura agrietada, que se determina en función de dos parámetros, K_r y L_r .⁴² Estos parámetros se pueden definir de la siguiente manera:

⁴² Aplicación de la metodología FFS a un separador de descarga de gas ácido [en línea]. Disponible en: http://www.ndt.net/article/panndt2011/papers/140_Perez%20Sarmiento.pdf

$K_r = K_I / K_{mat}$ La relación entre el factor de intensidad de tensiones elástico lineal K_I , y la tenacidad a fractura del material K_{mat}

$L_r = \sigma_{ref} / \sigma_y$ La relación entre la tensión de referencia (tensión equivalente resultante del estado de sollicitaciones aplicadas) σ_{ref} y el límite elástico del material σ_y .

La envolvente se llama línea de fallo (FAL) y para las opciones básicas y estándares del procedimiento sólo depende de las propiedades de tracción del material.

Para el estudio de integridad estructural en fisuras de Piping, se llevó a cabo una situación teórica, para analizar colapso plástico, o daño por fractura frágil en una prueba hidroestática, con condiciones que podría encontrarse en el ámbito industrial y que necesita de principalmente los mismos datos que en los párrafos 4.1 y 4.2.

Para realizar la medición es necesario contar con equipo de ultrasonido para encontrar fisuras que no puedan ser localizadas en un examen visual, además de medir la profundidad de las mismas.

4.4.2 Evaluación de integridad estructural en una soldadura de Piping fisurada

En una inspección realizada a una soldadura de una tubería soldada recientemente se localizó una fisura exterior longitudinal, que al ser verificada con UT, se encontró que poseía 3 mm de profundidad ($a = 3\text{mm}$), el sistema de tuberías está bajo la norma ASME B31.3 y también se cuenta con la información que al ser puesta nuevamente en servicio la cañería sufrió un proceso de presurización encontrándose en un periodo de tiempo a 20°C.

Las condiciones de diseño son:

Material	A-106 grado B, 2003
Presión de diseño (P)	3 MPa
Diámetro exterior (D_0)	508 mm (NPS 20)
Espesor nominal (T_{nom})	9.53 mm (SCH 20)
FCA	1.5 mm
Factor de calidad de la junta (E)	1
T° de diseño ($T_{diseño}$)	250 °C
T° de presurización (T_{pres})	20 °C
Profundidad fisura (a)	3 mm

Tabla 4.7. Datos de diseño para daño por fisura

Para aprobar el nivel 1 se deben cumplir con una serie de normas:

- Primeramente se deberá evaluar que la geometría del componente sea bien definida.

Verdadero: La tubería es un cilindro

- Radio interior dividido por el espesor ≥ 5

Verdadero: $26.65 > 5$

- Espesor donde se encuentre el daño < 38 mm

Verdadero: Tnom 9.53 mm

- Que el largo del daño ≤ 200 mm

Falso: Al tomar las mediciones se encontró que la fisura recorría casi todo el largo del cordón, se consideró que el daño tuviera la longitud del perímetro de la tubería, $1596 \text{ mm} > 200 \text{ mm}$

- Que la dirección del daño sea axial o circunferencial

Verdadero: la fisura es longitudinal, por lo tanto, el daño es axial.

- Que solo se encuentre una fuerza de tensión a evaluar

Falso: considerando la ubicación, longitud y tipo de daño, se deben evaluar además de esfuerzos principales provocados por la presión, esfuerzos residuales provocados por la intensificación de esfuerzos (esfuerzos secundarios no son calculados, pues no se considera que el defecto este cerca de ningún anclaje).

- Soldadura simple o doble V

Verdadero: soldadura simple V

- Tensión admisible para el componente $S \leq 172$ MPa

Verdadero: A106 a 250° C ; 132 MPa (anexo N°13)

- Esfuerzo de fluencia $\sigma_{ys} \leq 276$ MPa

Verdadero: A106 $\sigma_{ys} = 240$ MPa (anexo N°13)

- Esfuerzo de tracción $\sigma_{uts} \leq 483$ MPa

Verdadero: A106 $\sigma_{uts} = 415$ MPa (anexo N°13)

Porque algunos ítems no se cumplieron, la soldadura no aprueba el nivel, es por esto que se deberá evaluar el daño con un nivel 2.

En toda tubería se produce un momento global (M) que es necesario obtener para los cálculos, normalmente el esfuerzo de corte (τ) es la mitad de la diferencia de los esfuerzos principales; utilizando Ec.4.19 y Ec.4.30 se proceden a calcular estos esfuerzos.

$$\sigma_m^L = 46.247 \text{ MPa}$$

$$\sigma_m^C = 93.7 \text{ MPa}$$

$$\tau = 23.72 \text{ MPa}$$

Se tiene

$$\tau = \frac{MR_0}{I} \quad \text{Ec. 4.33}$$

$$I = \frac{\pi(R_0^4 - R_i^4)}{4} \quad \text{Ec. 4.34}$$

Dónde:

I = Momento de inercia (mm)

R₀ = Radio exterior

R_i = Radio interior

Remplazando se obtiene M = 43.3*10⁶ N -mm

La norma indica que se deben calcular, tensiones de referencia y factores de intensidad de esfuerzo que representen lo que afecta a la cañería.

Se producen dos tipos de esfuerzos, el provocado por la presión y el flector provocado por el momento de que posee la tubería.

$$\sigma_m^P = \frac{PR_i^2}{(R_0^2 - R_i^2)} + \frac{2M(R_0 + R_i)}{\pi(R_0^4 - R_i^4)} \quad \text{Ec. 4.35}$$

$$\sigma_b^P = \frac{2M(R_0 - R_i)}{\pi(R_0^4 - R_i^4)} \quad \text{Ec. 4.36}$$

$$P_m = \frac{PR_i^2}{(R_0^2 - R_i^2)} \quad \text{Ec. 4.37}$$

$$P_{bg} = \frac{MR_0}{\pi(R_0^4 - R_i^4)0.25} \quad \text{Ec. 4.38}$$

Reemplazando se tiene:

σ_m^p : Esfuerzo de tensión primario de membrana 59.96 Mpa

σ_b^p : Esfuerzo de flexión primario 0.446 MPa

P_m : Carga de tensión para calcular esfuerzos de referencia 37.7434 Mpa

P_{bg} : Carga de flexión para calcular esfuerzos de referencia 22.67 Mpa

Para el cálculo esfuerzos residuales se tiene:

$$\sigma_{ys}^r = \sigma_{ys} + 69 \quad \text{Ec. 4.39}$$

Dónde:

σ_{ys}^r : La magnitud de la resistencia a la fluencia efectiva para ser utilizada al estimar la tensión residual en una unión soldada; 309 MPa.

σ_m^r : Factor normalizado de esfuerzo residual de membrana; 0.30 (API-579).

Para calcular el factor de esfuerzo residual debido a la flexión σ_b^r ; se deberán contar con la energía usada en la soldadura.

$$Q = 0.7441 \frac{q}{Tnom^2} \quad \text{Ec. 4.40}$$

$$R_j = R_0 - \frac{Tnom}{2} \quad \text{Ec. 4.41}$$

$$R = \frac{R_j}{Tnom} \quad \text{Ec. 4.42}$$

Dónde:

q : Energía que se necesitó en la soldadura 1500 J/mm (anexo N° 14).

$$Q = 12.2896 \text{ J/mm}^3.$$

R = 26.15, API dictamina que si R < 30, entonces R = 30.

El cálculo de σ_b^r se obtendrá de la siguiente ecuación:

$$\begin{aligned} \sigma_b^r = \{ & 1.5161198 - 0.4523099 \ln[R] - 7.25919(10)^{-2} \\ & + 5.0417213(10)^{-2} (\ln[R])^2 + 9.2862457(10)^{-4} Q^2 \\ & - 1.0999481(10)^{-2} Q \ln[R] \\ & - 2.7500406(10)^{-3} (\ln[R])^3 - 2.0566152(10)^{-5} Q^3 \\ & - 2.0294677(10)^{-4} Q^2 \ln[R] \\ & + 4.7248503(10)^{-3} Q (\ln[R])^2 \} \end{aligned} \quad Ec. 43$$

Reemplazando; $\sigma_b^r = -0.2296$

Se calculan cargas residuales para esfuerzos residuales de referencia.

$$Q_m = \sigma_{ys}^r \sigma_m^r \quad Ec. 4.44$$

$$Q_b = \sigma_{ys}^r \sigma_b^r \quad Ec. 4.45$$

Dónde:

Q_m : Carga representativa residual de membrana 92.7 MPa.

Q_b : Carga de fluencia residual de flexión -70.9464 MPa.

Basado en las propiedades del material, se calcula la tenacidad a la fractura del material (K_{IC}).

$$K_{IC} = 36.5 + 3.084 \exp[0.036(T_{pres} - T_{ref} + 56)] \text{ MPa } \sqrt{m} \quad Ec. 4.46$$

Dónde:

Tref: Es la temperatura de referencia donde fue medido σ_{ys} (240 MPa, curva B).

Carbon Steels – 20 Joule or 15 ft-lb Transition Temperature for Each ASME Exemption Curve				
MYS (MPa)	ASME Exemption Curve			
	A (°C)	B (°C)	C (°C)	D (°C)
200	42	21	0	-15
210	38	17	-4	-18
220	36	15	-7	-21
230	33	12	-9	-23
240	31	10	-11	-26
260	27	6	-15	-29
280	24	3	-18	-32
300	22	1	-21	-35
320	19	-2	-23	-37
340	17	-4	-25	-39
360	15	-6	-27	-41

Fig.4.20. Obtener Tref.

Tref = 10 °C

Reemplazando en Ec.45. $K_{IC} = 69.6893 \text{ MPa} \sqrt{m}$

La profundidad del daño es 3 mm (a = 3)

Calcular la resistencia a la fractura a través del espesor del material. K_{mat}^{mean}

Correlación	Sigma	B ₀	B ₁	B ₂	B ₃	B ₄	B ₅
$\frac{K_{mat}^{mean}}{K_{IC}}$	1	0.61401	2.2142 *10 ⁻⁴	2.1050 *10 ⁻⁵	5.9334 *10 ⁻⁸	8.3068 *10 ⁻¹¹	2.9452 *10 ⁻¹³

$$\left. \frac{K_{mat}^{mean}}{K_{IC}} \right|_{sigma=1} = \frac{1}{B_0 + B_1 \Delta T + B_2 \Delta T^2 + B_3 \Delta T^3 + B_4 \Delta T^4 + B_5 \Delta T^5}$$

$\Delta T = T_{pres} - T_{ref} \text{ (°F)}$

Tabla 4.8. Valores para calcular correlación (extraído de API 579).

Reemplazando valores:

$$\left. \frac{K_{mat}^{mean}}{K_{IC}} \right|_{sigma=1} = \frac{1}{0.6252} = 1.5996 \implies K_{mat}^{mean} = 1.5996 K_{IC} =$$

$$K_{mat}^{mean} = 111.475 \text{ MPa} \sqrt{m}$$

Normalmente en FFS existe una probabilidad de falla de 10^{-3} (P_f); API entrega coeficientes de seguridad para la evaluación.

a < 5 mm			
Probabilidad de falla	PSF _s	PSF _k	PSF _a
$P_f = 10^{-3}$	1.5	1	1

Tabla 4.9. Valores de seguridad entregados por API.

$$P_m = P_m(PSF_s) = 56.6151 \text{ MPa}$$

$$P_{bg} = P_{bg}(PSF_s) = 34.005 \text{ MPa}$$

$$\sigma_m^p = \sigma_m^p(PSF_s) = 89.94 \text{ MPa}$$

$$\sigma_b^p = \sigma_b^p(PSF_s) = 0.669 \text{ MPa}$$

$$K_{mat}^{mean} = K_{mat}^{mean} / PSF_k = 111.475 \text{ MPa } \sqrt{m}$$

$$a = a(PSF_a) = 3 \text{ mm}$$

Se procede a calcular el esfuerzo primario de referencia (σ_{ref}^p)

$$\sigma_{ref}^p = \left(\frac{M_r}{2}\right) + \left\{N_r^2 + \left(\frac{M_r}{2}\right)^2\right\}^{0.5} \tag{Ec. 4.47}$$

$$N_r = P_m \left[\frac{\{R_0^2 - R_i^2\}}{\{(R_0 - a)^2 - R_i^2\}} \right] \tag{Ec. 4.48}$$

$$M_r = P_{bg} \left(\frac{3\pi}{16}\right) \left[\frac{\{R_0^4 - R_i^4\}}{\{R_0(R_0 - a)^3 - R_i^4\}} \right] \tag{Ec. 4.49}$$

Reemplazando los datos se obtiene:

$$\sigma_{ref}^p = 97.48 \text{ MPa}$$

Con este valor se procede a calcular la razón de carga (L_r^p), valor importante porque corresponde a la abscisa del diagrama de evaluación de falla (FAD)

$$L_r^p = \frac{\sigma_{ref}^p}{\sigma_{ys}} \tag{Ec.4.50}$$

$$L_r^p = 0.406$$

Para calcular la tenacidad a la fractura debido a esfuerzos primarios (tensión, flexión) (K_I^P), se procede con la siguiente ecuación:

$$K_I^P = \left[G_0 \sigma_0 + G_1 \sigma_1 \frac{a}{T_{nom}} \right] \sqrt{\pi a} \quad MPa \sqrt{m} \tag{Ec. 4.51}$$

Dónde:

$$\sigma_0 = \sigma_m^p + \sigma_b^p = 90.609 \text{ MPa}$$

$$\sigma_1 = -2\sigma_b^p = -1.338 \text{ MPa}$$

G_0 y G_1 se obtienen de la Figura 4.21.

R/t	a/t	Inside Surface					Outside Surface				
		G_0	G_1	G_2	G_3	G_4	G_0	G_1	G_2	G_3	G_4
20	0.0	1.12	0.682	0.5245	0.4404	0.379075	1.12	0.682	0.5245	0.4404	0.379075
	0.2	1.345621	0.768292	0.57256	0.472331	0.402984	1.348153	0.769051	0.572972	0.472583	0.403085
	0.4	2.028188	1.028989	0.717256	0.566433	0.475028	2.028188	1.028734	0.717129	0.566281	0.474824
	0.6	3.573882	1.594673	1.023108	0.762465	0.618437	3.584289	1.598763	1.025243	0.76384	0.619628
	0.8	7.388754	2.946567	1.736182	1.211533	0.936978	7.522466	2.992945	1.760192	1.226597	0.947337

Fig.4.21. Tabla API para obtener valores de G.

Los valores calculados gracias a la Fig.4.21 son:

$$G_0 = 1.348153 \quad G_1 = 0.769051$$

Reemplazando en Ec.50 se obtiene:

$$K_I^P = 11.83 \quad MPa \sqrt{m}$$

Es necesario también calcular la tenacidad a la fractura debido a esfuerzos residuales y secundarios⁴³ (K_I^{SR}) que se producen por cargas mecánicas o gradientes de temperatura.

$$K_I^{SR} = \left[G_0\sigma_0 + G_1\sigma_1 \frac{a}{Tnom} + G_2\sigma_2 \left(\frac{a}{Tnom} \right)^2 + G_3\sigma_3 \left(\frac{a}{Tnom} \right)^3 + G_4\sigma_4 \left(\frac{a}{Tnom} \right)^4 \right] \sqrt{\pi a} \quad MPa \sqrt{m} \quad Ec. 4.52$$

Los valores de G, se obtiene de la Fig.4.21

$$G_0 = 1.348153 \quad G_1 = 0.769051 \quad G_2 = 0.572972 \quad G_3 = 0.472583 \quad G_4 = 0.403085$$

La distribución representativa de la carga de los esfuerzos residuales se puede calcular con la siguiente formula:

$$\sigma^r(\zeta) = E\sigma_{ys}^r \quad Ec. 4.53$$

Dónde:

$$E = \min [D, K] \quad D \geq 0$$

$$E = \max [D, -K] \quad D < 0$$

K = 1.2 para esfuerzos residuales perpendiculares a la soldadura (anexo 15).

$$D = \sigma_m^r + \sigma_b^r(2\zeta - 1) + A - B \quad Ec. 4.54$$

$$A = \left(\frac{S_0^r - S_i^r}{2} \right) (2\zeta - 1)^3 \quad Ec. 4.55$$

$$B = (S_0^r + S_i^r) \left[\frac{\sin[\pi(2\zeta - 1) + C]}{2 \sin C} \right] \quad Ec. 4.56$$

$$C = \tan^{-1} \left[\frac{5}{\pi} \left(\frac{S_0^r + S_i^r}{S_0^r - S_i^r} \right) \right] \quad Ec. 4.57$$

$$S_0^r = K - |\sigma_b^r| - |\sigma_m^r| \quad Ec. 4.58$$

$$S_i^r = 0.25S_0^r \quad Ec. 4.59$$

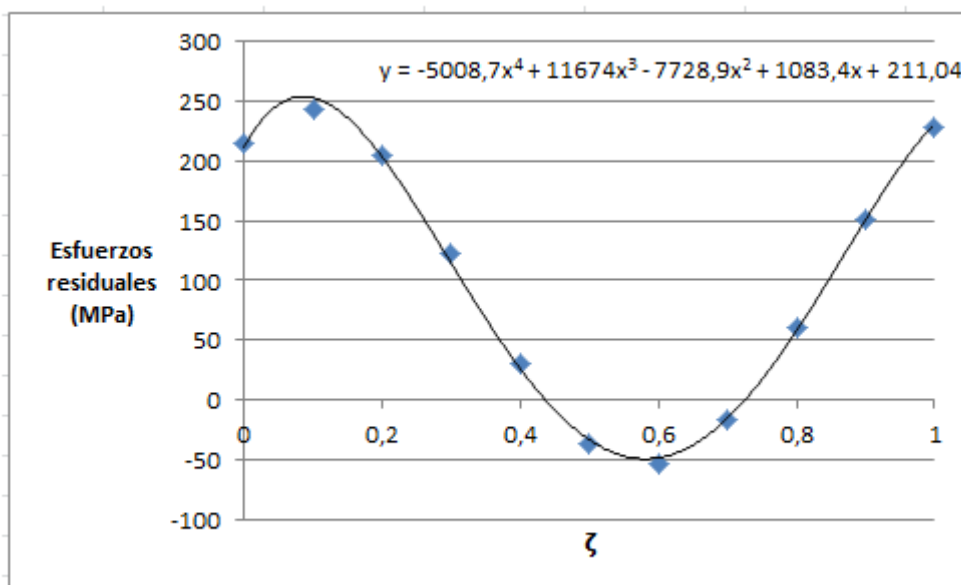
⁴³ Esfuerzos residuales tienen características de esfuerzos secundarios.

ζ = Representa al espesor del diámetro, es decir, un $\zeta=0$ es el interior de la tubería y un numero $\zeta =1$, representa al exterior de la tubería.

ζ	$\sigma^r(\zeta)$ MPa
0	215.4324
0.1	243.1162
0.2	204.9168
0.3	122.5174
0.4	30.2112
0.5	-36.7730
0.6	-54.3029
0.7	-17.1361
0.8	60.5019
0.9	151.7754
1	228.9135

Tabla 4.10. Valores de esfuerzos residuales teóricos.

Con una distribución de la siguiente forma:



$$\sigma^R(x) = \sigma_0 + \sigma_1 \left(\frac{x}{t}\right) + \sigma_2 \left(\frac{x}{t}\right)^2 + \sigma_3 \left(\frac{x}{t}\right)^3 + \sigma_4 \left(\frac{x}{t}\right)^4$$

Fig. 4.22. Representación de los valores residuales

Como se aprecia en la Fig. 4.22, los esfuerzos residuales se representan de buena forma con una función de grado 4.

Por lo tanto los valores de los esfuerzos serían los siguientes:

$$\sigma_0 = 211.04 \quad \sigma_1 = 1083.4 \quad \sigma_2 = -7728.9 \quad \sigma_3 = 11674 \quad \sigma_4 = -5008.7$$

Reemplazando en Ec 51, se obtiene:

$$K_I^{SR} = 25.27 \text{ MPa} \sqrt{m}$$

Se calcula el esfuerzo referencial secundario y residual σ_{ref}^{SR}

$$\sigma_{ref}^{SR} = \frac{Q_b + \{Q_b^2 + 9[ZQ_m(1 - \alpha)^2]^2\}^{0.5}}{3(1 - \alpha)^2} \quad \text{Ec. 4.60}$$

$$Z = \left[1 - \alpha \left(\frac{2 - 2Y + \alpha Y}{2 - Y} \right) \right]^{-1} \quad \text{Ec. 4.61}$$

$$\alpha = \frac{a}{Tnom} \quad \text{Ec. 4.62}$$

$$Y = \frac{Tnom}{R_0} \quad \text{Ec. 4.63}$$

Reemplazando se obtiene:

$$\sigma_{ref}^{SR} = 93.2341 \text{ MPa}$$

Calcular la razón de carga provocada por los esfuerzos secundarios y residuales

(L_r^{SR}).

$$L_r^{SR} = \frac{\sigma_{ref}^{SR}}{\sigma_{ys}} \quad \text{Ec. 4.64}$$

Ingresando valores se obtiene $L_r^{SR} = 0.388$

Con los valores calculados de L_r^{SR} (0.388) y L_r^p (0.406) ingresamos a la Fig. 4.23 para encontrar dos factores que relacionan la plasticidad de la soldadura (Ψ , ϕ).

ϕ											
L_r^P	L_r^S										
	0.0	0.5	1.0	1.5	2.0	2.5	3.0	3.5	4.0	4.5	≥ 5.0
0.0	0.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0
0.1	0.0	0.815	0.869	0.877	0.880	0.882	0.883	0.883	0.882	0.879	0.874
0.2	0.0	0.690	0.786	0.810	0.821	0.828	0.832	0.833	0.833	0.831	0.825
0.3	0.0	0.596	0.715	0.752	0.769	0.780	0.786	0.789	0.789	0.787	0.780
0.4	0.0	0.521	0.651	0.696	0.718	0.732	0.740	0.744	0.745	0.743	0.735
0.5	0.0	0.457	0.589	0.640	0.666	0.683	0.693	0.698	0.698	0.695	0.688
0.6	0.0	0.399	0.528	0.582	0.612	0.631	0.642	0.647	0.648	0.644	0.638

ψ											
L_r^P	L_r^S										
	0.0	0.5	1.0	1.5	2.0	2.5	3.0	3.5	4.0	4.5	≥ 5.0
0.0	0.0	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
0.1	0.0	0.020	0.043	0.063	0.074	0.081	0.086	0.090	0.095	0.100	0.107
0.2	0.0	0.028	0.052	0.076	0.091	0.100	0.107	0.113	0.120	0.127	0.137
0.3	0.0	0.033	0.057	0.085	0.102	0.114	0.122	0.130	0.138	0.147	0.160
0.4	0.0	0.037	0.064	0.094	0.113	0.126	0.136	0.145	0.156	0.167	0.180
0.5	0.0	0.043	0.074	0.105	0.124	0.138	0.149	0.160	0.172	0.185	0.201
0.6	0.0	0.051	0.085	0.114	0.133	0.147	0.159	0.170	0.184	0.200	0.215
0.7	0.0	0.058	0.091	0.117	0.134	0.147	0.158	0.171	0.186	0.202	0.214

Fig.4.23. Valores de Ψ , ϕ .

Ingresados los valores se tiene:

$$\Psi = 0.037, \quad \phi = 0.521$$

Y

$$\Phi = 1 + \frac{\Psi}{\phi} \tag{Ec. 4.65}$$

$$\Phi = 1.071$$

Finalmente determinar la relación intensidad de esfuerzos / dureza, obteniendo la ordenada del FAD.

$$K_r = \frac{K_I^p + \Phi K_I^{SR}}{K_{mat}^{mean}} \quad \text{Ec. 4.66}$$

$$K_r = 0.35$$

El punto $(L_r^p, K_r) = (0.406, 0.35)$ tiene que ser superpuesto en el diagrama FAD.

Diagrama FAD

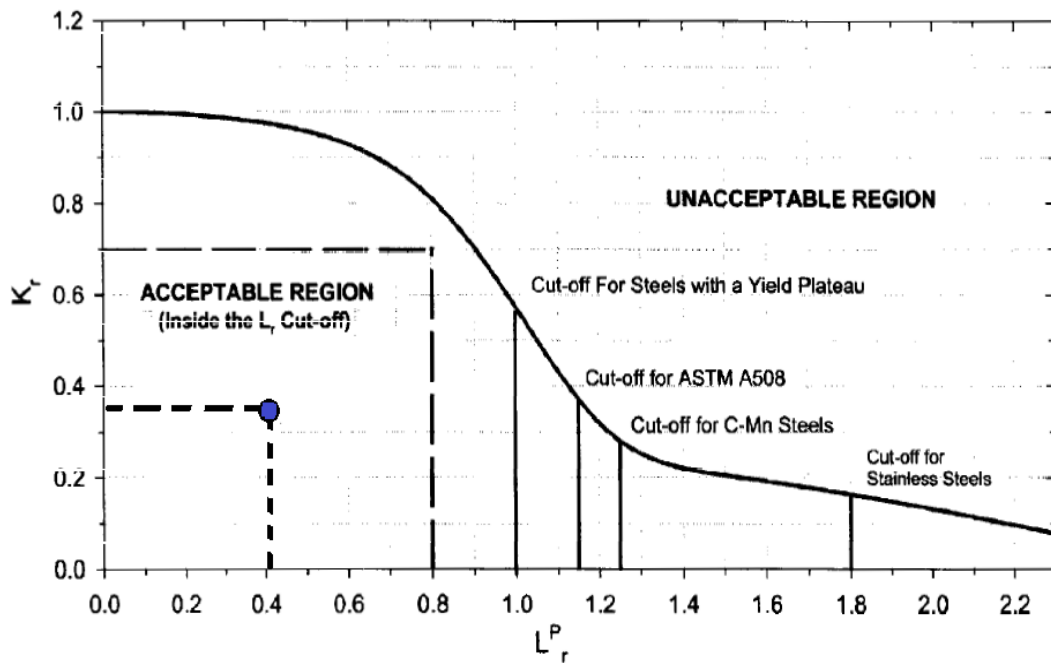


Fig.4.24 FAD

Se puede apreciar en la Fig.4.24, el componente se encuentra en una región aceptable, por lo tanto, aprueba el nivel 2 y la prueba hidrostática se puede realizar sin inconvenientes.

CONCLUSIÓN

5.1 Resultados

En el presente trabajo se dictaron pautas para evaluar integridad estructural en componentes de Piping con cuatro tipos distintos de daños, los cuales dependiendo de los datos ingresados podrían resultar aprobados para continuar en funcionamiento, reclasificados para trabajar a una menor presión o también si el propietario lo estima pertinente, ser reemplazados.

Se dan a conocer un resumen de los distintos tipos de daños y las conclusiones que se obtuvieron:

Tipo de daño	Condiciones de diseño	Datos de mediciones	Resultados
Pérdida local de metal	Material: ASTM 234 Grade B D ₀ : 12.44 in T _{nom} : 0.15 in FCA: 0.0625 in T° diseño: 700°F Loss: 0	T _{mm} : 0.17 in s : 2.342 in	Rechazado en nivel 1; MAWPr (125 psi) < P _{diseño} (300 psi) se podrá reclasificar la línea, reemplazar la cañería con desgaste localizado o evaluar por nivel 2 o 3.

Tipo de daño	Condiciones de diseño	Datos de mediciones	Resultados
Picaduras (Pitting)	Material: ASTM 105 D ₀ : 4.54 in T _{nom} : 0.36 in FCA: 0.0625 in T° diseño: 700°F Loss: 0	W _{máx} = 0.03 in Grado 4	El nivel 1 de pitting presente en el Piping es aceptable y puede continuar en funcionamiento con las mismas condiciones de diseño.

Tipo de daño	Condiciones de diseño	Datos de mediciones	Resultados
Soldadura desalineada y distorsiones de carcasa	Material: ASTM A-691 Grade 1-1/4 Cr D ₀ : 36 in T _{nom} : 0.5 in FCA: 0.0625 in Pdiseño : 315 psi Tdiseño: 800 °F Loss: 0	Desalineación circunferencial e = 0.31 in	Rechazado en nivel 1 e > 0.0625 in. Es aceptado por nivel 2 y puede seguir en funcionamiento, sin tomar medidas al respecto.
		Desalineación longitudinal δ = 0.4 in	Rechazado por nivel 1. Por nivel 2 el componente debe ser recalificado para presiones menores a 222 psi, ser reparado o en su defecto ser cambiado.

Tipo de daño	Condiciones de diseño	Datos de mediciones	Resultados
Soldadura de Piping fisurada	Material: A-106 grado B D ₀ : NPS 20 SCH: 20 FCA: 1.5 mm Pdiseño : 3 MPa Tdiseño: 250°C Tpres :20°C Loss: 0	a = 3 mm	Rechazado por nivel 1. Aprobado por nivel 2, puede seguir en funcionamiento con las condiciones de diseño.

5.2 Conclusiones

El análisis de integridad estructural se realizó bajo la modalidad FFS (Fitness For Service o aptitud para el servicio), que ayuda a los propietarios de las plantas de procesos a tomar decisiones para determinar si un equipo puede continuar operando con seguridad para evitar ante todo lesiones al personal, al medio ambiente y paros inesperados.

El código de construcción utilizado principalmente para la instalación de Piping es el ASME B31 (hay otros), aunque más específicamente para tuberías de procesos el ASME B31.3, dictamina los espesores y los esfuerzos que deberán contener los componentes del sistema, así como la calidad de las soldaduras y las pruebas a realizar, con el paso del tiempo la red de tuberías va sufriendo daños y el código de construcción no es viable para su peritaje, es aquí donde es conveniente utilizar los códigos y normas para evaluación de integridad estructural.

API incorpora el código 570 de inspección para Piping el que dicta parámetros de lugares más susceptibles a sufrir algún tipo de daño (corrosión, fisuras); como realizar las mediciones y precauciones a tomar, también dictamina el método de evaluación del estado de integridad estructural, mediante el código API 579-1/ASME FFS-1 y por último dictamina fórmulas para calcular la vida remanente de los distintos componente evaluados por corrosión.

La evaluación de FFS por API 579-1/ASME FFS-1 se aplica por un número de razones:

- Mantener la seguridad del personal de la planta.
- Protección del ambiente por accidentes relacionados a sustancias contaminantes.
- Operación confiable de las instalaciones cuando estas tienen bastante tiempo de servicio.
- Determinar la viabilidad de aumentar las condiciones de operación.

La metodología FFS utiliza métodos analíticos para evaluar los defectos o daños. Estos métodos son basados en análisis de esfuerzos, pero también requieren información sobre la operación de los equipos, propiedades de material y ensayos no destructivos (END). Las pruebas no destructivas son usadas para localizar, dimensionar y caracterizar el defecto.

Con respecto a los END se dieron a conocer varios tipos que permiten realizar análisis de integridad estructural, todos ello bajo el código ASME división V.

Examen visual

- Líquidos penetrantes
- Partículas magnéticas
- Ultrasonido (UT)

Este último es tomado más en consideración ya que es el más utilizado en FFS, porque permite encontrar defectos de corrosión por el interior de las tuberías de una manera más económica que otras formas (robots) y se puede utilizar en todos los tipos de daños (como fisuras, o en desgaste generalizado), la Universidad cuenta con un equipo UT (EPOCH 1000), que permite realizar ultrasonido convencional (UT) con una evaluación basadas en pick y Phased Array (PA) , con una mejor representación gráfica del daño.

Las evaluaciones de integridad estructural en Piping se realizaron teóricamente, pero con situaciones propuestas por API 579-1/ASME FFS-2, documento que complementa la evaluación de FFS mediante API 579-1/ASME FFS-1, los resultados de las distintas situaciones teóricas estudiadas se dan a conocer en 5.1.

A parte de los beneficios de seguridad en la instalación por la evaluación de daños por FFS, existen beneficios económicos al reducirse los paros inesperados de los sistemas, los cuales tienen grandes implicaciones económicas en términos de pérdidas de producción.

Cuando los daños o defectos son detectados durante la operación normal del equipo, una evaluación por FFS puede determinar si es seguro o no operar el equipo hasta el próximo paro programado, si estos defectos o daños evaluados son aceptables se puede seguir operando el componente de manera segura mientras se desarrolla el siguiente paro programado o inspección programada.

5.3 Comentarios

Esta habilitación profesional permitió al alumno conocer un método de evaluación de integridad estructural en Piping, en el cual con un número menor de datos se puede obtener un sinnúmero de información de la condición del componente en estudio, también cabe señalar que el alumno se interiorizó que la mecánica actual está normada por un sinnúmero de códigos y normas, lo cual tendrá presente al realizar cualquier procedimiento en el ejercicio de su profesión.

El alumno aprendió a ser ordenado y metódico, conocer que los códigos y normas son una indispensable ayuda en el área de la ingeniería, eso sí mencionar que la existencia de ellos no disminuye la capacidad crítica y profesional de un ingeniero competente.

BIBLIOGRAFÍA

Libros

The American Society Of Mechanical Engineers. 2012. B.31.3 Códigos para tuberías de procesos. NY.

The American Society Of Mechanical Engineers. 2002. ASME División V requisitos y métodos de análisis no destructivos (END). NY.

American Petroleum Institute, The American Society Of Mechanical Engineers. 2007. API 579-1/ASME FFS-1 implementación API para la evaluación Fitness For Service. Washington D.C.

American Petroleum Institute, The American Society Of Mechanical Engineers. 2009. API 579-1/ASME FFS-2 Fitness For Service manual de ejemplos y problemas Washington D.C.

American Petroleum Institute. 2001. API 570 Inspección, reparación, alteración y revaloración de sistemas de tuberías en servicio. Washington D.C.

Cornejo, Félix. 2000. Piping. Biblioteca UBB Concepción Chile.

Otegui, José Luis. 2008. Cañerías y recipientes de presión. 1ª edición. Gráfica Tucumán.

Rose, L.J. 1985. Tuberías y su soldadura; preguntas y respuestas. Biblioteca UBB Concepción Chile.

Páginas Webs

Aplicación de la Metodología FFS a un Separador de Descarga de gas ácido.
http://www.ndt.net/article/panndt2011/papers/140_Perez%20Sarmiento.pdf

Tubos, tuberías y accesorios.

<http://es.slideshare.net/guestb3b93c/tema-1-tubos-tuberias-y-accesorios>

Tuberías y tubos

<http://es.slideshare.net/JKike097/tubos-y-tuberias-flujodefuidosa?related=2>

Introducción a los ensayos no destructivos.

<http://www.sistendca.com/DOCUMENTOS/Manual%20Introduccion%20a%20los%20END.pdf>

Ultrasonidos

http://www.sye.com.es/pdf_informacion/SYE_indust_05.pdf

Ultrasonido convencional

<http://www.arctest.com.br/es/ultrasonido-convencional>

Phased Array

http://www.tuv.com/es/spain/servicios_es/inspeccion_ensayos_de_materiales/end_ensayos_no_destructivos_avanzados_es/phased_array_es/phased_array.html

FCA

http://www.wermac.org/materials/corrosion_allowance.html

Módulo de Young A335-P11

http://www.s-kh.com/media/de/Service/Werkstoffblaetter_englisch/Kesselrohre_ASTM/P11_T11_engl.pdf

Ingeniería de la soldadura, discontinuidades y defectos en soldadura.

http://www.ipen.org.br/downloads/simposio_lima/adan_vega_01.pdf

Características acero ASTM A106 grado B

http://www.acerosotero.cl/canerias_acero_carbono_astm_a106.html

Tipo de electrodo utilizado CP7007

<http://www.redalyc.org/pdf/496/49614416.pdf>

Características del electrodo

<http://metalium.mx/electrodo/electrodo-cp-7007-para-recubrimientos-duros-CP%207007>

Agrietamiento en soldaduras.

<http://www.alexandersaavedra.com/2012/02/agrietamiento-en-soldaduras.html>

Explicación módulo de elasticidad

http://www.mecapedia.uji.es/modulo_de_elasticidad.htm

Radio de Poisson

<http://www.angelfire.com/pro2/resmat/U02/03modulopoisson/modp.htm>

Piping e instalaciones

<https://es.scribd.com/doc/62545551/Piping-e-Instalaciones>

Corrosión

<http://www.ing.unlp.edu.ar/quimica/corrosion.htm>

ANEXOS

1. Factor de corrosión admisible (FCA).

Por lo que se sabe, no hay margen de corrosión exactamente especificado en ASME B31.3. Los valores de FCA normalmente se establecen por el usuario final y se basan tanto en las preferencias personales y tradición de la industria. 1.5 mm para la tubería es un estándar común, pero el propietario es libre de fijar un FCA de corrosión que desee, a menos que una agencia estatal o local haya adoptado alguna y B31.3 sea superada.

En la siguiente figura se entregan algunos valores comunes para FCA.

Corrosion allowance for non-ferrous metal pipes	mm
Copper	0,8
Brass	0,8
Copper-tin alloys	0,8
Copper-nickel alloys with less than 10% of Ni	0,8
Copper-nickel alloys with at least 10% of Ni	0,5
Aluminium and aluminium alloys	0,5

Corrosion allowance for steel pipes	mm
Superheated steam	0.3
Saturated steam	0.8
Steam coils in cargo tanks and liquid fuel tanks	2.0
Feed water for boilers in open circuit systems	1.5
Feed water for boilers in closed circuit systems	0.5
Blow-down systems for boilers	1.5
Compressed air	1.0
Hydraulic oil	0.3
Lubricating oil	0.3
Fuel oil	1.0
Thermal oil	1.0
Fresh water	0.8
Sea water	3.0
Refrigerants referred to in Section 13	0.3
Cargo systems for oil tankers	2.0
Cargo systems for ships carrying liquefied gases	0.3

Fig. A.1. Valores comunes de FCA según tipo de material.

2. Valores de esfuerzos de tensión (S) en los párrafos 4.1 y 4.2.

Según ASME B.31.3 el valor de S (tensión admisible) para ASTM 234 y ASTM 105 a 700° F es:

Esfuerzo permitido, ksi (multiplíquelo por 1000 para obtener psi) a temperatura de metal °F especificad (sin excederla)										Tipo o grado	No. espec.
100	200	250	300	400	500	600	650	700			
23,3	21,3	...	20,7	20,0	18,9	17,3	16,9	16,8	WP8	A 234	
23,3	21,3	...	20,7	20,0	18,9	17,3	16,9	16,8	WPL6	A 420	
24,0	21,9	...	21,3	20,6	19,5	17,7	17,5	17,3	LF2	A 350	
24,0	21,9	...	21,3	20,6	19,5	17,7	17,5	17,3	...	A 105	
26,7	24,3	...	23,7	22,9	21,6	19,7	19,4	19,2	WPC	A 234	

Fig. A.2. Valores de S, según ASME B.31.3.

3. Calidad de juntas (E).

Valores para E (calidad de juntas) de los distintos tipos de metales ocupados en las evaluaciones de integridad estructural en tuberías, según ASME B31.3.

No. espec.	Clase (o tipo)	Descripción	E
Acero carbono			
		Soldada a tope en horno	0.60
A 53	Tipo S	Tubería sin costura	1.00
	Tipo E	Tubería soldada por resistencia eléctrica	0.85
	Tipo F	Soldada a tope en horno	0.60
A 105	...	Forjas y accesorios	1.00
A 106	...	Tubería sin costura	1.00
A 134	...	Tubería soldada por fusión eléctrica, doble tope, cordón recto o en espiral	0.80
A 135	...	Tubería soldada por resistencia eléctrica	0.85
A 139	...	Tubería soldada por fusión eléctrica, doble tope, cordón recto o en espiral	0.80
A 179	...	Tubería sin costura	1.00
A 181	...	Forjas y accesorios	1.00
A 234	...	Accesorios con y sin costura	1.00
A 333	...	Tubería sin costura	1.00
		Tubería soldada por resistencia eléctrica	0.85
A 334	...	Tubo sin costura	1.00
A 350	...	Forjas y accesorios	1.00
A 369	...	Tubería sin costura	1.00
A 381	...	Tubería soldada por fusión eléctrica, radiografiados al 100%	1.00
		Tubería soldada por fusión eléctrica, radiografía por lotes	0.90
		Tubería soldada por fusión eléctrica, como se fabricó	0.85
A 420	...	Accesorios soldados, radiografiados al 100%	1.00
A 524	...	Tubería sin costura	1.00
A 587	...	Tubería soldada por resistencia eléctrica	0.85
A 671	12, 22, 32, 42, 52	Tubería soldada por fusión eléctrica, radiografiados al 100%	1.00
	13, 23, 33, 43, 53	Tubería soldada por fusión eléctrica, radiografía por lotes	0.85
A 672	12, 22, 32, 42, 52	Tubería soldada por fusión eléctrica, 100% radiografiado	1.00
	13, 23, 33, 43, 53	Tubería soldada por fusión eléctrica, radiografía por lotes	0.85
A 691	12, 22, 32, 42, 52	Tubería soldada por fusión eléctrica, 100% radiografiado	1.00

Fig. A.3. Valores para E, según B.31.3.

4. Factor de reducción de soldadura (W).

Depende del tipo de construcción de los tubos (si son soldados o extruidos) y de la T° de operación, como se aprecia en la figura A.4, los aceros al cromo (A234 y A105) poseen W=1, a eso se le suma que no existen valores bajo los 800° F, asumiendo un W =1.

Grupo de aceros	Temperatura del componente, T _s °C (°F)														
	427 (800)	454 (850)	482 (900)	510 (950)	538 (1.000)	566 (1.050)	593 (1.100)	621 (1.150)	649 (1.200)	677 (1.250)	704 (1.300)	732 (1.350)	760 (1.400)	788 (1.450)	816 (1.500)
CrMo [Notas (1)-(3)]	1	0,95	0,91	0,86	0,82	0,77	0,73	0,68	0,64
CSEF (N + T) [Notas (3)-(5)]	1	0,95	0,91	0,86	0,82	0,77
CSEF [Notas (3) y (4)] (PWHIT subcritico)	1	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5
Soldaduras autógenas en acero inoxidable austenítico grado 3xx y aleaciones de níquel N088xx y N066xx [Nota (6)]	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Acero inoxidable austenítico grado 3xx y aleaciones de níquel N088xx [Notas (7) y (8)]	1	0,95	0,91	0,86	0,82	0,77	0,73	0,68	0,64	0,59	0,55	0,5
Otros materiales [Nota (9)]

Fig. A.4. Valores para W, según B.31.3.

5. Coeficiente dependiente de la T° y tipo de material (Y)⁴⁴.

El coeficiente Y, es un valor determinado por el tipo de material y la temperatura.

$$Y =$$

Materials	Temperature °C (°F)					
	482 (≤ 900)	510 (950)	538 (1000)	566 (1050)	593 (1100)	621 (≥ 1150)
Ferritic Steels	0.4	0.5	0.7	0.7	0.7	0.7
Austenitic Steels	0.4	0.4	0.4	0.4	0.5	0.7
Other Ductile Metals	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4
Cast iron	0.4

Fig. A.5. Valores para Y, según API 579.

⁴⁴ Todas las evaluaciones de integridad estructural cumplen las mismas características

6. Cálculo de M_t .

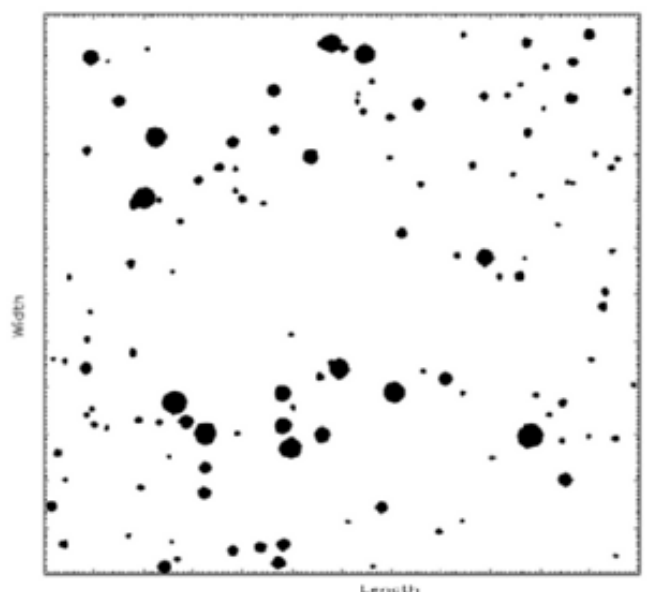
Para obtener M_t se debe utilizar la siguiente figura:

λ	M_t	
	Cylindrical or Conical Shell	Spherical Shell
0.0	1.001	1.000
0.5	1.058	1.063
1.0	1.199	1.218
1.5	1.394	1.427
2.0	1.618	1.673
2.5	1.857	1.946
3.0	2.103	2.240
3.5	2.351	2.552
4.0	2.600	2.880
4.5	2.847	3.221
5.0	3.091	3.576
5.5	3.331	3.944
6.0	3.568	4.323
6.5	3.801	4.715
7.0	4.032	5.119
7.5	4.262	5.535
8.0	4.492	5.964
8.5	4.727	6.405
9.0	4.970	6.858
9.5	5.225	7.325
10.0	5.497	7.806
10.5	5.791	8.301
11.0	6.112	8.810

Fig. A.6. Obtención del valor M_t .

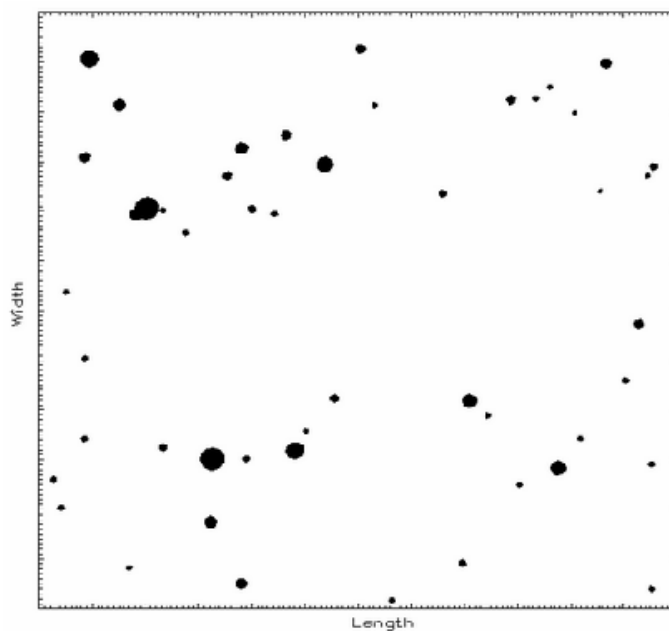
7. Plantillas para Pitting.

Los grados para calcular Pitting se entregan a continuación:



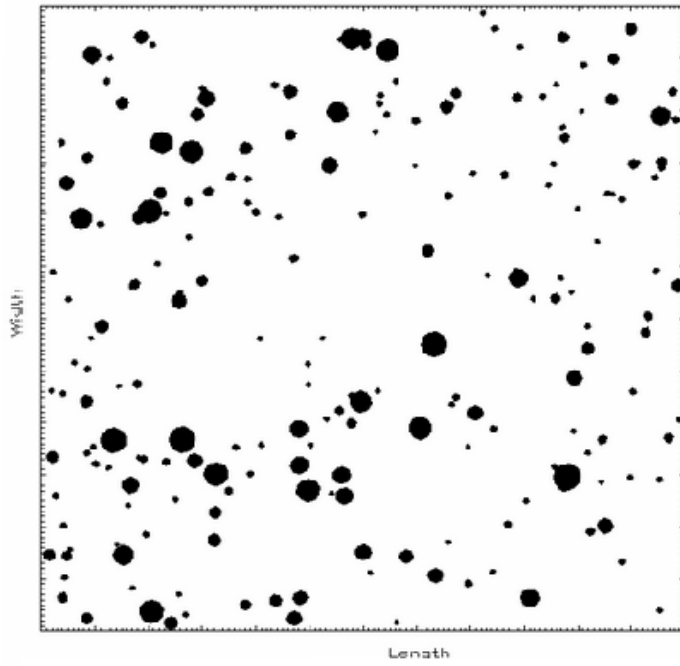
R_{pit}	Level 1 RSF	
	Cylinder Sphere	
0.8	0.97	0.96
0.6	0.95	0.91
0.4	0.92	0.87
0.2	0.89	0.83

Pitting Chart for Grade 2 Pitting



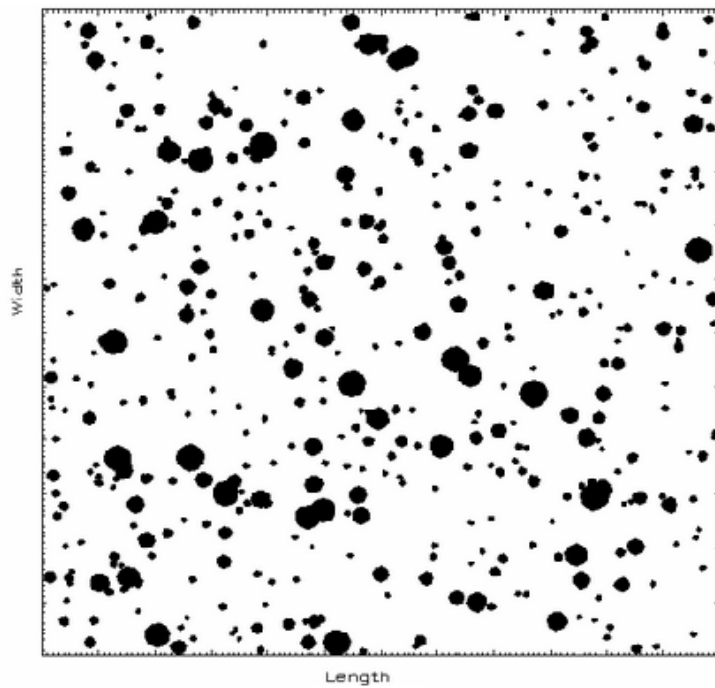
R_{pit}	Level 1 RSF	
	Cylinder Sphere	
0.8	0.97	0.96
0.6	0.95	0.91
0.4	0.92	0.87
0.2	0.89	0.83

Pitting Chart for Grade 1 Pitting



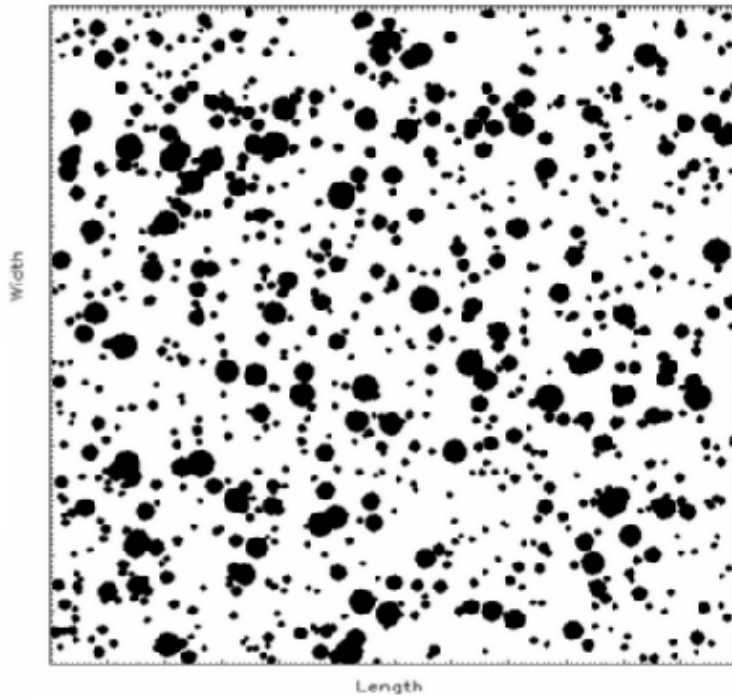
R_{wt}	Level 1 <i>RSF</i>	
	Cylinder	Sphere
0.8	0.96	0.95
0.6	0.93	0.89
0.4	0.89	0.84
0.2	0.86	0.79

Pitting Chart for Grade 3 Pitting



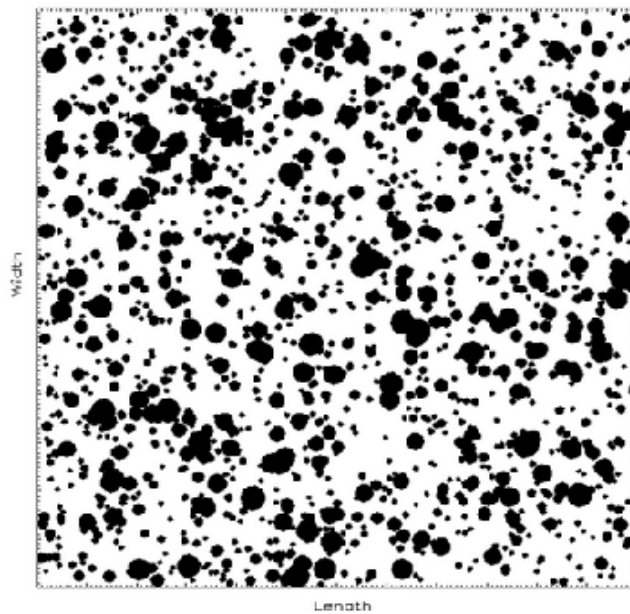
R_{wt}	Level 1 <i>RSF</i>	
	Cylinder	Sphere
0.8	0.95	0.93
0.6	0.90	0.86
0.4	0.85	0.79
0.2	0.79	0.72

Pitting Chart for Grade 4 Pitting



R_{wt}	Level 1 RSF	
	Cylinder	Sphere
0.8	0.93	0.91
0.6	0.85	0.81
0.4	0.78	0.72
0.2	0.70	0.62

Pitting Chart for Grade 5 Pitting



R_{wt}	Level 1 RSF	
	Cylinder	Sphere
0.8	0.91	0.89
0.6	0.82	0.78
0.4	0.73	0.67
0.2	0.64	0.58

Pitting Chart for Grade 6 Pitting

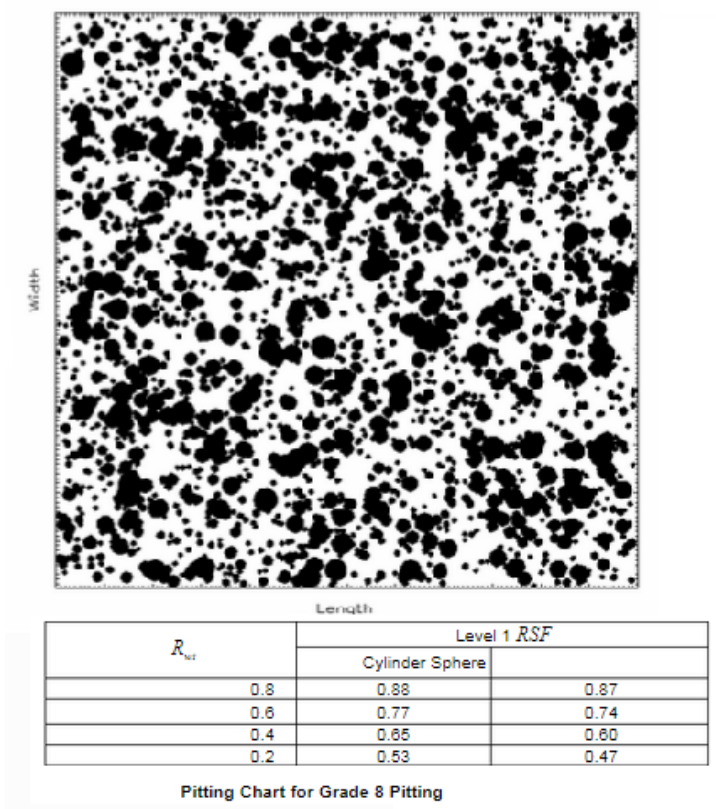
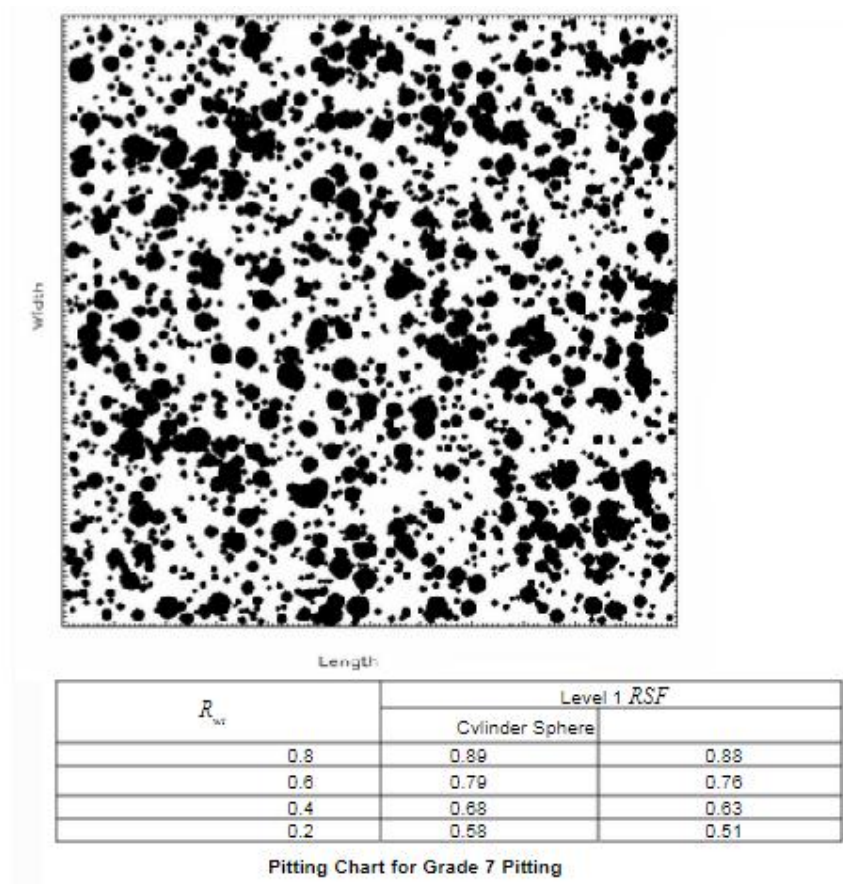


Fig. A.7. Los ocho grados para calcular Pitting.

8. Valores de H_{SF} .

H_{SF} : Según el código API 579 es un factor que depende de la consideración que se le quiere atribuir al stress provocado por la desviación del Piping.

$H_{SF} = 3.0$, si es considerado un esfuerzo secundario (diferentes casos que nos sea presión)

$H_{SF} = 1.5$, si es considerado un esfuerzo primario (presión)

Normalmente se les suele considerar un esfuerzo secundario, porque las desviaciones generan intensificadores de esfuerzos que a su vez generan momentos flectores.

9. Valor de S_a

Funciona de la misma forma que S (para una mejor diferenciación de material). El acero A-691 grade 1-1/4 Cr, es llamado en Piping A335-P11.

Kurznane	0,2 %-Yield strengt hat the temperature °F in Ksi									
	300	400	500	600	700	800	900	1000	1100	1200
P11 ASME B31.3 ^a	18,0	17,5	17,2	16,7	15,6	15,0	12,8	6,3	2,8	1,2

^a ASME 31.3 - Process Piping

Fig. A.8. Obtención de S_a .

10. Figuras representativas de los tipos de desalineamiento.

Para los cálculos de desalineación se deberán tener en cuenta las siguientes figuras:

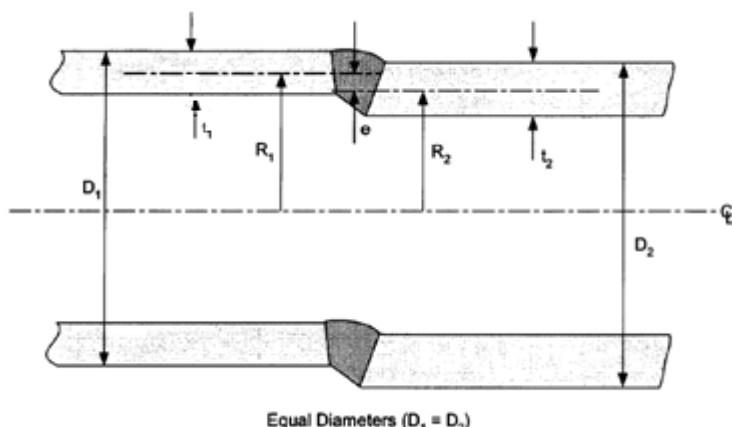


Fig. A.9. Desalineamiento circunferencial lineal, se pueden divisar R_1 y R_2 .

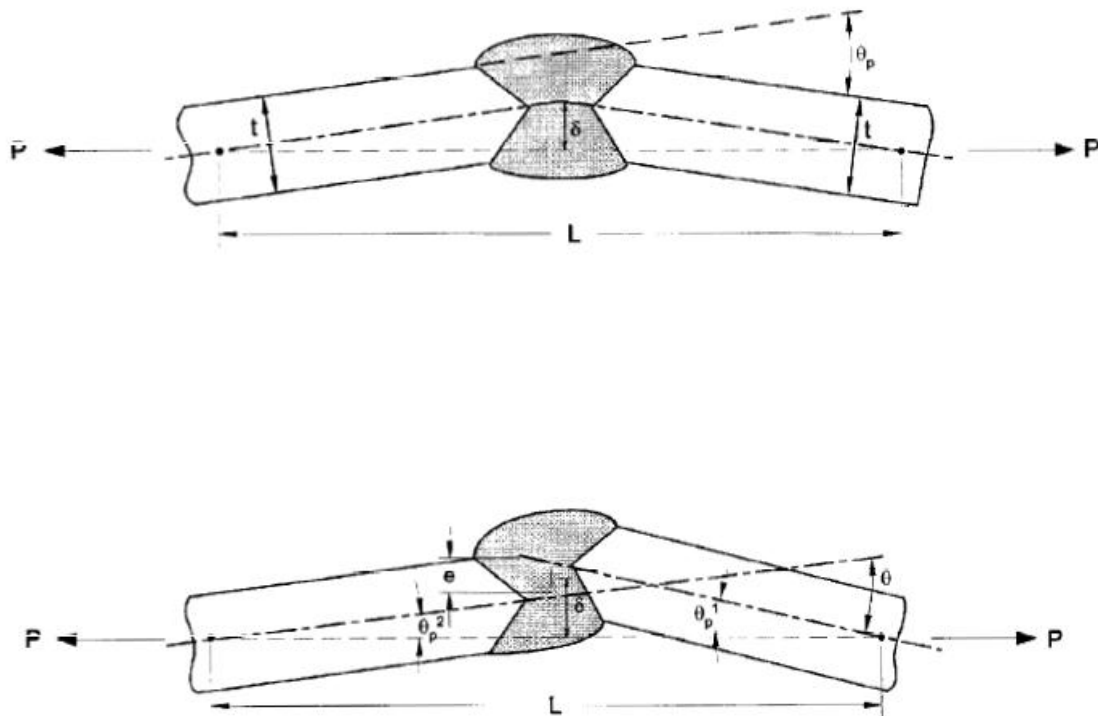


Fig. A.10. Desalineamiento angular, en primer caso lineal y en el segundo no lineal. El desalineamiento puede ser circunferencial o longitudinal.

11. El módulo de Young (E_y).

El módulo de elasticidad, también llamado módulo de Young, es un parámetro característico de cada material que indica la relación existente (en la zona de comportamiento elástico de dicho material) entre los incrementos de tensión aplicados en el ensayo de tracción y los incrementos de deformación longitudinal unitaria producidos.

Equivale a la tangente en cada punto de la zona elástica en la gráfica tensión-deformación (s - e) obtenida del ensayo de tracción.

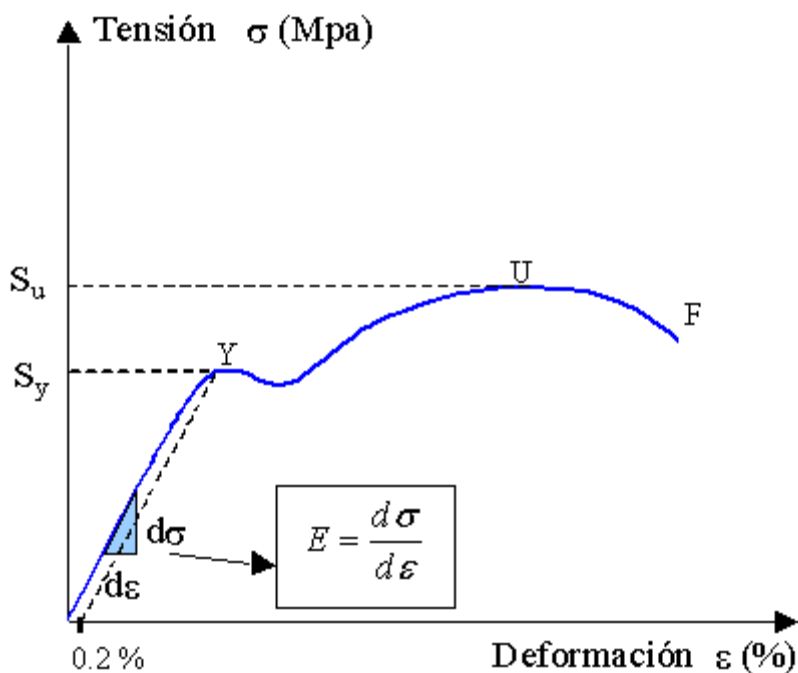


Fig. A.11. visión gráfica del Módulo de Young.

En muchos casos el módulo de elasticidad es constante durante la zona elástica del material, indicando un comportamiento lineal del mismo (ley de Hooke).

El módulo de elasticidad indica la rigidez de un material: cuanto más rígido es un material mayor es su módulo de elasticidad.

Density at 20 °C kg/dm ³	Modulus of elasticity kN/mm ² at				Thermal conductivity at 20 °C W/m K	spec. thermal capacity at 20 °C J/kg K	spec. electrical resistivity at 20 °C Ω mm ² /m
	20 °C	300 °C	400 °C	500 °C			
7,76	210	185	175	165	33	622	0,24

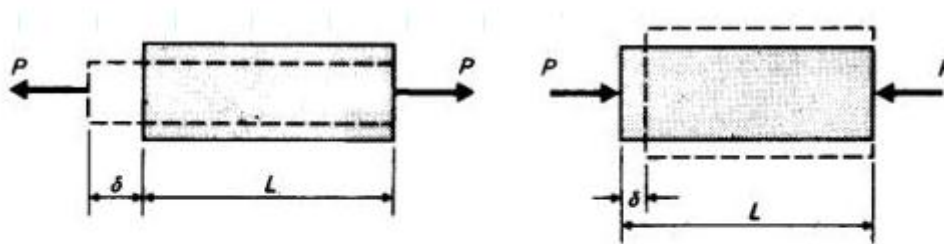
Fig. A.12. Algunas propiedades del A335-P11.

Interpolando y convirtiendo las unidades se obtienen un $E_y = 25.5 \cdot 10^6$ psi.

12. Radio de Poisson (ν).

Siempre que un cuerpo se somete a la acción de una fuerza, se deformará en la dirección de la fuerza, sin embargo, siempre que se producen deformaciones en la dirección de la fuerza aplicada, también se producen deformaciones laterales.

Las deformaciones laterales que se producen tienen una relación constante con las deformaciones axiales. Mientras que el material se mantenga dentro del rango elástico de esfuerzos, esta relación es constante:



$$\mu = \frac{\text{deformación lateral}}{\text{deformación axial}}$$

Fig. A.13. Deformaciones laterales de un cuerpo cuando se enfrenta a una fuerza.

El término μ se llama módulo de Poisson, en honor de S.D. Poisson, quien expresó este concepto en 1828. En general, el valor de μ para la mayoría de los materiales está comprendido entre 0.25 y 0.35.

Algunos materiales se presentan a continuación:

Materiales	Coefficiente de Poisson
Goma	0.50
Plomo	0.44
Arcilla saturada	0.40-0.50
Magnesio	0.35
Titanio	0.34
Cobre	0.34
Aluminio aleado	0.33
Arcilla	0.30-0.45
Bronce	0.31
Niquel	0.30
Acero inoxidable	0.30-0.31
Acero	0.27-0.30
Hierro colado	0.21-0.26
Arena	0.20-0.45
Hormigón	0.20
Vidrio	0.18-0.3
Caucho	0.5

Tabla A.1. Se presentan valores característicos de radios de Poisson.

13. Cálculo de S para A-106.

Los siguientes valores se obtienen para A-106 grado B.

Esfuerzo permitido, ksi (multiplíquelo por 1000 para obtener psi) a temperatura de metal °F especificada (sin excederla)										Tipo o grado	No. espec.
100	200	250	300	400	500	600	650	700			
Acero al carbono Tuberías y tubos (17)											
23,3	21,3	...	20,7	20,0	18,9	17,3	16,9	16,8	B	A 53	
23,3	21,3	...	20,7	20,0	18,9	17,3	16,9	16,8	B	A 106	
23,3	21,3	...	20,7	20,0	18,9	17,3	16,9	16,8	6	A 333	
23,3	21,3	...	20,7	20,0	18,9	17,3	16,9	16,8	6	A 334	
23,3	21,3	...	20,7	20,0	18,9	17,3	16,9	16,8	B	API 5L	


Fig. A.14. Valores de S según B31.3.

Convirtiendo las unidades de medidas e interpolando se obtiene un S= 132 MPa.

$\sigma_{ys} = 240 \text{ MPa}$; $\sigma_{uts} = 415 \text{ MPa}$

Cañerías de Acero Carbono Sin Costura

ASTM A106 GRADO B



Cumple Normas
API 5L PSL1 grado B / ASTM A53 grado B

Características
Cañerías sin costura grado B. Recubrimiento externo con laca anticorrosiva.

Aplicaciones
Las cañerías son utilizadas especialmente para la conducción de fluidos como agua y gas, sin embargo también se usan con fines estructurales.

Composición Química

%C	%Mn	%Si	%P	%S
≤ 0,30	0,29 - 1,06	≥ 0,1	≤ 0,035	≤ 0,035

Propiedades Mecánicas

Esfuerzo Fluencia (mín.)(Mpa)	Esfuerzo Tracción (mín.)(Mpa)	Elongación (mín.)%
240	415	30

Fig. A.15. Valores de esfuerzos de fluencias y tracción según aceros Otero.

14. Características del cordón de soldadura para evaluación de fisura.

La soldadura se realizó con las características del cordón 3 de la Fig. A.19.

Cordón	Amperaje (A)	Entrada de calor (J/mm)
Electrodo CP 7007		
1	96 - 103	1130
2	120 - 123	1050
3	139 - 141	1500
4	160	1400

Fig. A.16. Energía utilizada para soldar dependiente del amperaje y el tipo de electrodo.

El electro CP 7007 es una aleación económica con excelente resistencia a la combinación abrasión-mediano impacto. Excelente resistencia a la compresión y bajo coeficiente de fricción.

15. Valores para dirección de esfuerzos residuales (K).

$K = 1.2$ para esfuerzos residuales perpendiculares a la soldadura (fisura longitudinal).

$K = 1.5$ para esfuerzos residuales paralelos a la soldadura (fisura axial).