



Universidad Nacional Autónoma de México
Facultad de Estudios Superiores Zaragoza

**CÁLCULO DEL ESPESOR MÍNIMO REQUERIDO EN
EQUIPOS SUJETOS A PRESIÓN EN UNA PLANTA
DE CRACKING CATALÍTICO FLUIDIZADO (FCC-I).**

TESIS

QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE

INGENIERO QUÍMICO

PRESENTA:

FRANCISCO JAVIER ZACARIAS ORTIZ

Director de tesis:

Dr. M. Javier Cruz Gómez



México 2013



Universidad Nacional
Autónoma de México



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

Todo el material contenido en esta tesis esta protegido por la Ley Federal del Derecho de Autor (LFDA) de los Estados Unidos Mexicanos (México).

El uso de imágenes, fragmentos de videos, y demás material que sea objeto de protección de los derechos de autor, será exclusivamente para fines educativos e informativos y deberá citar la fuente donde la obtuvo mencionando el autor o autores. Cualquier uso distinto como el lucro, reproducción, edición o modificación, será perseguido y sancionado por el respectivo titular de los Derechos de Autor.



ÍNDICE	Página
I. Sinopsis	1
II. Introducción al tema	2
III. Objetivo	2
IV. Desarrollo	3
Capítulo 1. Marco teórico	3
1.1. Conceptos de integridad mecánica	3
1.2. Ensayos no destructivos (END)	4
1.3. Pruebas no destructivas superficiales	4
1.3.1. Prueba Visual	4
1.3.2. Líquidos Penetrantes	4
1.3.3. Partículas Magnéticas	5
1.3.4. Fuga de Flujo Magnético	5
1.3.5. Pruebas Electromagnéticas	6
1.4. Pruebas no destructivas volumétricas	6
1.4.1. Radiografía	6
1.4.2. Inspección por Ultrasonido	7
1.4.3. Inspección Acústica	7
1.4.4. Radiografiado con Neutrones	8
1.4.5. Prueba Laser (holográfica)	8
1.4.6. Rayos Infrarrojos	8
1.5. Pruebas no destructivas de hermeticidad	9
1.5.1. Análisis de Vibraciones	9
1.5.2. Prueba de Fugas	9
Capítulo 2. Planta de Desintegración Catalítica Fluidizada	10
2.1. Descripción del proceso	10
2.1.1. Sección de tratamiento con DEA (dietilamina)	12
2.1.2. Sección Merichem de gasolina	13
2.1.3. Sección Merichem de LPG	13
Capítulo 3. Medición Preventiva de Espesores	15
3.1. Tipos específicos de corrosión y agrietamiento	15
3.1.1. Puntos de inyección	15
3.1.2. Piernas sin flujo	15
3.1.3. Corrosión bajo aislamiento (corrosion under insulation, CUI)	15
3.1.4. Servicio específico y corrosión localizada	16
3.1.5. Erosión y corrosión/erosión	16
3.1.6. Agrietamiento por fatiga	16
3.1.7. Creep Cracking (arrastre de agrietamiento)	17
3.1.8. Ataque de hidrogeno por alta temperatura	17
3.1.9. Agrietamiento por el medio ambiente	17
3.2. Métodos para la medición de espesores	18
3.3. Medición de espesores	19



3.4. Estadística y análisis de la medición preventiva de espesores	28
3.5. Aplicación a equipos sujetos a presión	33
Capítulo 4. Desarrollo del tema	34
4.1. Normatividad aplicable y practicas recomendadas	34
4.1.1. NOM-020-STPS-2011, Recipientes sujetos a presión, recipientes criogénicos y generadores de vapor o calderas-funcionamiento-condiciones de seguridad	35
4.1.2. GPASI-IT-0002, Procedimiento para cálculo por presión interna del espesor mínimo requerido en recipientes.	37
4.1.3. API 510, Pressure vessel inpection code: in-service inspection, rating, repair and alteration	37
4.1.4. API 580, Risk-based inspection	38
4.1.5. API 572, Inspection of pressure vessels	40
4.2. Clasificación de equipos sujetos a presión conforme a NOM-020-STPS-2011, Recipientes sujetos a presión, recipientes criogénicos y generadores de vapor o calderas-funcionamiento-condiciones de seguridad	42
4.3. Requerimientos para el cálculo del espesor mínimo requerido	43
4.4. Cálculo del espesor mínimo requerido de recipientes, torres y cambiadores de calor	46
4.4.1. Cálculo de casquetes (tapas) en intercambiador de calor	46
4.4.2. Cálculo de envolvente en intercambiador de calor	50
4.4.3. Cálculo de casquetes y envolvente en recipientes a presión	52
4.4.4. Cálculo de casquetes y envolvente en torres	54
4.4.5. Cálculo de casquetes y envolvente en recipiente trifásico	56
4.5. Resumen de resultados para el cálculo de espesor mínimo requerido en recipientes a presión	59
V. Conclusiones	64
VI. Recomendaciones	65
Anexo A. Valores del factor "K"	66
Anexo B. Valores del esfuerzo máximo permisible	67
VII. Referencias Bibliográficas	79



Lista de abreviaturas

FCC, Fluidized Catalytic Cracking

VUE, Vida Útil Estimada

FPME, Fecha Próxima de Medición

FRP, Fecha de Retiro Probable

SSPA, Seguridad, Salud y Protección Ambiental

END, Ensayo No Destructivo

GOPV, Gasóleo Pesado de Vacío

UDCF, Sección del Convertidor de Cracking Catalítico

URV, Unidad de Recuperación de Vapores

LPG, Gas Licuado de Petróleo

HCO, High Cyclic Oil

CO, Monóxido de carbono

CO₂, Dióxido de carbono

H₂S, Ácido Sulfhídrico

MEA, Monoetanolamina

DSH, Disulfuros

CUI, Corrosion Under Insulation

SCC, Sustancias Causticas en acero al Carbón

SIMECELE, Sistema de Medición y Control de Espesores en Líneas y Equipos

SASIPA, Subdirección de Auditoria en Seguridad Industrial y Protección Ambiental

API, American Institute Petroleum

GPASI, Gerencia de Protección Ambiental y Seguridad Industrial

IBR, Inspección Basada en Riesgo

PTMP, Presión de Trabajo Máxima Permisible



I. Sinopsis

En esta tesis se desarrolló la metodología propuesta por el procedimiento GPASI-IT-0002 “Procedimiento para el cálculo por presión interna del espesor mínimo requerido en recipientes”, para un fácil entendimiento de este trabajo se explica brevemente lo que describe cada uno de los capítulos de esta tesis.

En el capítulo 1 se hace una reseña de la importancia de tener una metodología para evitar incidentes en la planta de refinación, explicando en que consiste la integridad mecánica, que son los ensayos no destructivos y hacer una clasificación de estos y explicando en que consiste cada una de ellas.

En el capítulo 2 se describe a rasgos generales el proceso de FCC (desintegración catalítica fluidizada), con el propósito de entender el proceso y saber el por qué es necesaria la medición y control de espesores en el proceso, ya que sufren un desgaste significativo y continuo.

En el capítulo 3 se hace una breve descripción de todos los tipos de desgaste y corrosión que puede sufrir un equipo o una tubería. También se detalla el análisis estadístico donde es necesario el valor del límite de retiro, sin este último valor no se podrá determinar datos importantes como el valor de la VUE (vida útil estimada) y en consecuencia tampoco se podrá determinar la FPME (Fecha de Próxima Medición) y la FRP (Fecha de Retiro Probable).

En el capítulo 4 se abarca por completo el cálculo del espesor mínimo requerido en equipos sujetos a presión, haciendo primero un breve resumen de las normas, procedimientos y prácticas recomendadas. Con el fin de tener una mejor perspectiva de lo que trata todo el trabajo hecho en esta tesis.

Se hizo el cálculo del espesor mínimo requerido considerando el valor de la corrosión permitida. Los valores obtenidos del espesor mínimo requerido fueron evaluados por el personal encargado de la seguridad y protección dentro de la planta (SSPA, seguridad, salud y protección ambiental). Aceptando así su validez y utilizando estos valores reportados en sus cálculos para el análisis de espesores en los equipos de la planta de Desintegración Catalítica Fluidizada (FCC-I) en una refinería de Petróleos Mexicanos (PEMEX).



II. Introducción

La seguridad en una planta es de vital importancia, para evitar los accidentes, daños al personal, instalaciones, al medio ambiente y los paros de planta no programados. Una de las formas de garantizar la seguridad es mediante el monitoreo y control del espesor de pared de líneas y equipos; debido a que el adelgazamiento excesivo en estos es una de los principales causas que pueden provocar desde la fuga de algún producto o fluido peligroso hasta accidentes catastróficos. Un buen programa de control y monitoreo de espesores puede prevenir significativamente los accidentes, puede prevenir eventos no deseados en tuberías y equipos de proceso y servicios principales, que pudieran dañar la salud e integridad física de los trabajadores, medio ambiente, entorno, instalaciones y la producción.

Por lo anteriormente expuesto es importante calcular el valor del espesor mínimo requerido en los equipos que están sujetos a presión para garantizar que estos equipos se encuentren en condiciones óptimas de operación.

Cabe señalar que esta tesis se desarrolló tomando en cuenta la información proporcionada por PEMEX Refinación, en particular de la planta FCC-I de la Refinería "Francisco I. Madero" en Ciudad Madero, Tamaulipas.

III. Objetivo general

Calcular el espesor mínimo en equipos sujetos a presión que estén dentro del alcance del procedimiento GPASI-IT-0002 (Procedimiento para cálculo por presión interna del espesor mínimo requerido en recipientes).

Objetivos particulares

- Analizar la información técnica necesaria de los diagramas mecánicos de construcción, hojas de datos, etc. para poder calcular el espesor mínimo requerido de los equipos sujetos a presión.
- Generar una clasificación de los equipos que se consideran sujetos a presión, conforme a la NOM-0020-STPS-2011 (Recipientes sujetos a presión, recipientes criogénicos y generadores de vapor o calderas-funcionamiento-condiciones de seguridad).
- Calcular el espesor mínimo requerido en cada una de las geometrías del equipo sujeto a presión (tapas y envolvente).



IV. Desarrollo

Capítulo 1. Marco teórico

1.1 Conceptos de Integridad Mecánica

Integridad mecánica

Son todas las actividades necesarias para asegurar que los sistemas, equipos o componentes críticos de las operaciones y procesos que contengan materiales peligrosos estén siempre bajo las condiciones de diseño, procurando mantener las instalaciones desde su construcción e instalación hasta el final de su vida útil, previniendo o eliminando las posibilidades de provocar incidentes con el propósito de garantizar la protección al personal, a la población, el medio ambiente, las instalaciones, la producción y la rentabilidad del negocio.

La integridad mecánica conjunta distintas actividades multidisciplinarias, dichas actividades son:

- Procedimientos de mantenimiento.
- Entrenamiento y desempeño del personal de mantenimiento.
- Procedimientos de aseguramiento y control de calidad.
- Inspecciones y pruebas a equipos y refacciones, incluyendo mantenimiento preventivo y productivo.
- La realización del diseño, fabricación, instalación, modificación, mantenimiento, reparación o inspección, entrega al cliente deben ser supervisadas, esta supervisión debe ser efectuada por personal capacitado y procedimientos aprobados.

La evaluación de la integridad mecánica de una instalación se realiza a través de trabajos de inspección técnica.

La inspección técnica puede clasificarse en tres tipos:

- a. Inspección basada en tiempo: Se establecen periodos mínimos y máximos de inspección con base en el tiempo de vida útil de un equipo o línea de proceso establecidos a partir de la experiencia de plantas con procesos similares.
- b. Inspección basada en riesgo: Su objetivo es definir planes de inspección basados en la caracterización probabilística del deterioro y el modelaje probabilístico de la consecuencia de una falla.
- c. Inspección basada en estado: Todo tipo de ensayos no destructivos (END), (radiografías, pruebas de líquidos penetrantes, partículas magnéticas, etc.) que pueden ser realizadas en una instalación, ya sea con el proceso en operación o en algún paro total o parcial, con el objetivo de establecer la condición actual de la integridad mecánica del componente a inspeccionar, por ejemplo, un tramo de línea o un equipo de proceso.



1.2 Ensayos no destructivos (END)

Los ensayos no destructivos (pruebas no destructivas) son técnicas de inspección que se utilizan para verificar la sanidad interna y externa de los materiales, sin deteriorarlos, ni alterar o afectar de forma permanente sus propiedades físicas, químicas o mecánicas.

En la actualidad existen trece técnicas establecidas, estas técnicas se mencionan en la Práctica Recomendada SNT-TC-1A-2006 (Personnel Qualification and Certification in Nondestructive Testing), se encuentran divididos en los siguientes grupos:

1.3 Pruebas no destructivas superficiales:

Nos permite encontrar discontinuidades expuestas en la superficie del material, entre ellas encontramos a la prueba visual (VT), líquidos penetrantes (PT), partículas magnéticas (MT), fuga de flujo magnético (MFL), electromagnetismo (ET).

1.3.1 Prueba Visual

La inspección visual es la técnica más antigua entre los Ensayos No Destructivos y la más usada por su versatilidad y su bajo costo. Esta técnica es y ha sido siempre un complemento para todos los demás END, ya que a menudo la evaluación final se hace por medio de una inspección visual.

No se requiere de un gran entrenamiento para realizar una inspección visual correcta, pero los resultados dependerán en buena parte de la experiencia del inspector y de los conocimientos que éste tenga respecto a la operación, los materiales y demás aspectos influyentes en los mecanismos de falla que el objeto pueda presentar. Aunque no es regla general, algunas normas como la ASME, exigen una calificación y certificación del personal que realiza la prueba visual, en donde se tiene muy en cuenta las horas de experiencia del individuo a certificar y la agudeza visual (corregida o natural) que éste pueda certificar.

1.3.2 Líquidos Penetrantes

La prueba de líquidos penetrantes, se basa en el principio conocido como “capilaridad” y consiste en la aplicación de un líquido, con buenas características de penetración en pequeñas aberturas, sobre la superficie limpia del material a inspeccionar. Una vez que ha transcurrido un tiempo suficiente, como para que el líquido penetrante recién aplicado, penetre considerablemente en cualquier abertura superficial, se realiza una remoción o limpieza del exceso del líquido penetrante, mediante el uso de algún material absorbente (papel, trapo, etc.), seguido de esta acción se aplica un líquido absorbente, comúnmente llamado

revelador, de color diferente al líquido penetrante, el cual, absorberá el líquido que haya penetrado en las aberturas superficiales.

Por consiguiente, las áreas en las que se observe la presencia de líquido penetrante después de la aplicación del líquido absorbente, son áreas que contienen discontinuidades superficiales (grietas, perforaciones, etc.)

En general, existen dos principales técnicas del proceso de aplicación de los líquidos penetrantes: la diferencia entre ambas es que, en una se emplean líquidos penetrantes que son visibles a simple vista o con ayuda de luz artificial blanca y en la segunda, se emplean líquidos penetrantes que solo son visibles al ojo humano cuando se les observa en la oscuridad y utilizando luz negra o ultravioleta, lo cual, les da un aspecto fluorescente.

1.3.3 Partículas Magnéticas

Este método de prueba, se basa en el principio físico conocido como magnetismo, el cual, exhibe principalmente los materiales ferrosos como el acero y consiste en la capacidad o poder de atracción entre metales. Es decir, cuando un metal es magnético, atrae en sus extremos o polos a otros metales igualmente magnéticos o con capacidad para magnetizarse.

De acuerdo con lo anterior, si un material magnético presenta discontinuidades en su superficie, estas actuarán como polos, por tal, atraerán cualquier material magnético o ferromagnético que esté cercano a las mismas. De esta forma, un metal magnético puede ser magnetizado local o globalmente y se le pueden esparcir sobre su superficie, pequeños trozos o diminutas partículas magnéticas y así observar cualquier acumulación de las mismas, lo cual, es evidencia de la presencia de discontinuidades sub-superficiales y/o superficiales en el metal.

Este método de ensayo no destructivo está limitado a la detección de discontinuidades superficiales y en algunas ocasiones sub-superficiales. Así mismo, su aplicación también se encuentra limitada por su carácter magnético, es decir, solo puede ser aplicada en materiales ferromagnéticos aun así, este método es ampliamente utilizado en el ámbito industrial.

1.3.4 Fuga de Flujo Magnético

La prueba de fuga de flujo magnético es un método electromagnético de ensayos no destructivos que se utiliza para detectar el desgaste por corrosión y picaduras en la pared de las tuberías y/o equipos, utilizando avanzados métodos electromagnéticos para escanear toda la circunferencia y la longitud de la tubería y/o equipos.

Se utilizan imanes para magnetizar temporalmente la tubería de acero y los cambios del campo magnético son registrados y analizados. El flujo magnético es uniforme si no hay defectos en la pared de la tubería. Si los defectos internos o



externos están presentes, tales como las formas de agujeros por corrosión o de otro tipo de daño, el flujo magnético estará distorsionada más allá de la pared del tubo y esta distorsión o “fuga” se mide por los sensores de efecto Hall.

1.3.5 Pruebas Electromagnéticas

Las pruebas electromagnéticas se basan en la medición o caracterización de uno o más campos magnéticos generados eléctricamente e inducidos en el material de prueba. Distintas condiciones, tales como discontinuidades o diferencias en conductividad eléctrica pueden ser las causantes de la distorsión o modificación del campo magnético inducido.

La técnica más utilizada en el método electromagnético es la de Corrientes de Eddy. Esta técnica puede ser empleada para identificar una amplia variedad de condiciones físicas, estructurales y metalúrgicas en materiales metálicos, ferromagnéticos y en materiales no metálicos que sean eléctricamente conductores. De esta forma, la técnica se emplea principalmente en la detección de discontinuidades superficiales. Sus principales aplicaciones se encuentran en la medición o determinación de propiedades tales como la conductividad eléctrica, la permeabilidad magnética, el tamaño de grano, dureza, dimensiones físicas, etc. También sirven para detectar traslapes, grietas, porosidades e inclusiones.

Este tipo de fugas ofrecen la ventaja de que los resultados de prueba se obtienen casi en forma inmediata, ya que lo único que se requiere es inducir un campo magnético. Sin embargo, la técnica está limitada a la detección de discontinuidades superficiales y a materiales conductores.

1.4 Pruebas no destructivas volumétricas:

Este tipo de pruebas nos proporciona información de la integridad interna de los materiales inspeccionados, se consideran a la radiografía (RT), ultrasonido industrial (UT), emisión acústica (AE), radiografiado de neutrones (NRT), laser (LT) e infrarrojo/térmico (T/IT).

1.4.1 Radiografía

La radiografía como método de ensayo no destructivo, se basa en la capacidad de penetración que caracteriza principalmente a los “rayos x” y a los “rayos gamma”. Con este tipo de radiación es posible irradiar un material, si internamente, este material presenta cambios internos considerables como para dejar pasar, o bien, retener dicha radiación, entonces es posible determinar la presencia de dichas, irregularidades internas, simplemente midiendo o caracterizando la radiación incidente contra la radiación retenida o liberada por el material.

Comúnmente, una forma de determinar la radiación que pasa a través de un material, consiste en colocar una película radiográfica, cuya función es cambiar de tonalidad en el área que recibe radiación. Sin embargo, este método también tiene



sus limitaciones. El equipo necesario para realizar una prueba radiográfica puede representar una seria limitación si se considera su costo de adquisición y mantenimiento.

1.4.2 Inspección por Ultrasonido

El método del ultrasonido en la ingeniería es utilizado para el ensayo de los materiales, es una técnica de ensayo no destructivo y tiene diversas aplicaciones, en especial para conocer el interior de un material o sus componentes según la trayectoria de la propagación de las ondas sonoras, al procesar las señales de las ondas sonoras se conoce el comportamiento de las mismas durante su propagación en el interior de la pieza y que dependen de las discontinuidades del material examinado, lo que permite evaluar aquella discontinuidad acerca de su forma, tamaño, orientación debido a que la discontinuidad opone resistencia (conocida como impedancia acústica) al paso de una onda. Las ondas pueden ser sónicas comprendidas en el intervalo de frecuencias entre 20 y 500 KHz y las ultrasónicas con frecuencias superiores a 500 KHz.

En el método ultrasónico se utilizan instrumentos que transmiten ondas con ciertos intervalos de frecuencia y se aplican para detectar defectos como poros fisuras, también para conocer las propiedades básicas de los líquidos y sólidos, como la composición, estructura, etc.

Para llevar a cabo esta prueba, se coloca un sensor o transductor acústicamente acoplado en la superficie de un material. Este sensor, contiene un elemento piezoeléctrico, cuya función es convertir pulsos eléctricos en pequeños movimientos o vibraciones, las cuales a su vez generan sonido.

Como puede observarse, con el método de ultrasonido es posible obtener una evaluación de la condición interna del material en cuestión. Sin embargo, el método de ultrasonido es más complejo en práctica que en teoría, lo cual, demanda personal calificado para su aplicación e interpretación de indicaciones o resultados de prueba.

1.4.3 Emisión Acústica

Uno de los ensayos no destructivos más recientes, que ha venido teniendo una gran aplicación a nivel mundial en la inspección de una amplia variedad de materiales y componentes estructurales, es sin duda el método de emisión acústica.

Este método detecta cambios internos en los materiales o dicho de otra manera, detecta micromovimientos que ocurren en los materiales cuando por ejemplo: existe un cambio microestructural, tal como lo son las transformaciones de fase en los metales, el crecimiento de grietas, la fractura de productos frágiles, corrosión, deformación plástica, etc. La detección de estos mecanismos mediante emisión acústica, se basa en el hecho de que cuando ocurren, parte de la energía que



liberan es transmitida hacia el exterior del material en forma de ondas elásticas (sonido), es decir, emiten sonido (emisión acústica). La detección de estas ondas elásticas se realiza mediante el uso de sensores piezoeléctricos, los cuales, son instalados en la superficie del material. Los sensores, al igual que en el método de ultrasonido, convierten las ondas elásticas en pulsos eléctricos y los envía hacia un sistema de adquisición de datos, en el cual se realizará el análisis de los mismos.

1.4.4 Radiografiado con Neutrones

Los ensayos de radiografiado con neutrones, es una variante de la prueba radiográfica, donde se utilizan neutrones en lugar de fotones para penetrar los materiales. Esto hace ver las cosas muy diferentes a como se observa con rayos x, debido a que los neutrones pueden pasar con facilidad a través del acero y el metal pero se detiene en los plásticos, agua y aceites.

Puesto que la cantidad de radiación que emerge desde el lado opuesto del material puede ser detectada y medida, las variaciones en esta cantidad (o la intensidad) de la radiación se utilizan para determinar el espesor o la composición del material.

1.4.5 Prueba Laser (holográfica)

Las pruebas no destructivas holográficas utilizan interferómetros para poner a prueba la fuerza y solidez de los objetos construidos en muchas industrias. Un interferómetro es un tipo de equipo de medición que utiliza espejos para dividir los rayos laser y medir la forma en que se comporta el haz. Las pruebas holográficas pueden detectar imperfecciones y grietas de tensión que no pueden ser vistas por el ojo humano.

Un objeto se prueba dos veces: una vez antes de su tensado y luego después de que se tensa. Sutiles diferencias en los resultados de las longitudes de onda de los rayos laser pueden mostrar la tensión o inestabilidad en el objeto.

1.4.6 Rayos Infrarrojos

La principal técnica empleada en las pruebas infrarrojas es la “termografía infrarroja (TI)”. Esta técnica se basa en la detección de áreas calientes o frías mediante el análisis de la parte infrarroja del espectro electromagnético. La radiación infrarroja se transmite en forma de calor mediante ondas electromagnéticas a través del espacio. De esta forma, mediante el uso de instrumentos capaces de detectar la radiación infrarroja, es posible detectar discontinuidades superficiales y sub-superficiales en los materiales.

En la técnica se emplea una o más cámaras que proporcionan una imagen infrarroja (termograma), en el cual, las áreas calientes se diferencian de las áreas frías por diferencias en tonalidades. De esta forma se obtiene un termograma



típico de una pieza o componente sin discontinuidades. Posteriormente, si hubiese alguna discontinuidad, esta interrumpirá el flujo o gradiente térmico normal, lo cual será evidente en el termograma.

1.5 Pruebas no destructivas de hermeticidad:

Para los recipientes sometidos a presión, encontramos los tipos de pruebas que nos proporcionan información sobre su integridad, entre ellos, prueba neumática, prueba hidrostática, prueba de burbuja, prueba de fuga, prueba con espectrómetro de masas.

1.5.1 Análisis de Vibraciones

Consiste en el estudio del tipo de la propagación de ondas elásticas en un material homogéneo y la determinación de los efectos producidos y el modo de propagación. Las vibraciones pueden ser medidas y caracterizadas midiendo la oscilación o desplazamiento alternante de ciertos puntos al paso de una onda elástica.

El análisis de vibraciones se puede utilizar para calcular los módulos elásticos (módulo de Young, módulo de cizallamiento) a partir de las frecuencias naturales de vibración de la muestra, que no debe sufrir ningún daño por el llamado método mecánico (END) a través de la velocidad del sonido.

Los ensayos no destructivos tienen ventajas y limitaciones; su principal ventaja es que se pueden complementar entre sí, en la evaluación de un componente.

1.5.2 Prueba de Fugas

Las pruebas de detección de fugas son un tipo de prueba no destructiva que se utiliza en sistemas o componentes presurizados o que trabajan en vacío, para la detección, localización de fugas y la medición del fluido que escapa por éstas. Las fugas son orificios que pueden presentarse en forma de grietas, fisuras, hendiduras, etc., donde puede recluirse o escaparse algún fluido.

La detección de fugas es de gran importancia, ya que una fuga puede afectar la seguridad o desempeño de distintos componentes y reducen enormemente su confiabilidad. Generalmente, las pruebas de detección de fugas se realizan:

- a. Para prevenir fugas de materiales que puedan interferir con la operación de algún sistema.
- b. Para prevenir fuego, explosiones y contaminación ambiental o daño al ser humano.
- c. Para detectar componentes no confiables o aquellos en donde el volumen de fuga exceda los estándares de aceptación.



CAPITULO 2. Planta de Desintegración Catalítica Fluidizada

Los procesos de desintegración catalítica son el corazón de la refinería moderna. Estos procesos son los principales productores de naftas de alto número de octano a partir de corrientes de petróleo pesadas y bajo valor económico, como el gasóleo pesado de vacío (GOPV). Además de gasolina, el proceso genera diésel y olefinas livianas que pueden ser convertidas en naftas de alto octanaje mediante alquilación.

2.1 Descripción de proceso

La planta de cracking catalítico fluidizado (FCC) incluye las siguientes unidades de proceso.

- Sección del convertidor de cracking catalítico fluidizado (UDCF).
- Fraccionadora Primaria y Unidad de recuperación de vapores (URV).

La sección del convertidor de cracking catalítico fluidizado incluye:

- Sistema reactor/regenerador.
- Sistema del soplador de aire de combustión.
- Sistema de manejo de los gases de combustión.

La sección fraccionadora primaria y la unidad de recuperación de vapores incluyen:

- Sistema de fraccionadora primaria.
- Compresor de gas húmedo.
- Sistema de agotadora de esponja/absorbedora/agotadora.
- Debutanizadora.
- Depropanizadora.
- Contactor de gas húmedo con amina.
- Contactor de nafta con amina.
- Sistema de regeneración de amina.
- Merichem de LPG y gasolina.

En el cracking catalítico, las reacciones se llevan a cabo sobre la superficie de un catalizador del tipo adsorbente que libera los productos craqueados livianos y retiene los productos asfálticos transformándolos en coque. El coque se elimina luego del catalizador en la etapa de regeneración y el catalizador se retorna al proceso.



La mezcla de alimentación será de gasóleo pesado atmosférico, gasóleo ligero de vacío, gasóleo pesado de vacío y gasóleo hidrodesulfurado de coquizadora. El modo de operación de la FCC fue para máxima gasolina y butanos/butilenos.

En los procesos de cracking catalítico fluidizado, se emplea la tecnología de fluidización sólida para poner en contacto íntimo a la materia prima con el catalizador. El catalizador tiene tamaño y consistencia que facilitan la fluidización en los recipientes reactor y regenerador, cuando se le airea con un vapor. El catalizador fluidizado circula continuamente entre el reactor y el regenerador, sirve también como medio para transferir calor desde el regenerador caliente hacia la alimentación que entra al reactor.

En una planta FCC, la mayor parte de la reacción se lleva a cabo mientras el catalizador regenerado caliente y la alimentación viajan por una tubería vertical (riser) hacia el reactor. En estas unidades, el reactor cumple el papel de separador de catalizador gastado y de productos. También se utiliza vapor de agua para despojar los hidrocarburos remanentes en el catalizador gastado antes de enviarlo al regenerador para eliminar los depósitos de coque mediante combustión en aire.

Los catalizadores utilizados en procesos de desintegración catalítica dan como resultado niveles de alta conversión, con una distribución más favorable de los productos convertidos, esto es, rendimientos más altos de nafta y olefinas livianas y menos de gas seco (etano y más livianos) y coque. Los catalizadores de alta actividad han permitido también disminuir los tiempos de residencia de craqueo, de manera que se reduzca la formación de productos secundarios no deseados.

El proceso de FCC ha sido modificado para craquear residuos muy pesados y reducir la producción de productos de bajo valor en la refinería. Cuando se craquean residuos muy pesados, es necesario utilizar más de una etapa de regeneración para eliminar el coque del catalizador gastado. También se requieren temperaturas más altas en el regenerador y eso requiere diferente metalurgia en el regenerador.

En la figura 2.1 se muestra un diagrama de flujo típico del proceso FCC. El gasóleo de alimentación es precalentado mediante intercambio con productos calientes de la fraccionadora principal, luego mezclado con catalizador regenerado caliente, y finalmente cargado al reactor. Opcionalmente, algo de gasóleo pesado (HCO) puede recircularse al reactor para incrementar su conversión. La inyección de una pequeña cantidad de gas al riser como método para reducir las reacciones secundarias.

En el reactor, los productos del cracking se separan del catalizador gastado. El catalizador es despojado con vapor de agua para remover los hidrocarburos que puedan haber quedado. Esta mezcla de hidrocarburos y vapor sale del reactor y viaja hacia la columna fraccionadora para la separación inicial de los productos de reacción.



El catalizador coquificado se envía al regenerador donde se introduce aire para quemar el coque. Los nuevos diseños de FCC queman el coque para dar una mezcla de CO y CO₂, o completamente CO₂. La reacción de combustión es exotérmica, esa energía en gran parte se transfiere al catalizador regenerado. Ese calor vaporiza la alimentación líquida del reactor y provee el calor de reacción endotérmico total para las reacciones de craqueo.

El efluente del reactor se enfría en el fondo de la columna fraccionadora mediante mezcla directa (quench) con la corriente slurry. Esta es altamente aromática y presenta un punto de ebullición final de aproximadamente 650°C. Generalmente se envía a la unidad de coque o a otro proceso residual. Opcionalmente (línea punteada), puede extraerse una corriente de gasóleo pesado por encima de la zona quench de la fraccionadora y parte de este recircularse al reactor para mejorar su conversión.

El aceite cíclico ligero (light cycle oil) se extrae como producto lateral de la columna y se despoja con vapor para removerle los compuestos ligeros y mejorar su punto de inflamación. Este producto puede utilizarse como mezcla para diésel. Para el caso de diésel de bajo azufre, debe hidratarse previamente.

La nafta desestabilizada y el gas “húmedo” son los productos de cabeza de la fraccionadora. La nafta se bombea a la planta de gas FCC, donde se emplea como medio de absorción antes de ser agotado (stripping) y estabilizada. El gas húmedo se comprime y se envía a la planta de gas FCC donde generalmente se enfría y procesa en dos etapas de absorción para recuperar nafta adicional e hidrocarburos C₃/C₄.

Existe una recirculación entre la fraccionadora y la planta de gas de FCC. Una corriente de aceite pobre (lean oil) se extrae de la columna y se envía a la segunda etapa de absorción de la planta de gas para recuperar nafta e hidrocarburos C₃/C₄ del producto gas antes de ser usado como combustible en hornos de refinería. El aceite rico (rich oil) proveniente de la absorbidora secundaria de la planta de gas se retorna a la fraccionadora. En algunos diseños, una porción del gasóleo ligero se utiliza como aceite pobre; sin embargo, es posible también extraer una corriente de nafta pesada cerca del tope de la fraccionadora para este propósito.

2.1.1 Sección de tratamiento con DEA (dietilamina)

El gas amargo será tratado para remover el líquido que haya arrastrado. Después entrará a una torre a contracorriente con DEA para eliminar ácido sulfhídrico y dióxido de carbono. La amina rica del separador y de otros absorbedores se vaporizará en un asentador de amina. Después entrará a un reactivador donde se removerán líquidos y vapores de hidrocarburos.



El gas ácido será enviado a la planta de azufre fuera de límite de batería; mientras que los líquidos serán enviados a reflujo y solo el exceso será mandado a límite de batería.

La amina pobre que sale de los fondos del reactivador serán enfriados y después se bombeará el flujo hacia las dos torres de contacto (de líquidos y vapores).

2.1.2 Sección Merichem de gasolina.

La gasolina no tratada de la DCF fluye por un filtro para eliminar los sólidos arrastrados. A esta se le inyectará aire, para así entrar a un contactor donde se pone en contacto con sosa caustica para oxidar a los mercaptanos. Descenderán a otro recipiente donde separarán la sosa caustica y la gasolina.

2.1.3 Sección Merichem de LPG.

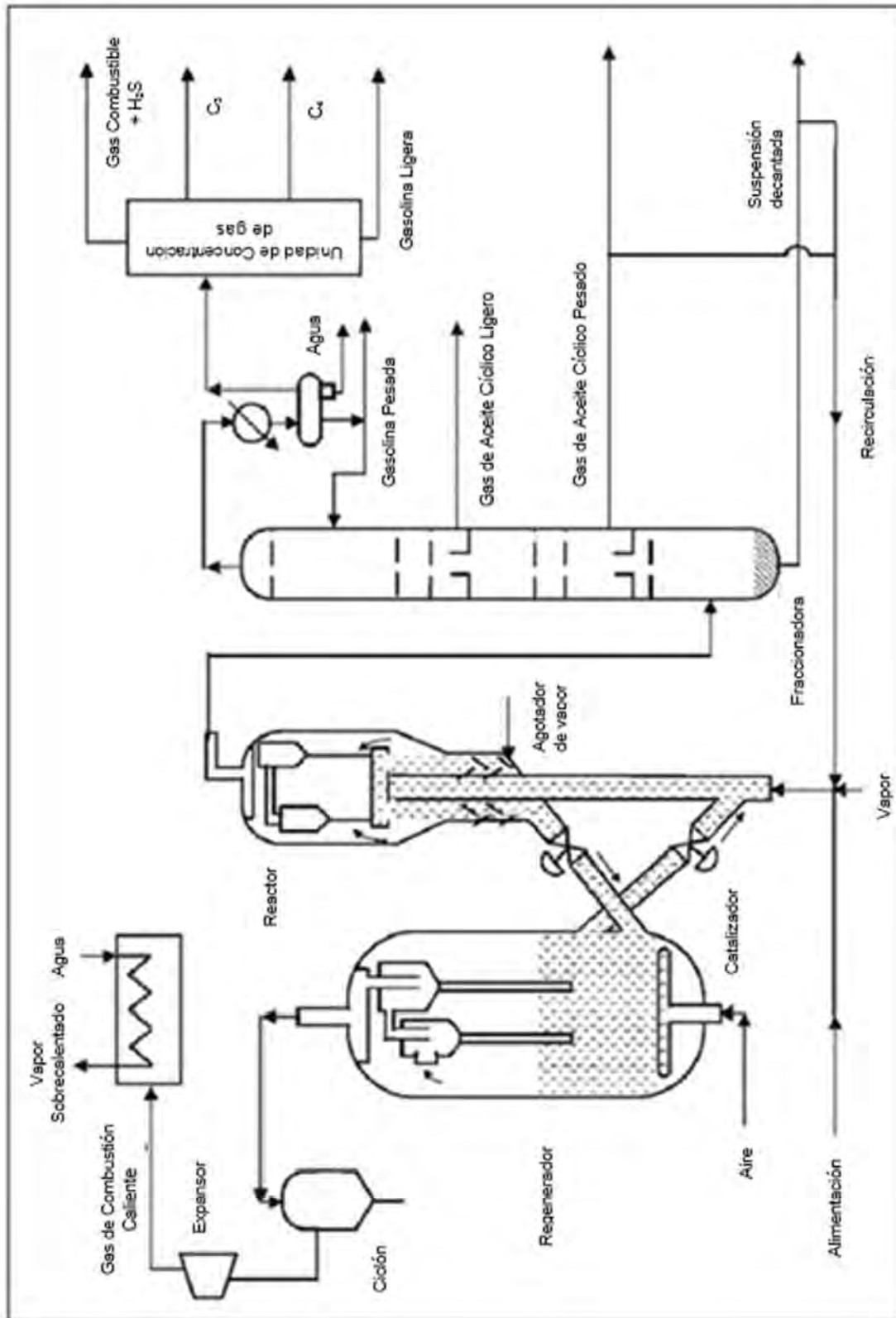
A. Sistema de extracción de COS y H₂S

La corriente de LPG no tratado de la DCF entrara a un tanque donde se pondrá en contacto con otra solución de MEA/sosa caustica. Ya libre la corriente de H₂S y COS se manda a la extracción de mercaptanos.

B. Sistema de regeneración de sosa caustica

La sosa caustica portadora de mercaptanos ingresa a un calentador de sosa caustica, para alimentar a una torre de oxidación. Se agrega catalizador a la solución de sosa caustica, el propósito de este es promover las reacciones de mercapturo a disulfuro. El oxígeno convierte el mercapturo de sodio a disulfuro de hidrocarburos, reformando así la sosa caustica.

La mezcla de sosa/catalizador/DSH fluye a un enfriador, el cual, promueve la separación de los líquidos. Esta mezcla se alimenta a un separador por gravedad. La sosa caustica se retira por medio de bombas y se manda al tanque de caustica sulfúrica.



Dibujo 2.1. Diagrama de Flujo de Proceso típico para una planta FCC (desintegración catalítica fluidizada).

CAPITULO 3. Medición Preventiva de Espesores

Para poder llevar a cabo una buena medición de espesores, es necesario conocer los daños más típicos que pueden sufrir las tuberías y equipos de proceso; por lo que a continuación se enlistan los distintos fenómenos de corrosión que deben ser inspeccionados.

3.1 Tipos específicos de corrosión y agrietamiento

Se debe inspeccionar con mucho detenimiento a los equipos y tuberías que sean susceptibles a los siguientes tipos específicos y áreas de deterioro:

3.1.1 Puntos de inyección

Los puntos de inyección de inhibidores, reactivos, agua de lavado, etc., están en ocasiones sujetos a corrosión acelerada o localizada en condiciones de operación normal o anormal. A estos se les debe dar un trato diferente de los circuitos de inspección ya que en estas zonas necesitan ser inspeccionadas rigurosamente en base a un programa.

3.1.2 Piernas sin flujo

El porcentaje de corrosión en las piernas sin flujo, puede variar considerablemente con respecto a las tuberías activas contiguas. El inspector debe monitorear el espesor de la pared en las piernas sin flujo seleccionadas, incluyendo el extremo estático y el de conexión a la línea activa.

3.1.3 Corrosión bajo aislamiento (Corrosion Under Insulation, CUI)

La inspección externa de los sistemas de tuberías aisladas debe incluir una revisión de la integridad del sistema de aislamiento por condiciones que podrían propiciar la corrosión bajo aislamiento. Las fuentes de humedad pueden ser lluvia, fugas de agua, condensación e inundación. Las formas más comunes de corrosión bajo aislamiento son: corrosión localizada en acero al carbón y "SCC" clorhídrica en aceros inoxidables austeníticos.

Los sistemas de tuberías aisladas son susceptibles a la CUI, debido a:

- a. Áreas expuestas al rocío producido por la torres de agua de enfriamiento.
- b. Áreas expuestas a venteos de vapor.
- c. Áreas expuestas a sistemas de irrigación.
- d. Áreas sujetas a derrames del proceso, paso de humedad o vapores ácidos.
- e. La corrosión bajo aislamiento es particularmente severa donde las temperaturas de operación causan condensación frecuente o continua y reevaporación de la humedad atmosférica.



3.1.4 Servicio específico y corrosión localizada

Algunos ejemplos donde puede ocurrir este tipo de corrosión se incluyen a continuación:

- a. En la parte inferior de los puntos de inyección y en la parte superior de los separadores de productos, así como en líneas de afluentes del reactor.
- b. Corrosión en el punto de rocío de vapores condensados tales como domos de fraccionamiento.
- c. Flujo de fase mixta y áreas turbulentas en sistemas ácidos.
- d. Corrosión bajo depósitos pastosos, soluciones cristalizadas o fluidos productores de coque.
- e. Arrastre de cloro en sistemas de regeneración de reformadores catalíticos.
- f. En servicios que se tornan mucho más corrosivos al incrementar la temperatura, tales como sustancias causticas en acero al carbón, “SCC” puede ocurrir en puntos calientes en condiciones de flujo lento.

3.1.5 Erosión y corrosión/erosión

La erosión ocurre en áreas de flujo turbulento, tales como cambios de dirección en un sistema de tubería o después de válvulas de control donde puede haber vaporización. El daño por erosión se incrementa en flujos con grandes cantidades de partículas sólidas o líquidas fluyendo a velocidades altas.

Éstos son algunos ejemplos de sitios a inspeccionar:

- a. Después de las válvulas de control, especialmente cuando hay “flasheo”.
- b. Después de placas de orificio.
- c. Después de la descarga de bombas.
- d. En cualquier punto de un cambio de dirección de flujo.
- e. Después de configuraciones de tuberías y equipos (como soldaduras, termopozos y bridas) que producen turbulencia.

3.1.6 Agrietamiento por fatiga

El agrietamiento por fatiga en los recipientes puede resultar de esfuerzos cíclicos excesivos que a menudo están por debajo del rendimiento en la resistencia del material. En algunos casos, el agrietamiento puede ser inducido a través de esfuerzos de presión, térmicos o mecánicos. La excesiva vibración en un equipo o la vibración por la entrada de un fluido pueden ocasionar un alto daño por fatiga. El agrietamiento por fatiga puede ser típicamente detectado en puntos de altos esfuerzos, tales como zonas de alta vibración, soldaduras y donde haya arreglos interiores o exteriores.



Es importante considerar que el agrietamiento por fatiga puede ser causante de una falla en el recipiente antes de una detección con END (Ensayos No Destructivos). De los ciclos de fatiga requeridos para producir una falla, se necesita una mayor cantidad para iniciar un agrietamiento y pocos para propagar el agrietamiento.

3.1.7 Creep Cracking (arrastre de agrietamiento)

El arrastre depende del tiempo, temperatura y esfuerzos. El daño puede ser muy difícil de detectar, hasta que un significativo daño haya ocurrido. El agrietamiento es acelerado por la interacción entre el arrastre y fatiga, cuando las condiciones de operación en el rango del arrastre son cíclicas. Se debe tomar una particular atención en áreas de altas concentraciones de esfuerzos.

3.1.8 Ataque de Hidrógeno por alta temperatura

Algunas operaciones de refinación implican el uso o la producción de hidrógeno a altas temperaturas y presiones. En estas condiciones, el hidrógeno molecular se disocia en hidrógeno atómico, el cual, puede penetrar en la microestructura de un metal. El agrietamiento puede resultar de una sobrecarga de esfuerzos. La susceptibilidad al ataque aumenta con el aumento en el contenido de carbono, los aceros de grano grueso son más susceptibles que los aceros de grano fino al ataque de hidrógeno.

3.1.9 Agrietamiento por el medio ambiente

Los materiales de construcción para equipos, por lo regular se seleccionan para soportar diferentes tipos de "SCC" (sustancias causticas en acero al carbón). Sin embargo, algunas tuberías pueden ser susceptibles a agrietamiento por el medio ambiente debido a un trastorno en las condiciones del proceso, "CUI", condensación no prevista o exposición al ácido sulfhídrico o carbonatos. Algunos ejemplos son:

- a. SCC por cloruros en aceros inoxidable austeníticos debido a humedad y cloruros bajo el aislamiento, bajo depósitos, bajo los empaques o en cavidades.
- b. SCC por ácidos politónicos en aceros aleados austeníticos sensibilizados debido a exposición al sulfhídrico, condensación de humedad u oxígeno.
- c. SCC por cáusticos (a veces conocido como fragilización cáustica)
- d. SCC en ambientes donde existe ácido sulfhídrico húmedo, tal como sistemas que contienen agua ácida.

3.2 Métodos para la medición de espesores

Para asegurar la integridad del recipiente, diferentes tipos de inspección y monitoreo pueden ser adecuadas para su aplicación, dependiendo de las circunstancias y del recipiente a presión, estas incluyen:

Inspección interna

Se realizará desde el interior del recipiente, como una forma de verificación del estado y existencia de daños en las partes sujetas de presión y otras partes internas, uno de los principales objetivos de la inspección interna es detectar el deterioro que no puede ser ubicado desde las localizaciones de monitoreo regular externas. Antes de iniciar la inspección interna se deberá realizar una revisión de los documentos previos con la finalidad de determinar y conocer las áreas que han sufrido deterioro. Se debe contemplar una inspección visual minuciosa, poniendo especial atención en las áreas donde presente corrosión generalizada, por picadura y su localización, la cual, se evaluará y se aplicarán los criterios de aceptación y rechazo.

Inspección externa

Las inspecciones externas se realizarán con la finalidad de conocer la integridad de la superficie externa, los componentes que se encuentran en el exterior y alrededor del recipiente. Las inspecciones externas podrán ser realizadas, mientras que en un recipiente o intercambiador estén en servicio, determina la condición de la superficie exterior del recipiente, aislamiento, pintura, revestimiento, puntos calientes, evidencias de fugas, vibración, estado de soldaduras, refuerzos y soportes, posibilidad de expansión y alineación general del recipiente sobre sus soportes.

Inspecciones en línea (On-Stream)

Es requerida por un plan de inspección, cuando se realiza en las zonas sujetas de presión, debe ser ejecutada para detectar los daños previstos en el plan de inspección, incluye diferentes técnicas de END para detectar diferentes tipos de daño, escogiendo aquellas que puedan detectar los daños desde el exterior y condiciones del recipiente. La medición de espesores exterior es parte de la inspección en línea. Bajo ciertas condiciones puede ser utilizada en lugar de la inspección interna y puede realizarse con el recipiente presurizado o despresurizado.

3.3 Medición de espesores

Son el complemento de las inspecciones externas e internas, son realizadas para verificar el espesor de las partes del recipiente y éstos son utilizados para determinar la velocidad de corrosión y vida remanente.

Esta medición de espesores se hace utilizando el END de ultrasonido industrial, el cual, utiliza la energía del sonido de alta frecuencia para detectar discontinuidades internas en los materiales. En sólidos, las ondas acústicas pueden propagarse en cuatro principales formas, basadas en la manera en que oscilan las partículas; estas son, longitudinales, superficiales, transversales y en materiales delgados como ondas laminares. Las ondas longitudinales y transversales son los dos modos de propagación más ampliamente utilizados en la prueba ultrasónica.

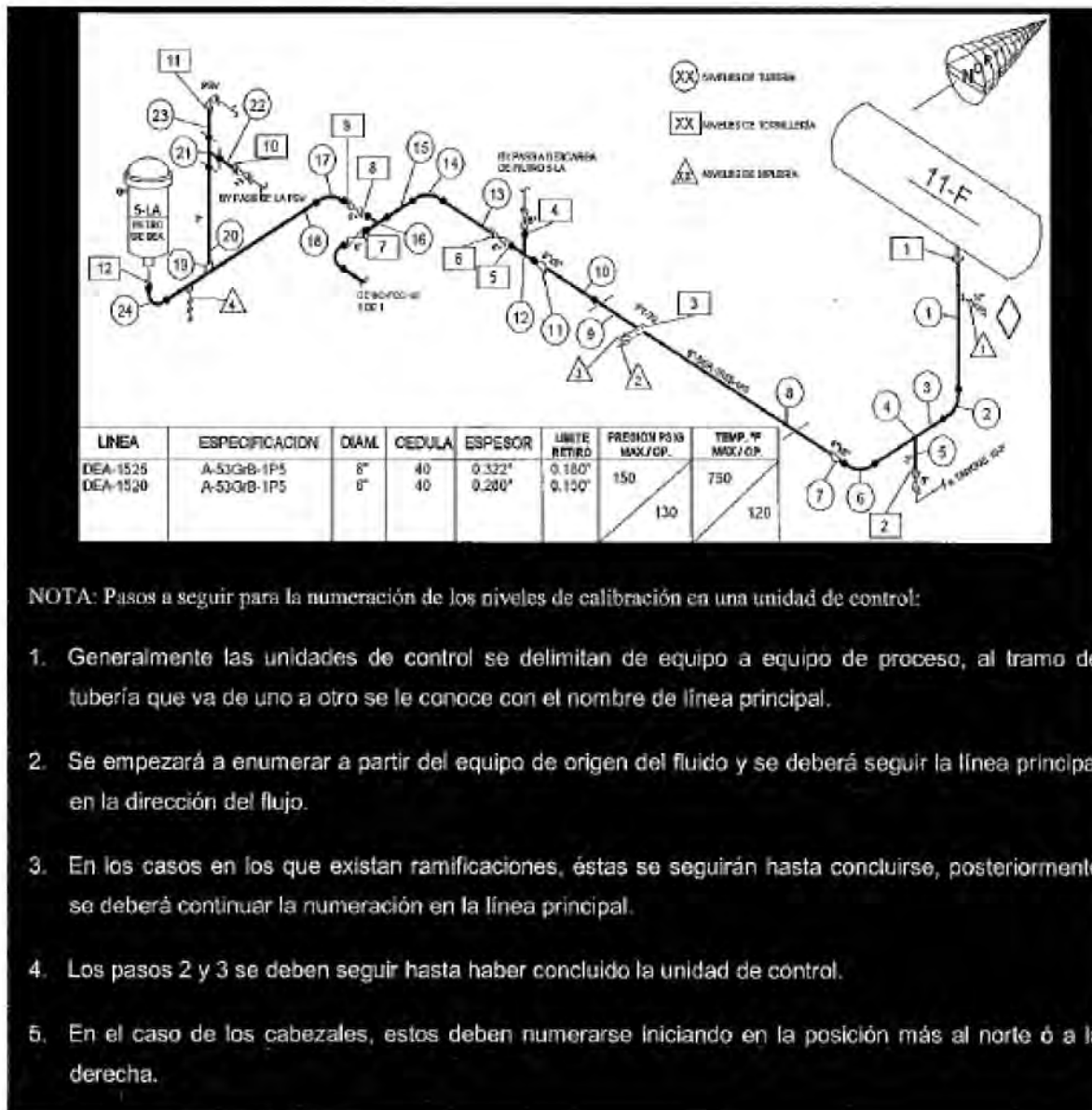
Existen conceptos de vital importancia para abordar el tema de medición de espesores, algunos de ellos son:

- **Circuito:** Se considera como circuito, el conjunto de líneas y equipos que manejen un fluido de la misma composición, pudiendo variar en sus diferentes partes las condiciones de operación.
- **Línea:** Es el conjunto de tramos de tubería y accesorios (tee, codo, reducción, válvula, etc.) que manejan el mismo fluido a las mismas condiciones de operación. Normalmente esto se cumple para la tubería localizada entre dos equipos en la dirección de flujo.
- **Equipos:** Son todos aquellos dispositivos (recipientes, cambiadores, tanques de almacenamiento, bombas, etc.) que conjuntamente con las líneas integran los circuitos.
- **Unidad de control:** Se define como secciones de circuito que tiene una velocidad de corrosión más o menos homogénea tal como de 0 a 8 mpa (milésimas de pulgada por año), de 8 a 15 mpa, de 15 > mpa.
- **Posición o punto de medición:** Es el lugar en donde se mide el espesor de pared.
- **Nivel de medición:** Es el conjunto de posiciones de medición de espesores de pared que se deben efectuar en un mismo sitio de una tubería o equipo, por ejemplo, las cuatro mediciones que se hacen en una tubería, las mediciones que se hacen en un recipiente o cambiador, alrededor de una boquilla (4 o más), etc., lo anterior de acuerdo a los dibujos 3.1, 3.2, 3.3, 3.4, 3.5.
- **100% de medición:** Toda tubería en la que se haya medido su espesor de pared, mínimo en un nivel de medición por cada una de las piezas que la componen, se considerara como medida 100%. En caso de equipo, el 100% de medición consiste en medir el espesor de pared en todas las posiciones posibles marcadas en el dibujo del mismo.

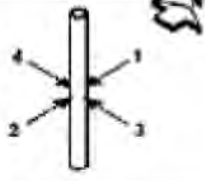
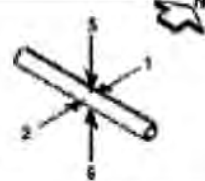
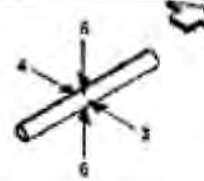
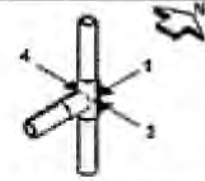


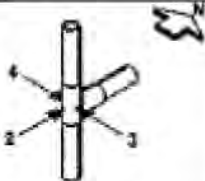


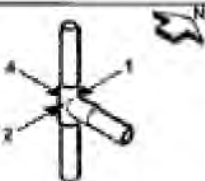
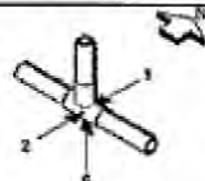
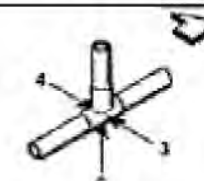


- **Velocidad de corrosión:** Es la rapidez con la cual disminuye el espesor de la pared. Ordinariamente, se calcula comparando los espesores obtenidos en mediciones efectuadas en dos fechas consecutivas con mínimo de un año de diferencia.
- **Velocidad de desgaste crítica:** Es la velocidad de desgaste que excede las 15 mpa, puntual o promedio.
- **Espesor remanente:** Es la diferencia de espesores entre el obtenido en la última medición y el límite de retiro.
- **Líneas y equipos críticos:** Son aquellos cuyas velocidades de desgaste exceden el valor de 15 mpa puntual o promedio.
- **Vida Útil Estimada (VUE):** Es el tiempo estimado que debe transcurrir antes de que la unidad de control llegue a su límite de retiro.
- **Fecha de Próxima Medición de Espesor (FPME):** Es la fecha en la cual debe efectuarse la siguiente medición de la unidad de control (próximo periodo de inspección), de acuerdo al análisis de la estadística.
- **Límite de retiro:** Es el espesor con el cual deben retirarse los tramos de tubería y equipos de acuerdo con sus condiciones de diseño.
- **Análisis preliminar:** es el análisis inmediato que debe realizarse comparando los espesores obtenidos en ese momento con los de mediciones anteriores y con el límite de retiro.
- **Vaciado de datos:** es transferir las lecturas de los espesores obtenidos en el campo a un registro permanente llamado también “Registro de medición de espesores”.
- **Análisis de la estadística:** Es el análisis formal que se ejecuta de acuerdo a los datos de medición de espesores de pared, para determinar las fechas de próxima medición, velocidad de corrosión, VUE, FRP. Este análisis puede ser ejecutado por medio de un software para la administración de las mediciones de espesores SIMECELE o equivalente.
- **Corrosión generalizada:** Corrosión distribuida más o menos uniformemente sobre la superficie del metal. Puede ser por el interior o exterior de la pared metálica de la tubería o equipo.

Dibujo 3.1. Ejemplo de niveles de medición de espesores en tubería. Tomado de procedimiento DG-SASIPA-IT-00204.



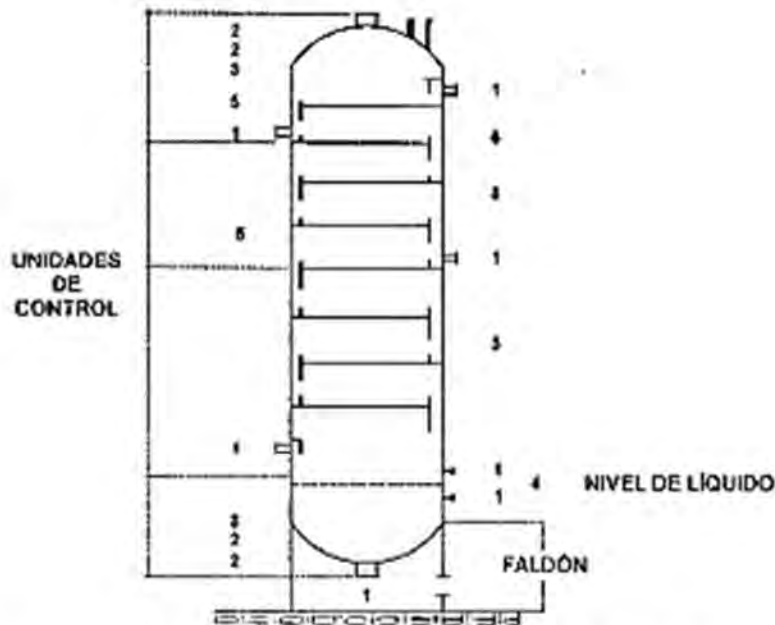
Dibujo 3.2. Puntos de medición en tuberías, tee's, codos y codos obstruidos. Tomado de procedimiento DG-SASIPA-IT-00204

Dibujo			
Notación con letras	N,S,O,P	N,S,A,B	O,P,A,B
Notación con números	1,2,3,4	1,2,5,6	3,4,5,6
Dibujo			
Notación con letras	N,X,O,P	N,X,A,B	O,X,A,B
Notación con números	1,0,3,4	1,0,5,6	3,0,5,6
Dibujo			
Notación con letras	X,S,O,P	X,S,A,B	X,P,A,B
Notación con números	0,2,3,4	0,2,5,6	0,4,5,6
Dibujo			
Notación con letras	1,2,0,4	1,2,0,6	3,4,0,6
Notación con números	N,S,X,P	N,S,X,B	O,P,X,B

Dibujo			
Notación con letras	N,S,O,X	N,S,A,X	O,P,A,X
Notación con números	1,2,3,0	1,2,5,0	3,4,5,0
Dibujo			
Notación con letras	A,B,C,G	A,B,C,G	A,B,C,G
Notación con números	5,6,7,8	5,6,7,8	5,6,7,8
Dibujo			
Notación con letras	A,B,C,G	N,S,C,G	N,S,C,G
Notación con números	5,6,7,8	1,2,7,8	1,2,7,8
Dibujo			
Notación con letras	N,S,C,G	N,S,C,G	O,P,C,G
Notación con números	1,2,7,8	1,2,7,8	3,4,7,8

Dibujo			
Notación con letras	O,P,C,G	O,P,C,G	O,P,C,G
Notación con números	3,4,7,8	3,4,7,8	3,4,7,8
Dibujo			
Notación con letras	5,6,7,0	5,6,7,0	5,6,7,0
Notación con números	A,B,C,X	A,B,C,X	A,B,C,X
Dibujo			
Notación con letras	5,6,7,0	1,2,7,0	1,2,7,0
Notación con números	A,B,C,X	N,S,C,X	N,S,C,X
Dibujo			
Notación con letras	1,2,7,0	1,2,7,0	3,4,7,0
Notación con números	N,S,C,X	N,S,C,X	O,P,C,X

Dibujo 3.3. Ejemplo de niveles de medición de espesores en torres. Tomado de procedimiento DG-SASIPA-IT-00204.



No.	Parte del equipo	Niveles
1	Boquillas y registros	Un nivel con 4 posiciones
2	Caequetes	1 ó 2 niveles de 4 a 32 posiciones cada uno, preferentemente en zona alrededor de boquilla central. En el domo preferentemente alrededor de salida de vapores.
3	Zona de transición	1 nivel cada uno con 4 a 32 posiciones (según diámetro).
4	Nivel de líquido	1 nivel con 4 a 32 posiciones (según diámetro).
5	Cuerpo-zonas de vapores	Los niveles que sean necesarios en zonas críticas con 4 a 32 posiciones por nivel (según diámetro).
6	Cuerpo-zonas de líquido	Los niveles que sean necesarios en zonas críticas con 4 a 32 posiciones por nivel (según diámetro).

Notas.

A.- El número de puntos de medición por cada nivel debe estar en función de la torre o recipiente, de acuerdo con la tabla 1.

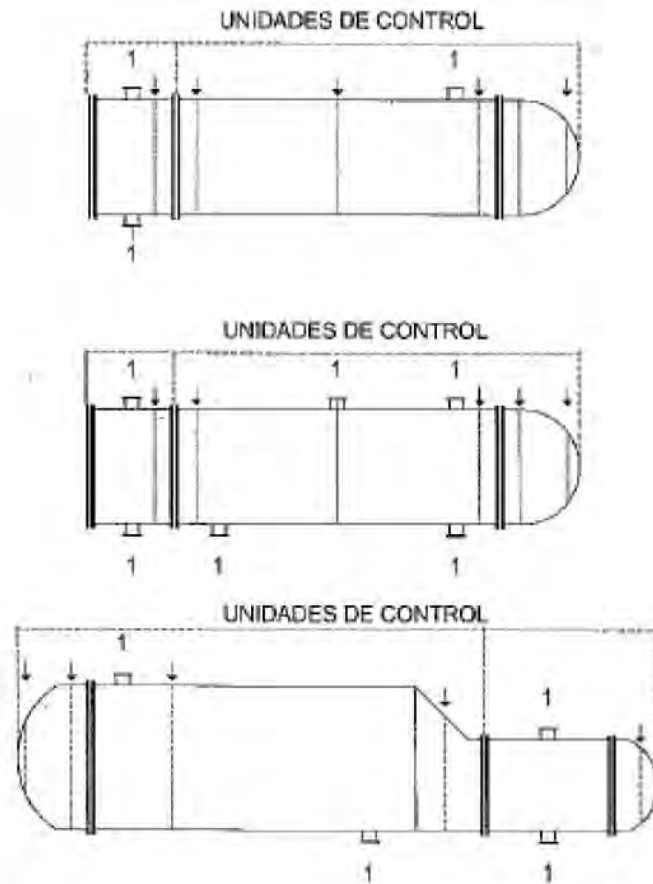
B.- Si el equipo completo o alguna de sus secciones tiene Cladding, donde éste exista, los puntos de medición por nivel deben ser la mitad de los correspondientes al diámetro, de acuerdo con la tabla 1, pero en ningún caso menor de 4 puntos.

C.- En las secciones cónicas se deben tomar los puntos de medición de espesor correspondientes al diámetro mayor de dicha sección.

TABLA No. 1

Número de puntos/perímetro				
Perímetro				Puntos por nivel
Desde		Hasta		
Cm	plg	cm	plg	
menor	Menor	300	118	4
301	118.5	400	157	6
401	158	600	230	8
601	237	800	315	12
801	315.5	1200	472	16
1201	473	mayor	mayor	24

Dibujo 3.4. Ejemplo de niveles de medición de espesores en intercambiadores de calor tipo carcasa-haz de tubos. Tomado de procedimiento DG-SASIPA-IT-00204.



LEYENDA

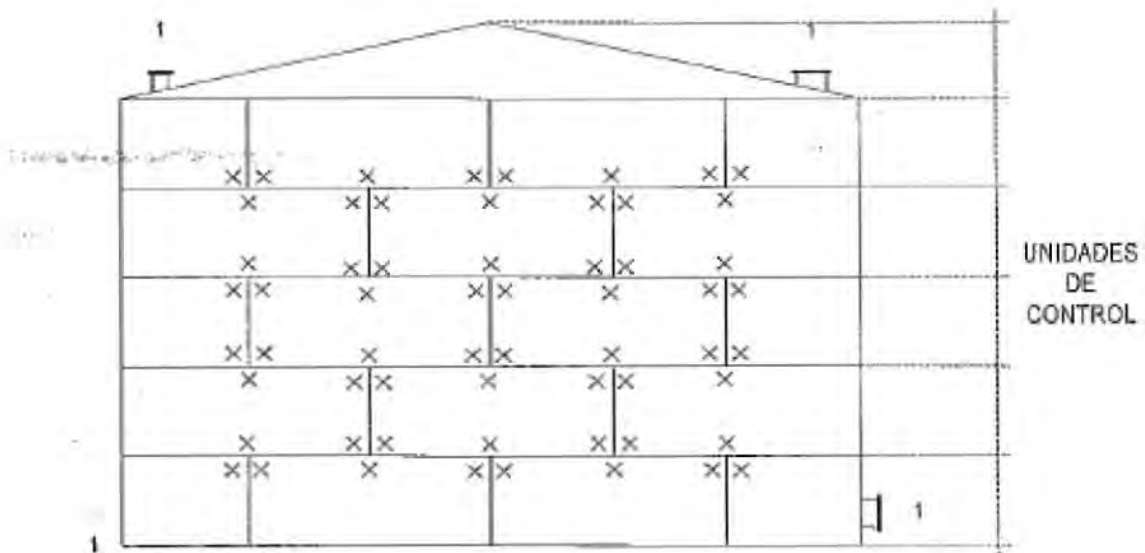
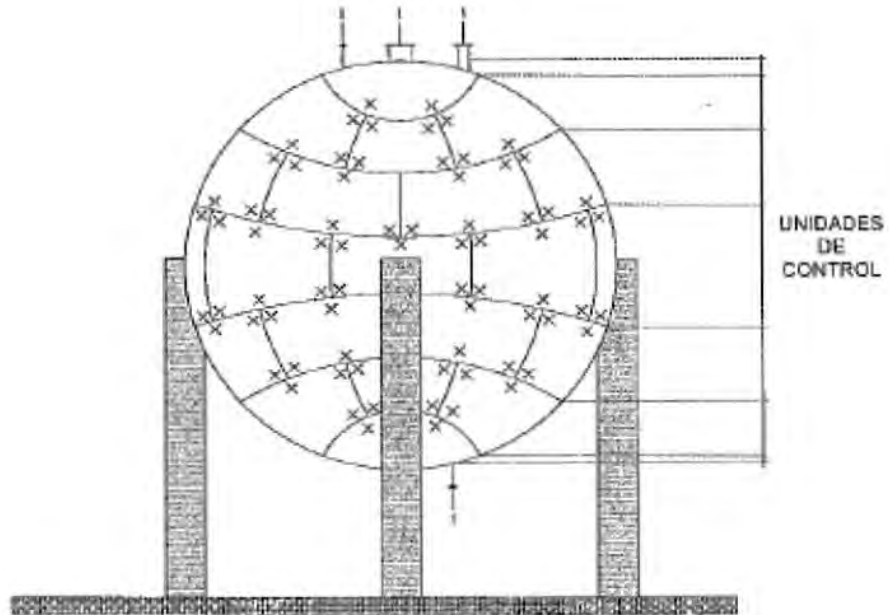
1.- Boquilla. Un nivel de medición, con cuatro posiciones cada uno.

↓ = Niveles de medición. De 4 a 8 posiciones (según diámetro).

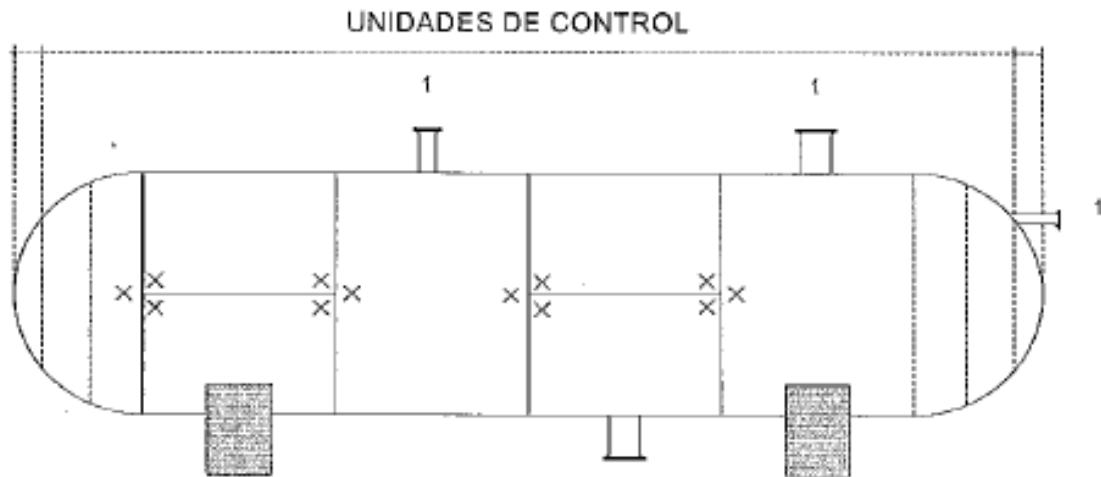
Nota: Las mediciones de espesores de los carretes deben procesarse por separado, por ser unidades de control separadas.



Dibujo 3.5. Ejemplo de niveles de medición de espesores en tanques de almacenamiento. Tomado de procedimiento DG-SASIPA-IT-00204.



NOTA: EL FONDO DEL TANQUE DEBE CONSIDERARSE UNA UNIDAD DE CONTROL



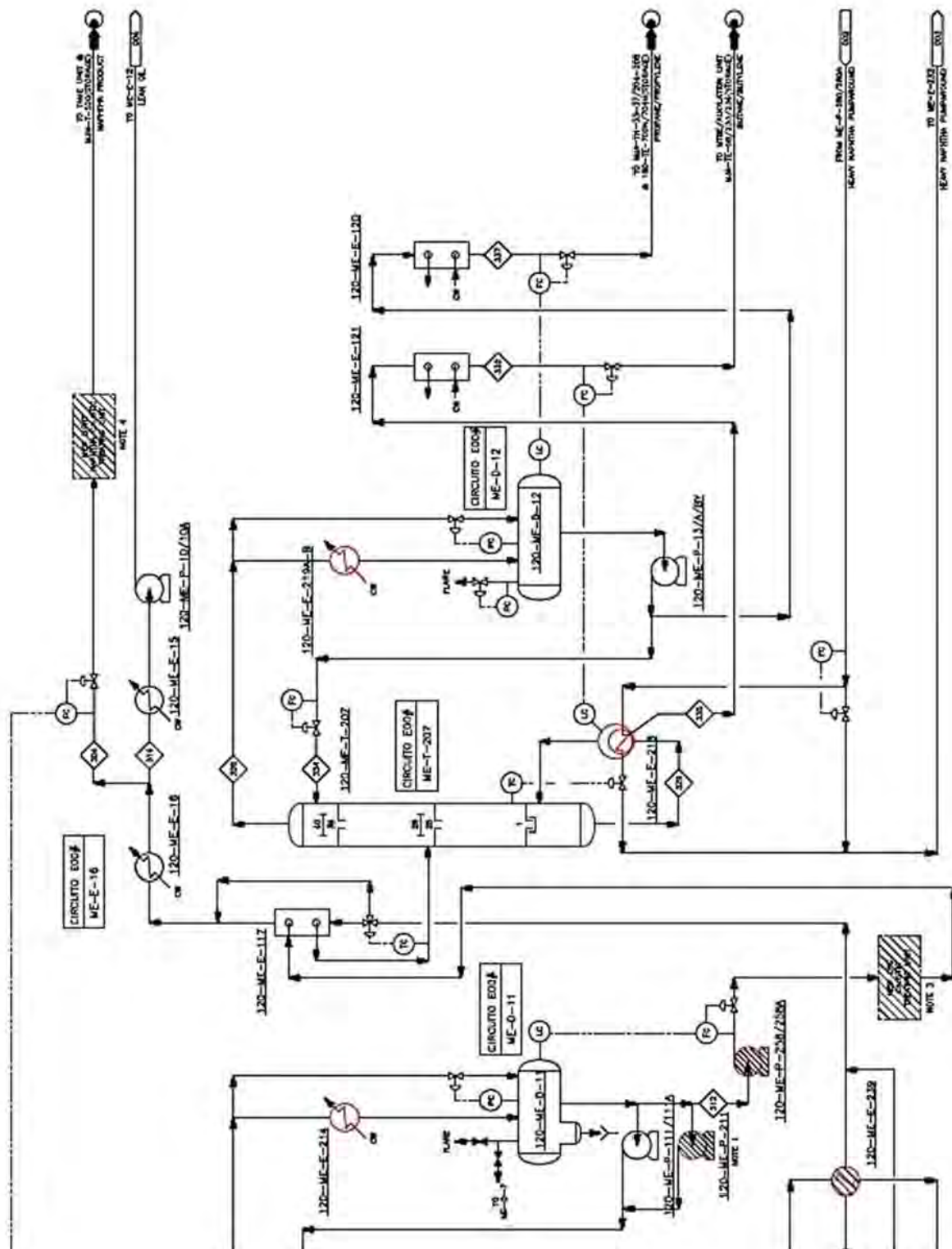
3.4 Estadística y análisis de la medición preventiva de espesores

En PEMEX Refinación se lleva un control de la disminución del espesor en tuberías y equipos, con el fin de evitar fallas de los mismos. Toda la metodología para esta actividad viene desarrollada en el procedimiento DG-SASIPA-IT-00204 “Guía para el registro, análisis y programación de la medición preventiva de espesores”.

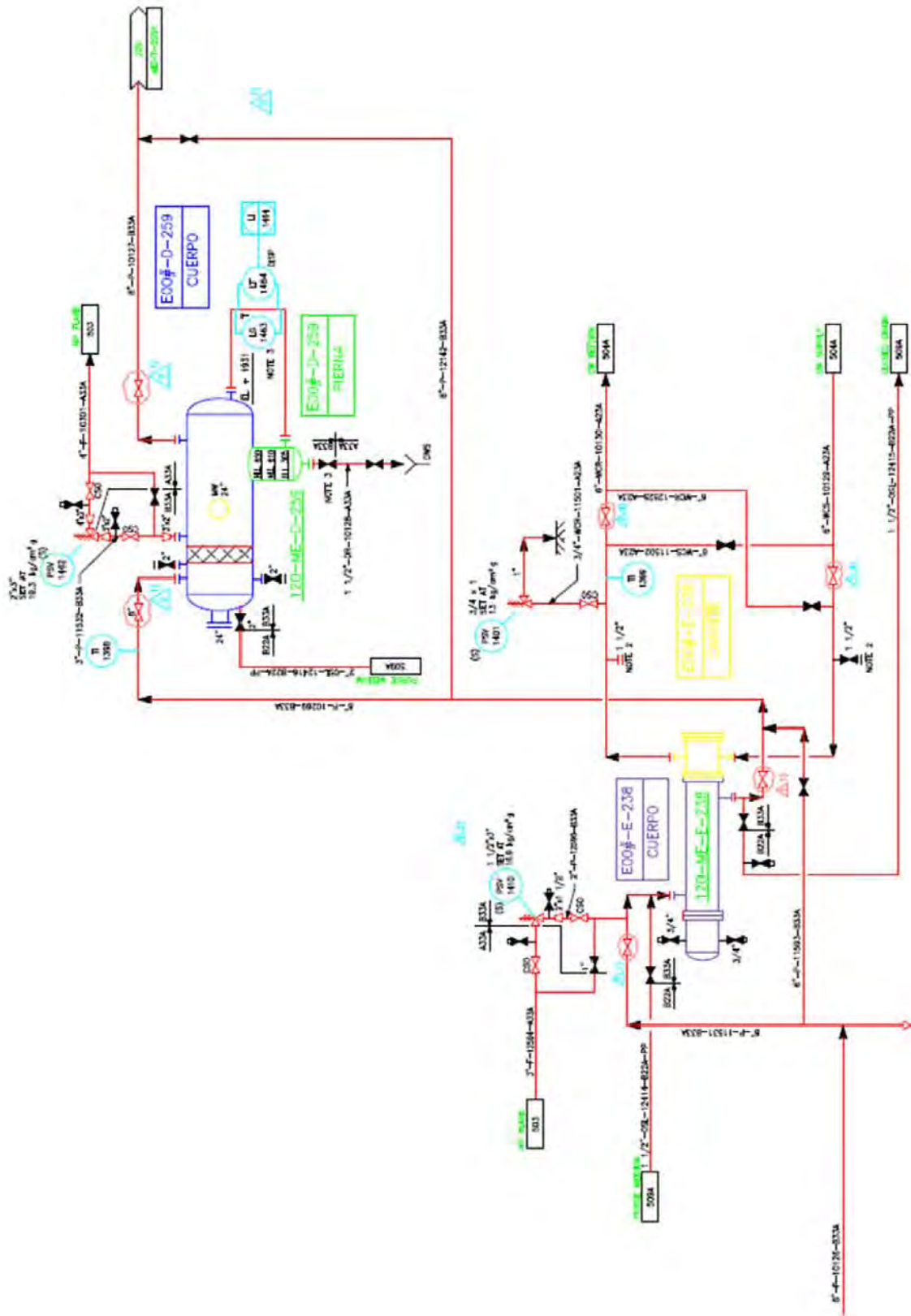
Para poder llevar a cabo la metodología descrita en el procedimiento DG-SASIPA-IT-00204, es necesario hacer una delimitación de circuitos y unidades de control dentro de la planta a inspeccionar.

En la figura 3.6 de manera representativa se hará una división de circuitos de equipos en un Diagrama de Flujo de Proceso.

Una vez seccionada la planta en circuitos se procede a seccionar esos circuitos en unidades de control. Para esto será necesario saber las distintas condiciones de operación a la que manejan el fluido, ya que de esto dependerá su velocidad de desgaste. En la figura 3.7 se muestra una imagen representativa del seccionamiento en unidades de control de equipos en un Diagrama de Tubería e Instrumentación.



Dibujo 3.6. Se hace un seccionamiento en el diagrama, agrupando líneas y equipos que manejan un fluido con la misma composición.



Dibujo 3.7. Seccionamiento del circuito en unidades de control.

Estadística de medición de espesores

Se deberá contar con todas las tuberías y equipos en cada una de las plantas y esta debe dividirse en circuito de procesos. Ya dividida la planta en circuitos se dividirán en unidades de control.

Para cada una de las unidades de control se deberá contar con la siguiente información:

- Se enlistarán en un formato indicando de donde salen y a donde llegan.
- Los dibujos isométricos de las líneas y desarrollo de equipos, indicando soldadura y niveles de medición dando un número consecutivo de acuerdo a la dirección del flujo, también debe contener un recuadro con datos de condiciones de diseño.
- Hoja con el registro de medición de espesores para cada uno de los dibujos.
- Hoja de “registro del análisis de la medición de espesores” con datos tales como: velocidad de desgaste, fecha de retiro probable y fecha de próxima medición.

Análisis preliminar de espesores

- Verificar que la unidad de control haya sido medida de acuerdo a las instrucciones.
- Revisar las medidas obtenidas comparándolas con el límite de retiro y con valor de la medición anterior, con objeto de comprobar si todos los puntos se comportan similarmente.
- Investigar señales dudosas o negativas en el equipo, para comprobar su buen funcionamiento y así obtener los datos correctos.

Análisis estadístico formal

Éste se lleva a cabo matemáticamente para obtener el desgaste máximo ajustado, vida útil estimada, fecha de próxima medición y fecha de retiro probable de una unidad de control.

- Los valores que presenten un incremento de espesor de 0 al 5% tendrán velocidad de corrosión igual a 0.
- **Cálculo de velocidad de desgaste por punto (d).** para que sea aceptable el cálculo, debe haber transcurrido como mínimo un año entre pareja de fechas de medición. También se incluyen valores cuyas diferencias sean igual a 0.

$$d = \frac{ei - ef}{ff - fi}$$

Donde:

d = velocidad de desgaste del punto (milésimas de pulgada por año, mpa)

ff = fecha de la medición más reciente (años)

fi = fecha de medición anterior (años)

ei = espesor obtenido en la fecha “ fi ” (milésima de pulgada)

ef = espesor obtenido en la fecha “ ff ” (milésima de pulgada)

- **Cálculo de velocidad de desgaste promedio y velocidad máxima ajustada.**

$$D_{prom} = \frac{d_1 + d_2 + d_3 + \dots + d_n}{n}$$

$$D_{max} = D_{prom} + 1.28 \frac{D_{prom}}{\sqrt{n}}$$

$d_1, d_2, d_3, \dots, d_n$ = velocidades de desgaste correspondiente a cada punto de la línea o equipo considerado.

n = número de valores de velocidades de desgaste.

D_{prom} = promedio aritmético de las velocidades de desgaste.

D_{max} = velocidad de desgaste máxima ajustada estadísticamente.

1.28 = valor de la “ t ” Student para una población infinita con 90% de confiabilidad.

- **Determinación de la vida útil estimada (VUE), fecha de próxima medición (FPME) y fecha de retiro probable (FRP).** los valores de desgaste puntual (d), desgaste promedio (D_{prom}) y desgaste promedio máximo ajustado (D_{max}), se calculan para cada grupo de diámetros de la unidad de control.

$$VUE = \frac{ek - Lr}{D_{max}}$$

$$FPME = fk + \frac{VUE}{3}$$

$$FRP = fk + VUE$$

Donde:

Lr = Límite de retiro (milésimas de pulgada)

ek = Espesor más bajo encontrado en la última medición (milésimas de pulgada)

fk = Fecha de última medición (años)

VUE = Este resultado da una idea de cuándo es necesario solicitar los materiales requeridos para el cambio de las piezas de la unidad de control.



FPME = Esta fecha sirve para programar la próxima medición de la unidad de control en el programa general. En su cálculo, se divide la VUE entre tres para dar una mayor certidumbre a la fecha próxima, ya que siempre se toma en cuenta la vida media de un material, en este cálculo se toma una tercera parte de vida en el material.

FRP = Con base en esta fecha, se deben efectuar los emplazamientos, siempre y cuando para tal fecha falten por transcurrir 1.5 años o menos.

3.5 Aplicación a equipos sujetos a presión

El mismo análisis estadístico se lleva a cabo en los equipos sujetos a presión. Algunos ejemplos de cómo dividir en unidades de control los equipos, se debe considerar adicionalmente los siguientes puntos.

En equipos:

- Cuando en un recipiente, las velocidades de desgaste se puedan considerar homogéneas, o bien, éstas sean menores de 15 mpa, se debe considerar como unidad de control el recipiente entero.
- En cambiadores de calor (haz de tubos), se consideran dos unidades de control, cuerpo y carrete.
- En torres de destilación con velocidades de desgaste críticas, deben seccionarse en tantos tramos como sea necesario para tener unidades de control con velocidades de desgaste homogéneo.
- Los recipientes y torres con forro interior anticorrosivo (lining, overlay o clad, etc.) considerarlas como una sola unidad de control. Cuando este recubrimiento sea parcial dividir en: zona protegida y zona sin protección.
- En tanques de almacenamiento atmosférico, esferas y esferoides, considerar una unidad de control por anillo.
- Puede haber recipientes horizontales o verticales con zonas donde se concentra la corrosión, por ejemplo: acumuladores donde hay zona líquida y zona de vapores, o bien, interfases donde por la elevada velocidad de desgaste en una de ellas, conviene dividir en varias unidades de control de equipo.

Así es como se puede observar la importancia de tener datos correctos y bien definidos. Es por eso la necesidad de efectuar los cálculos del espesor mínimo requerido en equipos para esta planta FCC. Puesto que el valor del espesor mínimo requerido en cada una de las secciones de los equipos será equivalente al valor del límite de retiro (L_r) en el cálculo. Es obvio que de no tener el valor del espesor no se podrá hacer el análisis estadístico de estos equipos, y por consiguiente no se podrá llevar un control en el deterioro del material.



CAPITULO 4. Desarrollo del tema

4.1 Normatividad aplicable y prácticas recomendadas

En la actualidad, ha llegado a ser una prioridad para las empresas industriales, particularmente en el sector de Petróleo y Gas, evitar los paros no planeados. Adicionalmente, los incentivos reglamentarios a nivel mundial también están presionando por sistemas de gestión mejorados y dirigidos a la protección del medio ambiente y ciudadanos de los principales peligros industriales. Por lo tanto, las empresas deben garantizar que su equipo es seguro, confiable y no representa un riesgo para el medio ambiente circundante.

Es por eso que la seguridad industrial ha cobrado gran importancia ya que evita paros de planta no programados y en consecuencia evita pérdidas económicas importantes. Para el caso de la planta en estudio (desintegración catalítica fluidizada, FCC), son ahorros importantes ya que es una planta que optimiza los recursos de la refinería al fragmentar las cadenas grandes de hidrocarburos, que en otras plantas es muy difícil dar un tratamiento a estas.

Es así como surge la necesidad de implementar prácticas recomendadas que nos ayuden a evitar incidentes, esto debe hacerse con estricto apego a la normatividad vigente y aplicable. En este apartado se hace referencia a las normas que intervienen directa e indirectamente en el tema, tales como:

- API 510, Pressure Vessel Inspection Code: in-service inspection, rating, repair and alteration (Código de inspección en recipientes a presión: inspección en servicio, rating, reparación y alteración).
- API 580, Risk Based Inspection (Inspección Basada en Riesgo).
- API 572, Inspection of Pressure Vessels (Inspección de Recipientes a Presión).
- NOM-020-STPS-2011, Recipientes sujetos a presión, recipientes criogénicos y generadores de vapor o calderas-funcionamiento-condiciones de seguridad.
- GPASI-IT-0002, Procedimiento para cálculo por presión interna del espesor mínimo requerido en recipientes.



4.1.1. NOM-020-STPS-2011, Recipientes sujetos a presión, recipientes criogénicos y generadores de vapor o calderas – Funcionamiento – Condiciones de seguridad

El objetivo de esta norma es establecer los requisitos de seguridad para el funcionamiento de los recipientes sujetos a presión, recipientes criogénicos y generadores de vapor o calderas en los centros de trabajo, a fin de prevenir riesgos a los trabajadores y daños en las instalaciones.

Los recipientes sujetos a presión instalados en el centro de trabajo se deberán clasificar de conformidad con la siguiente:

Tabla 4.1. Tipos de categorías para Recipientes Sujetos a Presión.

Categoría	Fluido	Presión	Volumen
I	Agua, aire y/o fluido no peligroso	Menor o igual a 490.33 kPa	Menor o igual a 0.5 m ³
II	Agua, aire y/o fluido no peligroso	Menor o igual a 490.33 kPa	Mayor a 0.5 m ³
	Agua, aire y/o fluido no peligroso	Mayor a 490.33 kPa y menor o igual a 784.53 kPa	Menor o igual a 1 m ³
	Peligroso	Menor o igual a 686.47 kPa	Menor o igual a 1 m ³
III	Agua, aire y/o fluido no peligroso	Mayor a 490.33 kPa y menor o igual a 784.53 kPa	Mayor a 1 m ³
	Agua, aire y/o fluido no peligroso	Mayor a 784.53 kPa	Cualquier volumen
	Peligroso	Menor o igual a 686.47 kPa	Mayor a 1 m ³
	Peligroso	Mayor a 686.47 kPa	Cualquier volumen

Cada uno de los equipos sujetos a presión deberá tener un expediente, en el cual se detallen los siguientes:

- El nombre genérico del equipo.
- El número de serie o único de identificación, la clave del equipo o número de TAG.
- El año de fabricación.
- El código o norma de construcción aplicable.
- El certificado de fabricación, cuando exista.
- La ficha técnica del equipo, que al menos considere:
 - El(los) fluido(s) manejado(s) y su tipo de riesgo, en su caso.
 - La(s) presión(es) de diseño.
 - La(s) presión(es) de operación.
 - La(s) presión(es) de calibración, en su caso.
 - La(s) presión(es) de trabajo máxima(s) permitida(s).



6. La(s) presión(es) de prueba hidrostática.
 7. La capacidad volumétrica, en el caso de recipientes sujetos a presión y recipientes criogénicos.
 8. La capacidad térmica, en el caso de generadores de vapor o calderas.
 9. La(s) temperatura(s) de diseño, y
 10. La(s) temperatura(s) de operación.
- g. La descripción breve de su operación.
 - h. El registro de los resultados de las revisiones y mantenimientos efectuados.
 - i. El registro de la última prueba de presión o exámenes no destructivos practicados a los equipos.
 - j. El registro de las modificaciones y alteraciones efectuadas.
 - k. El registro de las reparaciones que implicaron soldadura.
 - l. El dibujo, plano simple o documento (libro de proyecto, manual o catálogo) del equipo, y
 - m. El croquis de localización del (los) equipo(s) fijo(s) dentro del centro de trabajo, y tratándose de equipos móviles, la bitácora de ubicación.

Para los equipos nuevos clasificados en las categorías II y III, que cuenten con certificado de fabricación o el estampado de cumplimiento con el código o norma de construcción, la primera prueba de presión o los primeros ensayos no destructivos se deberán practicar antes de que se cumplan diez años de la emisión de dicho certificado o de haber obtenido el estampado, y las siguientes pruebas o exámenes al menos cada cinco años, dentro de los sesenta días naturales previos a la conclusión de cada quinquenio.

Para la aplicación de ensayos no destructivos, se deberán seleccionar y realizar en el mismo periodo, como resultado de una revisión visual, al menos una combinación de un examen volumétrico y otro superficial o de pérdida de flujo, de entre los siguientes:

- a. Volumétricos:
 1. Radiografía industrial, o
 2. Ultrasonido industrial, o
 3. Neurografía, o
 4. Emisión acústica, y
- b. Superficiales:
 1. Líquidos penetrantes, o
 2. Partículas magnéticas, o
 3. Electromagnetismo (corrientes de Eddy), o



- c. De pérdida de flujo:
 1. Detector de halógenos, o
 2. Espectrómetro de masas, o
 3. Cámara de burbujas.

4.1.2. GPASI-IT-0002, Procedimiento para cálculo por presión interna del espesor mínimo requerido en recipientes

El objetivo de este procedimiento es facilitar los cálculos que son necesarios efectuar para comprobar que los espesores de los recipientes se encuentran dentro de los márgenes de seguridad.

Con este formato se podrán hacer los siguientes cálculos:

- a. Cálculo de casquetes de recipientes cilíndricos.
- b. Cálculo de envolventes de recipientes cilíndricos.
- c. Cálculo de recipientes esféricos.

Este procedimiento no considera los siguientes cálculos:

- a. Los cálculos por estabilidad en los siguientes casos:
 1. Recipientes cilíndricos verticales sujetos a carga de viento (torres).
 2. Recipientes cilíndricos verticales sujetos a carga por sismo (torres).
- b. Los recipientes esféricos se calcularán por sismo. Este cálculo no está indicado en el procedimiento.
- c. Los recipientes horizontales largos se calcularán por pandeo. Este cálculo no está incluido en el procedimiento.

4.1.3. API 510, Pressure Vessel Inspection Code: in-service inspection, rating, repair and alteration

Este código cubre las actividades de inspección en servicio, reparación, modificación en los recipientes sujetos a presión y los dispositivos de alivio de presión. Este código aplica para cualquier recipiente sujeto a presión y dispositivos de alivio de presión, excepto a los siguientes:

- Recipientes contruidos por una norma distinta a las aceptadas comúnmente.
- Recipientes contruidos sin un código de construcción.
- Recipientes contruidos y aprobados por una jurisdicción especial.
- Recipientes no estándar.

Para todos los recipientes y dispositivos de alivio de presión sujetos a esta norma se desarrollará un plan de inspección. Este plan debe ser desarrollado por un inspector o ingeniero, además de un especialista en corrosión para cuando se necesiten aclarar los posibles mecanismos de daño y lugares específicos donde puedan ocurrir.

El plan de inspección se desarrolló a partir del análisis de diversas fuentes de datos. El equipo debe ser evaluado en base a los tipos actuales o posibles mecanismos de daños, los métodos de ensayos no destructivos y sus alcances serán evaluados para asegurar que pueden identificar el mecanismo de daño y la gravedad del mismo. Las pruebas serán programadas en intervalos que consideren:

- Tipo de daño.
- La progresión del daño.
- Tolerancia del equipo al daño.
- La probabilidad de que el END identifique el daño.

Contenido mínimo de un plan de inspección

El plan de inspección incluirá tareas de inspección y periodicidad necesarias para supervisar los mecanismos de daño y asegurar la integridad mecánica de los equipos. El plan debe:

- Definir el tipo de inspección necesaria; por ejemplo, interno o externo.
- Identificar la fecha próxima de inspección para cada tipo de inspección.
- Describir la inspección y las técnicas de END.
- Describir la magnitud y ubicaciones de inspección.
- Describir los requisitos de limpieza necesarios para la inspección y exámenes.
- Describir las reparaciones necesarias.

4.1.4. API 580, Risk-based Inspection (Inspección Basada en Riesgo)

Este documento proporciona los elementos básicos para la elaboración y aplicación de una Inspección Basada en Riesgo (IBR). Las distintas secciones que describen los pasos en la aplicación de este programa son:

- Planificación de la evaluación de la IBR.
- Recopilación de datos e información.
- Identificar mecanismos de deterioro y modos de falla.
- Evaluación de la probabilidad de falla.
- Evaluación de las consecuencias de las falla.
- Determinación de riesgo, evaluación y gestión.
- Actividades de inspección.

- Otras actividades de mitigación de riesgos.
- Reevaluación y actualización.
- Roles, responsabilidades y formación.
- Documentación y mantenimiento de registros.

El resultado esperado de la aplicación de una IBR es, que haya una vinculación entre los riesgos y una inspección adecuada u otras actividades de mitigación de riesgos para el manejo de estos.

Un proceso de IBR es capaz de generar:

- a. Un ranking por riesgos de todos los equipos evaluados.
- b. Una descripción detallada del plan de inspección para ser aplicado a cada uno de los equipos, incluyendo:
 - Método de inspección que debe ser utilizado (por ejemplo; visual, UT, radiografía, etc.).
 - Alcance de la aplicación del método de inspección.
 - Fecha de inspección.
 - Una descripción de las actividades de mitigación de riesgos (tales como reparaciones, reemplazos o mejoras al equipo).

Consecuencia y probabilidad para una Inspección Basada en Riesgo

El objetivo de una IBR es determinar que incidente pudiera ocurrir (consecuencia) en caso de que fallara algún equipo y que tan probable (probabilidad) es que el incidente pudiera ocurrir. Por ejemplo, si en un recipiente sujeto a presión que presenta corrosión bajo aislamiento desarrolla una fuga, una variedad de consecuencias podrían ocurrir, algunas de las posibles consecuencias son las siguientes:

- a. Formar una nube de vapor que pueda producir ignición y causar daños al equipo.
- b. La liberación de una sustancia química tóxica que pueda causar problemas de salud.
- c. Producir un derrame que cause deterioro al medio ambiente.
- d. Forzar un paro no programado de la unidad y tener un efecto económico negativo.
- e. Tener un impacto ambiental, en salud, seguridad y económico mínimo.

Combinando la probabilidad de una o más de estos eventos con sus consecuencias determinarán el riesgo de la operación. Algunas fallas pueden ocurrir con cierta frecuencia sin un impacto significativo adverso a la seguridad, medio ambiente o economía. Del mismo modo, algunas fallas tienen consecuencias serias, pero la probabilidad de que ocurra el incidente es baja,

entonces el riesgo no requiere de una acción inmediata. Sin embargo, si la combinación entre probabilidad y consecuencia (riesgo) es suficientemente alta para ser inaceptable, se recomienda efectuar una acción de mitigación para predecir o prevenir el evento.

Tradicionalmente, las organizaciones se enfocan solamente en las consecuencias de una falla o en la probabilidad, sin un esfuerzo sistemático para unir las dos. No consideran la probabilidad de que un incidente pueda ocurrir. Solo considerando ambos factores puede obtenerse una efectiva decisión basada en riesgo. Típicamente, la aceptabilidad para los criterios de riesgo son definidos, reconociendo que no siempre una falla dejará un indeseable incidente con serias consecuencias y que algunos incidentes con serias consecuencias tienen muy bajas posibilidades de suceder.

Datos necesarios para hacer una IBR

La información para realizar una IBR se puede encontrar en muchos lugares dentro de la instalación. Es importante hacer hincapié en que la precisión de los datos debe coincidir con la complejidad del método IBR utilizado. La persona o equipo deben entender la sensibilidad de los datos necesarios para el programa antes de recopilar los datos. Los recursos potenciales de información están incluidos en los siguientes, aunque no se limita a estos:

- Diagrama de Flujo de Proceso, Diagrama de Instrumentación y Tuberías.
- Dibujos isométricos de tubería.
- Hojas de especificaciones de ingeniería.
- Registros de los materiales de construcción.
- Códigos y normas utilizados.
- Sistemas de instrumentos de protección.
- Sistemas de detección y control de fugas.
- Registros de inspección en cédulas, tipos de inspección, reparaciones.
- Análisis de la composición del fluido incluyendo contaminantes.
- Procedimientos de operación, arranque, parado y emergencias.

4.1.5. API 572, Inspection of Pressure Vessels (Inspección de Recipientes a Presión)

Esta práctica recomendada cubre la inspección de recipientes a presión. Se incluye una descripción de los diversos tipos de recipientes a presión y las Normas para su construcción y mantenimiento. Las razones para la inspección, las causas de deterioro, frecuencia y métodos de inspección, métodos de reparación y la preparación de informes y documentos están cubiertos en esta práctica recomendada.



Inspección de mantenimiento

Los códigos de construcción se revisan periódicamente a medida de que los recipientes a presión mejoran sus diseños o hay nuevos materiales disponibles para su construcción. Un recipiente a presión se debe mantener de acuerdo con los requisitos del código en el que fue diseñado y construido. Un inspector en la refinería debe estar familiarizado no solo con las últimas ediciones de los códigos, sino también con las ediciones anteriores de los códigos y con otras especificaciones bajo las cuales los recipientes a inspeccionar fueron construidos.

Razones para realizar una inspección

Las razones fundamentales para realizar una inspección son determinar la condición física del recipiente y para determinar el tipo, la velocidad y causas del deterioro. Esta información debe ser cuidadosamente documentada después de cada inspección. Con estos datos la seguridad en la planta puede ser mantenida, el periodo de funcionamientos sin un paro se puede prolongar, la velocidad de desgaste a veces se puede disminuir y los futuros requisitos de reparación y sustitución podrán ser estimados.

Seguridad

Las inspecciones programadas periódicamente pueden revelar condiciones que podrían dar a lugar a una emergencia o un paro no programado, una fuga o incluso una falla en el recipiente si no se corrige.

Continuidad

La inspección periódica puede llevar a un programa de mantenimiento bien planificado. Las velocidades de corrosión determinadas por la inspección son las bases normales para predecir un reemplazo o reparación necesarios. Estas predicciones proporcionan información para los mantenimientos planificados y ayudan a garantizar una planta segura y confiable.

Confiabilidad

Las inspecciones externas realizadas mientras el equipo está en operación con instrumentos acústicos, ultrasónicos o radiográficos u otras técnicas no destructivas pueden revelar información importante sin que sea necesario entrar en el interior del equipo. Se pueden detectar defectos tales como fugas, grietas, instalación incorrecta de piezas, líneas tapadas, vibración excesiva, ruidos inusuales y otra evidencia de mal funcionamiento. Si estos síntomas están debidamente analizados y se han tomado las medidas correctivas, la confiabilidad global de las operaciones en la planta mejorará.



4.2 Clasificación de equipos sujetos a presión conforme a NOM-020-STPS-2011, Recipientes sujetos a presión, recipientes criogénicos y generadores de vapor o calderas-funcionamiento-condiciones de seguridad

Se presenta en la siguiente tabla una clasificación de los equipos sujetos a presión dentro de la planta FCC-I, de acuerdo con la NOM-020-STPS-2011.

Tabla 4.2. Clasificación de equipos a presión de la planta FCC-I.

CLASIFICACIÓN SEGÚN NOM-020-STPS-2011			
EQUIPO	PRESIÓN (kPa)	FLUIDO	CATEGORIA
TORRE (TAG)			
204	112	PELIGROSO	II
206	986	PELIGROSO	III
207	145	PELIGROSO	II
210	89	PELIGROSO	II
TANQUE SEPARADOR (TAG)			
301	158	PELIGROSO	II
302	158	PELIGROSO	II
304	155	PELIGROSO	II
305	24	PELIGROSO	II
306	18	PELIGROSO	II
307	13.8	PELIGROSO	II
308	38	PELIGROSO	II
TANQUE ACUMULADOR (TAG)			
9	1176	PELIGROSO	III
10	1275	PELIGROSO	III
11	1176	PELIGROSO	III
15	421	PELIGROSO	II
214	137	PELIGROSO	II
238	98	PELIGROSO	II
239	98	PELIGROSO	II
240	107	PELIGROSO	II
241	29	PELIGROSO	II
269	686	PELIGROSO	III

Tabla 4.2. Continuación

CLASIFICACIÓN SEGÚN NOM-020-STPS-2011			
EQUIPO	PRESIÓN (kPa)	FLUIDO	CATEGORIA
INTERCAMBIADOR DE CALOR (TAG)			
214	980	PELIGROSO	III
219	1863	PELIGROSO	III
230	1765	PELIGROSO	III
231	1667	PELIGROSO	III
232	2941	PELIGROSO	III
234	2843	PELIGROSO	III
235	2843	PELIGROSO	III
236	1569	PELIGROSO	III
237	2216	PELIGROSO	III
238	1569	PELIGROSO	III
239	1274	PELIGROSO	III

4.3 Requerimientos para el cálculo del espesor mínimo requerido

En el procedimiento GPASI-IT-0002 “Procedimiento para cálculo por presión interna del espesor mínimo requerido en recipientes” se encuentran tres formatos para realizar el cálculo del envoltorio de un recipiente, las tapas del recipiente y el envoltorio de un recipiente esférico. En estas hojas de cálculo se presentan también las fórmulas para hacer el cálculo del espesor mínimo requerido y la presión de trabajo máxima permisible (PTMP). Los datos necesarios para el cálculo mínimo de espesor son los siguientes:

- PD; presión de diseño (Kg/cm^2)
- D; diámetro interior (cm)
- K; Factor de proporción, se encuentra en la tabla UA-4.1 de Código ASME, sección VIII, Div. 1
- S; esfuerzo máximo permisible a temperatura de operación (Kg/cm^2), se encuentra en la tabla UCS-23 de Código ASME, sección VIII, Div. 1
- E; eficiencia de soldadura
- R; radio interior de envoltorio (cm)

Solo los valores de “K” y “S” se encuentran reportados en tablas, los datos y valores restantes se obtienen fácilmente de un diagrama “AS BUILT”, donde mediante un dibujo se representa al equipo y menciona cada una de las especificaciones que debe tener el recipiente, tales como, presión de diseño, presión de operación, temperatura de diseño, temperatura de operación, eficiencia de soldadura, clase de material, espesor, diámetro, longitud, entre otros.

A continuación se presenta un diagrama “AS BUILT” (COMO QUEDO CONSTRUIDO) donde se señalan los datos y valores que necesitamos para efectuar el cálculo de espesor mínimo requerido.

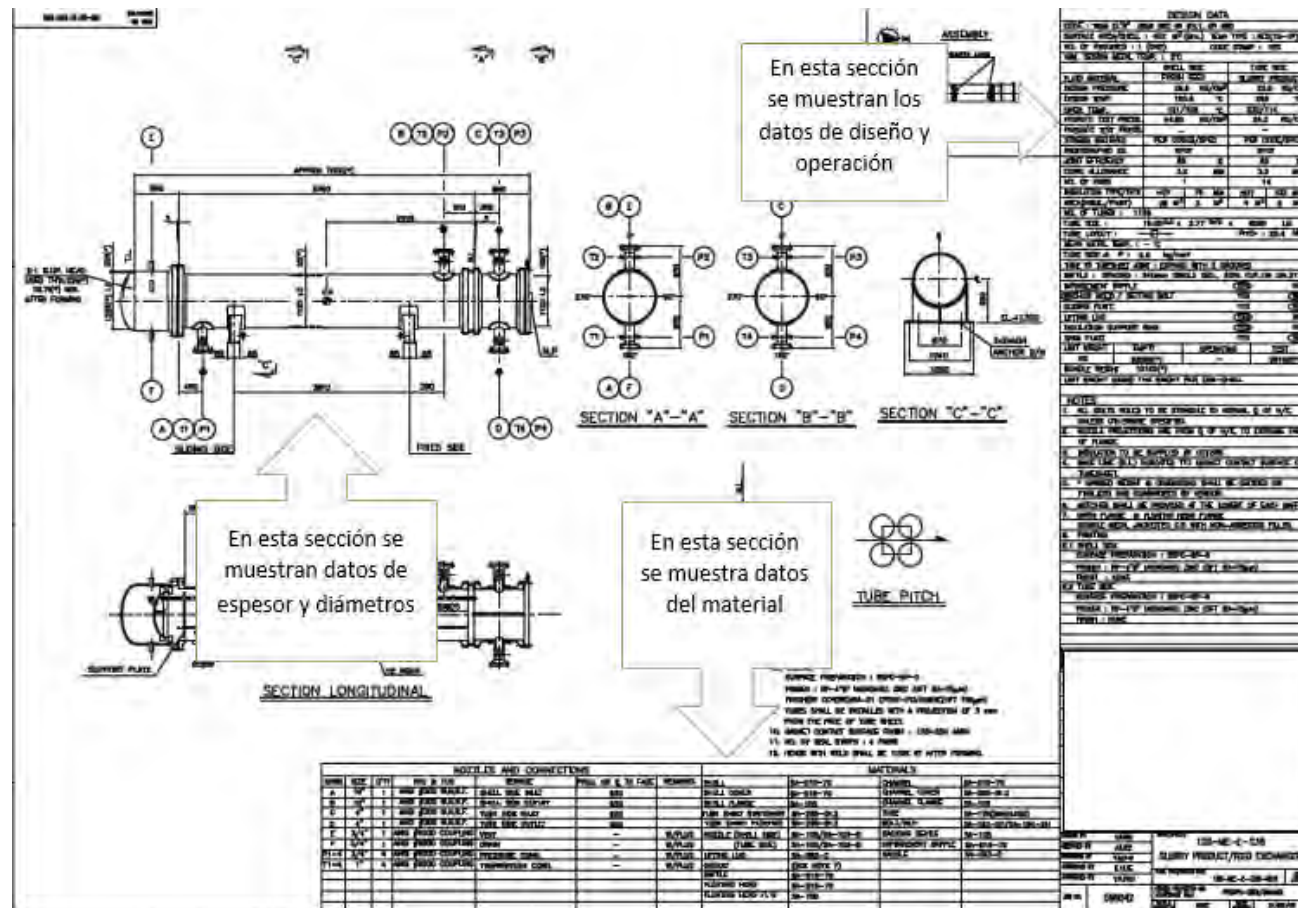


Figura 4.1. Diagrama “AS BUILT” donde se obtiene la mayoría de los datos para el cálculo de espesor mínimo.

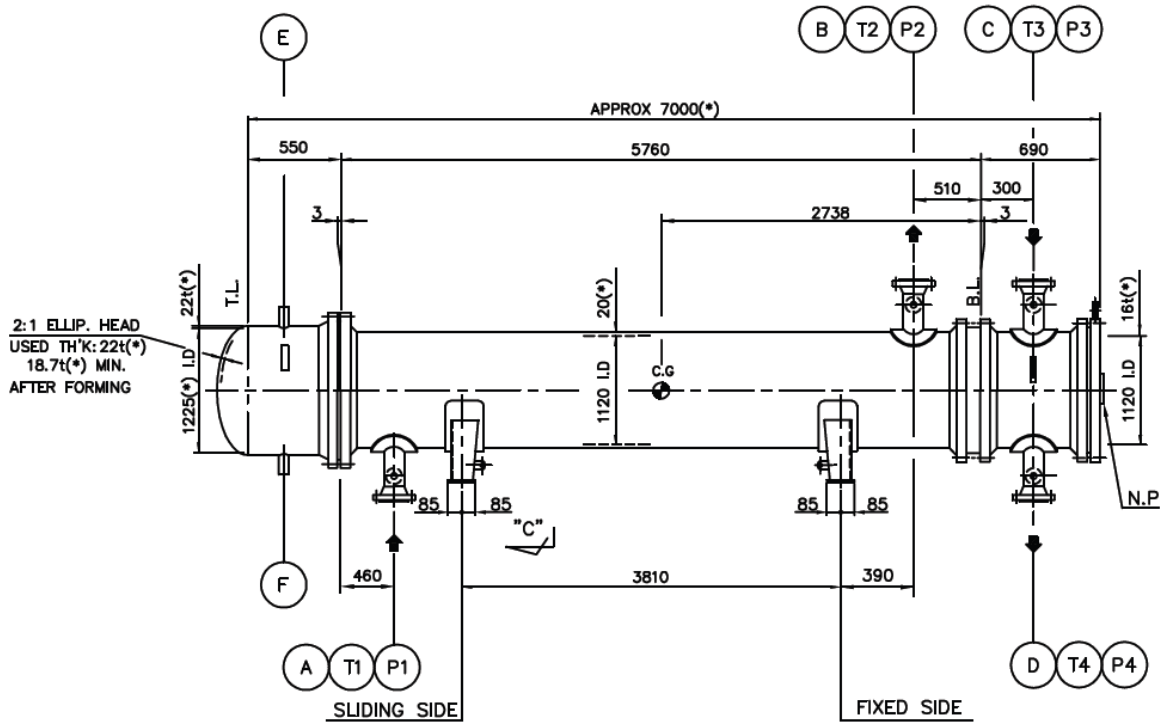


Figura 4.2. Parte del diagrama donde se muestran diámetros y espesores del recipiente.

DESIGN DATA			
CODE : TEMA CL'R" ASME SEC VIII DIV.1, API 660			
SURFACE AREA/SHELL : 422 M ² (Gro.)		TEMA TYPE : AES(1S-1P)	
NO. OF REQUIRED : 1 (ONE)		CODE STAMP : YES	
MIN. DESIGN METAL TEMP. : 2°C			
	SHELL SIDE		TUBE SIDE
FLUID MATERIAL	FRESH FEED		SLURRY PRODUCT
DESIGN PRESSURE	29.9 KG/CM ²		22.8 KG/CM ²
DESIGN TEMP.	190.6 °C		245 °C
OPER. TEMP.	101/108 °C		232/114 °C
HYDRO'C TEST PRESS.	44.85 KG/CM ²		34.2 KG/CM ²
PNEUM'C TEST PRESS.	-		-
STRESS RELIEVED	PER CODES/SPEC		PER CODE/SPEC.
RADIOGRAPHIC EX.	SPOT		SPOT
JOINT EFFICIENCY	85 %		85 %
CORR. ALLOWANCE	3.2 MM		3.2 MM
NO. OF PASS	1		14
INSULATION TYPE/TH'K	HOT	76 MM	HOT 102 MM
AREA(INSUL./PAINT)	28 M ²	3 M ²	4 M ² 2 M ²
NO. OF TUBES : 1156			
TUBE SIZE : 19.05 O.D x 2.77 TH'K x 6096 LG.			
TUBE LAYOUT : PITCH : 25.4 MM			
MEAN METAL TEMP. : - °C			

Figura 4.3. Parte del diagrama donde se muestran los datos de eficiencia de soldadura, corrosión permitida, condiciones de operación, entre otros.

MATERIALS			
SHELL	SA-516-70	CHANNEL	SA-516-70
SHELL COVER	SA-516-70	CHANNEL COVER	SA-266-Gr.2
SHELL FLANGE	SA-105	CHANNEL FLANGE	SA-105
TUBE SHEET STATIONARY	SA-266-Gr.2	TUBE	SA-179(SEAMLESS)
TUBE SHEET FLOATING	SA-266-Gr.2	BOLT/NUT	SA-193-B7/SA-194-2H
NOZZLE (SHELL SIDE)	SA-105/SA-106-B	BACKING DEVICE	SA-105
(TUBE SIDE)	SA-105/SA-106-B	IMPINGEMENT BAFFLE	SA-516-70
LIFTING LUG	SA-283-C	SADDLE	SA-283-C
GASKET	(SEE NOTE 7)		
BAFFLE	SA-516-70		
FLOATING HEAD	SA-516-70		
FLOATING HEAD FL'G	SA-105		

Figura 4.4. Parte del diagrama donde se muestra la clasificación del material utilizado en la construcción del recipiente.

4.4 Cálculo del espesor mínimo requerido de recipientes, torres y cambiadores de calor

Este cálculo nos permitirá saber a qué espesor mínimo en las tapas y envolvente de un recipiente operará con seguridad, se incluye el ejemplo explícito del cálculo en tres equipos diferentes, intercambiadores de calor, torres y recipientes a presión. Debido a que el cálculo es el mismo y los equipos solo cambian en las condiciones de diseño/operación, se hará un resumen de los datos y los valores de los cálculos obtenidos en tablas.

4.4.1 Cálculo de casquetes (tapas) en intercambiador de calor

Antes de empezar con el cálculo se deben tomar en cuenta las siguientes consideraciones:

1. Para casquetes elípticos el valor “k” depende de la relación “D/2h”, donde “h” es la altura del casquete. El factor “k” se encuentra en la tabla UA-4.1 del código ASME, sección VIII, Div.1. Ver anexo A.
2. El esfuerzo máximo permisible se tomará de preferencia de las tablas “Esfuerzo máximo permisible para carbono y acero de baja aleación” del Código ASME, Sección VIII, Div.1, tabla UCS-23. Ver anexo B.
3. Se deberá tomar en cuenta el valor del margen de corrosión en el criterio del cálculo. Dicho margen de corrosión será de preferencia tomado de la velocidad real de desgaste en un tiempo de vida útil determinado, o bien el marcado en el diseño.

A continuación se muestra el formato SGIS-1-71, que presenta la fórmula que se utilizó para el cálculo de casquetes y recipientes a presión.



SGIS-1-71

PEMEX - REFINACIÓN
GERENCIA DE PROTECCIÓN AMBIENTAL Y SEGURIDAD INDUSTRIAL
RECIPIENTES CILÍNDRICOS A PRESIÓN
CÁLCULO DE CASQUETES

REFINERÍA: _____ PLANTA: _____
 CLAVE: _____ SERVICIO: _____

DATOS
1) PRESIÓN DISEÑO:
2) TEMPERATURA DISEÑO:
3) PRESIÓN USUAL OPERACIÓN:
4) TEMP. USUAL OPERACIÓN:
5) MATERIAL:
6) ESFUERZO MAX. PERM.
7) EFICIENCIA SOLDADURA:
8) DIÁMETRO INTERIOR:
9) ESPESOR MIN. ACTUAL:
10) RELEVADO DE ESFUERZO:
11) RADIOGRAFIADO:
12) FECHA DE CÁLCULO

FÓRMULAS	
A) ELIPSOIDAL	B) TORISFÉRICO
$tR = \frac{PD D K}{(2 S E) - (0.2 P D)} + C$	$tR = \frac{PD L M}{(2 S E) - (0.2 P D)} + C$
$PP = \frac{2 S E 1 A}{(K D) + (0.2 t A)}$	$PP = \frac{2 S E 1 A}{(L M) + (0.2 t A)}$
C) HEMISFÉRICO	D) CÓNICO
$tR = \frac{PD L}{(2 S E) - (0.2 P D)} + C$	$tR = \frac{PD D}{(2 \cos \alpha c)(S E - 0.6 P)} + C$
$PP = \frac{2 S E t A}{L + (0.2 t A)}$	$PP = \frac{2 S E t A \cos \alpha c}{D + (1.2 t A) \cos \alpha c}$

CALCULOS:

SIMBOLOGÍA	
tR = ESPESOR MÍNIMO REQUERIDO (cm)	K = FACTOR DE PROPORCIÓN
PD = PRESIÓN DISEÑO (kg/cm ²)	PP = PRESIÓN PERMISIBLE DE TRABAJO (kg/cm ²)
D = DIÁMETRO INTERIOR (cm)	L = RADIO INTERNO ESFÉRICO O DE LA CORONA (cm)
S = ESFUERZO MÁXIMO PERMISIBLE A TEMP DE OPERACIÓN (kg/cm ²)	M = FACTOR DE PROPORCIÓN
E = EFICIENCIA SOLDADURA	αc = ÁNGULO DEL CONO
tA = ESPESOR MÍNIMO REQUERIDO (cm)	

Figura 4.5. Formato SGIS-1-71, tomado del procedimiento GPASI-IT-0002.



Como ejemplo se utilizaron los datos del intercambiador ME-E-236, los cuales han sido mostrados en las figuras 4.2, 4.3, 4.4 y son:

- PD: 29.9 Kg/cm²
- D: 112 cm
- K: depende de la relación “D/2h”, para este y todos los recipientes, al menos en esta planta, el valor D/2h = 1, si vemos la tabla el valor de K = 0.5.
- S: depende del tipo de material y la temperatura de operación, en este caso el material es clasificado “SA-516-70” y la temperatura de operación es de 108 °C.

TABLE 1A (CONT'D)
SECTION I; SECTION III, CLASS 2 AND 3;* AND SECTION VIII, DIVISION 1
MAXIMUM ALLOWABLE STRESS VALUES S FOR FERROUS MATERIALS
(*See Maximum Temperature Limits for Restrictions on Class)

Line No.	Nominal Composition	Product Form	Spec No.	Type/Grade	Alloy Desig./ UNS No.	Class/ Cond./ Temper	Size/ Thickness, in.	P-No.	Group No.
30	Carbon steel	Plate	SA-515	70	K03101	1	2
31	Carbon steel	Plate	SA-516	70	K02700	1	2
32	Carbon steel	Plate	SA/JIS	SGV480 G3118	1	2

Figura 4.6. Parte de las tablas UCS-23 donde se buscan los datos del material de acuerdo a su especificación.

TABLE 1A (CONT'D)
SECTION I; SECTION III, CLASS 2 AND 3;* AND SECTION VIII, DIVISION 1
MAXIMUM ALLOWABLE STRESS VALUES S FOR FERROUS MATERIALS
(*See Maximum Temperature Limits for Restrictions on Class)

Line No.	Min. Tensile Strength, ksi	Min. Yield Strength, ksi	Applic. and Max. Temp. Limits (NP = Not Permitted) (SPT = Supports Only)			External Pressure Chart No.	Notes
			I	III	VIII-1		
30	70	38	1000	700	1000	CS-2	G10, S1, T2
31	70	38	850	700	1000	CS-2	G10, S1, T2
32	70	38	850	NP	NP	CS-2	G10, S1, T2

Figura 4.7. Parte de las tablas donde se muestra el límite de temperatura para el material.



Sabiendo que número de línea tiene se buscan sus propiedades. Y podemos ver que el material no soporta más de 1000 °F (537 °C), la temperatura de operación no rebasa este valor.

TABLE 1A (CONT'D)
SECTION I; SECTION III, CLASS 2 AND 3;* AND SECTION VIII, DIVISION 1
MAXIMUM ALLOWABLE STRESS VALUES *S* FOR FERROUS MATERIALS
(*See Maximum Temperature Limits for Restrictions on Class)

Line No.	Maximum Allowable Stress, ksi (Multiply by 1000 to Obtain psi), for Metal Temperature, °F, Not Exceeding													
	-20 to 100	150	200	250	300	400	500	600	650	700	750	800	850	900
30	20.0	20.0	20.0	...	20.0	20.0	20.0	19.4	18.8	18.1	14.8	12.0	9.3	6.7
31	20.0	20.0	20.0	...	20.0	20.0	20.0	19.4	18.8	18.1	14.8	12.0	9.3	6.7
32	20.0	20.0	20.0	...	20.0	20.0	20.0	19.4	18.8	18.1	14.8	12.0	9.3	...

Figura 4.8. Parte de las tablas donde se muestra el valor del esfuerzo máximo permisible de acuerdo a la temperatura de operación.

Se consultó el valor que tendrá el esfuerzo máximo permisible. La temperatura de operación es 108°C (226.4 °F), en esta tabla no es necesario interpolar ya que para una temperatura de 200 °F y 300 °F el valor de “S” es el mismo, 20 ksi (20000 psi, o bien, 1407.4 Kg/cm²).

- E: (joint efficiency) 85% (0.85)
- C: (corrosion allowance) 3.2 mm (0.32 cm)

La fórmula para el cálculo de espesor mínimo requerido en casquetes, es la siguiente:

$$tR = \frac{(PD)(D)(K)}{[(2 \times S \times E) - (0.2 \times PD)]}$$

Sin embargo, el procedimiento hace hincapie en tomar en cuenta el valor de la corrosion permitida, por lo cual, la fórmula quedaría:

$$tR = \frac{(PD)(D)(K)}{[(2 \times S \times E) - (0.2 \times PD)]} + C$$

Se sustituyeron los valores para obtener el valor del espesor mínimo requerido en los casquetes del intercambiador de calor:

$$tR = \frac{(29.9 \frac{Kg}{cm^2})(112 \text{ cm})(0.5)}{[(2 \times 1407.4 \frac{Kg}{cm^2} \times 0.85) - (0.2 \times 29.9 \frac{Kg}{cm^2})]} + 0.32 \text{ cm} = 1.0215 \text{ cm}$$

Así es como se obtuvo el valor de 1.0215 cm para el espesor mínimo requerido en los casquetes del recipiente (intercambiador de calor). Debido a que este valor es utilizado como límite de retiro en el análisis de disminución de espesores, el valor será interpretado también en sistema inglés, siendo así, el valor de 0.4021 in (pulgadas).

4.4.2 Cálculo de envolvente en intercambiador de calor

Antes de comenzar con el cálculo del espesor mínimo requerido se deben tener en cuenta las siguientes consideraciones:

1. Cuando se desconozca la presión de diseño del recipiente se tomará como tal la presión de calibración de su válvula de seguridad. Si esto también se desconoce, a la presión usual de operación, se sumará la cantidad de 1.75 Kg/cm² (25 PSI) o se multiplicará por 1.2 y la que resulte mayor, será la presión de diseño.
2. El esfuerzo máximo permisible se tomará de preferencia de las tablas del código ASME, Sección VIII, Div. 1, tabla UCS-23. Ver anexo B.
3. Se deberá tomar en cuenta el valor del margen de corrosión en el criterio del cálculo. Dicho margen de corrosión será de preferencia tomado de la velocidad real de desgaste en el tiempo de vida útil determinado o bien el marcado en el diseño.

En la figura 4.9 se puede apreciar el formato SGIS-1-72, donde se incluye la fórmula y los datos necesarios para el cálculo.

Se tomaron los datos del intercambiador de calor ME-E-236, los cuales se muestran en las figuras 4.2, 4.3 y 4.4. los datos son los siguientes:

- PD: 29.9 kg/cm²
- R: 56 cm
- E: (joint efficiency) 85% (0.85)
- C: (corrosion allowance) 3.2 mm (0.32 cm)
- S: 1407.4 kg/cm² (20000 PSI, teniendo en cuenta que la temperatura de operación es la misma y que la clasificación del material también).



SGIS-1-72

PEMEX - REFINACIÓN
GERENCIA DE PROTECCIÓN AMBIENTAL Y SEGURIDAD INDUSTRIAL
RECIPIENTES CILÍNDRICOS A PRESIÓN
CÁLCULO DE CASQUETES

REFINERÍA: _____ PLANTA: _____
 CLAVE: _____ SERVICIO: _____

DATOS
1) PRESIÓN DISEÑO:
2) TEMPERATURA DISEÑO:
3) PRESIÓN USUAL OPERACIÓN:
4) TEMP. USUAL OPERACIÓN:
5) MATERIAL:
6) ESFUERZO MAX. PERM.
7) EFICIENCIA SOLDADURA:
8) DIAMETRO INTERIOR:
9) ESPESOR MIN. ACTUAL:
10) RELEVADO DE ESFUERZO:
11) RADIOGRAFIADO:
12) FECHA DE CÁLCULO

FÓRMULAS Y SIMBOLOGÍA
$tR = \frac{PD R}{(SE) - (0.6 PD)} + C \qquad PP = \frac{SE tA}{R + (0.6 tA)}$
C = MARGEN DE CORROSIÓN tA = ESPESOR MÍNIMO ACTUAL (cm) PP = PRESIÓN PERM. DE TRAB. ACTUAL (kg/cm ²) S = ESFUERZO MÁXIMO PERM. A TEMP DE OPERACIÓN (kg/cm ²) E = EFICIENCIA DE SOLDADURA R = RADIO INTERIOR ENVOLVENTE (cm) tR = ESPESOR MÍNIMO REQUERIDO (cm) PD = PRESIÓN DE DISEÑO (kg/cm ²)

CÁLCULOS:

Figura 4.9. Formato SGIS-1-72. Tomado del procedimiento GPASI-IT-0002.

La fórmula para el cálculo del envoltante en recipientes es la siguiente:

$$tR = \frac{(PD)(R)}{[(S \times E) - (0.6 \times PD)]} + C$$

Se sustituyen los valores para cada uno de los datos en la fórmula:

$$tR = \frac{(29.9 \frac{kg}{cm^2})(56 \text{ cm})}{[(1407.4 \frac{kg}{cm^2} \times 0.85) - (0.6 \times 29.9 \frac{kg}{cm^2})]} + 0.32 \text{ cm} = 1.74097 \text{ cm}$$

Así es como obtenemos el valor de 1.7409 cm para el espesor mínimo requerido en el envoltante del recipiente (intercambiador de calor). Debido a que este valor es utilizado como límite de retiro en el análisis de disminución de espesores, el valor será interpretado también en sistema inglés, siendo así, el valor de 0.685 in (pulgadas).

Después de haber efectuado este ejemplo del cálculo de espesor mínimo requerido en los casquetes y en el envoltante, para no hacer el mismo procedimiento tantas veces más. A continuación se presentará una tabla donde se resumirán todos los datos y cálculos de los equipos a presión que hay en esta planta.

4.4.3 Cálculo de casquetes y envoltante en recipientes a presión

Debido a que la metodología de cálculo es la misma en cualquier recipiente mientras sea a presión, solo se presentarán ejemplos de como hacer el cálculo en cada tipo de recipiente.

Para un recipiente a presión, ME-D-241 se tienen los siguientes datos:

DATOS	CASQUETE	ENVOLVENTE
PD (kg/cm ²)	3.5	3.5
D (cm) *casquete	180	-
R (cm) *envoltante	-	90
K	0.5	-
Especificacion Material	SA-516 Gr. 70	SA-516 Gr. 70
S (Kg/cm ²)	1407.4	1407.4
E	1	0.85
C (cm)	0.32	0.32

Tabla 4.3. Datos para cálculo de espesor mínimo en recipiente ME-D-241.

Se sustituyeron los valores en cada una de las fórmulas:

Para el cálculo de casquetes:

$$tR = \frac{(3.5 \frac{kg}{cm^2})(180 \text{ cm})(0.5)}{[(2 \times 1407.4 \frac{kg}{cm^2} \times 1) - (0.2 \times 3.5 \frac{kg}{cm^2})]} + 0.32 \text{ cm} = 0.431 \text{ cm} \text{ ó } 0.170 \text{ in}$$

Para el cálculo de envoltente:

$$tR = \frac{(3.5 \frac{kg}{cm^2})(90 \text{ cm})}{[(1407.4 \frac{kg}{cm^2} \times 0.85) - (0.6 \times 3.5 \frac{kg}{cm^2})]} + 0.32 \text{ cm} = 0.583 \text{ cm} \text{ ó } 0.229 \text{ in}$$

Así se obtuvo el valor del espesor mínimo requerido para los casquetes que es de 0.431 cm y del envoltente que es de 0.583 cm.

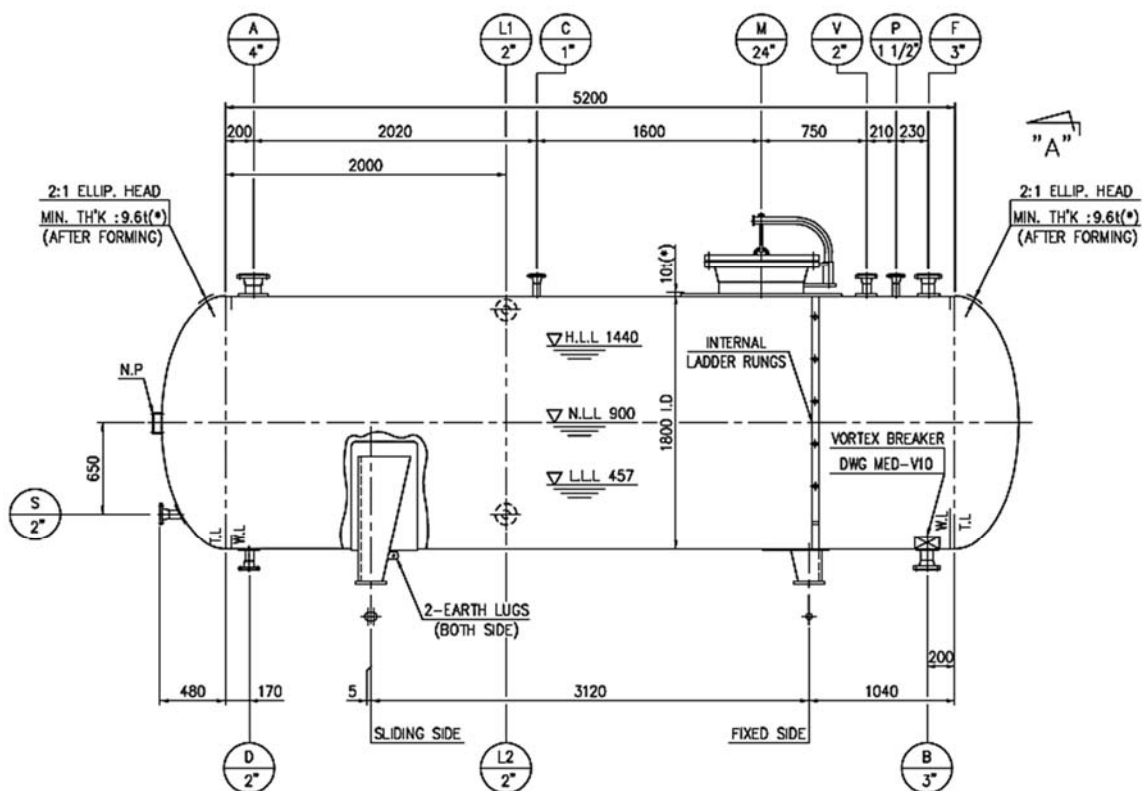


Figura 4.10. Parte del diagrama del recipiente ME-D-241, mostrando algunos datos para el cálculo del espesor mínimo requerido.

4.4.4 Cálculo de casquetes y envoltente en torres

Para una torre, ME-T-207, se tienen los siguientes datos:

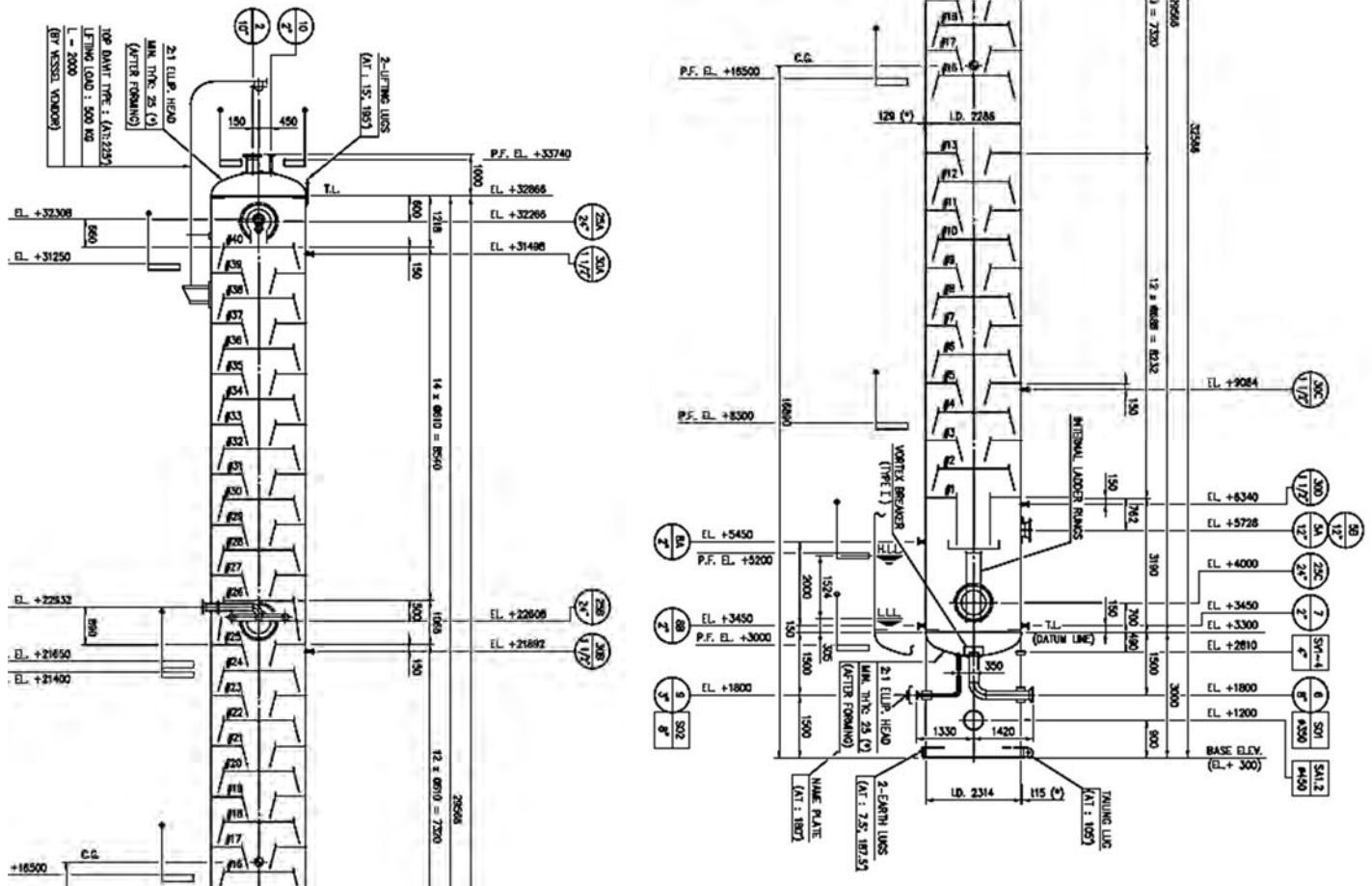


Figura 4.11. Parte del diagrama de la torre ME-T-207, mostrando algunos datos para el cálculo del espesor mínimo requerido.

DATOS	CASQUETE	ENVOLVENTE
PD (Kg/cm ²)	21	21
D (cm) *casquete	228.6	-
R (cm) *envolvente	-	114.3
K	0.5	-
Especificacion Material	SA-516 Gr. 70	SA-516 Gr. 70
S (Kg/cm ²)	1407.4	1407.4
E	1	0.85
C (cm)	0.32	0.32

Tabla 4.4. Datos para el cálculo de espesor mínimo en torre ME-T-207

Se hizo la sustitución de valores en cada una de las fórmulas.

Para el cálculo de casquetes:

$$tR = \frac{(21 \frac{kg}{cm^2})(228.6 cm)(0.5)}{[(2 \times 1407.4 \frac{kg}{cm^2} \times 1) - (0.2 \times 21 \frac{kg}{cm^2})]} + 0.32 cm = 1.174 cm \text{ ó } 0.462 in$$

Para el cálculo de envolvente:

$$tR = \frac{(21 \frac{kg}{cm^2})(114.3 cm)}{[(1407.4 \frac{kg}{cm^2} \times 0.85) - (0.6 \times 21 \frac{kg}{cm^2})]} + 0.32 cm = 2.347 cm \text{ ó } 0.924 in$$

El espesor mínimo requerido en la torre será de 1.174 cm para casquetes y 2.347 cm para el envolvente.

4.4.5 Cálculo de casquetes y envoltante en recipiente trifásico

Para este tipo de recipientes se hizo el cálculo para los dos casquetes del recipiente, el envoltante del mismo y además se calculará el espesor mínimo del envoltante de la bota y del casquete de la bota, como se hará a continuación.

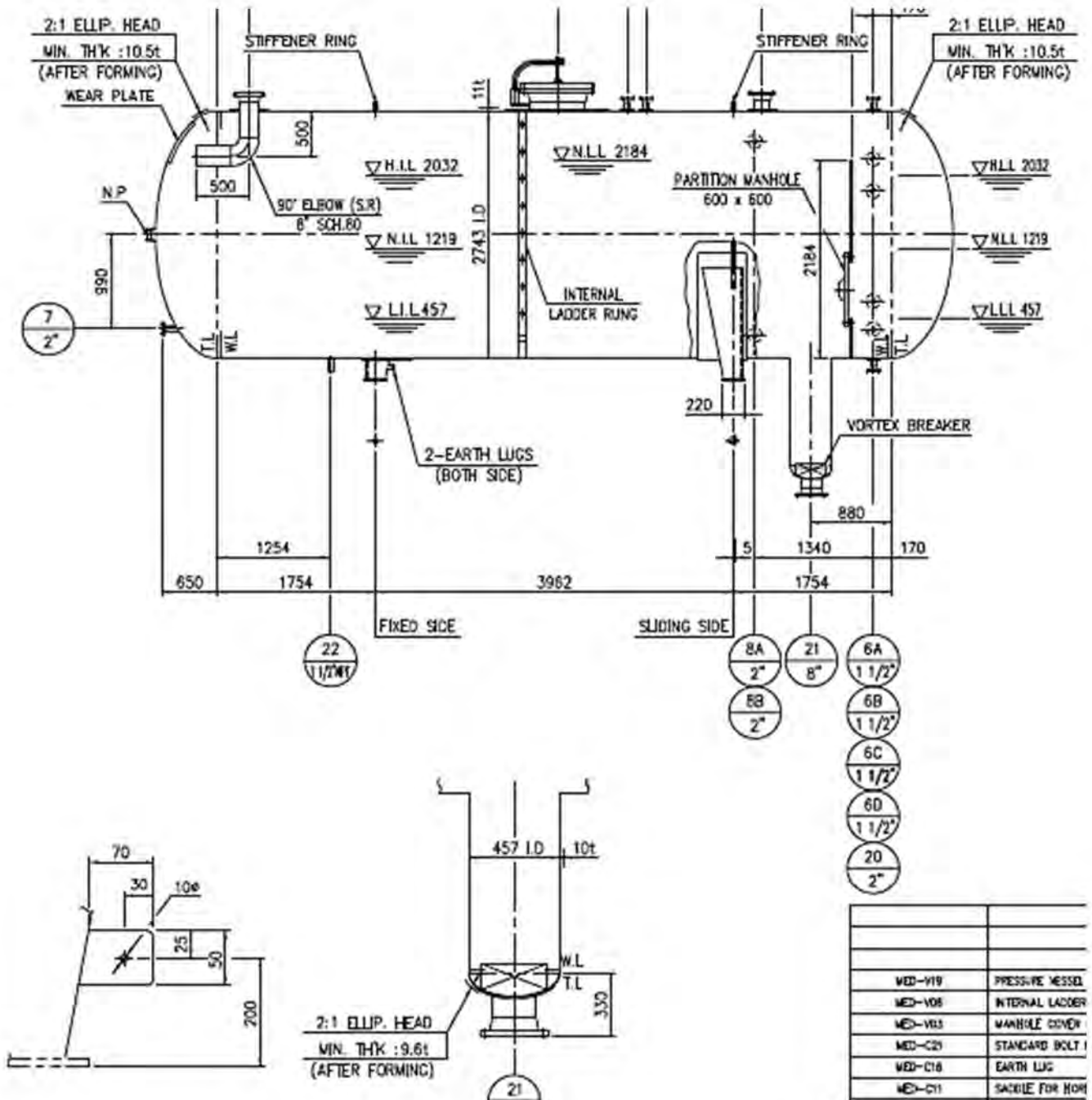


Figura 4.12. Parte del diagrama del recipiente trifásico, ME-D-214, mostrando algunos datos para el cálculo del espesor mínimo requerido.



DATOS	CASQUETE	ENVOLVENTE
PD (kg/cm ²)	5.4	5.4
D (cm) *casquete	274.3	-
R (cm) *envolvente	-	137.15
K	0.5	-
Especificacion Material	SA-516 Gr. 70	SA-516 Gr. 70
S (kg/cm ²)	1407.4	1407.4
E	1	0.85
C (cm)	0.32	0.32
DATOS (BOTA)	CASQUETE	ENVOLVENTE
PD (kg/cm ²)	5.4	5.4
D (cm) *casquete	45.7	-
R (cm) *envolvente	-	22.85
K	0.5	-
Especificacion Material	SA-516 Gr. 70	SA-516 Gr. 70
S (kg/cm ²)	1407.4	1407.4
E	1	0.85
C (cm)	0.64	0.64

Tabla 4.5. datos para el calculo del espesor minimo requerido en el separador trifasico ME-D-214

Se sustituyeron todos los datos en las fórmulas para el casquete y el envolvente para el recipiente y la bota.

Para el cálculo de casquetes del recipiente:

$$tR = \frac{(5.4 \frac{kg}{cm^2})(274.3 cm)(0.5)}{[(2 \times 1407.4 \frac{kg}{cm^2} \times 1) - (0.2 \times 5.4 \frac{kg}{cm^2})]} + 0.32 cm = 0.583 cm \text{ ó } 0.229 in$$

Para el cálculo de envolvente del recipiente:

$$tR = \frac{(5.4 \frac{kg}{cm^2})(137.15 cm)}{[(1407.4 \frac{kg}{cm^2} \times 0.85) - (0.6 \times 5.4 \frac{kg}{cm^2})]} + 0.32 cm = 0.940 cm \text{ ó } 0.370 in$$

Para el cálculo del casquete de la bota:

$$tR = \frac{(5.4 \frac{kg}{cm^2})(45.7 cm)(0.5)}{[(2 \times 1407.4 \frac{kg}{cm^2} \times 1) - (0.2 \times 5.4 \frac{kg}{cm^2})]} + 0.64 cm = 0.683 cm \text{ ó } 0.269 in$$



Para el cálculo del envoltente de la bota:

$$tR = \frac{(5.4 \frac{kg}{cm^2})(22.85 \text{ cm})}{[(1407.4 \frac{kg}{cm^2} \times 0.85) - (0.6 \times 5.4 \frac{kg}{cm^2})]} + 0.64 \text{ cm} = 0.743 \text{ cm} \text{ ó } 0.292 \text{ in}$$

Así se han obtenido todos los valores para los dos casquetes del recipiente (0.583 cm), el envoltente del recipiente (0.940 cm), el casquete de la bota (0.683 cm) y el envoltente de la bota (0.743 cm).

Se han mostrado los cálculos para cada tipo de recipiente a presión, es fácil notar que la metodología es la misma en cada tipo de recipiente, por eso se reportaron los valores del cálculo del espesor mínimo requerido solamente en una tabla donde se anotaron los valores de cada dato necesario para efectuar el cálculo y valor final de este último.



4.5 Resumen de resultados para el cálculo de espesor mínimo requerido en recipientes a presión

Tabla con resultados del cálculo de espesor mínimo requerido										
TAG EQUIPO	Parte del equipo	PD (Presión diseño, lb/in ²)	D (Diámetro, in)	R (radio, in)	K (factor adimensional)	Especificación material	S (Esfuerzo, lb/in ²)	E (Eficiencia soldadura)	C (Corrosión permitida, in)	tR (espesor mínimo requerido, in)
ME-E-236	CASQUETE	425	44		0.5	SA-516-70	20000	0.85	0.126	0.402
	ENVOLVENTE	425		22		SA-516-70	20000	0.85	0.126	0.685
ME-D-241	CASQUETE	49.8	70.86		0.5	SA-516-70	20000	1	0.126	0.17
	ENVOLVENTE	49.8		35.43		SA-516-70	20000	0.85	0.126	0.23
ME-T-207	CASQUETE	298.4	90		0.5	SA-516-70	20000	1	0.126	0.462
	ENVOLVENTE	298.4		45		SA-516-70	20000	0.85	0.126	0.924
ME-D-214	CASQUETE	76.7	108		0.5	SA-516-70	20000	1	0.126	0.23
	ENVOLVENTE	76.7		54		SA-516-70	20000	0.85	0.126	0.37
ME-D-214 BOTA	CASQUETE	76.7	18		0.5	SA-516-70	20000	1	0.252	0.269
	ENVOLVENTE	76.7		9		SA-516-70	20000	0.85	0.252	0.293
ME-D-240	CASQUETE	49.8	126		0.5	SA-516-70	17500	1	0.252	0.341
	ENVOLVENTE	49.8		63		SA-516-70	17500	0.85	0.252	0.463
ME-D-238	CASQUETE	49.8	96		0.5	SA-516-70	18800	1	0.126	0.189
	ENVOLVENTE	49.8		48		SA-516-70	18800	0.85	0.126	0.276
ME-D-15	CASQUETE	60	24		0.5	SA-285-C	15700	1	0.225	0.248
	ENVOLVENTE	60		12		SA-285-C	15700	0.8	0.225	0.282
ME-D-11	CASQUETE	170	78		0.5	SA-285-C	15700	1	0.14	0.351
	ENVOLVENTE	170		39		SA-285-C	15700	0.85	0.14	0.641
ME-D-11 BOTA	CASQUETE	170	11.4		0.5	SA-106-B	17100	0.85	0.14	0.173
	ENVOLVENTE	170		5.7		SA-106-B	17100	0.85	0.14	0.207
ME-D-10	CASQUETE	190	42		0.5	SA-285-C	15700	1	0.133	0.26
	ENVOLVENTE	190		21		SA-285-C	15700	0.85	0.133	0.434



Tabla con resultados del cálculo de espesor mínimo requerido

TAG EQUIPO	Parte del equipo	PD (Presión diseño, lb/in ²)	D (Diámetro, in)	R (radio, in)	K (factor adimensional)	Especificación material	S (Esfuerzo, lb/in ²)	E (Eficiencia soldadura)	C (Corrosión permitida, in)	tR (espesor mínimo requerido, in)
ME-D-9	CASQUETE	190	72		0.5	SA-285-C	15700	1	0.12	0.338
	ENVOLVENTE	190		36		SA-285-C	15700	0.8	0.12	0.669
ME-D-239	CASQUETE	49.78	96		0.5	SA-516-70	18800	1	0.126	0.189
	ENVOLVENTE	49.78		48		SA-516-70	18800	0.85	0.126	0.275
ME-E-8	CASQUETE	74.96	96		0.5	SA-515-70	20000	1	0.248	0.284
	ENVOLVENTE	74.96		48		SA-515-70	20000	0.85	0.248	0.46
ME-D-269	CASQUETE	99.56	36		0.5	SA-285-C	15700	1	0.126	0.183
	ENVOLVENTE	99.56		18		SA-285-C	15700	0.85	0.126	0.26
ME-E-11	CASQUETE	190	63		0.5	SA-515-70	20000	1	0.126	0.275
	ENVOLVENTE	190		31.5		SA-515-70	20000	0.85	0.126	0.48
ME-E-237 TIPO KETTLE	CASQUETE	360	50		0.5	SA-516-70	20000	0.85	0.126	0.375
	ENVOLVENTE	360		25		SA-516-70	20000	0.85	0.126	0.662
	CASQUETE	224	38.2		0.5	SA-516-70	20000	0.85	0.126	0.252
	ENVOLVENTE	224		19.1		SA-516-70	20000	0.85	0.126	0.379
ME-E-9	CASQUETE	224.6	45		0.5	SA-515-70	20000	1	0.126	0.252
	ENVOLVENTE	224.6		22.5		SA-515-70	20000	0.85	0.126	0.425
ME-E-219	CASQUETE	452.2	47		0.5	SA-516-70	20000	1	0.126	0.414
	ENVOLVENTE	452.2		23.5		SA-516-70	20000	0.85	0.126	0.761
ME-E-108	CASQUETE	75	39		0.5	SA-515-70	20000	1	0.252	0.286
	ENVOLVENTE	75		19.5		SA-515-70	20000	0.85	0.252	0.336
ME-E-25	CASQUETE	75	33		0.5	SA-285-C	15700	1	0.252	0.289
	ENVOLVENTE	75		16.5		SA-285-C	15700	0.85	0.252	0.343



Tabla con resultados del cálculo de espesor mínimo requerido

TAG EQUIPO	Parte del equipo	PD (Presión diseño, lb/in ²)	D (Diámetro, in)	R (radio, in)	K (factor adimensional)	Especificación material	S (Esfuerzo, lb/in ²)	E (Eficiencia soldadura)	C (Corrosión permitida, in)	tR (espesor mínimo requerido, in)
ME-E-13 TIPO KETTLE	CASQUETE	360	63		0.5	SA-516-70	20000	0.85	0.126	0.46
	ENVOLVENTE	360		31.5		SA-516-70	20000	0.85	0.126	0.801
	CASQUETE	170	48		0.5	SA-516-70	20000	0.85	0.126	0.246
	ENVOLVENTE	170		24		SA-516-70	20000	0.85	0.126	0.367
ME-E-23	CASQUETE	75	37		0.5	SA-515-70	20000	1	0.252	0.284
	ENVOLVENTE	75		18.5		SA-515-70	20000	0.85	0.252	0.331
ME-E-214	CASQUETE	169.8	48.8		0.5	SA-516-70	20000	0.85	0.126	0.248
	ENVOLVENTE	169.8		24.4		SA-516-70	20000	0.85	0.126	0.371
ME-E-232	CASQUETE	280	28.4		0.5	SA-516-70	20000	1	0.126	0.225
	ENVOLVENTE	280		14.2		SA-516-70	20000	0.85	0.126	0.362
ME-E-231	CASQUETE	425	34.6		0.5	SA-516-70	20000	0.85	0.126	0.342
	ENVOLVENTE	425		17.3		SA-516-70	20000	0.85	0.126	0.565
ME-E-234	CASQUETE	340	31		0.5	SA-516-70	20000	0.85	0.126	0.281
	ENVOLVENTE	340		13.5		SA-516-70	20000	0.85	0.126	0.399
ME-E-230	CASQUETE	425	39.4		0.5	SA-516-70	20000	0.85	0.126	0.372
	ENVOLVENTE	425		18		SA-516-70	20000	0.85	0.126	0.582
ME-E-235	CASQUETE	510.5	24		0.5	SA-516-70	20000	0.85	0.126	0.336
	ENVOLVENTE	510.5		12		SA-516-70	20000	0.85	0.126	0.492
ME-E-238	CASQUETE	275	34.3		0.5	SA-516-70	20000	0.85	0.126	0.279
	ENVOLVENTE	275		17.15		SA-516-70	20000	0.85	0.126	0.406
ME-E-239	CASQUETE	170	46.5		0.5	SA-516-70	20000	0.85	0.126	0.242
	ENVOLVENTE	170		21.65		SA-516-70	20000	0.85	0.126	0.343



Tabla con resultados del cálculo de espesor mínimo requerido

TAG EQUIPO	Parte del equipo	PD (Presión diseño, lb/in ²)	D (Diámetro, in)	R (radio, in)	K (factor adimensional)	Especificación material	S (Esfuerzo, lb/in ²)	E (Eficiencia soldadura)	C (Corrosión permitida, in)	tR (espesor mínimo requerido, in)
ME-E-302	CASQUETE	150	16.6		0.5	SA-516-70	20000	0.85	0.126	0.162
	ENVOLVENTE	150		8.3		SA-516-70	20000	0.85	0.126	0.199
ME-V-302	CASQUETE	378	72		0.5	SA-516-70	20000	1	0.126	0.466
	ENVOLVENTE	378		36		SA-516-70	20000	0.85	0.126	0.937
ME-V-301	CASQUETE	378	108		0.5	SA-516-70	20000	1	0.126	0.637
	ENVOLVENTE	378		54		SA-516-70	20000	1	0.126	1.158
ME-V-304	CASQUETE	378	78		0.5	SA-516-70	20000	1	0.126	0.495
	ENVOLVENTE	378		39		SA-516-70	20000	0.85	0.126	1.004
ME-V-305	CASQUETE	149.3	36		0.5	SA-516-70	20000	1	0.126	0.193
	ENVOLVENTE	149.3		18		SA-516-70	20000	0.85	0.126	0.284
ME-V-306	CASQUETE	149.3	66		0.5	SA-240-316L	20000	1	0.126	0.273
	ENVOLVENTE	149.3		33		SA-516-70	16700	0.85	0.126	0.417
ME-V-307	CASQUETE	149.3	78		0.5	SA-516-70	20000	1	0.126	0.271
	ENVOLVENTE	149.3		39		SA-516-70	20000	0.85	0.126	0.47
ME-V-308	CASQUETE	149.3	96		0.5	SA-516-70	20000	1	0.126	0.305
	ENVOLVENTE	149.3		48		SA-516-70	20000	0.85	0.126	0.549
ME-T-206 PARET INF	CASQUETE	170.6	120		0.5	SA-285-C	15700	1	0.187	0.513
	ENVOLVENTE	170.6		60		SA-285-C	15700	0.85	0.187	0.959
ME-T-206 PARTE SUP	CASQUETE	170.6	108		0.5	SA-285-C	15700	1	0.178	0.463
	ENVOLVENTE	170.6		54		SA-285-C	15700	0.85	0.178	0.865



Tabla con resultados del cálculo de espesor mínimo requerido										
TAG EQUIPO	Parte del equipo	PD (Presión diseño, lb/in ²)	D (Diámetro, in)	R (radio, in)	K (factor adimensional)	Especificación material	S (Esfuerzo, lb/in ²)	E (Eficiencia soldadura)	C (Corrosión permitida, in)	tR (espesor mínimo requerido, in)
ME-T-204 A/B PARTE INF	CASQUETE	50	60		0.5	SA-285-C	15700	1	0.252	0.299
	ENVOLVENTE	50		30		SA-285-C	15700	0.85	0.252	0.364
ME-T-204 A/B PARTE SUP	CASQUETE	50	60		0.5	SA-285-C	15700	1	0.126	0.173
	ENVOLVENTE	50		30		SA-285-C	15700	0.85	0.126	0.238
ME-T-210	CASQUETE	60	108		0.5	SA-210-A	17100	0.85	0.283	0.394
	ENVOLVENTE	60		54		SA-210-A	17100	0.85	0.283	0.506

Tabla 4.6. Tabla con los datos del recipiente y el valor del espesor mínimo requerido para los recipientes a presión de la planta de desintegración catalítica, FCC-I.



V. Conclusiones.

Este trabajo tuvo como objetivo principal hacer el cálculo del espesor mínimo requerido a través del procedimiento GPASI-IT-0002 “Procedimiento para cálculo por presión interna del espesor mínimo requerido en recipientes”, objetivo cumplido ya que se aplicó el procedimiento a todos los cálculos del espesor mínimo requerido en equipos sujetos a presión de la planta en cuestión (FCC-I), obteniendo así los valores que se utilizarán como “límite de retiro” al efectuar el análisis estadístico de las mediciones de espesor.

Este trabajo tuvo como objetivo principal hacer el cálculo del espesor mínimo requerido a través del procedimiento GPASI-IT-0002 “Procedimiento para cálculo por presión interna del espesor mínimo requerido en recipientes”, objetivo cumplido ya que se aplicó el procedimiento a todos los equipos de la planta en cuestión (FCC-I), obteniendo así los valores que se utilizarán como “límite de retiro” al efectuar el análisis estadístico de las mediciones de espesor.

Los objetivos particulares también se cumplieron, estaban implícitos al hacer el cálculo del espesor mínimo requerido, pues primero se necesitó recopilar toda la información dentro de la planta, después analizarla y seleccionar la información más actual.

Respecto a la clasificación de los equipos sujetos a presión de acuerdo a la NOM-020-STPS-2011, Recipientes sujetos a presión, recipientes criogénicos y generadores de vapor o calderas-funcionamiento-condiciones de seguridad, se concluye que la mayoría de los recipientes se encuentran dentro de la categoría “III” debido a que operan normalmente a una presión superior a los 686.47 kPa, manejando un fluido peligroso y sin considerar el volumen del equipo.

Se concluye además que si no se considera la corrosión permitida dentro del cálculo para el espesor mínimo requerido, da como resultado un valor del espesor mínimo requerido muy bajo, lo cual, puede provocar una serie de consecuencias no deseables, tales como, fugas, paros no programados, incidentes, accidentes y pérdidas económicas significativas.



VI. Recomendaciones

Esta tesis tuvo un objetivo muy específico, sólo calcular el valor de espesor mínimo requerido en recipientes a presión. Sin embargo puede abarcar mas temas u objetivos.

Se recomienda hacer una medición de los espesores de todos lo equipos sujetos a presión. Para así poder realizar las siguientes actividades.

- Hacer el cálculo de la velocidad de desgaste en el equipo sujeto a presión.
- Predecir el valor de la vida útil estimada del equipo sujeto a presión.
- Estimar la fecha de proxima medición de espesor para el equipo sujeto a presión.
- Estimar la fecha de retiro probable para el equipo sujeto a presión.

Con la finalidad de mantener la integridad mecanica de todos los equipos sujetos a presión, dentro de la planta de desintegración catalítica fluidizada (FCC-1).

**Anexo A. Valores del factor “K”**

UA-4-UA-5

SECTION VIII - DIVISION 1

TABLE UA-4.1

VALUES OF FACTOR K

(Use Nearest Value of D/2h, Interpolation Unnecessary)

D/2h	3.0	2.9	2.8	2.7	2.6	2.5	2.4	2.3	2.2	2.1	2.0
K	1.83	1.73	1.64	1.55	1.46	1.37	1.29	1.21	1.14	1.07	1.00
D/2h	1.9	1.8	1.7	1.6	1.5	1.4	1.3	1.2	1.1	1.0	
K	0.93	0.87	0.87	0.76	0.71	0.66	0.61	0.57	0.53	0.50	

TABLE UA-4.2

values of factor M

(Use Nearest Value of L/r, Interpolation Unnecessary)

L/r	1.0	1.25	1.50	1.75	2.00	2.25	2.50	2.75	3.00	3.25	3.50
M	1.00	1.03	1.06	1.08	1.10	1.13	1.15	1.17	1.18	1.20	1.22
L/r	4.0	4.5	5.0	5.5	6.0	6.5	7.0	7.5	8.0	8.5	9.0
M	1.25	1.28	1.31	1.34	1.36	1.39	1.41	1.44	1.46	1.48	1.50
L/r	9.5	10.00	10.5	11.0	11.5	12.0	13.0	14.0	15.0	16.0	16 2/3
M	1.52	1.54	1.56	1.58	1.60	1.62	1.65	1.69	1.72	1.75	1.77



Anexo B. Valores del esfuerzo máximo permisible

Table 1A

2001 SECTION II

TABLE 1A (CONT'D)
SECTION I; SECTION III, CLASS 2 AND 3,* AND SECTION VIII, DIVISION 1
MAXIMUM ALLOWABLE STRESS VALUES *S* FOR FERROUS MATERIALS
(* See Maximum Temperature Limits for Restrictions on Class)

Line No.	Nominal Composition	Product Form	Spec No.	Type/Grade	Alloy Desig./ UNS No.	Class/ Cond/ Temper	Size/ Thickness, In.	P-No.	Group No.
1	Carbon steel	Plate	SA-515	60	K02401	1	1
2	Carbon steel	Plate	SA-516	60	K02100	1	1
3	Carbon steel	Wld. pipe	SA-671	CB60	K02401	1	1
4	Carbon steel	Wld. pipe	SA-671	CC60	K02100	1	1
5	Carbon steel	Wld. pipe	SA-671	CE60	K02402	1	1
6	Carbon steel	Wld. pipe	SA-672	B60	K02401	1	1
7	Carbon steel	Wld. pipe	SA-672	C60	K02100	1	1
8	Carbon steel	Wld. pipe	SA-672	E60	K02402	1	1
9	Carbon steel	Wld. pipe	SA-134	A283D	K02702	1	1
10	Carbon steel	Plate	SA-283	D	K02702	1	1
11	Carbon steel	Wld. pipe	SA-53	E/B	K03005	1	1
12	Carbon steel	Wld. pipe	SA-53	E/B	K03005	1	1
13	Carbon steel	Smls. pipe	SA-53	S/B	K03005	1	1
14	Carbon steel	Smls. pipe	SA-53	S/B	K03005	1	1
15	Carbon steel	Smls. pipe	SA-106	B	K03006	1	1
16	Carbon steel	Wld. pipe	SA-135	B	1	1
17	Carbon steel	Smls. & wld. fittings	SA-234	WPB	K03006	1	1
18	Carbon steel	Smls. & wld. pipe	SA-333	6	K03006	1	1
19	Carbon steel	Smls. & wld. tube	SA-334	6	K03006	1	1
20	Carbon steel	Wld. tube	SA-334	6	K03006	1	1
21	Carbon steel	Forged pipe	SA-369	FPB	K03006	1	1
22	Carbon steel	Forgings	SA-372	A	K03002	1	1
23	Carbon steel	Sheet	SA-414	D	K02505	1	1
24	Carbon steel	Smls. & wld. fittings	SA-420	WPL6	1	1
25	Carbon steel	Smls. pipe	SA-524	I	K02104	1	1
26	Carbon steel	Bar	SA-695	B/35	K03504	1	1
27	Carbon steel	Bar	SA-696	B	K03200	1	1
28	Carbon steel	Forgings	SA-727	...	K02506	1	1
29	Carbon steel	Wld. tube	SA-178	C	K03503	1	1
30	Carbon steel	Wld. tube	SA-178	C	K03503	1	1
31	Carbon steel	Wld. tube	SA-178	C	K03503	1	1
32	Carbon steel	Smls. tube	SA-210	A-1	K02707	1	1
33	Carbon steel	Smls. tube	SA-556	B2	K02707	1	1
34	Carbon steel	Wld. tube	SA-557	B2	K03007	1	1
35	Carbon steel	Plate, bar	SA/CSA- G40.21	38W	1	1
36	Carbon steel	Plate	SA/AS 1548	7-430	≤ 6	1	2
37	Carbon steel	Plate	SA/EN 10028-2	P295GH	> 4	1	1
38	Carbon steel	Bar	SA-675	65	1	1



PART D — PROPERTIES

Table 1A

TABLE 1A (CONT'D)
SECTION I; SECTION III, CLASS 2 AND 3;* AND SECTION VIII, DIVISION 1
MAXIMUM ALLOWABLE STRESS VALUES S FOR FERROUS MATERIALS
(*See Maximum Temperature Limits for Restrictions on Class)

Line No.	Min. Tensile Strength, ksi	Min. Yield Strength, ksi	Applic. and Max. Temp. Limits (NP = Not Permitted) (SPT = Supports Only)			External Pressure Chart No.	Notes
			I	III	VIII-1		
1	60	32	1000	700	1000	CS-2	G10, S1, T2
2	60	32	850	700	1000	CS-2	G10, S1, T2
3	60	32	NP	700	NP	CS-2	S6, W10, W12
4	60	32	NP	700	NP	CS-2	S6, W10, W12
5	60	32	NP	700	NP	CS-2	S6, W10, W12
6	60	32	NP	700	NP	CS-2	S6, W10, W12
7	60	32	NP	700	NP	CS-2	S6, W10, W12
8	60	32	NP	700	NP	CS-2	S6, W10, W12
9	60	33	NP	300 (Cl. 3 only)	NP	CS-2	W12
10	60	33	NP	300 (Cl. 3 only)	650	CS-2	...
11	60	35	900	300 (Cl. 3 only)	NP	CS-2	G10, S1, T1, W12, W13
12	60	35	900	NP	900	CS-2	G3, G10, G24, G35, S1, T1, W6
13	60	35	900	300 (Cl. 3 only)	NP	CS-2	G10, S1, T1
14	60	35	NP	700 (SPT)	900	CS-2	G10, G35, T1
15	60	35	1000	700	1000	CS-2	G10, S1, T1
16	60	35	NP	NP	900	CS-2	G24, G35, T1, W6
17	60	35	1000	700	1000	CS-2	G10, G18, S1, T1
18	60	35	NP	700	1000	CS-2	G10, T1, W12, W14
19	60	35	NP	700	650	CS-2	T1, W12, W14
20	60	35	NP	NP	650	CS-2	G24, W6
21	60	35	1000	NP	NP	CS-2	G10, G18, S1, T1
22	60	35	NP	NP	650	CS-2	...
23	60	35	NP	NP	900	CS-2	G10, G35, T1
24	60	35	NP	700	850	CS-2	G10, T1, W14
25	60	35	NP	NP	1000	CS-2	G10, T1
26	60	35	NP	700	1000	CS-2	G10, G22, T1
27	60	35	NP	700	NP	CS-2	T1
28	60	36	NP	700	1000	CS-2	G10, G22, T1
29	60	37	1000	NP	NP	CS-2	G4, G10, S1, T2
30	60	37	1000	700	NP	CS-2	G10, S1, T1, W13
31	60	37	1000	NP	1000	CS-2	G3, G10, G24, G35, S1, T2, W6
32	60	37	1000	700	1000	CS-2	G10, S1, T1
33	60	37	NP	NP	1000	CS-2	G10, T1
34	60	37	NP	NP	1000	CS-2	G24, G35, T1, W6
35	60	38	NP	NP	650	CS-2	G35
36	62.5	...	1000	NP	1000	CS-2	G10, G37, G43, S1, T1
37	64	34	850	NP	1000	CS-2	G10, S1, T2
38	65	32.5	850	650 (Cl. 3 only)	1000	CS-2	G10, G15, G18, G22, G35, S1, T2



Table 1A

2001 SECTION II

TABLE 1A (CONT'D)
SECTION I; SECTION III, CLASS 2 AND 3;* AND SECTION VIII, DIVISION 1
MAXIMUM ALLOWABLE STRESS VALUES S FOR FERROUS MATERIALS
(*See Maximum Temperature Limits for Restrictions on Class)

Line No.	Maximum Allowable Stress, ksi (Multiply by 1000 to Obtain psi), for Metal Temperature, °F, Not Exceeding													
	-20 to 100	150	200	250	300	400	500	600	650	700	750	800	850	900
1	17.1	17.1	17.1	...	17.1	17.1	17.1	16.4	15.8	15.3	13.0	10.8	8.7	5.9
2	17.1	17.1	17.1	...	17.1	17.1	17.1	16.4	15.8	15.3	13.0	10.8	8.7	5.9
3	17.1	...	17.1	...	17.1	17.1	17.1	16.4	15.8	15.3
4	17.1	...	17.1	...	17.1	17.1	17.1	16.4	15.8	15.3
5	17.1	...	17.1	...	17.1	17.1	17.1	16.4	15.8	15.3
6	17.1	...	17.1	...	17.1	17.1	17.1	16.4	15.8	15.3
7	17.1	...	17.1	...	17.1	17.1	17.1	16.4	15.8	15.3
8	17.1	...	17.1	...	17.1	17.1	17.1	16.4	15.8	15.3
9	17.1	...	17.1	...	17.1
10	17.1	17.1	17.1	...	17.1	17.1	17.1	16.9	16.3
11	17.1	...	17.1	...	17.1	17.1	17.1	17.1	17.1	15.6	13.0	10.8	8.7	5.9
12	14.6	14.6	14.6	...	14.6	14.6	14.6	14.6	14.6	13.3	11.1	9.2	7.4	5.0
13	17.1	...	17.1	...	17.1	17.1	17.1	17.1	17.1	15.6	13.0	10.8	8.7	5.9
14	17.1	17.1	17.1	...	17.1	17.1	17.1	17.1	17.1	15.6	13.0	10.8	8.7	5.9
15	17.1	17.1	17.1	...	17.1	17.1	17.1	17.1	17.1	15.6	13.0	10.8	8.7	5.9
16	14.6	14.6	14.6	...	14.6	14.6	14.6	14.6	14.6	13.3	11.1	9.2	7.4	5.0
17	17.1	17.1	17.1	...	17.1	17.1	17.1	17.1	17.1	15.6	13.0	10.8	8.7	5.9
18	17.1	17.1	17.1	...	17.1	17.1	17.1	17.1	17.1	15.6	13.0	10.8	8.7	5.9
19	17.1	...	17.1	...	17.1	17.1	17.1	17.1	17.1	15.6
20	14.6	14.6	14.6	...	14.6	14.6	14.6	14.6	14.6
21	17.1	...	17.1	...	17.1	17.1	17.1	17.1	17.1	15.6	13.0	10.8	8.7	5.9
22	17.1	17.1	17.1	17.1	17.1	17.1	17.1	17.1	17.1
23	17.1	17.1	17.1	...	17.1	17.1	17.1	17.1	17.1	15.6	13.0	10.8	8.7	5.9
24	17.1	17.1	17.1	...	17.1	17.1	17.1	17.1	17.1	15.6	13.0	10.8	8.7	...
25	17.1	17.1	17.1	...	17.1	17.1	17.1	17.1	17.1	15.6	13.0	10.8	8.7	5.9
26	17.1	17.1	17.1	...	17.1	17.1	17.1	17.1	17.1	15.6	13.0	10.8	8.7	5.9
27	17.1	...	17.1	...	17.1	17.1	17.1	17.1	17.1	15.6
28	17.1	17.1	17.1	...	17.1	17.1	17.1	17.1	17.1	15.6	13.0	10.8	8.7	5.9
29	17.1	...	17.1	...	17.1	17.1	17.1	17.1	17.1	15.6	13.0	10.8	8.7	5.0
30	17.1	...	17.1	...	17.1	17.1	17.1	17.1	17.1	15.6	13.0	10.8	8.7	5.9
31	14.6	...	14.6	...	14.6	14.6	14.6	14.6	14.6	13.3	11.1	9.2	7.4	5.0
32	17.1	17.1	17.1	...	17.1	17.1	17.1	17.1	17.1	15.6	13.0	10.8	8.7	5.9
33	17.1	17.1	17.1	...	17.1	17.1	17.1	17.1	17.1	15.6	13.0	10.8	8.7	5.9
34	14.6	14.6	14.6	...	14.6	14.6	14.6	14.6	14.6	13.3	11.1	9.2	7.4	5.0
35	17.1	...	17.1	...	17.1	17.1	17.1	17.1	17.1
36	17.9	17.9	17.9	17.9	17.9	17.9	17.9	17.9	17.9	16.9	13.9	11.4	8.7	5.9
37	18.3	18.3	18.3	18.3	18.3	18.3	18.3	17.4	16.8	16.2	13.9	11.4	8.7	5.9
38	18.6	18.6	18.6	18.6	18.6	18.5	17.7	16.6	16.1	15.5	13.9	11.4	8.7	5.0



Table 1A

2001 SECTION II

TABLE 1A (CONT'D)
SECTION I; SECTION III, CLASS 2 AND 3,* AND SECTION VIII, DIVISION 1
MAXIMUM ALLOWABLE STRESS VALUES S FOR FERROUS MATERIALS
(* See Maximum Temperature Limits for Restrictions on Class)

Line No.	Nominal Composition	Product Form	Spec No.	Type/Grade	Alloy Desig/ UNS No.	Class/ Cond/ Temper	Size/ Thickness, In.	P-No.	Group No.
1	Carbon steel	Wld. pipe	SA-134	A283B	1	1
2	Carbon steel	Plate	SA-285	B	1	1
3	Carbon steel	Plate	SA-285	B	Ko2200	1	1
4	Carbon steel	Plate	SA-285	B	Ko2200	1	1
5	Carbon steel	Wld. pipe	SA-672	A50	Ko2200	1	1
6	Carbon steel	Sheet	SA-414	B	Ko2201	1	1
7	Carbon steel	Plate	SA/EN 10026-3	P275NH	2 < t ≤ 4	1	1
8	Carbon steel	Bar	SA-675	55	1	1
9	Carbon steel	Bar	SA-675	55	1	1
10	Carbon steel	Wld. pipe	SA-134	A283C	Ko2401	1	1
11	Carbon steel	Plate	SA-285	C	Ko2401	1	1
12	Carbon steel	Plate	SA-285	C	Ko2801	1	1
13	Carbon steel	Smls. & wld. pipe	SA-333	1	Ko3008	1	1
14	Carbon steel	Smls. & wld. tube	SA-334	1	Ko3008	1	1
15	Carbon steel	Wld. tube	SA-334	1	Ko3008	1	1
16	Carbon steel	Plate	SA-516	55	Ko1800	1	1
17	Carbon steel	Smls. pipe	SA-524	II	Ko2104	1	1
18	Carbon steel	Wld. pipe	SA-671	CA55	Ko2801	1	1
19	Carbon steel	Wld. pipe	SA-671	CE55	Ko2202	1	1
20	Carbon steel	Wld. pipe	SA-672	A55	Ko2801	1	1
21	Carbon steel	Wld. pipe	SA-672	B55	Ko2001	1	1
22	Carbon steel	Wld. pipe	SA-672	C55	Ko1800	1	1
23	Carbon steel	Wld. pipe	SA-672	E55	Ko2202	1	1
24	Carbon steel	Sheet	SA-414	C	Ko2303	1	1
25	Carbon steel	Plate	SA/EN 10026-3	P275NH	≤ 2	1	1
26
27	Carbon steel	Bar	SA-36	...	Ko2600	1	1
28	Carbon steel	Plate, sheet	SA-36	...	Ko2600	1	1
29	Carbon steel	Plate, sheet	SA-662	A	Ko1701	1	1
30	Carbon steel	Forgings	SA-181	...	Ko3502	60	...	1	1
31	Carbon steel	Castings	SA-216	WCA	Jo2502	1	1
32	Carbon steel	Forgings	SA-266	1	Ko3506	1	1
33	Carbon steel	Forgings	SA-350	LF1	Ko3009	1	...	1	1
34	Carbon steel	Castings	SA-352	LCA	Jo2504	1	1
35	Carbon steel	Cast pipe	SA-660	WCA	Jo2504	1	1
36	Carbon steel	Bar	SA-675	60	1	1
37	Carbon steel	Bar	SA-675	60	1	1
38	Carbon steel	Forgings	SA-765	I	Ko3046	1	1



PART D — PROPERTIES

Table 1A

TABLE 1A (CONT'D)
SECTION I; SECTION III, CLASS 2 AND 3;* AND SECTION VIII, DIVISION 1
MAXIMUM ALLOWABLE STRESS VALUES S FOR FERROUS MATERIALS
(*See Maximum Temperature Limits for Restrictions on Class)

Line No.	Min. Tensile Strength, ksi	Min. Yield Strength, ksi	Applic. and Max. Temp. Limits (NP = Not Permitted) (SPT = Supports Only)			External Pressure Chart No.	Notes
			I	III	VIII-1		
1	50	27	NP	300 (Cl. 3 only)	NP	CS-1	W12
2	50	27	NP	300 (Cl. 3 only)	650	CS-1	...
3	50	27	900	NP	NP	CS-1	G10, S1, T1
4	50	27	NP	700	900	CS-1	G10, G35, T1
5	50	27	NP	700	NP	CS-1	S6, T1, W10, W12
6	50	30	NP	NP	900	CS-2	G10, G35, T1
7	53.5	34	NP	NP	400	CS-2	G10, G35
8	55	27.5	850	700 (SPT)	900	CS-1	G10, G15, G18, G22, S1, T2
9	55	27.5	NP	650 (Cl. 3 only)	NP	CS-1	...
10	55	30	NP	300 (Cl. 3 only)	NP	CS-2	W12
11	55	30	NP	300 (Cl. 3 only)	650	CS-2	...
12	55	30	900	700	900	CS-2	G10, G35, S1, T2
13	55	30	NP	700	650	CS-2	W12, W14
14	55	30	NP	700	650	CS-2	W12, W14
15	55	30	NP	NP	650	CS-2	G24, W6
16	55	30	850	700	1000	CS-2	G10, S1, T2
17	55	30	NP	NP	1000	CS-2	G10, T2
18	55	30	NP	700	NP	CS-2	S6, W10, W12
19	55	30	NP	700	NP	CS-2	S6, W10, W12
20	55	30	NP	700	NP	CS-2	S6, W10, W12
21	55	30	NP	700	NP	CS-2	S6, W10, W12
22	55	30	NP	700	NP	CS-2	S6, W10, W12
23	55	30	NP	700	NP	CS-2	S6, W10, W12
24	55	33	NP	700	900	CS-2	G10, G35, T1
25	56.5	38.5	NP	NP	400	CS-2	G10, G35
26
27	58	36	650	650 (SPT)	900	CS-2	G10, G15, G18, G35, T1
28	58	36	NP	700	650	CS-2	G10, G35, G36, T1
29	58	40	NP	NP	700	CS-2	T1
30	60	30	1000	700	1000	CS-2	G10, G18, G35, S1, T2
31	60	30	1000	700	1000	CS-2	G1, G10, G17, G18, S1, T2
32	60	30	1000	700	1000	CS-2	G10, G18, S1, T2
33	60	30	NP	700	1000	CS-2	G10, T2
34	60	30	NP	700	NP	CS-2	G17
35	60	30	1000	700	NP	CS-2	G1, G10, G17, G18, S1, T2
36	60	30	850	700 (SPT)	NP	CS-2	G10, G15, G18, S1, T2
37	60	30	NP	650 (Cl. 3 only)	900	CS-2	G10, G22, G35, T2
38	60	30	NP	NP	650	CS-2	...



Table 1A

2001 SECTION II

TABLE 1A (CONT'D)
SECTION I; SECTION III, CLASS 2 AND 3; * AND SECTION VIII, DIVISION 1
MAXIMUM ALLOWABLE STRESS VALUES S FOR FERROUS MATERIALS
(*See Maximum Temperature Limits for Restrictions on Class)

Line No.	Maximum Allowable Stress, ksi (Multiply by 1000 to Obtain psi), for Metal Temperature, °F, Not Exceeding													
	-20 to 100	150	200	250	300	400	500	600	650	700	750	800	850	900
1	14.3	...	14.3	...	14.3
2	14.3	14.3	14.3	...	14.3	14.3	14.3	13.8	13.3
3	14.3	...	14.3	...	14.3	14.3	14.3	13.8	13.3	12.5	11.0	9.4	7.3	5.0
4	14.3	14.3	14.3	...	14.3	14.3	14.3	13.8	13.3	12.5	11.2	9.6	8.1	5.9
5	14.3	...	14.3	...	14.3	14.3	14.3	13.8	13.3	12.5
6	14.3	14.3	14.3	...	14.3	14.3	14.3	14.3	14.3	12.5	11.2	9.6	8.1	5.9
7	15.3	15.3	15.3	...	15.3	15.3
8	15.7	15.7	15.7	...	15.7	15.7	14.9	14.1	13.6	13.1	12.7	10.8	8.7	5.9
9	15.7	...	15.7	...	15.7	15.7	14.9	14.1	13.6
10	15.7	...	15.7	...	15.7
11	15.7	15.7	15.7	...	15.7	15.7	15.7	15.3	14.8
12	15.7	15.7	15.7	...	15.7	15.7	15.7	15.3	14.8	14.3	13.0	10.8	8.7	5.9
13	15.7	...	15.7	...	15.7	15.7	15.7	15.3	14.8	14.3
14	15.7	...	15.7	...	15.7	15.7	15.7	15.3	14.8	14.3
15	13.4	13.4	13.4	...	13.4	13.4	13.4	13.0	12.6
16	15.7	15.7	15.7	...	15.7	15.7	15.7	15.3	14.8	14.3	13.0	10.8	8.7	5.9
17	15.7	15.7	15.7	...	15.7	15.7	15.7	15.3	14.8	14.3	13.0	10.8	8.7	5.9
18	15.7	...	15.7	...	15.7	15.7	15.7	15.3	14.8	14.3
19	15.7	...	15.7	...	15.7	15.7	15.7	15.3	14.8	14.3
20	15.7	...	15.7	...	15.7	15.7	15.7	15.3	14.8	14.3
21	15.7	...	15.7	...	15.7	15.7	15.7	15.3	14.8	14.3
22	15.7	...	15.7	...	15.7	15.7	15.7	15.3	14.8	14.3
23	15.7	...	15.7	...	15.7	15.7	15.7	15.3	14.8	14.3
24	15.7	15.7	15.7	...	15.7	15.7	15.7	15.7	15.7	13.6	13.0	10.8	8.7	5.9
25	16.1	16.1	16.1	...	16.1	16.1
26
27	16.6	16.6	16.6	...	16.6	16.6	16.6	16.6	16.6	15.6	13.0	10.8	8.7	5.9
28	16.6	...	16.6	...	16.6	16.6	16.6	16.6	16.6	15.6
29	16.6	16.6	16.6	...	16.6	16.6	16.6	16.6	16.6	15.6
30	17.1	17.1	17.1	...	17.1	17.1	16.3	15.3	14.8	14.3	13.0	10.8	8.7	5.9
31	17.1	...	17.1	...	17.1	17.1	16.3	15.3	14.8	14.3	13.0	10.8	8.7	5.9
32	17.1	17.1	17.1	...	17.1	17.1	16.3	15.3	14.8	14.3	13.0	10.8	8.7	5.9
33	17.1	17.1	17.1	...	17.1	17.1	16.3	15.3	14.8	14.3	13.0	10.8	8.7	5.9
34	17.1	...	17.1	...	17.1	17.1	16.3	15.3	14.8	14.3
35	17.1	...	17.1	...	17.1	17.1	16.3	15.3	14.8	14.3	13.0	10.8	8.7	5.9
36	17.1	...	17.1	...	17.1	17.1	16.3	15.3	14.8	14.3	13.0	10.8	8.7	...
37	17.1	17.1	17.1	...	17.1	17.1	16.3	15.3	14.8	14.3	13.0	10.8	8.7	5.9
38	17.1	17.1	17.1	...	17.1	17.1	16.3	15.3	14.8



Table 1A

2001 SECTION II

TABLE 1A (CONT'D)
SECTION I; SECTION III, CLASS 2 AND 3; * AND SECTION VIII, DIVISION 1
MAXIMUM ALLOWABLE STRESS VALUES *S* FOR FERROUS MATERIALS
(* See Maximum Temperature Limits for Restrictions on Class)

Line No.	Nominal Composition	Product Form	Spec No.	Type/Grade	Alloy Desig./ UNS No.	Class/ Cond/ Temper	Size/ Thickness, In.	P-No.	Group No.
1	Carbon steel	Castings	SA-352	LCB	J03003	1	1
2	Carbon steel	Plate	SA-515	65	K02800	1	1
3	Carbon steel	Plate	SA-516	65	K02403	1	1
4	Carbon steel	Wld. pipe	SA-671	CB65	K02800	1	1
5	Carbon steel	Wld. pipe	SA-671	CC65	K02403	1	1
6	Carbon steel	Wld. pipe	SA-672	B65	K02800	1	1
7	Carbon steel	Wld. pipe	SA-672	C65	K02403	1	1
8	Carbon steel	Sheet	SA-414	E	K02704	1	1
9	Carbon steel	Plate	SA-662	B	K02203	1	1
10	Carbon steel	Plate	SA-537	...	K12437	1	$2\frac{1}{2} < t \leq 4$	1	2
11	Carbon steel	Wld. pipe	SA-691	CMSH-70	K12437	...	$2\frac{1}{2} < t \leq 4$	1	2
12	Carbon steel	Plate	SA/AS 1548	7-460	≤ 6	1	2
13	Carbon steel	Plate	SA/EN 10028-2	P295GH	$2\frac{1}{4} < t \leq 4$	1	1
14	Carbon steel	Plate	SA/EN 10028-2	P295GH	$\leq 2\frac{1}{4}$	1	1
15
16	Carbon steel	Plate	SA-455	...	K03300	...	$0.58 < t \leq \frac{3}{4}$	1	2
17	Carbon steel	Bar	SA-675	70	1	2
18	Carbon steel	Forgings	SA-105	...	K03504	1	2
19	Carbon steel	Forgings	SA-181	...	K03502	70	...	1	2
20	Carbon steel	Castings	SA-216	WCB	J03002	1	2
21	Carbon steel	Forgings	SA-266	2	K03506	1	2
22	Carbon steel	Forgings	SA-266	4	K03017	1	2
23	Carbon steel	Forgings	SA-350	LF2	K03011	1	2
24	Carbon steel	Forgings	SA-508	1	K13502	1	2
25	Carbon steel	Forgings	SA-508	1A	K13502	1	2
26	Carbon steel	Forgings	SA-541	1	K03506	1	2
27	Carbon steel	Forgings	SA-541	1A	K03506	1	2
28	Carbon steel	Cast pipe	SA-660	WCB	J03003	1	2
29	Carbon steel	Forgings	SA-765	II	K03047	1	2
30	Carbon steel	Plate	SA-515	70	K03101	1	2
31	Carbon steel	Plate	SA-516	70	K02700	1	2
32	Carbon steel	Plate	SA/JIS G3118	SGV480	1	2
33	Carbon steel	Wld. pipe	SA-671	CB70	K03101	1	2
34	Carbon steel	Wld. pipe	SA-671	CC70	K02700	1	2
35	Carbon steel	Wld. pipe	SA-672	B70	K03101	1	2
36	Carbon steel	Wld. pipe	SA-672	C70	K02700	1	2



PART D — PROPERTIES

Table 1A

TABLE 1A (CONT'D)
SECTION I; SECTION III, CLASS 2 AND 3;* AND SECTION VIII, DIVISION 1
MAXIMUM ALLOWABLE STRESS VALUES *S* FOR FERROUS MATERIALS
(*See Maximum Temperature Limits for Restrictions on Class)

Line No.	Min. Tensile Strength, ksi	Min. Yield Strength, ksi	Applic. and Max. Temp. Limits (NP = Not Permitted) (SPT = Supports Only)			External Pressure Chart No.	Notes
			I	III	VIII-1		
1	65	35	NP	700	650	CS-2	G1, G17
2	65	35	1000	700	1000	CS-2	G10, S1, T2
3	65	35	850	700	1000	CS-2	G10, S1, T2
4	65	35	NP	700	NP	CS-2	S6, W10, W12
5	65	35	NP	700	NP	CS-2	S6, W10, W12
6	65	35	NP	700	NP	CS-2	S6, W10, W12
7	65	35	NP	700	NP	CS-2	S6, W10, W12
8	65	36	NP	NP	900	CS-2	G10, G35, T1
9	65	40	NP	NP	700	CS-2	T1
10	65	45	NP	700	650	CS-2	T1
11	65	45	NP	700	NP	CS-2	G26, T1, W10, W12
12	66.5	...	1000	NP	1000	CS-2	G10, G37, G43, S1, T1
13	66.5	37.5	850	NP	1000	CS-2	G10, S1, T1
14	66.5	...	850	NP	1000	CS-2	G10, G43, S1, T1
15
16	70	35	NP	400 (Cl. 3 only)	650	CS-2	...
17	70	35	850	650 (Cl. 3 only)	1000	CS-2	G10, G15, G18, G22, G35, S1, T2
18	70	36	1000	700	1000	CS-2	G10, G18, G35, S1, T2
19	70	36	1000	700	1000	CS-2	G10, G18, G35, S1, T2
20	70	36	1000	700	1000	CS-2	G1, G10, G17, G18, S1, T2
21	70	36	1000	700	1000	CS-2	G10, G18, S1, T2
22	70	36	NP	NP	1000	CS-2	G10, T2
23	70	36	NP	700	1000	CS-2	G10, T2
24	70	36	NP	700	1000	CS-2	G10, T2
25	70	36	NP	700	1000	CS-2	G10, T2
26	70	36	NP	700	1000	CS-2	G10, T2
27	70	36	NP	700	1000	CS-2	G10, T2
28	70	36	1000	700	NP	CS-2	G1, G10, G17, G18, S1, T2
29	70	36	NP	NP	650	CS-2	...
30	70	38	1000	700	1000	CS-2	G10, S1, T2
31	70	38	850	700	1000	CS-2	G10, S1, T2
32	70	38	850	NP	NP	CS-2	G10, S1, T2
33	70	38	NP	700	NP	CS-2	S5, W10, W12
34	70	38	NP	700	NP	CS-2	S6, W10, W12
35	70	38	NP	700	NP	CS-2	S5, W10, W12
36	70	38	NP	700	NP	CS-2	S6, W10, W12



Table 1A

2001 SECTION II

TABLE 1A (CONT'D)
SECTION I; SECTION III, CLASS 2 AND 3; * AND SECTION VIII, DIVISION 1
MAXIMUM ALLOWABLE STRESS VALUES S FOR FERROUS MATERIALS
(* See Maximum Temperature Limits for Restrictions on Class)

Line No.	Maximum Allowable Stress, ksi (Multiply by 1000 to Obtain psi), for Metal Temperature, °F, Not Exceeding													
	-20 to 100	150	200	250	300	400	500	600	650	700	750	800	850	900
1	18.6	18.6	18.6	...	18.6	18.6	18.6	17.9	17.3	16.7
2	18.6	18.6	18.6	...	18.6	18.6	18.6	17.9	17.3	16.7	13.9	11.4	8.7	5.9
3	18.6	18.6	18.6	...	18.6	18.6	18.6	17.9	17.3	16.7	13.9	11.4	8.7	5.9
4	18.6	...	18.6	...	18.6	18.6	18.6	17.9	17.3	16.7
5	18.6	...	18.6	...	18.6	18.6	18.6	17.9	17.3	16.7
6	18.6	...	18.6	...	18.6	18.6	18.6	17.9	17.3	16.7
7	18.6	...	18.6	...	18.6	18.6	18.6	17.9	17.3	16.7
8	18.6	18.6	18.6	...	18.6	18.6	18.6	18.6	18.6	16.9	13.9	11.4	8.7	5.9
9	18.6	18.6	18.6	...	18.6	18.6	18.6	18.6	18.6	16.9
10	18.6	...	18.6	...	18.6	18.6	18.6	18.6	18.6	16.9
11	18.6	...	18.6	...	18.6	18.6	18.6	18.6	18.6	16.9
12	19.0	19.0	19.0	19.0	19.0	19.0	19.0	19.0	19.0	16.9	13.9	11.4	8.7	5.9
13	19.0	19.0	19.0	19.0	19.0	19.0	19.0	19.0	18.5	16.9	13.9	11.4	8.7	5.9
14	19.0	19.0	19.0	19.0	19.0	19.0	19.0	19.0	19.0	16.9	13.9	11.4	8.7	5.9
15
16	20.0	20.0	20.0	...	20.0	19.9	19.0	17.9	17.3
17	20.0	20.0	20.0	...	20.0	19.9	19.0	17.9	17.3	16.7	14.8	12.0	9.3	6.7
18	20.0	20.0	20.0	...	20.0	20.0	19.6	18.4	17.8	17.2	14.8	12.0	9.3	6.7
19	20.0	20.0	20.0	...	20.0	20.0	19.6	18.4	17.8	17.2	14.8	12.0	9.3	6.7
20	20.0	20.0	20.0	...	20.0	20.0	19.6	18.4	17.8	17.2	14.8	12.0	9.3	6.7
21	20.0	...	20.0	...	20.0	20.0	19.6	18.4	17.8	17.2	14.8	12.0	9.3	6.7
22	20.0	20.0	20.0	...	20.0	20.0	19.6	18.4	17.8	17.2	14.8	12.0	9.3	6.7
23	20.0	20.0	20.0	...	20.0	20.0	19.6	18.4	17.8	17.2	14.8	12.0	9.3	6.7
24	20.0	20.0	20.0	...	20.0	20.0	19.6	18.4	17.8	17.2	14.8	12.0	9.3	6.7
25	20.0	20.0	20.0	...	20.0	20.0	19.6	18.4	17.8	17.2	14.8	12.0	9.3	6.7
26	20.0	20.0	20.0	...	20.0	20.0	19.6	18.4	17.8	17.2	14.8	12.0	9.3	6.7
27	20.0	20.0	20.0	...	20.0	20.0	19.6	18.4	17.8	17.2	14.8	12.0	9.3	6.7
28	20.0	...	20.0	...	20.0	20.0	19.6	18.4	17.8	17.2	14.8	12.0	9.3	6.7
29	20.0	20.0	20.0	...	20.0	20.0	19.6	18.4	17.8
30	20.0	20.0	20.0	...	20.0	20.0	20.0	19.4	18.8	18.1	14.8	12.0	9.3	6.7
31	20.0	20.0	20.0	...	20.0	20.0	20.0	19.4	18.8	18.1	14.8	12.0	9.3	6.7
32	20.0	20.0	20.0	...	20.0	20.0	20.0	19.4	18.8	18.1	14.8	12.0	9.3	...
33	20.0	...	20.0	...	20.0	20.0	20.0	19.4	18.8	18.1
34	20.0	...	20.0	...	20.0	20.0	20.0	19.4	18.8	18.1
35	20.0	...	20.0	...	20.0	20.0	20.0	19.4	18.8	18.1
36	20.0	...	20.0	...	20.0	20.0	20.0	19.4	18.8	18.1



Table 1A

2001 SECTION II

TABLE 1A (CONT'D)
SECTION I; SECTION III, CLASS 2 AND 3; * AND SECTION VIII, DIVISION 1
MAXIMUM ALLOWABLE STRESS VALUES S FOR FERROUS MATERIALS
(* See Maximum Temperature Limits for Restrictions on Class)

Line No.	Nominal Composition	Product Form	Spec No.	Type/Grade	Alloy Desig/ UNS No.	Class/ Cond/ Temper	Size/ Thickness, In.	P-No.	Group No.
1	16Cr-4Ni-6Mn	Plate	SA-240	201LN	S20153	8	3
2	16Cr-9Mn-2Ni-N	Plate	SA-240	204	S20400	8	3
3	16Cr-9Mn-2Ni-N	Plate	SA-240	204	S20400	8	3
4	16Cr-12Ni-2Mo	Forgings	SA-182	F316L	S31603	...	> 5	8	1
5	16Cr-12Ni-2Mo	Forgings	SA-182	F316L	S31603	...	> 5	8	1
6	16Cr-12Ni-2Mo	Forgings	SA-336	F316L	S31603	8	1
7	16Cr-12Ni-2Mo	Forgings	SA-336	F316L	S31603	8	1
8	16Cr-12Ni-2Mo	Forgings	SA-182	F316L	S31603	...	≤ 5	8	1
9	16Cr-12Ni-2Mo	Forgings	SA-182	F316L	S31603	...	≤ 5	8	1
10	16Cr-12Ni-2Mo	Smls. tube	SA-213	TP316L	S31603	8	1
11	16Cr-12Ni-2Mo	Smls. tube	SA-213	TP316L	S31603	8	1
12	16Cr-12Ni-2Mo	Plate	SA-240	316L	S31603	8	1
13	16Cr-12Ni-2Mo	Plate	SA-240	316L	S31603	8	1
14	16Cr-12Ni-2Mo	Wld. tube	SA-249	TP316L	S31603	8	1
15	16Cr-12Ni-2Mo	Wld. tube	SA-249	TP316L	S31603	8	1
16	16Cr-12Ni-2Mo	Wld. tube	SA-249	TP316L	S31603	8	1
17	16Cr-12Ni-2Mo	Smls. & wld. pipe	SA-312	TP316L	S31603	8	1
18	16Cr-12Ni-2Mo	Smls. pipe	SA-312	TP316L	S31603	8	1
19	16Cr-12Ni-2Mo	Wld. pipe	SA-312	TP316L	S31603	8	1
20	16Cr-12Ni-2Mo	Wld. pipe	SA-312	TP316L	S31603	8	1
21	16Cr-12Ni-2Mo	Wld. pipe	SA-358	316L	S31603	1	...	8	1
22	16Cr-12Ni-2Mo	Smls. & wld. fittings	SA-403	316L	S31603	8	1
23	16Cr-12Ni-2Mo	Wld. pipe	SA-409	TP316L	S31603	8	1
24	16Cr-12Ni-2Mo	Bar	SA-479	316L	S31603	8	1
25	16Cr-12Ni-2Mo	Bar	SA-479	316L	S31603	8	1
26	16Cr-12Ni-2Mo	Wld. tube	SA-688	TP316L	S31603	8	1
27	16Cr-12Ni-2Mo	Wld. tube	SA-688	TP316L	S31603	8	1
28	16Cr-12Ni-2Mo	Wld. tube	SA-688	TP316L	S31603	8	1
29	16Cr-12Ni-2Mo	Wld. pipe	SA-813	TP316L	S31603	8	1
30	16Cr-12Ni-2Mo	Wld. pipe	SA-814	TP316L	S31603	8	1
31	16Cr-12Ni-2Mo	Castings	SA-351	CF3M	J92800	8	1
32	16Cr-12Ni-2Mo	Castings	SA-351	CF3M	J92800	8	1
33	16Cr-12Ni-2Mo	Cast pipe	SA-451	CPF3M	J92800	8	1
34	16Cr-12Ni-2Mo	Castings	SA-351	CF8M	J92900	8	1
35	16Cr-12Ni-2Mo	Castings	SA-351	CF8M	J92900	8	1
36	16Cr-12Ni-2Mo	Cast pipe	SA-451	CPF8M	J92900	8	1
37	16Cr-12Ni-2Mo	Forgings	SA-182	F316	S31600	...	> 5	8	1
38	16Cr-12Ni-2Mo	Forgings	SA-182	F316	S31600	...	> 5	8	1
39	16Cr-12Ni-2Mo	Forgings	SA-336	F316	S31600	8	1
40	16Cr-12Ni-2Mo	Forgings	SA-336	F316	S31600	8	1
41	16Cr-12Ni-2Mo	Forged pipe	SA-430	FP316	S31600	8	1
42	16Cr-12Ni-2Mo	Forged pipe	SA-430	FP316	S31600	8	1



PART D — PROPERTIES

Table 1A

TABLE 1A (CONT'D)
SECTION I; SECTION III, CLASS 2 AND 3; * AND SECTION VIII, DIVISION 1
MAXIMUM ALLOWABLE STRESS VALUES S FOR FERROUS MATERIALS
(*See Maximum Temperature Limits for Restrictions on Class)

Line No.	Min. Tensile Strength, ksi	Min. Yield Strength, ksi	Applic. and Max. Temp. Limits (NP = Not Permitted) (SPT = Supports Only)			External Pressure Chart No.	Notes
			I	III	VIII-1		
1	95	45	NP	NP	100	CS-2	G1, G2
2	95	48	NP	NP	900	HA-6	G5
3	95	48	NP	NP	900	HA-6	...
4	65	25	850	800	850	HA-4	G5, G42
5	65	25	850	NP	850	HA-4	G42
6	65	25	850	800	850	HA-4	G5, G42
7	65	25	850	NP	850	HA-4	G42
8	70	25	850	800	850	HA-4	G5, G42
9	70	25	850	NP	850	HA-4	G42
10	70	25	850	800	850	HA-4	G5, G42
11	70	25	850	NP	850	HA-4	G42
12	70	25	850	800	850	HA-4	G5, G42
13	70	25	850	NP	850	HA-4	G42
14	70	25	NP	800	NP	HA-4	G5, W12
15	70	25	850	NP	850	HA-4	G5, G24, G42
16	70	25	850	NP	850	HA-4	G24, G42
17	70	25	850	800	850	HA-4	G5, G42, W12, W14
18	70	25	850	NP	850	HA-4	G42
19	70	25	850	NP	850	HA-4	G5, G24, G42
20	70	25	850	NP	850	HA-4	G24, G42
21	70	25	NP	800	NP	HA-4	G5
22	70	25	NP	800	850	HA-4	G5, W12, W14
23	70	25	NP	800	NP	HA-4	G5
24	70	25	850	800	850	HA-4	G5, G22, G42
25	70	25	850	NP	850	HA-4	G22, G42
26	70	25	NP	800	NP	HA-4	G5, W12
27	70	25	NP	NP	850	HA-4	G5, G24
28	70	25	NP	NP	850	HA-4	G24
29	70	25	NP	800	NP	HA-4	G5, W12
30	70	25	NP	800	NP	HA-4	G5, W12
31	70	30	NP	800	850	HA-4	G1, G5, G16, G17, G32
32	70	30	NP	NP	850	HA-4	G1, G32
33	70	30	NP	800	NP	HA-4	G5, G16, G17, G32
34	70	30	1500	800	1500	HA-2	G1, G5, G12, G16, G17, G18, G32, H1, T6
35	70	30	1500	NP	1500	HA-2	G1, G12, G18, G32, H1, T8
36	70	30	NP	800	NP	HA-2	G5, G16, G17, G32
37	70	30	1500	800	1500	HA-2	G5, G12, G18, T8
38	70	30	1500	NP	1500	HA-2	G12, G18, T9
39	70	30	1500	800	1500	HA-2	G5, G12, G18, T8
40	70	30	1500	NP	1500	HA-2	G12, G18, T9
41	70	30	1500	800	1500	HA-2	G5, G12, G18, H1, T8
42	70	30	1500	NP	1500	HA-2	G12, G18, H1, T9



Table 1A

2001 SECTION II

TABLE 1A (CONT'D)
SECTION I; SECTION III, CLASS 2 AND 3;* AND SECTION VIII, DIVISION 1
MAXIMUM ALLOWABLE STRESS VALUES S FOR FERROUS MATERIALS
(*See Maximum Temperature Limits for Restrictions on Class)

Line No.	Maximum Allowable Stress, ksi (Multiply by 1000 to Obtain psi), for Metal Temperature, °F, Not Exceeding													
	-20 to 100	150	200	250	300	400	500	600	650	700	750	800	850	900
1	27.1
2	27.1	...	23.6	...	20.6	18.9	18.1	17.9	17.9	17.9	17.8	17.7	17.4	16.9
3	27.1	...	23.6	...	20.3	17.9	16.5	15.8	15.6	15.5	15.3	15.1	14.8	14.3
4	16.7	...	16.7	...	16.7	15.7	14.8	14.0	13.7	13.5	13.2	12.9	12.7	...
5	16.7	...	14.2	...	12.7	11.7	10.9	10.4	10.2	10.0	9.8	9.6	9.4	...
6	16.7	...	16.7	...	16.7	15.7	14.8	14.0	13.7	13.5	13.2	12.9	12.7	...
7	16.7	...	14.2	...	12.7	11.7	10.9	10.4	10.2	10.0	9.8	9.6	9.4	...
8	16.7	...	16.7	...	16.7	15.7	14.8	14.0	13.7	13.5	13.2	12.9	12.7	...
9	16.7	...	14.2	...	12.7	11.7	10.9	10.4	10.2	10.0	9.8	9.6	9.4	...
10	16.7	...	16.7	...	16.7	15.7	14.8	14.0	13.7	13.5	13.2	12.9	12.7	...
11	16.7	...	14.2	...	12.7	11.7	10.9	10.4	10.2	10.0	9.8	9.6	9.4	...
12	16.7	...	16.7	...	16.7	15.7	14.8	14.0	13.7	13.5	13.2	12.9	12.7	...
13	16.7	...	14.2	...	12.7	11.7	10.9	10.4	10.2	10.0	9.8	9.6	9.4	...
14	16.7	...	16.7	...	16.7	15.7	14.8	14.0	13.7	13.5	13.2	12.9
15	14.2	...	14.2	...	14.2	13.4	12.5	11.9	11.7	11.4	11.2	11.0	10.8	...
16	14.2	...	12.1	...	10.8	9.9	9.3	8.8	8.7	8.5	8.3	8.1	8.0	...
17	16.7	...	16.7	...	16.7	15.7	14.8	14.0	13.7	13.5	13.2	12.9	12.7	...
18	16.7	...	14.2	...	12.7	11.7	10.9	10.4	10.2	10.0	9.8	9.6	9.4	...
19	14.2	...	14.2	...	14.2	13.4	12.5	11.9	11.7	11.4	11.2	11.0	10.8	...
20	14.2	...	12.1	...	10.8	9.9	9.3	8.8	8.7	8.5	8.3	8.1	8.0	...
21	16.7	...	16.7	...	16.7	15.7	14.8	14.0	13.7	13.5	13.2	12.9
22	16.7	...	16.7	...	16.7	15.7	14.8	14.0	13.7	13.5	13.2	12.9	12.7	...
23	16.7	...	16.7	...	16.7	15.7	14.8	14.0	13.7	13.5	13.2	12.9
24	16.7	...	16.7	...	16.7	15.7	14.8	14.0	13.7	13.5	13.2	12.9	12.7	...
25	16.7	...	14.2	...	12.7	11.7	10.9	10.4	10.2	10.0	9.8	9.6	9.4	...
26	16.7	...	16.7	...	16.7	15.7	14.8	14.0	13.7	13.5	13.2	12.9
27	14.2	...	14.2	...	14.2	13.4	12.5	11.9	11.7	11.4	11.2	11.0	10.8	...
28	14.2	...	12.1	...	10.8	9.9	9.3	8.8	8.7	8.5	8.3	8.1	8.0	...
29	16.7	...	16.7	...	16.7	15.7	14.8	14.0	13.7	13.5	13.2	12.9
30	16.7	...	16.7	...	16.7	15.7	14.8	14.0	13.7	13.5	13.2	12.9
31	20.0	...	20.0	...	19.4	19.2	17.9	17.0	16.6	16.3	16.0	15.8	15.7	...
32	20.0	...	17.2	...	15.5	14.2	13.3	12.6	12.3	12.1	11.9	11.7	11.6	...
33	20.0	...	20.0	...	19.4	19.2	17.9	17.0	16.6	16.3	16.1	15.8
34	20.0	...	20.0	...	19.4	19.2	17.9	17.0	16.6	16.3	16.0	15.8	15.7	15.5
35	20.0	...	17.2	...	15.5	14.2	13.3	12.6	12.3	12.1	11.9	11.7	11.6	11.5
36	20.0	...	20.0	...	19.4	19.2	17.9	17.0	16.6	16.3	16.0	15.8
37	20.0	...	20.0	...	19.4	19.2	18.0	17.0	16.6	16.3	16.1	15.9	15.7	15.6
38	20.0	...	17.3	...	15.6	14.3	13.3	12.6	12.3	12.1	11.9	11.8	11.6	11.5
39	20.0	...	20.0	...	19.4	19.2	18.0	17.0	16.6	16.3	16.1	15.9	15.7	15.6
40	20.0	...	17.3	...	15.6	14.3	13.3	12.6	12.3	12.1	11.9	11.8	11.6	11.5
41	20.0	...	20.0	...	19.4	19.2	18.0	17.0	16.6	16.3	16.1	15.9	15.7	15.6
42	20.0	...	17.3	...	15.6	14.3	13.3	12.6	12.3	12.1	11.9	11.8	11.6	11.5



VII. Referencias Bibliográficas

- [1] PEMEX-SSPA, (2007). Resumen del sistema PEMEX SSPA para administración de la seguridad en petróleos mexicanos y organismos subsidiarios aplicado a recipientes a presión y calderas.
- [2] José Angón Consuelo, (2013). Análisis de la medición de espesores a través de un sistema de medición y control en una planta hidrosulfuradora de diésel ultra bajo azufre (UBA). México: UNAM, FES Zaragoza. Tesis de licenciatura en Ingeniería Química.
- [3] Villanueva S. Ernesto y Escandón C. Marcos, (2011). Aplicación de ensayos no destructivos en recipientes sujetos a presión, líquidos penetrantes y ultrasonido (caso práctico). México: UNAM, FES Zaragoza. Tesis de licenciatura en Ingeniería Química.
- [4] American Petroleum Institute (API), (2001). "Inspection of pressure vessels (towers, drums, reactors, heat exchangers, and condensers)" Recommended practice 572. (2da ed.). Estados Unidos: API Publishing Services.
- [5] Anónimo. Pruebas No Destructivas (PND). De <http://www.jluiocorrea.files.wordpress.com/20007/10/pruebas-no-destructivas.pdf>
- [6] 2010. Inspección Visual, disponible: <http://www.isotec.com.co/portal2/index.php?id=50> [2013, junio 18].
- [7] 2012. Fuga de flujo magnético, disponible: http://www.puretechltd.com/espanol/services/electromagnetics/magnetic_flux_leak_age.shtml [2013, junio 18].
- [8] 2010. Ensayos no destructivos, disponible: <http://blog.utp.edu.co/metalografia/2010/11/05/ensayos-no-destructivos/> [2013, junio 19].
- [9] 2013. Radiographic Testing, disponible: http://en.wikipedia.org/wiki/Radiographic_testing [2013, junio 19].
- [10] Sawyer Howard (2013). Pruebas holográficas, disponible: http://www.ehowenespanol.com/pruebas-holograficas-hechos_259854/ [2013, junio 19].
- [11] Santos De La Cruz Eulogio, (2005). El ultrasonido y su aplicación. Perú: Universidad Nacional Mayor de San Marcos.
- [12] González Cristian, (2010). Trabajo Práctico No. 20, Planta de Cracking Catalítico Fluido (FCC). Argentina: Universidad Nacional de Cuyo.



[13] Llunch Urpí José, (2008). Tecnología y margen del refino del petróleo. Ed. Díaz Santos.

[14] American Petroleum Institute (API), (2003). "Damage mechanisms affecting fixed equipment in the refining industry" Recommended practice 571. Estados Unidos: API Publishing Services.

[15] PEMEX-GPASI-IT-0209, (1994). Procedimiento para efectuar la inspección de tuberías de proceso y servicios auxiliares en operación de las instalaciones de PEMEX Refinación.

[16] American Petroleum Institute (API), (2006). "Pressure vessel Inspection code: In-service Inspection, rating, repair, and alteration" API 510. (9na ed.). Estados Unidos: API Publishing Services.

[17] PEMEX-DG-SASIPA-IT-0204, (2010). Guía para el registro, análisis y programación de la medición de espesores.

[18] American Petroleum Institute (API), (2002). "Risk-based Inspection" Recommended practice 580. Estados Unidos: API Publishing Services.

[19] NOM-020-STPS-2011, (2011). Recipientes sujetos a presión, recipientes criogénicos y generadores de vapor o calderas-funcionamiento-condiciones de seguridad.

[20] PEMEX-GPASI-IT-0002, (1979). Procedimiento para cálculo por presión interna del espesor mínimo requerido en recipientes.

[21] American Society of Mechanical Engineers (ASME), (2000). "Rules for construction of pressure vessels" ASME Boiler and pressure vessel code, Section VIII, Div. 1. Estados Unidos.

[22] NRF-028-PEMEX-2010, (2010). Diseño y construcción de recipientes a presión.

[23] Megyesy Eugene F., (1992). Manual de recipientes a presión (diseño y cálculo). México: Editorial Limusa.

[24] Recommended Practice No. SNT-TC-1^a-2006, (2006). Personnel Qualification and Certification in Nondestructive Testing.