



INSTITUTO POLITÉCNICO NACIONAL

**ESCUELA SUPERIOR DE INGENIERÍA QUÍMICA E
INDUSTRIAS EXTRACTIVAS**

**INSPECCIÓN A RECIPIENTES SUJETOS A PRESIÓN
PARA EL CUMPLIMIENTO DE LA NOM-020-STPS-2011,
APLICANDO LA METODOLOGÍA INSPECCIÓN BASADA
EN RIESGOS (IBR) API-580 y API-581**

TESIS

**PARA OBTENER EL TÍTULO DE
INGENIERO QUÍMICO PETROLERO**

Presenta:

Jorge Luis Hernández Vega

Boleta: 2007320948

Director de tesis:

Ing. Estelio Rafael Baltazar Cadena



MÉXICO 2021

Folio
T-DEYSA-052-20

Asunto
Autorización de tema

"2020. Año de Leona Vicario, Benemérita Madre de la Patria"
175 Aniversario de la Escuela Superior de Comercio y Administración
125 Aniversario de la Escuela Nacional de Medicina y Homeopatía
80 Aniversario del CECyT 6 "Miguel Othon de Mendizábal"
75 Aniversario de la Escuela Nacional de Biblioteconomía y Archivonomía

CDMX, 27 de noviembre de 2020

Pasante
Jorge Luis Hernández Vega
PRESENTE

Boleta
2007320948

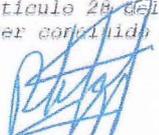
Programa Académico
I.Q.P.

Mediante el presente se hace de su conocimiento que la Subdirección Académica a través de este Departamento autoriza al Ing. Estelio Rafael Baltazar Cadena sea asesor en el tema que propone usted desarrollar como prueba escrita en la opción Tesis Individual, con el título y contenido siguiente:

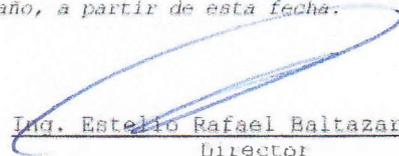
"Inspección a recipientes sujetos a presión para el cumplimiento de la NOM-020-STPS-2011, aplicando la metodología inspección basada en riesgos (IBR) API-580 Y API 581"

- Resumen
Introducción
I Marco teórico.
II Inspección basada en riesgo (RIB) de acuerdo a las normas API-580: Risk-Based Inspection y API-581: Risk Based Inspection. Base Resource Document
III Recipiente sujetos a presión
IV Bases de diseño de recipientes sujetos a presión
V Expediente de integridad mecánica
Conclusiones.
Referencias.

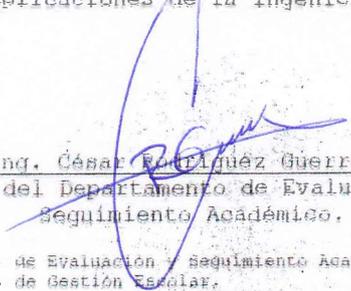
De acuerdo al artículo 28 del Reglamento de Titulación Profesional del Instituto Politécnico Nacional, el trabajo deberá ser concluido en un término no mayor de un año, a partir de esta fecha.



Ing. René Hernández Mendoza
Presidente de la Academia de
Aplicaciones de la Ingeniería



Ing. Estelio Rafael Baltazar Cadena
Director



Ing. César Rodríguez Guerrero
Jefe del Departamento de Evaluación y
Seguimiento Académico.



M. en C. Isaura García Maidonado
Subdirectora Académica

c.c.p.- Depto. de Evaluación y Seguimiento Académico.
c.c.p.- Depto. de Gestión Escolar.
GR3/mlep





Folio
T-DEySA-052-20

"2020, Año de Leona Vicario, Benemérita Madre de la Patria"
175 Aniversario de la Escuela Superior de Comercio y Administración
125 Aniversario de la Escuela Nacional de Medicina y Homeopatía
80 Aniversario del CECyT 6 "Miguel Othón de Mendizábal"
75 Aniversario de la Escuela Nacional de Biblioteconomía y Archivonomía

Asunto
Autorización de Impresión

CDMX, a 07 de enero de 2021

Pasante
Jorge Luis Hernández Vega
PRESENTE

Boleta
2007320948

Programa Académico
I.Q.P.

Los suscritos tenemos el agrado de informar a usted, que habiendo procedido a revisar el borrador de la modalidad de titulación correspondiente denominado:

"Inspección a recipientes sujetos a presión para el cumplimiento de la NOM-020-STPS-2011, aplicando la metodología inspección basada en riesgos (IBR) API-580 Y API 581"

encontramos que el citado trabajo escrito de **Tesis Individual**, reúne los requisitos para **autorizar el examen profesional y proceder a su impresión** según el caso, debiendo tomar en consideración las indicaciones y correcciones que al respecto se le hicieron.

Atentamente
JURADO

Ing. Estelio Rafael Baltazar Cadena
Presidente

Ing. Ariel Diazbarriga Delgado
Secretario

Ing. René Hernández Mendoza
Vocal 1

Ing. Alfonso Antonio Alquicer Paz
Vocal 2

Ing. Alberto Cabrales Torres
Vocal 3

c.c.p.- Depto. de Evaluación y Seguimiento Académico.
c.c.p.- Depto. de Gestión Escolar.
CRG/mlcp.





Folio
T-DEySA-052-20

Asunto
Cesión de derechos

"2020, Año de Leona Vicario, Benemérita Madre de la Patria"
175 Aniversario de la Escuela Superior de Comercio y Administración
125 Aniversario de la Escuela Nacional de Medicina y Homeopatía
80 Aniversario del CECyT 6 "Miguel Othón de Mendizábal"
75 Aniversario de la Escuela Nacional de Biblioteconomía y Archivonomía

CDMX. 07 de enero de 2021

CARTA CESIÓN DE DERECHOS

El que suscribe: **Jorge Luis Hernández Vega** estudiante del Programa de: **Ingeniería Química Petrolera** con número de Boleta: **2007320948**, manifiesta que es autor intelectual del presente trabajo escrito, por la opción: **Tesis Individual**, bajo la dirección del profesor **Ing. Estelio Rafael Baltazar Cadena** ceden los derechos del trabajo: **"Inspección a recipientes sujetos a presión para el cumplimiento de la NOM-020-STPS-2011, aplicando la metodología inspección basada en riesgos (IBR) API-580 Y API 581"** al Instituto Politécnico Nacional para su difusión, con fines académicos y de investigación.

Los usuarios de la información no deben reproducir el contenido textual, gráficas o datos del trabajo sin el permiso expreso del autor y/o director del trabajo. Este puede ser obtenido escribiendo a la siguiente dirección de correo electrónico jvegahz@gmail.com y esteliob@hotmail.com Si el permiso se otorga, el usuario deberá dar el agradecimiento correspondiente y citar la fuente del mismo.

A t e n t a m e n t e



Jorge Luis Hernández Vega

Nombre y Firma del
estudiante



Estelio R. Baltazar

Nombre y Firma
del director



AGRADECIMIENTOS

Quiero agradecer al IPN, en especial a la Escuela Superior de Ingeniería Química e Industrias Extractivas, “ESIQIE”, por ser mi segunda casa por más de 6 años.

A mi amada Madre, **Guadalupe Vega**, quien siempre ha estado a mi lado brindándome su apoyo incondicional que siempre ha creído en mí, sin ella esto no sería posible, todo lo que soy y lo que seré es gracias a esa gran mujer por darme siempre la mano para seguir adelante, por siempre darme sus consejos, por su esfuerzo en sacar adelante a toda la familia y demostrar que la constancia y la perseverancia algún día darán frutos, la única persona que nunca ha dudado de mí. Mi primer y más grande amor, la mujer que me inculco a ser una buena persona y nunca hacer lo que no quiero. A quien siempre trate de darle lo mejor de mí y ella terminaba dándome el doble.

A mis hermanos, **Ana y Adrián** que siempre han estado ahí apoyándome en cada uno de los momentos de mi vida.

A cada uno de los profesores que tuve en este trayecto, por su tiempo y dedicación para que, así como yo mis demás compañeros se formen como buenos ingenieros.

Al ingeniero **Estelio Rafael Baltazar Cadena**, por su apoyo en la realización de este proyecto

Al **Dr. Edgar Ramírez Jiménez**, por todo el apoyo que recibí cuando aún me encontraba estudiando sin su apoyo no se hubiera podido concluir con este proyecto de vida.

A **José de Jesús Martínez Garza** y **Nancy Claudia Campos Hernández** por su apoyo para la culminación de este proyecto.

Índice

RESUMEN	10
INTRODUCCIÓN	11
• OBJETIVO GENERAL	14
• OBJETIVOS ESPECÍFICOS	14
• JUSTIFICACIÓN	15
• HIPÓTESIS	15
• ANÁLISIS DE RIESGO	15
CAPITULO I MARCO TEÓRICO	16
1.1 CONCEPTOS DE INTEGRIDAD MECÁNICA	16
• MARCO DE REFERENCIA	17
• MARCO JURÍDICO	17
1.2 ASPECTOS TÉCNICOS	20
1.3 ENSAYOS NO DESTRUCTIVOS	24
• FALLA DE MATERIALES	24
• DISCONTINUIDAD	25
1.4 CLASIFICACIÓN DE LAS PRUEBAS NO DESTRUCTIVAS	26
1.4.1 PRUEBAS NO DESTRUCTIVAS SUPERFICIALES	26
1.4.2 PRUEBAS NO DESTRUCTIVAS VOLUMÉTRICAS	26
1.4.3. ENSAYOS NO DESTRUCTIVOS DE HERMETICIDAD	27
1.4.4 FACTORES PARA LA SELECCIÓN DE LAS PND	27
1.5 ENSAYOS NO DESTRUCTIVOS QUE SE APLICARAN AL PROYECTO	27
1.5.1 ENSAYO NO DESTRUCTIVO VOLUMÉTRICO (MEDICIÓN DE ESPESORES Y/O ULTRASONIDO INDUSTRIAL)	28
1.5.1.1 HISTORIA MEDICIÓN DE ESPESORES	28
1.5.2 ENSAYO NO DESTRUCTIVO DE LÍQUIDOS PENETRANTES	29
1.5.2.1 HISTORIA LIQUIDOS PENETRANTES	29
1.5.3 ENSAYO NO DESTRUCTIVO POR PARTÍCULAS MAGNÉTICAS	30
1.5.3.1 HISTORIA DE ENSAYO POR PARTICULAS MAGNÉTICAS	30
CAPITULO II.- INSPECCIÓN BASADA EN RIESGO (IBR) DE ACUERDO CON LAS NORMAS <i>API-580: RISK-BASED INSPECTION</i> Y <i>API-581: RISK BASED INSPECTION. BASE RESOURCE DOCUMENT</i>	32
LA INSPECCIÓN BASADA EN RIESGO	32

EL RIESGO, DEFINICIONES	32
PROGRAMA DE INSPECCIÓN BASADO EN RIESGOS (IBR)	35
ASPECTOS QUE CONSIDERAR PARA DESARROLLAR UN PROGRAMA IBR.....	35
ORGANIZACIÓN DEL PROGRAMA DE INSPECCIÓN.....	37
RUTAS DE MEDICIÓN	37
FRECUENCIA DE LA INSPECCIÓN.	38
DIAGRAMA DE FLUJO PARA LA INSPECCIÓN EN OPERACIÓN DE EQUIPOS ESTÁTICOS.....	38
ELEMENTOS CLAVE EN UN PROGRAMA IBR	41
REQUISITOS BASICOS DE UN PROGRAMA RBI	41
FASES DEL PROCESO IBR	44
USANDO IBR COMO HERRAMIENTA DE MEJORA CONTINUA.....	52
LA IBR COMO HERRAMIENTA DE GESTIÓN INTEGRADA	53
ENFOQUE A LA INTEGRIDAD MECÁNICA.	53
CAPITULO III. RECIPIENTES SUJETOS A PRESIÓN	56
3.1 BREVE HISTORIA DE LOS RECIPIENTES A PRESIÓN	56
3.2 TIPOS DE RECIPIENTES.....	56
3.2.1 POR SU SERVICIO (USO):	57
3.2.2 POR SU FORMA.....	57
3.3 CODIGOS DE DISEÑO E INSPECCIÓN	59
3.3.1 CÓDIGO ASME	59
3.3.1.1 SECCIONES DEL CÓDIGO ASME	60
3.3.1.2 CODIGO ASME SECCION VIII DIVISION 1	60
3.4 CÁLCULO Y DISEÑO DE LAS PARTES DE UN RECIPIENTE POR PRESIÓN.....	61
INTERNA.....	61
ESPESOR MÍNIMO DE ENVOLVENTES Y TAPA.	62
3.4.1 ESPESOR DE ENVOLVENTES SOMETIDOS A PRESIÓN INTERNA (UG-27).....	62
3.4.2 TIPOS DE TAPAS DE RECIPIENTES BAJO PRESIÓN INTERNA.....	64
3.6 ESTAMPADO ASME	69
3.6.1 RECIPIENTES DE PRESIÓN – SECCIÓN VIII DIVISIÓN 1	70
3.6.2 RECIPIENTES DE PRESIÓN – SECCIÓN VIII DIVISIÓN 3	70
3.6.3 GENERADORES DE VAPOR – SECCIÓN IV	71
CAPITULO IV. BASES DE DISEÑO DE RECIPIENTES SUJETOS A PRESIÓN.	72
4.1 NORMATIVIDAD APLICABLE Y PRÁCTICAS RECOMENDADAS.....	72

4.1.1. NOM-020-STPS-2011, RECIPIENTES SUJETOS A PRESIÓN, RECIPIENTE CRIOGÉNICOS Y GENERADORES DE VAPOR O CALDERAS – FUNCIONAMIENTO – CONDICIONES DE SEGURIDAD	73
4.1.2 API 510, PRESSURE VESSEL INSPECTION CODE: IN-SERVICE INSPECTION, RATING, REPAIR AND ALTERATION (CÓDIGO DE INSPECCIÓN EN RECIPIENTES A PRESIÓN: INSPECCIÓN EN SERVICIO, <i>RATING</i> , REPARACIÓN Y ALTERACIÓN).....	74
4.1.3 API 580, RISK-BASED INSPECTION (INSPECCIÓN BASADA EN RIESGO).....	75
4.1.4 API 572, INSPECTION OF PRESSURE VESSELS (INSPECCIÓN DE RECIPIENTES A PRESIÓN).....	76
4.2 METODOLOGIA DE INSPECCION BASADA EN RIESGOS (IBR)	78
4.2.1 ALCANCE	78
4.2.2 JERARQUÍA DEL RIESGO USANDO RIB.....	78
4.2.3 PRODUCTOS DEL IBR.....	79
4.2.4 INFORMACIÓN REQUERIDA.....	79
4.2.5 SISTEMATIZACIÓN	79
4.2.5.1 SISTEMATIZACIÓN (DIAGRAMA)	80
4.2.6 GRUPO DE INVENTARIOS	80
4.2.6.1 LAZOS DE CORROSIÓN.....	81
4.2.7 ANÁLISIS CUALITATIVO	81
4.2.7.1 DETERMINACIÓN LA PROBABILIDAD DE FALLA (APENDICE “A” API 581)	81
4.2.7.2 FACTOR DE EQUIPOS (FE).....	82
4.2.7.3 FACTOR DE DAÑO (FD)	82
4.2.7.4 FACTOR DE INSPECCIÓN (FI).....	82
4.2.7.5 FACTOR DE CONDICIÓN (FC)	82
4.2.7.6 FACTOR DE PROCESO (PF)	83
4.3 REQUERIMIENTOS PARA EL CÁLCULO DEL ESPESOR MÍNIMO REQUERIDO.....	83
4.3.1 ENVOLVENTE Y TAPAS.....	83
4.3.2 CERTIFICADO DE FABRICANTE DEL EQUIPO	84
4.3.3 PLACA DE DATOS	86
4.3.4 CÁLCULO DE ESPESOR MÍNIMO REQUERIDO POR PRESIÓN INTERNA	87
CUERPO (UG-27).....	87
TAPA SEMIELIPTICA 2:1 (UG-32)	87
4.3.5 CÁLCULO DE LA PRESIÓN MÁXIMA PERMISIBLE.....	88
CUERPO (UG-27).....	88
TAPA SEMIELÍPTICA 2:1 (UG-32)	88

4.3.6 CÁLCULO DE LA VÁLVULA DE SEGURIDAD (Apéndice 11).....	89
4.3.7 CÁLCULO DEL VOLUMEN	89
CAPÍTULO V. EXPEDIENTE DE INTEGRIDAD MECÁNICA.....	90
INTEGRIDAD MECÁNICA	90
5.1 FICHA TÉCNICA	91
5.1.1. REGISTRO CRONOLÓGICO DE LAS ACTIVIDADES DE REVISIÓN Y MANTENIMIENTO RSP	93
5.1.2. REGISTRO CRONOLÓGICO DE LAS PRUEBAS DE PRESIÓN O EXÁMENES NO DESTRUCTIVOS DE RSP	94
5.1.3. REGISTRO CRONOLOGICO DE LAS MODIFICACIONES Y ALTERACIONES DE RSP	95
5.1.4. REGISTRO CRONOLOGICO DE LAS REPARACIONES QUE IMPLICARON SOLDADURA DE RSP	95
5.2 INFORME DE RESULTADOS.....	96
5.2.1 DATOS DEL RECIPIENTE.....	98
5.2.2 ALCANCE	98
5.2.3 OBJETIVO.....	99
5.2.4 METODOS EMPLEADOS EN LA INSPECCIÓN.	99
5.2.5 CONCLUSIÓN DE LA INSPECCIÓN.....	100
5.2.6 REPORTE DE INSPECCIÓN POR PARTICULAS MAGNÉTICAS.....	101
5.2.6.1 EVIDENCIA FOTOGRÁFICA DONDE SE PUEDE OBSERVAR LA INSPECCIÓN	102
5.2.6.2 CROQUIS DE LOCALIZACIÓN DE ZONAS INSPECCIONADAS	102
5.2.7 REPORTE DE INSPECCIÓN POR ULTRASONIDO INDUSTRIAL.....	103
5.2.7.1 EVIDENCIA FOTOGRÁFICA DONDE SE PUEDE OBSERVAR LA INSPECCIÓN	105
5.2.7.2 CROQUIS DE LOCALIZACIÓN DE ZONAS INSPECCIONADAS	105
5.2.8 REPORTE DE INSPECCIÓN POR PARTÍCULAS MAGNÉTICAS.....	106
5.2.8.1 EVIDENCIA FOTOGRÁFICA DONDE SE PUEDE OBSERVAR LA INSPECCIÓN	107
5.2.8.2 CROQUIS DE LOCALIZACIÓN DE ZONAS INSPECCIONADAS	107
5.2.9. REPORTE DE INSPECCIÓN POR ULTRASONIDO INDUSTRIAL.....	108
5.2.9.1 EVIDENCIA FOTOGRÁFICA DONDE SE PUEDE OBSERVAR LA INSPECCIÓN	110
5.2.9.2 CROQUIS DE LOCALIZACIÓN DE ZONAS INSPECCIONADAS	110
5.3 MEMORIA DE CALCULO.....	111
ÍNDICE DE CORROSIÓN:.....	111
5.3.1 DATOS Y ESPECIFICACIONES.....	112
ESPECIFICACIONES	112

TABLAS PARA OBTENER EL ESFUERZO A LA TENSIÓN.DE ACUERDO AL CÓDIGO ASME.	113
5.3.2 CÁLCULO DE ESPESOR MÍNIMO REQUERIDO	114
ESPESOR MÍNIMO REQUERIDO EN ENVOLVENTE.....	115
TAPA SEMIELÍPTICA 2:1 SUPERIOR (UG-32)	115
TAPA SEMIELÍPTICA 2:1 INFERIOR (UG-32)	116
5.3.3 CÁLCULO DE LA PRESIÓN MÁXIMA PERMISIBLE	116
PRESIÓN MÁXIMA PERMISIBLE EN ENVOLVENTE (UG-27)	117
PRESIÓN MÁXIMA PERMISIBLE TAPA SEMIELÍPTICA 2:1 SUPERIOR (UG-32)	117
PRESIÓN MÁXIMA PERMISIBLE TAPA SEMIELÍPTICA 2:1 INFERIOR (UG-32)	118
5.3.4 CÁLCULO DEL ÁREA DE DESCARGA DE LA VÁLVULA DE SEGURIDAD (APENDICE 11)	119
TABLAS DE FABRICANTE (VÁLVULAS DE SEGURIDAD)	120
5.3.5 CÁLCULO DEL VOLUMEN REAL.....	121
5.3.6 VELOCIDAD DE DESGASTE (d)	121
5.3.6.1 (D = VELOCIDAD DE DESGASTE PROMEDIO)	122
5.3.6.2 (D_{max} = DEGRADACIÓN O VELOCIDAD DE DESGASTE PROMEDIO AJUSTADO ESTADÍSTICAMENTE)	122
5.3.6.3 VIDA REMANENTE	122
5.3 PLANO.....	124
5.4.1 PLANO Nombre de la figura.....	125
5.5 UBICACIÓN.....	126
5.6 RESULTADOS	127
5.6.1 DICTAMEN EMITIDO POR LA UNIDAD VERIFICADORA.....	127
DICTAMEN:	128
REGISTRO.....	130
5.6.2 FORMATO DE AVISO PARA INGRESO A LA S.T.P.S.....	132
FORMATO DE AVISO PARA INGRESO A LA S.T.P.S.....	133
5.6.3 NÚMERO DE AUTORIZACIÓN	135
NUMERO DE AUTORIZACION	136
CONCLUSIONES.	137
RECOMENDACIONES	138
REFERENCIAS:	140

LISTA DE ABREVIATURAS

IBR.- Inspección Basada en Riesgos

ASME.- American Society of Mechanical Engineers (Sociedad americana de ingenieros mecánicos)

API.- American Petroleum Institute

FE.- Factor de equipos.

FD.- Factor de daños.

FI.- Factor de inspección.

FC.- Factor de condición.

PF.- Factor de proceso.

RSP.- Recipientes Sujetos a Presión.

UT.- Ultrasonido Industrial.

MT.- Magnetic Testing (Partículas magnéticas).

VUE.- Vida Útil Estimada.

FPME.- Fecha próxima de medición.

FRP.- Fecha de retiro probable.

STPS.- Secretaria del trabajo y previsión social.

PND.- Pruebas no destructivas.

VT.- Visual testing (Inspeccion Visual)

PT.- Penetrant testing (Líquidos penetrantes)

RT.- Radiografía Industrial.

EAT.- Emisión acústica.

LT.- Pruebas de fuga.

ISO.- International Standard Organization

END.- Ensayo no destructivo.

APP.- Análisis de proceso peligroso.

MCC.- Mantenimiento centrado en la confiabilidad.

A.S.A.- Asociación americana de estándares

ANSI.- Instituto americano de estándares nacionales

A.I.S.C. Instituto americano del acero de la construcción.

A.W.S.- Sociedad americana de soldadura

P.- Presión

D.- Diámetro

S.- Esfuerzo permisible del material

E.- Eficiencia de la junta de soldadura

C.- Tolerancia a la corrosión.

R.- Radio interno del recipiente

L.- Longitud de envolvente

C.R.- Ceja Recta

MPA.- Milésimas de pulgada por año

cmPA .- Centésimas de pulgada por año

VUE. - Vida útil estimada

FPM.- Fecha de próxima medición

FRP.- Fecha de retiro probable

RESUMEN

La presente Tesis describe la normatividad en materia de Seguridad Industrial, específicamente para el funcionamiento e inspección de recipientes sujetos a presión, recipientes criogénicos y generadores de vapor o calderas.

Se hace una reseña de la importancia de tener una metodología para evitar accidentes en el funcionamiento, operación y mantenimiento relacionado con los recipientes sujetos a presión, explicando en que consiste la integridad mecánica, qué son los ensayos no destructivos, cómo se debe realizar la clasificación de los recipientes en base a la NOM-020-STPS-2011, "Recipientes Sujetos a Presión, Recipientes Criogénicos y Generadores de Vapor o Calderas. Funcionamiento – Condiciones de Seguridad.

Así mismo se hace una breve descripción de los tipos de desgaste y corrosión que puede sufrir un equipo o una tubería. También se detalla el análisis estadístico donde es necesario evaluar el límite de retiro; sin este valor no será posible determinar el tiempo de la vida útil estimado (**VUE**), y en consecuencia tampoco se podrá determinar la fecha de próxima medición (**FPME**) y la Fecha de retiro probable (**FRP**)

Se elabora una memoria de cálculo de acuerdo con el código "**American Society of Mechanical Engineers**" (**ASME**), haciendo primero un breve resumen de las normas, códigos, procedimientos y practicas recomendadas. Con la finalidad de tener una mejor perspectiva de lo que trata todo el trabajo hecho en esta tesis.

INTRODUCCIÓN

En el medio industrial, una de las mayores preocupaciones recae sobre el diseño, selección de una adecuada política y estrategia de mantenimiento e inspección de los equipos estáticos, se enfoca en el estudio del deterioro en el espesor de la placa de los recipientes sujetos a presión, ya que en caso de adelgazamiento en la placa puede comprometer a la empresa en diferentes aspectos como son:

- Seguridad del personal
- Pérdida de fluido
- Paros de planta
- Costos debido a daños ambientales
- Pérdidas de producto
- Mantenimiento o cambio de estructuras dañadas

Este es el motivo por el cual se deben reducir los niveles de riesgos asociados mediante la implementación de metodologías y técnicas que permiten controlar, mitigar, prevenir y predecir la ocurrencia de fallas en los recipientes sujetos a presión

La presente tesis contempla la elaboración de la documentación aplicable y vigente en materia de seguridad laboral, la revisión y evaluación de los elementos técnico-administrativos que la norma establece, así como los ensayos no destructivos para verificar el correcto funcionamiento y estado de los recipientes sujetos a presión (RSP), así como la generación del dictamen de autorización para el funcionamiento de Recipientes Sujetos a Presión (RSP), dando cumplimiento a las disposiciones legales aplicables.

Para la realización de esta tesis se contempla la modificación a la NOM-020-STPS-2011 RECIPIENTES SUJETOS A PRESIÓN, RECIPIENTES CRIOGENICOS Y GENERADORES DE VAPOR O CALDERAS-FUNCIONAMIENTO-CONDICIONES DE SEGURIDAD

Se modifican los numerales 5.13, 16.1 y 19.7 y se agregan: el inciso f) al numeral 16.3, el subinciso 3), al inciso d) del numeral 19.6, y el numeral 19.8, para quedar en los términos siguientes:

5.13 Dar aviso a la Secretaría, por escrito o por medios electrónicos, de que los equipos que funcionen en su centro de trabajo, clasificados en la Categoría III, cumplen con esta Norma, de acuerdo con las modalidades previstas en el Capítulo 16 de la misma.

16.1 El aviso de que los equipos clasificados en la Categoría III, cumplen con la presente Norma, deberá ser realizado por el patrón a la Secretaría, por escrito o por medios electrónicos, antes de la fecha de inicio de su puesta en funcionamiento.

Tratándose de equipos nuevos, el patrón deberá efectuar el aviso a los diez años de haber realizado el primero, y posteriormente cada cinco años, en ambos casos contados a partir de la fecha en la que se concluyó satisfactoriamente la última prueba de presión y/o examen no destructivo o método alternativo, y dentro de los sesenta días naturales previos a la conclusión de cada período.

En el caso de los equipos usados, el patrón deberá efectuar el aviso a los cinco años de haber realizado el primero, y posteriormente cada cinco años, en ambos casos contados a partir de la fecha en la que se concluyó satisfactoriamente la última prueba de presión y/o examen no destructivo o método alternativo, y dentro de los sesenta días naturales previos a la conclusión de cada período.

16.3 ...

De **a)** al **e)** ...

f) Datos de las pruebas de presión, exámenes no destructivos o métodos alternos realizados al equipo:

- 1)** El tipo de pruebas de presión, exámenes no destructivos o métodos alternos;
- 2)** El resultado de las pruebas de presión, exámenes no destructivos o métodos alternos, y
- 3)** La fecha en que se concluyó satisfactoriamente la última prueba de presión y/o examen no destructivo o método alternativo.

19.6 ...

De **a)** al **c)** ...

d) ...

1) y 2) ...

3) La fecha en que se concluyó satisfactoriamente la última prueba de presión y/o examen no destructivo o método alterno.

e) ...

19.7 La vigencia de los dictámenes o de los dictámenes con reporte de servicios, emitidos por las unidades de verificación, será de diez años, tratándose de equipos nuevos, y de cinco años en el caso de equipos usados, contados a partir de la fecha en la que se concluyó satisfactoriamente la última prueba de presión y/o examen no destructivo o método alterno.

19.8 Las unidades de verificación deberán emitir el dictamen dentro de los 30 días naturales siguientes a la fecha en la que se concluyó el acta de evaluación de la conformidad y/o visita de verificación

- **OBJETIVO GENERAL**

Proporcionar orientación y consultoría para establecer los requisitos mínimos de seguridad para el funcionamiento de los Recipientes Sujetos a Presión, Recipientes Criogénicos y Generadores de Vapor y como consecuencia obtener el “Dictamen de verificación” y la “Autorización de funcionamiento” de los Recipientes Sujetos a Presión (RSP) que se encuentran en el centro de trabajo.

- **OBJETIVOS ESPECÍFICOS**

- Analizar la información técnica necesaria de los diagramas mecánicos de construcción, hojas de datos, para así poder generar la memoria de cálculo correspondiente, de donde se obtendrá el cálculo del espesor mínimo actual, así como la presión máxima permisible en cada una de sus secciones.
- Efectuar las visitas de inspección. Comprobar, en campo, que el patrón cumpla con los elementos técnico- administrativos que la norma establece.
- Elaboración de documentos y ensayos no destructivos requeridos para dar conformidad con lo establecido en la **NOM-020-STPS-2011**.
- Elaborar la metodología para la **Inspección Basada en Riesgo (IBR) de acuerdo a las normas API-580: Risk-Based Inspection y API-581: Risk Based Inspection**.
- Evaluar los resultados obtenidos de la memoria de cálculo, la visita en campo y la ejecución de los ensayos no destructivos, para después elaborar el expediente de integridad mecánica, para su posterior ingreso a la “Unidad Verificadora”
- Posteriormente ingresar la documentación a la Secretaría del Trabajo y Previsión Social (**STPS**) para la obtención del número de control que acredita la “Autorización para el funcionamiento de los recipientes en el centro de trabajo”

- **JUSTIFICACIÓN**

Cualquier recipiente sujeto a presión representa un peligro potencial debido a la alta presión con que opera. Frecuentemente, son la fuente de serios accidentes debido a explosiones. Aún sin ser gases y líquidos no peligrosos, como aire y agua, pueden llegar a ser peligrosos en caso de un accidente que involucre un equipo a alta presión; por esta razón son tomados en cuenta por la Secretaría del Trabajo y Previsión Social (STPS) como elementos susceptibles de revisión y autorización para su empleo. La mejor manera de salvaguardar a los trabajadores y la propiedad contra riesgos como un desastre es mantener un programa de inspección y la verificación de los recipientes sujetos a presión.

- **HIPÓTESIS.**

El presente trabajo está enfocado a la seguridad y métodos de prevención con los recipientes sujetos a presión, debido al gran peligro que representan en su funcionamiento.

Todo RSP por deficiencias en su mantenimiento u operación representa un peligro para la integridad física de la persona y los bienes de la empresa, así como los daños que pudieran presentar al medio ambiente.

- **ANÁLISIS DE RIESGO**

Una de las barreras que se presentan durante el desarrollo de esta tesis, para el cumplimiento de los objetivos planteados, es la demora en obtener la información y documentación de los recipientes sujetos a presión por parte de la empresa a la que se le brinda el servicio de unidad verificadora, así como el tiempo que tardan los trámites burocráticos que se requieren para la validación de los dictámenes de autorización de funcionamiento de dichos RSP.

CAPITULO I MARCO TEÓRICO

1.1 CONCEPTOS DE INTEGRIDAD MECÁNICA

Integridad mecánica

Consiste en establecer los criterios de severidad de anomalías y de servicio existentes, los requerimientos de inspección no destructiva y los procedimientos de reparación para garantizar la seguridad de los mismos durante su operación, la continuidad en la producción y el mínimo impacto ambiental.

La integridad mecánica conjunta distintas actividades multidisciplinarias, las cuales son:

- Procedimientos de mantenimiento
- Capacitación y desempeño del personal de mantenimiento
- Procedimientos de aseguramiento y control de la calidad
- Inspecciones y pruebas a equipos, así como el mantenimiento preventivo y productivo

La evaluación de la integridad mecánica de un equipo o instalación se realiza a través de trabajos de inspección técnica:

- 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
- b) **Inspección basada en riesgos:** Es un proceso que identifica, evalúa y realiza un mapeo de los riesgos industriales (debido a corrosión y grietas por esfuerzo), los cuales pueden comprometer la integridad del equipo, tanto en equipo presurizado como en elementos estructurales La Inspección basada en Riesgos trata sobre riesgos que pueden ser controlados a través de inspecciones y análisis apropiados
- 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 recipiente.

- **MARCO DE REFERENCIA**

El Proyecto dispone que los recipientes sujetos a presión, recipientes criogénicos y generadores de vapor o calderas instalados en los centros de trabajo habrán de clasificarse en cualquiera de las tres categorías que incorpora, con base en el tipo de fluido que contengan, los volúmenes que manejen y las presiones a las que operen y se encuentren calibrados sus dispositivos de seguridad.

Lo anterior, a efecto de establecer de manera diferenciada los requisitos por cumplir para el funcionamiento de los equipos de acuerdo con cada categoría

- **MARCO JURÍDICO**

Para poder llevar a cabo el presente trabajo de investigación es necesario tomar en cuenta los criterios legales que evalúan la seguridad e higiene en los centros de trabajo dentro de los cuales se ocupen, debido a los procesos de uno o varios equipos sujetos a presión, a continuación, se citara el artículo 123 de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos relacionado con el tema.

“Artículo 123: Toda persona tiene derecho al trabajo digno y socialmente útil; al efecto, se promoverán la creación de empleos y la organización social de trabajo, conforme a la ley.

- **Fracción XIV:** La presente fracción instruye que los empresarios serán responsables de los accidentes del trabajo y de las enfermedades profesionales de los trabajadores, sufridas con motivo o en ejercicio de la profesión o trabajo que ejecuten.
- **Fracción XV:** Relata que el patrón estará obligado a observar, de acuerdo con la naturaleza de su negociación, los preceptos legales sobre higiene y seguridad en

las instalaciones de su establecimiento, y a adoptar las medidas adecuadas para prevenir accidentes en el uso de las máquinas, instrumentos y materiales de trabajo.

- **Fracción XXXI:** La aplicación de las leyes del trabajo corresponde a las autoridades de los Estados, en sus respectivas jurisdicciones, pero es de la competencia exclusiva de las autoridades federales en los asuntos relativos a:

Ramas industriales y servicios donde son aplicables el referido artículo y sus correspondientes fracciones

- Hidrocarburos
- Petroquímica;
- Química, incluyendo la química farmacéutica y medicamentos

Respecto a la **LEY FEDERAL DEL TRABAJO** se citarán diversos artículos relacionados con la seguridad e higiene en los centros de trabajo, así como de la normatividad que se aplica; dentro del **TITULO NOVENO** se hace referencia a los **RIESGOS DE TRABAJO**.

- **Artículo 475 Bis.** - El patrón es responsable de la seguridad e higiene y de la prevención de los riesgos en el trabajo, conforme a las disposiciones de esta Ley, sus reglamentos y las normas oficiales mexicanas aplicables.
- El **artículo 511** instruye que los Inspectores del Trabajo tienen las atribuciones y deberes especiales,
- **Artículo 512.-** En los reglamentos de esta Ley y en los instructivos que las autoridades laborales expidan con base en ellos, se fijarán las medidas necesarias para prevenir los riesgos de trabajo y lograr que éste se preste en condiciones que aseguren la vida y la salud de los trabajadores.
- **Artículo 512- A, B, C, D.** Con el objeto de coadyuvar en el diseño de la política nacional en materia de seguridad, salud y medio ambiente de trabajo, proponer

reformas y adiciones al medio ambiente del trabajo, por lo tanto, se organizará la **Comisión Consultiva Nacional de Seguridad y Salud en el Trabajo.**”

Dentro del **REGLAMENTO FEDERAL DE SEGURIDAD Y SALUD EN EL TRABAJO** en el capítulo segundo, el **Artículo 5** relata que la STPS tiene diferentes atribuciones en materia de Seguridad y Salud en el Trabajo.

Dentro del **TITULO SEGUNDO** del referido reglamento se citan los **PRINCIPIOS DE NORMALIZACION EN SEGURIDAD Y SALUD EN EL TRABAJO**

- **“Artículo 10.** La Secretaría expedirá Normas con fundamento en la Ley Federal sobre Metrología y Normalización y su reglamento, la Ley y el presente Reglamento, con el propósito de establecer disposiciones en materia de Seguridad y Salud en el Trabajo
- **Artículo 27.** Dentro del presente artículo especifica que, tratándose de equipos nuevos, se deberá efectuar el aviso de que cumplen con las condiciones de seguridad, junto con el dictamen de Evaluación de la Conformidad correspondiente a los diez años de haber realizado el primero, y posteriormente cada cinco años
- El **Artículo 28** establece que Cuando se realice una alteración o se reubiquen los recipientes sujetos a presión, recipientes criogénicos y generadores de vapor o calderas, los patrones deberán dar aviso a la Secretaría que los mismos mantienen las condiciones de seguridad establecidas en la Norma de la especialidad”

Dentro del **TITULO SEPTIMO** del referido reglamento se citan los **MECANISMOS DE CONSULTA Y PREVENCIÓN DE RIESGOS** donde en el **CAPÍTULO PRIMERO** correspondiente a la Comisión Consultiva Nacional de Seguridad y Salud en el Trabajo se refiere que:

...” La Comisión Consultiva Nacional de Seguridad y Salud en el Trabajo tiene por objeto coadyuvar en el diseño de la política nacional en materia de Seguridad y Salud en el Trabajo; proponer reformas y adiciones al presente Reglamento y a las Normas, así como estudiar y recomendar medidas preventivas para abatir los Riesgos en los Centros de Trabajo” ...

- **“Artículo 93.** Establece la función del Secretario Técnico en cada Comisión Consultiva Estatal, incluyendo la del Ciudad de México, que será desempeñado por el representante de la Secretaría.”

1.2 ASPECTOS TÉCNICOS.

De acuerdo a lo establecido dentro del marco jurídico que corresponde a seguridad en los centros de trabajo, así como la normatividad específica para la certificación e inspección de la conformidad referente a los recipientes sujetos a presión se debe realizar una medición de espesores que permita definir el tiempo de retiro que le quedaría al recipiente con una operación segura.

Para poder determinar correctamente la evaluación de la conformidad de cada recipiente, se debe elaborar un expediente de integridad mecánica que tendrá como punto principal la medición de espesores correspondiente a cada recipiente, esto con la finalidad de poder determinar el hecho de que un recipiente siga en operación o no de acuerdo a una memoria de cálculo proporcionada por el código ASME así como API 510 que permite conocer o determinar el tiempo de retiro del recipiente y de esta forma prevenir un accidente dentro del centro de trabajo.

Control y evaluación de la medición de espesores en líneas y equipos.

Establecer las actividades necesarias para la evaluación del desgaste de líneas y equipos de las empresas mediante la planeación, programación, medición de espesores de pared y análisis de los espesores con la finalidad de detectar oportunamente disminuciones de espesores por debajo de los límites permisibles para el correcto funcionamiento.

Aplicación y limitaciones de la medición de espesores preventiva.

- Los trabajos de medición de espesores preventiva en el campo y el análisis de la estadística de medición de espesores son un proceso cíclico y continuo que tiene por objeto asegurar que los equipos y tuberías conservan un espesor mínimo necesario para asegurar una operación confiable.
- Este Procedimiento Operativo es aplicable a los casos de tubería y equipos sujetos a corrosión de tipo generalizado, aunque puede servir como un

indicador auxiliar para casos no representativos como corrosión localizada, corrosión selectiva.

- De la medición de espesores preventiva puede obtenerse información sobre el comportamiento de los equipos y tuberías en el medio corrosivo y las condiciones en que presta servicio.

 - La medición de espesores preventiva es aplicable a los siguientes equipos de la refinería
 - Líneas que manejan hidrocarburos químicos o petroquímicos en las plantas de proceso y líneas de proceso en general.
 - Equipos en plantas de proceso
 - Líneas de campo que interconectan plantas de proceso y manejen hidrocarburos, productos químicos y petroquímicos.
 - Tanques y recipientes en las áreas de almacenamiento.
 - Líneas que manejan catalizadores
- 1) Las excepciones a la aplicación de este procedimiento operativo, se tiene en aquellos equipos, que por su característica no pueden sujetarse a un programa de medición de espesores independiente de sus fechas de reparación, como:
- a) Tuberías de calentadores.

 - b) Haces de tubos de cambiadores de calor y tubería de enfriadores con aire, los cuales normalmente son inspeccionados con otros métodos.

 - c) Accesorios interiores de recipientes, como: platos de torres de destilación, ciclones en reactores

 - d) Reactores, Regeneradores y Ductos con recubrimiento refractario interno de plantas catalíticas, plantas de Azufre y coque

Para poder determinar a qué equipos aplica la presente norma, así como identificar a qué categoría pertenecen, se deben tomar en cuenta los siguientes criterios:

Tabla 1			
Tipos de Categoría 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

Tabla 2	
Tipos de Categorías para Recipientes Criogénicos	
Categoría	Volumen
II	Menor o igual a 1m ³
III	Mayor a 1m ³

Tabla 3.		
Tipos de categoría para generadores de Vapor o Calderas		
Categoría	Presión	Capacidad Térmica
II	Menor o igual a 490.33 kPa	Menor o igual a 1674.72 MJ/hr
III	Menor o igual a 490.33 kPa	Mayor a 1674.72 MJ/hr
	Mayor a 490.33 kPa	Cualquier capacidad

De acuerdo con los parámetros anteriormente relatados se toma en cuenta que recipientes requieren una recertificación acorde a la normatividad correspondiente.

La presente tesis se centra en la recertificación de un recipiente sujeto a presión categoría III

- Categoría III:

Los recipientes sujetos a presión que:

1. Contengan agua y/o cualquier fluido no peligroso, con presión de calibración mayor a 5 kg/cm^2 , pero menor o igual a 8 kg/cm^2 y volumen mayor a 1000 litros.
2. Contengan agua y/o cualquier fluido no peligroso, con presión de calibración mayor a 8 kg/cm^2 y cualquier volumen.
3. Maneje fluidos peligrosos con presión de calibración menor o igual a 7 kg/cm^2 y volumen mayor a 1000 litros.
4. Maneje fluidos peligrosos con presión de calibración menor o igual a 7 kg/cm^2 y cualquier volumen.

Para cada equipo habrá de integrarse un expediente con el historial de su operación y los registros sobre las revisiones, mantenimiento y pruebas de presión y/o exámenes no destructivos realizados, entre otra información, con el objeto de disponer de los elementos técnicos que permitan mantener su funcionamiento en condiciones seguras.

El Proyecto prevé la obligación por parte del patrón de elaborar y aplicar programas específicos de revisión y mantenimiento a los equipos, así como de calibración a sus instrumentos de medición, de control y dispositivos de relevo de presión. De igual forma, contempla la obligación de contar con procedimientos de seguridad para la operación, revisión y mantenimiento, los cuales podrán ser elaborados por cada equipo o por conjunto de equipos interconectados

Asimismo, agrupa en un capítulo las condiciones físicas de seguridad que deben prevalecer en los recipientes sujetos a presión, recipientes criogénicos y generadores de vapor o calderas

1.3 ENSAYOS NO DESTRUCTIVOS

Las pruebas no destructivas son herramientas fundamentales y esenciales para el control de la calidad de materiales de ingeniería, procesos de manufactura, confiabilidad de productos en servicio y mantenimiento de sistemas, cuya falla prematura puede ser costosa y desastrosa. Así como la mayoría de los procedimientos complejos, no pueden ser definidos en pocas palabras por lo que se caracteriza como: “El empleo de propiedades físicas o químicas de materiales, para la evaluación indirecta de materiales sin dañar su utilidad futura”

- **FALLA DE MATERIALES**

Se deben aclarar la diferencia entre materiales, de acuerdo con sus aplicaciones;

- Algunos productos usados únicamente como decorativos, o tienen requisitos de resistencia a esfuerzos tan bajos que son normalmente sobre diseñados
- Los productos materiales que necesitan pruebas y evaluación cuidadosa son aquellos utilizados para aplicaciones en las cuales deben soportar cargas, temperaturas, entre otras bajo estas condiciones, la falla puede involucrar, situaciones como sacar de operación y desechar el producto, reparaciones costosas, dañar otros productos y la pérdida de vidas.

Se puede definir como falla: “el hecho que un artículo de interés no pueda ser utilizado”

Aunque un artículo fabricado es un producto, el material de ese producto puede fallar, así que, los tipos de falla de material y sus causas son de gran interés. Existen dos tipos generales de falla:

- La fractura o separación en dos o más partes, la cual es fácil de reconocer, y
- La deformación permanente o cambio de forma y/o posición, la cual es menos fácil de reconocer

Si se espera prevenir la falla por medio del uso de pruebas no destructivas, éstas deben ser seleccionadas, aplicadas e interpretadas con cuidado y basándose en el conocimiento válido de los mecanismos de falla y sus causas.

- **DISCONTINUIDAD**

Una falta de continuidad o de cohesión; una interrupción o variación, intencional o no intencional, en la estructura o configuración física normal de un material o componente.

Se considera como discontinuidad a cualquier cambio en la geometría, huecos, grietas, composición, estructura o propiedades.

En general, existen dos clasificaciones de discontinuidades:

1. Por su forma
 - a. Volumétricas – Descritas porque tienen tres dimensiones o volumen
 - b. Planas – Descritas porque son delgadas en una dimensión y grandes en las otras dos dimensiones
2. Por su ubicación
 - a. Superficiales - Descritas porque se encuentran abiertas a la superficie
 - b. Internas – Descritas porque no interceptan la superficie.

Otras clasificaciones de discontinuidades

- Relevantes. - Son aquellas que por alguna de sus características (Longitud, diámetro, ubicación, forma, entre otras...) deben de ser interpretadas, evaluadas y reportadas.
- No relevantes. - Son aquellas que por sus características se interpretan, pero no se evalúan y que deberían ser registradas
- Lineales. - Son aquellas con una longitud mayor que tres veces su ancho
- Redondas. - Son aquellas de forma elíptica o circular que tienen una longitud igual o menor que tres veces su ancho.

1.4 CLASIFICACIÓN DE LAS PRUEBAS NO DESTRUCTIVAS

La clasificación de las pruebas no destructivas (PND) se basa en la posición donde se ubican las discontinuidades que pueden ser detectadas, por lo que se clasifican en:

- Pruebas no destructivas Superficiales.
- Pruebas no destructivas Volumétricas.
- Pruebas no destructivas de Hermeticidad.

1.4.1 PRUEBAS NO DESTRUCTIVAS SUPERFICIALES

Estas proporcionan información acerca de la sanidad superficial de los materiales inspeccionados. Los métodos de PND superficiales son:

- VT. Inspección Visual
- PT. Líquidos Penetrantes
- MT. Partículas Magnéticas
- ET. Electromagnetismo

En caso de utilizar VT y PT se tiene el alcance de detectar solamente discontinuidades superficiales (Abiertas a la superficie); y en el caso de MT y ET se detectan tanto discontinuidades superficiales como subsuperficiales, que son aquellas debajo de la superficie

1.4.2 PRUEBAS NO DESTRUCTIVAS VOLUMÉTRICAS.

Estas proporcionan información acerca de la sanidad interna de los materiales inspeccionados. Los métodos de PND volumétricas son:

- **RT.** Radiografía Industrial
- **UT.** Ultrasonido Industrial
- **AET.** Emisión Acústica

Estas PND permiten la detección de discontinuidades internas y sub-superficiales, así como bajo, ciertas condiciones, la detección de discontinuidades superficiales

1.4.3. ENSAYOS NO DESTRUCTIVOS DE HERMETICIDAD

Proporcionan la información del grado en que pueden ser contenidos los fluidos en recipientes, sin que escapen a la atmosfera o queden fuera de control. Los métodos de PND de hermeticidad son:

LT. - Pruebas de fuga

- Pruebas de cambio de presión (Neumática o Hidrostática)
- Prueba de Burbuja
- Pruebas por espectrómetro de masas
- Pruebas de fuga con rastreadores de halógeno

1.4.4 FACTORES PARA LA SELECCIÓN DE LAS PND

Es necesario considerar una serie de factores básicos para la selección y aplicación de las PND's

- Los tipos de discontinuidades a encontrar
- El tamaño, la orientación y la ubicación de las discontinuidades a detectar
- El tamaño y la forma del objeto a inspeccionar
- Las características del material que será inspeccionado

1.5 ENSAYOS NO DESTRUCTIVOS QUE SE APLICARAN AL PROYECTO

Para dar cumplimiento a la conformidad referente a la NOM-020-STPS-2011 que hace referencia los "Recipientes Sujetos a Presión, Recipientes Criogénicos y Generadores de Vapor o Calderas. Funcionamiento – Condiciones de Seguridad.", requieren en cuanto PND's un examen volumétrico, superficial y/o uno de pérdida de flujo

1.5.1 ENSAYO NO DESTRUCTIVO VOLUMÉTRICO (MEDICIÓN DE ESPESORES Y/O ULTRASONIDO INDUSTRIAL)

1.5.1.1 HISTORIA MEDICIÓN DE ESPESORES

La propagación de ondas sonoras a través del aire y otros materiales se estudió ya en el siglo XIX, pero la introducción de instrumentos ultrasónicos requirió los avances electrónicos de principios del siglo XX, incluido el desarrollo del tubo de rayos catódicos. La idea de utilizar ondas ultrasónicas para investigar la estructura interna de los materiales se investigó por primera vez en la década de 1920, y la primera patente específica en el área de las pruebas ultrasónicas no destructivas data de 1931. Se patentó el primer instrumento de prueba ultrasónico comercial práctico, llamado Reflectoscopio por el profesor Floyd Firestone de la Universidad de Michigan en 1940, y el desarrollo del sonar durante la Segunda Guerra Mundial hizo avanzar aún más el campo. En la década de 1950, los instrumentos comerciales estuvieron ampliamente disponibles.

Estos primeros instrumentos fueron desarrollados principalmente para la detección de fallas por ultrasonidos, aunque también podrían usarse para medir espesores. En la década de 1960, comenzaron a aparecer los primeros instrumentos más pequeños y portátiles diseñados para calibrar, incluidos instrumentos con pantallas digitales de espesor en lugar de pantallas de osciloscopio. El modelo 5221 presentado por el predecesor de Olympus, Panametrics, en 1973 fue el primer medidor ultrasónico comercial que incorporó una medición multimodo preestablecida para cubrir una amplia gama de materiales y espesores, así como la calibración de velocidad con interruptor.

Los instrumentos relativamente compactos que funcionan con baterías y optimizados para una amplia variedad de aplicaciones de prueba se volvieron comunes en la década de 1970, y los instrumentos se volvieron cada vez más pequeños y potentes. Las pantallas de forma de onda como ayuda para el operador y el registro de datos internos se introdujeron en la década de 1980, y en la década de 1990 el procesamiento de señales digitales reemplazó a los circuitos analógicos

y mejoró la estabilidad y repetibilidad. Más recientemente, los avances en la tecnología de microprocesadores han llevado a nuevos niveles de desempeño en los instrumentos en miniatura sofisticados y fáciles de usar

La medición ultrasónica se utiliza para determinar el espesor real de tuberías, placas, piezas de fundición, entre otras. Se hace mediante la técnica pulso-eco de contacto directo utilizando transductores de diferentes frecuencias según corresponda.

Se emplea principalmente en tuberías y tanques que están sujetos a corrosión y/o erosión, es decir a la pérdida de material que va disminuyendo el espesor de la pared y que puede llegar a condiciones críticas. El espesor mínimo admisible de una tubería y/o tanque lo determinan las normas ASME y API según la aplicación y dependiendo de las características físicas y de los procedimientos de construcción.

La inspección consiste en tomar un muestreo de puntos de medición en diferentes zonas y niveles accesibles de los equipos a inspeccionar.

1.5.2 ENSAYO NO DESTRUCTIVO DE LÍQUIDOS PENETRANTES

1.5.2.1 HISTORIA LIQUIDOS PENETRANTES

Uno de los más antiguos métodos de su aplicación se remonta a los ejes de ruedas de ferrocarril en los años 1890. Se descubrió que después de retirar el aceite de una superficie, este reaparecía donde se localizaba una fisura. Esto condujo al ensayo de aceite y blanqueo. Las partes se sumergían en aceite para luego retirarlo mediante trapos humedecidos en kerosene. Luego se aplicaba polvo de tizas blancas para aumentar la visibilidad de cualquier aceite que salía a la superficie en la parte ensayada.

Actualmente este sistema ha evolucionado.

La inspección por líquidos penetrantes puede ser definida como un procedimiento de ensayo no destructivo diseñado para detectar y exponer discontinuidades superficiales en materiales de ingeniería.

En muchas ocasiones, es la segunda prueba no destructiva considerada para la inspección de productos en la industria gracias a que:

- 1) El costo de su implementación es bastante económico
- 2) Puede ser realizada en una gran variedad de materiales, objetos, formas, tamaños, ubicaciones y condiciones del medio ambiente.

Sin embargo, los resultados son en gran medida dependientes del factor humano.

La longitud de las discontinuidades, sobre la superficie de las piezas inspeccionadas, puede ser muy exactamente determinada, pero su profundidad, a la cual se extienden por debajo de la superficie en la que están expuestas, no puede ser definida.

En todos los casos, la inspección por líquidos penetrantes es críticamente dependiente de la limpieza de las superficies del material inspeccionado, la ausencia de contaminación o condiciones superficiales que pueden cerrar las aberturas superficiales, y el cuidado del técnico para asegurar una técnica adecuada y la observación de las indicaciones.

1.5.3 ENSAYO NO DESTRUCTIVO POR PARTÍCULAS MAGNÉTICAS

1.5.3.1 HISTORIA DE ENSAYO POR PARTICULAS MAGNÉTICAS

En 1968 un ingeniero inglés publicó un reporte, en el cual relataba la localización de discontinuidades presentes en el cañón de una pistola utilizando un compás magnético, en el que se registró cierto flujo.

En el siglo XX, en 1922, el físico inglés William E. Hoke observó que partículas metálicas que se encontraban sobre piezas de acero endurecido conectadas a tierra, sobre un mandril magnético, formaban patrones sobre la cara de la pieza, estos frecuentemente correspondían a sitios en donde se localizaban grietas en la superficie, esta observación marco el nacimiento de la inspección por partículas magnéticas

El principio físico en el que se basa el método de inspección por partículas magnéticas es el “*Magnetismo*”. El principio se basa en el comportamiento de los imanes.

Magnetismo es: *“La fuerza invisible que tiene la habilidad de desarrollar trabajo mecánico de atracción y repulsión de materiales magnetizables”.*

La inspección por partículas magnéticas es un ensayo no destructivo que se emplea para detectar discontinuidades superficiales y sub-superficiales, en muestras que pueden ser magnetizadas.

Consta de tres operaciones básicas:

- a) Establecer un flujo magnético adecuado,
- b) Aplicación de las partículas magnéticas, e
- c) Interpretación y evaluación de los resultados.

CAPITULO II.- INSPECCIÓN BASADA EN RIESGO (IBR) DE ACUERDO CON LAS NORMAS *API-580: RISK-BASED INSPECTION Y API-581: RISK BASED INSPECTION*. BASE RESOURCE DOCUMENT.

LA INSPECCIÓN BASADA EN RIESGO.

La inspección basada en riesgos “RIB” (Risk Based Inspection) o “IBR” si se prefiere en español es básicamente una metodología que proporciona las herramientas necesarias para gestionar el riesgo, empleándolo como criterio principal para establecer los programas de inspección en los que cada recipiente es jerarquizado en correspondencia a su nivel de riesgo.

La “RIB” contribuye a la implementación de los planes de inspección y diagnóstico de los recipientes vinculados con el plan de mantenimiento, ayuda a prevenir los problemas y a reducir el mantenimiento reactivo. Permite, además, establecer ciclos de inspección en correspondencia con la criticidad de los equipos y su tasa de deterioro.

La presente tesis ha sido elaborada con el propósito de servir como material de apoyo a aquellos que se inician en el empleo de la “IBR” como herramienta de trabajo y pretende abordar los aspectos fundamentales relacionados con la inspección en las denominadas “Industrias de altos riesgos”.

EL RIESGO, DEFINICIONES

Existen diferentes definiciones de riesgo, dentro de las que destacan:

1. Situación que puede conducir a una consecuencia negativa no deseada en un evento.
2. Probabilidad de que suceda un determinado peligro potencial (entendiendo por peligro a toda aquella situación que puede provocar daños a las personas, al medio ambiente o al equipamiento).
3. Consecuencias no deseadas de un evento dado, en relación con la probabilidad de que ocurran.

4. Probabilidad de que las actividades que se desarrollan en una instalación, ya sea fabril o comercial, puedan provocar daño al medio ambiente, a la salud de la población circundante o al personal que labora en la instalación, daños al propio equipo y a los equipos circundantes o se provoquen pérdidas en la producción.
5. De acuerdo con ISO 9000:2015: Riesgo es el efecto de la incertidumbre en los objetos.
 - 5.1 Un efecto es una desviación positiva y/o negativa, de lo esperado.
 - 5.2 La incertidumbre es el estado, aunque sea parcial, de la deficiencia de información relacionada con, la comprensión o el conocimiento de un evento, su consecuencia o probabilidad.
 - 5.3 El riesgo se caracteriza por referencia a potenciales “eventos” y “consecuencias”, o una combinación de estas.
 - 5.4 El riesgo se expresa en términos de una combinación de las consecuencias de un evento y la probabilidad de ocurrencia asociada.
 - 5.5 El término “riesgo” se utiliza a veces cuando solo existe la posibilidad de consecuencias negativas.

En cualquier caso, debe tenerse en cuenta que un tratamiento riguroso del riesgo requiere una definición más precisa que permita, de alguna manera, su cuantificación. Una definición que cumple estos requisitos y que es además la más ampliamente utilizada por los especialistas en el tema, es la basada en el producto de la frecuencia o la probabilidad de ocurrencia prevista para un determinado evento por la magnitud de las consecuencias probables. Esto es:

$$\text{RIESGO} = \text{PROBABILIDAD DE OCURRENCIA} \times \text{MAGNITUD DE LAS CONSECUENCIAS}$$

La evaluación del riesgo puede ser definida como un proceso de recopilación y análisis de información para desarrollar una interpretación objetiva del riesgo de un proceso en particular. La evaluación del riesgo es entendida como el proceso empleado para comparar el riesgo estimado contra los criterios de riesgo dados para determinar la significación del

riesgo y sus resultados pueden ser utilizados para ayudar en la toma de decisiones relacionadas con la aceptación o mitigación del riesgo.

Para establecer las bases que permiten estimar el riesgo se puede considerar la adecuada formulación y respuesta a las siguientes preguntas:

1. ¿Qué es lo que podría estar mal? (Escenario o evento no deseado)
2. ¿Con que frecuencia ocurriría? (Probabilidad)
3. ¿Qué importancia tendría? (Consecuencias)

Para comprender mejor la relación entre estos elementos considérese, a modo de ejemplo, la explosión de una caldera como evento a analizar. Supóngase que, dadas las condiciones en que sea operada dicha caldera, producto de este fallo resultan muertos o heridos 5 trabajadores y que la probabilidad de ocurrencia de este fallo es de 1 en 1000 para un año cualquiera. Sobre la base de las suposiciones anteriores, el riesgo asociado a este evento es:

$$\text{RIESGO} = 5 \times (1/1000) = 1 \text{ víctima en 200 años}$$

Imáginese ahora que en esa misma planta puede ocurrir la avería de un turbogenerador que ocasiona pérdidas económicas por valor de 10 millones de pesos y que su probabilidad de ocurrencia es de 1 en 50 para un año cualquiera. En esta ocasión el riesgo asociado es:

$$\text{RIESGO} = 10,000,000 \times (1/50) = 200,000 \text{ pesos/año}$$

Como puede apreciarse, el riesgo queda cuantificado de manera tal que puede expresarse como “daños por unidad de tiempo”. Esta forma de definir el riesgo representa al menos serios inconvenientes. En primer término, la magnitud de las consecuencias de un suceso no deseado no se mide únicamente en víctimas mortales o en dinero, ya que existe también la posibilidad de que se produzcan heridos o secuelas a largo plazo en la población, de difícil o imposible estimación, o de contaminación de áreas más o menos extensas. En segundo

lugar, no resulta fácil calcular los dos parámetros que intervienen en la definición. Sin embargo, existen procedimientos que permiten estudiar los parámetros, no de forma exacta, pero sí con una precisión razonable para poder estimar el riesgo.

En este punto, es conveniente precisar el alcance de dos términos que suelen utilizarse indistintamente, pero que en el lenguaje del análisis de riesgos tienen una connotación diferente. Se trata de los conceptos de peligro y riesgo.

El peligro es una condición física o la fuga de un material peligroso que podría resultar del fallo de un componente y que puede provocar lesiones o muerte de personas, pérdidas, daño o degradación del medio ambiente. El peligro es la fuente del daño. Los componentes que se emplean para transportar, almacenar o procesar un material peligroso, pueden ser fuentes de peligro. El error humano y los eventos externos también pueden crear peligro.

Por su parte, el riesgo estaría asociado a la probabilidad de que un peligro se convierta realmente en un evento con unas consecuencias determinadas, es decir, la combinación de la probabilidad de ocurrencia de un evento y sus consecuencias. En algunas situaciones, el riesgo se interpreta como una desviación de lo esperado. Cuando la probabilidad y las consecuencias están expresadas numéricamente, el riesgo es el producto de ambas.

PROGRAMA DE INSPECCIÓN BASADO EN RIESGOS (IBR)

ASPECTOS QUE CONSIDERAR PARA DESARROLLAR UN PROGRAMA IBR

El propósito de este capítulo es proporcionar los elementos básicos para desarrollar e implementar un programa de inspección basado en riesgos (IBR).

La metodología está presentada paso a paso con el máximo detalle. Se deberá de prestar particular atención a los siguientes aspectos:

- a) Los conceptos y principios básicos de la inspección basada en riesgo para la gestión
- b) La descripción de los pasos a seguir para aplicar estos principios, dentro del marco de un proceso IBR
 1. Planificación de la evaluación IBR.
 2. Recolección de datos e información.
 3. Identificación de los mecanismos de deterioro y modos de fallo.

4. Evaluación de la probabilidad de fallo.
5. Evaluación de las consecuencias de fallo.
6. Determinación, evaluación y gestión del riesgo.
7. Gestión del riesgo con actividades de inspección.
8. Actividades para la mitigación del riesgo.
9. Reevaluación y actualización.
10. Roles, responsabilidades, entrenamiento y capacitación.
11. Documentación y conservación de los registros.

El resultado esperado de la aplicación del proceso IBR debe de ser la conexión de los riesgos con la inspección apropiada u otras actividades de mitigación para gestionar el riesgo.

El proceso IBR debe ser capaz de generar:

- a) Un *ranking* de todo el equipamiento evaluado según el riesgo.
- b) Una descripción detallada del plan de inspección a ser aplicado para cada equipo, incluyendo:
 1. Los métodos de inspección que deben de emplearse, por ejemplo:
 - i. Inspección Visual (VT).
 - ii. Inspección por Ultrasonido Industrial (UT).
 - iii. Radiografía.
 - iv. Ensayos No Destructivos (END)
 2. La extensión de la aplicación de los métodos de inspección, por ejemplo: por ciento del área examinada o ubicaciones específicas.
 3. Los tiempos de inspección.
 4. La gestión de riesgos lograda a través de la implementación del plan de inspección.
- c) Una descripción de cualquier otra actividad para la mitigación del riesgo (como reparaciones, reemplazos o actualización de equipamiento).
- d) Los niveles de riesgo esperados para todo el equipamiento después del plan de inspección y una vez que las otras actividades para la mitigación del riesgo han sido implementadas.

ORGANIZACIÓN DEL PROGRAMA DE INSPECCIÓN.

Un sistema de inspección está compuesto por un conjunto de funciones como son: Identificación de riesgos, mitigación, entre otros; cuya interrelación tiene el propósito de garantizar el diagnóstico del estado del equipo, disminuyendo los costos de mantenimiento y aumentando la seguridad de la operación de las instalaciones.

En este caso, la actividad de inspección y diagnóstico de equipos estáticos se concibe como un proceso de interacción con otros que aportan las entradas necesarias. A su vez, las salidas del proceso de inspección y diagnósticos pueden convertirse en entradas de otros procesos, incluso de anteriores.

RUTAS DE MEDICIÓN

Las rutas de medición constituyen una forma lógica de programar una secuencia de verificación del comportamiento de los activos, a través de la medición de parámetros (funcionales o de proceso) para una posterior comparación con los criterios de alerta/alarma y de esta forma conocer su condición. Las rutas de medición se conforman en función de la ocurrencia de los fallos y en ellas se establecen, en forma ordenada, la secuencia de medición teniendo en cuenta los equipos a medir, el lugar de ubicación del equipo (área) y la frecuencia de medición. La ruta de medición debe tomar en cuenta el histórico del comportamiento de los equipos.

Las mediciones se deben de efectuar en intervalos que garanticen la identificación de los problemas de manera anticipada y siguiendo las rutas previamente establecidas. Es importante que en la planificación se considere el tiempo para el análisis, el registro y elaboración del informe de los resultados, garantizando de esta manera la calidad de los resultados.

Los equipos de alto riesgo industrial serán sometidos a inspección de manera periódica por parte del personal especializado y de mantenimiento.

FRECUENCIA DE LA INSPECCIÓN.

La frecuencia con que se realizan las inspecciones es de vital importancia para la detección de fallos y depende de la periodicidad de ocurrencia de estos, permite obtener la información necesaria para la toma de decisiones y planificar las intervenciones de mantenimiento. La frecuencia de inspección debe estar en correspondencia con los datos recogidos durante la inspección anterior.

En el caso de los equipos estáticos, se indican en normas los períodos límite para inspeccionar, generalmente expresados en años y los procedimientos para determinar la velocidad de avance del daño (por ejemplo: velocidad de corrosión, que generalmente se expresa en mm/año). Si para cada equipo se establecen estos valores y se conoce el daño permisible, es posible determinar los periodos entre inspecciones y confeccionar los planes de inspección.

Los planes de inspección confeccionados de esta manera obligan a verificar el 100 % de los equipos en el término de tiempo establecido para cada uno; sin embargo, existen técnicas que permiten optimizarlo. Esto posibilita que los planes de inspección se concentren en los equipos con un mayor efecto en la producción, la integridad de la instalación, la seguridad de las personas y el medio ambiente. Optimizar la inspección permite ajustar su costo a las necesidades reales de cada instalación.

DIAGRAMA DE FLUJO PARA LA INSPECCIÓN EN OPERACIÓN DE EQUIPOS ESTÁTICOS

Para la aplicación de un programa de inspección basado en riesgo se debe estructurar la gestión de la inspección de manera organizada, como se muestran en la Fig. 1. Este diagrama muestra la ruta a seguir en caso de que los equipos sean dinámicos. Contrariamente a los equipos dinámicos, en los equipos estáticos es difícil detectar un fallo relacionado con la integridad del material mediante la medición de parámetros de proceso. Los síntomas de fallo de la integridad del material, en el caso de los equipos estáticos, por

lo general no son medibles y el fallo se detecta una vez que ocurre. Los síntomas de fallo son detectables por métodos de ensayos no destructivos "END".

Ejemplo de fallos que no son medibles y son detectados por END, se pueden citar los siguientes:

- Corrosión.
- Grietas.
- Deformaciones.
- Fugas debido a grietas en el material.
- Discontinuidades.
- Fugas debido a:
 - Falta de ajuste entre partes.
 - Desgaste entre partes.
 - Rotura de sellos.
 - Válvulas defectuosas.
 - Desunión de partes.

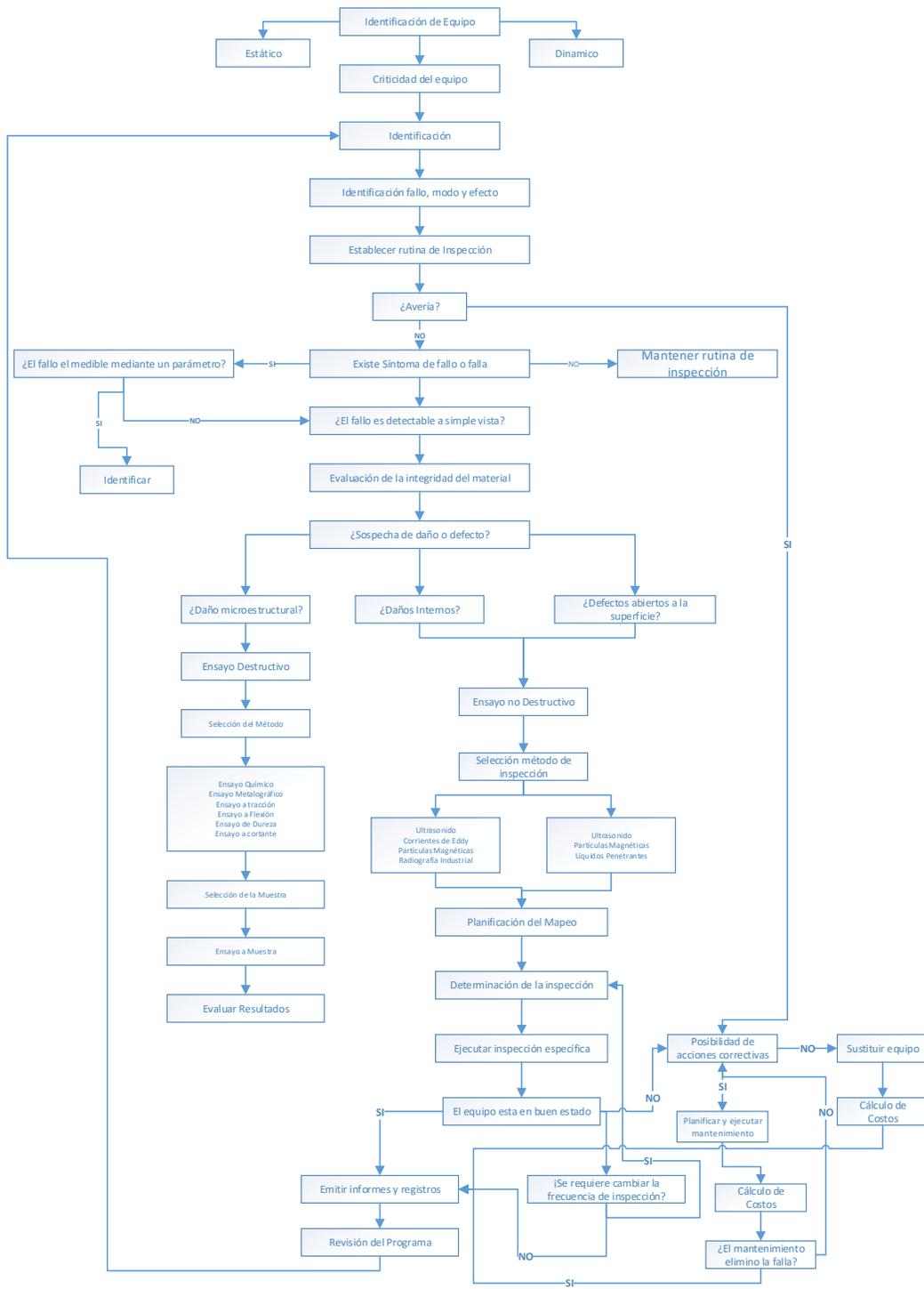


Figura 1. Diagrama de flujo para la inspección en operación de equipos estáticos.

ELEMENTOS CLAVE EN UN PROGRAMA IBR

Los elementos clave que deben de existir en cualquier programa IBR son:

- a) Sistema de gestión para mantener la documentación, las calificaciones del personal, los datos requeridos y las actualizaciones de los análisis.
- b) Método documentado para la determinación de la probabilidad de los fallos.
- c) Método documentado para la determinación de las consecuencias de los fallos.
- d) Metodología documentada para la gestión del riesgo a través de la inspección y otras actividades para la mitigación del riesgo.

Debe tenerse presente que todos los elementos que se han presentado con anterioridad deben ser adecuadamente tratados en las aplicaciones IBR, en correspondencia con las prácticas recomendadas.

REQUISITOS BÁSICOS DE UN PROGRAMA RBI

Para que un programa IBR evalúe objetivamente los riesgos, se deben asignar intervalos de inspección adecuados y aplicar técnicas apropiadas, es necesario que se satisfagan algunos requerimientos básicos, los que están asociados con los aspectos siguientes:

1. El procedimiento.
2. El personal.
3. La documentación.
4. Las inspecciones previas.
5. La gestión de los cambios.
6. Los modelos.

1. El procedimiento.

La asignación de un programa IBR debe estar respaldada por un proceso lógico, riguroso y bien definido que garantice que se ha tenido en cuenta toda la información pertinente.

El proceso IBR debe estar explicado claramente en un procedimiento escrito y el mejor lugar para incluir tal documento es el manual de calidad de la empresa.

Este procedimiento debe describir, detalladamente, cada paso a ejecutar durante el proceso de evaluación. Para cada fallo deberán definirse:

- Los peligros identificados.
- El nivel de riesgo.
- La probabilidad de ocurrencia.
- Las consecuencias.
- El intervalo de inspección.

2. El personal.

El programa IBR debe definir las competencias del personal requerido para participar durante cada fase del proceso. Como mínimo, en las etapas de evaluación de probabilidades de ocurrencia y consecuencias deberá de haber personal de operación, seguridad, mantenimiento e inspección con experiencia en los recipientes bajo estudio.

Una parte del proceso IBR consiste en la evaluación del personal involucrado en el análisis de riesgo, para garantizar que se cuente con los conocimientos y la experiencia requerida.

3. La documentación.

Es importante que cualquier proceso IBR esté debidamente documentado y que esté claramente definido en todos los factores que intervienen en la evaluación del riesgo.

La documentación debe incluir:

- Miembros del equipo que realizan la evaluación y sus calificaciones.
- Intervalo de reevaluación.
- Factores empleados para determinar el riesgo.
- Suposiciones hechas para la evaluación.
- Resultados de la evaluación de riesgos.
- Estrategia para la reducción de riesgos a seguir.
- Niveles de mitigación de riesgo.

La documentación del proceso permitirá que la evaluación del riesgo pueda ser revisada sobre bases conocidas y que tal revisión está basada en cambios a los procesos y la información actualizada de los inspectores.

4. Las inspecciones previas.

Toda la información de partida disponible proveniente de las inspecciones previas debe formar parte de la memoria escrita del proceso IBR. Es muy importante que la evaluación del riesgo se efectúe a la par que se establece el intervalo de inspección y las técnicas apropiadas.

5. Gestión de cambios.

Es conveniente atender los cambios aparentemente pequeños, pueden tener un impacto notable en la probabilidad de ocurrencia o las consecuencias de muchos fallos. Considerando esta realidad incuestionable, se puede comprender que un elemento de vital importancia en el éxito de un programa IBR es la capacidad de la organización para gestionar los cambios. La gestión de cambios también debe estar controlada mediante un procedimiento escrito que podrá estar incluido en el manual de calidad.

6. Los Modelos.

Los modelos, normalmente computarizados, que se emplean para ayudar a la determinación del riesgo, deben ser empleados con sumo cuidado. Es necesario que el personal que los emplee esté debidamente adiestrado en el proceso IBR y comprenda cómo es que se determina el riesgo, sobre la base de los datos disponibles. Los resultados obtenidos de esta forma deben ser revisados y verificados, para que sean consecuentes con los principios empleados.

FASES DEL PROCESO IBR

Para la implementación exitosa de un proceso IBR, es necesario aplicar las siguientes fases:

1. Definición del sistema.
2. Identificación de peligros.
3. Evaluación de las consecuencias.
4. Evaluación de la probabilidad.
5. Estimación del riesgo
6. Programa de inspecciones.
7. Reevaluación del riesgo.

1. Definición del sistema.

El recipiente o sistema por analizar deberá estar correctamente definido y sus fronteras adecuadamente identificadas. Además, se deberá acopiar la información necesaria para la posterior evaluación de la probabilidad de ocurrencia de los fallos y de las consecuencias de estos:

- a) Parámetros de diseño.
- b) Parámetros de operación.
- c) Descripción y características del proceso.
- d) Historial de operación y fallos.
- e) Historial de inspecciones y reparaciones.
- f) Exposición del personal al riesgo.
- g) Proximidad de áreas pobladas.
- h) Posibles consecuencias para el medio ambiente.
- i) Estrategia actualmente empleada para atenuar el riesgo.

2. Identificación de peligros.

Una vez que se dispone de la información, se debe de proceder a la identificación de peligros. Esta incluye las formas potenciales de degradación y los mecanismos de daño esperados para el equipamiento estudiado, utilizando los datos de la inspección y del proceso, así como la experiencia previa disponible. Esta fase es muy importante y requiere de un análisis detallado del equipamiento por parte de los especialistas.

Al identificar los mecanismos de daño para un equipamiento, deberán considerarse todos los modos básicos de degradación, entre ellos, la corrosión o erosión, la fractura, los cambios metalúrgicos, las fuerzas mecánicas, entre otros.

En esta fase se identifican los escenarios potenciales de fallo sobre la base de los mecanismos de daño esperado.

3. Evaluación de consecuencias.

Las consecuencias de un fallo pueden estar relacionadas con la seguridad de las personas, la integridad del medio ambiente y con los costos directos e indirectos. Para un programa IBR, la categoría de consecuencias más importantes es la que tiene que ver con la seguridad.

Durante la evaluación de las consecuencias, deberán considerarse los siguientes factores para cada escenario de fallo:

- Proximidad a áreas residenciales, vías de comunicación u otras instalaciones industriales.
- Cantidad de trabajadores.
- Presencia de sustancias tóxicas, inflamables o radiactivas.
- Derrumbes potenciales.
- Explosiones potenciales.

- Pérdida potencial de contención.
- Energía contenida.
- Impacto ambiental.

El resultado de esta evaluación de consecuencias será utilizado posteriormente para la estimación del riesgo.

4. Evaluación de la probabilidad de ocurrencia.

La evaluación de la probabilidad de ocurrencia de un fallo es considerada como la fase más compleja en la estimación del riesgo. Normalmente la probabilidad es medida con la frecuencia del evento considerado en un determinado periodo. En cualquier caso, tal evaluación deberá estar basada en los datos históricos, en la comprensión de los mecanismos de fallo, en la operación actual y en el reconocimiento de los posibles cambios futuros para compilar todos los datos de manera coherente.

Sera necesario evaluar cada escenario de fallo para determinar su probabilidad de ocurrencia, tal evaluación se realizará considerando los siguientes factores:

- **Diseño.** Se comparan los parámetros de diseño
- **Proceso.** Se consideran las afectaciones potenciales, las condiciones transitorias, la estabilidad del proceso, la limpieza del sistema, la historia operativa, los procedimientos de operación, las habilidades de los operadores y los posibles fallos de los dispositivos.
- **Inspección.** Se analiza la efectividad de las inspecciones previas basadas en el daño esperado, las técnicas de inspección utilizadas y la accesibilidad.
- **Daño.** Se examinan los resultados de las inspecciones previas, los mecanismos de fallo conocidos o esperados, la tasa de deterioro y la fecha de la última inspección.
- **Equipo.** Se considera la complejidad del equipamiento.

- **Condición.** Se tiene en cuenta la condición física del equipo.

Al igual que para la evaluación de las consecuencias, en el caso en el que se deban aplicar técnicas para disminuirlo, es conveniente evaluar la probabilidad de ocurrencia de los fallos tanto en el estado mitigado, como sin mitigar. Esto permite determinar la efectividad y confiabilidad de la estrategia.

5. Estimación del riesgo.

El nivel de riesgo para cada activo se estima sobre la base de las consecuencias y la probabilidad de fallo evaluadas en las fases previas. El programa IBR debe definir la forma en que se genera el riesgo. Una forma efectiva de combinar la probabilidad de ocurrencia de los fallos y sus consecuencias es a través de la representación gráfica conocida como matriz de riesgo. **(Figura 5.1)**

La asignación de categorías de consecuencias y probabilidades de ocurrencia de los fallos permite establecer una variante de análisis semi-cuantitativa **(Figura 5.2)** que puede resultar sumamente útil en una gran cantidad de casos, dado que del análisis se derivan cuatro niveles de riesgo (Bajo, Medio, Medio-Alto y Alto)

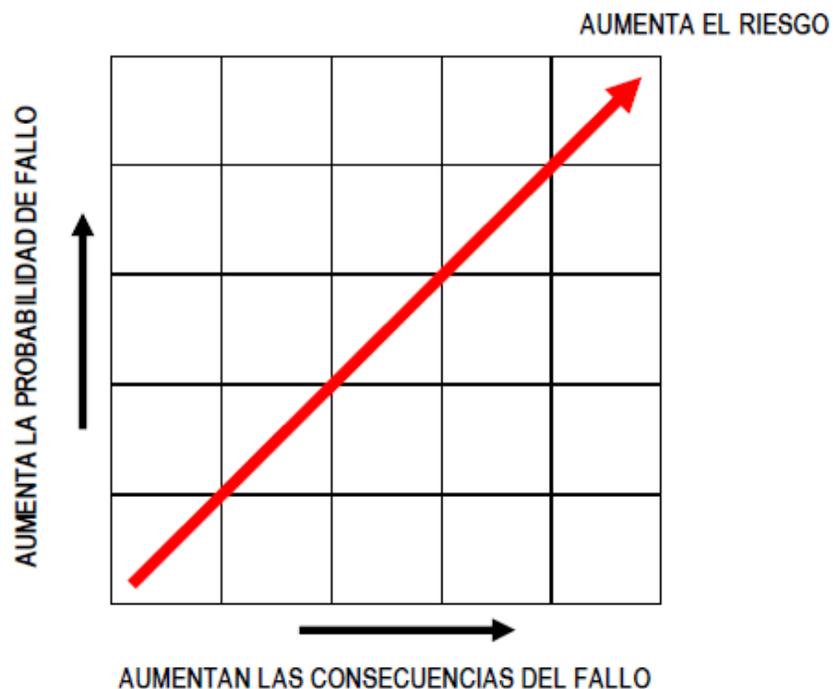


Figura 5.1 Matriz genérica de riesgo.

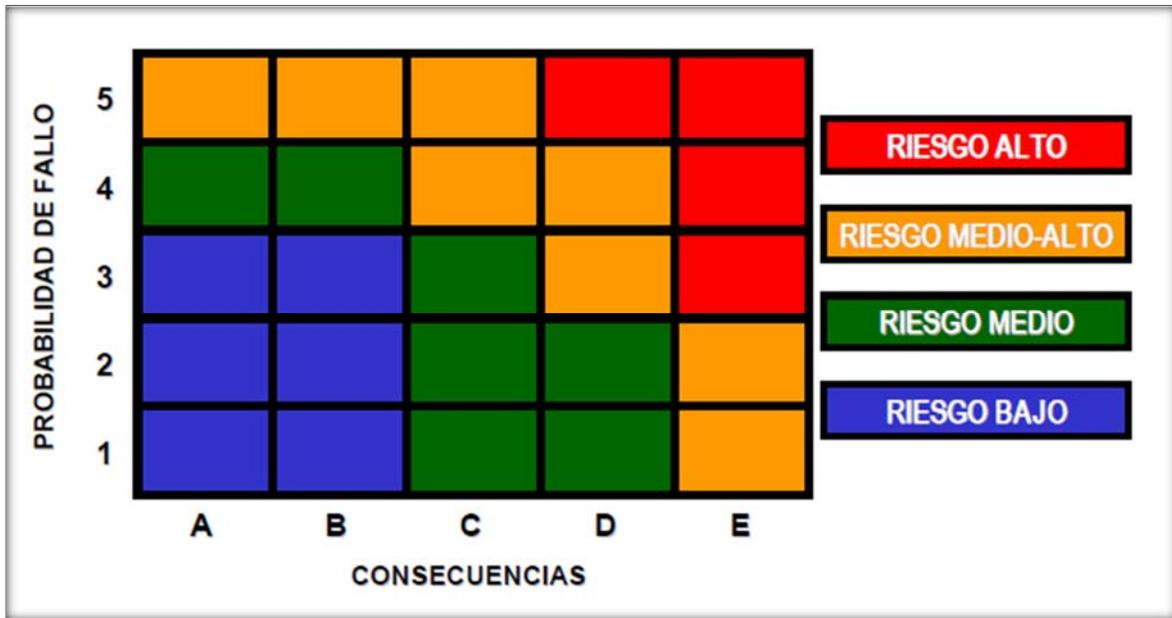


Figura 5.2 Matriz semicuantitativa de riesgo.

Tabla 5.1 Categoría de consecuencias.

- A Despreciables.
- B Leves.
- C Importantes.
- D Severas.
- E Muy severas.

Tabla 5.2 Categorías de probabilidades de ocurrencia

- 1 Ocurrencia prácticamente imposible.
- 2 Ocurrencia poco probable.
- 3 Posibilidad de ocurrencia esporádica.

- 4 Posibilidad de ocurrencias aisladas.
- 5 Posibilidad de ocurrencias recurrentes.

En la mayoría de los casos, el mayor riesgo resultante del análisis de cada activo es el que debe emplearse para determinar la estrategia de inspección y disminución. Sin embargo, puede ser necesario considerar más de un nivel de riesgo si existen diferentes modos de degradación que exijan de diferentes técnicas de inspección.

El paso crítico durante esta etapa es la asignación del nivel de riesgo en la matriz. El programa IBR debe definir como se abordará cada riesgo en términos de frecuencia y alcance de la inspección, así como la aplicación de técnicas de atenuación.

6. Programa de inspección.

Un programa IBR debe tener un mecanismo para establecer un plan de inspecciones basado en el nivel de riesgo determinado mediante la matriz. El plan deberá estar en correspondencia con el nivel de riesgo y considerar todos los modos de fallo esperados y los principales factores que afectan el riesgo. Se deben definir las técnicas de inspección que se utilizarán, las zonas a examinar y la naturaleza del daño esperado.

Ejemplo de modificaciones posibles:

- Modificar proceso.
- Modificar los procedimientos de operación.
- Mejorar los sistemas de detección y alarma.
- Reparar o reemplazar el equipamiento.
- Controlar las posibles fuentes de ignición.
- Construir contenciones o restricciones adicionales.

7. Reevaluación del riesgo.

El programa IBR debe incluir actualizaciones sistemáticas de las evaluaciones de riesgos, para asegurar que se incorpora la información más reciente sobre las inspecciones, los procesos y el mantenimiento. Así mismo, debe ser validada la efectividad de las técnicas utilizadas. Las reevaluaciones se realizan al aparecer las siguientes situaciones.

- Después de cambios del proceso, en el personal u otros factores críticos, o cuando esté disponible información que afecte la evaluación previa.
- Después de que se obtengan nuevos datos de una inspección.
- Después de transcurrido el máximo lapso programado.

El intervalo entre una evaluación y la siguiente debe establecerse y documentarse y será tal, que asegure la actualización permanente de los análisis.

8. La gestión del riesgo

El proceso de gestión del riesgo tiene lugar tomando como base la relación de activos jerarquizados según los riesgos estimados y los niveles de riesgo límites o niveles tolerados. Para los riesgos que se consideran aceptables, no se requiere evaluación por lo que no es necesaria ninguna acción adicional. Por su parte, para aquellos riesgos que se consideren inaceptables y por lo tanto requieren algún tipo de tratamiento, existen varias posibilidades de mitigación que se deben de considerar.

La figura 8.1 proporciona una visión de conjunto del proceso de gestión de riesgo.

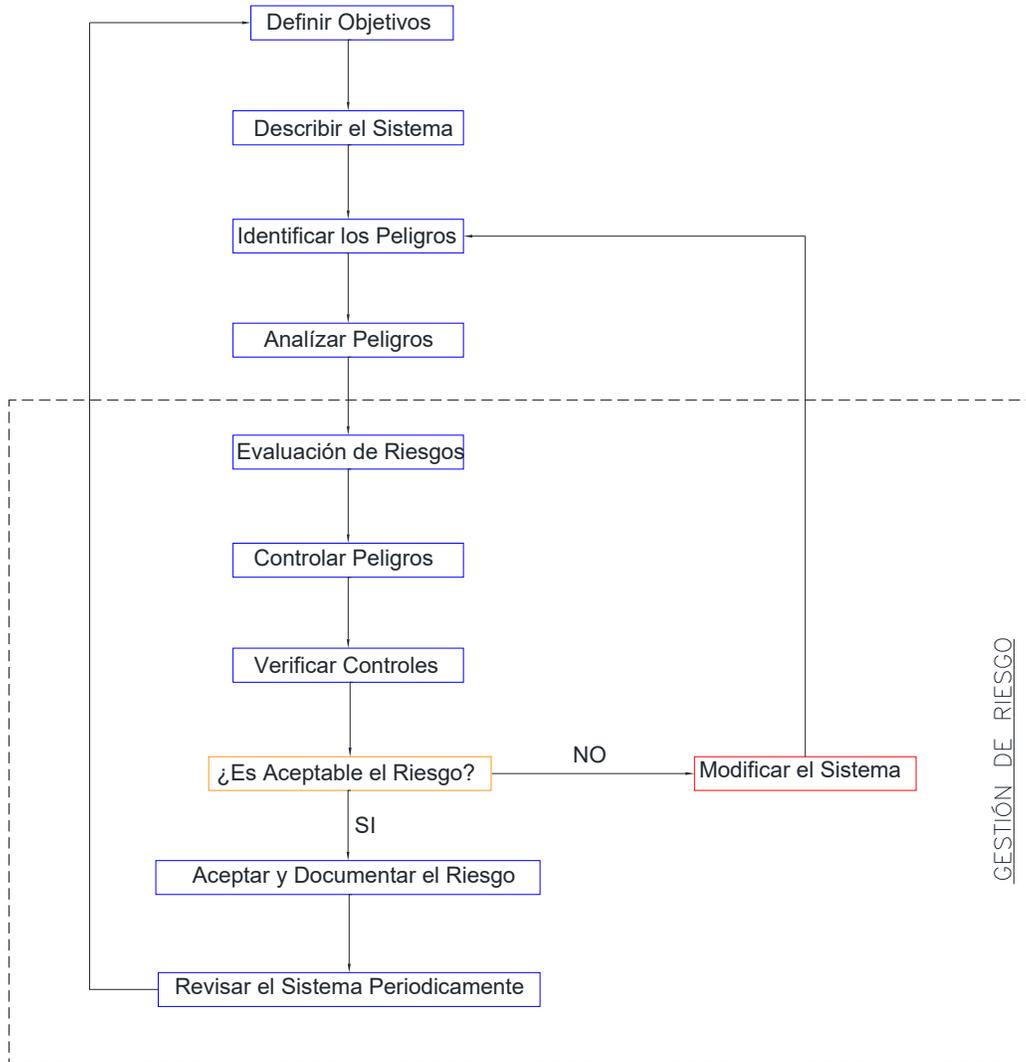


Figura 8.1

FUENTE: Inspección de equipos para la industria petrolera basada en el análisis de riesgo y la determinación de la vida remanente [M. Solarí, et al, 2002]

Puede apreciarse entonces que la reducción del riesgo es parte íntegramente del proceso de gestión y será entendida como el acto de atenuar o mitigar un riesgo conocido a un nivel de riesgo menor y tolerable.

USANDO IBR COMO HERRAMIENTA DE MEJORA CONTINUA

La utilización de IBR proporciona un vehículo para conseguir continuamente la mejora de la inspección de instalaciones y sistemáticamente reducir el riesgo asociado con fracasos a barreras de presión. A medida que nuevos datos (como resultados de la inspección) se dispongan o cuando se produzcan cambios, la reevaluación del programa IBR puede ser un hecho que proporcionará una visión actualizada de los riesgos. Los planes de gestión de riesgo deben ser ajustados apropiadamente.

La IBR ofrece la ventaja adicional de identificar espacios o defectos en la efectividad de tecnologías de inspección disponibles y sus aplicaciones. En los casos en los que la tecnología no puede mitigar los riesgos adecuadamente o hacerlo en forma costo-efectividad, pueden ser implementados otros enfoques para la mitigación del riesgo.

La implementación de un programa de inspección basado en riesgo (IBR), permite reducir el riesgo asociado a fallos por:

- Sobre Presión.
- Flujo Inverso.
- Mezcla de sustancias.
- Cambio de las propiedades mecánicas de los materiales.
- Corrosión (En todas sus formas).
- Grietas, poros y fisuras en materiales y uniones soldadas.
- Depósito de sustancias solidas que obstruyen el flujo de sustancias.
- Deformaciones en los materiales.
- Fuga de sustancias.

A partir del seguimiento de los fallos detectados y de los nuevos datos que se originen durante de las inspecciones, se pueden realizar las reevaluaciones y reajustes al programa RBI que se consideren pertinentes para mantener bajo control los riesgos.

LA IBR COMO HERRAMIENTA DE GESTIÓN INTEGRADA

La IBR es una herramienta para la evaluación y gestión del riesgo dirigida a un área no tratada completamente en otros esfuerzos organizacionales para la gestión de riesgo como el análisis del proceso peligroso (APP) o el mantenimiento centrado en la confiabilidad (MCC). La IBR complementa estos esfuerzos para proporcionar una evaluación más minuciosa de los riesgos asociados con la operación del equipamiento.

ENFOQUE A LA INTEGRIDAD MECÁNICA.

El proceso de IBR se centra en el mantenimiento de la integridad mecánica de los elementos del equipo de presión y minimizar el riesgo de pérdida de contención debido a su deterioro. IBR no es un sustituto para un análisis de riesgos de proceso por sus siglas en inglés (PHA) o HAZOP. Por lo general, las evaluaciones de riesgo de PHA se centran en el diseño de la unidad de proceso y prácticas de operación y su adecuación, dadas las condiciones de operación actual o prevista de la unidad. IBR es un complemento para llevar a cabo la PHA, centrándose en el deterioro de la integridad mecánica relacionando mecanismos y la gestión de riesgos a través de la inspección. IBR también es complementaria del análisis de programas de Mantenimiento centrado en la Confiabilidad por sus siglas en inglés (RCM), en que ambos programas están enfocados a la comprensión de los modelos de falla, dirigiéndose a los procedimientos y por lo tanto la mejora de la fiabilidad de los equipos y las instalaciones de proceso

Los siguientes tipos de equipos a presión y asociados, están cubiertos por la norma API RP-580

- a) Componentes de tuberías de proceso y tuberías.
- b) Tanques-atmosféricos y depósitos presurizados.
- c) Rotación de equipos a presión que contienen componentes.
- d) Calderas y calentadores de componentes presurizados.
- e) Intercambiadores de calor (conchas, cabezales, canales y paquetes).
- f) Dispositivos de alivio de presión.

El equipo no presurizado siguiente no está cubierto por la referida norma:

- a. Sistemas de instrumentación y control.
- b. Sistemas eléctricos.
- c. Sistemas estructurales.
- d. Componentes de maquinaria (excepto la bomba y compresor)

El problema es que los fallos en los equipos estáticos pueden provocar incidentes cuyas consecuencias sean devastadoras debido a su impacto en el medio ambiente, la instalación y las personas, lo cual influye negativamente en la economía de la empresa. Se dedican recursos y esfuerzos a los eventos de este tipo para entender que sucedió, sin embargo, la clave no es reparar el fallo, sino evitar su ocurrencia.

La preservación de la integridad mecánica del material del activo no implica solo realizar una inspección estándar, ni tampoco una recolección estadística aislada o una evaluación esporádica de la inspección basada en riesgo. Se trata de integrar diferentes filosofías, metodologías, tecnologías y estrategias para garantizar la confiabilidad, la rentabilidad y el desempeño seguro de la empresa en el contexto operativo durante todo el ciclo de la vida del activo. De este modo, los fallos relacionados con la integridad mecánica del material también están relacionados con el contexto operacional, por lo que deberán evitarse mediante el control y el seguimiento apropiado de todas las variables relacionadas, como:

- Control de diseño de los activos y del proceso.
- Metalurgia del material de los activos.
- Parámetros operativos.
- Comportamiento humano.
- Desempeño del proceso.
- Precisión de las inspecciones.

Cualquier desviación en las variables antes mencionadas puede iniciar, acelerar o contribuir a la ocurrencia de fallos por la no detección temprana de los mismos, por lo que se deberá tener un enfoque proactivo. A partir de los conocimientos técnicos y la experiencia del cliente, los departamentos de inspección, procesos, operaciones y

mantenimiento deberán llevar a cabo una serie de actividades integradas que permitan implementar el control de sus activos. La inspección basada en riesgo, como herramienta integrada, permite adecuar el entorno de la empresa:

- El control de la integridad mecánica.
- El monitoreo de variables críticas de un proceso.
- El monitoreo de variables relacionadas con la integridad mecánica del material, uno de los puntos es la medición de espesores.
- La gestión de inspección.
- Las estrategias para asegurar la integridad de los activos.
- Los principios para el control de corrosión.

CAPITULO III. RECIPIENTES SUJETOS A PRESIÓN

3.1 BREVE HISTORIA DE LOS RECIPIENTES A PRESIÓN

Los recipientes a presión fueron inventados durante la revolución industrial, particularmente en Gran Bretaña, para ser utilizados como calderas con la función de generar vapor y accionar las máquinas de vapor. Los estándares de diseño y pruebas surgieron después de un largo período de explosiones y pérdidas de vidas y condujo todo esto a iniciar un sistema de certificación, del que se hablará más adelante.

En un esfuerzo temprano por diseñar un tanque capaz de soportar presiones superiores a los 10,000 psi, fueron desarrollados en 1919, una serie de tubos con un diámetro de 6 pulgadas que fueron enrollados en espiral con dos capas de alambre de acero de alta tensión y resistencia para prevenir la ruptura de las paredes, y las tapas de los extremos reforzadas longitudinalmente con barras de alta resistencia longitudinales.

Regresando a los orígenes de fabricación, se puede decir que los recipientes a presión y calderas fueron hechos de placas de acero ribeteado (placa de caldera). Hoy son hechos con soldadura eléctrica y esto ha vuelto el procedimiento anterior obsoleto en todo.

3.2 TIPOS DE RECIPIENTES

Los diferentes tipos de recipientes a presión que existen se clasifican de la siguiente manera: (Figura 3.2)

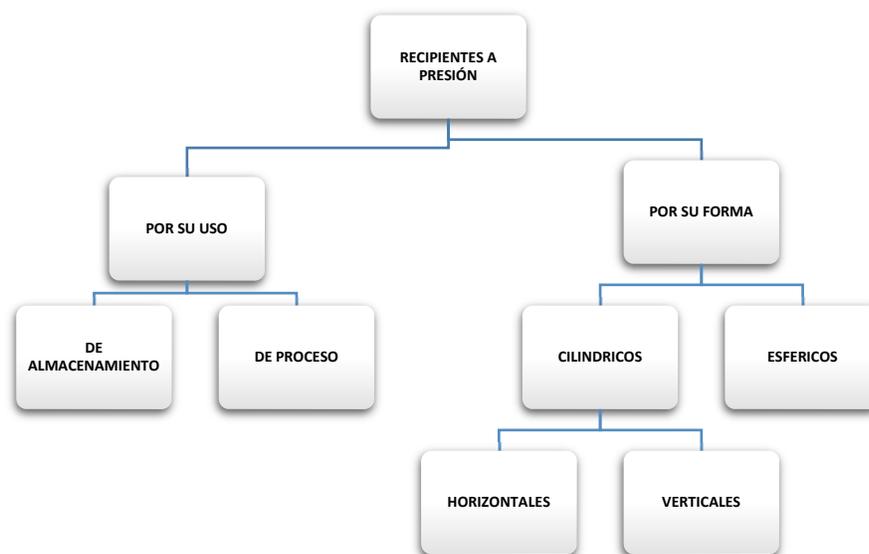


Fig. 3.2 Tipos de Recipientes

3.2.1 POR SU SERVICIO (USO):

Se dividen en:

- **Recipientes de proceso.**

Se utilizan como intercambiadores de calor, reactores, torres fraccionadoras, torres de destilación, entre otros.

- **Recipientes de almacenamiento.**

Se usan como depósitos para contener una reserva suficiente de algún producto para su uso posterior y/o comercialización.

3.2.2 POR SU FORMA

Se clasifican en:

- **Cilíndricos.**

Pueden ser horizontales o verticales, y pueden contar con o sin chaquetas para incrementar o disminuir la temperatura de los fluidos según el caso.

- **Recipientes Horizontales**

Son aquellos recipientes montados en silletas en posición horizontal, conocidos comúnmente como salchichas, se utilizan como acumuladores ya sea de flujo de vapor y/o sustancias que provengan de equipos especiales.

- **Recipientes Verticales.**

Los más usados son los reactores, las torres de destilación, entre otros. Normalmente los recipientes verticales están soportados por medio de las patas de ángulo o tubo, faldones cónicos o rectos y por soportes integrados en el cuerpo del recipiente.

- **Esféricos.**

Se utilizan generalmente como tanques de almacenamiento y se recomiendan para almacenar grandes volúmenes a bajas presiones.

Puesto que la forma esférica es la forma natural que toman los cuerpos al ser sometidos a presión interna, ésta sería la forma más económica para almacenar fluidos a presión, sin embargo, la fabricación de este tipo de recipientes es mucho más cara en comparación con los recipientes cilíndricos.

- **Ventajas del uso de recipientes esféricos.**

Normalmente los recipientes esféricos se usan para el almacenamiento de grandes volúmenes de fluidos bajo presiones moderadas, entre 2.1 kg/cm² y 17 kg/cm², principalmente gases a temperaturas y presiones normales, como gas natural, butano, isobutileno, hidrogeno, amoniaco y muchos otros productos petroquímicos. Las compañías químicas de goma, pulpas y de papel han encontrado que las esferas a presión presentan grandes ventajas en el almacenamiento de líquidos como anhídridos de amonio, butadieno y ácidos volátiles.

El uso de esferas para almacenamiento de líquidos volátiles y gases tiene un gran número de ventajas prácticas, incluyendo el almacenamiento económico, partes fijas, pocas probabilidades de fuego, bajos costos de mantenimiento (debido a la accesibilidad), corrosión mínima (debido a que el oxígeno es raramente presente dentro) y flexibilidad (debido a que la eficiencia de la esfera es independientemente del nivel del contenido).

Una batería de tanques cilíndricos construidos en taller se ha usado para proveer el mismo volumen que una esfera, lo cual duplica el número de conexiones y accesorios; además, tales arreglos ocupan más espacio que el requerido para una sola esfera. Esto es debido a que la esfera es la forma geométrica que tiene mayor superficie o área por unidad de volumen.

Además, el líquido almacenado en una esfera de gran capacidad cambia de temperatura más lentamente que en un recipiente pequeño. La presión de operación es función de la temperatura, así que la presión dentro de una esfera grande es menos probable que exceda el valor calibrado en la válvula de alivio durante periodos cortos en climas extremadamente calurosos, de esta manera una esfera grande, es por consiguiente la más eficiente en prevenir pérdidas de vapor que los recipientes pequeños diseñados para la misma presión.

3.3 CODIGOS DE DISEÑO E INSPECCIÓN

Todos los diseños, fabricación, pruebas e inspección de recipientes a presión se basan en un código, en la mayoría de los países, incluyendo el nuestro, ha llegado a ser como una ley la que dictamina los requerimientos mínimos para cualquiera de las fases mencionadas.

3.3.1 CÓDIGO ASME

Historia del Código ASME

A fin de 1700, sobresale el uso de calderas y la necesidad de proteger al personal de fallas catastróficas. El empleo de calderas para generación de vapor con presiones mayores a la atmosférica. Por el descuido y la negligencia de los operadores, las fallas de diseño en las válvulas de seguridad, inspecciones inadecuadas produjeron muchas fallas y explosiones de calderas en los Estados Unidos y Europa.

En junio de 1817, el comité del Consejo de Filadelfia expuso la situación de las explosiones de calderas de barcos. Este comité recomendó que se estableciera un Instituto Legislador y se reglamentaran las capacidades de presión, Instalación adecuada a la válvula de alivio e inspección mensual.

En 1911, debido a la falta de uniformidad para la fabricación de calderas, los fabricantes y usuarios de calderas y recipientes a presión recurrieron al consejo de la ASME, para corregir esta situación.

En respuesta a las necesidades obvias de diseño y estandarización, numerosas sociedades fueron formadas entre 1911 y 1921, como la A.S.A. (Asociación Americana de Estándares)

ahora ANSI (Instituto Americano de Estándares Nacionales) el A.I.S.C. (Instituto Americano del Acero de Construcción) y la A.W.S. (Sociedad Americana de Soldadura).

Los códigos estándares fueron establecidos para proporcionar métodos de fabricación, registros y reportar datos de diseño.

A continuación, se muestran las distintas secciones en las que está dividido el código ASME y sus características principales.

3.3.1.1 SECCIONES DEL CÓDIGO ASME

Sección I Calderas de Potencia

Sección II Especificación de Materiales

Sección III Requisitos generales para División 1 y División 2

Sección IV Calderas para Calefacción

Sección V Pruebas no Destructivas

Sección VI Reglas y Recomendaciones para el cuidado y operación de las Calderas de Calefacción

Sección VII Guía y recomendaciones para el cuidado de Calderas de Potencia

Sección VIII Recipientes a Presión

Sección IX Calificación de Soldadura

Sección X Recipientes a Presión de Plástico reforzado en fibra de vidrio

Sección XI Reglas para Inspección en servicio de Plantas Nucleares

3.3.1.2 CODIGO ASME SECCION VIII DIVISION 1

En esta parte del código se establecen los requerimientos mínimos para el diseño, fabricación e inspección y para obtener la certificación autorizada de la ASME para los recipientes a presión.

En base a esta consideración se ha dividido en:

Subsección A. Parte UG que cubre los requerimientos generales.

Subsección B. Requerimientos de fabricación

Parte UW.- Para recipientes que serán fabricados por soldadura.

Parte UF.- Para recipientes que serán fabricados por forjado

Parte UB.- Para recipientes que serán fabricados utilizando un material de relleno no ferroso a este proceso se le denomina "*brazing*"

Subsección C. Requerimientos de materiales

Parte UCS.- Para recipientes construidos con acero al carbón y de baja aleación.

Parte UNF.- Para los construidos con materiales no ferrosos.

Parte UCI.- Para los construidos con hierro fundido.

Parte UCL.- Para los construidos con una placa "*clad*" integral o con recubrimiento tipo "*lining*".

Parte UCD.- Para los construidos con hierro fundido dúctil.

Parte UNT.- Para los construidos con aceros ferríticos con propiedades de tensión mejoradas por tratamiento térmico.

Parte ULW.- Para los fabricados por el método de multicapas.

Parte ULT.- Para los construidos con materiales con esfuerzos permisibles más altos a bajas temperaturas.

3.4 CÁLCULO Y DISEÑO DE LAS PARTES DE UN RECIPIENTE POR PRESIÓN INTERNA.

Los requerimientos de la Parte UG son aplicables a todos los recipientes y partes de recipientes sujetos a presión y se deberán aplicar en conjunción con los requerimientos específicos de las Subsecciones B y C, y los Apéndices Obligatorios que pertenecen al método de fabricación y material empleados.

El diseño e inspección de recipientes y partes de recipientes sujetos a presión deberán conformarse con los requerimientos generales de diseño de los párrafos que siguen y, además, con los requerimientos específicos para Diseño e inspección.

ESPESOR MÍNIMO DE ENVOLVENTES Y TAPA.

3.4.1 ESPESOR DE ENVOLVENTES SOMETIDOS A PRESIÓN INTERNA (UG-27)

- **Envloventes Cilíndricos.**

El espesor mínimo o la presión de trabajo máxima permisible deberá ser correspondiente al espesor mayor o la presión menor que está dada por (1) o (2):

(1) Esfuerzo Circunferencial (Juntas Longitudinales)

Cuando el espesor no excede de un medio del radio interior, o P no excede de $0.385 SE$, se deberán aplicar las fórmulas siguientes:

$$t = \frac{PR}{SE - 0.6P} + C \quad \text{ó} \quad P = \frac{SE(T-C)}{R + 0.6(T-C)}$$

Ecuaciones. (1) Esfuerzo Circunferencial

(2) Esfuerzo Longitudinal (Juntas Circunferenciales)

Cuando el espesor no excede de un medio del radio interior, o P no excede de $1.25SE$, se deberán aplicar las fórmulas siguientes:

$$t = \frac{PR}{2SE + 0.4P} + C \quad \text{ó} \quad P = \frac{2SE(T-C)}{R - 0.4(T-C)}$$

Ecuaciones. (2) Esfuerzo Longitudinal

- **Envolventes esféricas.**

(3) Cuando el espesor de la pared de un recipiente totalmente esférico no excede de $0.356 R$, o P no excede de $0.665SE$, se deberán aplicar las fórmulas siguientes:

$$t = \frac{PR}{2SE - 0.2P} + C \quad \text{ó} \quad P = \frac{2SE(T-C)}{R + 0.2(T-C)}$$

Ecuaciones. (3) Envolventes Esféricas

Donde:

t = Espesor Mínimo requerido

P = Presión de Diseño (Kg/cm²)

D = Diámetro Interior del recipiente (cm)

S = Esfuerzo permisible del material (kg/cm²)

E = Eficiencia de la junta de soldadura (Adimensional)

C = Tolerancia a la corrosión. (cm)

R = Radio interno del recipiente (cm)

L = Radio interno semiesférico (cm)

3.4.2 TIPOS DE TAPAS DE RECIPIENTES BAJO PRESIÓN INTERNA.

Los recipientes sometidos a presión pueden estar contruidos por diferentes tipos de tapas o cabezas. Cada una de éstas es más recomendable a ciertas condiciones de operación y costo. **Figura 3.4.2**

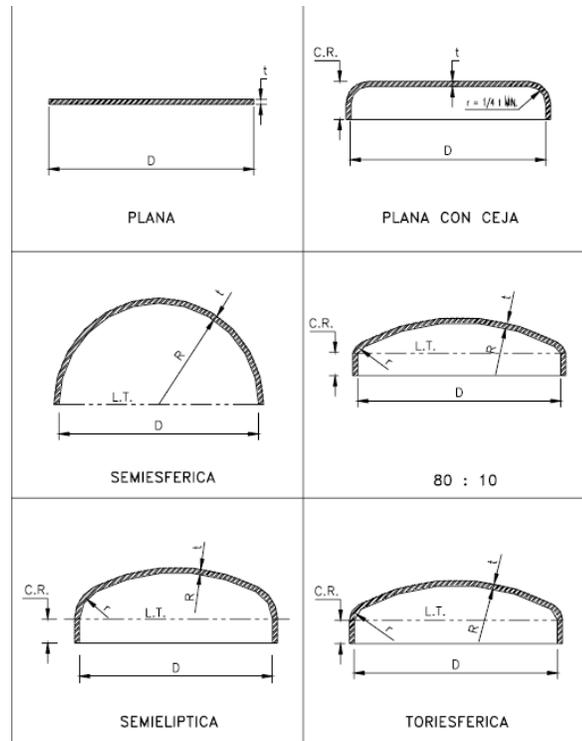


Figura 3.4.2 Sección (A)

Tapas Toriesféricas. SECCION "A"

Son las de mayor aceptación en la industria, debido a su bajo costo y a que soportan grandes presiones manométricas, su característica principal es que el radio del abombado es aproximadamente igual al diámetro. Se pueden fabricar en diámetros desde 0.3 hasta 6 m.

Tapas Semiélicas. (SECCION "A")

Son empleadas cuando el espesor calculado de una tapa Toriesférica es relativamente alto, ya que las tapas Semiélicas soportan mayores presiones que las Toriesféricas. El proceso de fabricación de estas tapas es troquelado, su silueta describe una elipse relación 2:1, su costo es alto y en México se fabrican hasta un diámetro máximo de 3 m.

Tapas Semiesféricas. (SECCION "A")

Utilizadas exclusivamente para soportar presiones críticas, como su nombre lo indica, su silueta describe una media circunferencia perfecta, su costo es alto y no hay límite dimensional para su fabricación.

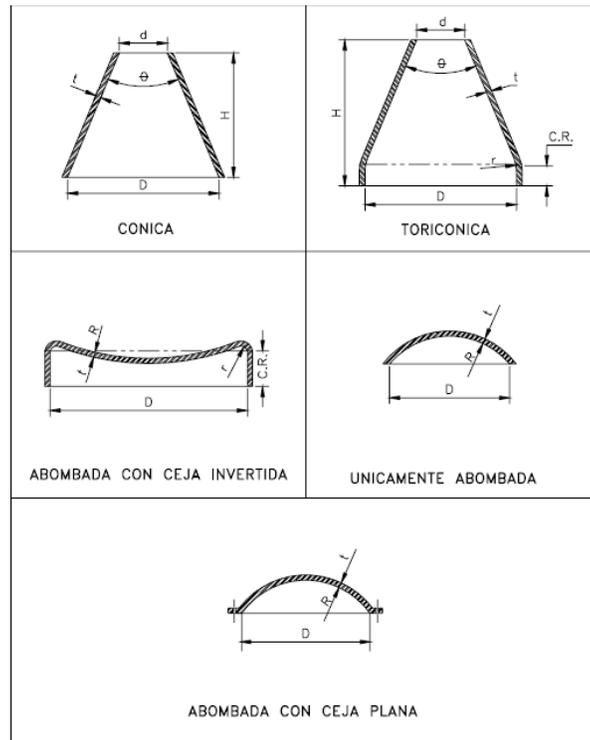


Figura 3.4.2 Sección (B)

Tapas Cónicas. (SECCION "B")

Se utilizan generalmente en fondos donde pudiese haber acumulación de sólidos y como transiciones en cambios de diámetro de recipientes cilíndricos. Su uso es muy común en torres fraccionadoras o de destilación, no hay límites en cuanto a dimensiones para su fabricación y su única limitación consiste en que el ángulo de vértice no deberá de ser calculado como tapa plana.

Tapas Toricónicas. (SECCION "B")

A diferencia de las tapas cónicas, este tipo de tapas tienen en su diámetro, mayor radio de transición que no deberá ser menor al 6% del diámetro mayor o 3 veces el espesor. Tiene las mismas restricciones que las cónicas a excepción de que en México no se pueden fabricar con un diámetro mayor de 6 metros.

Tapas Únicamente Abombadas. (SECCION "B")

Son empleadas en recipientes a presión manométrica relativamente baja, su costo puede considerarse bajo; sin embargo, si se usan para soportar presiones relativamente altas, será necesario analizar la concentración de esfuerzos generada, al efectuar un cambio brusco de dirección.

(UG-32). TAPAS FORMADAS Y SECCIONES, PRESIÓN EN EL LADO CÓNCAVO.

- El espesor requerido en el punto más delgado después de la formación de tapas elipsoidales, torisféricas, hemisféricas, cónicas y toricónicas sometidas a presión en el lado cóncavo (tapas positivas) deberá ser calculado por las fórmulas apropiadas.

(1) Tapas Elipsoidales.

El espesor requerido de una tapa capsular de forma semielipsoidal, cuya mitad de eje menor (profundidad interior de la tapa menos el faldón) es igual a un cuarto del diámetro interior del faldón de la tapa, deberá ser determinado por:

$$t = \frac{PD}{2SE - 0.2P} + C \quad \text{ó} \quad P = \frac{2SE(T-C)}{D + 0.2(T-C)}$$

Ecuaciones (1) Tapas Elipsoidales

(2) Tapas Torisféricas

El espesor requerido de una tapa Torisférica para el caso en el que el radio de articulación es de 6% del radio de corona y el radio interior de corona es igual al diámetro exterior del faldón, [véase formula de abajo], deberá ser determinado por:

$$t = \frac{0.885PL}{SE - 0.1P} + C \quad \text{ó} \quad P = \frac{SE(T-C)}{0.885L + 0.1(T-C)}$$

Ecuaciones (2) Tapas Torisféricas

(3) Tapas Hemisféricas

Cuando el espesor de una tapa hemisférica no excede de $0.356 L$; o P no excede de $0.665SE$, se deberán aplicar las fórmulas siguientes:

$$t = \frac{PL}{2SE - 0.2P} + C \quad \text{ó} \quad P = \frac{2SE(T-C)}{L + 0.2(T-C)}$$

Ecuaciones (3) Tapas Hemisféricas

Donde:

t = Espesor Mínimo requerido

P = Presión de Diseño (Kg/cm²)

D = Diámetro Interior del recipiente (cm)

S = Esfuerzo permisible del material (kg/cm²)

E = Eficiencia de la junta de soldadura (Adimensional)

C = Tolerancia a la corrosión. (cm)

R = Radio interno del recipiente (cm)

L = Radio interno semiesférico (cm)

3.6 ESTAMPADO ASME

Cualquier tanque estampado con estos símbolos, significa que la empresa que fabrica los tanques cuenta con la certificación ASME.

¿Por qué es tan importante el estampado ASME?

1. Inspección de tercera parte por Inspector Autorizado ASME

Cada paso del proceso de diseño, ingeniería, fabricación e inspección de un recipiente a presión es verificado y avalado por un Inspector Autorizado. En cambio, un fabricante no certificado, utiliza estándares no validados externamente.

2. Maximiza seguridad en área de trabajo, minimizando riesgos

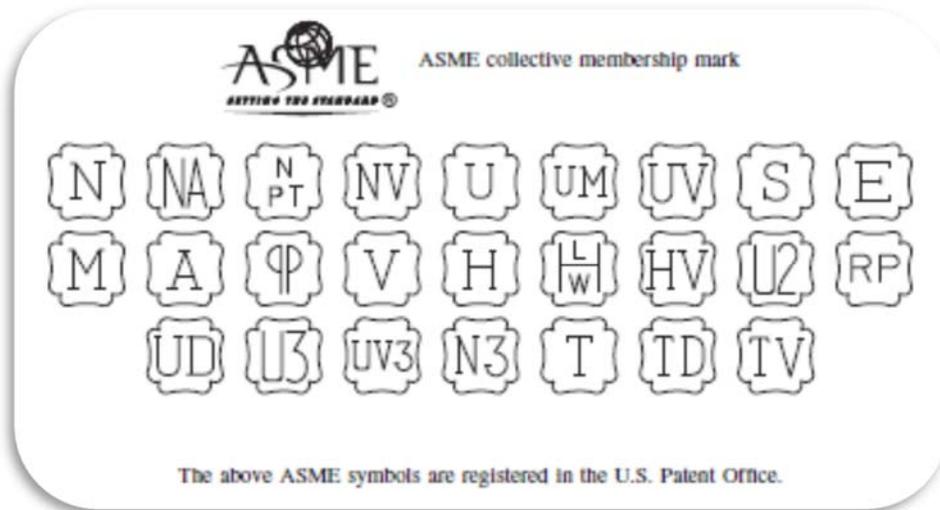
Almacenar sustancias peligrosas a altas presiones es la función de los recipientes a presión y asegurar que éstos sean seguros debe ser la principal prioridad del usuario. Un recipiente estampado ASME asegura que el tanque fue construido adecuadamente.

3. Reduce el costo de seguro de la planta

Las aseguradoras no toman riesgos al momento de asegurar una planta. Ellos evalúan la seguridad del área de trabajo y valoran ampliamente el estampado ASME. En la mayoría de los casos, las aseguradoras niegan una reclamación relacionada a la falla de un recipiente a presión no estampado, ya que no se puede demostrar el cumplimiento de alguna norma.

4. Facilita el Registro ante la STPS

Al momento de registrar un recipiente a presión bajo la NOM-020-STPS la unidad de verificación determina la seguridad en el sitio de trabajo. Un tanque con estampado ASME es suficiente evidencia para ellos, reduciendo los costos de inspección, determinando que el tanque cumple con todas las normas internacionales y nacionales de seguridad.



“Marca colectiva de los miembros de ASME”

“Los símbolos anteriores de ASME están registrados en la oficina de patentes de EE.UU.”

3.6.1 RECIPIENTES DE PRESIÓN – SECCIÓN VIII DIVISIÓN 1



Fig. 3.6.1 Recipientes de Presión – Sección VIII División 1

3.6.2 RECIPIENTES DE PRESIÓN – SECCIÓN VIII DIVISIÓN 3

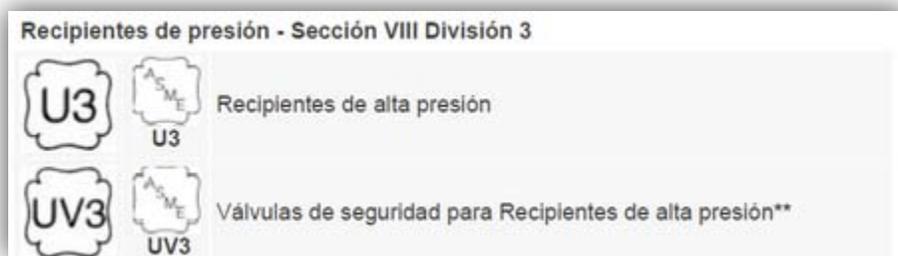


Fig. 3.6.2 Recipientes de Presión – Sección VIII División 3

3.6.3 GENERADORES DE VAPOR – SECCIÓN IV

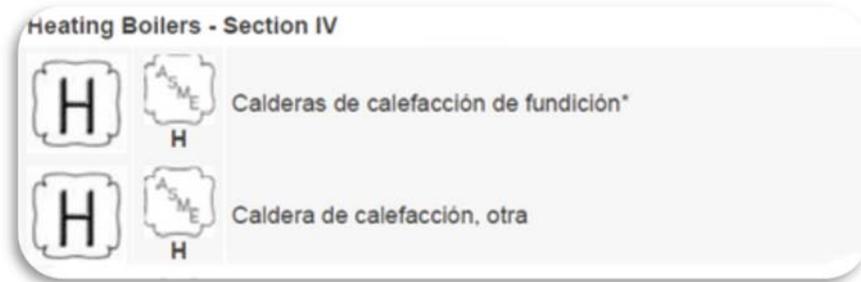


Fig. 3.6.3 Generadores de Vapor – Sección IV

CAPITULO IV. BASES DE DISEÑO DE RECIPIENTES SUJETOS A PRESIÓN.

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 programados. 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 lo que la seguridad industrial ha cobrado gran importancia ya que evita paros de planta no programados y, en consecuencia, evita pérdidas económicas importantes.

Es así como surge la necesidad de implementar prácticas recomendadas que 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, como:

- Código ASME Sección VIII División 1
- 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.
- Procedimiento para medición de espesores PE-UT00-RSP

4.1.1. NOM-020-STPS-2011, RECIPIENTES SUJETOS A PRESIÓN, RECIPIENTE CRIOGÉNICOS Y GENERADORES DE VAPOR O CALDERAS – FUNCIONAMIENTO – CONDICIONES DE SEGURIDAD

Objetivo.

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.

Cada uno de los equipos sujetos a presión deberá tener un expediente, en el cual se detalle lo siguiente:

- a. El nombre genérico del equipo.
- b. El número de serie o único de identificación, la clave del equipo o número de TAG.
- c. El año de fabricación.
- d. El código o norma de construcción aplicable.
- e. El certificado de fabricación, cuando exista.
- f. La ficha técnica del equipo, que al menos considere:
 1. El(los) fluido(s) manejado(s) y su tipo de riesgo, en su caso.
 2. La(s) presión(es) de diseño.
 3. La(s) presión(es) de operación.
 4. La(s) presión(es) de calibración, en su caso.
 5. 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.

4.1.2 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).

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 construidos por una norma distinta a las aceptadas comúnmente.
- Recipientes construidos sin un código de construcción.
- Recipientes construidos 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 programa de inspección. Este plan debe ser realizado 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. 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 de éste. 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 programa 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.

4.1.3 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 riesgos (IBR). Las distintas secciones que describen los pasos en la aplicación de este programa son:

- Planificación de la evaluación (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 fallas.

- Determinación de riesgo, evaluación y gestión.
- Planificar actividades de inspección.
- 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.

4.1.4 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 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, 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 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 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 METODOLOGIA DE INSPECCION BASADA EN RIESGOS (IBR)

La metodología de más amplio uso del IBR está basada en la aplicación de las prácticas recomendadas API RP-580 y API PUB-581 y permite establecer frecuencias y alcance de las inspecciones con base en la combinación del comportamiento histórico, modos de degradación o deterioro, características de diseño, condiciones de operación, fluidos contenidos, mantenimiento, inspección y políticas gerenciales, tomando en cuenta al mismo tiempo, la calidad y efectividad de la inspección, sistemas de prevención, así como las consecuencias asociadas a las potenciales fallas.

4.2.1 ALCANCE

La falla considerada en Inspección Basada en Riesgo (IBR) de API es la pérdida de la función de contención del fluido presurizado, es decir, la fuga al medio ambiente.

Se enfoca en cuatro categorías de consecuencias que son:

- Fuga de fluidos inflamables.
- Fuga de fluidos tóxicos.
- Daños al ambiente.
- Interrupción de la continuidad del negocio.

4.2.2 JERARQUÍA DEL RIESGO USANDO RIB

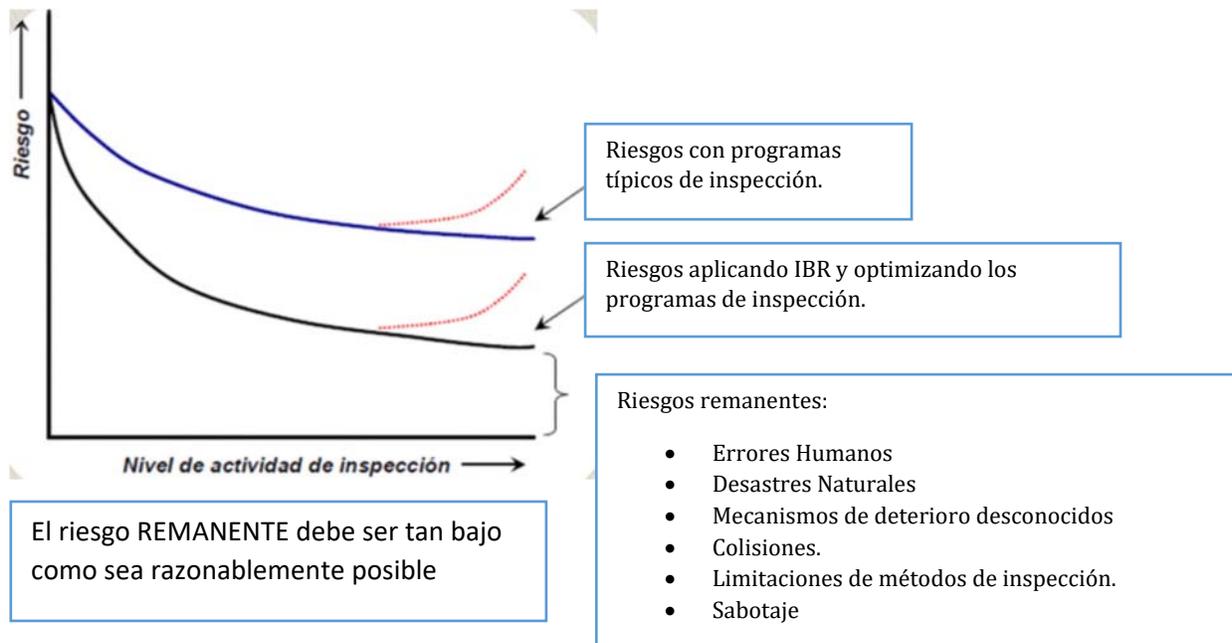


Fig. 4.2.2 Jerarquía del Riesgo Usando RIB

4.2.3 PRODUCTOS DEL IBR

- Un *ranking* de riesgo de todos los equipos evaluados.
- Un Plan de Inspección detallado para cada equipo que incluye:
 - Método de inspección (VT, UT, RT, entre otros.)
 - Alcance de la aplicación de los métodos de inspección (% total de área examinada, entre otros.)
 - Frecuencia de inspección.
 - Gestión del riesgo a través de la Implementación del Plan de Inspección.
- Descripción de otras actividades de mitigación (reparaciones, reemplazos o mejoras en la seguridad).
- Niveles y escenarios de riesgo de todos los equipos después que la inspección y otras tareas de mitigación han sido implementadas.

4.2.4 INFORMACIÓN REQUERIDA

Estructura de la información.

La estructura recomendada para lograr la elaboración exitosa de un análisis de Inspección Basada en Riesgo debe ser la siguiente:

1. Información Universal.
2. Datos Generales.
3. Datos del Equipo.
4. Datos de Proceso.
5. Datos de Inspección/mantenimiento.
6. Información de los sistemas de seguridad/Mitigación.

4.2.5 SISTEMATIZACIÓN

Una de las principales fases para el desarrollo de un análisis de Inspección Basado en Riesgo es la sistematización de la instalación, la cual consiste en la división o

seccionamiento del 100% de los equipos estáticos de la instalación, para conformar una base de datos de equipos que serán analizados individualmente en función de sus mecanismos de deterioro, condiciones operacionales, composición molar de los fluidos que manejan y ubicación dentro del Diagrama de Tuberías e Instrumentación.

4.2.5.1 SISTEMATIZACIÓN (DIAGRAMA)

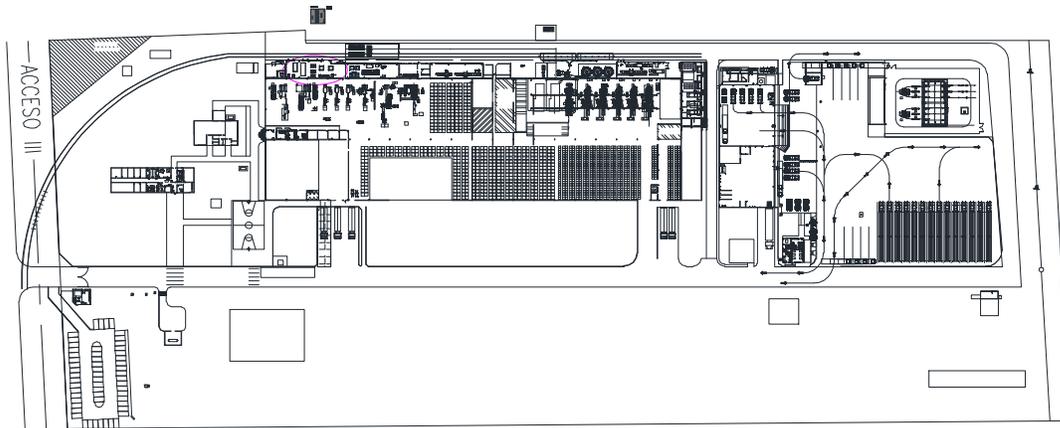


Fig. 4.2.5.1 Sistematización Diagrama

Diagrama de planta donde se encuentran ubicados los recipientes sujetos a presión de manera general, posteriormente serán analizados individualmente

4.2.6 GRUPO DE INVENTARIOS

Se define como un grupo de equipos que pueden ser aislados remotamente o no, mediante válvulas. Se asume que el inventario total de todo el grupo de inventario está potencialmente disponible para **inspeccionar**. El concepto del grupo del inventario se utiliza en el cálculo para determinar el área de consecuencias.

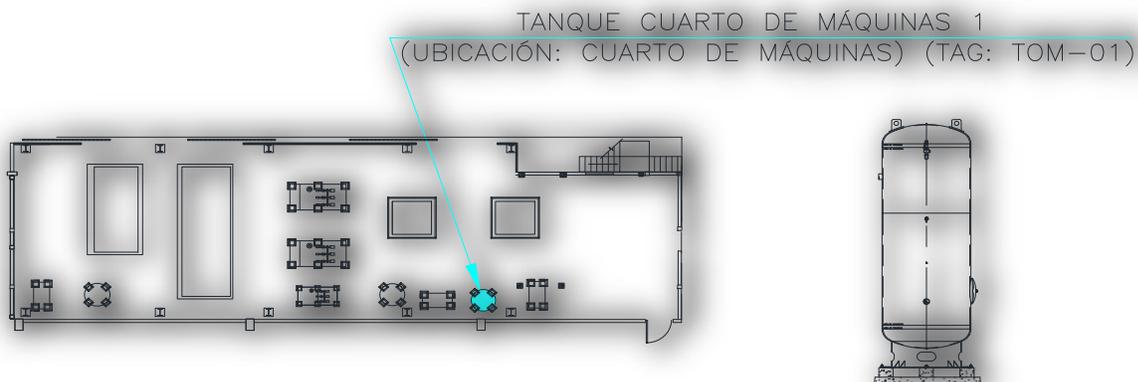


Fig. 4.2.6 Grupo de Inventarios

4.2.6.1 LAZOS DE CORROSIÓN.

- Materiales
- Condiciones de Operación
- Mecanismos de deterioro

4.2.7 ANÁLISIS CUALITATIVO

El análisis cualitativo determina el nivel de riesgo para una instalación en funcionamiento, jerarquizando cada unidad en función de los dos elementos del riesgo: Probabilidad de falla y Consecuencia. En el área de consecuencia se evalúan dos tipos:

1. Explosión e Incendio.
2. Toxicidad.

Es útil para obtener un panorama general preliminar del nivel de riesgo, esta actividad es esencial para establecer y conducir la inspección basada en riesgo a detalle en los equipos de mayor riesgo.

4.2.7.1 DETERMINACIÓN LA PROBABILIDAD DE FALLA (APENDICE “A” API 581)

Se establecen seis factores que afectan la probabilidad de falla:

1. Factor de Equipo (EF).
2. Factor de Daño (DF).
3. Factor de Inspección (IF).
4. Factor de Condición (CF).
5. Factor de Proceso (PF).
6. Factor de Diseño Mecánico (MDF).

4.2.7.2 FACTOR DE EQUIPOS (FE)

Está asociado con la cantidad de equipos que conforman una unidad.

Establece tres niveles

- Entre 5 – 20 equipos (0)
- Entre 20 – 150 equipos (5)
- Mas de 150 equipos (15)

4.2.7.3 FACTOR DE DAÑO (FD)

El factor de daño es una medida del riesgo asociado a mecanismos de daño conocidos que estén activos o potencialmente activos en la unidad operativa evaluada.

4.2.7.4 FACTOR DE INSPECCIÓN (FI)

El factor de inspección es una medida de la efectividad del programa de inspección para identificar los mecanismos de daño activos.

4.2.7.5 FACTOR DE CONDICIÓN (FC)

El factor de condición valora la efectividad de los esfuerzos de mantenimiento de la planta.

4.2.7.6 FACTOR DE PROCESO (PF)

El factor de proceso es una medida del potencial de situaciones de operación anormal que puedan resultar como detonantes que podrían conducir a una pérdida de contención. 1.- Evalúa La cantidad de interrupciones del proceso planificadas o no planificadas en un año promedio. 2.- Estima el potencial de exceder las variables de proceso en la operación. 3.- Evalúa el potencial de que los sistemas de protección, como válvulas de alivio y elementos críticos de medición queden fuera de operación, como resultado de obstrucciones o suciedad del fluido de proceso.

4.3 REQUERIMIENTOS PARA EL CÁLCULO DEL ESPESOR MÍNIMO REQUERIDO.

4.3.1 ENVOLVENTE Y TAPAS

- PD; presión de diseño (Kg/cm^2)
- D; diámetro interior (cm)
- 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 envolverte (cm)

4.3.2 CERTIFICADO DE FABRICANTE DEL EQUIPO

En él se encuentran los datos mencionados que ayudaran a llevar a cabo el cálculo.

FORM U-1A MANUFACTURER'S DATA REPORT FOR PRESSURE VESSELS
(Alternative Form for Single Chamber, Completely Shop or Field Fabricated Vessels Only)
 As Required by the Provisions of the ASME Boiler and Pressure Vessel Code Rules, Section VIII, Division 1 Page 1 of 2

M3166
 Production Order No. _____
 VES02124
 Model _____

1. Manufactured and certified by **Morganton Pressure Vessels L.L.C., 1 Alfredo Baglioni Drive, Marion, North Carolina, 28752**
(Name and address of Manufacturer)

2. Manufactured for **Ingersoll Rand, 101 Industrial Drive, Campbellsville, Kentucky, 42718**
(Name and address of Purchaser)

3. Location of Installation **NOT KNOWN**
(Name and address)

4. Type **Horizontal** **M902397 to M902456** **K7224.1C** **VES02124 r 6** **814583-814642** **2019**
(Horizontal or vertical, tank) (Manufacturer's serial number) (CRN) (Drawing number) (National Board number) (Year built)

5. ASME Code, Section VIII, Division 1 **2017/ N/A** **N/A** **N/A**
[Edition and Addenda, if applicable (date)] (Code Case numbers) [Special service per UG-120(d)]

6. Shell: **SA-414 Gr. G** **0.184 in** **0 in** **2' 0.000" (OD)** **4' 5.380"**
(Material spec. number, grade) (Nominal thickness) (Corr. allow.) (Inner diameter) [Length (overall)]

Body Flanges on Shells												
No.	Type	ID	OD	Flange Thk	Min Hub Thk	Material	How Attached	Location	Bolting			
									Num & Size	Bolting Material	Washer (OD, ID, thk)	Washer Material
N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A

7. Seams: **UW-12 Tp. 1** **N/A** **70** **N/A** **N/A** **UW-12 Tp. 2** **N/A** **65** **1**
[Long. (welded, dbl., singl., lap, butt)] [R.T. (spot or full)] (Eff., %) (H.T. temp) (Time, hr) [Grth. (welded, dbl., singl., lap, butt)] [R.T. (spot or full)] (Eff., %) (No. of courses)

8. Heads: (a) Material **SA-414 Gr. G** (b) Material **SA-414 Gr. G**
(Spec. no., grade) (Spec. no., grade)

	Location (Top, Bottom, Ends)	Minimum Thickness	Corrosion Allowance	Crown Radius	Knuckle Radius	Elliptical Ratio	Conical Apex Angle	Hemispherical Radius	Flat Diameter	Side to Pressure (Convex or Concave)
(a)	End	0.149	0	N/A	N/A	2.00:1	N/A	N/A	N/A	Concave
(b)	End	0.149	0	N/A	N/A	2.00:1	N/A	N/A	N/A	Concave

Body Flanges on Heads												
	Location	Type	ID	OD	Flange Thk	Min Hub Thk	Material	How Attached	Bolting			
									Num & Size	Bolting Material	Washer (OD, ID, thk)	Washer Material
(a)	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A

9. MAWP **200 psi** **N/A** at max. temp. **650 °F** **N/A**
(Internal) (External) (Internal) (External)

Min. design metal temp. **-20 °F** at **200 psi** Hydro, pneu., or comb. test pressure **HYDRO at 260 PSI**

Proof test **N/A**

10. Nozzles, inspection and safety valve openings:

Purpose (Inlet, Outlet, Drain, etc.)	No.	Diameter or Size	Type	Material		Nozzle Thickness		Reinforcement Material	Attachment Details		Location (Insp. Open.)
				Nozzle	Flange	Nom.	Corr.		Nozzle	Flange	
Inlet / Outlet	1	1/4"NPT	Coupling	SA-181 Cl. 70	N/A	0.478	N/A		Welded	N/A	Shell
Drain / Inspection	1	1/2"NPT	Coupling	SA-181 Cl. 70	N/A	0.428	N/A		Welded	N/A	Shell
Inspection	2	2"NPT	Coupling	SA-105	N/A	0.348	N/A		Welded	N/A	Head

Additional Nozzles - See Attached U-4...

11. Supports: Skirt **No** Lugs **0** Legs **4** Other **Top Plate** **Attached** **Welded to shell**
(Yes or no) (Number) (Number) (Describe) (Where and how)

12. Remarks: Manufacturer's Partial Data Reports properly identified and signed by Commissioned Inspectors, have been furnished for the following items of the report:
N/A
(Name of part, item number, Manufacturer's name and identifying stamp)

Anti-vibration system and safety valve are not supplied, it is the responsibility of the user.
Joggle in heads UW 13.1(i).
Threaded couplings.
Impact test exemption per UCS-66 and UG-20(f).
Corrosion allowance not required per UG-25(d) (non-corrosive service).
Constructed under the provisions of UG-90(c) (2).
Horizontally tested.
This vessel was designed and registered for CRN under drawing number V80.200.24, VBS02124 is Morganton's internal manufacturing drawing.

(Forma alternativa para embarcaciones de una sola cámara, completamente fabricadas en el taller o en el campo únicamente)

Según lo requerido por las disposiciones de las normas del Código de calderas y recipientes a presión de ASME, Sección VIII, División 1

No.	Datos del Certificado
1.-	Fabricante y certificado
2.-	Nos indica quien lo fabrico
3.-	Lugar de Instalación del Recipiente
4.-	Tipo: <ul style="list-style-type: none"> - Horizontal o vertical - Número de serie - CRN - Número de dibujo - Numero de la junta nacional - Año de construcción
5.-	Código de fabricación <ul style="list-style-type: none"> - Edición y anexos si corresponde - Código, numero de caso - Servicio especial según UG-120 (d)
6.-	Envolvente <ul style="list-style-type: none"> - Material - Espesor nominal - Factor de corrosión - Diámetro - Longitud
7.-	Codones de soldadura (Especificaciones de cómo fue realizada la soldadura) <ul style="list-style-type: none"> - Largo. (Soldado,dbl., sngl., vuelta, trasero) - RT (Puntos o total) - Eficiencia de la soldadura - Temperatura - Tiempo - Circunferencia. (Soldado,dbl., sngl., vuelta, trasero) - RT (Puntos o total) - Eficiencia de la soldadura - No. De cursos
8.-	Materiales de Tapa o Cabeza <ul style="list-style-type: none"> - Especificación de material y grado - Material y grado
9.-	Especificaciones de diseño <ul style="list-style-type: none"> - MAWP (Presión máxima de trabajo permisible) <ul style="list-style-type: none"> -Interna -Externa - Temperatura Máxima - Temperatura Mínima - Presión de Prueba hidrostática - Examen de prueba
10.-	Boquilla, inspección y apertura de válvula de seguridad (Indica los tamaños y servicios de las boquillas con las que cuenta el recipiente)
11.-	Soportes <ul style="list-style-type: none"> - Si o No Agarradera <ul style="list-style-type: none"> - Numero Piernas <ul style="list-style-type: none"> - Numero Otros <ul style="list-style-type: none"> - Descripción Adjunto <ul style="list-style-type: none"> - Donde y como
12.-	Observaciones: Los informes de datos parciales del fabricante debidamente identificados y firmados por los inspectores comisionados se han proporcionado para los siguientes elementos del informe

4.3.3 PLACA DE DATOS

En la placa de datos se van a encontrar los siguientes datos:

- Fabricante
- Número de Serie
- Presión de Diseño
- Temperatura de Diseño
- Espesor de envoltente
- Espesor de Tapas



4.3.4 CÁLCULO DE ESPESOR MÍNIMO REQUERIDO POR PRESIÓN INTERNA

CUERPO (UG-27)

$$t = \frac{P R}{2 * S * E + 0.4 * P} + C$$

Donde:

t= Espesor mínimo requerido;	Centímetros (cm); Pulgadas (Pulg.)
P = Presión de diseño del tanque;	Kg/cm ² ; Lb/pulg ²
R = Radio interno;	(cm); (pulg)
S = Esfuerzo a la tensión;	Kg/cm ² ; Lb/pulg ²
E = Eficiencia de la soldadura;	Adimensional
C = Tolerancia a la corrosión;	(cm); (pulg)

TAPA SEMIELÍPTICA 2:1 (UG-32)

$$t = \frac{P D}{2 S E - 0.2 P} + C$$

Donde:

t= Espesor mínimo requerido	Centímetros (cm); Pulgadas (Pulg.)
P = Presión de diseño del tanque	Kg/cm ² ; Lb/pulg ²
D = Diámetro interno	(cm); (pulg)
S = Esfuerzo a la tensión	Kg/cm ² ; Lb/pulg ²
E = Eficiencia de la soldadura	Adimensional
C = Tolerancia a la corrosión	(cm); (pulg)

4.3.5 CÁLCULO DE LA PRESIÓN MÁXIMA PERMISIBLE

CUERPO (UG-27)

$$P = \frac{2 * S * E (t - C)}{R - 0.4(t - C)}$$

Donde:

<i>P</i> = Presión máxima permisible	Kg/cm ² ; Lb/pulg ²
<i>t</i> = Espesor medido (actual)	Centímetros (cm); Pulgadas (Pulg.)
<i>R</i> = Radio interno	(cm); (pulg)
<i>S</i> = Esfuerzo a la tensión	Kg/cm ² ; Lb/pulg ²
<i>E</i> = Eficiencia de la soldadura	Adimensional
<i>C</i> = Tolerancia a la corrosión	(cm); (pulg)

TAPA SEMIELÍPTICA 2:1 (UG-32)

$$P = \frac{2 * S * E (T - C)}{D + 0.2 (T - C)}$$

Donde:

<i>P</i> = Presión máxima permisible	Kg/cm ² ; Lb/pulg ²
<i>t</i> = Espesor medido (actual)	Centímetros (cm); Pulgadas (Pulg.)
<i>R</i> = Diámetro interno	(cm); (pulg.)
<i>S</i> = Esfuerzo a la tensión	Kg/cm ² ; Lb/pulg ²
<i>E</i> = Eficiencia de la soldadura	Adimensional
<i>C</i> = Tolerancia a la corrosión	(cm); (pulg.)
<i>D</i> = Diámetro interno	(cm); (pulg.)

4.3.6 CÁLCULO DE LA VÁLVULA DE SEGURIDAD (Apéndice 11)

$$W = CKAP \sqrt{\frac{M}{T}}$$

Despejando A:

$$A = \frac{W}{[CKP \sqrt{\frac{M}{T}}]}$$

A = Área de descarga de la válvula de seguridad

P = Presión de Desfogue

Pc = Presión de Calibración (**Kg/cm²**)

P = (1.1 x Pc) + 1.033 (**Kg/cm²**)

C = Constante del fluido (**Adimensional**)

K = Constante de Descarga (**Adimensional**)

M = Peso Molecular del fluido (**g.**)

T = Temperatura Absoluta

T = 1.8 (T + 273) (**°R**)

V = Volumen del Recipiente (**m³**)

W = Flujo a Desfogar (**kg/hr**)

4.3.7 CÁLCULO DEL VOLUMEN

V1: Volumen Cuerpo Cilíndrico = 0.785 D² L

V2: Volumen de Tapa Semielíptica 2:1 = $\left(\frac{\pi D^3}{24}\right) + (.785 D^2 C.R.)$

VT: Volumen Total = V1 + 2(V2)

D = Diámetro Interno (m)

C.R. = Ceja Recta (m)

L = Longitud (m)

CAPÍTULO V. EXPEDIENTE DE INTEGRIDAD MECÁNICA

INTEGRIDAD MECÁNICA

Es un conjunto de actividades interrelacionadas enfocadas para asegurar la confiabilidad de equipos, que cubre desde la fase de diseño, fabricación, instalación, construcción, operación, mantenimiento para garantizar que se cumplen con las condiciones de funcionamiento requeridas, con la finalidad de proteger a los trabajadores, instalaciones del centro de trabajo y condiciones del medio ambiente

5.1 FICHA TÉCNICA

Es un documento en el que se detallan las características o funcionamiento de un determinado objeto, producto o proceso. Su función principal es transmitir los datos más relevantes sobre un tema en específico. Contiene la información resumida y de utilidad.

Datos que se presentan en la Ficha técnica.

- Nombre del equipo.
- Número de serie.
- Tag
- No. de control.
- Código de construcción.
- Certificado de fabricación.
- Año de construcción.
- Presión de operación.
- Temperatura de operación.
- Presión de diseño.
- Temperatura de diseño.
- Presión de calibración del dispositivo de relevo de presión.
- Presión máxima permitida
- Presión de prueba hidrostática
- Fluidos manejados.
- Capacidad volumétrica.
- Numero de dispositivos de relevo de presión.
- Tipo de dispositivo de seguridad.
- Placa de datos
- Tipo de riesgos (Pictogramas de seguridad)
- Descripción breve de la operación
- Descripción breve de los riesgos relacionados con la operación.
- Elementos de seguridad que controlan las variables de operación.

Ficha técnica para cumplimiento de la NOM-020-STPS-2011 Recipientes sujetos a presión, recipientes criogénicos y generadores de vapor o calderas - Funcionamiento - Condiciones de Seguridad.	Elaboró	
	Revisó	
	Aprobó	
	Rev. 0:	

RECIPIENTE CATEGORIA III			
Datos del expediente		Placa de datos del equipo	
Nombre genérico del equipo:	Tanque Principal de Aire		
TAG:	TPA-01		
No. de serie:	3905		
Código o norma de fabricación:	ASME SECCIÓN VIII, DIVISIÓN		
No. de control asignado por la STPS:	Por Asignar		
Certificado de fabricante:	No Tiene		
Presión de diseño: kg/cm ²	9 Kg/cm ²		
Presión de operación: kg/cm ²	7.5 Kg/cm ²		
Presión de calibración de los dispositivos de relevo de presión: kg/cm ²	8.3 Kg/cm ²		
Presión máxima permisible: kg/cm ²	15.05 Kg/cm ²		
Presión de prueba hidrostática kg/cm ²	11.7 Kg/cm ²		
Capacidad volumétrica: m ³	Vol. Calc. 2.61 m ³ = 2,610 lts		Fluidos almacenados y su tipo de riesgo
Temperatura de diseño: °C	70 °C		
Temperatura de operación: °C	25 °C		
Número y tipo de dispositivos de seguridad (PSV)	Válvula de Seguridad de 51 mm Ø		
		Aire Contiene gas a presión; peligro de explosión en caso de calentamiento	

Fig. 5.1 Ficha Técnica

5.1.1. REGISTRO CRONOLÓGICO DE LAS ACTIVIDADES DE REVISIÓN Y MANTENIMIENTO RSP

Los programas específicos de revisión y mantenimiento para los equipos, clasificados en las categorías II y III deberán contemplar, al menos, lo siguiente:

- Las fechas de ejecución;
- El período de ejecución;
- El tipo y la descripción general de las actividades por realizar;
- El nombre del (de los) responsable(s) de la programación y ejecución de las actividades.

Registro cronológico de las actividades de revisión y mantenimiento de RSP			RCRM-01
Fecha	Actividad	Elaboró	Firma
Comentarios:			

Fig. 5.1.1 REGISTRO CRONOLÓGICO DE LAS ACTIVIDADES DE REVISIÓN Y MANTENIMIENTO RSP

5.1.2. REGISTRO CRONOLÓGICO DE LAS PRUEBAS DE PRESIÓN O EXÁMENES NO DESTRUCTIVOS DE RSP

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 exámenes 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, o cada que el equipo sufra alguna modificación ya sea de ubicación o debido a su mantenimiento, los registros deberán contemplar, al menos, lo siguiente:

- Las fechas de ejecución;
- El tipo, descripción general y alcance de las actividades por realizar;
- El nombre del (de los) responsable(s) de la programación y ejecución de las actividades.
- Unidad verificadora que atestiguó las pruebas

Registro cronológico de las pruebas de presión o exámenes no destructivos de RSP			RCPE-02
Fecha	Actividad	Elaboró	Firma
8-febrero-2018	Medición de espesores (UT)	Jorge Hernández	
8-febrero-2018	Partículas Magnética (MT)	Jorge Hernández	
13-Julio-2019	Medición de espesores (UT)	Jorge Hernández	
13-Julio-2019	Partículas Magnética (MT)	Jorge Hernández	
Comentarios:			

Fig. 5.1.2 REGISTRO CRONOLÓGICO DE LAS PRUEBAS DE PRESIÓN O EXÁMENES NO DESTRUCTIVOS DE RSP

5.1.3. REGISTRO CRONOLÓGICO DE LAS MODIFICACIONES Y ALTERACIONES DE RSP

El resumen cronológico de las modificaciones y alteraciones efectuadas debidamente registradas y documentadas, avaladas por escrito y firmadas por el responsable de mantenimiento u operación de los equipos en el centro de trabajo.

Registro cronológico de las modificaciones y alteraciones efectuadas a los RSP			RCMA-03
Fecha	Actividad	Elaboro	Firma
Comentarios:			

Fig. 5.1.3. REGISTRO CRONOLOGICO DE LAS MODIFICACIONES Y ALTERACIONES DE RSP

5.1.4. REGISTRO CRONOLÓGICO DE LAS REPARACIONES QUE IMPLICARON SOLDADURA DE RSP

El resumen cronológico de las reparaciones que implicaron soldadura, avalados por escrito y firmados por el responsable de mantenimiento, operación o inspección del centro de trabajo.

Registro cronológico de las reparaciones que implicaron soldadura de RSP			RCRS-04
Fecha	Actividad	Elaboró	Firma
Comentarios:			

Fig. 5.1.4. REGISTRO CRONOLOGICO DE LAS REPARACIONES QUE IMPLICARON SOLDADURA DE RSP

5.2 INFORME DE RESULTADOS

Documento en el que se registran los resultados de las pruebas realizadas a los recipientes sujetos a presión, se compone de la siguiente información:

- Datos de la empresa.
 - o Razón social.
 - o Dirección.
 - o No. de reporte.
 - o Título del reporte.
 - Se especifica que END son los que se realizaron
 - o Fecha de inspección

	INFORME DE RESULTADOS
SMURFIT CARTÓN Y PAPEL DE MÉXICO, S.A. DE C.V.	
AV. 16 DE SEPTIEMBRE NO. 25, COL. INDUSTRIAL NAUCALPAN 3ª SECCIÓN, NAUCALPAN DE JUÁREZ, ESTADO DE MÉXICO, C.P. 53370	
NÚMERO DE REPORTE.	
01-END-MT-01 Y 01 END-UT-01	
TÍTULO DE REPORTE	
EVALUACIÓN MEDIANTE LA APLICACIÓN DE PRUEBAS NO DESTRUCTIVAS *INSPECCIÓN POR PARTÍCULAS MAGNÉTICAS *MEDICIÓN DE ESPESORES POR ULTRASONIDO INDUSTRIAL	
PERÍODO DE INSPECCIÓN	
8 DE FEBRERO DE 2018 A 13 DE JULIO DE 2019	
 Smurfit Cartón y Papel de México, S.A. de C.V. Empaques Plegadizos Naucalpan	

INDICE

1.- DATOS DEL RECIPIENTE

2.- ALCANCE

3.- OBJETIVO

4.- MÉTODOS EMPLEADOS EN LA INSPECCIÓN.

5.- CONCLUSIÓN DE LA INSPECCIÓN.

6.- REPORTE DE INSPECCIÓN POR PARTÍCULAS MAGNÉTICAS

7.- REPORTE DE MEDICIÓN DE ESPESORES POR ULTRASONIDO

5.2.1 DATOS DEL RECIPIENTE

NOMBRE DEL EQUIPO	TANQUE PRINCIPAL DE AIRE
No. DE SERIE	3905
MODELO	No indica
AÑO DE FABRICACIÓN	1984
FABRICANTE	SANTEÑA S.A.
MATERIAL DE FABRICACIÓN	SA-285-C (CUERPO Y TAPAS)
TIPO DE ENVOLVENTE	CILÍNDRICO
TIPO DE TAPAS	TAPAS SEMIELÍPTICAS

Fig. 5.2.1 Datos del Recipiente

5.2.2 ALCANCE

Queda dentro del alcance:

- inspección Visual
- inspección por partículas magnéticas
- medición de espesores

En los componentes del **TANQUE PRINCIPAL DE AIRE**

5.2.3 OBJETIVO

Evaluar la integridad del: **TANQUE PRINCIPAL DE AIRE**, con número de serie: **3905**, mediante la aplicación de pruebas no destructivas, con la finalidad de obtener la autorización de fundamento ante la Secretaría del trabajo y previsión social, de acuerdo a la norma oficial mexicana NOM-020-STPS-2011, para poder cumplir con los requisitos fue aplicada una combinación de una técnica de inspección superficial (Partículas magnéticas) y una técnica de inspección volumétrica (medición de espesores con ultrasonido industrial) como lo indica el apartado 13.5 de la NOM-020-STPS-2011.

Los criterios de aceptación y rechazo aplicados se basaron en lo previsto en la EDICIÓN 2010 DEL CÓDIGO ASME BPV SECCIÓN V Y SECCIÓN VIII DIVISIÓN 1, respectivamente.

5.2.4 METODOS EMPLEADOS EN LA INSPECCIÓN.

- **INSPECCION VISUAL:**

Es la observación de un objeto de prueba ya sea directamente con los ojos o Indirectamente usando instrumentos ópticos para evaluar la presencia de anomalías Superficiales. Debe ser el primer método de pruebas no destructivas aplicado.

- **METODO DE PARTÍCULAS MAGNÉTICAS:**

Este método es un tipo de ensayo no destructivo que se utiliza para detectar discontinuidades superficiales y sub-superficiales como: grietas, traslapes, laminaciones, falta de fusión, costuras.

- **MEDICIÓN DE ESPESORES POR ULTRASONIDO:**

Esta técnica se aplicó para la determinación del espesor real en el envoltorio y tapas del recipiente con el objetivo de determinar si el espesor actual cumple con el espesor mínimo requerido en la memoria de cálculo del **Plano No. 01-01**

5.2.5 CONCLUSIÓN DE LA INSPECCIÓN

Con base en los resultados obtenidos durante las pruebas efectuadas: inspección visual, partículas magnéticas y medición de espesores con ultrasonido, se puede concluir que el **TANQUE PRINCIPAL DE AIRE**, con número de serie **3905**, **SÍ** cumple con los criterios de aceptación y rechazo indicados en el CÓDIGO ASME BPV SECCIÓN VIII, DIVISIÓN 1 EDICIÓN 2010, específicamente en las pruebas aplicadas.

5.2.6 REPORTE DE INSPECCIÓN POR PARTICULAS MAGNÉTICAS

FECHA: 8 DE FEBRERO DE 2018

REPORTE DE INSPECCIÓN POR PARTÍCULAS MAGNÉTICAS

Información General			
No. DE REPORTE:	01-END-MT-01	FECHA DE INSPECCIÓN:	8 DE FEBRERO DE 2018
CLIENTE	SMURFIT CARTÓN Y PAPEL DE MÉXICO S.A. DE C.V.	PLANTA:	NAUCALPAN
NOMBRE DEL EQUIPO	TANQUE PRINCIPAL DE AIRE		
ACABADO SUPERFICIAL DEL MATERIAL:	BURDO (PLACA ROLADA)	HORA DE INICIO DE LA PRUEBA:	12:00 Hrs.
ZONA INSPECCIONADA:	CORDONES DE SOLDADURA (ENVOLVENTE - TAPAS)	HORA DE TÉRMINO DE LA PRUEBA:	12:40 Hrs.

INFORMACIÓN SOBRE LA INSPECCIÓN

PROCEDIMIENTO No.	PE-MT00-RSP	NORMA:	CÓDIGO ASME BPV SECCIÓN V ARTICULO 6 EDICIÓN 2010		
EQUIPO DE MAGNETIZACIÓN:	YUGO ELECTROMAGNÉTICO				
MÉTODO DE MAGNETIZACIÓN:	LONGITUDINAL				
TIPO DE ILUMINACIÓN:	LUZ NATURAL				
TIPO DE CORRIENTE:	AC		DC	XXXXXX	HWDC
AMPERAGE UTILIZADO:	9 AMP				

EQUIPO

MARCA:	MAGNAFLUX	NORMA:	E-797 EDICIÓN 2007
TIPO DE PARTÍCULAS:	SECAS	COLOR DE LAS PARTÍCULAS:	ROJA
APLICACIÓN DE LAS PARTÍCULAS:	VIA SECA	VEHÍCULO:	AIRE

RESULTADOS DE LA INSPECCIÓN

CRITERIO DE ACEPTACIÓN:	CÓDIGO ASME BPV SECCIÓN VIII, DIVISIÓN 1, APÉNDICE 6, EDICIÓN 2010		
RESULTADO DE LA INSPECCIÓN:	ACEPTADO	XXXXXXX	RECHAZADO

ELABORÓ	
Nombre	J. Hernández.
Nivel	I-SNT-TC-1A
Fecha	08/02/2018

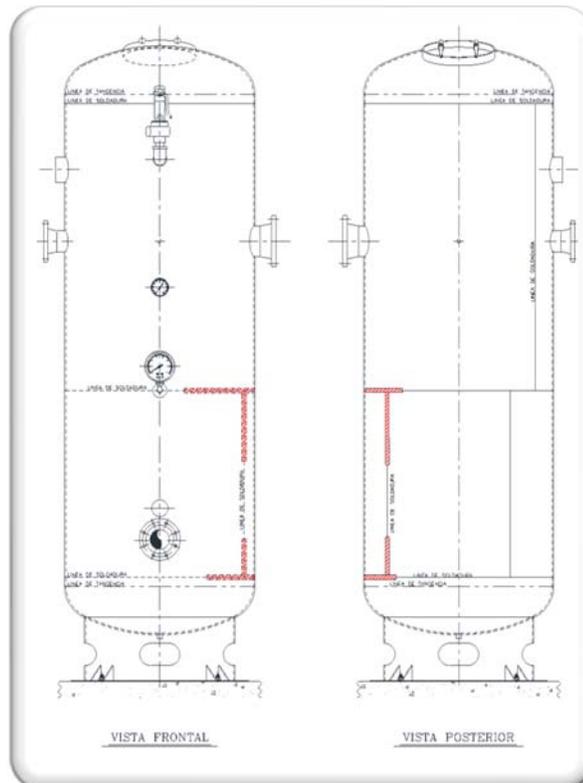
EVALUÓ	
Nombre	J. Hernández.
Nivel	II-SNT-TC-1A
Fecha	08/02/2018

RECIBIÓ	
Nombre	
Nivel	
Fecha	

5.2.6.1 EVIDENCIA FOTOGRÁFICA DONDE SE PUEDE OBSERVAR LA INSPECCIÓN



5.2.6.2 CROQUIS DE LOCALIZACIÓN DE ZONAS INSPECCIONADAS



5.2.7 REPORTE DE INSPECCIÓN POR ULTRASONIDO INDUSTRIAL

FECHA: 8 DE FEBRERO DE 2018

REPORTE DE LA MEDICIÓN DE ESPESORES
--

Información General			
No. DE REPORTE:	01-END-UT-01	FECHA DE INSPECCIÓN:	8 DE FEBRERO 2018
CLIENTE	SMURFIT CARTÓN Y PAPEL DE MÉXICO S.A. DE C.V.	PLANTA:	NAUCALPAN
NOMBRE DEL EQUIPO	TANQUE PRINCIPAL DE AIRE		
ACABADO SUPERFICIAL DEL MATERIAL:	BURDO (PLACA ROLADA)		
ZONA INSPECCIONADA:	ENVOLVENTE Y TAPAS		

EQUIPO UTILIZADO EN LA INSPECCIÓN.

MARCA:	GE Inspection Technologies	MODELO	DMS-GO	No. de serie:	13076412
TIPO DE TRANSDUCTOR:	TC-560	TAMAÑO:	0.675" Ø	FRECUENCIA:	5 Mhz.
ANGULO:	NO APLICA				

CONDICIONES DEL EXAMEN			
PROCEDIMIENTO:	PE-UT00-RSP	NORMA:	E-797 EDICIÓN 2007
MÉTODO DE CALIBRACIÓN:		ENERGÍA REFLEJADA A PARED POSTERIOR	
BLOQUE DE CALIBRACIÓN:	BLOQUE DE ACERO AL CARBONO DE 5 PASOS	No. DE SERIE:	34621
AJUSTE DE SENSIBILIDAD:		ENERGIA REFLEJADA A PARED POSTERIOR	
CONDICIÓN SUPERFICIAL:	CON PINTURA, LIBRE DE GRASA Y POLVO	ACOMPLANTE:	GEL

RESULTADOS DE LA INSPECCIÓN.

CRITERIO DE ACEPTACIÓN:	CÓDIGO ASME BPV SECCIÓN VIII, DIVISIÓN 1, PARTE UG-27 Y UG-32, EDICIÓN 2010				
RESULTADO DE LA INSPECCION:	ACEPTADO XXXXXXXX RECHAZADO				
ELEMENTO	CANTIDAD DE LECTURAS	ESPESOR MÍNIMO	ESPESOR MÁXIMO	ESPESOR PROMEDIO	RESULTADO DE LA INSPECCIÓN
ENVOLVENTE	20	0.274	0.310	0.292	ACEPTADO
TAPA SUPERIOR Y/O IZQUIERDA	12	0.291	0.342	0.317	ACEPTADO
TAPA INFERIOR Y/O DERECHA	12	0.293	0.344	0.319	ACEPTADO

ELABORÓ	
Nombre	J. Hernández.
Nivel	II-SNT-TC-1A
Fecha	08/02/2018

EVALUÓ	
Nombre	J. Hernández.
Nivel	II-SNT-TC-1A
Fecha	08/02/2018

RECIBÍÓ	
Nombre	
Nivel	
Fecha	

MEDICIÓN DE ESPESORES EN EL CUERPO (In)

LECTURA	0°	45°	90°	135°	180°	225°	270°	315°
A								
B								
C	0.298		0.300		0.302		0.280	
D	0.295		0.281		0.292		0.285	
E	0.280		0.279		0.285		0.279	
F	0.275		0.282		0.298		0.275	
G	0.310		0.274		0.295		0.285	
H								
I								

ESPELOR MÍNIMO: 0.274 ESPELOR MÁXIMO: 0.310 No. DE LECTURAS: 20

TAPA SUPERIOR Y/O IZQUIERDA (In)

LECTURA	0°	45°	90°	135°	180°	225°	270°	315°
A	0.291		0.342		0.325		0.298	
B	0.342		0.318		0.315		0.299	
C	0.292		0.316		0.291		0.340	
D								
E								
F								
G								
H								
I								

ESPELOR MÍNIMO: 0.291 ESPELOR MÁXIMO: 0.342 No. DE LECTURAS: 12

TAPA INFERIOR Y/O DERECHA (In)

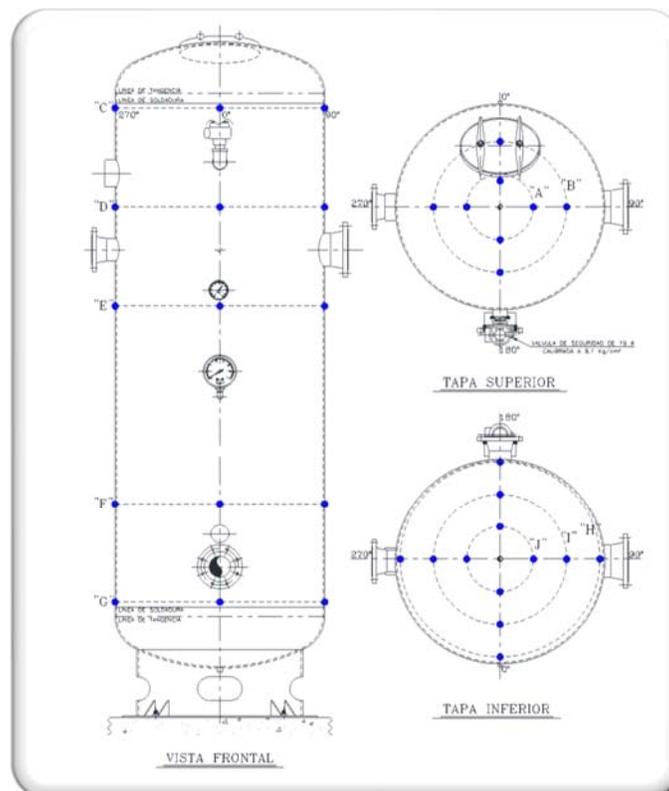
LECTURA	0°	45°	90°	135°	180°	225°	270°	315°
A								
B								
C								
D								
E								
F								
G								
H	0.320		0.326		0.344		0.317	
I	0.293		0.329		0.328		0.315	
J	0.315		0.299		0.311		0.308	

ESPELOR MÍNIMO: 0.293 ESPELOR MÁXIMO: 0.344 No. DE LECTURAS: 12

5.2.7.1 EVIDENCIA FOTOGRÁFICA DONDE SE PUEDE OBSERVAR LA INSPECCIÓN



5.2.7.2 CROQUIS DE LOCALIZACIÓN DE ZONAS INSPECCIONADAS



5.2.8 REPORTE DE INSPECCIÓN POR PARTÍCULAS MAGNÉTICAS

13 DE JULIO DE 2019

REPORTE DE INSPECCIÓN POR PARTÍCULAS MAGNÉTICAS
--

Información General			
No. DE REPORTE:	01-END-MT-01	FECHA DE INSPECCIÓN:	13 DE JULIO DE 2019
CLIENTE	SMURFIT CARTÓN Y PAPEL DE MÉXICO S.A. DE C.V.	PLANTA:	NAUCALPAN
NOMBRE DEL EQUIPO	TANQUE PRINCIPAL DE AIRE		
ACABADO SUPERFICIAL DEL MATERIAL:	BURDO (PLACA ROLADA)	HORA DE INICIO DE LA PRUEBA:	12:00 Hrs.
ZONA INSPECCIONADA:	CORDONES DE SOLDADURA (ENVOLVENTE - TAPAS)	HORA DE TÉRMINO DE LA PRUEBA:	12:40 Hrs.

INFORMACIÓN SOBRE LA INSPECCIÓN
--

PROCEDIMIENTO No.	PE-MT00-RSP	NORMA:	CÓDIGO ASME BPV SECCIÓN V ARTICULO 6 EDICIÓN 2010		
EQUIPO DE MAGNETIZACIÓN:	YUGO ELECTROMAGNÉTICO				
MÉTODO DE MAGNETIZACIÓN:	LONGITUDINAL				
TIPO DE ILUMINACIÓN:	LUZ NATURAL				
TIPO DE CORRIENTE:	AC		DC	XXXXXX	HWDC
AMPERAGE UTILIZADO:	9 AMP				

EQUIPO

MARCA:	MAGNAFLUX	NORMA:	E-797 EDICIÓN 2007
TIPO DE PARTÍCULAS:	SECAS	COLOR DE LAS PARTÍCULAS:	ROJA
APLICACIÓN DE LAS PARTÍCULAS:	VIA SECA	VEHÍCULO:	AIRE

RESULTADOS DE LA INSPECCIÓN

CRITERIO DE ACEPTACIÓN:	CÓDIGO ASME BPV SECCIÓN VIII, DIVISIÓN 1, APÉNDICE 6, EDICIÓN 2010
RESULTADO DE LA INSPECCIÓN:	ACEPTADO <u>XXXXXXX</u> RECHAZADO _____

ELABORÓ	
Nombre	J. Hernández.
Nivel	I-SNT-TC-1A
Fecha	13/07/2019

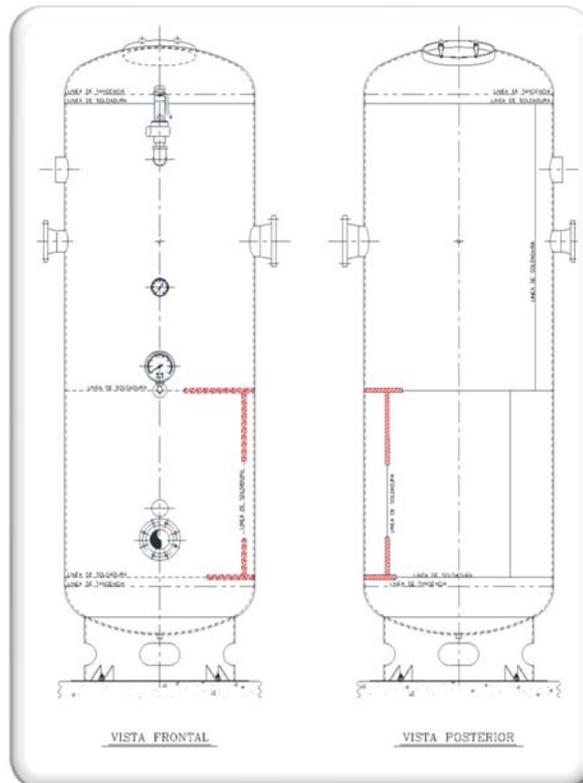
EVALUÓ	
Nombre	J. Hernández.
Nivel	II-SNT-TC-1A
Fecha	13/07/2019

RECIBÍÓ	
Nombre	
Nivel	
Fecha	

5.2.8.1 EVIDENCIA FOTOGRÁFICA DONDE SE PUEDE OBSERVAR LA INSPECCIÓN



5.2.8.2 CROQUIS DE LOCALIZACIÓN DE ZONAS INSPECCIONADAS



5.2.9. REPORTE DE INSPECCIÓN POR ULTRASONIDO INDUSTRIAL

FECHA: 13 DE JULIO DE 2019

REPORTE DE LA MEDICIÓN DE ESPESORES
--

Información General			
No. DE REPORTE:	01-END-UT-01	FECHA DE INSPECCIÓN:	13 DE JULIO DE 2019
CLIENTE	SMURFIT CARTÓN Y PAPEL DE MÉXICO S.A. DE C.V.	PLANTA:	NAUCALPAN
NOMBRE DEL EQUIPO	TANQUE PRINCIPAL DE AIRE		
ACABADO SUPERFICIAL DEL MATERIAL:	BURDO (PLACA ROLADA)		
ZONA INSPECCIONADA:	ENVOLVENTE Y TAPAS		

EQUIPO UTILIZADO EN LA INSPECCIÓN.

MARCA:	GE Inspection Technologies	MODELO	DMS-GO	No. de serie:	13076412
TIPO DE TRANSDUCTOR:	TC-560	TAMAÑO:	0.675" Ø	FRECUENCIA:	5 Mhz.
ÁNGULO:	NO APLICA				

CONDICIONES DEL EXAMEN			
PROCEDIMIENTO:	PE-UT00-RSP	NORMA:	E-797 EDICIÓN 2007
MÉTODO DE CALIBRACIÓN:		ENERGÍA REFLEJADA A PARED POSTERIOR	
BLOQUE DE CALIBRACIÓN:	BLOQUE DE ACERO AL CARBONO DE 5 PASOS	No. DE SERIE:	34621
AJUSTE DE SENSIBILIDAD:		ENERGIA REFLEJADA A PARED POSTERIOR	
CONDICIÓN SUPERFICIAL:	CON PINTURA, LIBRE DE GRASA Y POLVO	ACOMPLANTE:	GEL

RESULTADOS DE LA INSPECCIÓN.

CRITERIO DE ACEPTACIÓN:	CÓDIGO ASME BPV SECCIÓN VIII, DIVISIÓN 1, PARTE UG-27 Y UG-32, EDICIÓN 2010				
RESULTADO DE LA INSPECCIÓN:	ACEPTADO XXXXXXXX RECHAZADO				
ELEMENTO	CANTIDAD DE LECTURAS	ESPESOR MÍNIMO	ESPESOR MÁXIMO	ESPESOR PROMEDIO	RESULTADO DE LA INSPECCIÓN
ENVOLVENTE	20	0.263	0.317	0.290	ACEPTADO
TAPA SUPERIOR Y/O IZQUIERDA	8	0.290	0.345	0.318	ACEPTADO
TAPA INFERIOR Y/O DERECHA	12	0.292	0.348	0.320	ACEPTADO

ELABORÓ	
Nombre	J. Hernández.
Nivel	II-SNT-TC-1A
Fecha	13/07/2019

EVALUÓ	
Nombre	J. Hernández.
Nivel	II-SNT-TC-1A
Fecha	13/07/2019

RECIBÍÓ	
Nombre	
Nivel	
Fecha	

MEDICIÓN DE ESPEORES EN EL CUERPO (In)

LECTURA	0°	45°	90°	135°	180°	225°	270°	315°
A								
B								
C	0.307		0.316		0.298		0.317	
D	0.302		0.310		0.293		0.306	
E	0.264		0.272		0.265		0.270	
F	0.270		0.274		0.279		0.273	
G	0.263		0.306		0.280		0.276	
H								
I								

ESPESOR MÍNIMO: 0.263 ESPESOR MÁXIMO: 0.317 No. DE LECTURAS: 20

TAPA SUPERIOR Y/O IZQUIERDA (In)

LECTURA	0°	45°	90°	135°	180°	225°	270°	315°
A	0.290		0.292		0.341		0.326	
B	0.345		0.341		0.316		0.311	
C								
D								
E								
F								
G								
H								
I								

ESPESOR MÍNIMO: 0.290 ESPESOR MÁXIMO: 0.345 No. DE LECTURAS: 8

TAPA INFERIOR Y/O DERECHA (In)

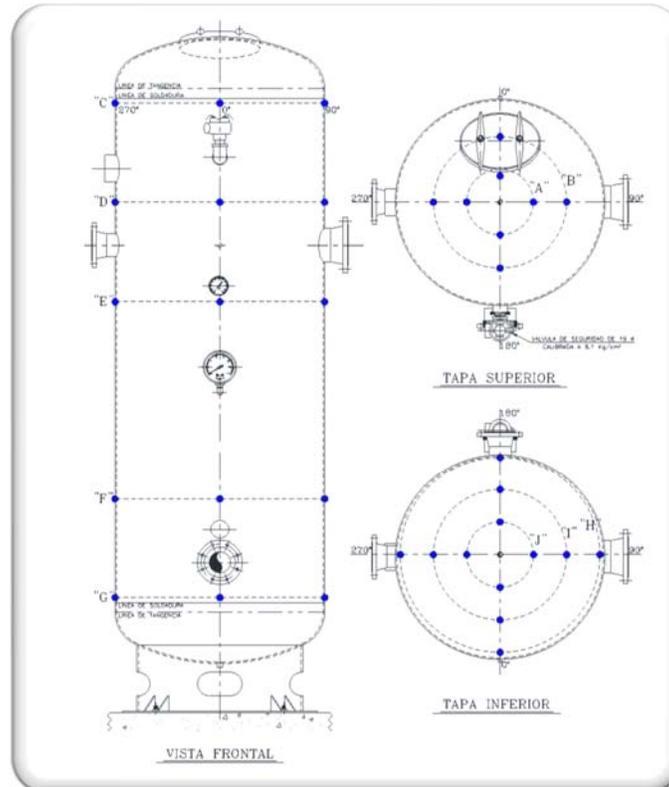
LECTURA	0°	45°	90°	135°	180°	225°	270°	315°
A								
B								
C								
D								
E								
F								
G								
H	0.321		0.324		0.348		0.315	
I	0.292		0.326		0.327		0.316	
J	0.313		0.294		0.310		0.305	

ESPESOR MÍNIMO: 0.292 ESPESOR MÁXIMO: 0.348 No. DE LECTURAS: 12

5.2.9.1 EVIDENCIA FOTOGRÁFICA DONDE SE PUEDE OBSERVAR LA INSPECCIÓN



5.2.9.2 CROQUIS DE LOCALIZACIÓN DE ZONAS INSPECCIONADAS



5.3 MEMORIA DE CÁLCULO

Son los datos necesarios para poder realizar el cálculo de acuerdo con el código ASME para poder determinar:

- Espesor mínimo requerido por el equipo en cada una de sus secciones (Envolvente – Tapas).
- Presión máxima permisible que es la presión Máxima con las condiciones de operación de equipo y espesores actuales que puede soportar cada una de sus secciones (Envolvente- Tapas).
- Área de descarga de la válvula de seguridad que se encuentra instalada en el equipo.
- Volumen real del equipo.

Para poder determinar la frecuencia y tiempo de inspección de un recipiente sujeto a presión se deben considerar las siguientes condiciones y ecuaciones.

La frecuencia con que un recipiente a presión deberá de ser inspeccionado depende de varios factores. El factor más importante es el grado de deterioro y la corrosión remanente permitida.

El periodo entre inspecciones internas no en extremo no deberá exceder la mitad de la vida residual estimada del recipiente, basada en el índice de corrosión o 10 años, cualquiera que sea menor. En casos donde la vida residual de operación segura es estimada a menos de 4 años, los intervalos de inspección podrán ser de acuerdo al tiempo total de vida residual de operación segura, no más arriba de 2 años.

ÍNDICE DE CORROSIÓN:

Índice de corrosión = $t_{\text{previo.}} - t_{\text{actual.}} / \text{años}$

Unidad de control	Espesor mínimo encontrado Febrero-2018	Espeso mínimo encontrado Julio-2019
Envolvente	0.274 pulg.	0.263 pulg.
Tapa Izquierda	0.291 pulg.	0.290 pulg.
Tapa Derecha	0.293 pulg.	0.292 pulg.

$$\text{Índice de corrosión} = \frac{0.274 - 0.263}{1.4} = 0.007 \text{ pulg.} = 0.02 \text{ cm}$$

5.3.1 DATOS Y ESPECIFICACIONES

PLANTA:	SMURFIT KAPPA (PLEGADIZOS NAUCALPAN)	FECHA:	JULIO DE - 2019
NOMBRE:	TANQUE PRINCIPAL DE AIRE		
TAG:	TPA-01		
UBICACIÓN:	ÁREA DE COMPRESORES		

ESPECIFICACIONES

Presión de diseño:	9 kg/cm ² = 882.59 kpa
<i>Presión de operación:</i>	7.5 kg/cm ² = 735.49 kpa
<i>Presión de prueba hidrostática (PH):</i>	11.7 kg/cm ² = 1,147.37 kpa
<i>Válvula de seguridad calibrada a:</i>	8.3 kg/cm ² = 813.95 kpa
<i>Fluido a contener en este equipo:</i>	Aire
<i>Temperatura de operación:</i>	25°C
<i>Temperatura de diseño:</i>	70°C
<i>Materiales empleados:</i>	SA-285-C
<i>Esfuerzo a la tensión:</i>	1100 kg/cm ² (Envolvente y Tapas) (Obtenido de tablas)
<i>Eficiencia en envolvente:</i>	0.85 adimensional
<i>Eficiencia en tapas:</i>	1 adimensional
<i>Tolerancia a la corrosión (C):</i>	0.02 cm
<i>Diámetro interior del cuerpo (D):</i>	104.5 cm
<i>Longitud del envolvente (L):</i>	2.7 m
<i>Espesor real en envolvente =</i>	0.668 cm
<i>Espesor real en tapa superior=</i>	0.736 cm
<i>Espesor real en tapa inferior=</i>	0.742 cm
<i>Manómetro localizado en la boquilla:</i>	"H"
<i>Intervalo del manómetro:</i>	0-14 kg/cm ²
<i>Válvula de seguridad localizada en la boquilla:</i>	"B"

TABLAS PARA OBTENER EL ESFUERZO A LA TENSIÓN DE ACUERDO AL CÓDIGO ASME

TABLE 2A
SECTION III, DIVISION 1, CLASS 1 AND SECTION III, DIVISION 3, CLASSES TC AND SC
DESIGN STRESS INTENSITY VALUES S_m FOR FERROUS MATERIALS

Line No.	Nominal Composition	Product Form	Spec No.	Type/Grade	Alloy Designation/ UNS No.	Class/ Condition/ Temper	Size/Thickness, In.	P-No.	Group No.
1	Carbon steel	Plate	SA-285	A	K01700	1	1
2	Carbon steel	Wld. pipe	SA-672	A45	K01700	1	1
3	Carbon steel	Wld. pipe	SA-53	E/A	K02504	1	1
4	Carbon steel	Smls. pipe	SA-53	S/A	K02504	1	1
5	Carbon steel	Smls. pipe	SA-106	A	K02501	1	1
6	Carbon steel	Bar, shapes	SA-675	50	1	1
7	Carbon steel	Plate	SA-285	B	K02200	...	≤ 2	1	1
8	Carbon steel	Wld. pipe	SA-672	A50	K02200	1	1
9	Carbon steel	Bar, shapes	SA-675	55	1	1
10	Carbon steel	Plate	SA-285	C	K02801	...	≤ 2	1	1
11	Carbon steel	Smls. & wld. pipe	SA-333	1	K03008	1	1
12	Carbon steel	Smls. & wld. tube	SA-334	1	K03008	1	1

Fig. 5.3.1.1: Parte de la tabla 2A. Valores de diseño para materiales ferrosos

TABLE 2A
SECTION III, DIVISION 1, CLASS 1 AND SECTION III, DIVISION 3, CLASSES TC AND SC
DESIGN STRESS INTENSITY VALUES S_m FOR FERROUS MATERIALS

Line No.	Min. Tensile Strength, ksi	Min. Yield Strength, ksi	Max. Temp. Limit (SPT = Supports Only)	External Pressure Chart No.	Notes
1	45	24	700	CS-1	...
2	45	24	700	CS-1	G1, G4
3	48	30	700 (SPT)	CS-2	E2
4	48	30	700 (SPT)	CS-2	E2
5	48	30	700	CS-2	E2
6	50	25	700 (SPT)	CS-1	...
7	50	27	700	CS-1	E2
8	50	27	700	CS-1	E2, G1, G4
9	55	27.5	700 (SPT)	CS-1	...
10	55	30	700	CS-2	...
11	55	30	700	CS-2	...
12	55	30	700	CS-2	...

Fig. 5.3.1.2: Parte de la tabla 2A. Valores de diseño para materiales ferrosos

TABLE 2A
SECTION III, DIVISION 1, CLASS 1 AND SECTION III, DIVISION 3, CLASSES TC AND SC
DESIGN STRESS INTENSITY VALUES S_m FOR FERROUS MATERIALS

Line No.	Design Stress Intensity, 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	15.0	...	14.7	...	14.2	13.7	13.0	12.3	11.9	11.5
2	15.0	...	14.7	...	14.2	13.7	13.0	12.3	11.9	11.5
3	16.0	...	16.0	...	16.0	16.0	16.0	15.3	14.6	14.4
4	16.0	16.0	16.0	...	16.0	16.0	16.0	15.3	14.6	14.4
5	16.0	16.0	16.0	...	16.0	16.0	16.0	15.3	14.6	14.4
6	16.7	...	15.3	...	14.7	14.2	13.6	12.8	12.4	11.9
7	16.7	16.7	16.5	...	15.9	15.4	14.7	13.8	13.3	13.0
8	16.7	16.7	16.5	...	15.9	15.4	14.7	13.8	13.3	13.0
9	18.3	...	16.8	...	16.2	15.7	14.9	14.1	13.6	13.1
10	18.3	18.3	18.3	...	17.7	17.1	16.3	15.3	14.8	14.3
11	18.3	...	18.3	...	17.7	17.1	16.3	15.3	14.8	14.3
12	18.3	...	18.3	...	17.7	17.1	16.3	15.3	14.8	14.3

Fig. 5.3.1.3: Parte de la tabla 2A. Valores de diseño para materiales ferrosos

5.3.2 CÁLCULO DE ESPESOR MÍNIMO REQUERIDO

Espesor mínimo permisible: El espesor requerido para cada elemento del recipiente. El mínimo espesor permisible del cuerpo está basado en cálculos que consideran temperatura, presión y todas las cargas.

ESPESOR MÍNIMO REQUERIDO EN ENVOLVENTE.

$$t = \frac{P R}{2 * S * E + 0.4 * P} + C$$

Donde:

<i>t</i> = Espesor mínimo requerido	Centímetros (cm)
<i>P</i> = Presión de diseño del tanque	9 Kg/cm ²
<i>R</i> = Radio interno	52.25 cm
<i>S</i> = Esfuerzo a la tensión	1100 Kg/cm ²
<i>E</i> = Eficiencia de la soldadura	0.85 <i>adimensional</i>
<i>C</i> = Tolerancia a la corrosión	0.02 cm

$$t = \frac{9 * 52.25}{2 * 1100 * 0.85 + 0.4 * 9} + 0.02$$

$$t = 0.251 \text{ cm}$$

TAPA SEMIELÍPTICA 2:1 SUPERIOR (UG-32)

$$t = \frac{P D}{2 S E - 0.2 P} + C$$

Donde:

<i>t</i> = Espesor mínimo requerido	Centímetros (cm)
<i>P</i> = Presión de diseño del tanque	9 kg/cm ²
<i>D</i> = Diámetro interno	104.5 cm
<i>S</i> = Esfuerzo a la tensión	1100 kg/cm ²
<i>E</i> = Eficiencia de la soldadura	1 <i>adimensional</i>
<i>C</i> = Tolerancia a la corrosión	0.02 cm

$$t = \frac{9 * 104.5}{2 * 1100 * 1 - 0.2 * 9} + 0.02$$

$$t = 0.428 \text{ cm}$$

TAPA SEMIELÍPTICA 2:1 INFERIOR (UG-32)

$$t = \frac{P D}{2 S E - 0.2 P} + C$$

Donde:

<i>t</i> = Espesor mínimo requerido	Centímetros (cm)
<i>P</i> = Presión de diseño del tanque	9 kg/cm ²
<i>D</i> = Diámetro interno	104.5 cm
<i>S</i> = Esfuerzo a la tensión	1100 kg/cm ²
<i>E</i> = Eficiencia de la soldadura	1 adimensional
<i>C</i> = Tolerancia a la corrosión	0.02 cm

$$t = \frac{9 * 104.5}{2 * 1100 * 1 - 0.2 * 9} + 0.02$$

t = 0.428 cm

5.3.3 CÁLCULO DE LA PRESIÓN MÁXIMA PERMISIBLE

Presión máxima de trabajo permisible: La máxima presión manométrica permitida al tope de un recipiente a presión en su posición de operación para una temperatura designada. Esta presión está basada en cálculos usando el mínimo (o promedio) espesor para todos los elementos críticos del recipiente, exclusivamente designado para corrosión y cargas diferentes que la presión.

PRESIÓN MÁXIMA PERMISIBLE EN ENVOLVENTE (UG-27)

$$P = \frac{2 * S * E(t - C)}{R - 0.4(t - C)}$$

Donde:

<i>P</i> = Presión máxima permisible	kg/cm²
<i>t</i> = Espesor medido (actual)	0.668 (cm)
<i>R</i> = Radio interno	52.25 (cm)
<i>S</i> = Esfuerzo a la tensión	1100 kg/cm ²
<i>E</i> = Eficiencia de la soldadura	0.85 <i>adimensional</i>
<i>C</i> = Tolerancia a la corrosión	0.02 (cm)

$$P = \frac{2 * 1100 * 0.85(0.668 - 0.02)}{52.25 - 0.4(0.668 - 0.02)}$$

P = 23.30 kg/cm²

PRESIÓN MÁXIMA PERMISIBLE TAPA SEMIELÍPTICA 2:1 SUPERIOR (UG-32)

$$P = \frac{2 * S * E (T - C)}{D + 0.2 (T - C)}$$

Donde:

<i>P</i> = Presión máxima permisible	kg/cm²
<i>t</i> = Espesor medido (actual)	0.736 (cm)
<i>D</i> = Diámetro interno	104.5 (cm)
<i>S</i> = Esfuerzo a la tensión	1100 kg/cm ²
<i>E</i> = Eficiencia de la soldadura	1 <i>adimensional</i>
<i>C</i> = Tolerancia a la corrosión	0.02 (cm)

$$P = \frac{2 * 1100 * 1 * (0.736 - 0.02)}{104.5 + 0.2 * (0.736 - 0.02)}$$

P = 15.05 kg/cm²

PRESIÓN MÁXIMA PERMISIBLE TAPA SEMIELÍPTICA 2:1 INFERIOR (UG-32)

$$P = \frac{2 * S * E (T - C)}{D + 0.2 (T - C)}$$

Donde:

<i>P</i> = Presión máxima permisible	<i>Kg/cm²</i>
<i>t</i> = Espesor medido (actual)	0.742 (cm)
<i>D</i> = Diámetro interno	104.5 (cm)
<i>S</i> = Esfuerzo a la tensión	1100Kg/cm ²
<i>E</i> = Eficiencia de la soldadura	1 adimensional
<i>C</i> = Tolerancia a la corrosión	0.02 (cm)

$$P = \frac{2 * 1100 * 1 * (0.742 - 0.02)}{104.5 + 0.2 * (0.742 - 0.02)}$$

P= 15.18 kg/cm²

Presión máxima permisible =15.05 kg/cm²

5.3.4 CÁLCULO DEL ÁREA DE DESCARGA DE LA VÁLVULA DE SEGURIDAD (APENDICE 11)

La capacidad de una válvula de seguridad o de alivio en función de un gas o vapor diferente del medio para el cual la válvula fue asignada oficialmente, se determina por la aplicación de las fórmulas siguientes:

$$W = CKAP \sqrt{\frac{M}{T}}$$

Despejando A:

$$A = \frac{W}{[CKP \sqrt{\frac{M}{T}}]}$$

$$WA = 0.029 \times V \times 62.42$$

$$A = \frac{W}{[CKP \sqrt{\frac{M}{T}}]}$$

$$WA = 0.029 \times 2.61 \times 62.42$$

$$WA = 4.72 \text{ m}^3/\text{min.}$$

$$W = Wa \times 73.596$$

$$W = 4.72 \times 73.596$$

$$W = 347.37 \frac{\text{kg}}{\text{hr}}$$

$$A = \frac{347.37}{[356 \times 0.876 \times 10.16 \text{ kg/cm}^2 \sqrt{\frac{28.97}{536.4}}]} = 0.484 \text{ cm}^2$$

El equipo cuenta con una válvula de seguridad:

Tamaño: 2 pulg.

Pc = 8.3 kg/cm²

Con un área de descarga de tablas de fabricante: 5.58 cm²

La válvula de seguridad instalada en el equipo cuenta con un área de descarga de 0.484 cm² calculada.

$$\underline{\underline{5.58 \text{ cm}^2 > 0.484 \text{ cm}^2}}$$

P = Presión de Desfogue

Pc = Presión de Calibración 8.3 kg/cm²

P = (1.1 x 8.3) + 1.033 = 10.16 kg/cm²

C = Constante del fluido = 356 *adimensional*

K = Constante de Descarga = 0.876 *adimensional*

M = Peso Molecular del fluido = 28.97 g.

T = Temperatura Absoluta

T = 1.8 (T + 273) = 536.4 °R

V = Volumen del Recipiente = 2.61 m³

W = Flujo a Desfogar (**kg/hr**)

TABLAS DE FABRICANTE (VÁLVULAS DE SEGURIDAD)

Para poder comprobar que la válvula de seguridad que se encuentra instalada en el equipo, su área de descarga es la adecuada, se debe realizar el siguiente procedimiento:

- Identificar el proveedor
- Identificar el modelo de la válvula de seguridad instalada
- Identificar el tamaño

En el recipiente que se ocupó para la realización de esta tesis se tiene instalada una válvula

- Vayremex
- Modelo 211 Angular, conexión roscada
- Tamaño 51 x 51 mm

TABLA DE DIMENSIONES CON CONEXIÓN ROSCADA NTP

MODELO	MEDIDA NOMINAL				ÁREA DE DESCARGA cm ²	ORIFICIO	MEDIDAS EN mm				PESO NETO EN Kg
	MACHO		HEMBRA				A	B	C	D	
	mm	in	mm	in							
211-13D19	13	1/2	19	3/4	0.78	D	180	56	39	68	1.00
211-19D19	19	3/4	19	3/4	0.78	D	180	56	39	68	1.03
211-19E25	19	3/4	25	1	1.39	E	188	60	44	80	1.31
211-25E25	25	1	25	1	1.39	E	193	64	44	80	1.37
211-25F32	25	1	32	1 ¼	2.17	F	226	66	52	92	2.41
211-32F32	32	1 ¼	32	1 ¼	2.17	F	232	73	52	92	2.53
211-32G38	32	1 ¼	38	1 ½	3.56	G	256	79	59	103	3.24
211-38G38	38	1 ½	38	1 ½	3.56	G	257	80	59	103	3.34
211-38H51	38	1 ½	51	2	5.58	H	279	87	68	119	5.02
211-51H51	51	2	51	2	5.58	H	286	93	68	119	5.30
211-51J76	51	2	76	3	11.86	J	354	108	84	146	8.41
211-64J64	64	2 ½	64	2 ½	9.16	J	357	111	84	146	8.82
211-51K76	51	2	76	3	11.86	K	396	120	101	182	15.50
211-64K76	64	2 ½	76	3	11.86	K	401	125	101	182	15.50
211-76K76	76	3	76	3	11.86	K	406	130	101	182	15.50
211-64L102	64	2 ½	102	4	18.41	L	510	150	234	234	25.70
211-76L102	76	3	102	4	18.41	L	515	156	234	234	25.70
211-102L102	102	4	102	4	18.41	L	519	160	234	234	25.70

Dimensiones válidas también para conexiones roscadas NPT hembra a la entrada y salida

Una vez identificado el valor de tablas, se observa que el área de descarga en tablas de fabricante es de 5.58 cm², mientras que el valor calculado es de 0.484 cm², un valor menor que el de tabla, esto indica que el dispositivo de relevo de presión es el adecuado para el tanque considerado.

5.3.5 CÁLCULO DEL VOLUMEN REAL

V1: Volumen Cuerpo Cilíndrico = $0.785 D^2 L$

$$V1 = 0.785 \times 1.045^2 \times 2.57 = 2.20 \text{ m}^3$$

V2: Volumen de Tapa Semi-elíptica 2:1 = $\left(\frac{\pi D^3}{24}\right) + (.785 D^2 C. R.)$

$$V2 = \left(\frac{\pi \times 1.045^3}{24}\right) + (.785 \times 1.045^2 \times 0.065) = 0.205 \text{ m}^3$$

VT: Volume Total = $V1 + 2(V2)$

$$VT = 2.20 \text{ m}^3 + 2 \times (0.205) = 2.61 \text{ m}^3 = 2,610 \text{ lts.}$$

DATOS:

Diámetro = 1.945 m

Ceja Recta. = .0065 m

Longitud = 2.57 m

5.3.6 VELOCIDAD DE DESGASTE (d)

<i>DATOS</i>	<i>fente</i>
<i>Espesor mínimo actual Envolverte (ef1)</i>	0.668 cm.
<i>Espesor mínimo actual Tapa Izquierda (ef2)</i>	0.737 cm.
<i>Espesor mínimo actual Tapa Derecha (ef3)</i>	0.741 cm.
<i>Espesor mínimo actual Envolverte (ei1)</i>	0.695 cm.
<i>Espesor mínimo actual Tapa Izquierda (ei2)</i>	0.739 cm.
<i>Espesor mínimo actual Tapa Derecha (ei3)</i>	0.744 cm.
<i>Fecha espesor mínimo actual (ff)</i>	2019
<i>Fecha espesor mínimo previo (fi)</i>	2018

Medición Julio 2019

Medición febrero 2018

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

Donde:

D = Velocidad de desgaste en la posición

ei = Espesor obtenido en la fecha de la medición de espesores anterior (fi)

ef = Espesor obtenido en la fecha de la medición de espesores mas reciente (ff)

ff = Fecha de la medición de espesores más reciente (ef)

fi = Fecha de la medición de espesores anterior (ei)

Envolverte $d_1 =$	10.63 MPA
Tapa Izquierda $d_2 =$	0.79 MPA
Tapa Derecha $d_3 =$	1.18 MPA

MPA = Miliesimas de pulgada por año.

5.3.6.1 (D = VELOCIDAD DE DESGASTE PROMEDIO)

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

$$D = \frac{(10.63 + .79 + 1.18)}{3} = 4.2 \text{ MPA}$$

5.3.6.2 (D_{max} = DEGRADACIÓN O VELOCIDAD DE DESGASTE PROMEDIO AJUSTADO ESTADÍSTICAMENTE)

$$D_{\text{máx}} = \bar{D} + 1.28 \left(\frac{\bar{D}}{\sqrt{n}} \right)$$

$$D_{\text{max}} = 4.2 + 1.28 \left(\frac{4.2}{\sqrt{3}} \right) = 7.30 \text{ MPA}$$

D. max. = 0.019 cmPA

cmPA = centésimas de pulgada por año

5.3.6.3 VIDA REMANENTE

<i>DATOS</i>	<i>fuelle</i>
<i>Espesor mínimo actual Envolverte (ek1)</i>	0.668 cm.
<i>Espesor mínimo actual Tapa Izquierda (ek 2)</i>	0.737cm.
<i>Espesor mínimo actual Tapa Derecha (ek 3)</i>	0.742 cm.
<i>Espesor mínimo de retiro Envolverte (Lr 1)</i>	0.251 cm.
<i>Espesor mínimo de retiro Tapa Izquierda (Lr 2)</i>	0.428 cm.
<i>Espesor mínimo de retiro Tapa Derecha (Lr 3)</i>	0.428 cm.
<i>Fecha espesor mínimo actual (ff=fb)</i>	2019
<i>D max.</i>	0.019 cmPA

Medición Julio 2019

$$VUE = (ek - Lr) / Dmáx$$

VUE = Vida útil estimada.

COMPONENTE	AÑOS
VUE _{ENVOLVENTE} =	21.94
VUE_{TAPA SUPERIOR} =	16.26
VUE _{TAPA INFERIOR} =	16.53

VUE_{min.} = Vida útil estimada_{min.}

$$\mathbf{VUE_{min.} = 16.26 \text{ años.}}$$

FPM = Fecha de próxima medición.

$$FPM_e = fk + VUE / 3$$

$$\mathbf{FPM_e = 2 024}$$

FRP = Fecha de retiro probable

$$FRP = fk + VUE_{min}$$

$$\mathbf{FRP = 2 035}$$

5.3 PLANO

El plano del equipo debe contener:

- Los cortes del equipo, transversal y longitudinal.
- Las dimensiones del equipo
 - o Diámetro interno.
 - o Longitud total.
 - o Ceja recta de la tapa.
 - o Espesores actuales
- Detalles relevantes
 - o Ubicación de boquillas.
 - o Accesorios.
 - o Tipos de tapas.
- La ubicación de los dispositivos de relevo de presión, ya sea en el propio equipo , en tuberías o en otro equipo con los que se encuentren interconectados.
- El arreglo básico del sistema de soporte o cimentación.

5.4.1 PLANO

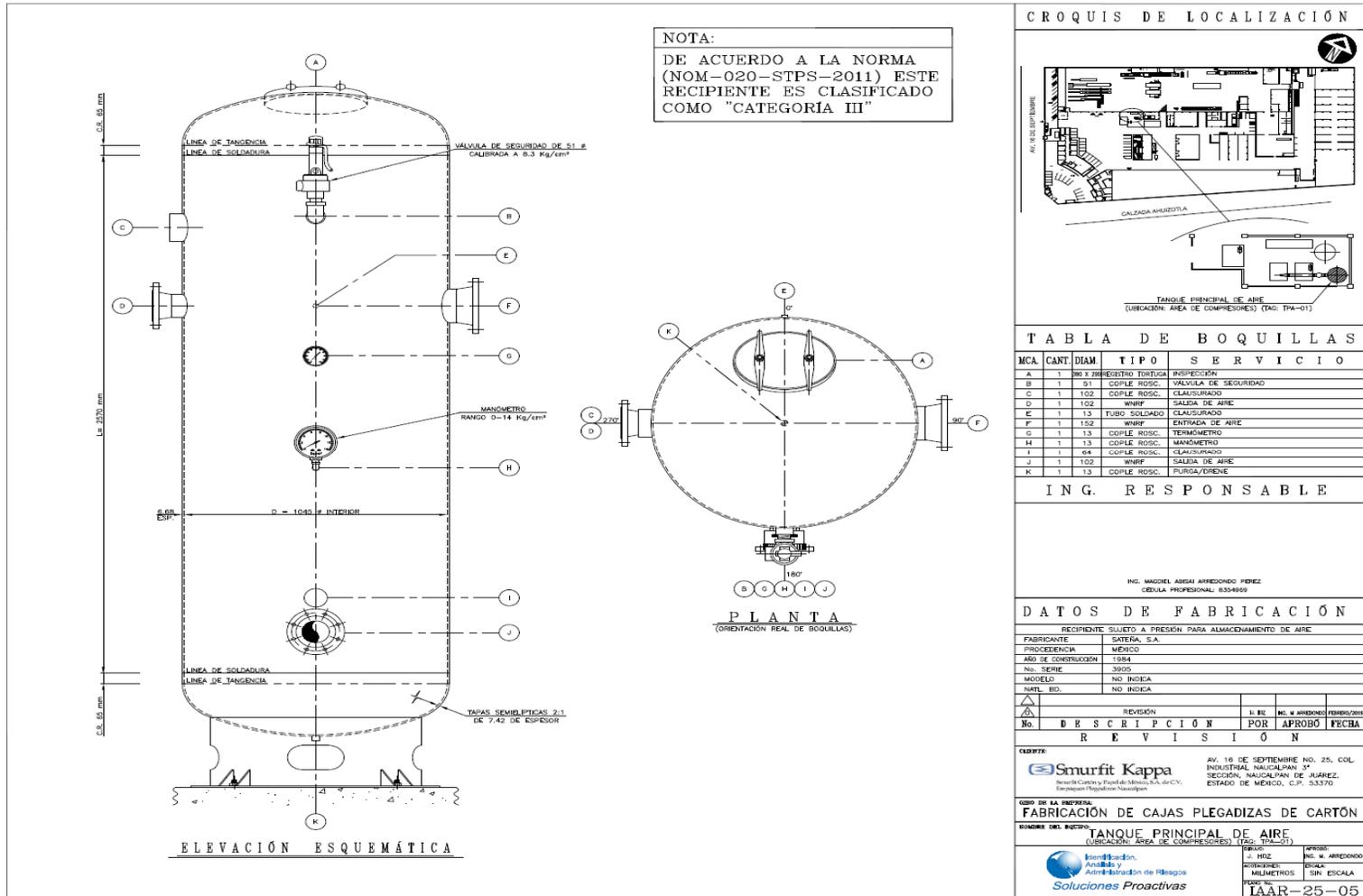


Figura 5.4.1 Plano

5.5 UBICACIÓN

Croquis de localización de los equipos fijos o móviles del centro de trabajo.

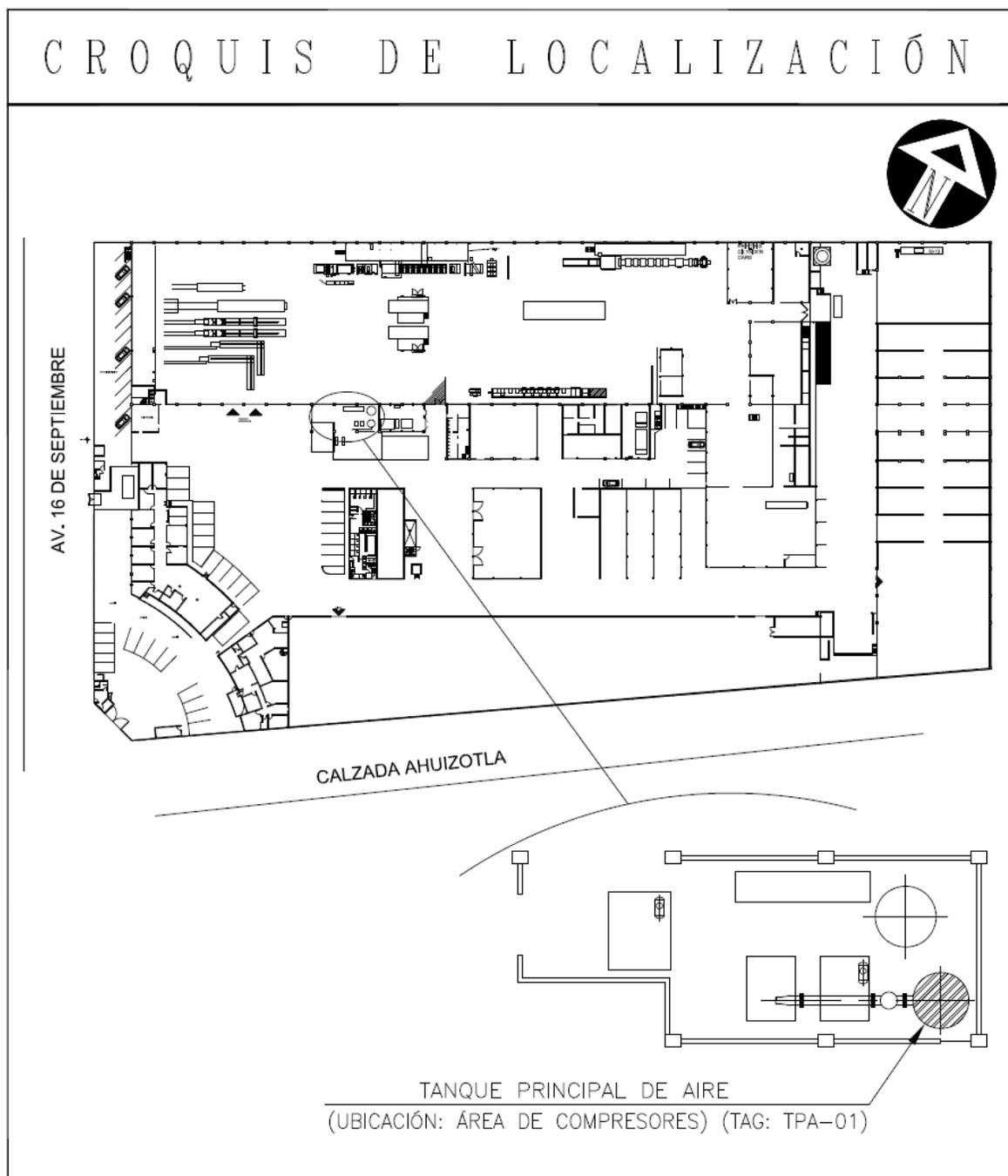


Figura 5.5. Plano de Ubicación

5.6 RESULTADOS

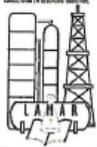
5.6.1 DICTAMEN EMITIDO POR LA UNIDAD VERIFICADORA

Una vez completado el expediente de integridad mecánica del recipiente se debe dictaminar, con la ayuda de una “Unidad Verificadora” registrada ante la EMA (Entidad mexicana de acreditación) quien acompaña para atestiguar que se realicen las pruebas de acuerdo a los procedimientos establecidos.

Datos del dictamen:

- El nombre, denominación o razón social de la unidad de verificación;
- El número de acreditación otorgado por la entidad de acreditación a la unidad de verificación;
- La fecha de otorgamiento de la acreditación;
- El número de registro otorgado al dictamen por la Secretaría, y
- El nombre del responsable de emitir el dictamen,

DICTAMEN:

	CONSULTORÍA EN SEGURIDAD INDUSTRIAL LAMAR, S.A. DE C.V.
	Unidad de Verificación en Materia de Seguridad, Higiene y Medio Ambiente de Trabajo
	F-CSI-016 Dictamen de Evaluación de la Conformidad

CÓDIGO DE IDENTIFICACIÓN: P / 01 / 19 -2183

CÓDIGO DE CONTROL DE LA UNIDAD DE VERIFICACIÓN	CSI-DEC-9760
---	---------------------

No. DE REGISTRO ASIGNADO POR LA STPS	UV-STPS-0125 / 00828 / 2019
---	------------------------------------

Datos de la Empresa Evaluada:

Nombre, Denominación o Razón Social SMURFIT CARTON Y PAPEL DE MEXICO, S.A. DE C.V.			
Domicilio			
Calle	Av. 16 de septiembre	Número	25
Colonia	Parque Industrial Naucalpan 3ª. Sección	Código Postal	53370
Municipio o Alcaldía	Naucalpan de Juárez	Entidad Federativa	Estado de México
C. Emilio Fernando García Castillo Nombre y Firma del Representante Legal			

Datos de la Unidad de Verificación:

Nombre, Denominación o Razón Social: Consultoría en Seguridad Industrial Lamar S.A. de C.V.			
Domicilio:			
Calle:	Edificio 27, Entrada A Departamento 002, Unidad Juan de Dios Batiz	Número:	---
Colonia:	Lindavista	Código Postal:	07360
Municipio o Alcaldía:	Gustavo A. Madero	Entidad Federativa:	Ciudad de México
No. de Aprobación STPS y Acreditación erna a.c.	UVSTPS125	Fecha:	20 / 12 / 2012 / 07 / 05 / 2015

Datos de la Norma a Evaluar:

Norma:	NOM-020-STPS-2011 Recipientes Sujetos a Presión, Recipientes Criogenicos y Generadores de Vapor o Calderas. Funcionamiento- Condiciones de Seguridad
Fecha en que se llevó a cabo la Evaluación del Equipo:	05 / 04 / 2019

Datos del Equipo a Evaluar:

N Nombre y/o TAG:	TANQUE PRINCIPAL DE AIRE	(ver: Ficha Técnica del Equipo):
Informes de los Resultados y Subcontratistas:		

Datos y Tipo de las Pruebas de Presión, Exámenes no Destructivos o Métodos Alternos Realizados al Equipo y Pruebas de Funcionamiento de los Dispositivos de Relevo de Presión.
 Por ensayos no destructivos, aplicándose partículas magnéticas y medición de espesores por ultrasonido industrial, demostración de Confiabilidad del dispositivo de seguridad en forma manual y por sobre presión en banco de pruebas, estando calibrada a 8.3 Kg/cm²

Dictamen Emitido como:

A P R O B A T O R I O

Por haber resultado la evaluación del equipo descrito en el cuerpo del presente Dictamen de Evaluación de la Conformidad, conforme con los requisitos de la norma **NOM-020-STPS-2011**.

Lugar y Fecha de la Emisión del Dictamen	Ciudad de México a 11 de Abril de 2019
 C. Alejandra Romero Avila	 C. Luis Angel Mastache Pérez Tejeda
Nombre y Firma del Representante Legal de la Unidad de Verificación	Nombre y Firma del Responsable de Emitir el Dictamen de Evaluación de la Conformidad

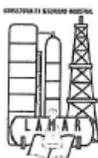
La Vigencia de este Dictamen, se contabilizara a partir de la fecha en que se practicaron las pruebas al equipo.

Vigencia 5 AÑOS	Fecha de pruebas practicadas: 08 / 02 / 2019
Condición del equipo	USADO

Reemisión	
Lugar y fecha	

Salvedades: El presente Dictamen de Evaluación de la Conformidad es valido para el periodo arriba establecido, a menos que sean modificadas las condiciones que sirvieron de referencia para llegar a sus resultados.

Edición	Revisión	En Vigor a partir de	Area de sello
5	4	01-Mayo 2017	

	CONSULTORÍA EN SEGURIDAD INDUSTRIAL LAMAR, S.A. DE C.V. Unidad de Verificación en Materia de Seguridad, Higiene y Medio Ambiente de Trabajo
	F-CSI-016 Dictamen de Evaluación de la Conformidad

CÓDIGO DE IDENTIFICACIÓN: P / 01 / 19 -2183

CÓDIGO DE CONTROL DE LA UNIDAD DE VERIFICACIÓN	CSI-DEC-9760
---	---------------------

No. DE REGISTRO ASIGNADO POR LA STPS	UV-STPS-0125 / 00828 / 2019
---	------------------------------------

Ficha Técnica del Equipo	
Número de serie o único de identificación, la clave del equipo o número de TAG	3905 / TAG: TPA-01
No. de Control Asignado por la Secretaría, en su caso	N/A
Año de Fabricación	1984
Fluido(s) Manejado(s)	Aire
Presión(es) de Diseño	9.0 Kg/cm ²
Presión(es) de Operación	7.5 Kg/cm ²
Presión(es) de Calibración, en su caso	8.3 Kg/cm ²
Capacidad Volumétrica en el caso de Recipientes Sujetos a Presión y Recipientes Criogénicos	2.61 m ³
Capacidad Térmica, en el caso de Generadores de Vapor o Calderas	No aplica
Temperatura(s) de Diseño	70.0 °C
Temperatura(s) de Operación	25.0 °C
Tipo de Dispositivos de Relevos de Presión	Válvula de seguridad
Número de Dispositivos de Relevos de Presión	1
Área de Ubicación del Equipo	Área de compresores

Edición	Revisión	En Vigor a partir de	Área de sello
5	4	01-Mayo 2017	

REGISTRO



SECRETARÍA DEL TRABAJO
Y PREVISIÓN SOCIAL

REGISTRO DE DICTAMEN NÚMERO: UV-STPS-0125/00828/2019

Con fundamento en lo dispuesto por los artículos 34, 35, 38 y 39 de los Lineamientos relativos a la aprobación, evaluación y seguimiento de organismos privados para la evaluación de la conformidad de las normas oficiales mexicanas en materia de seguridad y salud en el trabajo, la Secretaría del Trabajo y Previsión Social, a través del Módulo para la Aprobación, Evaluación y Seguimiento de Organismos Privados, expide el presente **REGISTRO**, con número **UV-STPS-0125/00828/2019**, de **11/04/2019 12:23:57 P.M.**, así como con los caracteres de autenticación abajo contenidos, que corresponde al dictamen cuyos datos se precisan a continuación:

DATOS DEL CENTRO DE TRABAJO VERIFICADO

Nombre, denominación o razón social: **SMURFIT CARTÓN Y PAPEL DE MÉXICO, S.A. DE C.V.**
 Registro Federal de Contribuyentes: **SCP900125TT8**
 Domicilio completo: **AVENIDA 16 DE SEPTIEMBRE NO. 25, PARQUE INDUSTRIAL NAUCALPAN 3A SECCIÓN, C.P. 53370, MEXICO, NAUCALPAN DE JUAREZ**
 Teléfono: **51330880**
 Actividad principal: **FABRICACIÓN DE CAJAS PLEGADIZAS DE CARTÓN**

DATOS DEL ORGANISMO PRIVADO

Nombre, denominación o razón social: **CONSULTORIA EN SEGURIDAD INDUSTRIAL LAMAR, SA. DE C.V.**
 Número de acreditación: **UV-STPS/0125/2012**
 Número de aprobación otorgado por la Secretaría: **UVSTPS 125/12**
 Domicilio completo: **AV. INSTITUTO POLITECNICO NACIONAL, NO. EDIF 27 INTERIOR A-002, COLONIA JUAN DE DIOS BÁTIZ, CIUDAD DE MÉXICO, GUSTAVO A. MADERO, DISTRITO FEDERAL, C.P. 07360**

DATOS DEL DICTAMEN

Clave de la norma oficial mexicana: **NOM-020-STPS-2011, RECIPIENTES SUJETOS A PRESIÓN, RECIPIENTES CRIOGÉNICOS Y GENERADORES DE VAPOR O CALDERAS - FUNCIONAMIENTO - CONDICIONES DE SEGURIDAD**
 Nombre del verificador evaluado y aprobado: **LUIS ÁNGEL MASTACHE PÉREZ TEJADA**
 Tipo: **EQUIPO USADO**
 Equipo verificado o evaluado: **RECIPIENTES SUJETOS A PRESIÓN**



SECRETARÍA DEL TRABAJO
Y PREVISIÓN SOCIAL

REGISTRO DE DICTAMEN NÚMERO: UV-STPS-0125/00828/2019

Número de identificación del equipo: TANQUE PRINCIPAL DE AIRE
Fecha de verificación: 05/04/2019
Número de dictamen: CSI-DEC-9760
Vigencia del dictamen: 5 AÑOS [ÚLTIMA PRUEBA REALIZADA]
Lugar de emisión del dictamen: MEXICO, D.F.
Fecha de emisión del dictamen: 11/04/2019

DATOS DEL REGISTRO

Número de registro STPS: UV-STPS-0125/00828/2019
Fecha de registro: 11/04/2019 12:23:57 P.M.
Caracteres de autenticidad: 063D8962138FE04E1F51F85DB25BABECD5B7B944

5.6.2 FORMATO DE AVISO PARA INGRESO A LA S.T.P.S.

Una vez obtenido el dictamen por parte de la unidad verificadora, se realiza un formato de aviso para ingresar a la Secretaría del trabajo y previsión social (S.T.P.S)

Que debe contener la siguiente información:

- Datos del centro de trabajo:
 - o El nombre, denominación o razón social;
 - o El domicilio completo, y
 - o El nombre y firma del representante legal;
- Datos del equipo
 - o El nombre genérico del equipo;
 - o El número de serie o único de identificación, la clave del equipo y/o número de TAG;
 - o El número de control asignado por la Secretaría, en su caso;
 - o El (los) fluido(s) manejado(s);
 - o La(s) presión(es) de operación;
 - o La capacidad volumétrica, en el caso de recipientes sujetos a presión y recipientes criogénicos;
 - o La capacidad térmica, en el caso de generadores de vapor o calderas;
 - o La(s) temperatura(s) de operación;
 - o El tipo de dispositivos de relevo de presión;
 - o El número de dispositivos de relevo de presión, en su caso, y
 - o El área de ubicación del equipo;
- Datos del certificado de fabricación, en su caso:
 - o El nombre del fabricante;
 - o El número de certificado de fabricación;
 - o La fecha de emisión del certificado, y
 - o El código o norma de construcción aplicable;
- Datos del dictamen:
 - o El nombre, denominación o razón social de la unidad de verificación;
 - o El número de acreditación otorgado por la entidad de acreditación a la unidad de verificación;
 - o La fecha de otorgamiento de la acreditación;
 - o El número de registro otorgado al dictamen por la Secretaría, y
 - o El nombre del responsable de emitir el dictamen, y
- Reporte de servicios con el resumen de los temas o capítulos atendidos de la presente Norma, en su caso.

FORMATO DE AVISO PARA INGRESO A LA S.T.P.S.



Estado de México a 02 de julio de 2019

**Secretaría de Trabajo y Previsión Social
Delegación Federal del Trabajo en
el Estado de México**

Por medio del presente y dando cumplimiento a lo dispuesto en el Capítulo 16, numeral 16.1 de la Norma Oficial Mexicana NOM-020-STPS-2011, damos aviso a la secretaria del Trabajo y Previsión Social que nuestro equipo denominado **Tanque Principal de Aire**, fue verificado por Consultoría en Seguridad Industrial Lamar S.A. de C.V. Unidad de Verificación UV-STPS-0125, la cual emitió el dictamen de evaluación de la conformidad **No. CSI-DEC-9760-1** después de evaluar el grado de cumplimiento del equipo con los requisitos de seguridad y operación establecidos en la Norma Oficial Mexicana NOM-020-STPS-2011:

Para lo cual a continuación proporcionamos los siguientes datos:

a) Del centro de trabajo:

- 1.- Razón Social: **SMURFIT CARTÓN Y PAPEL DE MÉXICO, S.A. DE C.V.**
- 2.- Domicilio: **Avenida 16 de Septiembre No.25, Col. Industrial Naucalpan 3ª Sección, C.P. 53370, Naucalpan de Juárez, Edo. De México.**
- 3.- Nombre del Representante Legal: **Emilio Fernando Garcia Castillo**

b) Datos del equipo:

- 1.- Nombre Genérico del equipo: **Tanque Principal de Aire**
- 2.- Número de serie: **3905** TAG: **TPA-01**
- 3.- Número de control asignado por la Secretaría: **Por asignar**
- 4.- Fluidos manejados: **Aire**
- 5.- Presión de Operación: **7.5 Kg/cm²**
- 6.- Presión de Calibración: **8.3 Kg/cm²**
- 7.- Capacidad Volumétrica: **2.61 m³ = 2600 lts**
- 8.- Temperatura de Operación: **25 °C**
- 9.- Tipo de dispositivos de relevo de presión: **válvula de seguridad**
- 10.- Número de dispositivos de relevo de presión: **1**
- 11.- Área de ubicación del equipo: **Área de compresores**



c) Datos del Certificado de Fabricación:

- 1.- Fabricante: S/D
- 2.- Número de certificado de fabricación: S/D
- 3.- Fecha de emisión del certificado: S/D
- 2.- Código o Norma de construcción aplicable: **ASME SECCIÓN VIII DIVISIÓN I**

d) Datos de Dictamen:

- 1.- Razón Social de Unidad de Verificación: **Consultoría en Seguridad Industrial Lamar, S.A. de C.V.**
- 2.- Número de acreditación otorgado por la Entidad Mexicana de Acreditación: **UV-STPS-0125/2012/2017**
- 3.- Fecha de otorgamiento de la acreditación: **01 de septiembre de 2017**
- 4.- Número de Registro otorgado al Dictamen por la Secretaría de Trabajo y Previsión Social: **UV-STPS-0125/01395/2019**
- 5.- Nombre del responsable de emitir el Dictamen: **Luis Ángel Mastache Pérez Tejada**

e) Reporte de servicios: N/A

f) Datos de las pruebas de presión, exámenes no destructivos o métodos alternos realizados al equipo:

- 1) El tipo de pruebas de presión, exámenes no destructivos o métodos alternos:
 - Partículas Magnéticas
 - Medición de Espesores

- 2) El resultado de las pruebas de presión, exámenes no destructivos o métodos alternos:
 - Satisfactorio

- 3) La fecha en que se concluyó satisfactoriamente la última prueba de presión y/o examen no destructivo o método alterno:
 - 08/02/2019

Sin más por el momento y esperando que la información proporcionada sea suficiente para asignar el número de control a nuestro equipo **Tanque principal de aire**, se despide y queda de usted.

ATENTAMENTE

Emilio Fernando Garcia Castillo
Representante Legal

5.6.3 NÚMERO DE AUTORIZACIÓN

La empresa debe obtener un número de autorización de funcionamiento para cada uno de los recipientes sujetos a presión categoría III que se encuentren en la planta, esto con la finalidad de dar conformidad a la Norma oficial mexicana NOM-020-STPS-2011.

Datos que contiene el número de autorización asignado por la S.T.P.S.:

- El nombre, denominación o razón social de la unidad de verificación;
- Dirección de la planta donde se encuentra el recipiente sujeto a presión.
- Número de folio
- Nombre del equipo.
- Número de dictamen.
- Nombre de la Unidad verificadora que emitió el dictamen.
- Vigencia del número de autorización
- Condición del equipo
 - o Nuevo
 - o Usado
- Número de autorización otorgado por la S.T.P.S.

NÚMERO DE AUTORIZACIÓN



STPS
SECRETARÍA DEL TRABAJO
Y PREVISIÓN SOCIAL

Delegación Federal del Trabajo en el Estado de México.
Subdelegación Federal del Trabajo en el Estado de México.
No. de Oficio: 178/11-07-2019/
ASUNTO: ASIGNACIÓN DE NÚMERO DE CONTROL

"2019, Año del Caudillo del Sur, Emiliano Zapata"

Naucalpan de Juárez, México, a 11 de julio de 2019

C. REPRESENTANTE LEGAL DE LA EMPRESA:
SMURFIT CARTÓN Y PAPEL DE MÉXICO, S.A. DE C.V.
AV. 16 DE SEPTIEMBRE No. 25,
COLONIA INDUSTRIAL NAUCALPAN 3ª. SECCIÓN, C.P. 53370,
NAUCALPAN DE JUÁREZ, ESTADO DE MÉXICO.

PRESENTE.

En atención al Aviso presentado por medios escritos en esta Delegación Federal del Trabajo, con número de folio (2931), de que el equipo (**TANQUE PRINCIPAL DE AIRE**) instalado en su centro de trabajo, cumple con las condiciones de seguridad señaladas en la Norma Oficial Mexicana NOM-020-STPS-2011; demostrado a través del dictamen (CSI-DEC-9760-1), emitido por la Unidad de Verificación (**CONSULTORÍA EN SEGURIDAD INDUSTRIAL LAMAR, S.A. DE C.V.**), debidamente acreditada y aprobada.

Sobre el particular, derivado del análisis realizado a la documentación presentada, esta Autoridad procede asignar al equipo en comento el número de control (**AC-ES-178-RSP-1973-2019**) por un término de (**5 AÑOS**), por tratarse de un equipo (**USADO**), contados a partir del **08 de FEBRERO de 2019**, fecha en la que se concluyó satisfactoriamente la última prueba de presión y/o examen no destructivo o métodos alternativos; debiendo conservar las características y condiciones que dieron origen al resultado de la evaluación.

En caso de cualquier modificación en la operación o en la ubicación del equipo, dejará sin efectos el presente, debiendo el usuario informar a esta autoridad de inmediato.

Asimismo, dentro de los 60 días naturales previos a la conclusión del periodo otorgado, se deberá efectuar nuevamente el Aviso, de conformidad con lo establecido en la NOM-020-STPS-2011.

ATENTAMENTE
SUBDELEGADO FEDERAL DEL TRABAJO
EN EL ESTADO MÉXICO.

LIC. RICARDO GUTIÉRREZ FÉLIX

c.c.p. Expediente



CONCLUSIONES.

Se tomó la decisión de realizar las pruebas mencionadas anteriormente debido a que su costo no es tan elevado, como el de las siguientes técnicas:

Para inspección volumétrica:

- Radiografía Industrial
 - o Equipo
 - Costo Estimado: 98 000 Dls.
 - o Capacitación
 - Certificación de la técnica
- Corrientes EDDY
 - o Equipo.
 - Costo Estimado: 10 000 Dls.
 - o Capacitación
 - Certificación de la técnica

Para inspección Superficial

- Líquidos penetrantes
 - o Equipo que se utiliza
 - Solvente
 - Costo Estimado: 20 Dls x Lata
 - Líquido penetrante
 - Costo Estimado: 22 Dls x Lata
 - Revelador
 - Costo Estimado 21 Dls x Lata
 - Retirar la pintura donde se realizará la inspección.
 - Procedimiento de inspección
 - o Utilizar un esmeril
 - Limpiar la zona a inspecciones con un cepillo de alambre
 - Una vez terminada la inspección se debe reparar la zona a la que se le quito la pintura, esto con la finalidad de prevenir la corrosión futura

Una vez que se obtuvo la información necesaria, se realizó la memoria de cálculo donde se pudo calcular:

- Espesor mínimo en cada uno de sus componentes con el propósito de comprobar que el espesor medido actual es el correcto, con relación al calculado para su retiro
- Presión máxima permisible es la presión máxima que cada componente del recipiente puede resistir, se corroboró con los resultados obtenidos que, con los datos de espesor actual medido, el equipo puede seguir operando de manera normal.

Una vez que se realizó el análisis de la memoria de cálculo, se comenzó a realizar el expediente de integridad mecánica del equipo que incluye:

- Ficha técnica
- Reporte de pruebas
- Plano del equipo
- Memoria de cálculo
- Ubicación del equipo.

Se obtuvo el dictamen otorgado por la unidad verificadora “TIPO C” donde se dio el dictamen “Aprobado” para el recipiente inspeccionado. Se realizó el formato de aviso para poder ingresar los documentos solicitados por la STPS para que se otorgara el “Numero de funcionamiento o autorización de funcionamiento”

Se realizaron cálculos para determinar, la vida útil estimada (VUE), fecha de próxima medición (FPM), fecha de retiro probable (FRP).

Se concluye que debido a lo observado en planta con relación a las condiciones del equipo y lo obtenido en la memoria de cálculo, de acuerdo con los espesores medidos cumple con las condiciones del espesor mínimo y la presión máxima permisible, por lo que el equipo cumple con las condiciones físicas y calculadas para seguir operando de manera normal con las condiciones de presión y temperatura normales.

De acuerdo a lo mencionado anteriormente, se llega a la conclusión que los objetivos particulares también se pudieron lograr de manera satisfactoria, ya que se analizaron los datos obtenidos, se elaboró la documentación necesaria y se pudo realizar la metodología que marca API-580 y API-581 enfocadas en la inspección basada en riesgos.

RECOMENDACIONES

Esta tesis tuvo un objetivo particular que fue el brindar la asesoría a una empresa para tener sus recipientes sujetos a presión en orden y se de conformidad a la normativa vigente en el país.

Sin embargo, se pueden abarcar más temas u objetivos relacionados con la normatividad API- 580 y 581 que describe la inspección basada en riesgos, por lo que se recomienda no dejar el presente documento en la metodología proporcionada, sino elaborar un plan de inspección para cada uno de los recipientes que se encuentran en planta y realizar los mantenimientos debidos como son:

- Mediciones de espesores periódica
- Aplicación de ensayos no destructivos de manera periódica ya sean:
 - o Inspección visual
 - o Partículas magnéticas
 - o Líquidos penetrantes

- Mantenimiento a pintura
- Mantenimiento a:
 - o Manómetros
 - o Válvulas de seguridad.
- Mantener en orden y vigentes la documentación de cada uno de los recipientes.
- Mantener etiquetados los recipientes con:
 - o Nombre
 - o TAG
 - o Numero de autorización (En caso de que aplique)
- Proporcionar capacitación constante al personal operativo y administrativo
- Crear cultura de seguridad en el trabajo.

Con la finalidad de mantener la integridad de los recipientes sujetos a presión de la planta y la integridad física del personal en planta.

REFERENCIAS:

- API RECOMMENDED PRACTICE 581
SECOND EDITION, SEPTEMBER 2008
- API RECOMMENDED PRACTICE 580
SECOND EDITION, NOVEMBER 2009
- ASME Secc. VIII, Div. 1, Ed. 2010 más adendas.
- CONSTITUCIÓN POLÍTICA DE LOS ESTADOS UNIDOS MEXICANOS
- LEY FEDERAL DEL TRABAJO
- MANUAL DE RECIPIENTES A PRESION (1989)
MEGYESY, EUGENE F.
- NORMA Oficial Mexicana NOM-020-STPS-2011, Recipientes sujetos a presión,
recipientes criogénicos y generadores de vapor o calderas - Funcionamiento -
Condiciones de Seguridad.
- Tabla 2A del Código ASME Sección II Parte D, para el material 285 Gr. C
- API STANDARD 510, 8° Edition, JUNE 1997 + Adendas.
- API RECOMMENDED PRACTICE 572 Inspección de Recipientes a Presión

ANEXOS

1.- API 510

**CÓDIGO DE INSPECCIÓN DE RECIPIENTES A PRESIÓN:
INSPECCIÓN PARA MANTENIMIENTO, REPARACIONES,
TASADO Y ALTERACIONES.**

API STANDARD 510, 8° Edition, JUNE 1997 + Adendas.

1 Alcance**1.1 APLICACIONES GENERALES**

Este código de inspección cubre la inspección de mantenimiento, reparaciones, alteraciones, y procedimiento de repotenciación, para recipientes a presión usados en las industrias de procesos petroleros y químicos. La aplicación de este Código de inspección esta restringido a las organizaciones que emplean o que tiene acceso a agencias de inspección autorizadas como se define en 3.4. Excepto como esta previsto en 1.2, el uso de este Código de inspección esta restringido a organizaciones que emplean o que tiene acceso a personal u organizaciones de ingeniería e inspección que están técnicamente calificados para mantenimiento, inspección, reparación, alteración o repotenciación de recipientes a presión. Los inspectores de recipientes a presión tendrán que ser certificados como esta establecido en este Código. Existen otros códigos que cubren industrias específicas y aplicaciones de servicio de aplicación general (por ejemplo, Secciones VI, VII y XI del Código ASME y el *Nacional Borrad Inspection Code*).

Este código de inspección aplica a recipientes construidos de acuerdo a API/ASME Código para recipientes a presión no incendiables para líquidos y gases de petróleo, Sección VIII del Código ASME, y otros códigos de recipientes a presión reconocidos; para recipientes no estandarizados; y para otros recipientes construidos bajo ningún código o aprobado como jurisdiccional especial. Este código de inspección es solo aplicable a recipientes que han sido puestos en servicio y han sido inspeccionados por una agencia de inspección autorizada o reparados por una organización de reparación como se define en 3.15.

La adopción y uso de este código de inspección no permite su uso en conflicto con ningún requerimiento regulador prevaleciente.

La vida residual de un recipiente deberá de ser calculada usando la siguiente formula:

$$\text{Vida Residual (años)} = t_{\text{actual}} - t_{\text{mínimo}} / \text{índice de corrosión (pulgadas (mm) por año)}$$

Donde:

t_{actual} = el espesor, en pulgadas (mm.), registrado al tiempo de la inspección para un punto o componente.

$t_{\text{mínimo}}$ = espesor mínimo permisible, en pulgadas (mm), para un punto o componente.

$$\text{Índice de corrosión} = t_{\text{previo}} - t_{\text{actual}} / \text{años entre } t_{\text{previo}} \text{ y } t_{\text{actual}}$$

Donde:

t_{previo} = el espesor, en pulgadas (mm), en el mismo punto que t_{actual} medido durante la inspección previa.

2.- API 572

API RECOMENDED PRACTICE 572**Inspección de Recipientes a Presión****1 ALCANCE**

Esta práctica recomendada cubre la inspección de recipientes a presión. Incluye la descripción de varios tipos de recipientes a presión y las normativas para su construcción y mantenimiento. Las razones para inspeccionar, causas de deterioramiento, frecuencia y métodos de reparaciones, y la preparación de registros y reportes están cubiertos. La operación segura es enfatizada.

4 TIPOS DE RECIPIENTES A PRESIÓN**4.1 DESCRIPCIÓN**

Un recipiente a presión es un contenedor diseñado para resistir presión interna o externa. Los recipientes a presión podrán ser construidos de acuerdo con el Código ASME, Sección VIII, otra organización de recipientes a presión, y/o aprobados por las instancias legales. Estos recipientes típicamente están sujetos a una presión de trabajo externa o interna mayor de 15 psi (103 KPa). Presión externa en un recipiente podrá ser causada por una presión de vacío interna o por la presión de un fluido entre una cubierta externa y la pared del tanque. Recipientes sujetos a presión externa son usualmente inspeccionados de la misma manera como aquellos sujetos a presión interna. Columnas, torres, domos, rectores, intercambiadores de calor, condensadores, enfriadores de aire, balsas, esferas y acumuladores son los tipos comunes de recipientes a presión industriales.

Recipientes a presión están diseñados en varias formas. Podrán tener forma cilíndrica (con cabezas planas, cónicas, toricónicas, toroesféricas, semielipsoidales o hemisféricas), esférica, esferoidal, de caja (con placa de cabeza rectangular o cuadrada, tal como aquellos usados para las cabezas de intercambiadores de enfriamiento de aire), o de lóbulo. Podrán ser de construcción modular.

Recipientes cilíndricos, incluyendo intercambiadores y condensadores, podrán ser tanto verticales u horizontales y podrán estar sostenidos por columnas de acero, placas cilíndricas, o placas de oreja unidas a la cubierta. Recipientes esféricos están comúnmente soportados por columnas de acero unidas a la cubierta o por faldones.

Recipientes esferoidales están parcial o completamente soportados reposando en tierra. Recipientes con fundas son aquellos construidos con una cubierta o caparazón externo que forman un espacio entre ellos y la cubierta principal.

4.2 MÉTODOS DE CONSTRUCCIÓN

Antes del desarrollo de la soldadura, el remachado era el método más común de construcción. Las juntas traslapadas o remachadas, o unidas a tope con tirantes a tope y después remachadas. Para prevenir fugas, el extremo de las juntas y las cabezas remachadas eran calafateadas. A altas temperaturas, era difícil de mantener apretado este calafateado. Después que técnica de soldadura fue desarrollada, una gota ligera de soldadura era aplicada a los extremos calafateados. Si bien algunos recipientes de este tipo pueden ser hallados en viejas refinerías, este método de construcción es raramente usado en la actualidad.

Actualmente, varios métodos diferentes son usados para la construcción de recipientes a presión. La mayoría de recipientes a presión son construidos con juntas soldadas.]

6 INSPECCIÓN DE MANTENIMIENTO

Los códigos de construcción son periódicamente revisados de acuerdo con la mejora del diseño de recipientes a presión y a la disponibilidad de nuevos materiales de construcción. Un recipiente a presión deberá de ser mantenido de acuerdo con los requerimientos del código bajo el cual fue diseñado y construido. Si es retasado, deberá de ser mantenido de acuerdo con los requerimientos del código bajo el cual fue retasado. Un inspector de refinería deberá de estar familiarizado no solo con las últimas ediciones de códigos, sino también con ediciones previas de los códigos y con otras especificaciones bajo el cual el haya inspeccionado la construcción. También deberá de estar familiarizado con API 510 y NB-23, cuando sean aplicables.

7 RAZONES PARA UNA INSPECCION.

La razón básica para inspeccionar es para determinar la condición física del recipiente y para determinar el tipo, el índice y causas del deterioramiento. Esta documentación deberá de ser cuidadosamente documentada después de cada inspección. Con suficientes datos, la seguridad podrá ser mantenida, el periodo de operación sin paros podrá ser extendido, el índice de deterioramiento podrá algunas veces ser reducido, y las futuras reparaciones y reemplazos podrán ser estimados.

7.2 SEGURIDAD

Inspecciones periódicas programadas podrán revelar condiciones que podrían resultar en un paro de emergencia o no programado, una fuga o hasta una falla del recipiente no es correcto.

7.3 CONTINUIDAD

Inspecciones periódicas podrán conducir a un programa de mantenimiento bien planeado. Índices de corrosión y las tolerancias de corrosión remanente determinadas por inspección son las bases normales para predecir necesidades de reparaciones o reemplazos. Estas predicciones proveen para un mantenimiento planeado y continuidad de operación y ayudan para asegurar una planta segura y fiable.

7.4 CONFIABILIDAD

La realización de inspecciones externas mientras que el equipo esta en operación usando instrumentación sónica, ultrasónica o radiográfica u otras técnicas no destructivas podrán revelar importante información sin el requerimiento de ingresar a la parte interna del equipo. Defectos tales como fugas, fracturas, instalaciones de partes improprias, líneas taponadas, vibraciones excesivas, ruidos anormales, y otras evidencias de mal funcionamiento podrán ser localizados. Si estos síntomas son apropiadamente analizados y son tomados acciones correctivas, la completa confiabilidad de operación podrá ser implementada.

3.- API 580 – API 581

API R.P. 580-2002**INSPECCIÓN BASADA EN RIESGO****1. Introducción, Propósito y Alcance****1.1 PROPÓSITO**

El propósito de este documento es el proporcionar usuarios con los elementos básicos para el desarrollo e implementación de un programa de inspección basada en riesgo (RBI). La metodología está presentada de una manera paso a paso para un alcance máximo practicable. Los puntos cubiertos son:

- a. Una introducción a los conceptos y principios a la inspección basada en riesgo (RBI) para la administración de riesgo, y
- b. Secciones individuales que describen los pasos para la aplicación de estos principios dentro del ámbito del proceso de la inspección basada en riesgo (RBI):
 1. Planeación de los cálculos de la inspección basada en riesgo (RBI)
 2. Recolección de datos e información
 3. Determinación de mecanismo de deterioro y modos de falla.
 4. Cálculos de probabilidades de falla
 5. Cálculos de las consecuencias de fallas
 6. Determinación, cálculo y administración del riesgo
 7. Administración del riesgo con actividades de inspección
 8. Otras actividades de mitigación de riesgos
 9. Reevaluaciones y actualizaciones.
 10. Programas, responsabilidades, capacitación y calificaciones.
 11. Almacenamiento de documentación y registros.

Los resultados esperados de la aplicación del proceso de la inspección basada en riesgo (RBI) deberá ser el eslabón del riesgo con las apropiadas inspecciones u otras actividades de mitigación de riesgos para la administración de riesgo.

El procedimiento de la inspección basada en riesgo (RBI) es capaz de generar:

- a. Un ordenamiento por riesgo de todo el equipo evaluado.
- b. Una descripción detallada del plan de inspección a ser empleado para cada punto del equipo, incluyendo:
 1. Los métodos de inspección que deberán ser usados (p.e.: visual, UT, Radiografía, WFMT).
 2. El alcance de aplicación de los métodos de inspección (p.e.: porcentaje total del área examinada o localizaciones específicas).
 3. Ritmo de inspecciones y exámenes.
 4. Alcance de la administración del riesgo de acuerdo a la implementación de un plan reinspección.
- c. Una descripción de cualquier otra actividad de mitigación de riesgo (tales como reparaciones, reemplazos o la actualización del equipo de seguridad).
- d. Los niveles esperados de riesgo de todo el equipo después del plan de inspección y otras actividades de mitigación de riesgo han sido implementadas.

API 581**LA INSPECCIÓN BASADA EN RIESGO
DOCUMENTO BASADO EN LOS RECURSOS****INSPECCIÓN BASADA EN RIESGO**

Documento a base de los recursos
Sección y la Introducción

0.1 ANTECEDENTES

El Instituto Americano del petróleo (MI) el proyecto de inspección basada en riesgo comenzó en mayo de 1993 por una industria patrocinada para desarrollar métodos prácticos de inspección basada en riesgo.

Este grupo patrocinador era organizado y administrado por la API e incluye a los miembros siguientes: Amoco; ARCO; Ashland; El Chevron de BP; CITCO Conoco; El Químico de Dow; el Brezo de DNO, los Servicios de DSM, Quistar Exxon; Fina; Koch; La maratón; Mobil; Petro-Canadá; Phillips; Aramco Saudita; La cáscara; El sol; Texaco; y UNOCAL. |

El Documento a base de los recursos (BRD) claramente declara que hay limitaciones en los métodos presentados dentro de él, y lista algunas de esas limitaciones. El BRD declara que "para tratar el riesgo con una facilidad de precisión... es necesario hacer un análisis más riguroso, como el análisis de riesgo tradicional descrito..."

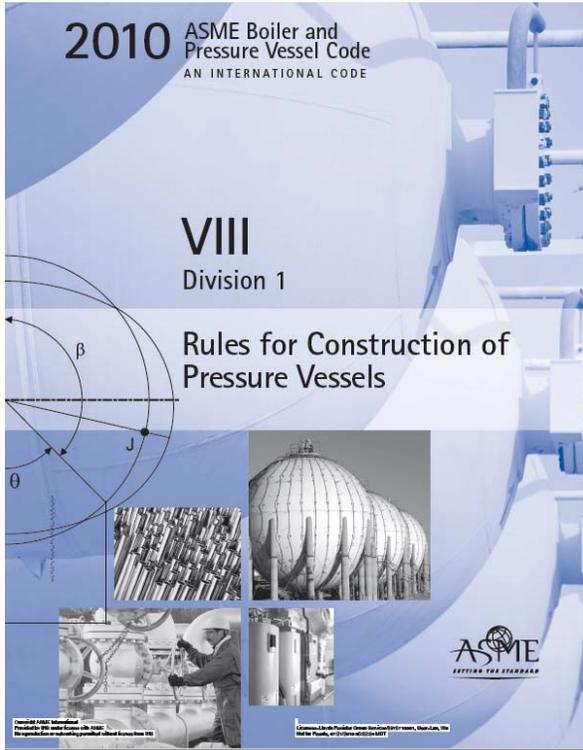
Según la propuesta del patrocinador del API del proyecto de grupo, el BRD, y los métodos en él estaban "para ser apuntado a una inspección y diseñado al público de la función." El BRD no piensa específicamente a "volverse una referencia comprensiva en la tecnología de Valoración de Riesgo Cuantitativa (QRA)."

Para las estimaciones de proporción de falla, la propuesta prometió "las metodologías contribuyen para modificar la falla en pieza del equipo genérico" via "factores de modificación." además, una propuesta específica para esta actividad, "el contratista buscaría involucrar la especialización utilizando al Comité del API en las Refinerías con equipo experto miembro de recursos para esta tarea." Esto se hizo en el proyecto para la formación de grupos que trabajen como miembros del patrocinador que dirigieron el desarrollo de factores de modificación, con la ayuda del contratista.

Para los cálculos de la consecuencia, seguridad, pérdida monetaria, y el impacto medioambiental serían incluidos. Para las evaluaciones de seguridad, la propuesta notó algoritmos existentes en AICHE las pautas de CPQRA son "complejo y mejor preparado para el uso de un formulario informatizado." fue propuesto que "para la facilidad de uso de las consecuencias de seguridad, se limiten a la evaluación de: los tanques de líquidos ardientes, gas de velocidad alto encendido y descargas líquidos, las explosiones de nubes de vapor, y los impactos tóxicos."

El resultado del proyecto de BRD y los proyectos subsecuentes han sido el desarrollo de métodos simplificados por estimar precio de una falla y consecuencias de fallas por límite de presión. Los métodos se apuntan a personas que no son especialista en QRA. Se han desarrollado los programas por computadora subsecuentes a la facilidad extensa de la aplicación de los métodos de BRD.

4.- ASME Sec. VIII, Div. 1, Ed. 2010 más adendas



2010 SECTION VIII — DIVISION 1

increase in the thickness of the material over that determined by the design formulas, or by using some other suitable method of protection. (See Appendix E.)

NOTE: When using high alloys and nonferrous materials either for solid wall or clad or lined vessels, refer to UHA-6, UCL-3, and UNF-4, as appropriate.

(c) Material added for these purposes need not be of the same thickness for all parts of the vessel if different rates of attack are expected for the various parts.

(d) No additional thickness need be provided when previous experience in like service has shown that corrosion does not occur or is of only a superficial nature.

(e) **Telltale Holes.** Telltale holes may be used to provide some positive indication when the thickness has been reduced to a dangerous degree. Telltale holes shall not be used in vessels that are to contain lethal substances [see UW-2(a)], except as permitted by U1.W-7b for vent holes in layered construction. When telltale holes are provided, they shall have a diameter of $\frac{1}{8}$ in. to $\frac{1}{4}$ in. (1.5 mm to 5 mm) and have a depth not less than 80% of the thickness required for a seamless shell of like dimensions. These holes shall be provided in the opposite surface to that where deterioration is expected. [For telltale holes in clad or lined vessels, see UCL-25(b).]

(f) **Openings for Drain.** Vessels subject to corrosion shall be supplied with a suitable drain opening at the lowest point practicable in the vessel; or a pipe may be used extending inward from any other location to within $\frac{1}{4}$ in. (6 mm) of the lowest point.

UG-26 LININGS

Corrosion resistant or abrasion resistant linings, whether or not attached to the wall of a vessel, shall not be considered as contributing to the strength of the wall except as permitted in Part UCL (see Appendix F).

UG-27 THICKNESS OF SHELLS UNDER INTERNAL PRESSURE

(a) The minimum required thickness of shells under internal pressure shall not be less than that computed by the following formulas,¹⁴ except as permitted by Appendix 1 or 32. In addition, provision shall be made for any of the loadings listed in UG-22, when such loadings are expected. The provided thickness of the shells shall also meet the requirements of UG-16, except as permitted in Appendix 32.

¹⁴ Formulas in terms of the outside radius and for thicknesses and pressures beyond the limits fixed in this paragraph are given in 1-1 to 1-3.

(b) The symbols defined below are used in the formulas of this paragraph.

E = joint efficiency for, or the efficiency of, appropriate joint in cylindrical or spherical shells, or the efficiency of ligaments between openings, whichever is less.

For welded vessels, use the efficiency specified in UW-12.

For ligaments between openings, use the efficiency calculated by the rules given in UG-53.

P = internal design pressure (see UG-21)

R = inside radius of the shell course under consideration.¹⁵

S = maximum allowable stress value (see UG-23 and the stress limitations specified in UG-24)

t = minimum required thickness of shell

(c) **Cylindrical Shells.** The minimum thickness or maximum allowable working pressure of cylindrical shells shall be the greater thickness or lesser pressure as given by (1) or (2) below.

(1) **Circumferential Stress (Longitudinal Joints).** When the thickness does not exceed one-half of the inside radius, or P does not exceed $0.385SE$, the following formulas shall apply:

$$t = \frac{PR}{SE - 0.6P} \text{ or } P = \frac{SEt}{R + 0.6t} \quad (1)$$

(2) **Longitudinal Stress (Circumferential Joints).**¹⁶

When the thickness does not exceed one-half of the inside radius, or P does not exceed $1.25SE$, the following formulas shall apply:

$$t = \frac{PR}{SE + 0.6P} \text{ or } P = \frac{2SEt}{R - 0.6t} \quad (2)$$

(d) **Spherical Shells.** When the thickness of the shell of a wholly spherical vessel does not exceed $0.356R$, or P does not exceed $0.665SE$, the following formulas shall apply:

$$t = \frac{PR}{2SE - 0.2P} \text{ or } P = \frac{2SEt}{R + 0.2t} \quad (3)$$

(e) When necessary, vessels shall be provided with stiffeners or other additional means of support to prevent overstress or large distortions under the external loadings listed in UG-22 other than pressure and temperature.

¹⁵ For pipe, the inside radius R is determined by the nominal outside radius minus the nominal wall thickness.

¹⁶ These formulas will govern only when the circumferential joint efficiency is less than one-half the longitudinal joint efficiency, or when the effect of supplementary loadings (UG-22) causing longitudinal bending or tension in conjunction with internal pressure is being investigated. An example illustrating this investigation is given in 1-2.1 and 1-2.2.

2010 SECTION VIII — DIVISION 1

UG-32 FORMED HEADS, AND SECTIONS, PRESSURE ON CONCAVE SIDE

(a) The minimum required thickness at the thinnest point after forming¹⁸ of ellipsoidal, torispherical, hemispherical, conical, and toriconical heads under pressure on the concave side (plus heads) shall be computed by the appropriate formulas in this paragraph,¹⁹ except as permitted by Appendix 32. Heads with bolting flanges shall meet the requirements of UG-35.1. In addition, provision shall be made for any of the loadings listed in UG-22. The provided thickness of the heads shall also meet the requirements of UG-16, except as permitted in Appendix 32.

(b) The thickness of an unstayed ellipsoidal or torispherical head shall in no case be less than the required thickness of a seamless hemispherical head divided by the efficiency of the head-to-shell joint.

(c) The symbols defined below are used in the formulas of this paragraph:

D = inside diameter of the head skirt; or inside length of the major axis of an ellipsoidal head; or inside diameter of a conical head at the point under consideration, measured perpendicular to the longitudinal axis

D_1 = inside diameter of the conical portion of a toriconical head at its point of tangency to the knuckle, measured perpendicular to the axis of the cone

E = lowest efficiency of any joint in the head; for hemispherical heads this includes head-to-shell joint; for welded vessels, use the efficiency specified in UW-12

L = inside spherical or crown radius. The value of L for ellipsoidal heads shall be obtained from Table UG-37.

P = internal design pressure (see UG-21)

r = inside knuckle radius

S = maximum allowable stress value in tension as given in the tables referenced in UG-23, except as limited in UG-24 and (e) below.

t = minimum required thickness of head after forming

t_0 = minimum specified thickness of head after forming, in. (mm). t_0 shall be $\geq t$

α = one-half of the included (apex) angle of the cone at the centerline of the head (see Fig. 1-4)

¹⁸ In order to ensure that a finished head is not less than the minimum thickness required, it is customary to use a thicker plate to take care of possible thinning during the process of forming. The neck of an opening in a head with an integrally flanged opening will thin out due to the flanging operation. This is permissible provided the neck thickness is not less than the thickness required for a cylindrical shell subject to internal and/or external pressure, as applicable, and having an inside diameter equal to the maximum diameter of the opening [see UG-38(a) and UG-46(j)].

¹⁹ Formulas in terms of outside dimensions and for heads of other proportions are given in 1-4 together with illustrative examples.

(d) **Ellipsoidal Heads With $t/L \geq 0.002$.** The required thickness of a dish head of semiellipsoidal form, in which half the minor axis (inside depth of the head minus the skirt) equals one-fourth of the inside diameter of the head skirt, shall be determined by

$$t = \frac{PD}{2SE - 0.2P} \text{ or } P = \frac{2SEt}{D + 0.2t} \quad (1)$$

NOTE: For ellipsoidal heads with $t/L < 0.002$, the rules of 1-40 shall also be met.

An acceptable approximation of a 2:1 ellipsoidal head is one with a knuckle radius of 0.17D and a spherical radius of 0.90D.

(e) **Torispherical Heads With $t/L \geq 0.002$.** The required thickness of a torispherical head for the case in which the knuckle radius is 6% of the inside crown radius and the inside crown radius equals the outside diameter of the skirt [see UG-32(j)] shall be determined by

$$t = \frac{0.885PL}{SE - 0.1P} \text{ or } P = \frac{SEt}{0.885L + 0.1t} \quad (2)$$

NOTE: For torispherical heads with $t/L < 0.002$, the rules of 1-40 shall also be met.

Torispherical heads made of materials having a specified minimum tensile strength exceeding 70,000 psi (500 MPa) shall be designed using a value of S equal to 20,000 psi (150 MPa) at room temperature and reduced in proportion to the reduction in maximum allowable stress values at temperature for the material (see UG-23).

(f) **Hemispherical Heads.** When the thickness of a hemispherical head does not exceed $0.356L$, or P does not exceed $0.665SE$, the following formulas shall apply:

$$t = \frac{PL}{2SE - 0.2P} \text{ or } P = \frac{2SEt}{L + 0.2t} \quad (3)$$

(g) **Conical Heads and Sections (Without Transition Knuckle).** The required thickness of conical heads or conical shell sections that have a half apex-angle α not greater than 30 deg shall be determined by

$$t = \frac{PD}{2 \cos \alpha (SE - 0.6P)} \text{ or } P = \frac{2SE \cos \alpha}{D + 1.2t \cos \alpha} \quad (4)$$

A reinforcing ring shall be provided when required by the rule in 1-5(d) and (e).

Conical heads or sections having a half apex-angle α greater than 30 deg without a transition knuckle shall comply with Formula (4) and 1-5(g).

(h) **Toriconical Heads and Sections.** The required thickness of the conical portion of a toriconical head or section, in which the knuckle radius is neither less than 6% of the outside diameter of the head skirt nor less than three times the knuckle thickness, shall be determined by Formula (4) in (g) above, using D_1 in place of D .

5.- NORMA Oficial Mexicana NOM-020-STPS-2011, Recipientes sujetos a presión, recipientes criogénicos y generadores de vapor o calderas - Funcionamiento - Condiciones de Seguridad.

Martes 27 de diciembre de 2011

DIARIO OFICIAL

(Segunda Sección)

SECRETARIA DEL TRABAJO Y PREVISION SOCIAL

NORMA Oficial Mexicana NOM-020-STPS-2011, Recipientes sujetos a presión, recipientes criogénicos y generadores de vapor o calderas - Funcionamiento - Condiciones de Seguridad.

Al margen un sello con el Escudo Nacional, que dice: Estados Unidos Mexicanos.- Secretaría del Trabajo y Previsión Social.

ROSALINDA VELEZ JUAREZ, Secretaria del Trabajo y Previsión Social, con fundamento en los artículos 16 y 40, fracciones I y XI, de la Ley Orgánica de la Administración Pública Federal; 512, 523, fracción I, 524 y 527, último párrafo, de la Ley Federal del Trabajo; 3o., fracción XI, 38, fracción II, 40, fracción VII, 47, fracción IV, y 51, cuarto párrafo, de la Ley Federal sobre Metrología y Normalización; 28 del Reglamento de la Ley Federal sobre Metrología y Normalización; 4o., 17, fracciones I, II y IX, 29 al 34 y 36 al 39 del Reglamento Federal de Seguridad, Higiene y Medio Ambiente de Trabajo, y 19 del Reglamento Interior de la Secretaría del Trabajo y Previsión Social, y

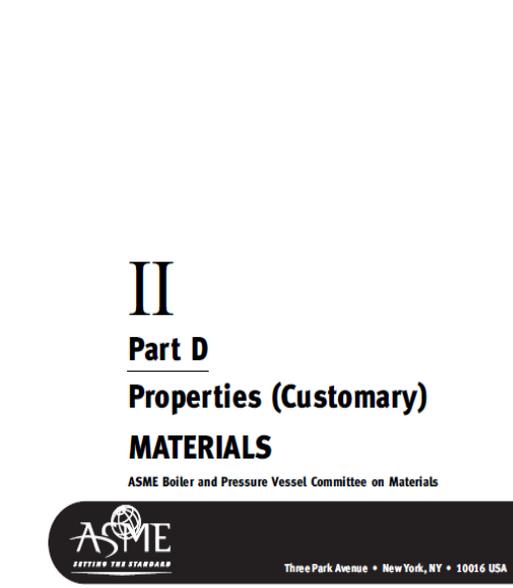
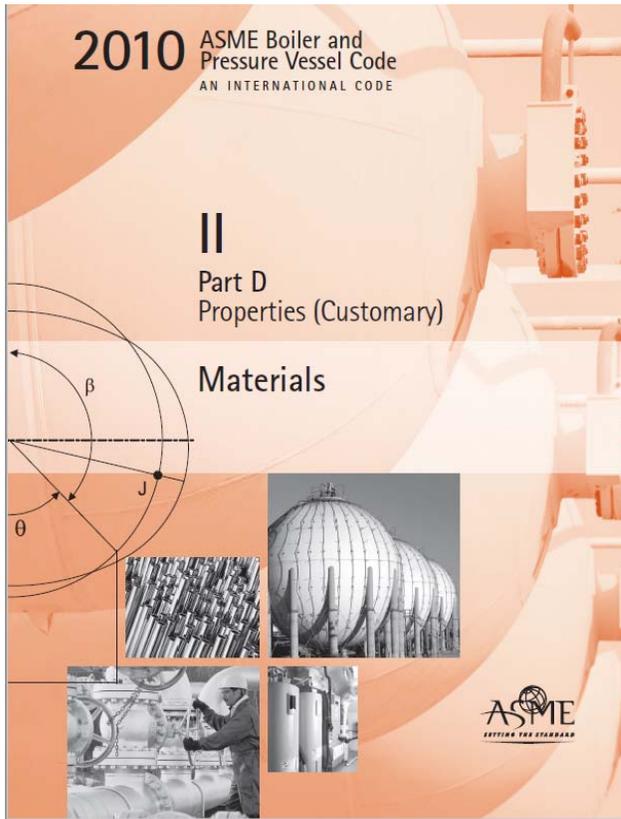
Tabla II.1

Tipos de Categorías para Recipientes Sujetos a Presión

Categoría	Fluido	Presión*	Volumen
I	Agua, aire y/o fluido no peligroso	Menor o igual a 5 kg/cm ²	Menor o igual a 500 litros
II	Agua, aire y/o fluido no peligroso	Menor o igual a 5 kg/cm ²	Mayor a 500 litros
	Agua, aire y/o fluido no peligroso	Mayor a 5 kg/cm ² y menor o igual a 8 kg/cm ²	Menor o igual a 1 000 litros
	Peligroso	Menor o igual a 7 kg/cm ²	Menor o igual a 1 000 litros
III	Agua, aire y/o fluido no peligroso	Mayor a 5 kg/cm ² y menor o igual a 8 kg/cm ²	Mayor a 1 000 litros
	Agua, aire y/o fluido no peligroso	Mayor a 8 kg/cm ²	Cualquier volumen
	Peligroso	Menor o igual a 7 kg/cm ²	Mayor a 1 000 litros
	Peligroso	Mayor a 7 kg/cm ²	Cualquier volumen

* Presión de calibración en su(s) dispositivo(s) de relevo de presión.

Tabla 2A del Código ASME Sección II Parte D, para el material 285 Gr. C



2010 SECTION II, PART D (CUSTOMARY)

TABLE 2A
SECTION III, DIVISION 1, CLASS 1 AND SECTION III, DIVISION 3, CLASSES TC AND SC
DESIGN STRESS INTENSITY VALUES S_m FOR FERROUS MATERIALS

Line No.	Nominal Composition	Product Form	Spec. No.	Type/Grade	Alloy Designations/UNS No.	Class/Condition/ Temper	Size/Thickness, in.	P-No.	Group No.
1	Carbon steel	Plate	SA-285	A	K01700	1	1
2	Carbon steel	Wld. pipe	SA-192	A10	K01700	1	1
3	Carbon steel	Wld. pipe	SA-192	E1A	K01700	1	1
4	Carbon steel	Smc. pipe	SA-192	SA	K01700	1	1
5	Carbon steel	Smc. pipe	SA-192	A	K01700	1	1
6	Carbon steel	Bar, shapes	SA-192	no	1	1
7	Carbon steel	Plate	SA-285	B	K02200	1	1
8	Carbon steel	Wld. pipe	SA-192	A10	K02200	1	1
9	Carbon steel	Bar, shapes	SA-192	no	1	1
10	Carbon steel	Plate	SA-285	C	K02200	1	1
11	Carbon steel	Smc. & wld. pipe	SA-285	1	K03000	1	1
12	Carbon steel	Smc. & wld. tube	SA-285	1	K03000	1	1
13	Carbon steel	Plate	SA-114	no	K03000	1	1
14	Carbon steel	Wld. pipe	SA-114	Class	K03000	1	1
15	Carbon steel	Wld. pipe	SA-114	Class	K02200	1	1
16	Carbon steel	Wld. pipe	SA-192	A10	K02200	1	1
17	Carbon steel	Wld. pipe	SA-192	B10	K02200	1	1
18	Carbon steel	Wld. pipe	SA-192	C10	K02200	1	1
19	Carbon steel	Wld. pipe	SA-192	E10	K02200	1	1
20	Carbon steel	Plate, bar, shapes	SA-266	...	K03000	1	1
21	Carbon steel	Forgings	SA-114	...	K03000	1	1
22	Carbon steel	Castings	SA-216	WCA	J02502	1	1
23	Carbon steel	Forgings	SA-266	1	K03000	1	1
24	Carbon steel	Forgings	SA-330	LF1	K03000	1	...	1	1
25	Carbon steel	Castings	SA-352	LCA	J02504	1	1
26	Carbon steel	Castings	SA-352	WCA	J02504	1	1
27	Carbon steel	Bar, shapes	SA-192	no	1	1
28	Carbon steel	Plate	SA-114	no	K04001	1	1
29	Carbon steel	Plate	SA-114	no	K01100	1	1
30	Carbon steel	Wld. pipe	SA-114	C100	K04001	1	1
31	Carbon steel	Wld. pipe	SA-114	C100	K01100	1	1
32	Carbon steel	Wld. pipe	SA-114	C100	K04002	1	1
33	Carbon steel	Wld. pipe	SA-192	B10	K04001	1	1
34	Carbon steel	Wld. pipe	SA-192	C10	K01100	1	1
35	Carbon steel	Wld. pipe	SA-192	E10	K04002	1	1
36	Carbon steel	Wld. pipe	SA-333	E1B	K03000	1	1
37	Carbon steel	Smc. pipe	SA-333	S1B	K03000	1	1
38	Carbon steel	Smc. pipe	SA-333	S1	K03000	1	1
39	Carbon steel	Fittings	SA-214	WPB	K03000	1	1
40	Carbon steel	Wld. fittings	SA-214	WPB	K03000	W	...	1	1
41	Carbon steel	Smc. & wld. pipe	SA-333	e	K03000	1	1
42	Carbon steel	Smc. & wld. tube	SA-333	e	K03000	1	1
43	Carbon steel	Castings	SA-470	WFL6	1	1
44	Carbon steel	Wld. fittings	SA-470	WFL6	...	WP-W	...	1	1

2010 SECTION II, PART D (CUSTOMARY)

TABLE 2A
SECTION III, DIVISION 1, CLASS 1 AND SECTION III, DIVISION 3, CLASSES TC AND SC
DESIGN STRESS INTENSITY VALUES S_m FOR FERROUS MATERIALS

Line No.	Design Stress Intensity, 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	15.0	...	14.7	...	14.2	13.7	13.0	12.3	11.9	11.8
2	15.0	...	14.7	...	14.2	13.7	13.0	12.3	11.9	11.8
3	16.0	...	16.0	...	16.0	16.0	16.0	15.3	14.6	14.4
4	16.0	16.0	16.0	...	16.0	16.0	16.0	15.3	14.6	14.4
5	16.0	16.0	16.0	...	16.0	16.0	16.0	15.3	14.6	14.4
6	16.7	...	15.3	...	14.7	14.2	13.6	12.8	12.4	11.9
7	16.7	16.7	16.3	...	15.9	15.4	14.7	13.8	13.3	13.0
8	16.7	16.7	16.3	...	15.9	15.4	14.7	13.8	13.3	13.0
9	18.3	...	18.0	...	18.2	18.7	18.9	18.1	17.6	17.1
10	18.3	18.3	18.3	...	17.7	17.1	16.3	15.3	14.8	14.3
11	18.3	...	18.3	...	17.7	17.1	16.3	15.3	14.8	14.3
12	18.3	...	18.3	...	17.7	17.1	16.3	15.3	14.8	14.3
13	18.3	18.3	18.3	...	17.7	17.1	16.3	15.3	14.8	14.3
14	18.3	...	18.3	...	17.7	17.1	16.3	15.3	14.8	14.3
15	18.3	...	18.3	...	17.7	17.1	16.3	15.3	14.8	14.3
16	18.3	...	18.3	...	17.7	17.1	16.3	15.3	14.8	14.3
17	18.3	...	18.3	...	17.7	17.1	16.3	15.3	14.8	14.3
18	18.3	...	18.3	...	17.7	17.1	16.3	15.3	14.8	14.3
19	18.3	...	18.3	...	17.7	17.1	16.3	15.3	14.8	14.3
20	19.3	...	19.3	...	19.3	19.3	19.3	18.4	17.8	17.3
21	20.0	18.8	18.3	...	17.7	17.1	16.3	15.3	14.8	14.3
22	20.0	...	18.3	...	17.7	17.1	16.3	15.3	14.8	14.3
23	20.0	18.8	18.3	...	17.7	17.1	16.3	15.3	14.8	14.3
24	20.0	18.8	18.3	...	17.7	17.1	16.3	15.3	14.8	14.3
25	20.0	...	18.3	...	17.7	17.1	16.3	15.3	14.8	14.3
26	20.0	...	18.3	...	17.7	17.1	16.3	15.3	14.8	14.3
27	20.0	...	18.3	...	17.7	17.1	16.3	15.3	14.8	14.3
28	20.0	20.0	19.5	...	18.9	18.2	17.4	16.4	15.8	15.3
29	20.0	20.0	19.5	...	18.9	18.2	17.4	16.4	15.8	15.3
30	20.0	...	19.5	...	18.9	18.2	17.4	16.4	15.8	15.3
31	20.0	...	19.5	...	18.9	18.2	17.4	16.4	15.8	15.3
32	20.0	...	19.5	...	18.9	18.2	17.4	16.4	15.8	15.3
33	20.0	...	19.5	...	18.9	18.2	17.4	16.4	15.8	15.3
34	20.0	...	19.5	...	18.9	18.2	17.4	16.4	15.8	15.3
35	20.0	...	19.5	...	18.9	18.2	17.4	16.4	15.8	15.3
36	20.0	...	20.0	...	20.0	19.9	19.0	17.9	17.3	16.8
37	20.0	...	20.0	...	20.0	19.9	19.0	17.9	17.3	16.8
38	20.0	20.0	20.0	...	20.0	19.9	19.0	17.9	17.3	16.8
39	20.0	20.0	20.0	...	20.0	19.9	19.0	17.9	17.3	16.8
40	20.0	20.0	20.0	...	20.0	19.9	19.0	17.9	17.3	16.8
41	20.0	20.0	20.0	...	20.0	19.9	19.0	17.9	17.3	16.8
42	20.0	...	20.0	...	20.0	19.9	19.0	17.9	17.3	16.8
43	20.0	20.0	20.0	...	20.0	19.9	19.0	17.9	17.3	16.8
44	20.0	20.0	20.0	...	20.0	19.9	19.0	17.9	17.3	16.8