



Instituto Tecnológico de Tuxtla Gutiérrez  
Informe final del proyecto de Residencia Profesional

Carrera:

Ingeniería Química

Nombre del proyecto:

Integración de expedientes de equipos sujetos a presión del Complejo Petroquímico Cangrejera para su validación ante la STPS bajo la norma NOM-020-STPS-2011- Recipientes sujetos a presión, recipientes criogénicos y generadores de vapor o caldera- Funcionamiento- Condiciones de Seguridad.

Dependencia:

Complejo Petroquímico Cangrejera, Coatzacoalcos, Veracruz.

Asesor externo:

Ingeniero Alfredo Ortiz Rodríguez.

Asesor interno:

Ingeniero José Luis Escobar Villagrán.

Alumno:

Angélica Janeth Zutuj Moreno.

Matricula:

10270882

Tuxtla Gutiérrez, Chiapas, Diciembre del 2014.

## ÍNDICE GENERAL

### CAPÍTULO I

#### “INTRODUCCIÓN”

Introducción.....	3
1.1 Origen de la empresa.....	4
1.2 Localización geográfica.....	4
1.3 Descripción general.....	5
1.4 Seguridad, Salud y Protección Ambiental, Política SSPA.....	6
1.5 Misión.....	8
1.6 Visión.....	8
1.7 Valores.....	8
1.8 Estructura organizacional.....	9

### CAPÍTULO II

#### “JUSTIFICACIÓN DEL TRABAJO”

Justificación.....	11
--------------------	----

### CAPÍTULO III

#### “OBJETIVOS DEL TRABAJO”

3.1 Objetivo general.....	13
3.2 Objetivos específicos.....	13
3.3 Problemas a Resolver priorizándolos.....	14
3.4 Alcances y limitaciones.....	14
3.5 Actividades realizadas.....	15

### CAPÍTULO IV

#### “NORMATIVIDAD APLICABLE PARA LA OBTENCIÓN DE LA CERTIFICACIÓN DE RECIPIENTES SUJETOS A PRESIÓN ANTE LA STPS”

Introducción.....	17
4.1 Procedimiento para la evaluación de la conformidad de la presente Norma por medio de revisiones documentales.....	24

## **CAPÍTULO V**

### **“REQUERIMIENTOS PARA LA CERTIFICACIÓN DE LOS EQUIPOS SUJETOS A PRESIÓN BAJO EL CUMPLIMIENTO DE LA NOM-020-STPS-2011”**

5.1 Documentos de fabricación .....	32
5.2 Formato de ampliación de vigencia .....	38
5.3 Descripción breve de la operación del equipo .....	41
5.4 Resumen cronológico de las pruebas realizadas al recipiente o exámenes no destructivos .....	42
5.5 Resumen cronológico de las revisiones y mantenimiento efectuados, de acuerdo a un programa debidamente registrado y documentado, avalado por el área de mantenimiento .....	70
5.6 Resumen cronológico de las modificaciones y alteraciones efectuadas, debidamente registrada y documentada, avalado por el área de mantenimiento .....	71
5.7 Resumen cronológico de las reparaciones que implicaron soldadura en el cuerpo del equipo sujeto a presión, debidamente registrada y documentada, avalada por el área de mantenimiento .....	73
5.8 Anexos .....	74

## **CAPÍTULO VI**

### **“INTEGRACIÓN DEL EXPEDIENTE DE INTEGRIDAD MECÁNICA DEL ENFRIADOR DE ÓXIDO DE ETILENO (EQUIPO CH-200 A)”**

6.1 Lista de los equipos para certificar en el año 2014 .....	76
6.2 Índice del CH-200 A .....	77
6.3 Documentos de fabricación del CH-200 A .....	78
6.4 Formato de ampliación de vigencia del CH-200 A .....	91
6.5. Descripción breve de la operación del equipo CH-200 A .....	94
6.6 Resumen cronológico de las pruebas realizadas al recipiente CH-200 A o exámenes no destructivos .....	96
6.7 Resumen cronológico de las revisiones y mantenimiento efectuados, de acuerdo a un programa debidamente registrado y documentado, avalado por el área de mantenimiento realizadas al equipo CH-200 A .....	121

6.8 Resumen cronológico de las modificaciones y alteraciones efectuadas, debidamente registrada y documentada, avalado por el área de mantenimiento realizadas al equipo CH-200 A.....	123
6.9 Resumen cronológico de las reparaciones que implicaron soldadura en el cuerpo del equipo sujeto a presión, debidamente registrada y documentada, avalada por el área de mantenimiento realizadas al equipo CH-200 A .....	125
6.10 Anexos .....	126
CONCLUSIÓN .....	127
RECOMENDACIONES .....	128
BIBLIOGRAFÍA .....	129

## ÍNDICE DE FIGURAS Y TABLAS

Fig. 1.1 Localización del Complejo Petroquímico Cangrejera .....	5
Fig. 1.2 Estructura organizacional del Complejo Petroquímico Cangrejera .....	9
Tabla 4.1 Clasificación de los equipos sujetos a presión de acuerdo a la NOM-020-STPS-2011.....	17
Fig. 5.1 Inspección visual directa .....	45
Tabla 5.1 Contenido de la ficha técnica .....	37
Fig. 5.2 Inspección visual realizada .....	45
Tabla 5.2 Métodos de inspección .....	42
Fig. 5.3 Inspección visual remota .....	46
Fig. 5.4 Líquidos Penetrantes.....	46
Fig. 5.5 Líquidos penetrantes fluorescentes.....	51
Fig. 5.6 Aplicación del revelador para la detección de alguna anomalía al equipo ....	51
Fig. 5.7 Partículas magnéticas .....	51
Fig. 5.8 Método indirecto de magnetización: Puntas de contacto con partículas en suspensión .....	55
Fig. 5.9 Método indirecto de magnetización: por medio de bobina .....	55
Fig. 5.10 Método de electromagnetismo .....	56
Fig. 5.11 Método de ultrasonido industrial.....	56
Fig. 5.12 Método de radiografía industrial .....	56
Fig. 5.13 Prueba de hermeticidad .....	57
Fig. 5.14 Prueba hidrostática.....	57
Fig. 5.15 Prueba por espectrómetro.....	57
Fig. 5.16 Termografía infrarroja.....	58

**CAPITULO I**  
**INTRODUCCIÓN**

Pemex es una empresa consolidada comprometida en cumplir con los más altos estándares en materia de Seguridad Industrial y Protección Ambiental, principalmente en sus equipos de proceso y los procesos que son realizados dentro de sus instalaciones en los cuales es común encontrar Recipientes sujetos a presión, generadores de vapor, recipientes criogénicos, etc.

Los equipos sujetos a presión son equipos que han sido fabricados para trabajar con diferentes fluidos, los cuales operan a diferentes temperaturas y trabajan a presiones muy diferentes a la presión atmosférica, cuyas presiones pueden ser afectadas por fuentes externas o mediante la aplicación de calor en algunos casos.

En los complejos la mayoría de los equipos usados en los procesos son los recipientes sujetos a presión, entre las cuales se encuentran: torres, cambiadores de calor, acumuladores y calderas que han sido diseñados bajo el Código ASME Sección VIII División 1.

En el año 2011 entra en vigor la Norma Oficial Mexicana NOM-020-STPS-2011 Recipientes Sujetos a Presión, Recipientes criogénicos y generadores de vapor o calderas-Funcionamiento-Condiciones de Seguridad cuyo objetivo es establecer los requisitos mínimos de seguridad para el funcionamiento de los Recipientes Sujetos a Presión, Recipientes Criogénicos y generadores de vapor o calderas en los centros de trabajo para prevenir daños y riesgos tanto a los trabajadores como a las instalaciones.

Es por ello que el presente trabajo de residencia se desarrolló en el complejo Petroquímico Cangrejera dentro del área de Seguridad Industrial para la integración de los expedientes de integridad mecánica de recipientes sujetos a presión a certificar en este año 2014 bajo el cumplimiento de la NOM-020-STPS-2011.

## **1.1 Origen de la empresa**

El Complejo Petroquímico “La Cangrejera” se comenzó a construir en el año de 1973. Fue creado con la finalidad de alcanzar la autosuficiencia en productos petroquímicos básicos y evitar así la fuga de divisas al exterior. Significa uno de los más ambiciosos proyectos que, dentro de la industria petroquímica, ha logrado cristalizar hasta la fecha el gobierno de la nación a través de Petróleos Mexicanos.

El decreto de la creación de Petroquímica Cangrejera, S.A. de C.V. se publicó el 28 de febrero de 1997 en el Diario Oficial de la Federación, como resultado de la “Nueva Estrategia para la Industria Petroquímica” propuesta por el Gobierno, con el fin de promover e impulsar el desarrollo del sector petroquímico.

La filial Petroquímica Cangrejera, S.A. de C.V., inició sus operaciones comerciales a partir del 1º de julio de 1997.

Las actividades de operación de sus instalaciones iniciaron en 1980 y es la instalación más grande en su tipo en América Latina; cuenta con plantas cuya capacidad de producción se ubica a la altura de las mejores y más grandes del mundo.

## **1.2 Localización geográfica**

Petroquímica Cangrejera se localiza al sureste de la ciudad de Coatzacoalcos, aproximadamente a 5 kilómetros del Centro Embarcador y de la Terminal Marítima Pajaritos, que son los centros de distribución nacional y de exportación de los productos que elabora.



# Localización

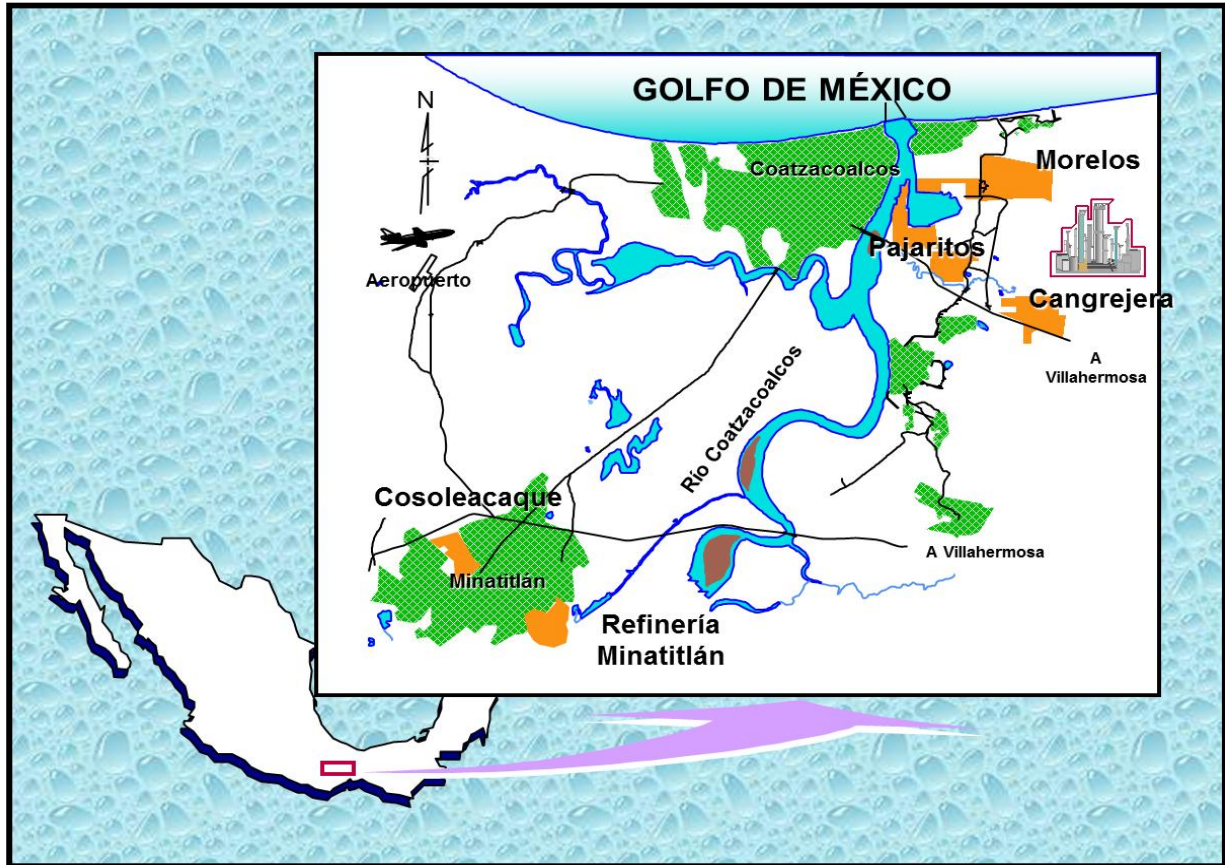


Fig. 1.1 Localización del Complejo Petroquímico Cangrejera

## 1.3 Descripción general

El Complejo Petroquímico Cangrejera, empresa líder en elaboración de productos Petroquímicos, fundamenta sus operaciones con el compromiso de todo su personal; satisfaciendo el cumplimiento de requisitos acordados con nuestros clientes, cuidando el medio ambiente, la integridad física de las instalaciones, el desarrollo y salud del personal, con una actuación ética, transparente y de mejora continua.

Para lograr lo anterior nos comprometemos a:

- El cumplimiento a la legislación y otros ordenamientos aplicables.

- El uso racional de los recursos humanos.
- La prevención y control de impactos ambientales.
- La atención y requerimientos de seguridad, salud y ocupacional derivados de nuestro proceso.
- Crear un ambiente laboral propicio, con la responsabilidad de mantener la integridad del personal, de las instalaciones y el cuidado de la comunidad.

La seguridad industrial y la protección ambiental son responsabilidad de cada trabajador y empleado de PEMEX.

PEMEX deberá ser líder nacional en todos los aspectos relativos de la seguridad industrial y protección ambiental.

El buen desempeño de seguridad industrial y protección ambiental es básico para asegurar la productividad de nuestra empresa y su armonía con la sociedad.

#### **1.4 Seguridad, Salud y Protección ambiental, Política SSPA**

Petróleos mexicanos es una empresa eficiente y competitiva, que se distingue por el esfuerzo y compromiso de sus trabajadores con la Seguridad, Salud en el trabajo y Protección Ambiental, mediante la Administración de sus Riesgos, el cumplimiento Normativo con Disciplina Operativa y la Mejora continua.

##### **PRINCIPIOS:**

La seguridad, salud y Protección Ambiental son valores de la más alta prioridad para la producción, el transporte, las ventas, la calidad y los costos.

Todos los incidentes y lesiones se pueden prevenir.

La Seguridad, Salud en el trabajo y Protección Ambiental son responsabilidad de todos y condiciones de empleo.

En Petróleos Mexicanos nos comprometemos a continuar la protección y el mejoramiento del medio ambiente en beneficio de la comunidad.

Los trabajadores petroleros estamos convencidos que la Seguridad, Salud en el trabajo y Protección Ambiental son en beneficio propio y nos motivan a participar en este esfuerzo.

Petroquímica Cangrejera es autosuficiente en:

- Generación de energía eléctrica mediante tres turbogeneradores de vapor de 48 MW y uno de respaldo de 20 MW (con alimentación de gas); además se cuenta con respaldo parcial de CFE.
- Generación de vapor; se cuenta con 5 calderas que generan vapor de proceso de baja presión y 4 de vapor de alta presión.
- Suministro de agua; se obtiene de vasos de captación alimentados por la Presa Cangrejera. Además se proporciona agua a las Petroquímicas de Pajaritos, Cosoleacaque, Morelos; Refinería de Minatitlán, Terminal Marítima y Terminal Refrigerada.

Se cuenta con 14 Plantas de Proceso, entre las principales figuran: Etileno, Polietileno de Baja Densidad, Óxido de Etileno, Estireno y Reformadora B.T.X.

Se producen entre otros Etileno, Óxido de Etileno, Polietileno, Aromáticos y Estireno, con una producción global anual de 2, 700,000 toneladas. En el año 2000 obtuvo la certificación bajo la norma ISO 14001:1996 y en 2002 la certificación bajo la norma ISO 9001:2000.

Se cuenta con un área de almacenamiento de hidrocarburos compartida con Pemex Gas y Pemex Refinación, que incluye:

44 Tanques verticales: de 5,000 a 200,000 barriles, 3 Tanques horizontales: de 1,000 barriles, 19 esferas, de 20000 a 50,000 barriles de capacidad.

Aromáticos y derivados:

- ✓ Aromina 100
- ✓ Benceno

- ✓ Heptano
- ✓ Hexano
- ✓ Paraxileno
- ✓ Tolueno
- ✓ Xilenos
- ✓ Hidrocarburos de alto octano

Plantas químicas:

- ✓ Estireno
- ✓ Monoetilenglicol
- ✓ Óxido de etileno

## **1.5 Misión**

Somos una empresa que elabora, comercializa y distribuye productos petroquímicos selectos, en crecimiento continuo y maximizando su valor económico, con calidad, seguridad, respeto al medio ambiente, a su entorno social y promoviendo el desarrollo integral de su personal.

## **1.6 Visión**

Ser una empresa Petroquímica sustentable, líder en el mercado nacional, que opere con estándares internacionales, rentables, seguros, confiables y competitivos, reconocida por la calidad de sus productos; con una arraigada cultura deservicio al cliente, respetuosa del medio ambiente, cuidadosa de sus relaciones con la comunidad y promotora del desarrollo integral de la industria y de su personal.

## **1.7 Valores**

- Respeto a las personas
- Integridad

- Trabajo en equipo
- Sustentabilidad
- Calidad
- Seguridad
- Efectividad
- Conocimiento
- Compromiso Social
- Rentabilidad

## 1.8 Estructura organizacional

### Estructura organizacional

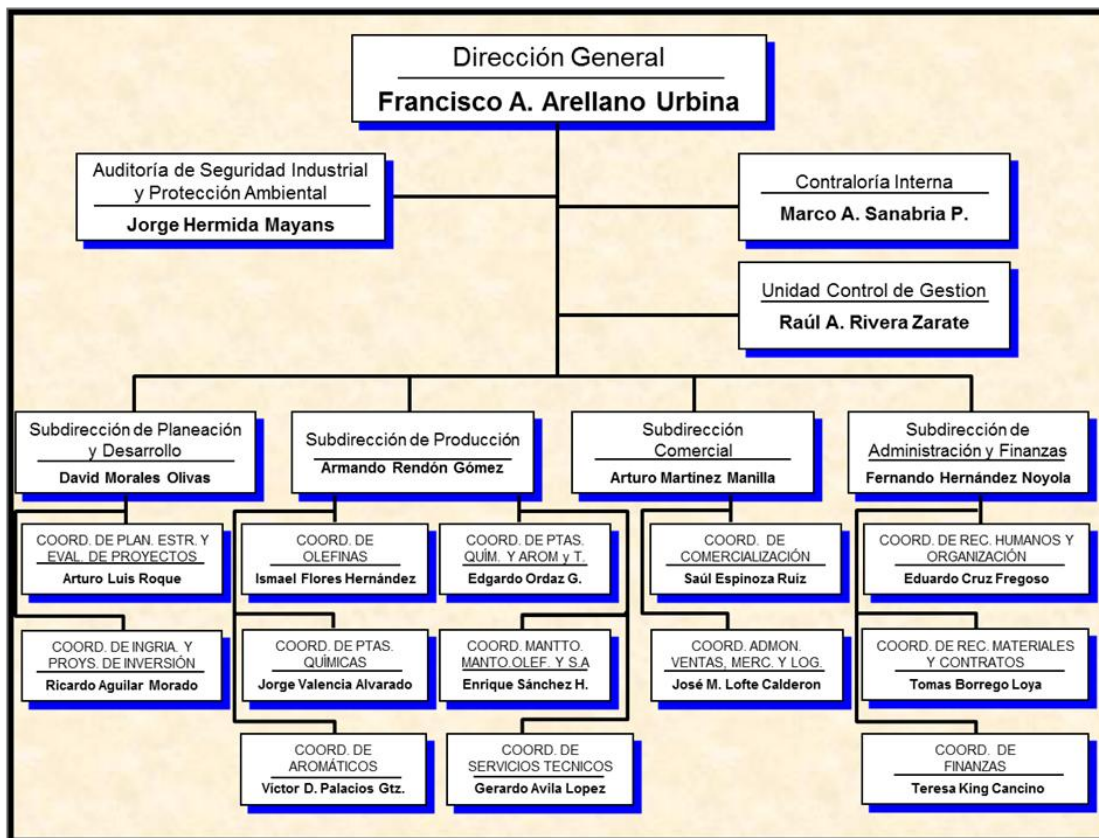


Fig. 1.2 Estructura organizacional del Complejo Petroquímico Cangrejera

**CAPITULO II**  
**JUSTIFICACION DEL TRABAJO**

## **Justificación**

Los equipos sujetos a presión periódicamente son sometidos a inspecciones visuales con el fin de cumplir con su correcto mantenimiento, se realiza mediante recorridos operacionales, para su mejora y alcanzar resultados óptimos para su operación eficiente y cumplimiento de su función. El mantenimiento que se realiza a los equipos involucra la medición de espesores por medio de los métodos de ensayos no destructivos, lo cual permite verificar el estado mecánico de los equipos y su instrumentación.

Dentro de la planta es fundamental contar con la licencia de funcionamiento por parte de la STPS en base a los requisitos que establece la NOM-020-STPS-2011, si un equipo no cuenta con esta certificación, la planta en la que está localizada puede ser cerrada al no cumplir con los requisitos vigentes para el funcionamiento de tal equipo, debido a que este certificado indica que cumple con lo establecido en la norma anteriormente mencionada y de no ser así la planta tendría que dejar de operar ya que presentaría un riesgo para los empleados y las instalaciones, al no contar con la aprobación de su funcionamiento y su buen estado.

Para poder realizar cada uno de estas evaluaciones es necesario solicitar los permisos de trabajo, en los cuales se realizan análisis de riesgos y se toman en cuenta las pautas necesarias para evitar daños a la salud u algún otro riesgo que pueda presentarse, es por ellos la necesidad de realizar las auditorías a estos permisos para verificar que cumplan con los requisitos necesarios.

La necesidad de obtener la certificación de los equipos sujetos a presión de las plantas químicas es que esta siga operando como lo ha hecho hasta ahora y contar con la aprobación de su funcionamiento, mantenimiento, eficacia y eficiencia de cada equipo.

**CAPITULO III**  
**OBJETIVOS DEL TRABAJO**



### **3.1 Objetivo general.**

Integrar los expedientes de los equipos sujetos a presión de plantas químicas para la certificación ante la STPS de acuerdo a los requerimientos establecidos en la NOM-020-STPS-2011.

### **3.2 Objetivos específicos**

- Recopilación la información necesaria para cumplir totalmente con los requisitos de las carpetas de integridad mecánica.
- Describir cada uno de los métodos de ensayos no destructivos aplicables a los equipos sujetos a presión.
- Recopilar las mediciones de espesores, presión máxima de trabajo permitido, velocidad de desgaste, vida útil estimada, fecha de próxima medición y fecha de retiro probable de los equipos sujetos a presión.
- Inspección visual en campo de los ensayos no destructivos aplicado a equipos sujetos a presión

### **3.3 Problemas a resolver, priorizándolos**

1. El problema a resolver prioritario es completar con la información necesaria los expedientes de integridad mecánica de los equipos sujetos a presión conforme a la NOM-020-STPS-2011 para obtener su certificación.
2. Realizar las auditorías a los permisos de trabajo para verificar que estos no contengan ninguna anomalía y con ella ordenar el gabinete de permisos de trabajo de este año.
3. La planta de óxido de etileno entrara en reparación a final del mes de septiembre, es por ello que se debe realizar la recopilación de los datos obtenidos de las pruebas que se realicen a los diferentes equipos.

### **3.4 Alcances y limitaciones**

Como alcance se tiene que al reunir toda la información requerida por la NOM-020-STPS-2011 para los expedientes de integración mecánica de equipos sujetos a presión, y presentarlos ante la unidad verificadora de la STPS se obtenga la certificación de los equipos y se cuente con la aceptación de sus correcto funcionamiento, mantenimiento y eficacia. Para ellos es necesario contar con la mayor cantidad de información de los equipos para poder llenar los formatos requeridos por la norma a cumplir.

Como limitaciones se tiene que no se cuenta con toda la información requerida para completar los expedientes, por ellos se deberá realizar la búsqueda de la información en archivos y documentos con los que se cuenta, cabe señalar que se necesitara el apoyo de los ingenieros que realicen las pruebas de ensayos no destructivas y el análisis de datos por parte de especialistas; la información proporcionada permitirá completar el expediente.

### **3.5 Actividades realizadas**

1. Lectura e investigación correspondiente a la norma NOM-020-STPS-2011
2. Revisión de los expedientes de los equipos necesarios para la certificación.
3. Identificación de la información faltante para cumplir con los requerimientos de la NOM-020 respecto a los expedientes de integridad mecánica.
4. Traducción de un informe referente a accidentes de plantas de Óxido de Etileno.
5. Descripción del funcionamiento de los equipos.
6. Investigación de las pruebas no destructivas aplicadas a los equipos sujetos a presión.
7. Investigación de las normas de seguridad que deben cumplirse durante las pruebas.
8. Recopilación e integración de los datos de las pruebas realizadas.
9. Observación de las pruebas realizadas a equipos.
10. Traducción de un apartado del código ASME Sección VIII División I, Sección UG-80.
11. Integración de los expedientes con la información disponible de cada equipo.
12. Elaboración de reportes.

## **CAPITULO IV**

**NORMATIVIDAD APLICABLE PARA LA OBTENCIÓN DE LA  
CERTIFICACIÓN DE RECIPIENTES SUJETOS A PRESIÓN ANTE LA  
STPS**

## INTRODUCCIÓN

La Política de Seguridad Industrial y Protección Ambiental de Petróleos Mexicanos constituye el marco dentro del cual se circunscriben las acciones, objetivos y metas bajo las cuales Pemex Petroquímica desarrollará sus actividades en una forma que haga compatibles sus objetivos económicos con los de Seguridad de sus empleados e instalaciones y la protección al medio ambiente, así como el desarrollo del Sistema Integral de Administración de la Seguridad y la Protección Ambiental SSPA, el cual es la herramienta que permitirá la implantación de esta política y asegurar su conformidad.

De acuerdo a su política de seguridad cada equipo utilizado en las diferentes plantas del complejo debe contar con la certificación por parte de la STPS que es el organismo que se encarga de otorgar la certificación de uso y funcionamiento de equipos sujetos a presión.

En el cumplimiento de los requisitos mínimos de seguridad para el funcionamiento de los Recipientes Sujetos a Presión y calderas en los centros de trabajo, para la prevención de riesgos a los trabajadores y daños en las instalaciones, establecidos en la NOM-020-STPS-2011, PEMEX presenta e evaluación los equipos sujetos a presión de acuerdo a la establecido en la Norma anteriormente mencionada ante una unidad de verificación.

De acuerdo a la norma NOM-020-STPS-2011 los equipos sujetos a presión se clasifican de la siguiente manera:

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 <sup>3</sup>
II	Agua, aire y /o fluido no peligroso	Menor o igual a 490.33kPa	Mayor a 0.5 m <sup>3</sup>
	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 <sup>3</sup>

	Peligroso	Menor o igual a 686.47 kPa	Menor o igual a 1 m <sup>3</sup>
III	Agua, aire y/o fluido no peligroso	Mayor a 490 kPa y menor o igual a 784.53 kPa	Menor o igual a 1 m <sup>3</sup>
	Agua, aire y/o fluido no peligroso	Mayor a 784.53 kPa	Cualquier volumen
	Peligroso	Menor o igual a 686.47 kPa	Mayor a 1m <sup>3</sup>
	Peligroso	Mayor a 686.47 kPa	Cualquier volumen

Tabla 4.1 Clasificación de los equipos sujetos a presión de acuerdo a la NOM-020-STPS-2011.

De acuerdo al capítulo 4 de la NOM-020-STPS-2011 en los numerales 4.41, 4.42 y 4.43 menciona la clasificación de unidades verificadoras las cuales se encargan de otorgar la certificación del equipo que está siendo objeto de análisis.

4.41 Unidad de Verificación tipo “A”: la persona física o moral, acreditada y aprobada en los términos de la Ley Federal sobre Metrología y Normalización, para verificar el grado de cumplimiento con la presente Norma mediante la emisión de un dictamen de evaluación de la conformidad.

4.42 Unidad de Verificación tipo “B”: la persona física o moral, acreditada y aprobada en los términos de la Ley Federal sobre Metrología y Normalización, constituida por el propio centro de trabajo y que forma parte integrante del mismo, con independencia de juicio, integridad en relación con sus actividades y sin conflictos de intereses, responsable de verificar el grado de cumplimiento con la presente norma mediante la emisión de un dictamen de evaluación de la conformidad.

4.43 Unidad de Verificación tipo “C”: la persona física o moral acreditada y aprobada en los términos de la Ley Federal de Metrología y Normalización, que cuenta con personal para realizar de manera independiente:

- a) Los servicios de elaboración, ejecución y validación de los requerimientos establecidos en la presente Norma, mediante la emisión de un reporte de servicios, y
- b) La verificación del grado de cumplimiento con la presente Norma mediante la emisión de un dictamen de evaluación de conformidad.

En base a la NOM-020-STPS-2011 algunos requisitos que deben ser cumplidos son los siguientes:

5.2 Contar con un listado actualizado de los equipos que se encuentren instalados en el centro de trabajo de acuerdo con lo dispuesto en el capítulo 8 de esta Norma.

5.3 Disponer de un expediente por cada equipo que esté instalado en el centro de trabajo, conforme a lo establecido en el capítulo 9 de esta Norma.

5.10 Determinar y practicar pruebas de presión o exámenes no destructivos a los equipos clasificados en las categorías I, II y III, conforme a lo señalado en el capítulo 13 de la presente Norma.

5.18 Exhibir a la autoridad del trabajo los documentos, registros e información que la presente Norma le obligue a elaborar o poseer, cuando esta así lo solicite.

De acuerdo al numeral 5.2 en relación con el capítulo 8 de la presente Norma establece lo siguiente:

8.1 El listado de los equipos que se encuentren instalados en el centro de trabajo, deberán contener 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) La clasificación que corresponde a cada equipo, conforme al capítulo 7 de esta Norma.
- d) El(los) fluido(s) manejado(s).
- e) La presión de calibración, en su caso;

- f) La capacidad volumétrica, en el caso de recipientes a presión y recipientes criogénicos;
- g) La capacidad térmica, en el caso de generadores de vapor, calderas;
- h) El área de ubicación del equipo;
- i) El número de dictamen o dictamen con reporte de servicios, emitido por una unidad de verificación, cuando se trate de los equipos clasificados en la categoría III, y
- j) El número de control asignado por la Secretaría, a que se refiere el numeral 16.5 de la presente Norma, tratándose de los equipos clasificados en la categoría III.

El capítulo 9 de la presente Norma en relación al punto 5.3 indica lo siguiente:

El expediente de cada uno de los equipos, que se encuentren instalados en el centro de trabajo, deberá contener 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 número de control asignado por la Secretaría;
- d) El año de fabricación;
- e) El código de norma de construcción aplicable;
- f) El certificado de fabricación, cuando exista;
- g) La fotografía o calca de la placa de datos del equipo, adherida o estampada por el fabricante;
- h) 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;
- 10) La(s) temperatura(s) de operación;
- 11) El tipo de dispositivos de relevo de presión, y
- 12) El número de dispositivos de relevo de presión;
- i) La descripción breve de su operación;
- j) La descripción de los riesgos relacionados con su operación;
- k) Los elementos de seguridad para el control de las principales variables de su operación;
- l) El resumen cronológico de las revisiones y mantenimientos efectuados, de acuerdo con el programa que para tal efecto se elabore, debidamente registrados y documentados, avalados por escrito y firmados por el responsable de mantenimiento u operación de los equipos en el centro de trabajo;
- m) El resumen cronológico de las pruebas de presión o exámenes no destructivos practicados a los equipos;
- n) 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 del centro de trabajo;
- o) 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;
- p) El, dibujo, plano o documento(libro de proyecto, manual o catalogo) del equipo, que contemple:
  - 1. Los cortes del equipo, transversal y longitudinal;
  - 2. Las dimensiones del equipo, como diámetro, longitudes y espesores de fabricación;

3. Los detalles relevantes, como ubicación de boquillas, accesorios y tipos de tapas, entre otros;
  4. La ubicación de los dispositivos de relevo de presión, ya sea en el propio equipo, en tuberías o en otro(s) equipo(s) con el(los) que se encuentre(n) interconectado(s), y
  5. El arreglo básico del sistema de soporte o cimentación;
- q) La memoria de cálculo actualizada, respaldada con la firma, el número de cedula profesional y el nombre de un ingeniero con conocimientos en la materia, que contenga lo siguiente:
- 1) La presión interna máxima que soporte el equipo, en sus partes críticas, tales como envolventes, tapas, hogar, espejos y tubos, entre otros, según aplique;
  - 2) Los espesores mínimos requeridos, en sus partes;
  - 3) El área de desfogue de los dispositivos de seguridad para las condiciones de operación. En caso de no contar con este dispositivo, se deberá justificar la manera en que se protege al equipo por sobrepresión;
  - 4) La superficie de calefacción, cuando se trate de generadores de vapor o calderas;
  - 5) La capacidad volumétrica, en el caso de recipientes sujetos a presión y recipientes criogénicos, y
  - 6) La capacidad generativa, cuando se trate de generadores de vapor o calderas;
- r) El croquis de localización del (los) equipo(s) fijo(s) dentro del centro de trabajo, y tratándose de equipos móviles, la bitácora de ubicación, y
- s) El dictamen de evaluación de la conformidad o el dictamen de evaluación de la conformidad con reporte de servicios emitido por la unidad de verificación

Con respecto al capítulo 13 de la siguiente norma establece las pruebas de presión y exámenes no destructivos que se practicara a los equipos.

Para los equipos nuevos clasificados en la categoría 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, dentro de los sesenta días naturales previos a la conclusión de cada quinquenio.

Tratándose de equipos nuevos clasificados en las categorías II y III, que no cuenten con el certificado de fabricación o el estampado de cumplimiento con el código o norma de construcción, o los equipos usados de las mismas categorías, con o sin el certificado o el estampado antes citado, la primera prueba de presión o los primeros exámenes no destructivos se deberán practicar antes de su puesta en funcionamiento y posteriormente, al menos cada cinco años, dentro de los setenta días naturales previos a la conclusión de cada quinquenio.

De acuerdo al numeral 13.5:

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

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

- 1) Detector de halógenos, o
- 2) Espectrómetro de masas, o
- 3) Cámara de burbujas

#### **4.1 Procedimiento para la evaluación de la conformidad de la presente Norma por medio de revisiones documentales.**

Los criterios de aceptación para la evaluación de tipo documental es lo siguiente:

El patrón cumple cuando presenta evidencia documental de acuerdo a la disposición 5.3 y 9:

- Dispone de un expediente por cada uno de los equipos que se encuentren instalados en el centro de trabajo, clasificados en la categoría II que contengan lo siguiente:
  - ✓ El nombre genérico del equipo;
  - ✓ El número de serie o único de identificación, la clave del equipo o número de TAG;
  - ✓ El año de fabricación;
  - ✓ El código de norma de construcción aplicable;
  - ✓ El certificado de fabricación cuando existe;
  - ✓ La ficha técnica del equipo que al menos considere:
    - El (los) fluido(s) manejado(s) y su tipo de riesgo en su caso;
    - La(s) presión(es) de diseño;
    - La(s) presión(es) de operación;
    - La(s) presión(es) de calibración en su caso;
    - La(s) presión(es) de trabajo máxima(s) permitida(s);
    - La(s) presión(es) de prueba hidrostática;
    - La capacidad volumétrica, en el caso de equipos sujetos a presión y recipientes criogénicos;
    - La(s) temperatura(s) de diseño, y
    - La(s) temperatura(s) de operación,

- ✓ La descripción breve de su operación;
- ✓ El registro de los resultados de las revisiones y mantenimientos efectuados;
- ✓ El registro de la última prueba de presión o exámenes no destructivos practicados a los equipos;
- ✓ El registro de las modificaciones y alteraciones efectuadas;
- ✓ El registro de las operaciones que implicaron soldadura;
- ✓ El dibujo, plano simple o documento (libro de proyecto, manual o catalogo) del equipo, y el croquis de localización del (los) equipo(s) fijo(s) dentro del centro de trabajo y tratándose de equipos móviles, la bitácora de ubicación.
- Dispone de un expediente por cada uno de los equipos que se encuentran instalados en el centro de trabajo, clasificados en la categoría III, que contenga lo siguiente:
  - ✓ El nombre genérico del equipo;
  - ✓ El número de serie o único de identificación, la clave del equipo o número de TAG.
  - ✓ El año de fabricación;
  - ✓ El código de norma de construcción aplicable;
  - ✓ El certificado de fabricación cuando existe;
  - ✓ La ficha técnica del equipo que al menos considere:
    - El (los) fluido(s) manejado(s) y su tipo de riesgo, en su caso;
    - La(s) presión(es) de diseño;
    - La(s) presión(es) de operación;
    - La(s) presión(es) de calibración, en su caso;
    - La(s) presión(es) de trabajo máxima(s) permitida(s);
    - La(s) presión(es) de prueba hidrostática;
    - La capacidad volumétrica, en el caso de recipientes sujetos a presión y recipientes criogénicos;
    - La capacidad térmica, en el caso de generadores de vapor o calderas;
    - La(s) temperatura(s) de diseño;
    - La(s) temperatura(s) de operación;

- El tipo de dispositivos de relevo de presión, y
  - El número de dispositivos de relevo de presión;
- ✓ La descripción breve de su operación;
  - ✓ La descripción de los riesgos relacionados con su operación;
  - ✓ Los elementos de seguridad para el control de las principales variables de su operación;
  - ✓ El resumen cronológico de las revisiones y mantenimientos efectuados, de acuerdo con el programa que para tal efecto se elabore, debidamente registrados y documentados, avalados por escrito y firmados por el responsable de mantenimiento u operación de los equipos en el centro de trabajo;
  - ✓ El resumen cronológico de las pruebas de presión o exámenes no destructivos practicados a los equipos;
  - ✓ El resumen cronológico de las modificaciones y alteraciones debidamente registradas y documentadas, avaladas por escrito y firmadas por el responsable de mantenimiento u operación de los equipos en el centro de trabajo;
  - ✓ El resumen cronológico de las reparaciones que implicaron soldadura avalados por escrito firmados por el responsable de mantenimiento, operación o inspección del centro de trabajo;
  - ✓ El dibujo, plano o documento(libro de proyecto, manual o catalogo) del equipo que contemple;
    - Los cortes del equipo, transversal y longitudinal;
    - Las dimensiones del equipo, como diámetro, longitudes y espesores de fabricación;
    - Los detalles relevantes, como ubicación de boquillas, accesorios y tipos de tapas, entre otros;
    - La ubicación de los dispositivos de relevo de presión, ya sea en el propio equipo, en tuberías o en otro(s) equipo(s) con el(los) que se encuentre(n) interconectado(s), y

- El arreglo básico del sistema de soporte o cimentación;
- ✓ La memoria de cálculo actualizada, respaldada con la firma, le número de cedula profesional y el nombre de un ingeniero con conocimiento en la materia, que contenga lo siguiente:
  - La presión interna máxima que soporte el equipo, en sus partes críticas, tales como envolventes, tapas, hogar, espejos y tubos, entre otros, según aplique;
  - Los espesores mínimos requeridos, en sus partes;
  - El área de desfogue de los dispositivos de seguridad para las condiciones de operación. En caso de no contar con este dispositivo, se deberá justificar la manera en que se protege al equipo por sobrepresión;
  - La superficie de calefacción, cuando se trate de generadores de vapor o calderas;
  - La capacidad volumétrica, en el caso de recipientes sujetos a presión y recipientes criogénicos, y
  - La capacidad generativa, cuando se trate de generadores de vapor o calderas;
- ✓ El croquis de localización del (los) equipo(s) fijo(s) dentro del centro de trabajo, y tratándose de equipos móviles la bitácora de ubicación y
- ✓ El dictamen de evaluación de la conformidad con reporte de servicios emitido por una unidad de verificación.

De acuerdo a las disposiciones 5.13, 16.1; 16.2; 16.3 y 16.4 referido a la evaluación documental presenta los siguientes criterios de aceptación:

El patrón cumple cuando presenta evidencia documental de que:

- Da aviso a la secretaria de que los equipos clasificados en la categoría III, cumplen con la presente norma antes de la fecha de inicio de puesta en funcionamiento;

- Tratándose de equipos nuevos , efectúa el aviso a los diez años de haber realizado el primero, y posteriormente cada cinco años, dentro de los sesenta días naturales previos a la conclusión de cada periodo;
- En el caso de los equipos usados, efectúa el aviso a los cinco años de haber realizado el primero, y posteriormente cada cinco años, dentro de los sesenta días naturales previos a la conclusión de cada periodo;
- Cuando se realiza una alteración o se reubican los equipos clasificados en la categoría III, da aviso a la secretaria que los mismos mantienen el cumplimiento con lo dispuesto en esta Norma, antes de ponerlos nuevamente en funcionamiento con las nuevas condiciones de operación o las modificaciones realizadas;
- Los avisos a que se refieren los numerales 16.1 y 16.2 de la presente Norma contienen lo siguiente:
  - ✓ Datos del centro de trabajo:
    - El nombre, denominación o razón social;
    - El domicilio completo, y
    - El nombre y firma del representante legal;
  - ✓ Datos del equipo:
    - El nombre genérico del equipo;
    - El número de serie o único de identificación, la clave del equipo y/o número de TAG;
    - El número de control asignado por la Secretaria, en su caso;
    - El (los) fluido(s) manejado(s)
    - La(s) presión(es) de operación;
    - La(s) presión(es) de calibración en su caso;
    - La capacidad volumétrica, en el caso de recipientes sujetos a presión y recipientes criogénicos.
    - La capacidad térmica, en el caso de generadores de vapor o calderas;



- La(s) temperatura(s) de operación
  - El tipo de dispositivo de relevo de presión,
  - El número de dispositivos de relevo de presión, en su caso y
  - El área de ubicación del equipo
- ✓ Datos del certificado de fabricación:
    - El nombre del fabricante,
    - El número de certificado de fabricación
    - La fecha de emisión del certificado, y
    - El código o norma de construcción aplicable
  - ✓ 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, y
  - ✓ Reporte de servicios con el resumen de los temas o capítulos atendidos de la presente Norma en su caso;
- Los avisos a los que se refiere el numeral 16.3 se acompañan del dictamen de evaluación de la conformidad expedido por una unidad de verificación tipo “A”, “B” o “C”, o del dictamen de evaluación de la conformidad con reporte de servicios emitido por una unidad de verificación tipo “C”, y
  - Da aviso a la secretaria, dentro de los sesenta días siguientes de la fecha de emisión del dictamen de verificación o del dictamen con reporte de servicios, que los equipos clasificados en la categoría III, cumplen con lo establecido en la presenta Norma.

## **CAPITULO V**

**REQUERIMIENTOS PARA LA CERTIFICACIÓN DE LOS EQUIPOS SUJETOS A PRESIÓN BAJO EL CUMPLIMIENTO DE LA NOM-020-STPS-2011.**

Pemex Petroquímica obtiene su certificación por medio de la evaluación documental a través de los Expedientes de Integridad Mecánica de los equipos sujetos a presión, como ya ha sido mencionado, si el equipo es nuevo se obtiene su recertificación de funcionamiento cada 10 años mientras que si un equipo no es nuevo este se realiza cada cinco años.

Los Expedientes de Integridad Mecánica de los equipos sujetos a presión por el método alternativo de Pemex tiene el siguiente índice:

1. Documentos de fabricación

- Planos de construcción del fabricante
- Certificado de fabricación
- Ficha técnica
- Croquis de localización del recipiente
- Fotografía o calca de placa de datos del equipo

2. Formato de ampliación de vigencia

3. Descripción breve de la operación del recipiente

4. Resumen cronológico de las pruebas de presión realizadas al recipiente o exámenes no destructivos

- Reporte de los ensayos no destructivos
- Dibujo en AutoCAD
- Reporte y análisis de medición de espesores
- Calculo de la presión máxima de trabajo permisible
- Calculo de la capacidad volumétrica
- Calculo de la prueba hidrostática del recipiente
- Identificación de los dispositivos de seguridad que protegen al recipiente
- Calculo del área de desfogue de los dispositivos de seguridad
- Certificado de los dispositivos de seguridad
- Hojas de especificaciones de los dispositivos de seguridad
- Diagrama de localización de los dispositivos de seguridad
- Dictamen técnico de conformidad

- Reporte de líquidos penetrantes
5. Resumen cronológico de las revisiones y mantenimientos efectuados, de acuerdo con un programa debidamente registrado y documentado, avalado por el área de mantenimiento.
  6. Resumen cronológico de las modificaciones y alteraciones efectuadas, debidamente registrada y documentada, avalado por el área de mantenimiento.
  7. Resumen cronológico de las reparaciones que implicaron soldadura en el cuerpo del recipiente sujeto a presión, debidamente registrado y documentado, avalado por el área de mantenimiento
  8. Anexos

Cada apartado contenido en este índice indica los documentos necesarios con los que debe contar el patrón al momento de presentar los expedientes ante la unidad verificadora para su evaluación.

A continuación se presenta de manera breve cada una de las partes que contiene el Expediente de Integridad Mecánica.

### **5.1 Documentos de fabricación.**

Este apartado se refiere a la documentación basada en las normas y códigos que son utilizados para la realización del diseño y fabricación de un equipo de proceso. La norma de amplio manejo se refiere al código ASME que es el código que trata todo lo relacionado con el diseño y operación de la calderas y equipos sujetos a presión, se compone de XI secciones, de las cuales la VIII está dedicada exclusivamente a los equipos sujetos a presión.

A continuación se presenta los apartados que contiene la sección VIII, división I de la presente norma:

Consta de tres subsecciones:

- A) Requisitos generales: Mas adelante se describe el contenido de esta subsección.

B) Requisitos concernientes a los métodos de diseño y fabricación de los equipos sujetos a presión.

Esta subsección trata sobre los requisitos mínimos para los diferentes métodos de fabricación.

Parte UW.- En esta parte se tratan sobre los requisitos para la fabricación por soldadura de los recipientes sujetos a presión.

Con respecto a los materiales, se establecen las diferentes clases y cualidades que presentan para la construcción de los recipientes sujetos a presión.

En la parte de diseño se trata el diseño de juntas soldadas, tratamiento térmico al que deben someterse los exámenes por radiografía y por ultrasonido que deben realizarse, las eficiencias de las juntas, los detalles de los diferentes tipos de juntas, aberturas cercanas a soldadura, y conexiones soldadas.

En la fabricación se tratan los procesos de soldadura y su calificación, las pruebas a los soldadores, las temperaturas permisibles de soldadura, los tipos de cortes, la limpieza de la superficie a soldar, tolerancias y reparaciones de defectos de soldadura.

En la inspección y prueba, se trata la supervisión del procedimiento de soldadura, la calificación de soldadores, supervisión del tratamiento térmico, pruebas no destructivas, exámenes radiográficos, exámenes ultrasónicos, el estampado y reportes.

Parte UF.- Trata lo referente a la fabricación por forja de recipientes sujetos a presión.

Parte UB.- Presente los requisitos de fabricación por soldadura no ferrosa para los recipientes sujetos a presión.

C) Requisitos concernientes a las clases de materiales

En esta subsección, el código trata lo referente a los materiales de construcción de los recipientes sujetos a presión.

Parte UCS.- Señala los requisitos a cumplir con los recipientes sujetos a presión construidos con aceros al carbón y aceros de baja aleación. Esta parte se completa con sus respectivas tablas de valores de esfuerzos admisibles para el diseño.

Parte UNF.- Se refiere a los requisitos para recipientes a presión construidos de materiales no ferrosos. Su complemento se encuentra en las tablas de valores de esfuerzos admisibles para el diseño.

Parte UMA.- Trata los requisitos a cubrir por los recipientes sujetos a presión construidos de aceros de alta aleación. Se complementa con sus tablas de valores admisibles para el diseño.

Parte UCI.- Trata los requisitos a cubrir por los recipientes construidos de hierro fundido.

Parte UTH.- Se refiere a los requisitos para recipientes sujetos a presión construidos de acero ferroso con propiedades de alta resistencia a la tensión, se complementa con las tablas de valores de esfuerzos admisibles para el diseño.

#### 5.1.1 Planos de construcción del fabricante

Este apartado se refiere a las normas y códigos que son utilizados en el momento de diseñar y fabricar un equipo de proceso. La norma de amplio manejo se refiere al código ASME que es el código que trata todo lo relacionado con el diseño y operación de las calderas y equipos sujetos a presión, se compone de XI secciones, de las cuales la VIII está dedicada exclusivamente a los equipos sujetos a presión.

A continuación se presenta los apartados que contiene la sección VIII, división I de la presente norma:

Consta de tres subsecciones:

##### A. Requisitos generales

B. Requisitos concernientes a los métodos de diseño y fabricación de los equipos sujetos a presión

C. Requisitos concernientes a las clases de materiales

Los planos de construcción son aquellos que le indican al constructor las instrucciones y descripciones necesarias sobre la forma y tamaño de la estructura de los diferentes equipos.

Los planos del fabricante debe estar de acuerdo a lo indicado por el código ASME sección VIII división I, los cuales deben contener la siguiente información:

De acuerdo a la subsección A:

Se conoce como la parte UG y trata de los requisitos mínimos concernientes a materiales, diseño, aberturas y refuerzos, superficies reforzadas y apoyadas, ligamentos, fabricación y pruebas, estampado de reportes y dispositivos de alivio de presión

Materiales: UG-4 a UG-15; hace referencia a los requisitos que deben cumplir los diferentes tipos de materiales empleados en los equipos sujetos a presión.

Diseño: UG-16 a UG-35; Establece que el espesor mínimo de las carcasas y las tapas deben ser de 1/16" sin considerar lo correspondiente a la corrosión; también aclara que las condiciones de diseño deben ser las más críticas que se esperen en operación normal. Proporciona las ecuaciones para el diseño de carcasas y tubos bajo condiciones de presión interna y externa. También proporciona las ecuaciones para el diseño de tapas.

Aberturas y refuerzos: UG-36 a UG-46; trata lo referente a los refuerzos que deben colocarse a las aberturas que se necesiten para las boquillas en las carcasas y cabezas.

Superficies reforzadas y apoyadas: UG-47 a UG-50; se proporciona las ecuaciones de cálculo para este tipo de superficies; los tipos y las dimensiones de pernos y la localización de los mismos.

Ligamentos: UG-53 a UG-55; se presenta las eficiencias de los ligamentos de los diferentes tipos de placas perforadas.

Fabricación: UG-75 a UG-85; trata lo referente a la fabricación, como es la identificación de materiales, formado de carcasas y tapas, la redondez permitida para las carcasas, pruebas Charpy y tratamiento térmico.

Inspección y prueba: UG-90 a UG.103; se define lo que es un inspector y las inspecciones que debe realizar durante la construcción, trata también sobre los diferentes tipos de pruebas.

Estampado y reportes: UG-115-UG-120; se señala los requisitos a cumplir por el fabricante para que el elemento fabricado reciba el estampado correspondiente; también indica los datos que debe contener la placa y por último se indica el tipo de reporte que debe ser llenado por el fabricante y que debe ser firmado por el inspector.

Dispositivos de alivio de presión: UG-125-UG-136; se indica las características que deben cumplir estos dispositivos.

#### 5.1.2 Certificado de fabricación

Es el documento emitido por el fabricante original del equipo, en el que se establece el diseño, materiales, datos e información para su uso, pruebas y revisiones, acordes con lo establecido en el código o norma empleados para su construcción.

#### 5.1.3 Ficha técnica

Es el documento en forma de resumen que contiene la descripción de las características del equipo.

El contenido principal de la ficha técnica, que en este caso corresponde a los equipos sujetos a presión son los siguientes:



DATOS DE RECIPIENTE	
A) NOMBRE GENERICO DEL EQUIPO	
B) TAG DEL EQUIPO	
C) NUMERO DE CONTROL ASIGNADO POR LA STPS	
D) AÑO DE FABRICACIÓN Y FABRICANTE	
E) CODIGO O NORMA DE CONSTRUCCIÓN	
F) FUIDO /TIPO RIESGO	
G) PRESIÓN DE DISEÑO	
H) PRESIÓN DE OPERACIÓN	
I) PRESIÓN MAXIMA DE TRABAJO	
J) PRESIÓN DE PRUEBA HIDROSTATICA	
K) CAPACIDAD VOLUMETRICA	
L) CAPACIDAD TERMICA	
M) TEMPERATURA DE DISEÑO	
N) TEMPERATURA DE OPERACIÓN	
O) DISPOSITIVO DE SEGURIDAD	

Tabla 5.1 Contenido de la ficha técnica.

#### 5.1.4 Croquis de localización del recipiente

Es el documento mejor conocido como el plano de la planta, en el cual se muestra la información geométrica, las dimensiones (largo, alto, ancho, espacios libres y conexión a otros equipos) e indicaciones sobre la ubicación exacta del equipo dentro de la planta de proceso.

#### 5.1.5 Fotografía o calca de placa de datos del equipo

De acuerdo al apartado UG-119 del código ASME sección VIII División 1 acerca de la placa de fabricante indica:

Las placas deben usarse sobre recipientes a excepción cuando las marcas, cuando se aplican directamente junto con UG-118.

Las placas requeridas deben localizarse en un lugar sobresaliente sobre el equipo de acuerdo al apartado UG-116, j.

El espesor de la placa debe ser suficiente para resistir la distorsión causada por la instalación de la misma y compatible con el método de atadura. El espesor nominal de la placa no debe ser menor que 0.02 pulg (0.5mm).

Las placas de identificación pueden tener marcas producidas ya sea de fundición, grabado, repujado, grabado en bajorrelieve, estampación, o grabado, excepto que el símbolo de código sea estampado en la placa de identificación.

Las marcas dispuestas sobre una placa de identificación deberán estar en caracteres no menos de 5/32 pulg. (4 mm) de alto, excepto en los caracteres de las marcas de dispositivos de alivio de presión en este caso pueden ser menor.

Las letras deberán ser escritas o elevadas al menos 0,004 pulg (0,10 mm) y deberá ser legible.

La placa de identificación puede ser marcada antes de colocarse al equipo, en cuyo caso el fabricante deberá asegurarse de que la placa de identificación con el correcto marcado tiene ha sido aplicado al recipiente adecuado, y el Inspector comprobará si se esto se ha realizado.

Los caracteres deberán tener una altura mínimos de 4 mm y deberán de sobresalir o tener una profundidad de al menos 0.1mm.

## **5.2 Formato de ampliación de vigencia.**

Este formato es presentado ante la Secretaria del Trabajo y Previsión Social con el fin de solicitar la autorización de funcionamiento de los equipos. Este trámite se realiza con la participación de la Unidad Verificadora (UV).

Se debe presentar en la Delegación, el Formato N-020 por equipo, debidamente requisitado, indicando en el bloque 1 la opción, "aviso de funcionamiento", anexando el dictamen favorable emitido por una UV. Para que el dictamen emitido por la UV sea reconocido por la Delegación, éste debe ser presentado dentro de los 90 días posteriores a su emisión.

En el Formato N-020 se debe seleccionar una de las opciones citadas en el bloque 6, para indicar la demostración de la seguridad del equipo y otra de las opciones para la demostración de la confiabilidad de los dispositivos de seguridad, ambos ante la UV.

Las visitas de verificación a realizar por la UV, serán en fechas establecidas de común acuerdo con el patrón.

El formato N-020 tiene la siguiente estructura:

<b>Bloque 1 Tipo de trámite:</b>	
Solicitud de autorización de funcionamiento	
Aviso de funcionamiento (con participación de UV)	No. De control S.T.P.S _____
Solicitud de ampliación de la vigencia	No. De control S.T.P.S _____
Aviso de ampliación de la vigencia (con participación UV)	
<b>Bloque 2 Datos del patrón:</b>	
Nombre, razón o denominación social: _____	
Domicilio completo del centro de trabajo donde se ubica: _____	
<b>Bloque 3 Identificación del equipo</b>	
Nombre o número de identificación: _____	
Número de serie: _____	
Ubicación física del equipo en el centro de trabajo (área o planta): _____	
Tipo y uso: _____	
<b>Bloque 4 Especificaciones técnicas del equipo</b>	
Fabricante, lugar y año de fabricación: _____	
Código principal de diseño y fabricación: _____	
Presión de diseño: _____	
Presión de operación _____	
Presión máxima de trabajo permitida: _____	
Temperatura de diseño _____	
Temperatura de operación: _____	
Capacidad volumétrica (para recipientes) _____	
Superficie de calefacción (para calderas) _____	
Número de tipos de dispositivos de seguridad (con presiones de calibración) _____	
_____	
<b>Bloque 5 Condiciones del equipo:</b>	
Nuevo <input type="checkbox"/>	En operación <input type="checkbox"/> Año <input type="text"/> De uso <input type="text"/> Años <input type="text"/>
<b>Bloque 6 Demostración de la seguridad del equipo</b>	
Del recipiente:	
Pruebas de presión (apartado 9.1)	Precisar <input type="checkbox"/>
Exámenes no destructivos (apartado 9.2)	<input type="checkbox"/>
Expediente de Integridad mecánica (apartado 9.3)	<input type="checkbox"/>
Método alternativo (se debe anexar la documentación a que se refiere el apartado 9.4)	<input type="checkbox"/>
Del dispositivo de seguridad:	
Pruebas de funcionamiento (apartado 9.5)	<input type="checkbox"/>
Demostración documental (apartado 9.6)	<input type="checkbox"/>
<b>Bloque 7 Representante legal:</b>	
Nombre y firma _____	Fecha: _____

### 5.3 Descripción breve de la operación del equipo.

Documento en el cual se describe de manera breve y sencilla los fluidos que maneja el equipo, así como, sus entradas y salidas del mismo, tomando en cuenta las presiones y temperaturas a las que está operando. Así como de donde proviene y a donde va.

Otra sección nos indica los riesgos que se pueden presentar en el equipo.

Y por último los medios de control el cual describe los dispositivos de seguridad que posee el equipo tales como: válvulas, medidores de nivel, termómetros.

El formato utilizado en Pemex es el siguiente:

PLANTA: \_\_\_\_\_

CLAVE: \_\_\_\_\_

No. DE AUTORIZACIÓN STPS: \_\_\_\_\_ FECHA: \_\_\_\_\_

#### DESCRIPCION BREVE DE LA OPERACIÓN DEL RECIPIENTE

DESCRIPCIÓN BREVE DE OPERACIÓN	
RIESGOS INHERENTES	
MEDIOS DE CONTROL	

NOMBRE \_\_\_\_\_

CARGO \_\_\_\_\_

FIRMA \_\_\_\_\_

## 5.4 Resumen cronológico de las pruebas realizadas al recipiente o exámenes no destructivos.

### 5.4.1 Reporte de los ensayos no destructivos.

Los exámenes no destructivos son exámenes que sirven para verificar la sanidad superficial e interna de los materiales, así como la hermeticidad de recipientes o sistemas que trabajan a presión o al vacío, sin destruirlos o alterar en forma permanente sus propiedades físicas, químicas o dimensionales.

Método de inspección	Abreviatura
Inspección visual	VT
Líquidos penetrantes	PT
Partículas magnéticas	MT
Electromagnetismo	ET
Ultrasonido	UT
Radiografía	RT
Emisión acústica	AE
Radiografía con neutrones	NRT
Termografía infra-roja	TIR
Análisis de vibraciones	VA
Prueba de fuga	LT
Pruebas por láser.	

Tabla 5.2 Métodos de inspección.

Según la norma NMX B482-1997 se presenta la clasificación de los Ensayos No Destructivos:

#### 1) Técnicas de inspección superficial

Se emplean para detectar y evaluar las discontinuidades abiertas a la superficie (VT y PT) y las muy cercanas a ellas (MT y ET)

## 2) Técnicas de inspección volumétrica

Se emplean para verificar la sanidad interna de los materiales; comprueban el grado de integridad de un material en todo su espesor (UT, RT, NRT, AET)

## 3) Técnicas de hermeticidad

Son las técnicas de inspección que se emplean para determinar la hermeticidad de un equipo o sistema que contiene un fluido (líquido o gas) a una presión superior, igual o inferior a la atmosférica; se tienen dos grupos:

- a) Pruebas por cambio de presión: Hidrostática y Neumática
- b) Pruebas por pérdida de fluido: espectrómetro de masas, detector de halógenos, prueba de la burbuja, etc.

En el caso de los ensayos no destructivos, los métodos de mayor utilización corresponden a los siguientes:

### ❖ Inspección Visual

La inspección visual es un método para la detección y evaluación de discontinuidades superficiales tales como:

- Fracturas
- Corrosión
- Daños físicos
- Discontinuidades superficiales en soldadura

La inspección visual es la observación directa de la superficie con o sin la ayuda de instrumentos de medición mecánica y con o sin la ayuda de amplificadores ópticos o electrónicos.

Se emplea en cualquier etapa de un proceso productivo o durante las operaciones de mantenimiento preventivo o correctivo.

Permite detectar discontinuidades grandes y generalmente señala otras que pueden detectarse en forma más precisa utilizando otros métodos superficiales.

Puede detectar y ayudar en la eliminación de discontinuidades que podrían convertirse en defectos.

El personal que la realiza requiere pocas horas de entrenamiento y experiencia.

Equipos usados en la inspección visual:

1. Endoscopios
2. Sensores de imagen
3. Sistemas de amplificación
4. Líquidos penetrantes y partículas magnéticas
5. Equipo de metrología dimensional
6. Lentes de aumento (5x y de 10x)

Requisitos (ASME sección V. art. 9):

T-941: La inspección visual debe ser llevada a cabo con un procedimiento escrito.

T-942: El personal debe efectuarse un examen de agudeza visual cercana anualmente y debe ser capaz de leer las letras estándar Jaeger J-1.

T-952: El ojo debe estar a una distancia de 61cm (24") de la superficie a ser inspeccionada y a un ángulo no mayor de 30°; se pueden utilizar espejos y lentes de amplificación.

T-953: Se pueden utilizar espejos, endoscopios, cámaras y otros instrumentos adecuados. Estos sistemas deben tener una resolución al menos equivalente a la obtenida por observación visual directa.

Iluminación: Se requiere una iluminación de al menos 15 candelas/pie y un mínimo de 50 candelas/pie para la detección de pequeñas anomalías

T-954: Es un complemento de la inspección visual directa. Utiliza como ayuda la iluminación artificial de un iluminador direccional; la luz ilumina y se difunde a través del área o región bajo inspección.



Inspección visual Directa: Es una técnica de inspección visual realizada por el ojo y sin ninguna ayuda visual (excluyendo fuentes de luz, espejos y/o lentes correctivos).

Inspección visual realzada: Es una técnica de inspección visual usando equipo auxiliar para mejorar la capacidad de visión, por ejemplo: amplificadores, endoscopios, sondas de video, fibra óptica.

Inspección visual remota: Es una técnica de inspección visual realizada con equipo auxiliar en donde las condiciones donde el área a ser inspeccionada es inaccesible para una inspección visual directa.

Inspección visual Translucida: Es una técnica que usa intensidad de luz artificial para permitir la visión de variaciones de espesor en laminados translucidos.



Fig. 5.1 Inspección visual directa



Fig. 5.2 Inspección visual realzada



Fig. 5.3 Inspección visual remota.

❖ Líquidos penetrantes

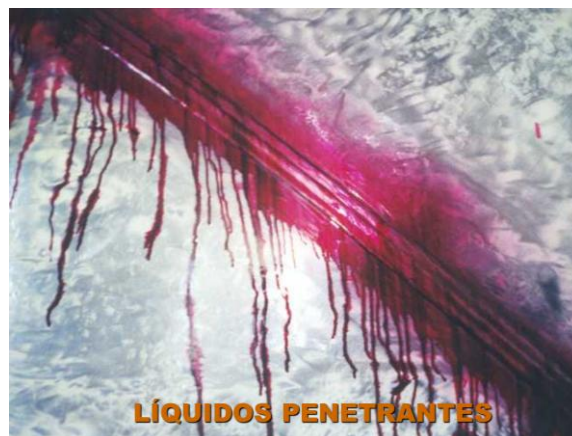


Fig. 5.4 Líquidos penetrantes

Principio del método: Método de inspección superficial del tipo físico-químico que consiste en aplicar a la superficie de una pieza un líquido con pigmentación contrastante o fluorescente para que se introduzca por capilaridad en las posibles discontinuidades.

Después de remover el exceso de penetrante se aplica un revelador que extrae el líquido de las discontinuidades y lo muestra sobre un fondo contrastante

Clasificación de las discontinuidades:

- a) Discontinuidad superficial.

- b) Discontinuidad subsuperficial.
- c) Discontinuidad subsuperficial abierta a la superficie.
- d) Discontinuidad interna.
- Son aplicables a cualquier tipo de material de estructuras no porosa, ya se metálico o no metálico.
- En superficies con acabado de maquinado o rectificado.
- En superficies con acabado burdo: en piezas de fundición, forjadas y uniones con soldadura.
- En piezas de cualquier tamaño y configuración geométrica con zonas accesibles.

Clasificación de los Penetrantes (ASME SEC.V,SE-165 y ASTM E-165-95)

En base a su color existen dos tipos de penetrantes:

- Tipo I: penetrante fluorescente.
- Tipo II: penetrante visible o contrastante.

Los líquidos contrastantes se aplican cuando se requiere:

- ❖ Insección con luz blanca, natural o artificial.
- ❖ Sensibilidad normal (indicaciones de 1,, o mayores).
- ❖ Inspección en campo.

Los líquidos fluorescentes se aplican cuando se requiere:

- ❖ Alta sensibilidad
- ❖ Detectar discontinuidades desde 0.5mm o menores.
- ❖ Inspección de piezas críticas.

Descripción de proceso de inspección:

- ❖ Preparación de la superficie
- ❖ Aplicación del penetrante
- ❖ Remoción del exceso de penetrante
- ❖ Aplicación del revelador

- ❖ Inspección
- ❖ Limpieza final

Existen tres tipos de penetrantes:

1. Removible con agua: se aplican cuando la superficie es rugosa, existe presencia de cuerdas, roscas o cuñeros, se realiza inspección masiva o automática y cuando la inspección no es crítica.
2. Post-emulsificable: Se aplican cuando: se requiere mejorar la sensibilidad, existen problemas con el acabado superficial, aplicaciones especiales, muy alta sensibilidad.
3. Removible con solventes: Se aplican cuando: Se tienen superficies tersas o con maquinado final, son inspecciones esporádicas, se inspecciona por zonas localizadas, son inspecciones críticas y requieren alta sensibilidad, no muy alta productividad

Tipos de revelador:

- Secos
- En solución acuosa( polvo soluble en agua)
- En suspensión acuosa(suspendido en agua)
- En suspensión no acuosa

Función del revelador:

- Los reveladores extraen el penetrante atrapado en las discontinuidades.
- Dan un contraste de fondo para hacer más fácil la observación de las indicaciones.

Usos del revelador en polvo seco:

- Se utilizan en superficies con acabado burdo
- Se aplican por espolvoreado manual o mecánico.
- Solo se emplean con penetrantes fluorescentes.

Usos de reveladores acuosos:

- Generalmente se emplean en sistemas de inspección para cantidades masivas de piezas.
- Se aplican por inmersión.
- Son empleados cuando se requiere de baja sensibilidad y resolución.

Uso revelador suspensión no acuosa:

- Se aplican tanto para penetrantes contrastantes como fluorescentes.
- Se aplican solo por aspersión o atomización.
- Posee alto poder de absorción, muy útiles para discontinuidades finas o pequeñas.

Requisitos de inspección código ASME sección V.

Artículo 6: Inspección con líquidos penetrantes.

Artículo 24: Normas (ASTM) para líquidos penetrantes.

Requisitos ASME sección V Art.6:

T-621.1: La inspección debe ser hecha de acuerdo con un procedimiento.

T-641: El usuario debe obtener la certificación del contenido de contaminantes (sulfuros, cloruros y fluoruros).

T-642: La superficie a ser inspeccionada y todas las áreas adyacentes dentro de al menos 25mm deben estar secas y libres de cualquier material extraño que tape las aberturas de discontinuidades o que interfieran en la inspección.

T-643: Debe ser por evaporación normal o con aire seco a presión caliente o frío. Se debe establecer un periodo de tiempo mínimo.

T-654: No debe aplicarse un penetrante fluorescente si antes se usó un contrastante.

T-654: No está permitida la mezcla de materiales penetrantes de diferentes familias o fabricantes.

T-676: Debe ser realizada después de transcurrido el tiempo de revelado (de 7 a 30 minutos).

T-676: Si la superficie de una pieza no puede examinarse completamente dentro del lapso establecido, la inspección debe hacerse por zonas.

T-676.3: Se requiere una iluminación adecuada para obtener una sensibilidad correcta durante la examinación y evaluación de las indicaciones.

\*SE-165: La intensidad mínima en el sitio es de 32.5 cd/pie (350 lx).

T-676.4: La examinación debe hacerse en un área oscura, usando luz fluorescente con una intensidad de al menos 800 uW/cm<sup>2</sup> sobre la superficie.

SE-165: Máxima 3 cd/pie (32lx) de luz ambiental.

T-680: Todas las indicaciones deben ser evaluadas en base a la norma de aceptación de la sección del Código de referencia.

Criterios de aceptación Código ASME sección VIII División I:

8-4 Criterios de aceptación:

Todas las superficies examinadas deben estar libres de:

- a) Indicaciones lineales relevantes.
- b) Indicaciones redondeadas mayores a 3/16"
- c) 4 o más indicaciones redondeadas relevantes en líneas separadas por 1/16" o menos de borde a borde.

Criterios de aceptación Código ASME sección VIII División I

Apéndice 8: Métodos para la examinación por líquidos penetrantes (PT)

8-3 Evaluación de indicaciones: Indicaciones con dimensiones mayores a 1/16" deben considerarse relevantes.

- a) Indicación lineal: L/A\* mayor a 3.

- b) Indicación redondeada:  $L/A^*$  menor o igual a 3 ( circular o elíptica)
- c) Debe examinarse cualquier indicación dudosa o cuestionable.



Fig. 5.5 Líquidos penetrantes fluorescentes.



Fig. 5.6 Aplicación del revelador para la detección de alguna anomalía al equipo.

- ❖ Inspección por partículas electromagnéticas



Fig. 5.7 Partículas magnéticas

Es un método de END que utiliza principalmente corriente eléctrica para crear un flujo magnético en una pieza y al aplicarse un polvo ferromagnético se produce la indicación donde exista distorsión en las líneas de flujo.

#### Principio del método

La profundidad de la discontinuidad afecta la capacidad del método para formar las indicaciones.

La interrupción de un campo electromagnético provoca la formación de dos polos opuestos, los cuales atraen a las partículas ocasionando una acumulación localizada que forma la indicación.

#### Aplicaciones de las partículas magnéticas.

Se utilizan para la detección de discontinuidades superficiales y subsuperficiales hasta una profundidad de 6mm (1/4") aproximadamente en materiales ferromagnéticos.

#### Principio del método

La orientación de las discontinuidades influye en la formación de las indicaciones:

- Discontinuidades perpendiculares a las líneas de campo forman indicaciones claras.
- Discontinuidades paralelas a las líneas de campo no forman indicaciones.

Los cambios de permeabilidad magnética en el material pueden formar indicaciones falsas o no relevantes:

- Un caso son las uniones soldadas.
- Los tratamientos térmicos.

Entre mas definida sea la interrupcion, mas clara es la indicacion de la interrupcion del campo magnetico.

Principios fisicos en los que se basa el metodo:



Propiedad de algunos materiales de poder ser magnetizados, y;

Distorsion de las lineas de las lineas de flujo al interceptar un cambio de permeabilidad.

Técnicas de magnetización Directa

Son técnicas de magnetización directa:

- Puntas de contacto
- Entre cabezales (pinas o mordazas)
- Electrodo imantados.
- La magnetización es efectuada por conducción de la corriente.

Magnetización indirecta

La magnetización indirecta es cuando se emplea un conductor secundario que induce el campo magnético en la pieza a inspeccionar.

El campo generado puede ser:

- Circular/toroidal.
- Longitudinal.
- Multidireccional.

Técnicas de magnetización indirecta

- Bobina.
- Cable enrollado.
- Yugo.
- Conductor central.

Técnicas de magnetización

- a) Directa: la corriente magnetizante fluye directamente a través de la pieza, creando un flujo magnético circular en ella. Ejemplos: puntas de contacto,

entre cabezales, pinzas o mordazas y electrodos imantados. La magnetización se efectúa por conducción de la corriente.

- b) Indirecta: La corriente no fluye a través de la pieza, sino en un conductor secundario; el campo magnético es inducido en la pieza, la cual puede crear un campo circular/toroidal, longitudinal o multidireccional. Ejemplos: bobina, cable enrollado, yugo electromagnético, conductor central.

#### Método de examinación

- a) Continuo: Las partículas magnéticas se aplican mientras la fuerza magnetizante está actuando.
- b) Residual: Primero se magnetiza la pieza y después se remueve la fuerza magnetizante para posteriormente aplicar las partículas.

#### Secuencia general de examinación:

- 1) Limpieza previa.
- 2) Magnetización circular.
- 3) Inspección de discontinuidades longitudinales.
- 4) Magnetización longitudinal.
- 5) Inspección de discontinuidades transversales.
- 6) Registro de indicaciones.
- 7) Desmagnetización.
- 8) Limpieza final.

#### Requisitos de inspección para recipientes a presión:

Código ASME sección V

Artículo 7: Examinación por partículas magnéticas.

Artículo 25: Norma para partículas magnéticas (SE-709).

SE-709(ASTM E-709) Guía estandar para la examinación por MT.

Norma Mexicana NMX-B-478-1990 “Metodo para inspeccionar con particulas magneticas piezas forjadas de acero”.

Criterios de aceptacion.

Codigo ASME BPV seccion VIII Div.1

Apendice 6: Metodos para la examinacion por particulas magneticas (MT).

El estandar de aceptacion para MT coincide con el aplicable a liquidos penetrantes(Apendice 8).



Fig. 5.8 Método indirecto de magnetización: Puntas de contacto con partículas en suspensión.



Fig. 5.9 Método indirecto de magnetización: Por medio de bobina.

Otros métodos utilizados son los siguientes:



Fig. 5.10 Método de electromagnetismo.

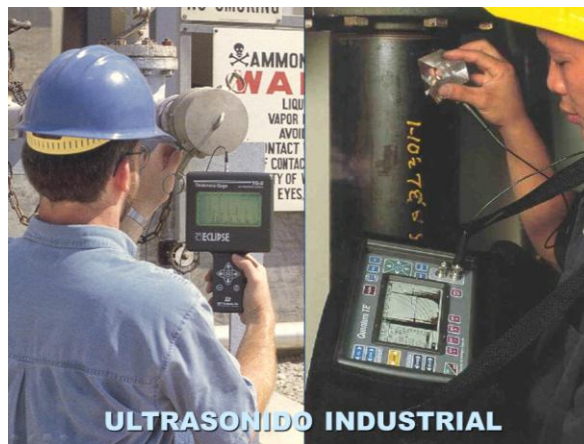


Fig. 5.11 Método de ultrasonido industrial.

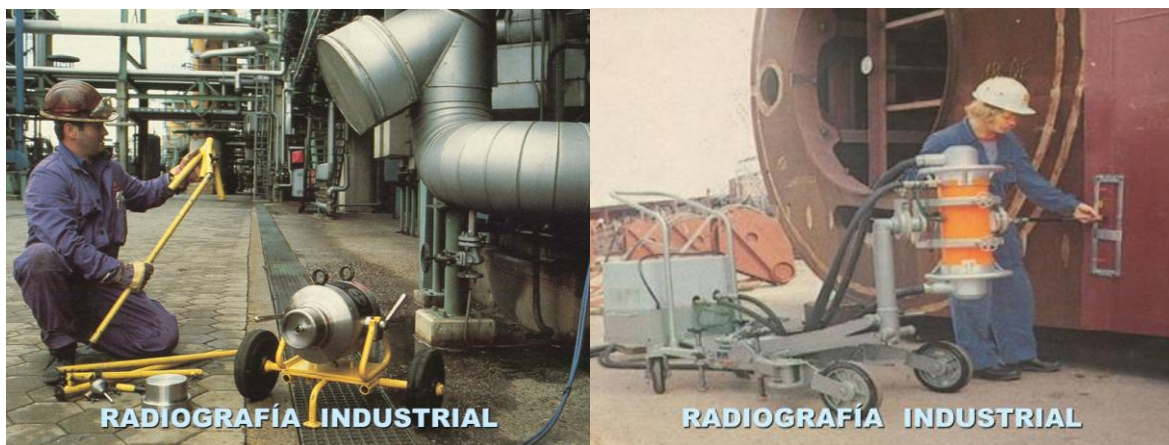


Fig. 5.12 Método de radiografía industrial.



Fig. 5.13 Prueba de hermeticidad.



Fig. 5.14 Prueba hidrostática.



Fig. 5.15 Prueba por espectrómetro.



Fig. 5.16 Termografía infrarroja.

#### 5.4.2 Dibujo en AutoCAD

Es la representación del equipo por medio de Auto CAD (programa para elaborar electrónicamente dibujos en dos y tres dimensiones), en el cual se indican sus dimensiones, información de su fabricación, fluidos manejados y sus variables de operación. Los datos que se presentan en el dibujo por medio del programa Auto CAD se obtienen de los planos de fabricación proporcionados por el fabricante.

El dibujo o plano, que al menos contengan:

- a) Cortes principales del equipo;
- b) Detalles relevantes (ubicación de boquillas, por ejemplo);
- c) Acotaciones básicas( espesores, diámetros, longitudes, entre otras);
- d) Arreglo básico del sistema de soporte.

#### 5.4.3 Reporte y análisis de medición de espesores

La medición de espesores de equipos se realiza mediante el método de ultrasonido (es la medición de espesores de materiales a través del envío de una señal ultrasónica hacia la pared del material y percibiéndola por rebote en un equipo de ultrasonido.).

La periodicidad de la medición de espesores no debe ser mayor a los 3 años después de la primera fecha de calibración.

De acuerdo al procedimiento DG-GPASI-IT-00204 Rev. 6 “Procedimiento para el registro, análisis y programación de la medición preventiva de espesores” y GPASI-



IT-0002 Rev. 1 “Procedimiento para cálculo por presión interna del espesor mínimo requerido en recipientes”, se realizan los cálculos correspondientes a los procedimientos mencionados.

En los procedimientos anteriormente mencionados se considera la velocidad de desgaste, es decir, la rapidez con la cual disminuye el espesor de una pared metálica. Ordinariamente, se calcula comparando los espesores obtenidos en mediciones efectuadas en dos fechas consecutivas. Así como también el espesor remanente que corresponde a la diferencia de espesores entre el mínimo obtenido en la última medición y el límite de retiro

El análisis de la medición de espesores incluye, la realización de cálculos de fecha de próxima medición, fecha de retiro probable y vida útil estimada (VUE).

Fecha de próxima medición: Es la fecha en la cual debe efectuarse la siguiente medición de la unidad de control, éste resultado se obtiene por la evaluación que realiza el sistema informático Ultrapipe o mediante el cálculo basado en el procedimiento para el registro, análisis, Inspección y medición de espesores en tuberías, niplería y equipos(GSIPA-IT-0204).

Fecha de retiro probable: Es la fecha en la cual se estima que debe retirarse la unidad de control, por haber llegado al término de su vida útil, éste resultado se obtiene por la evaluación que realiza el sistema informático Ultrapipe o también basado en el procedimiento para el registro, análisis, Inspección y medición de espesores en tuberías, niplería y equipos (GSIPA-IT-0204).

Vida útil estimada (VUE): Es el tiempo supuesto que debe transcurrir antes de que la unidad de control llegue a su límite de retiro, éste resultado se obtiene por la evaluación que realiza el sistema informático Ultrapipe y al igual que los dos cálculos anteriormente mencionados puede calcularse mediante el GSIPA-IT-0204.

El procedimiento GSIPA-IT-0204 menciona lo siguiente:

El análisis estadístico formal, es el que se lleva a cabo matemáticamente, para obtener el desgaste máximo ajustado, vida útil estimada, fecha de próxima medición, y fecha de retiro probable, de una unidad de control.

a) El responsable de inspección y seguridad, de inmediato debe realizar el análisis estadístico formal de las mediciones haciendo uso del formato “Análisis del registro de medición de espesores” DG-GPASI-IT-00204-3 y siguiendo la secuencia siguiente:

1. Discriminación de valores de espesores no significativos.
2. Determinación del origen de la desviación de los valores de espesor obtenidos respecto al promedio general.
3. Cálculo de las velocidades de desgaste por punto (d).
4. Cálculo del promedio de velocidad de desgaste de la unidad de control considerada, efectuando el ajuste estadístico para obtener el promedio ajustado estadísticamente (D máx.).
5. Selección del mínimo espesor actual.
6. Obtención de la vida útil estimada (VUE), referida al espesor mínimo seleccionado.
7. Obtención de la fecha de próxima medición de espesores (FPME).
8. Obtención de la fecha de retiro probable (FRP).

b) Discriminación de valores no significativos

Se debe revisar el registro de mediciones, comparando las parejas de valores de espesor de cada uno de los puntos entre dos fechas consecutivas, eliminando aquellos que no sean significativos, para lo cual se debe observar lo siguiente:

1. Se eliminarán todos los valores de espesor que excedan en 20% o más, al espesor original, cuando éste sea conocido y se considere confiable.

c) Cálculo de las velocidades de desgaste por punto.

1. Obtener las diferencias entre los valores obtenidos en las dos fechas consideradas, en cada una de las posiciones de medición de cada uno de los puntos de control (norte con norte, sur con sur, 1 con 1, 2 con 2, etc.) utilizando para ello el formato DG-GPASI-IT-00204-2.

Nota: Para que sea aceptable el cálculo, debe haber transcurrido cuando menos un año entre una pareja de fechas de medición. Con fechas más cercanas se obtienen errores inadmisibles.



d) En el análisis, se considera todas las parejas de valores de espesor, incluyendo aquellas cuyas diferencias sean “cero”, ya sea por engrosamiento, o por que no exista desgaste. La velocidad de desgaste por punto debe calcularse de acuerdo a la siguiente formula:

$$d = \frac{e_i - e_f}{f_f - f_i}$$

Dónde:

d = velocidad de desgaste del punto.

ff = fecha de la medición más reciente (ef).

fi = fecha de medición anterior (ei).

ei = espesor obtenido en la fecha fi.

ef = espesor obtenido en la fecha ff.

Los valores de desgaste por punto obtenidos, se anotan en la Columna correspondiente del formato tipo DG-GPASI-IT-00204-2.

e) Cálculo de la velocidad de desgaste promedio y de la velocidad máxima ajustada.

Para calcular lo anterior, deben usarse las siguientes relaciones:

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

$$\bar{D}_{\max} = \bar{D} + 1.28 \frac{\bar{D}}{\sqrt{n}}$$

Dónde:

d1, d2, d3,..., dn = Velocidades de desgaste correspondientes a cada punto de la línea o equipo considerado.

n = Número de valores de velocidades de desgaste que intervienen en el cálculo.

D = Promedio aritmético de las velocidades de desgaste.

Dmáx. = Promedio ajustado estadísticamente.

Este promedio de desgaste ajustado se anota en la columna “velocidad de desgaste” del formato tipo DG-GPASI-IT-00204-3.

f) Determinación del mínimo espesor actual.

Con el fin de contar con los datos necesarios para el cálculo de la vida útil estimada (VUE), fecha de próxima medición (FPME) y fecha de retiro probable (FRP), se

requiere seleccionar el punto que tenga el espesor más bajo en cada uno de los diferentes diámetros de las secciones que compongan la unidad de control. Dichos espesores se denominarán “ek” y la fecha de medición correspondiente “fk”.

g) Determinación de la Vida Útil Estimada (VUE), Fecha de Próxima Medición (FPME) y Fecha de Retiro Probable (FRP).

1. Esta determinación se debe hacer aplicando las siguientes relaciones:

$$VUE = \frac{ek - Lr}{D_{max}}$$
$$FPME = fk + \frac{VUE}{3}$$
$$FRP = fk + VUE$$

Dónde:

Lr = Límite de retiro.

ek = Espesor más bajo encontrado en la última medición.

fk = Fecha de última medición.

En caso de que el lapso entre la última medición y la fecha de próxima medición (FPME) sea menor de un año, el siguiente análisis se debe hacer comparando los datos que se obtengan en esta última fecha, con los datos de la medición anterior que corresponda, para que la diferencia de ambas sea de un año ó mayor

La fecha de próxima medición será aquella que resulte más cercana, de la calculada para los diferentes diámetros.

Vida útil estimada (VUE).- Este resultado da una idea de cuándo es necesario solicitar los materiales requeridos para el cambio de las piezas de la unidad de control. Cuando este valor sea igual o inferior a 1.5 años, emplazar inmediatamente.

Fecha de próxima medición de espesores (FPME).- Esta fecha sirve para programar la próxima medición de la unidad de control en el programa general.

Fecha de retiro probable (FRP).- Con base en esta fecha, se deben efectuar los emplazamientos, siempre y cuando para tal fecha falten por transcurrir 1.5 años o menos.

#### 5.4.4 Cálculo de la presión máxima de trabajo permisible.

De acuerdo al código ASME sección VIII División I UG-98 nos indica que la presión máxima de trabajo permisible de un recipiente es la presión máxima que puede permitir en su posición normal de operación a la presión designada por la temperatura especificada. Este es el menor de los valores encontrados por el trabajo máximo permisible por cualquiera de las partes esenciales del recipiente por los principios dados en b) por debajo, y ajustados por cualquier diferencia de carga estática que pueda existir entre la parte considerada y la parte superior del recipiente.

La máxima presión de trabajo permisible para un recipiente es la máxima presión interna o externa, incluyendo la carga estática sobre la misma, está determinada por las reglas y fórmulas de esta División, a la vez con el efecto de cualquier combinación de cargas que figuran en UG-22 que es probable que ocurra, por la designada temperatura, excluyendo cualquier espesor de metal especificada como tolerancia de corrosión (se observa en la UG-25).

La presión máxima de trabajo permisible puede determinarse para más de una designada temperatura de operación, usando para cada temperatura un valor de esfuerzo permisible.

#### 5.4.5 Cálculo de la capacidad volumétrica

La capacidad volumétrica es la cantidad de sustancia que puede contener un recipiente, su cálculo se realiza mediante fórmulas geométricas obtenidas del Manual de Recipientes a Presión Megyesy en la parte II titulada: Geometría y trazo de los Recipientes Sujetos a Presión.

El cálculo del volumen se realiza en caso de no contar con el plano o documento que indique su capacidad, en caso contrario de contar con el plano o documento se hace la referencia al plano o documento.

#### 5.4.6 Cálculo de la prueba hidrostática del recipiente

Los equipos y recipientes sujetos a Pph que sean nuevos, fabricados en taller o en el centro de trabajo, deben cumplir con los requisitos establecidos en la NRF-028-PEMEX-2010.

De acuerdo a la NRF-150-PEMEX-2011 Prueba Hidrostática de Tuberías y Equipos indica en su apartado 8.2.1 la fórmula para calcular la presión de prueba hidrostática de equipos sujetos a presión, la fórmula es la siguiente:

$$P_{ph} = 1.3 * P_d \left( \frac{S_{tp}}{S_{td}} \right)$$

Dónde:

P<sub>ph</sub>= Presión de Ph en kPa (psi)

P<sub>d</sub>= Presión de diseño en kPa (psi)

S<sub>tp</sub>= Esfuerzo permisible a la temperatura de Ph en kPa (psi)

S<sub>td</sub>= Esfuerzo permisible a la temperatura de diseño en kPa (psi)

De acuerdo al código ASME sección VIII División I apartado UG- 98 indica que:

(b) Excepto en los casos permitidos en (a) y 27-3, recipientes diseñados por presión interna que serán sometidos a prueba de presión hidrostática en cada uno de los puntos del recipiente es por lo menos igual a 1.3 veces la máxima presión de trabajo permitida marcada sobre el recipiente, multiplicada por la proporción más baja (por los materiales con que el recipiente es construido) del valor del Esfuerzo S de la temperatura de diseño (de acuerdo a UG-21). Todas las cargas que pueden existir durante la prueba serán tomadas en cuenta.

(c) Una prueba hidrostática basada en una presión calculada puede ser utilizado por acuerdo entre el usuario y el fabricante. La presión de prueba hidrostática en la parte superior del recipiente será el mínimo de la presión de prueba calculado multiplicando la base por la presión de prueba calculada como se define en 3-2 por cada elemento de presión por 1.3 y reduciendo este valor por la carga hidrostática en ese elemento. Cuando esta presión es usada, el inspector se reservara el derecho de exigir al fabricante o el diseñador para proporcionar los cálculos usados para determinar la presión de prueba hidrostática por cada parte del recipiente.

#### 5.4.7 Identificación de los dispositivos de seguridad que protegen al recipiente

De acuerdo a la NOM-020-STPS-2011 los equipos deben contar con aparatos auxiliares, cuando aplique, instrumentos de medición de presión y dispositivos de seguridad (cuando se habla de dispositivos de seguridad se refiere a los accesorios o cualquier otro elemento calibrados para desahogar una sobrepresión, tales como válvulas de seguridad, válvulas de alivio de presión, discos de ruptura, entre otros.), de acuerdo a lo siguiente:

- a) El rango de los instrumentos de medición de presión debe abarcar entre 1.5 y 4 veces la presión normal de operación.
- b) Los instrumentos de medición de presión, aparatos auxiliares y dispositivos de seguridad deben estar sujetos a programas de revisión y mantenimiento y, en su caso, de calibración;
- c) El punto de ajuste de los dispositivos de seguridad y de alivio de presión, debe estar de acuerdo con los requisitos para la operación segura del equipo, tomando en cuenta que, en ningún caso, será mayor a la máxima presión de trabajo permitida.

#### 5.4.8 Cálculo del área de desfogue de los dispositivos de seguridad

Conforme a la NOM-020-STPS-2011 nos dice que el área de descarga nominal es el área nominal o calculada que determina el flujo de descarga a través de la válvula que se utiliza para calcular la capacidad de descarga de una válvula de relevo de presión; se debe diferenciar del área de descarga real. Mientras que el área de descarga real corresponde a la mínima área medida, que determina el flujo a través de la válvula.

#### 5.4.9 Certificado de los dispositivos de seguridad

El patrón debe contar con los documentos que validen la calibración, con patrones trazables de los instrumentos de medición con los que fueron ajustados o verificados los dispositivos de seguridad, con base en un programa de calibración establecido.

De acuerdo a la NOM-093-SCFI-1994, Válvulas de relevo de presión (Seguridad, seguridad-Alivio y alivio) operadas por resorte y piloto; fabricadas de acero y bronce, el certificado debe contener lo siguiente:

Datos de mantenimiento:

#### GENERAL

1. Partida No.
2. No. de identificación del usuario
3. Servicio línea o equipo
4. Cantidad requerida
5. Tobera, semitobera u otro
6. Diseño y tipo (A) Seguridad, alivio o seguridad-alivio  
(B) Convencional, balanceada u operada por piloto
7. Tipo de bonete (abierto/cerrado)

#### CONEXIONES

8. Entrada/salida
9. Rango de brida o rosca
10. Tipo de cara RF, RTJ, U otro

#### MATERIALES

11. Cuerpo/bonete
12. A Asiento/Disco  
B Asiento blando
13. Guía/Anillos
14. Resorte
15. Fuelle

#### ACCESORIOS

16. Capucha roscada o bridada
17. Palanca abierta o hermética
18. Mordaza de prueba (SI/NO)
19. Otros

#### BASES DE SELECCION

20. Código (NOM)

21. Fuego (INCENDIO)

22. Otros

#### CONDICIONES DE SERVICIO

24. Fluido y estado físico (líquido, gas o vapor)

25. Capacidad requerida por válvula (kg/hr, o m<sup>3</sup>/min o lts/min)

26. Peso molecular o gravedad específica a la temperatura de descarga

27. Viscosidad a temperatura de relevo (centipoises, c)

28. Presión de operación (bar)/presión de ajuste (bar)

29. Temperatura de operación (c)/temperatura de descarga (c)

30. Contrapresión constante (bar)

31. Contrapresión variable (bar)

#### PRESION DIFERENCIAL DE AJUSTE (bar)

33. Porcentaje de sobrepresión permisible

34. Factor de compresibilidad (Z)

#### AREA DEL ORIFICIO

35. Calculada (cm<sup>3</sup>)

36. Seleccionada (cm<sup>3</sup>)

37. Orificio

38. Modelo del fabricante

39. Fabricante

#### Datos de mantenimiento:

a) Fechas de mantenimiento preventivo anual.

b) Fechas de mantenimiento correctivo.

c) Razones de mantenimiento correctivo.

d) Nombre del responsable del mantenimiento.

e) Nombre del responsable de inspección.

f) Notas sobre cambio de partes.

g) Notas sobre partes que deben ser cambiadas para el próximo mantenimiento.

#### Reportes de inspección:

a. Fecha de inspección visual en operación.

- b. Fecha de inspección forzada con dispositivo de levante o presurización del sistema para accionar la válvula.
- c. Nombre del inspector.
- d. Notas de lo observado durante la inspección.

De acuerdo a la norma anteriormente mencionada, los dispositivos de seguridad para comprobar su estado de funcionamiento y las condiciones a las que esta se encuentra pueden realizarse cualquiera de las siguientes pruebas:

- 1) Presión neumática
  - 2) Presión de ajuste y diferencial de cierre
    - 2.1 Válvulas calibradas con aire o vapor de agua
    - 2.2 Válvulas calibradas con agua
  - 3) Hermeticidad o sello
    - 3.1 Prueba de aire
    - 3.2 Prueba con vapor de agua
    - 3.3 Prueba con agua
    - 3.4 Prueba con aire- Método Alternativo
- 4) Presión de ajuste a contrapresión

#### 5.4.10 Hojas de especificaciones de los dispositivos de seguridad

Las hojas de especificación de los dispositivos de seguridad al igual que las especificaciones de construcción de un equipo debe contener el tipo de material con el que está fabricado, sus dimensiones, las partes de las que se compone el dispositivo y los TAG correspondientes siendo estos denominados VSP-No. Correspondiente.

#### 5.4.11 Diagrama de localización de los dispositivos de seguridad



Corresponde al arreglo general del equipo sujeto a presión en el cual se indica la posición y dimensiones de la ubicación del dispositivo de la válvula en el equipo.

#### 5.4.12 Dictamen técnico de conformidad

Documento que ampara la ejecución de las actividades de integridad mecánica como parte de los trabajos, para la certificación conforme a la Norma Oficial Mexicana NOM-020-STPS-2011 “Recipientes Sujetos a Presión, Recipientes Criogénicos y generadores de vapor- Funcionamiento-Condiciones de Seguridad”, el dictamen debe contener la siguiente información:

Ubicación.

Equipo.

No. de Control de la STPS.

Dibujo del recipiente.

Presión máxima de trabajo.

Análisis de medición de espesores y Vida Remanente, incluida la velocidad de Desgaste, Fecha próxima Medición de Espesores, Fecha probable de Retiro.

Reporte de la inspección visual.

Dibujo o croquis de los dispositivos de seguridad que protegen al equipo.

Tabla que contenga los resultados de los cálculos de la Presión Máxima de Trabajo, Vida remanente, Velocidad de desgaste.

Recomendaciones de inspección.

Análisis que determina si el equipo puede continuar operando a las condiciones actuales de operación.

Firma del Especialista de Seguridad Industrial, el jefe de la planta y del Jefe de mantenimiento de Plantas Químicas

#### 5.4.13 Reporte de líquidos penetrantes

En concordancia al apartado UG-103 este método es realizado de acuerdo al apéndice 8 del código ASME sección VIII División I.

Los registros sobre los resultados de las pruebas de presión y/o exámenes no destructivos a los equipos comprende, según aplique, la información siguiente:

- a) El nombre genérico del equipo;
- b) El número de control asignado por la Secretaría, en su caso;
- c) El tipo de prueba de presión o de exámenes no destructivos realizados
- d) Los equipos utilizados y sus características
- e) Los resultados de la prueba de presión o de los exámenes no destructivos realizados, y
- f) El nombre y firma del responsable de avalar los resultados de las pruebas de presión o exámenes no destructivos.

#### **5.5 Resumen cronológico de las revisiones y mantenimiento efectuados, de acuerdo a un programa debidamente registrado y documentado, avalado por el área de mantenimiento.**

De acuerdo a la NOM-020-STPS-2011, las revisiones y mantenimiento efectuado a los equipos deben contener la siguiente información:

- a) Las fechas de ejecución;
- b) El periodo de ejecución;
- c) El tipo y la descripción general de las actividades por realizar, y
- d) El nombre del (de los) responsable(s) de la programación y ejecución de las actividades.

El formato manejado en el complejo Petroquímico Cangrejera es el siguiente:

RESUMEN CRONOLÓGICO DE LA REVISIÓN Y MANTENIMIENTO EFECTUADO DE ACUERDO A UN PROGRAMA DEBIDAMENTE REGISTRADO Y DOCUMENTADO; AVALADO POR EL ÁREA DE MANTENIMIENTO.

FECHA: \_\_\_\_\_

PLANTA: \_\_\_\_\_

EQUIPO: \_\_\_\_\_

Nº DE CONTROL DE LA STPS: \_\_\_\_\_

#### ACTIVIDADES REALIZADAS

NOMBRE: \_\_\_\_\_

CARGO: \_\_\_\_\_

FIRMA: \_\_\_\_\_

### **5.6 Resumen cronológico de las modificaciones y alteraciones efectuadas, debidamente registrada y documentada, avalada por el área de mantenimiento.**

Alteraciones por cambios físicos son los siguientes: agregar boquillas; reparar, reforzar o sustituir lienzos en recipientes sujetos a presión; cambiar espejos, hogar o tubos que impliquen soldadura en calderas pirotubulares; reemplazar tubos, especialmente cuando se cambia el calibre en calderas acuotubulares; modificaciones de diseño al quemador, o sustitución de combustible.

De acuerdo a la NOM-020-STPS-2011, las revisiones y mantenimiento efectuado a los equipos deben contener la siguiente información:

- a) Las fechas de ejecución;
- b) El periodo de ejecución;
- c) El tipo y la descripción general de las actividades por realizar, y
- d) El nombre del (de los) responsable(s) de la programación y ejecución de las actividades.

El formato manejado en el complejo Petroquímico Cangrejera es el siguiente:

LOGO COMPLEJO PETROQUIMICO CANGREJERA  
SUBGERENCIA DE CALIDAD, SEGURIDAD INDUSTRIAL Y PROTECCION AMBIENTAL  
SUPERINTENDENCIA DE SEGURIDAD INDUSTRIAL

PLANTA: \_\_\_\_\_

### RESUMEN CRONOLÓGICO DE LAS MODIFICACIONES Y ALTERACIONES EFECTUADAS AL RECIPIENTE

FECHA: \_\_\_\_\_

EQUIPO: \_\_\_\_\_

N° DE CONTROL DE LA STPS: \_\_\_\_\_

#### ACTIVIDADES REALIZADAS

NOMBRE: \_\_\_\_\_

CARGO: \_\_\_\_\_

FIRMA: \_\_\_\_\_

**5.7 Resumen cronológico de las reparaciones que implicaron soldadura en el cuerpo del equipo sujeto a presión, debidamente registrada y documentada, avalada por el área de mantenimiento.**

El patrón cumple cuando demuestra que realiza las reparaciones de los equipos que requieren soldadura o alteraciones, con personal calificado.

De acuerdo a la NOM-020-STPS-2011, las revisiones y mantenimiento efectuado a los equipos deben contener la siguiente información:

- a) Las fechas de ejecución;
- b) El periodo de ejecución;
- c) El tipo y la descripción general de las actividades por realizar, y
- d) El nombre del (de los) responsable(s) de la programación y ejecución de las actividades.

El formato manejado en el Complejo Petroquímico Cangrejera es el siguiente:

LOGO

COMPLEJO PETROQUIMICO CANGREJERA  
SUBGERENCIA DE CALIDAD, SEGURIDAD INDUSTRIAL Y PROTECCION AMBIENTAL  
SUPERINTENDENCIA DE SEGURIDAD INDUSTRIAL

PLANTA: \_\_\_\_\_

RESUMEN CRONOLÓGICO DE LAS REPARACIONES QUE IMPLICARON SOLDADURA EN EL CUERPO DEL RECIPIENTE SUJETO A PRESIÓN.

FECHA: \_\_\_\_\_

EQUIPO: \_\_\_\_\_

N° DE CONTROL DE LA STPS: \_\_\_\_\_

#### ACTIVIDADES REALIZADAS

NOMBRE: \_\_\_\_\_

CARGO: \_\_\_\_\_

FIRMA: \_\_\_\_\_

### 5.8 Anexos.

Dado el caso de que el expediente contenga o no este apartado, los anexos incluyen la memoria de cálculo realizado al equipo, fotografías, imágenes, etc.

## **CAPITULO VI**

**INTEGRACIÓN DEL EXPEDIENTE DE INTEGRIDAD MECÁNICA DEL ENFRIADOR DE ÓXIDO DE ETILENO (EQUIPO CH-200 A).**

## **6.1 Lista de los equipos a certificar en el año 2014:**

1. Equipo E-310 Caldereta.
2. Equipo D-320 Reabsorbedora.
3. Equipo D-511 Primer efecto de evaporación de glicol.
4. Equipo D-512 Segundo efecto de evaporación de glicol.
5. Equipo D-513 Tercer efecto de evaporación de glicol.
6. Equipo D-610 Secadora de glicol.
7. Equipo D-620 Purificadora de glicol.
8. Enfriador de óxido de etileno CH-200 A.
9. Enfriador de óxido de etileno CH-200 B.
10. Enfriador de óxido de etileno CH-201 A.
11. Enfriador de óxido de etileno CH-201 B.



## 6.2 ÍNDICE

### I N D I C E

#### CH-200 A

- 1.- **Documentos de Fabricación.**
  - 1.1.- Planos de Construcción del Fabricante
  - 1.2.- Certificado de Fabricación.
  - 1.3.- Ficha Técnica (antes placa de identificación)
  - 1.4.- Croquis de Localización del Recipiente
  - 1.5.- Fotografía o Calca de Placa de Datos del Equipo
- 2.- **Formato de Ampliación de la Vigencia.**
- 3.- **Descripción Breve de la Operación del Recipiente.**
- 4.- **Resumen Cronológico de las Pruebas de Presión Realizadas al Recipiente o Exámenes no Destructivos.**
  - 4.1.- Reporte de los Ensayos No Destructivos  
Dibujo en AutoCAD.  
Reporte y Análisis de Medición de Espesores.  
Cálculo de la Presión Máxima de Trabajo Permisible.  
Cálculo de la Capacidad Volumétrica.  
Cálculo de la Prueba Hidrostática del Recipiente.
  - 4.2.- Identificación de los dispositivos de seguridad que protegen al Recipiente.  
Cálculo del Área de Desfogue de los Dispositivos de Seguridad.  
Certificado de los dispositivos de seguridad.  
Hojas de especificaciones de los dispositivos de seguridad.  
Diagrama de localización de los dispositivos de seguridad.
  - 4.3.- Dictamen Técnico de Conformidad.  
Reporte de Líquidos penetrantes
- 5.- **Resumen cronológico de las revisiones y mantenimientos efectuados, de acuerdo con un programa debidamente registrado y documentado, avalado por el área de mantenimiento.**
- 6.- **Resumen cronológico de las modificaciones y alteraciones efectuadas, debidamente registrada y documentado, avalado por el área de mantenimiento.**
- 7.- **Resumen cronológico de las reparaciones que implicaron soldadura en el cuerpo del recipiente sujeto a presión, debidamente registrado y documentado, avalado por el área de mantenimiento.**
- 8.- **Anexos**

### **6.3.- Documentos de Fabricación del CH-200 A.**

PETROLEOS MEXICANOS  
GERENCIA DE PROYECTOS Y CONSTRUCCION  
**CAMBIADORES DE CALOR**

HOJA DE ESPECIFICACIONES 14001

Num. Q-166-63-01-1400

1.- CLASIFICACION: **CH-200 A/B** SERVICIO: **ENFRIAMIENTO OXIDO DE ETILENO**  
 2.- CALOR: **1,011,600** BTU/HR. TIPO: **HORIZ X VERT. TUBOS** CAMISA  
 3.- FABRICANTE: **SWELO MEX** MODELO DE FAB: **1-46-4P.52H**

	CAMISA		TUBOS	
	ENTRADA	SALIDA	ENTRADA	SALIDA
4.- FLUIDO	SOLUC. ETILENOGASOL AGUA CA 40%		OXIDO DE ETILENO	
5.- FLUJO TOTAL	180,000 LBS/HR		30,250	
6.-				
7.- LIQUIDO	180,000 LBS/HR		30,250	
8.- Sp.Gr.	1.064 @ 14 °F	1.062 @ 21 °F	0.84 @ 104 °F	0.89 @ 39 °F
9.- COND. TERM.	0.265 @ 14 °F	0.255 @ 21 °F	@ 104 °F	0.230 @ 39 °F
10.- CALOR ESPECIFICO	0.8 @ 14 °F	0.81 @ 21 °F	0.5 @ 104 °F	0.47 @ 39 °F
11.- VISCOSIDAD	8 @ 14 °F	7 @ 21 °F	0.25 @ 104 °F	0.30 @ 39 °F
12.- P. M.	90.1	90.1	44	44
13.-				
14.- VAPOR				
15.- PESO MOLECULAR				
16.- COND. TERM.				
17.- CALOR ESPECIFICO				
18.- VISCOSIDAD				
19.- DENSIDAD (Lb / PIE <sup>3</sup> )				
20.- DATOS ADICIONALES EN HOJA				
21.- OPERACION: TEMPERATURA	14 °F	21 °F	104 °F	39 °F
22.- PRESION (ATMOS. PSIA)	50		100	
23.- VELOCIDAD				2.96
24.- CAIDA DE PRESION (NOTA A)			DISP. 10	CALC. 2.1
25.- DISEÑO: TEMPERATURA		100		200
26.- PRESION	75		MIN 125	PRUEBA
27.- FACT. DE INCRUST.	0.0034	CALC.	MIN 0.0014	CALC.
28.- TOLERANCIA POR CORROSION MIN	1/8"			RINGBOND
29.- NUMERO DE PASOS POR CAMISA	1			6
30.- ARRANGLLO	BANCOS EN PARAL DE CAMISA EN SERIE		BANCOS EN PARAL DE CAMISA EN SERIE	

31.- AREA TOT (NOTA B) PIES <sup>2</sup>	422	CAMISA NO. X D.I.	136	MAMP TRANSV TIPO	FC
32.- AT m		TUBOS NO. POR CAMISA		NUM Y ESPACIAMIENTO	140
33.- AT CORREGIDA	47.121	D. EX LONGITUD	3/4 PULG X 192 PULG	CORTE SEG	
34.- COEFICIENTE LIMPIO	75.75	CALIBRE SWG	18 FROM	MAMP. ENTRADA	(S) (N)
35.- SERVICIO	56	PASO	1/4 PULG	PESO C/HAZ	
36.- CODIGO (NOTA D)		HAZ DE TUB. REMOVIBLE	(S) (N)	HAZ Y CAMISA	155
37.- PLACA CODIGO	(S) (N)	CABEZA FLOTANTE		LLENO DE AGUA	129

38.- MATERIALES (MARCAR RELEVADO DE ESP. R.E. RADIOGRAFICO R. X.)		BOQUILLAS (NOTA C)	
39.- TUBOS	Ac. Inox. sin COSTURA	ENTRADA	1 1/2" 150# R.F.
40.- ESPEJOS	A-240-304L	SALIDA	1 1/2" 150# R.F.
41.- MAMPARAS	A-36	OREN	
42.- SOPORTES TUBOS	A-36	VENTEO	
43.- ATIZADORES Y ESPACIADORES		MANOMETRO C/B	
44.- MAMPARA LONG		TERMOPOCO/C	
45.- CAMISA	A-515-70		
46.- TAPA CAMISA/BRIDA			
47.- CARRETE	A-204-304L		
48.- TAPA CARRETE/BRIDA			
49.- TAPA CABEZA FLOT.			
50.- BRIDAS CARRETE	150# R.F.		
51.- BRIDAS BOQUILLAS CARRETE	150# R.F.		
52.- BRIDAS CAMISA	150# R.F.		
53.- BRIDAS BOQUILLA CAMISA	150# R.F.		

Q-166-63-01/1400  
CH-200 A/B

NOTAS:  
 PARA CONDENSADORES Y REBOILERS TIPO THERMISIFON LA CAIDA DE PRESION DADA INCLUYE LA CARGA ESTATICA ENTRE LAS LINEAS DEL CENTRO DE LA ENTRADA Y SALIDA B- AREA EXTENSION DE LOS TUBOS, INCLUYENDO EL AREA EN ESPERAS C- ODA UNIDAD CO TAPA BRIDA Y LLENADO DE AGUA D- LA PLACA DE CODIGO DE IDENTIFICACION DE LA CONSTRUCCION LONGITUDINALS, FABRICADAS POR FORTUO DE MEXICO CON ANILLOS DE 1/2" DE ESPESOR

### **6.3.1.- Planos de Construcción del Fabricante**



### **6.3.2.- Certificado de Fabricación.**

**POR SER UN EQUIPO USADO QUE ENTRO EN OPERACIÓN EN EL AÑO 1976 ESTE EQUIPO NO CUENTA CON DATA REPORT ORIGINAL.**

### **6.3.3.- Ficha Técnica**



FECHA: 31 de Julio de 2014

FICHA TÉCNICA

DATOS DE RECIPIENTE	
K) NOMBRE GENÉRICO DEL EQUIPO	Enfriador de Óxido de Etileno
L) TAG DEL EQUIPO	CH-200 A
M) NÚMERO DE CONTROL ASIGNADO POR LA STPS	30-UF090669-02
N) AÑO DE FABRICACIÓN Y FABRICANTE	1980 Swecomex S. A de C.V Guadalajara, Jal. México.
O) CÓDIGO O NORMA DE CONSTRUCCIÓN	ASME SECCIÓN VIII, DIVISIÓN 1
P) FUIDO /TIPO RIESGO	LADO CUERPO: Sol. Etilenglicol-agua al 40% LADO TUBOS: Óxido de Etileno
Q) PRESIÓN DE DISEÑO	LADO CUERPO: 1.04 Kg/cm <sup>2</sup> LADO TUBOS: 8.78 Kg/cm <sup>2</sup>
R) PRESIÓN DE OPERACIÓN	LADO CUERPO: 3.50 Kg/cm <sup>2</sup> LADO TUBOS: 7.03 Kg/cm <sup>2</sup>
S) PRESIÓN MAXIMA DE TRABAJO	LADO CUERPO: 39.20 Kg/cm <sup>2</sup> LADO TUBOS: 20.22 Kg/cm <sup>2</sup>
T) PRESIÓN DE PRUEBA HIDROSTATICA	LADO CUERPO: 1.352 Kg/cm <sup>2</sup> LADO TUBOS: 11.414 Kg/cm <sup>2</sup>
K) CAPACIDAD VOLUMÉTRICA	0.6 m <sup>3</sup>
P) CAPACIDAD TÉRMICA	254918.91 Kcal/hr
Q) TEMPERATURA DE DISEÑO	LADO CUERPO: 37.77 ° C LADO TUBOS: 93.33 ° C
R) TEMPERATURA DE OPERACIÓN	LADO CUERPO: -10/-6 ° C LADO TUBOS: 40/1.1 ° C
S) DISPOSITIVO DE SEGURIDAD	LADO CUERPO: PSV-147 CALIBRADA A 4.2 Kg/Cm <sup>2</sup> ) LADO CUERPO: PSV-151 CALIBRADA A 8.7 Kg/Cm <sup>2</sup>

ING. ALFREDO ORTIZ RODRIGUEZ

ESPECIALISTA EN SEGURIDAD INDUSTRIAL

### **6.3.4.- Croquis de Localización del Recipiente**



### **6.3.5.- Fotografía o Calca de Placa de Datos del Equipo**

# Placa del CH-200 A Enfriador de oxido de Etileno

INSTITUTO MEXICANO DEL PETRÓLEO

	CH-200 A	MÉDICO	ESTACION TÉCNICA DE ETILENO PÉLICO
		1960	CERRITOS
	PETROLEOS MEXICANOS		
	SINCOMEX S.A. P.E.C.Y.		
	ALMACENAMIENTO DE GASO DE ETILENO	LOCALIDAD	LAGUNAS DE SAN CARLOS
	UNIDAD	CUBICATA	TONOS
PRESION OPERATIVA	15.1/14.2	6.27	4.72
TEMPERATURA (H/4)	5	15.77	17.22
PRESION DE VENTA	16.1/15.2		
SISTEMA DE CONTROLACION		14.515.70	24.46.000
VALVULAS MANOMETRICO	11.00	6.78	
VALVULAS CERRADO			
MATERIAL DE EMERGENCIA			
AREA DE TRANSFERENCIA			
NO. PUNTO	11.00	1.24	
CALIBRE	10.76	1.1	
DIMENSIONES	1.2	1.777	
PRESION	10.0	1.1	
VOLUMEN			
FORMA DE CONSTRUCCION			
MATERIAL DE CONSTRUCCION EMPLEADO			

<b>PLACA DE IDENTIFICACIÓN</b>	
<b>No. DE IDENTIFICACIÓN:</b>	CH-200 A
<b>NOMBRE GENÉRICO:</b>	ENFRIADOR DE ÓXIDO DE ETILENO
<b>FECHA DE FABRICACIÓN:</b>	1980 Swecomex S. A de C.V Guadalajara, Jal. Mex.
<b>NÚMERO DE STPS:</b>	30-UF090669-02
<b>PRESIÓN DE OPERACIÓN:</b>	LADO CUERPO: 3.50 Kg/cm <sup>2</sup> LADO TUBOS: 7.03 Kg/cm <sup>2</sup>
<b>TEMPERATURA DE OPERACIÓN:</b>	LADO CUERPO: -10/-6 ° C LADO TUBOS: 40/1.1 ° C
<b>FLUIDO:</b>	LADO CUERPO: Sol. Etilenglicol-agua al 40% LADO TUBOS: Óxido de Etileno
<b>UBICACIÓN</b>	ALMACENAMIENTO DE ÓXIDO DE ETILENO
<b>MATERIAL:</b>	LADO CUERPO: SA-516-70K LADO TUBOS: SA-179K
<b>ESPEJOR DE DISEÑO:</b>	LADO CUERPO: 9.52 mm LADO TUBOS: 9.52 mm
<b>CÓDIGO DE EVALUACIÓN:</b>	ASME SECCIÓN VIII, DIVISIÓN 1

## **6.4.- Formato de ampliación de vigencia del CH-200 A**



DEPENDENCIA: **DELEGACIÓN FEDERAL DEL TRABAJO  
EN EL ESTADO DE VERACRUZ.**  
SECCIÓN: **DIRECCIÓN JURÍDICA**  
MESA: **SUBDIRECCIÓN DE CERTIFICACIÓN**  
NUM. DE OFICIO: **S.C./150/3133/2009**

**SECRETARIA DEL TRABAJO  
Y PREVISION SOCIAL**

**ASUNTO: AUTORIZACIÓN DE FUNCIONAMIENTO.**

Xalapa Enríquez, Veracruz de Ignacio de la Llave, 24 de noviembre de 2009.

**C. ING. JORGE LUIS HERMIDA MAYANS  
REPRESENTANTE LEGAL DE LA EMPRESA:  
PEMEX PETROQUIMICA  
CENTRO DE TRABAJO COMPLEJO PETROQUIMICO CANGREJERA  
CARRETERA COATZACOALCOS - VILLAHERMOSA KM. 10  
CÓDIGO POSTAL 96400  
MUNICIPIO DE COATZACOALCOS,  
VERACRUZ DE IGNACIO DE LA LLAVE**

Me refiero a su solicitud/aviso de funcionamiento de un Recipiente Sujeto a Presión, recibido en esta Delegación el 12 de octubre de 2009 y con fundamento en lo dispuesto por la Fracción XV del artículo 123 del apartado "A" de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos, así como en el Artículo 132, Fracción XVII de la Ley Federal del Trabajo, y en el Artículo 29 fracción I del Reglamento Federal de Seguridad, Higiene y Medio Ambiente de Trabajo y los puntos 5.2 y 8.3 numerales 8.3.1 al 8.3.6 de la NOM-020-STPS-2002.

Después de evaluar el dictamen de fecha 31 de agosto de 2009 con número de Folio 5917 emitido por la Unidad de Verificación Asesoría en Equipo Cryogenico y a Presion, S.A de C.V. con registro UVSTPS-097 representada por el C. Ing. Francisco Javier Pérez Robles, al equipo denominado **CH-200 A, Enfriador de Oxico de Etileno, TAG. CH-200 A, número de serie sin especificar**, que se encuentra instalado y funcionando en el domicilio que se señala al rubro y los demás documentos.

Se le comunica y hace efectos de notificación que:

**SE AUTORIZA EL FUNCIONAMIENTO DEL EQUIPO EN COMENTO, BAJO  
EL NUMERO DE CONTROL: 30-UF090669-02**

La presente tiene una vigencia de 5 años contados a partir del 31 de agosto de 2009 al 31 de agosto de 2014 y quedara sin efectos si al equipo antes descrito es alterado, modificado o cambiado de lugar dentro o fuera del centro de trabajo.

AL CONTESTAR ESTE OFICIO, CITENSE  
LOS DATOS CONTENIDOS EN EL CUADRO  
DEL ANGULO SUPERIOR DERECHO.

**A T E N T A M E N T E,**  
**SUFRAGIO EFECTIVO. NO REELECCIÓN.**  
CON FUNDAMENTO EN EL ARTICULO 41 DEL REGLAMENTO INTERIOR DE LA SECRETARIA DEL TRABAJO Y PREVISION SOCIAL, LA PRESENTE AUTORIZACIÓN LA SUSCRIBE EL DIRECTOR JURÍDICO DELEGACIONAL, EN AUSENCIA DEL C. DELEGADO FEDERAL DEL TRABAJO.

**LIC. VICENTE I. VELASCO LOZA**  
SECRETARIO DE TRABAJO  
Y PREVISION SOCIAL  
del Trabajo  
XALAPA, VERACRUZ

C.c.p.- Subdirección de Supervisión y Control.- Para su conocimiento y tramite correspondiente.  
C.c.p.- Jefe de la Oficina Federal del Trabajo.- Para su conocimiento y tramite.  
C.c.p.- Expediente. - Minutarios.

VIVL/MERH/evw\*



FORMATO N-020  
SOLICITUD/AVISO

Bloque 1 Tipo de trámite:

Solicitud de autorización de funcionamiento	<input type="checkbox"/>	No. de Control S.T.P.S.	No aplica
Aviso de funcionamiento (con participación de UV)	<input checked="" type="checkbox"/>	No. de Control S.T.P.S.	No aplica
Solicitud de ampliación de la vigencia	<input type="checkbox"/>		
Aviso de ampliación de la vigencia (con participación de UV)	<input type="checkbox"/>		

Bloque 2 Datos del patrón:

Nombre, razón o denominación social: Complejo Petroquímico Cangrejera  
 Domicilio completo del centro de trabajo donde se ubica: Carretera Coatzacoalcos-Villahermosa km 10.  
 Coatzacoalcos, Veracruz. C.P. 96400

Bloque 3 Identificación del equipo:

Nombre o número de identificación: CH-200 A Enfriador de Oxido de Etileno  
 Número de serie: Sin Dato  
 Ubicación física del equipo en el centro de trabajo (área o planta): Almacenamiento de Oxido de Etileno  
 Tipo y uso: Horizontal soportado sobre silletas, Enfriador de Oxido de Etileno



Bloque 4 Especificaciones técnicas del equipo:

Fabricante, lugar y año de fabricación: Swecomex S.A de C.V Guadalajara Jal. Mex, 1980  
 Código principal de diseño y fabricación: ASME SECCIÓN VIII DIVISIÓN 1

Presión de diseño	Lado Cuerpo	5.27	kg/cm <sup>2</sup>	Lado Tubos	8.78	kg/cm <sup>2</sup>
Presión de operación	Lado Cuerpo	3.50	kg/cm <sup>2</sup>	Lado Tubos	5	kg/cm <sup>2</sup>
Presión máxima de trabajo permitida	Lado Cuerpo	13.15	kg/cm <sup>2</sup>	Lado Tubos	19.10	kg/cm <sup>2</sup>
Temperatura de diseño	Lado Cuerpo	37.77	°C	Lado Tubos	93.33	°C
Temperatura de operación	Lado Cuerpo	28.0	°C	Lado Tubos	28.0	°C

Capacidad volumétrica (para recipientes): No aplica  
 Superficie de calefacción (para calderas): No aplica  
 Número de tipos de dispositivos de seguridad (con presiones de calibración):  
 Lado Cuerpo: PSV-147 ( 4.2 kg/cm<sup>2</sup>)  
 Lado Tubos: PSV-151 ( 8.7 kg/cm<sup>2</sup>)

Bloque 5 Condiciones del equipo:

Nuevo  - En operación  Años 26 De uso  Años     

Bloque 6 Demostración de la seguridad del equipo:

Del recipiente:  
 Prueba de presión (apartado 9.1) precisar   
 Exámenes no destructivos (apartado 9.2)   
 Expediente de integridad mecánica (apartado 9.3)   
 Método alternativo (se debe anexar la documentación a que se refiere el apartado 9.4)   
Del dispositivo de seguridad:  
 Pruebas de funcionamiento (apartado 9.5)   
 Demostración documental (apartado 9.6)



Bloque 7 Representante legal:

Nombre y firma Ing. Jorge Luis Hermida Mayans  Fecha: 30 del 4to de 2009

## **6.5.- Descripción breve de la operación del equipo**

**CH-200A.**

PLANTA: ÓXIDO DE ETILENO

CLAVE: CH-200 A ENFRIADOR DE ÓXIDO DE ETILENO.

No. DE AUTORIZACIÓN STPS: 30-UF090669-02 FECHA: 31 de Julio de 2014

## **DESCRIPCIÓN BREVE DE LA OPERACIÓN DEL RECIPIENTE**

<b>DESCRIPCIÓN BREVE DE OPERACIÓN</b>	LA CARGA DE ÓXIDO DE ETILENO CALIENTE PROVENIENTE DE LA PLANTA DE ÓXIDO DE ETILENO ENTRA EN FLUJO DIVIDIDO A LOS EQUIPOS CH-200 A/B POR EL LADO TUBOS PARA INTERCAMBIAR CALOR CON LA MEZCLA DE ETILENGLICOL AL 40% AGUA PARA POSTERIORMENTE SER ENVIADO A LAS ESFERAS DE ALMACENAMIENTO TE-121 Y TE-122
<b>RIESGOS INHERENTES</b>	PUEDEN SER FALLAS EN LA CONSTRUCCIÓN, FALLAS MECÁNICAS Y/O ERRORES EN OPERACIÓN, LO CUAL REPERCUTE EN LA INTEGRIDAD Y A SU VEZ EN LAS CONDICIONES SEGURAS DEL EQUIPO.
<b>MEDIOS DE CONTROL</b>	<ul style="list-style-type: none"><li>• EL EQUIPO CUENTA CON INDICADOR DE PRESIÓN (PI-200 A) Y EL INDICADOR DE TEMPERATURA (TI-200 A) POR EL LADO ENVOLVENTE</li><li>• POR EL LADO TUBOS CUENTA CON EL INDICADOR DE PRESIÓN (PI 368), Y EL INDICADOR DE TEMPERATURA (TI-73), TI (TI-76) Y CUENTA CON VÁLVULA DE CONTROL VC-T-9</li><li>• POR EL LADO CUERPO ESTA PROTEGIDO CON LAS VALVULAS DE ALIVIO, PSV-147 CALIBRADA A 4.2 Kg/Cm<sup>2</sup> Y LADO TUBO LA PSV-151, CON PRESIÓN DE CALIBRACIÓN DE 8.7 Kg/Cm<sup>2</sup>.</li></ul>

NOMBRE: ING. JUAN FLORES MOHA

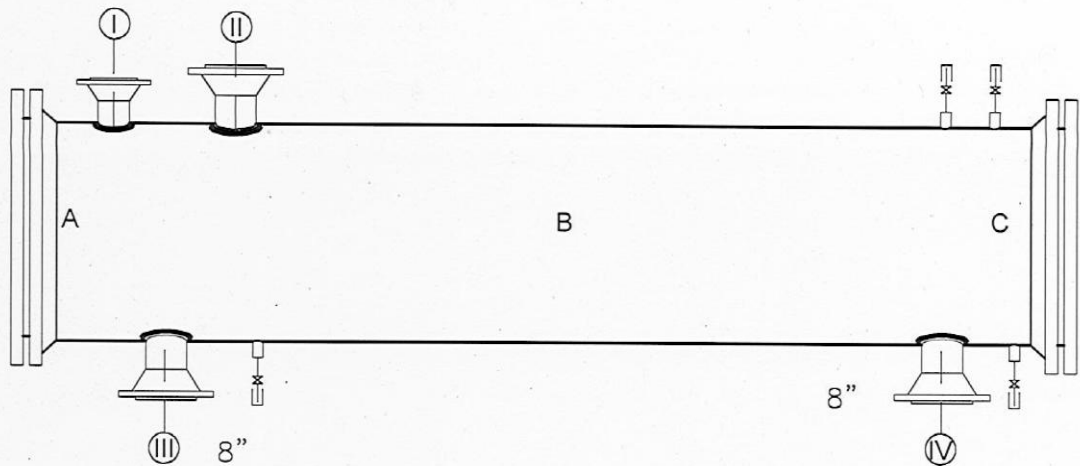
CARGO: JEFE DE OPERACIÓN DE LA PLANTA DE ÓXIDO DE ETILENO

FIRMA: \_\_\_\_\_

**6.6.- Resumen cronológico de las pruebas de presión realizadas al recipiente CH-200 A o exámenes no destructivos.**

### **6.6.1. a.- Dibujo del CH-200 A**

# CH-200-A



DATOS DE DISEÑO			CARACTERISTICAS DE BOQUILLAS						
CODIGO: ASME SECCION VIII DIV. 1			MARCA	DIA	CED	E.O.	RANGO	TIPO	SERVICIO
SERVICIO: ENFRIADOR DE OXIDO DE ETILENO			I	8"	80	0.500"	300#	W.N.R.F	ENTRADA LADO CORAZA
FLUIDO: CORAZA:ETILENO LADO TUBOS:OXIDO DE ETILENO			II	8"	80	0.500"	300#	W.N.R.F	SALIDA LADO CORAZA
DESCRIPCION	LADO CORAZA	LADO TUBOS	III	8"	80	0.500"	300#	W.N.R.F	ENTRADA LADO TUBOS
PRESION DE OPERACION Kg/cm <sup>2</sup> :	3.50	7.03	IV	8"	80	0.500"	300#	W.N.R.F	SALIDA LADO TUBOS
PRESION DE DISEÑO Kg/cm <sup>2</sup> :	1.04	8.78		3/4"			6000#	N.P.F	
PRESION DE PRUEBA HIDROST. Kg/cm <sup>2</sup> :			K	3/4"			6000#	N.P.F	
TEMPERATURA DE OPERACION °C :	-10/-6	40/1.1	H	3/4"			6000#	N.P.F	
TEMPERATURA DE DISEÑO °C :	37.77	93.33							
RELEVADO DE ESFUERZO :	NO	NO							
CORROSION PERMISIBLE (mm) :	0.00	3.17							
RADIOGRAFIADO :	85%	85%							
MATERIAL :	SA-516-70K	SA-179K							
MATERIAL CUELLO DE BOQUILLAS:	A-106 GR B	A-106 GR B							
ESPOSOR ORIGINAL NOMINAL (mm):	9.52	9.52							
TIPO DE TAPAS: ELIPSOIDAL									
EFICIENCIA DE JUNTAS %:	0.85	0.85							
AISLAMIENTO:	SI	SI							
TUBOS DE TRANSFERENCIA:	MATERIAL: A-240 304								
CANTIDAD: 424	No. DE PASOS: CUERPO TUBOS								
DIAMETRO: 25 mm	000 - 000								
CALIBRE (ESPOSOR): 00000	ARREGLO: <input type="checkbox"/> <input type="checkbox"/> <input type="checkbox"/> > 00.000 mm								
			<b>PEMEX COMPLEJO PETROQUÍMICO CANGREJERA</b> <b>CARRETERA VILLA HERMOSA-COATZACOALCOS KM. 10</b> <b>PETROQUÍMICA SUPERINTENDENCIA DE SEGURIDAD INDUSTRIAL</b>						
			Lev/Elab: <i>RENE SORIANO VASQUEZ</i>				PLANTA: ISOMERIZADORA DE PENTANOS		
			REV: <i>ING. ALFREDO ORTIZ RODRIGUEZ</i>				UNIDAD DE CONTROL DE MEDICION DE		
			APROB: <i>ING. BERNABE SANCHEZ SOTO</i>				ESPESORES A EQUIPOS ELEVACION FRONTAL Y LATERAL.		
			FECHA: <i>FEBRERO, 2014</i>				No. DE CONTROL: 30-UF030622-02 EQUIPO: CH-200-A		
			REV: 0 ESCALA: SIN						
			PLANO DE REFERENCIA: S-56/40567						

**6.6.1. b.- reporte y análisis de medición de espesores.**

**CH-200 A**









COMPLEJO PETROQUIMICO CANGREJERA  
SUBGERENCIA DE CALIDAD, SEGURIDAD INDUSTRIAL Y PROTECCION AMBIENTAL  
SUPERINTENDENCIA DE SEGURIDAD INDUSTRIAL  
ANALISIS DE MEDICIÓN DE ESPESORES A UNIDADES DE CONTROL

PLANTA: ÓXIDO DE ETILENO FECHA: SEPTIEMBRE 2014

CIRCUITO/EQUIPO: CH-200 A

UNIDAD DE CONTROL: ENVOLVENTE DIBUJO N°: S-56/40567

CONSIDERACIONES:  
1. Basado en el procedimiento para el registro, análisis, Inspección y medición de espesores en tuberías, niplería y equipos (GSIPA-IT-0204).  
2. Se eliminan todos los valores que excedan en 20% o mas el espesor original, cuando este sea conocido y se considere confiable (9.4.1 del procedimiento antes mencionado)

ESPOSOR ORIGINAL DE LA UNIDAD DE CONTROL eo= .380plg = 9.652mm

LIMITE DE RETIRO (ESPOSOR DE DIS EN COND. CORR) LR=.007plg =.17mm

NIVEL	PUNTO P	MEDICION DE ESPESORES EN		ef<1.2*eo?	CONSIDERACION DE MEDICIÓN ¿SEGÚN 1.1?	DIFERENCIAS EN EL PUNTO DE LA PAREJA =ei-ef (plg)	VEL. DE DESGASTE EN EL PUNTO DE MEDICION D (plg/año)
		FECHA fi=	FECHA ff=				
		01-jul-09	01-nov-12				
		PERIODO ENTRE fi y ff 3.33973 años					
		ei (plg)	ef(plg)				
A	N	0.36	0.392	SI	1	-0.033	0.0000
	SUP	0.38	0.384	SI	1	-0.006	0.0000
	E	0.36	0.391	SI	1	-0.029	0.0000
	O	0.38	0.386	SI	1	-0.011	0.0000
B	N	0.34	0.386	SI	1	-0.049	0.0000
	SUP	0.33	0.392	SI	1	-0.060	0.0000
	E	0.34	0.380	SI	1	-0.044	0.0000
	O	0.34	0.394	SI	1	-0.055	0.0000
C	N	0.331	0.344	SI	1	-0.013	0.0000
	SUP	0.322	0.278	SI	1	0.044	0.0132
	E	0.329	0.255	SI	1	0.074	0.0222
	O	0.330	0.336	SI	1	-0.006	0.0000
D	N		0.374	SI	1	-0.374	0.0000
	SUP		0.285	SI	1	-0.285	0.0000
	E		0.324	SI	1	-0.324	0.0000
	O		0.301	SI	1	-0.301	0.0000
E	N		0.325	SI	1	-0.325	0.0000
	SUP		0.327	SI	1	-0.327	0.0000
	E		0.329	SI	1	-0.329	0.0000
	O		0.301	SI	1	-0.301	0.0000
F	N		0.389	SI	1	-0.389	0.000
	SUP		0.380	SI	1	-0.380	0.000
	E		0.386	SI	1	-0.386	0.000
	O		0.390	SI	1	-0.390	0.000
G	N		0.377	SI	1	-0.377	0.0000
	SUP		0.370	SI	1	-0.370	0.0000
	E		0.380	SI	1	-0.380	0.0000
	O		0.386	SI	1	-0.386	0.0000

FECHA ULTIMA DE MEDICION DE ESPESOR: NOV-2012

FECHA PROXIMA DE MEDICION DE ESPESOR: OCT-2017

FECHA PROBABLE DE RETIRO: DIC-2029

$|D|_{max} = D + 1.28D = 0.0145 \text{ pulg/año}$   $\sqrt{n} = 0.368 \text{ mm/año}$

|D| max= promedio ajustado estadísticamente o velocidad de desgaste

$$VUE = \frac{ek - LR}{|D|_{max}} = 17.141 \text{ años}$$

$VUE = \text{vida útil estimada}$

$ek = \text{espesor mínimo en última medición}$

FPM= ff+ X = OCT-2017 FPM= fecha próxima de medición

FRP= VUE + ff =DIC-2029 FRP= Fecha de retiro probable

$X = \frac{VUE}{3}, \text{ si } \frac{VUE}{3} < 5, \text{ de lo contrario } x = 5$

INGENIERO ALFREDO ORTIZ RODRÍGUEZ  
ESPECIALISTA SEGURIDAD INDUSTRIAL  
PLANTA: ÓXIDO DE ETILENO  
CEDULA 3441229

**6.6.1. c.- Cálculo de la presión máxima de trabajo.**

**CH-200 A**



FECHA: SEP 2014	ENVOLVENTE:
<b>PLANTA: OXIDO DE ETILENO</b>	<b>ASME UG-27©</b>
<b>EQUIPO CH-200 A</b>	$t = \frac{PRc}{ScEc-0.6P} =$ <b>0.17mm</b>
<b>SERVICIO: ENFRIADOR DE OXIDO DE ETILENO</b>	
<b>TIPO: (TEMA) CKU EQUIPO COLOCADO EN POSICION HORIZONTAL SOPORTADO SOBRE SILLETAS</b>	
<b>No. DE IDENTIFICACION POR STPS: 30-UF090669-02</b>	<b>LADO TUBOS</b>
<b>NORMA DE DISEÑO: ASME SEC VIII DIV.1</b>	<b>2.4 CANAL</b>
<b>1.0 DATOS PARA EL CALCULO DE ESPEORES DE RETIRO Y PMT</b>	<b>ASME UG-27©</b>
LADO ENVOLVENTE:	$t = \frac{PRc}{ScEc-0.6P} =$ <b>1.43mm</b>
PRESION DE DISEÑO (P) = 1.04 Kg/cm <sup>2</sup>	
TEMPERATURA DE DISEÑO= 37.77 °C	
PRESION DE OPERACIÓN= 3.5 Kg/cm <sup>2</sup>	
TEMPERATURA DE OPERACIÓN= -10°C	
DIAMETRO INTERIOR ENVOLVENTE (Ø MAYOR DE CONO)(Dc)= 387.5 mm	<b>CALCULO DE LA PRESION MAXIMA DE TRABAJO</b>
RADIO INTERIOR DEL RECIPIENTE (Rc) =193.75 mm	
ESFUERZO PERM. ENVOLVENTE Y CONO (Sc)= 1230.66 Kg/cm <sup>2</sup>	<b>3.1 ENVOLVENTE</b>
ESFUERZO PERM EN CABEZA (St)= 1230.66 Kg/cm <sup>2</sup>	ASME UG-27 (C);UG 98
EFICIENCIA DE LA JUNTA EN ENVOLVENTE Y CONO (Ec)= 85 %	$\begin{aligned} & \text{PMT} \\ & = \frac{ScEctpm}{Rc + 0.6 tpm} \\ & = 39.20 \text{ kg/cm}^2 \end{aligned}$
MATERIAL DEL ENVOLVENTE CONO Y TAPA= SA-516-70K	
COS α(α=30)= 0.866	
EFICIENCIA DE LA JUNTA DE LA TAPA DEL ENVOLVENTE (Et)= 85%	
TOLERANCIA DE CORROSION (C) = 0	
<b>2.0 LADO TUBOS</b>	tc= ESPESOR MINIMO CALIBRADO EN mm
PRESION DE DISEÑO (P)= 8.014 Kg/cm <sup>2</sup>	
TEMPERATURA DE DISEÑO= 93.33 °C	<b>LADO TUBOS</b>
PRESION DE OPERACIÓN= 7.03 Kg/cm <sup>2</sup>	
TEMPERATURA DE OPERACIÓN= 40/1.1 °C	CANAL
DIAMETRO INTERIOR DEL CANAL (Dc)= 2299mm	ASME UG-27 (C);UG 98
RADIO INTERIOR DEL CANAL (Rc)=1149.5mm	$\begin{aligned} & \text{PMT} \\ & = \frac{ScEctpm}{Rc + 0.6 tpm} \\ & = 20.22 \text{ kg/cm}^2 \end{aligned}$
ESFUERZO PERM DEL MATERIAL (Sc)= 1230.66	
EFICIENCIA DE LA JUNTA DEL CANAL (Ec)= 100%	
MATERIAL DEL CANAL = SA-179 K	
TOLERANCIA DE CORROSION (C)= 3.17 mm	
DATOS GENERALES	tc= ESPESOR MINIMO CALIBRADO EN mm
LONGITUD DE LA ENVOLVENTE (CUERPO)= 5505.45mm	
LONGITUD TOTAL DEL EQUIPO:5505.45 mm	EL VALOR MENOR ENCONTRADO DE LA PRESION MAXIMA DE TRABAJO PERMISIBLE PARA LOS ULTIMOS ESPEORES MEDIDOS CORRESPONDE A
ESPESOR DE DISEÑO DEL ENVOLVENTE= 9.52 mm	
ESPESOR DE DISEÑO DEL CANAL =9.52mm	
ESPESOR MINIMO CALIBRADO EN LA ENVOLVENTE ( tm )=6.48	
ESPESOR MINIMO CALIBRADO EN EL CANAL (tm)= 6.48	
VALORES DE LOS CALCULOS REALIZADOS	CORRESPONDE A <b>20.22 kg/cm<sup>2</sup></b> <b>INGENIERO ALFREDO ORTIZ RODRIGUEZ</b> <b>PLANTA ÓXIDO ETILENO</b>
ESPESOR REQUERIDO POR PRESION INTERIOR, EN mm	
ESPESOR MINIMO REQUERIDO EN LA ENVOLVENTE (t)= 0.17	
ESPESOR MINIMO REQUERIDO EN CANAL (t)= 1.43 mm	
PRESION MAXIMA EN LA ENVOLVENTE (PMT)= 39.20 Kg/cm <sup>2</sup>	
PRESION MAXIMA EN CANAL (PMT)= 20.22 Kg/cm <sup>2</sup>	

**6.6.1. d.- Cálculo de la capacidad volumétrica.**

**CH-200 A**



**COMPLEJO PETROQUIMICO CANGREJERA**  
SUBGERENCIA DE CALIDAD, SEG. INDUSTRIAL Y PROTECCION  
AMBIENTAL  
SUPERINTENDENCIA DE SEGURIDAD INDUSTRIAL

PLANTA ÓXIDO DE ETILENO  
EQUIPO ENFRIADOR ÓXIDO DE ETILENO TAG CH-200A

## CÁLCULO DE LA CAPACIDAD VOLUMÉTRICA

### A) ENVOLVENTE (Lado Cuerpo).

diámetro interior 0.38735 m  
Longitud S-S 5.50545 m

$$V = \pi/4 \times d^2 \times L$$

**V1 = 0.6488 m<sup>3</sup> 648.77**

### C) CAPACIDAD VOLUMÉTRICA TOTAL

**Volumen lado cuerpo = 0.6488 m<sup>3</sup>**

VOLUMEN TOTAL = volumen lado  
cuerpo

**VOLUMEN TOTAL = 0.6 m<sup>3</sup>**

REFERENCIADO EN EL PLANO DEL FABRICANTE N°: S-56/40567

ING. ALFREDO ORTIZ RODRIGUEZ  
ESPECIALISTA DE SEGURIDAD INDUSTRIAL  
CEDULA 3441229

### **6.6.1. e.- Cálculo de la prueba hidrostática.**

**CH-200 A**



COMPLEJO PETROQUIMICO CANGREJERA  
SUBGERENCIA DE CALIDAD, SEGURIDAD INDUSTRIAL Y PROTECCION  
AMBIENTAL  
SUPERINTENDENCIA DE SEGURIDAD INDUSTRIAL

FECHA: SEP 2014

<b>PLANTA: OXIDO DE ETILENO</b>	
<b>EQUIPO CH-200 A</b>	
<b>SERVICIO: ENFRIADOR DE OXIDO DE ETILENO</b>	
<b>TIPO: (TEMA) CKU EQUIPO COLOCADO EN POSICION HORIZONTAL SOPORTADO SOBRE SILLETAS</b>	
<b>No. DE IDENTIFICACION POR STPS: 30-UF090669-02</b>	
<b>NORMA DE DISEÑO: ASME SEC VIII DIV.1</b>	
<b>1.0 DATOS PARA EL CALCULO DE ESPESORES DE RETIRO Y PRESION MAXIMA DE TRABAJO</b>	
LADO ENVOLVENTE:	
PRESION DE DISEÑO ( <b>P</b> ) = 1.04 Kg/cm <sup>2</sup>	
TEMPERATURA DE DISEÑO= 37.77 °C	
PRESION DE OPERACIÓN= 3.5 Kg/cm <sup>2</sup>	
TEMPERATURA DE OPERACIÓN= -10°C	
DIAMETRO INTERIOR ENVOLVENTE ( <b>Ø MAYOR DE CONO</b> )( <b>Dc</b> )= 387.5 mm	
RADIO INTERIOR DEL RECIPIENTE ( <b>Rc</b> ) =193.75 mm	
ESFUERZO PERM. ENVOLVENTE Y CONO ( <b>Sc</b> )= 1230.66 Kg/cm <sup>2</sup>	
ESFUERZO PERM EN CABEZA ( <b>St</b> )= 1230.66 Kg/cm <sup>2</sup>	
EFICIENCIA DE LA JUNTA EN ENVOLVENTE Y CONO ( <b>Ec</b> )= 85 %	
MATERIAL DEL ENVOLVENTE CONO Y TAPA= SA-516-70K	
COS α(α=30)= 0.866	
EFICIENCIA DE LA JUNTA DE LA TAPA DEL ENVOLVENTE ( <b>Et</b> )= 85%	
TOLERANCIA DE CORROSION ( <b>C</b> ) = 0	
<b>2.0 LADO TUBOS</b>	
PRESION DE DISEÑO ( <b>P</b> )= 8.014 Kg/cm <sup>2</sup>	
TEMPERATURA DE DISEÑO= 93.33 °C	
PRESION DE OPERACIÓN= 7.03 Kg/cm <sup>2</sup>	
TEMPERATURA DE OPERACIÓN= 40/1.1 °C	
DIAMETRO INTERIOR DEL CANAL ( <b>Dc</b> )= 2299mm	
RADIO INTERIOR DEL CANAL ( <b>Rc</b> )=1149.5mm	
ESFUERZO PERM DEL MATERIAL ( <b>Sc</b> )= 1230.66	
EFICIENCIA DE LA JUNTA DEL CANAL ( <b>Ec</b> )= 100%	
MATERIAL DEL CANAL = SA-179 K	
TOLERANCIA DE CORROSION ( <b>C</b> )= 3.17 mm	
<b>CALCULO DE LA PRESION DE PRUEBA</b>	
LADO ENVOLVENTE	$P_p = 1.3 PD$
DONDE: $P_p$ = PRESION INTERIOR DE PRUEBA, EN Kg/cm <sup>2</sup> $PD$ = PRESION INTERIOR DE DISEÑO, EN Kg/cm <sup>2</sup>	
<b><math>P_p = 1.3 \times 1.04 = 1.352 \text{ Kg/cm}^2</math></b>	
LADO TUBOS	$P_p = 1.3 PD$
DONDE: $P_p$ = PRESION INTERIOR DE PRUEBA, EN Kg/cm <sup>2</sup> $PD$ = PRESION INTERIOR DE DISEÑO, EN Kg/cm <sup>2</sup>	
<b><math>P_p = 1.3 \times 8.014 = 11.414 \text{ Kg/cm}^2</math></b>	

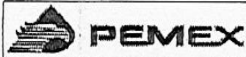


**6.6.2. a.- Cálculo del área de desfogue de los dispositivos de seguridad.**

**CH-200 A**

**6.6.2. b.- Certificados de los dispositivos de seguridad.**

**CH-200 A**



Certificado de Inspección, Mantenimiento y Prueba de Válvulas de Relevo de Presión

Fecha de Prueba:	16 de noviembre de 2011
N° Certificado:	
N° OT:	OT2011164718

Centro de Trabajo: COMPLEJO PETROQUIMICO GANGREJERA

F OXIDO DE ETILENO

ID de la Válvula PSV-147		ID Equipo/Circuito CH200A		Fabricante N/A		Servicio GLICOL/AGUA	Modelo S/D	N° de Serie S/D
Brida de Entrada		Brida de Salida		Capacidad		Materiales		
Tamaño	3 Pulg	Tamaño	4 Pulg	Gas	N/A SCFM	Cuerpo	S/D	
Clase	160 #	Clase	160 #	Vap. Sat.	N/A Kg/Hr	Bonete	S/D	
Tipo	S/D	Tipo	S/D	Liq.	S/D GPM	Trím	S/D	

Periodo de Inspección:	Campo:	2 VECES POR AÑO
Periodo de Inspección:	Taller:	4 AÑOS

Información del Resorte		
N° Resorte	S/D	
Material	S/D	
Rango de Presión		
De:	S/D	Kg/Cm2
A:	S/D	Kg/Cm2
Rango de Temperatura		
De:	S/D	°C
A:	S/D	°C

Orificio		
Area	S/D	pulg2
Designación	S/D	
Fuelle		
Material	S/D	
O-Ring		
Material	S/D	

Ajuste de la Válvula		
Presión de ajuste en frío	4.20	Kg/Cm2
Presión de ajuste en caliente	N/A	Kg/Cm2
Contrapresión	N/A	Kg/Cm2
Temp. Operación	S/D	°C
Presión de Operación	S/D	Kg/Cm2

Inspección visual "como se recibe"				
	Depósitos en:			
	Boquilla	Cuerpo	Cuerpo	Bonete
		Entrada	Salida	
N/A				
Ninguno	X	X	X	X
Ligero				
Medio				
Denso				

Prueba "como se recibe" (Pre-Pop)		
Medio de prueba:	NEUMATICO	
Abrío	2.5	kg/cm²
Cerró	2.0	kg/cm²
PRE-POP APROBADA	NO	

Observaciones inspección "como se recibe"			
No se efectuó prueba por estar extremadamente sucia la válvula	N/A	Reducir periodo de Inspección y tomar medidas correctivas	
Abrío a la presión de ajuste		NO	Registrar presión de disparo "como se recibe"
Válvula atascada o atorada	NO	Reducir periodo de Inspección 50%	
Abrío arriba de la presión de ajuste	1ª vez	N/A	Efectuar 2ª prueba
	2ª vez	N/A	Reducir periodo de Inspección 25%

15

Nota: La primer prueba es la que se registra como la presión de "como se recibe". Esta presión de disparo es la que se utiliza para determinar el periodo de inspección

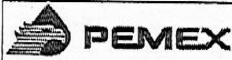
PRUEBA PRE-POP:	Presión de Apertura = 2.6 kg/cm²	Diferencia: 1.7 kg/cm²	Dentro de la Tolerancia : +- 0.14 Kg/cm2
	Presión de Cierre = 2.0 kg/cm²	Diferencial de presión: 0.5 kg/cm²	

NO PASA PRUEBA PRE-POP, LA VALVULA ABRIO DEBAJO DE SU PRESION DE AJUSTE , SE ENVA A MANTENIMIENTO INTEGRAL.

Mantenimiento de la válvula de relevo de presión

La válvula fue desmantelada para dar mantenimiento	SI	No	El disco se encontró pegado (atorado)	SI	No
	X				X

Se encontró corrosión en:											
	Bonete	Fuelle	Cuerpo Entrada	Cuerpo Salida	Disco	Guía	Boquilla	Asiento	Resorte	Vástago	Otro
N/A		X									
Ninguna	X		X	X	X	X	X	X	X	X	
Ligera											
Media											
Densa											



Subgerencia de Calidad, Seguridad Industrial y Protección Ambiental,  
Superintendencia de Seguridad Industrial

Certificado de Inspección, Mantenimiento y Prueba de Válvulas de Relevó de Presión

Fecha de Prueba: 16 de noviembre de 2011  
N° Certificado:  
N° OT: OT2011164718

Prueba de la presión de ajuste		
Medio de prueba:	NEUMÁTICO	
Abrió	4.2	Kg/cm <sup>2</sup>
Cerró	4.1	Kg/cm <sup>2</sup>
Prueba de hermeticidad	3.78	Kg/cm <sup>2</sup>

**Observaciones del mantenimiento**  
OT2011164562 MANTTO. DE PLANTAS DESMOTO VALVULA DE SEGURIDAD Y LA TRASLADO AL BANCO DE PRUEBAS, SE EFECTUO PRUEBA PREPOP A VALVULA, POR LO QUE SE DESARMA LA VALVULA, SE LE DA MANTENIMIENTO, SE CAMBIO RESORTE Y SE FABRICARON GUIAS, SE TOMARON DIMENSIONES DE LAS PARTES INTERNAS, ANOTANDOSE EN FORMATO ANEXO (CERTIFICADO DE INSPECCION, MANTENIMIENTO Y PRUEBA DE VALVULAS DE RELEVÓ DE PRESION), SE ARMA LA VALVULA, SE PRUEBA LA VALVULA QUEDANDO DISPONIBLE LOS DATOS SE ADJUNTAN EN EL ANEXO 3 DE ESTA ORDEN DE TRABAJO, MANTTO. CIVIL PINTO LA VALVULA, SE EFECTUO LIMPIEZA DEL AREA DE TRABAJO.

**Observaciones de los ajustes**

**PRUEBA DE AJUSTE Y DIFERENCIAL DE PRESION:**  
Se realizó prueba de ajuste obteniéndose una Presión de Apertura de 4.2 Kg/Cm<sup>2</sup> en sus tres verificaciones valor obtenido dentro de la tolerancia del +0.14 KG/CM2, con un diferencial de presión de 0 Kg/Cm<sup>2</sup>.

**PRUEBA NEUMÁTICA DEL CUERPO DE LA VALVULA:**  
No se realiza prueba neumática válvula descarga a la atmosfera. No aplica

**PRUEBA DE HERMETICIDAD AL 90% ENTRE ASIENTOS:**  
Se realiza prueba de hermeticidad al 90% de su presión de apertura 3.78 Kg/Cm<sup>2</sup>, resultado de la prueba 100% de hermeticidad entre caras. Tiempo de prueba 2 minuto.

En el caso de autorizarse un cambio de ajuste en una válvula de relevó de presión se debe seguir lo establecido en el párrafo UG-126 (C) del Código ASME Secc. VIII Div 1 y los lineamientos establecidos en el procedimiento de Administración de Cambios SP-PE-210. Ver inciso 9.11.4 del procedimiento SP-PE-182.009

Modificación de la presión de ajuste : NO APLICA

Prueba de la presión de ajuste modificada		
Medio de prueba:		
Abrió	N/A	psi
Cerró	N/A	psi
Prueba de hermeticidad	N/A	psi

**Observaciones del cambio de la presión de ajuste**

Persona que ordenó el cambio: N/A Firma:

N° de oficio Administración de Cambios: N/A

Tolerancia de la presión de ajuste (ASME Secc. VIII Div 1, UG-134) PROCESO	
Rango de presión de ajuste	Tolerancia
≤ 70 psi (≤ 5 Kg/cm <sup>2</sup> )	± 2 psi (± 0.14 Kg/cm <sup>2</sup> )
> 70 psi (> 5 Kg/cm <sup>2</sup> )	± 3 %

Tolerancia de la presión de ajuste (ASME Secc. I, PG-72.2) VAPORES	
Rango de presión de ajuste	Tolerancia
≤ 70 psi (≤ 5 Kg/cm <sup>2</sup> )	± 2 psi (± 0.14 Kg/cm <sup>2</sup> )
70 ≤ 300 psi (5 ≤ 21 Kg/cm <sup>2</sup> )	± 3 %
300 ≤ 1000 psi (21 ≤ 70 Kg/cm <sup>2</sup> )	± 10 psi (± 0.7 Kg/cm <sup>2</sup> )
> 1000 psi (>70 Kg/cm <sup>2</sup> )	± 1 %

**Ajuste de la presión de prueba en frío (CTDP)**

Corrección por temperatura: Cuando el ajuste es a temperatura ambiente, la presión de prueba en frío (CDTP) debe ser corregida utilizando los factores de corrección proporcionados por el fabricante

Corrección por contrapresión: Las válvulas convencionales que operan bajo contrapresión constante, deben ser ajustadas de manera que la presión de prueba sea igual a la presión de ajuste menos la contrapresión esperada: ejemplo: Presión de ajuste = 100 psi; Contrapresión constante = 10 psi; Presión de prueba en frío (CDTP) = 90 psi

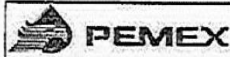
CTDP = Cold Test Differential Pressure

ING. JOSE ALBERTO MENDIZ CASANOVA  
ESPECIALISTA DE MANTENIMIENTO MRSAMBO  
NOMBRE Y FIRMA

ING. JUAN FLORES MOHA  
JEFE DE LA PLANTA OXIDO DE ETILENO  
NOMBRE Y FIRMA

ING. ALFREDO ORTIZ RODRIGUEZ  
ESPECIALISTA DE SEGURIDAD INDUSTRIAL  
NOMBRE Y FIRMA

ING. JOSE HIBER HERNANDEZ GOMEZ  
JEFE DE MANTTO OXIDO ETILENO  
NOMBRE Y FIRMA



**SUBGERENCIA DE CALIDAD, SEGURIDAD INDUSTRIAL Y PROTECCION AMBIENTAL,  
SUPERINTENDENCIA DE SEGURIDAD INDUSTRIAL**

**Certificado de Inspección, Mantenimiento y Prueba de Válvulas de Relievo de  
Presión**

Fecha de Prueba:	27 de Septiembre 2010
N° Certificado:	IMP-0447 / 0448 / 0903 / 0904-2010
N° OT:	OT2010135944

Centro de Trabajo: COMPLEJO PETROQUIMICO CANGREJERA

PLANTA: ALMITO, OXIDO DE ETILENO

<b>ID de la Válvula</b> PSV 151	<b>ID Equipo/Circuito</b> CH-200 A	<b>Fabricante</b> SCIENTIFIC DESIGN COMPANY, INC.	<b>Servicio</b> OXIDO DE ETILENO	<b>Modelo</b> S/D	<b>N° de Serie</b> S/D
<b>Brida de Entrada</b> Tamaño 1 Pulg. Clase # Tipo	<b>Brida de Salida</b> Tamaño 2 Pulg. Clase # Tipo	<b>Capacidad</b> Gas SCFM Vap. Set. Lb/hr Liq. S/D GPM	<b>Materiales</b> Cuerpo ACERO AL CARBON Bonete ACERO AL CARBON Trím AC.INOXIDABLE		

<b>Periodo de Inspección:</b>	<b>Campo:</b>	2 VECES POR AÑO
<b>Periodo de Inspección:</b>	<b>Taller:</b>	36 MESES

<b>Información del Resorte</b>		
N° Resorte	S/D	
Material	AC. INOXIDABLE	
<b>Rango de Presión</b>		
De:	S/D	Kg/Cm2
A:	S/D	Kg/Cm2
<b>Rango de Temperatura</b>		
De:	S/D	°C
A:	S/D	°C

<b>Orificio</b>		
Area	pulg2	
Designación	NOMINAL	
<b>Fuelle</b>		
Material	S/D	
<b>O-Ring</b>		
Material	S/D	

<b>Ajuste de la Válvula</b>		
Presión de ajuste en frío	3.1	Kg/Cm2
Presión de ajuste en caliente	S/D	Kg/Cm2
Contrapresión	S/D	Kg/Cm2
Temp. Operación	S/D	°C
Presión de Operación	S/D	Kg/Cm2

<b>Inspección visual "como se recibe"</b>				
Depósitos en:				
Boquilla	Cuerpo	Cuernos	Bonete	
	Entrada	Salida		
N/A				
Ninguno				
Ligero				
Medio				
Denso	X	X	X	X

<b>Prueba "como se recibe" (Pre-Pop)</b>		
Medio de prueba:	NEUMATICO	
Abrío	N/A	kg/cm²
Cerró	N/A	kg/cm²
PRE-POP APROBADA	N/A	

<b>Observaciones Inspección "como se recibe"</b>			
No se efectuó prueba por estar extremadamente sucia la válvula	N/A	Reducir periodo de inspección y tomar medidas correctivas	
Abrío a la presión de ajuste	N/A	Registrar presión de disparo "como se recibe"	
Válvula atascada o atorada	N/A	Reducir periodo de inspección 50%	
Abrío arriba de la presión de ajuste	1ª vez	N/A	Efectuar 2ª prueba
	2ª vez	N/A	Reducir periodo de inspección 25%

*Nota: La primer prueba es la que se registra como la presión de "como se recibe". Esta presión de disparo es la que se utiliza para determinar el periodo de inspección*

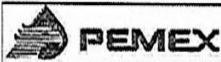
**PRUEBA PRE-POP: NO SE REALIZÓ PRUEBA PRE-POP POR PRESENTAR ENSUCIAMIENTO E INCRUSTACIONES EL MANTTO. Y LA CALIBRACION ESTUVIERON A CARGO DE LA CIA. CONSTRUCTORA AZTECA S.A. DE C.V. CON N° DE CONTRATO CS-435-RM-406728510**

**Mantenimiento de la válvula de relivio de presión**

	Si	No		Si	No
La válvula fue desmantelada para dar mantenimiento	X		El disco se encontró pegado (atorado)	X	

<b>Se encontró corrosión en:</b>											
	Bonete	Fuelle	Cuernos	Cuernos	Disco	Gula	Boquilla	Asiento	Resorte	Vástago	Otro
			Entrada	Salida							
N/A		X									
Ninguna	X		X	X	X	X	X	X	X	X	
Ligera											
Medio											
Densa											





SUBGERENCIA DE CALIDAD, SEGURIDAD INDUSTRIAL Y PROTECCION AMBIENTAL,  
SUPERINTENDENCIA DE SEGURIDAD INDUSTRIAL

Certificado de Inspección, Mantenimiento y Prueba de Válvulas de Relevo de  
Presión

Fecha de Prueba:	27 de Septiembre 2010
N° Certificado:	IMP-0447 / 0448 / 0803 / 0904-2010
N° OT:	OT2010135964

Prueba de la presión de ajuste		
Medio de prueba:	NEUMATICO	
Abrió	7.94	Kg/cm <sup>2</sup>
Cerró	7.87	Kg/cm <sup>2</sup>
Prueba de hermeticidad	7.29	Kg/cm <sup>2</sup>

Observaciones del mantenimiento

Se anotaron los datos de la válvula de Seguridad y dimensiones de las partes principales y dimensiones de las partes principales de la válvula se desarma para ejecutar su mantenimiento general retirando el capuchón aflojando la tuerca y contratuerca que fija el yugo y libera la tensión del resorte, se continúa aflojando la tornillería que sujeta el bonete superior (medio cuerpo) se desarma retirando la corona de la boquilla se hace limpieza general del medio cuerpo, tornillería se cambian empaques, aplicando lubricante antiferrante en la tornillería y se pula la tobera y el disco con solvente, al no presentar fugas se procedió a armar la válvula para su calibración.

Observaciones de los ajustes

**PRUEBA DE AJUSTE Y DIFERENCIAL DE PRESION:**  
Se realizó prueba de ajuste y diferencial de presión obteniéndose una Presión de Apertura de 7.94 Kg/cm<sup>2</sup> en sus tres verificaciones por lo tanto el rango obtenido esta dentro de la tolerancia, con un diferencial de presión de 0,2 Kg/cm<sup>2</sup>.

**PRUEBA NEUMATICA DEL CUERPO DE LA VALVULA:**  
Se realizó prueba neumática a 2 Kg/cm<sup>2</sup> de presión obteniendo como resultado cero fugas en el cuerpo de la válvula.

**PRUEBA DE HERMETICIDAD ENTRE ASIENTOS:**  
Se realizó prueba de hermeticidad al 90% de su presión de apertura, resultado de la prueba 100% de hermeticidad entre caras, Tiempo de prueba 1 minuto

En el caso de autorizarse un cambio de ajuste en una válvula de rotivo de presión se debe seguir lo establecido en el párrafo UG-126 (C) del Código ASME Secc. VII Div 1 y los lineamientos establecidos en el procedimiento de Administración de Cambios SP-PE-210. Ver inciso 9.11.4 del procedimiento SP-PE-182.009

Modificación de la presión de ajuste : NO APLICA

Prueba de la presión de ajuste modificada		
Medio de prueba:		
Abrió	N/A	psi
Cerró	N/A	psi
Prueba de hermeticidad	N/A	psi

Observaciones del cambio de la presión de ajuste

Persona que ordenó el cambio: N/A Firma:

N° de oficio Administración de Cambios: N/A

Tolerancia de la presión de ajuste (ASME Secc. VII Div 1, UG-134) PROCESO	
Rango de presión de ajuste	Tolerancia
≤ 70 psi (≤ 5 Kg/cm <sup>2</sup> )	± 2 psi (± 0.14 Kg/cm <sup>2</sup> )
> 70 psi (> 5 Kg/cm <sup>2</sup> )	± 3 %

Tolerancia de la presión de ajuste (ASME Secc. I, PG-72.2) VAPORES	
Rango de presión de ajuste	Tolerancia
≤ 70 psi (≤ 5 Kg/cm <sup>2</sup> )	± 2 psi (± 0.14 Kg/cm <sup>2</sup> )
70 ≤ 300 psi (5 ≤ 21 Kg/cm <sup>2</sup> )	± 3 %
300 ≤ 1000 psi (21 ≤ 70 Kg/cm <sup>2</sup> )	± 10 psi (± 0.7 Kg/cm <sup>2</sup> )
> 1000 psi (> 70 Kg/cm <sup>2</sup> )	± 1 %

Ajuste de la presión de prueba en frío (CTDP)

Corrección por temperatura: Cuando el ajuste es a temperatura ambiente, la presión de prueba en frío (CDTP) debe ser corregida utilizando los factores de corrección proporcionados por el fabricante

Corrección por contrapresión: Las válvulas convencionales que operan bajo contrapresión constante, deben ser ajustadas de manera que la presión de prueba sea igual a la presión de ajuste menos la contrapresión esperada: ejemplo: Presión de ajuste = 100 psi; Contrapresión constante = 10 psi; Presión de prueba en frío (CDTP) = 50 psi

CTDP = Cold Test Differential Pressure

ING. JOSE HUMBERTO VELAZQUEZ LOPEZ  
ESPECIALISTA DE MANTENIMIENTO MECANICO  
NOMBRE Y FIRMA

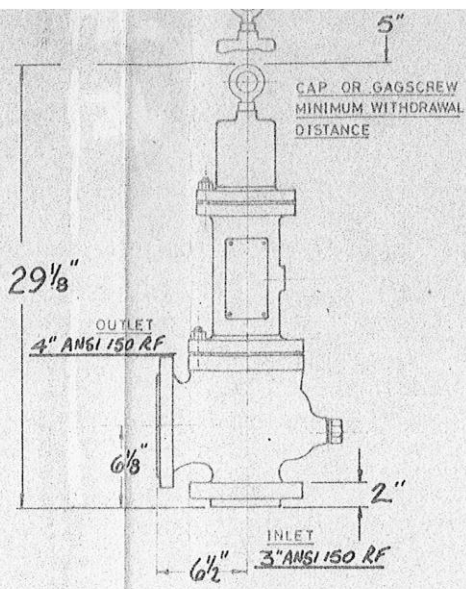
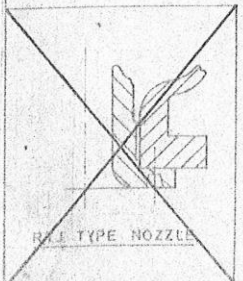
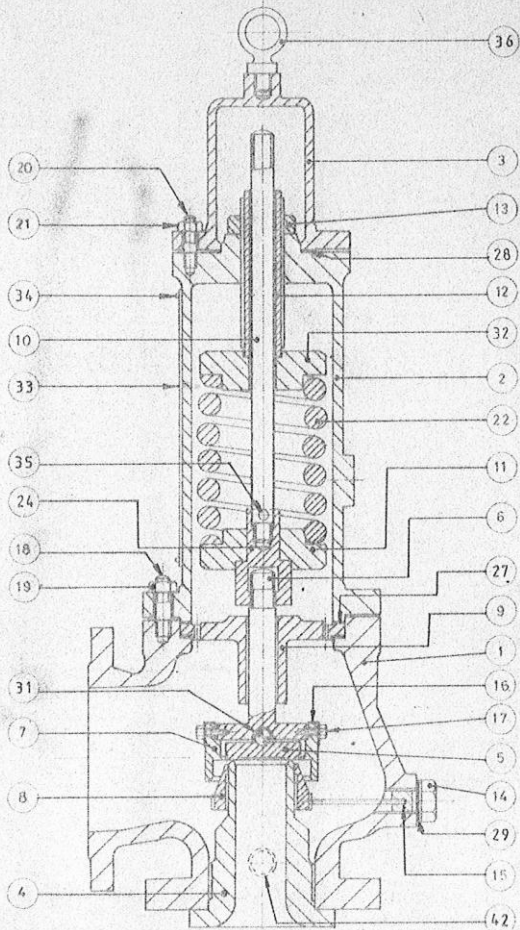
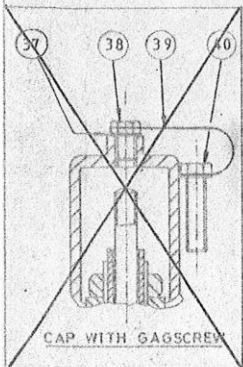
ING. ALFREDO ORTIZ RODRIGUEZ  
ESPECIALISTA DE SEGURIDAD INDUSTRIAL  
NOMBRE Y FIRMA

ING. JUAN CARLOS ESCOBAR  
JEFE DE PLANTA DE OXIDO DE ETILENO  
NOMBRE Y FIRMA

ING. JOSE H. HERNANDEZ GOMEZ  
JEFE DE MANTO OXIDO DE ETILENO  
NOMBRE Y FIRMA

**6.6.2. c.- Hojas de especificaciones de los dispositivos de seguridad.**

**CH-200 A**



ORIFICE AREA:  $2.853 \text{ in}^2$

CERTIFIED FOR: **PEMEX**

CUSTOMERS ORDER N° **800-25-0-85040**

BIRKETT ORDER N° **WB 13033**

**FOUR VALVES**

**SET PRESSURE ~ 60 PSIG**

**TAG N°s** VSP 147  
VSP 148  
VSP 149  
VSP 150

Ø-166-63-01/6573  
 ALMOTO, Y DISTRIB. OXID. DE EILLENDO  
 LA CONNEXION VER.

Nº	DESCRIPTION	MATERIAL	QTY
1	BODY	CAST ST. BS1504-1616-480	1
2	CASING	CAST ST. BS1504-1616-480	1
3	CAP	CAST ST. BS1504-1616-480	1
4	NOZZLE	ST. ST. 17/4 Cr/Ni P.H.	1
5	DISC	ST. ST. 17/4 Cr/Ni P.H.	1
6	DISC HOLDER	ST. ST. BS1504-316 C16	1
7	REACTION HOOD	ST. ST. 431-S29	1
8	BLOWDOWN RING	ST. ST. BS1504-304 C15	1
9	GUIDE PLATE	ST. ST. 17/4 Cr/Ni P.H.	1
10	SPINDLE	ST. ST. 431-S29	1
11	SPRING CAP	MILD ST. 070M20	1
12	COMPRESSION SCREW	ST. ST. 416-S12	1
13	LOCKING NUT	MILD ST. 070M20	1
14	SETTING SCREW	ST. ST. 431-S29	1
15	SETTING SCREW ROD	ST. ST. 321-S12	1
16	TAB WASHER	ST. ST. 304	2
17	PINNING SCREW	ST. ST. 431-S29	2
18	BODY STUD	ALLOY ST. BS1506-661	1
19	BODY NUT	ALLOY ST. BS1506-162R	1
20	CASING STUD	ALLOY ST. BS1506-661	4
21	CASING NUT	ALLOY ST. BS1506-162R	4
22	SPRING	CARBON STEEL	1
24	SPINDLE HEAD	ST. ST. 431-S29	1
27	BODY GASKET	SOFT IRON	2
28	CAP GASKET	SOFT IRON	1
29	SET SCREW GASKET	SOFT IRON	1
31	BALL	ST. ST. 440C	1
32	UPPER SPRING CAP	MILD ST. 070M20	1
33	NAMEPLATE	ALUMINIUM	1
34	HAMMER DRIVE SCREWS	MILD ST. 070M20	4
35	LOCKING PIN	ST. ST. 431-S29	1
36	EYEBOLT	HT CARBON ST.	1
37	PLUG GASKET	SOFT IRON	1
38	PLUG	MILD ST. 070M20	1
39	WIRE ROPE	ST. ST. 316	1
40	GAG SCREW	MILD ST. 070M20	1
42	DRAIN PLUG	MILD ST. 070M20	1

REVISADO COMO SE INDICA

APROBADO PARA SU FABRICACION  
 CON ANOTACIONES MOSTRADAS  
 NO APROBADO CORR. DIR Y ENVIAR NUEVAMENTE

ESTA REVISACION NO LIBERA AL FABRICANTE DE LA RESPONSABILIDAD SOBRE GARANTIA, CALIDAD DE MATERIALES, FABRICACION, DIMENSIONES Y TIEMPO DE ENTREGA.

FECHA: 21-VIII-81 FIRMA: [Signature]

**PEMEX**

DRAWN: DC  
 CHECKED: 22-6-81  
 APPD: [Signature]

**SAMUEL BIRKETT LIMITED**  
**HECKMONDWIKE ENGLAND**

TITLE: **GENERAL ARRANGEMENT OF STANDARD WB 400 SERIES FULL NOZZLE SAFETY RELIEF VALVE**

ISSUE: **1**

DRG N° 3L4/411111/C



**6.6.2. d.- Diagrama de localización de los dispositivos de seguridad.**

**CH-200 A**

### **6.6.3.- Dictamen técnico de conformidad.**

# DICTAMEN TÉCNICO DE CONFORMIDAD

## PLANTA: ÓXIDO DE ETILENO

EQUIPO: CH-200 A Enfriador de Óxido de Etileno

No. DE CONTROL DE LA STPS: 30-UF090660-02

El presente documento ampara la ejecución de las siguientes actividades de Integridad Mecánica,

Información consistente en:

Dibujo del Recipiente

Presión máxima de Trabajo

Análisis de Medición de Espesores y Vida Remanente, incluida la velocidad de Desgaste, Fecha Próxima Medición de Espesores y Fecha Probable de Retiro.

Reporte de Inspección Visual

Dibujo o Croquis de los Dispositivos de Seguridad que Protegen al Equipo.

Lo anterior como parte de los Trabajos, para la Certificación conforme a la Norma Oficial Mexicana NOM-020-STPS-2011, Recipientes sujetos a presión, recipientes criogénicos y generadores de Vapor-Funcionamiento-Condiciones de seguridad.

Cálculos	Lado Cuerpo	Lado Tubos
Presión Máxima de Trabajo	39.20 Kg/Cm <sup>2</sup>	20.22 Kg/Cm <sup>2</sup>
Vida Remanente	17.141 AÑOS	17.141 AÑOS
Velocidad Desgaste	0.02 MPA	0.02 MPA

Recomendándose la inspección del recipiente en un periodo máximo de 5 años, a partir de la fecha de la última medición de espesor.

En base a los resultados obtenidos que se indican, se determina que el equipo puede seguir operando a las condiciones actuales de operación

Ing. Alfredo Ortiz Rodríguez  
Especialista de Seguridad Ind.

Firma: \_\_\_\_\_

Ing. Juan Flores Moha  
Jefe de Planta

Firma: \_\_\_\_\_

Ing. Víctor León Vidal Carrillo  
Jef.Ingria.mantto Ptas.Quimis.

Firma: \_\_\_\_\_

### **6.6.3. a.- Reporte de líquidos penetrantes.**

**6.7.- Resumen cronológico de las revisiones y mantenimientos efectuados, de acuerdo con un programa debidamente registrado y documentado, avalado por el área de mantenimiento realizadas al CH-200 A.**

**FECHA:** 31 de Julio de 2014

5.- Resumen cronológico de la revisión y mantenimiento efectuado de acuerdo a un programa debidamente registrado y documentado; avalado por el área de mantenimiento.

Planta: Almacenamiento de Óxido de Etileno

EQUIPO: CH-200 A ENFRIADOR DE ÓXIDO DE ETILENO

No. DE CONTROL DE LA STPS: 30-UF090669-02

SE EFECTUA EL MANTENIMIENTO DE ACUERDO A PROGRAMA E INSTRUCCIONES OPERATIVAS ESPECIFICAS, LOS REGISTROS SE PUEDEN CONSULTAR EN EL SISTEMA IMMPOWER.

NOMBRE: ING. VICTOR VIDAL LEON CARRILLO

CARGO: JEFE INGRIA.MANTTO PTAS.QUIMIS.

FIRMA: \_\_\_\_\_

**6.8.- Resumen cronológico de las revisiones y alteraciones efectuadas, debidamente registradas y documentadas, avalado por el área de mantenimiento realizadas al CH-200 A.**

**PLANTA: ALMACENAMIENTO DE ÓXIDO DE ETILENO**

**RESUMEN CRONOLÓGICO DE LAS MODIFICACIONES Y  
ALTERACIONES EFECTUADAS AL RECIPIENTE**

**FECHA:** 31 de Julio de 2014

EQUIPO: CH-200 A ENFRIADOR DE ÓXIDO DE ETILENO

No. DE CONTROL DE LA STPS: 30-UF090669-02

A LA FECHA NO SE HA EFECTUADO NINGUNA MODIFICACIÓN O  
ALTERACION EN EL RECIPIENTE SUJETO A PRESIÓN.

NOMBRE:                   ING. VICTOR VIDAL LEON CARRILLO

CARGO:                    JEFE INGRIA.MANTTO PTAS.QUIMIS.

FIRMA:



**6.9.- Resumen cronológico de las reparaciones que implicaron soldadura en el cuerpo del recipiente sujeto a presión debidamente registrado y documentados, avalado por el área de mantenimiento realizadas al CH-200 A.**

**PLANTA: ALMACENAMIENTO DE ÓXIDO DE ETILENO**

**RESUMEN CRONOLÓGICO DE LAS REPARACIONES QUE IMPLICARON  
SOLDADURA EN EL CUERPO DEL RECIPIENTE SUJETO A PRESIÓN**

**FECHA:** 31 de Julio de 2014

EQUIPO: CH-200 A ENFRIADOR DE ÓXIDO DE ETILENO

No. DE CONTROL DE LA  
STPS:

30-UF090669-02

A LA FECHA NO SE HA EFECTUADO NINGUNA REPARACION  
QUE IMPLIQUE SOLDADURA EN EL CUERPO DEL RECIPIENTE.

NOMBRE: ING. VICTOR VIDAL LEON CARRILLO

CARGO: JEFE INGRIA.MANTTO PTAS.QUIMIS.

FIRMA:

## **6.10.- Anexos.**

## **CONCLUSIÓN**

En conclusión los equipos sujetos a presión deben cumplir con todos los requerimientos previstos en la norma lo cual indica que tienen el correcto funcionamiento y que cumplen con las condiciones de seguridad para evitar posibles daños y riesgos a empleados y a las instalaciones del Complejo Petroquímico.

El equipo presentado como ejemplo de la integración completa de un expediente de integridad mecánica de un equipo sujeto a presión, el cual corresponde a un enfriador de etileno denominado con el TAG CH-200 A al cual se realizó los cálculos necesarios y se obtuvo los resultados exigidos en la norma NOM-020-STPS-2011. En cuanto a la vida útil del equipo debido a los espesores que se midieron es de 17.411 años lo cual indica que el retiro probable de este equipo es aproximadamente en el año 2029. El equipo cuenta con los dispositivos de seguridad requeridos en la norma los cuales comprenden válvulas de relevo de presión las cuales están ubicadas en el cuerpo del equipo y se encuentran calibradas respectivamente. Cuenta con medidores de nivel y de temperatura.

Los equipos que se presentaron en la lista al principio del capítulo VI debido a la falta de información y de datos no se logró completar al 100% la integración de sus expedientes correspondientes.

Al no contar con la información para cumplir los requisitos de la norma estos equipos no pueden obtener su validación de funcionamiento ante la Secretaría hasta contar con el expediente de manera completa y ser presentados nuevamente ante la unidad verificadora ya sea de la misma empresa o una unidad verificadora externa que preste su servicio.

La norma indica claramente que cada uno de los expedientes de integridad mecánica debe cumplir con la evaluación documental y de esa forma cumplir con la norma NOM-020-STPS-2011 y obtener su validación de funcionamiento.

## RECOMENDACIONES

De acuerdo al estudio realizado a los expedientes de integridad mecánica de los equipos sujetos a presión se encontró que se necesita contar con la información necesaria para cumplir con los requerimientos basados en la NOM-020-STPS-2011. La norma requiere información con las cuales durante este periodo no fueron proporcionados por lo cual las recomendaciones son las siguientes:

1. Contar con las mediciones de espesores a equipos anteriores y las más recientes.
2. Tomar fotografía o calca correspondiente de las placas de los equipos que lo requieran.
3. Contar con los planos de fabricación y de arreglo general de planta para la localización de los equipos dentro de la planta.
4. Solicitar los certificados correspondientes a los dispositivos de seguridad donde se indique la posición en los equipos, las condiciones a la que operan y su correspondiente calibración.
5. Solicitar los reportes de líquidos penetrantes a los equipos que aun no lo tienen.
6. Realizar los dibujos en AutoCAD a los equipos que no cuentan con el.

Tomando en cuenta cada uno de los puntos anteriores y cumplir con ellos, se integrara el expediente de manera completa y podrá presentarse ante la STPS para obtener su certificación correspondiente.

## BIBLIOGRAFÍA

1. Norma Oficial Mexicana NOM-020-STPS-2011, Recipientes Sujetos a Presión, Recipientes Criogénicos, Generadores de Vapor o Calderas-Funcionamiento- Condiciones de Seguridad, México 2011, pp. 7-11,14-16,20-33.
2. Jaime Mario Willars Andrade, DG-GPASI-IT-00204 “Procedimiento Para el Registro, Análisis y Programación de la Medición Preventiva de Espesores Rev. 6”. Pemex-Refinación, Gerencia de Protección Ambiental y Seguridad Industrial, México Abril 1998, p. 6.
3. Jaime Mario Willars Andrade, DG-GPASI-IT-00204 “Procedimiento Para el Registro, análisis y Programación de la Medición Preventiva de Espesores Rev.1”.Pemex-Refinacion, Gerencia de Protección Ambiental y Seguridad Industrial, México Abril 1979, pgs.1, 2, 3, 4, 6, 8, 9.
4. Manual de Recipientes a Presión Diseño y Calculo, Eugene F. Megyesy, Limusa, 1989
5. Curso de inspección visual (Nivel I y II), Curso Taller Instituto Mexicano de Ensayos no destructivos A.C
6. Código ASME Sección VIII División I, Sección A, pp.79, 91.