

Procedimiento de Evaluación para Verificar la Integridad Estructural de una Columna Presión durante el Servicio

Héctor Sanzi ^(1,3) y Eduardo Asta ⁽²⁾

⁽¹⁾ Grupo GIIE Universidad Tecnológica Nacional Facultad Regional Haedo
París 532 Haedo (1706) Buenos Aires Argentina

⁽²⁾ Grupo Mecánica de Fractura Universidad Tecnológica Nacional Facultad Regional
Haedo

París 532 Haedo (1706) Buenos Aires Argentina

⁽³⁾ Tecs Ingeniería

México 1468 Piso 4to Dto A CABA - (1097) Buenos Aires Argentina

E-mail tecsaing@tecsaing.com.ar

Resumen

En una gran cantidad de casos, durante la inspección de un componente contenedor de presión o cañerías, debido a la degradación por corrosión u otros mecanismos de falla, nos encontramos con insuficiente o ninguna documentación técnica para determinar los espesores de retiro y de esta manera completar un estudio de integridad y vida remanente.

Para llevar a cabo el estudio completo de integridad, es fundamental contar con la documentación técnica adecuada, que a partir de la utilización de diferentes procedimientos de cálculo, aseguren un resultado satisfactorio.

En este camino, las Prácticas Recomendadas de API 579⁽¹⁾ presenta, en función de la documentación existente, una clasificación en cuanto al tipo de análisis a utilizar, identificando diferentes Niveles de Evaluación.

Para esta evaluación, independiente de los recursos técnicos y conocimiento o experiencia del tema, es fundamental el aporte de una documentación mínima para encarar el estudio en cada nivel.

En este trabajo se presenta un procedimiento de evaluación de una columna de presión que se encuentra en servicio y donde se carece de la mínima documentación técnica del equipo, de acuerdo a la clasificación mencionada, y que no permitiría llevar a cabo un estudio de integridad. Se incluyen análisis de materiales y soldadura.

1. Introducción

Es requerimiento habitual y planificado en plantas de proceso, evaluar el estado estructural de los equipos, ante degradación por corrosión y eventualmente ante la posibilidad de aparición de fallas del tipo estructural o metalúrgico.

Los planes de inspección asignados a cada equipo y desarrollado por especialistas idóneos de la planta, en base a experiencia y conocimiento del comportamiento del mismo, es que se planifica el control necesario y suficiente para asegurar una vida útil adecuada.

Las Prácticas Recomendadas de API (American Petroleum Institute) son una buena guía de aplicación para asegurar este comportamiento.

En nuestro país y a pesar de ello, dependiendo del tipo de planta de proceso, hay una buena cantidad de equipos, que por diferentes situaciones, carecen de documentación técnica o ninguna. En estos casos, la experiencia del inspector y analista, es fundamental para permitir un adecuado control y a partir de allí generar la documentación necesaria que permita crear las bases necesarias para futuros controles e inspecciones.

En este trabajo, se presenta un procedimiento de evaluación de una columna de presión, instalada en una planta de procesos y cuya fecha de fabricación, estimada en la década del 50, ya que no existía documentación técnica respaldatoria, datos sobre el tipo de material y su estado actual.

En la Figura 1 se presenta una fotografía de una torre de características estructurales similares.



Figura 1: Columna de presión de una planta de procesos.

2.- Procedimiento de Evaluación y Aceptación

Las Prácticas Recomendadas “Aptitud para el Servicio FFS” API 579⁽¹⁾, puede ser usado para evaluar la integridad estructural de un componente contenedor de presión que presenta degradación por corrosión, un tipo de daño o fisuras. La metodología de evaluación utilizada consiste en:

Paso 1: Identificación de la falla

Identificación del tipo de degradación o falla y su medición, considerando de acuerdo a la evaluación del inspector, si se trata de un tema localizado o generalizado.

Paso 2: Aplicación del FFS

Procedimiento y lineamientos requeridos.

Paso 3: Datos requeridos para el análisis.

Búsqueda de toda información requerida para el análisis, tales como planos, memorias de cálculo, documentación relacionada con la fabricación y aceptación o posibles desvíos, corrosión medida, datos tomados del equipo en servicio, inspección, de la falla, etc.

Paso 4: Técnicas de evaluación y Criterios de aceptación.

El Código presenta tres niveles de requerimientos, exigencias y seguridad, los cuales son requeridos en cada tipo de análisis, Nivel 1, 2 y 3. Cada sección del código establece sus diferencias y tratamiento.

NIVEL 1: El procedimiento presenta criterios de análisis conservativos y utilizados con una mínima cantidad de inspección e información. Realizado por un inspector de la planta o un ingeniero.

NIVEL 2: El procedimiento presenta criterios de análisis más rigurosos. Cálculos más completos son usados. Realizado por ingenieros con experiencia en “Stress” y conocimiento del FFS.

NIVEL 3: Este nivel es el que presenta criterios de análisis más rigurosos. Una inspección más detallada será realizada. Se recomienda la utilización del Elementos Finitos, entre otros. Es realizado por ingenieros especialistas en “Stress” y conocimiento del FFS. Este Nivel incluye un estudio de RBI.

Para el Nivel 1, el Código presenta tablas y fórmulas para la evaluación y aceptación, mientras que para los otros niveles, solo se indican lineamientos generales de aplicación para su consideración.

Es mandatorio, contar con la mínima cantidad de información técnica que establece cada Nivel, caso contrario, se deberá aplicar un nivel más bajo.

Paso 5: Evaluación de la vida remanente

Una vez evaluado y aceptado el daño, y ante la posibilidad o necesidad de continuar en servicio, o no, el especialista deberá realizar un estudio de vida remanente, evaluando o estimando la situación extrema del componente en su condición de retiro, con el objeto de establecer los intervalos de inspección para su control.

La rigurosidad de este procedimiento permitirá establecer y/o ajustar dichos intervalos y confeccionar el plan correspondiente para el futuro.

El resto de los pasos están relacionados con la reparación, monitoreo en Servicio, Confección y Registro de la documentación.

3. Estudio de Casos

A continuación se desarrolla un procedimiento de aplicación para aquellos componentes contenedores de presión donde se carece de documentación técnica y es necesario evaluar el estado de integridad del mismo a causa de un “Re-Rating”, es decir llevar al equipo a una condición operativa superior, incrementando en un 100% la presión aplicada.

Paso 1: Identificación de la falla

Después de la inspección interna y externa del componente, y ante un estado de degradación generalizada por corrosión, se establecen los nuevos requerimientos operativos, a saber:

Presión de diseño	5 barg
Temperatura de diseño	350 °C
Mínima temperatura en servicio	-5 °C
Corrosión Futura, FCA	1.6 mm
Producto	Derivado del Petróleo
Eficiencia de Junta Adoptada, E	1
Código de diseño	ASME Sección VIII División 1 ⁽²⁾
Otros estados de Carga	Viento, en acuerdo con CIRSOC 102 ⁽³⁾
Peso de internos	SI
Dimensiones generales	Relevamiento dimensional, Figura 2

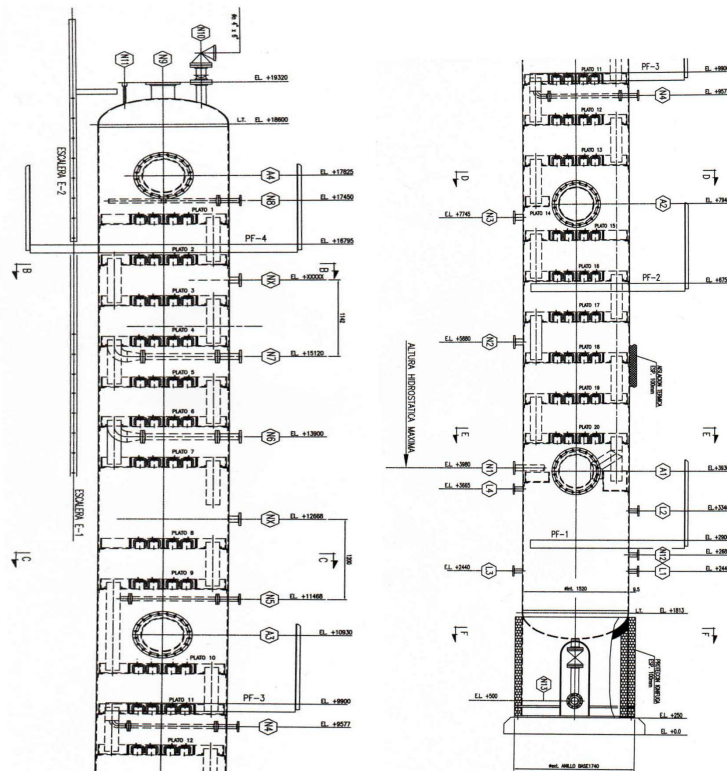


Figura 2: Relevamiento Dimensional de la Columna

Paso 2 y 3: Aplicación del FFS y Datos necesarios para el cálculo

Se encara el proceso de evaluación de acuerdo a los lineamientos dados por el Código.

Considerando el tipo de degradación y nuevo requerimiento presentado en el Paso anterior, se decide llevar a cabo el siguiente procedimiento, encuadrado en un Nivel 1 del API 579⁽¹⁾.

a.- Medición de espesores, tomando una grilla en acuerdo con mediciones realizadas y experiencia del inspector.

b.- Retiro de material de muestra a partir de la ejecución de dos conexiones de DN6” con tapa ciega, en el Top y Bottom de la torre, con el objeto de determinar:

- Tipo de Material a partir de Análisis químico
- Estado elástico del material a partir de Probetas para obtener Curva Tensión-Deformación, límite de fluencia, rotura y alargamiento.
- Tenacidad a partir de probetas tipo Charpy, con el objeto de determinar su resistencia a baja temperatura
- Metalografías en el Top y Bottom, donde se presume que en caso de ocurrencia, allí se pudieron producir cambios del material.

c.- Medición de durezas sobre tres generatrices de la torre, en diferentes posiciones respecto de su altura.

d.- Determinación del espesor de retiro, en acuerdo a los lineamientos del código ASME Sección VIII División 1⁽²⁾.

Paso 4 y 5: Técnicas de evaluación y Criterios de aceptación. Vida Remanente

Paso 4.1.- Estudio de Integridad Estructural

Considerando el nuevo requerimiento de servicio y el tipo de degradación, se calcula el espesor requerido de toda la torre sometida a los diferentes estados de carga, considerando una corrosión futura de 1.6 mm, encuadrado en un Nivel 1 del API 579⁽¹⁾, y en acuerdo con el código de aplicación ASME Sección VIII División 1⁽²⁾, en principio con la última edición.

Como primera aproximación del estudio, y hasta tanto no se disponga de los resultados de los ensayos del tipo de material de la torre, se adopta un tipo ASTM A285 Gr B

A partir del resultado de la medición de espesores, para el cálculo se utiliza el programa PVELite⁽⁴⁾, planteando un modelo de la torre y discretizando de acuerdo al ancho de virolas y en la condición corroída futura, Figura 3.

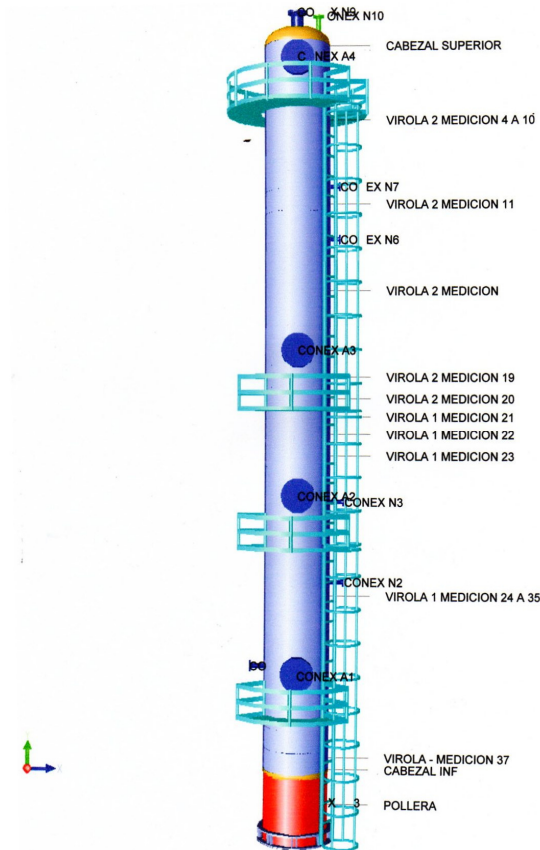


Figura 3: Discretización de la Columna de presión utilizando el Programa PVEIte⁽⁴⁾

De los resultados surge que la torre es apta estructuralmente para esta nueva condición operativa.

La posibilidad de utilizar y adecuadamente este programa de cálculo, nos proporciona:

- a.- Verificación de espesores debido a efectos longitudinales producidos por la presión interior, viento y peso, que en este tipo de estructura pueden ser mayores que las tensiones circunferenciales, por efecto de la presión de diseño.
- b.- Información más detallada del estado estructural del componente, incluyendo la Máxima Admisible Presión de Trabajo “MAWP”, incluyendo conexiones y bridas.
- c.- La posibilidad de verificar la Mínima Temperatura Admisible del Material “MDMT”, de tal manera recomparar con la Mínima de diseño, con el objeto de evitar el fenómeno de falla por “Fragilización”.
- d.- Encontrar los espesores de retiro, cumpliendo con el paso 5, de “Análisis de Vida Remanente”.
- e.- Determinar la máxima deflexión de la torre y el comportamiento ante efectos dinámicos, consecuencia de la carga de viento.

Eventualmente, en caso de encontrarse con resultados inadmisibles, surge la posibilidad y en acuerdo con el responsable de la inspección, de utilizar los Criterios de Aceptación del Código ASME Sección VIII División 2⁽⁵⁾.

Paso 4.2.- Análisis del Estado del material de la torre y la soldadura

Se han realizado diferentes ensayos al material de la torre, para determinar su condición y propiedades, a saber:

- Análisis de composición química
- Ensayo de tracción
- Microestructura
- Determinación de dureza
- Ensayos de impacto

El conjunto de dichos resultados, permite establecer las características y aptitud del material para el servicio.

Se incluye un estudio de soldabilidad para establecer las condiciones de eventuales procedimientos de soldadura para reparaciones y/o modificaciones del equipo.

Análisis de composición química

De acuerdo con el análisis efectuado a dos muestras del material, identificadas como “Muestra 1 Fondo” y “Muestra 2 Tope”, se puede determinar que se trata de un típico acero al carbono para recipientes a presión del tipo ASTM 285 Gr B o C.

Ensayo de tracción

Los resultados de los ensayos de tracción corroboran propiedades mecánicas coincidentes con un acero del tipo ASTM 285 Gr B o C. En consecuencia, se trata de una chapa para recipientes de baja resistencia. Si bien no se verifican diferencias entre los valores de tensión de rotura y fluencia, para las dos muestras evaluadas, hay diferencias respecto al valor de la elongación a la rotura

Microestructura

Las micrografías de ambas muestras permiten observar una típica microestructura de ferrita y perlita ligeramente bandeada, también coincidente con el tipo de acero identificado, sin poder apreciar ninguna otra indicación o evidencias sobre la estructura. En cuanto al tamaño de grano se trata de un acero con un valor intermedio (N° 6 -7 según ASTM)

Determinación de dureza

Los valores de dureza determinados corresponden a mediciones efectuadas en cuatro sectores de la columna (casquete inferior, parte media y casquete superior) el valor promedio para los cuatro sectores es de 100 HB (100 a 105) con valores máximos de 110 y 115 HB. Los valores de dureza son coherentes con la resistencia del material no observando alteraciones que pudieran manifestar efectos de endurecimiento o ablandamiento del material.

Determinación de la tenacidad

Los resultados de los ensayos de impacto Charpy-V correspondientes a ambas muestras, tal como se puede observar en el gráfico de la Figura 4, permiten inferir un bajo nivel de tenacidad para el material de la columna, siendo más apreciable por debajo de 0 °C.

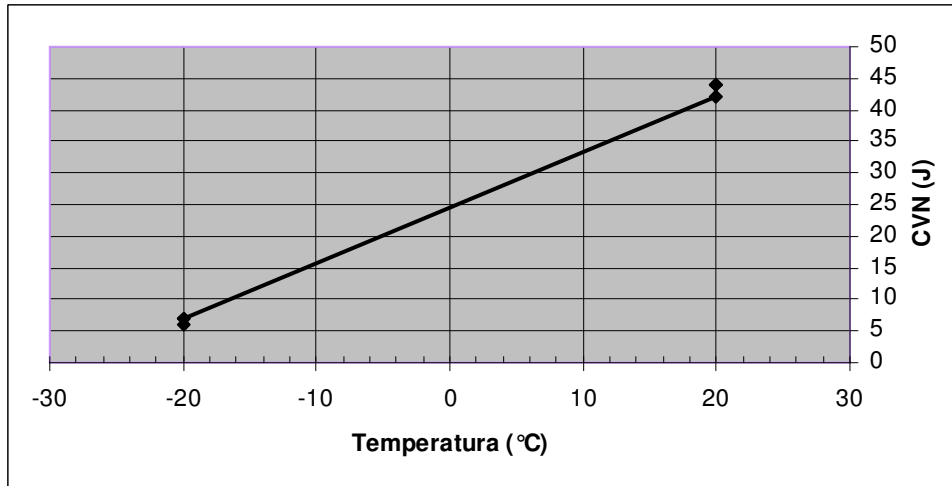


Figura 4. Resultados de ensayos CVN a -20 °C y 20 °C, en muestras del material de la torre.

Evaluación de la soldabilidad

Se ha determinado la soldabilidad del material de la torre tomando como base los resultados de composición química determinados y el cálculo del Carbono Equivalente (CE) en %.

Para ello se utilizan dos fórmulas de referencia para material base con el fin de establecer la soldabilidad del acero y el eventual riesgo a fisuración en frío de la zona afectada por el calor (ZAC)

Las relaciones utilizadas son:

$$CE = C + \frac{(Mn + Si)}{6} + \frac{(Cr + Mo + V)}{5} + \frac{(Ni + Cu)}{15} \quad \text{Fórmula IIW} \quad (1)$$

$$P_{cm} = C + \frac{Si}{30} + \frac{Mn}{20} + \frac{Cu}{20} + \frac{Ni}{60} + \frac{Cr}{20} + \frac{Mo}{15} + \frac{V}{10} + 5B \quad \text{Fórmula de Ito y Bessyo} \quad (2)$$

La Tabla 1, muestra los resultados de cálculo de los respectivos CE, en la cual puede observarse que el valor de CE según la fórmula del IIW se encuentra en 0,30.

Esto indica que el material presenta buena soldabilidad, respecto del riesgo a la fisuración en frío, y por lo tanto la elaboración de eventuales procedimientos de soldadura (EPS o WPS) no presentará mayores problemas, siguiendo los lineamientos usuales de código.

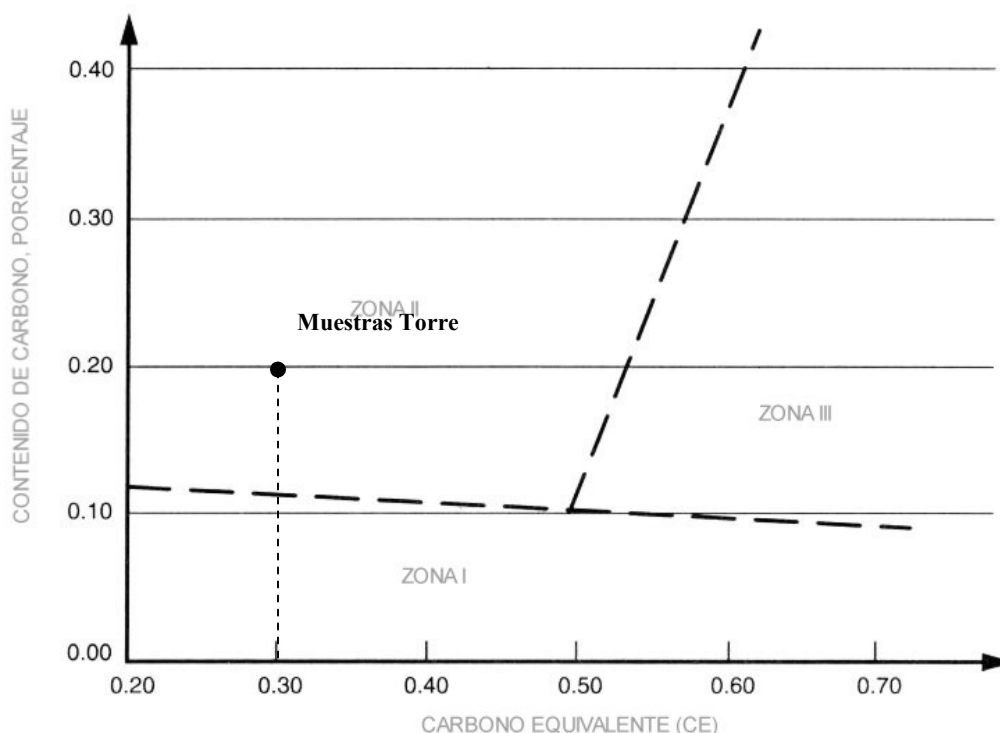
Tabla 1. Cálculo del carbono equivalente C en muestras de material de la torre

Muestra	Composición (%)										Carbono equivalente	
	C	Si	Mn	Cu	Cr	Ni	Mo	V	B	Nb	CEIIW	Pcm
M1	0,2	0,01	0,49		0,04	0,02	0,01				0,293	0,228
M2	0,2	0,02	0,53		0,04	0,02	0,01				0,300	0,230

De manera predictiva se puede también evaluar el riesgo a fisuración en frío utilizando el diagrama de Graville⁽⁶⁾, tal como se muestra en la Figura 5.

De acuerdo con este diagrama el material, si bien tiene buena soldabilidad, presenta un moderado riesgo a la fisuración en frío.

Esto significa que para ciertos espesores, grados de restricción de junta o aplicación de consumibles y/o procesos de soldadura que no sean de bajo nivel de hidrógeno se deberán adoptar medidas preventivas en el procedimiento de soldadura para prevenir el riesgo a la fisuración en frío, por ejemplo precalentamiento.



Zona I: Baja tendencia a la fisuración
Zona II: Moderada tendencia a la fisuración
Zona III: Alta tendencia a la fisuración

Figura 5. Diagrama de Graville para evaluar la tendencia a la fisuración en frío de aceros, AWS D1.1⁽⁷⁾

Finalmente el otro análisis inherente a la soldabilidad, es evaluar el riesgo a la fisuración en caliente, particularmente en el metal de soldadura.

El material tendrá baja susceptibilidad a la fisuración en caliente si se verifican las siguientes relaciones predictivas⁽⁸⁾⁽⁹⁾ y según BS 5135 App.F⁽¹⁰⁾,

$$UCS = 230C + 190S + 75P + 45Nb + 12,3Si - 5,4Mn - I \quad (3)$$

En procesos de soldadura de alto aporte térmico, caso de Arco Sumergido (SAW)

UCS < 10 → alta resistencia a la fisuración

UCS > 30 → baja resistencia a la fisuración

$$Mn / S > 20 \quad (4)$$

$$Mn / Si > 3,5 \quad (5)$$

La Tabla 2, se muestra los resultados para las muestras de la torre, en función de los resultados de composición química.

Resulta evidente la alta susceptibilidad que presenta el material a la fisuración en caliente. Esto indica que en algunos casos la soldadura del material requerirá un control particular del aporte térmico y del diseño de junta.

Tabla 2. Predicción de la fisuración en caliente, muestras de material de la torre

Muestra	UCS	Mn /S	Mn / Si
M1	49	17,5	49
M2	50	16	26,5

Paso 4 y 5: Resultados y Aptitud para el Servicio

En función de los resultados obtenidos, se desprende que:

- 1.- Los espesores de la torre, son los adecuados, considerando una corrosión futura como la adoptada.
- 2.- Se confirman los resultados obtenidos, considerando el material adoptado.
- 3.- El material en función de las propiedades evaluadas, según los resultados de ensayos y determinaciones informadas, puede ser utilizado para el servicio teniendo en cuenta las limitaciones impuestas por sus propiedades mecánicas y composición química. En consecuencia cualquier trabajo de modificación o reparación que deba ser efectuado sobre el componente podrá realizarse siguiendo los lineamientos de código en cuanto a diseño y alcance para el servicio.
- 4.- La tenacidad del material puede constituirse en la principal limitación del material

respecto de la integridad estructural del componente. Particularmente los valores de energía de impacto (CVN) por debajo de 20 °C son sensiblemente bajos para los requisitos actuales en este tipo de componentes (por ej. Valor mínimo promedio a 0°C de energía CVN ≥ 27 J), esto significaría que eventuales fisuras podrían propagar fácilmente en el material. Consecuentemente, previo a la puesta en servicio del componente deberá efectuarse una inspección, tanto visual como por END (radiografía o ultrasonido), en las soldaduras principales de la torre para determinar la posible presencia de fisuras o discontinuidades planas que pudieran afectar la integridad estructural y realizar eventualmente un análisis de dicha integridad.

5.- Re-evaluar la Mínima Temperatura de trabajo del Metal MDMT.

6.- La soldabilidad es aceptable, no obstante será necesario evaluar en particular cada procedimiento de soldadura para minimizar riesgos tanto a la fisuración en frío como en caliente.

4. Conclusiones

Es requerimiento habitual y planificado en plantas de proceso, evaluar el estado estructural de los equipos, ante degradación por corrosión y eventualmente ante la posibilidad de aparición de fallas del tipo estructural o metalúrgico.

Los planes de inspección asignados a cada equipo y desarrollado por especialistas idóneos de la planta, en base a experiencia y conocimiento del comportamiento del mismo, es que se planifica el control necesario y suficiente para asegurar una vida útil adecuada.

Las Prácticas Recomendadas de API (American Petroleum Institute) son una buena guía de aplicación para asegurar este comportamiento.

En nuestro país y a pesar de ello, dependiendo del tipo de planta de proceso, hay una buena cantidad de equipos, que por diferentes situaciones, carecen de documentación técnica o ninguna. En estos casos, la experiencia del inspector y analista, es fundamental para permitir un adecuado control y a partir de allí generar la documentación necesaria que permita crear las bases necesarias para futuros controles e inspecciones.

En este trabajo se ha presentado un procedimiento de aplicación de un componente contenedor de presión, donde se carece de documentación técnica, y fue necesario evaluar su estado de integridad a causa de un “Re-Rating”, es decir se debía llevar al equipo a una condición operativa superior, incrementando en un 100% la presión aplicada. Se ha incluido un análisis de los materiales y de la soldadura.

Los principales resultados de la evaluación son mostrados en el presente trabajo, donde se incluye una evaluación final de “Aptitud para el Servicio”.

Referencias

1 Fitness For Services, API 579, Edición 2010

- 2 ASME Sección VIII División 1, Edición 2010
- 3 Reglamento Cirsoc 102
- 4 Programa PVELITE Versión 2011
5. ASME Sección VIII División 2, Edición 2010
- 6 B.A.Graville, Welding of HSLA structural steels, Proc.of International Conference, American Society for Metals, 1976, p 85-101
- 7 AWS D1.1: Structural Welding Code- Steel, American Welding Society, 2008
- 8 N. Bailey and S.B. Jones, The solidification cracking of ferritic steel during submerged arc welding, Weld. J., 1978, 57, p 217-231
- 9 BS 5135:1984, Arc welding of C and C-Mn steels, BSI, London, 1984.