

GESTIÓN DE VIDA ÚTIL EN RECIPIENTE A PRESIÓN

Ricardo A. González

ESSO P.A.S.R.L. Refinería Campana - Inspección de Equipos Fijos
e-mail ricardo.a.gonzalez@exxonmobil.com

Este trabajo es un ejemplo práctico de *Aptitud para el Servicio o Extensión de vida útil* de la carcasa de un intercambiador de calor diseñado y construido según Código ASME VIII Div 1. La intención es mostrar como la aplicación de los conceptos de análisis de integridad estructural, análisis de tensiones y por elemento finito, análisis costo-beneficio y decisión basada en riesgo permitieron diferir dos años la salida de servicio de un equipo para reparación. Esta basado en tecnologías Fitness For Service, Risk Based Inspection y Reliability & Maintenance de ExxonMobil, hoy contenidas en el API Recommended Practice 579 y API Publication 581.

I. APTITUD PARA EL SERVICIO (Fitness For Service)

El análisis de Aptitud para el servicio, se ha transformado en una herramienta clave en plantas de proceso para evaluar Recipientes a Presión, Tanques de Almacenaje o Cañerías que contienen fallas que limitan su continuidad en servicio. Se usa también para determinar límites seguros de operación, establecer planes especiales de inspección y desarrollar estrategias de reparación. La aplicación de estos criterios contenidos en *API Recommended Practice 579*, resulta en un evaluación mas precisa y realista de fallas, reduce la existencia de equipos no necesarios y un significativo ahorro en los costos de mantenimiento.

II. ANÁLISIS DE RIESGO

En una área de aplicación similar, se encuentran los conceptos de *Análisis de Riesgo*, *Inspección Basada en Riesgo* y *Análisis Costo-Beneficio basado en Riesgo*. Esto se puede usar a la hora de evaluar el monitoreo, inspección, mantenimiento preventivo, reparación o rediseño. Debe ser usado solo para analizar gastos y beneficios de corto plazo (ejemplo, intervalos entre paradas de planta). Este análisis es limitado a la pérdida potencial de equipos referido a riesgos de negocio y no esta concebido para el tratamiento de riesgos a personas, medio ambiente u otros que no sean pérdida de producción o equipos. El riesgo es la combinación de la probabilidad que un hecho no deseable ocurra y la eventual consecuencia del mismo. La norma de aplicación de esta tecnología es la API Publication 581.

III. PROCESO COMPLETO

El proceso se inicia con el hallazgo de inspección con la planta en operación, donde se utiliza ultrasonido en condición caliente (Hot UT) y continua con el análisis preliminar de los datos cuando se comprende que el equipo, o una parte de este ha llegado al fin de su vida útil según diseño (sobrespesor de corrosión consumido). Luego se realiza un análisis mas detallado de su aptitud para continuar en servicio aplicando factores de seguridad mas estrechos. De esto surge una nueva fecha de inspeccion, que en caso de confirmar el deterioro, da paso a análisis de tensiones mas precisos como por ejemplo FEA (Análisis por Elemento Finito). Finalmente, se toma la decisión de fijar el momento más oportuno para la reparación basándose en el riesgo de negocio.

IV. DESCRIPCIÓN DEL EJEMPLO

Tipo de Equipo

Intercambiador de calor ASME-TEMA tipo AES.

Datos de diseño

- *Fluido*, Gasoil pesado de vacío
- *Presión*, 25.3 kg/cm² (diseño) 8.4 Oper.
- *Temperatura*, 357 °C / 330 °C *Material*, CS A-516 Gr.60
- *Espesor original*, 17.5 mm *Fecha instalación*, 1971
- *Mecanismo de degradación*, combinación de corrosión por TAN (ácido nafténico) y TRS (Azufre reactivo).

Hallazgo de corrosión

En Marzo 2000, se observa una zona con espesores por debajo del mínimo requerido por cálculo convencional (12.5 mm vs 13.7 mm). Esta zona se encuentra alrededor de la boca de entrada lado carcaza. La revisión de los registros de inspección visual interna (Junio 1999), indica que el patrón de corrosión es adelgazamiento general existiendo el mismo fenómeno por debajo del refuerzo solapado de la boca de entrada (inaccesible para medir desde afuera). Al mismo tiempo se produce una pérdida de producto por el agujero testigo del refuerzo haciendo suponer que se debe a un defecto original de la soldadura de la boca a la carcaza del equipo, que por acción de la corrosión, termina abriéndose paso hasta el agujero testigo.



V. PRIMER ANÁLISIS FITNESS FOR SERVICE

El procedimiento aplicable (screening for general corrosión contenido en API 510), demanda realizar las siguientes comprobaciones:

- El promedio de espesores debe ser igual o exceder el requerido (t) + dos veces la pérdida de metal esperada para el periodo en análisis (ECL). Esta variable se calcula basada en el rango de corrosión y la ventana de tiempo requerida para análisis, por ejemplo 1 años con la intención de diferir la reparación y hacerla sobre base programada en lugar de reactiva.

Verifica

- Los espesores deben estar dentro del 30% dispersión respecto al promedio (requerimiento ExxonMobil). **Verifica**
- Espesor mínimo $1/2 t + 2 ECL$. **Verifica**
- Espesor mínimo $1/8" + 2ECL$ (requerimiento ExxonMobil, minimiza riesgo de perforación). **Verifica**
- **Resultado: ACEPTABLE por 1 año.** Se programa inspección para 2001 y probable reparación.

VI. SEGUNDA ETAPA DE ANÁLISIS

- a. La inspección programada para Marzo 2001, revela un leve descenso en el espesor promedio (de 14.9 mm a 14.6 mm) y un sensible descenso del mínimo a 11.2 mm. La re-evaluación con el procedimiento antes mencionado, da como resultado aceptable pero sólo por 5 meses

mas. Por este motivo, se decide aplicar un procedimiento mas detallado llamado análisis de área debilitada local (LTA, Local Thin Area). Para ello, el recipiente debe estar diseñado bajo ASME VIII u otro Código y debe cumplir las siguientes condiciones:

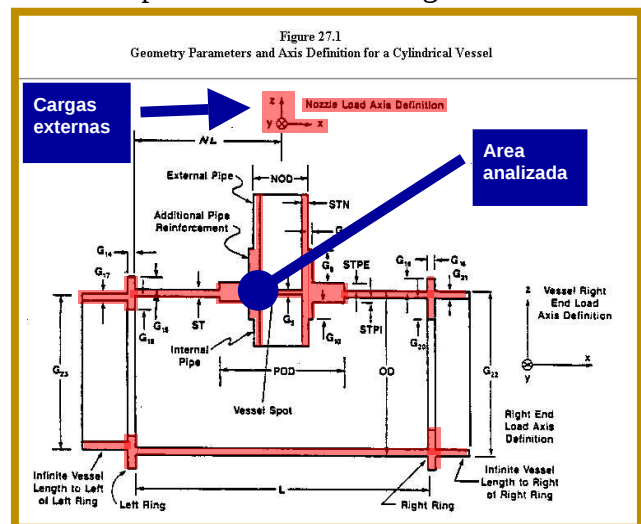
- Temperatura de diseño $< 371\text{ }^{\circ}\text{C}$. **Verifica** ($357\text{ }^{\circ}\text{C}$)
 - La presión interna debe ser la única carga significativa sobre el recipiente. **No Verifica** (se analizan las cargas de la cañería por análisis tensional y existen cargas importantes).
 - No debe haber discontinuidades mayores dentro del área debilitada. **No Verifica** por la existencia de la boca de entrada.
- b. Se realiza análisis de factor de tensión residual (RSF Remaining Stress Factor). Este es un cociente entre la presión de colapso de una carcaza con un área debilitada y la presión de colapso de una carcaza sin área debilitada. El resultado puede ser aplicado, por ejemplo a la presión de operación del recipiente para limitar las tensiones siempre y cuando la operación de la unidad lo permita. No obstante, en este caso no es aplicable debido a la existencia de un refuerzo solapado en la boca de entrada, dentro del área debilitada.
- c. Análisis por elemento finito (FEA). Se aplica un programa computarizado diseñado para proveer una rápida herramienta para cálculos de diseño y análisis seguro simplificado de uniones de recipiente vs. conexiones con refuerzos solapados sometidas a cargas externas. Se debe ingresar la geometría de la unión, las cargas externas y las condiciones operativas del recipiente. En este caso, las cargas externas se calcularon por medio de análisis de tensiones de la cañería de entrada nodo por nodo y se obtuvieron los siguientes datos: Peso: 360 kg., Momento en y: 320 kgm, Momento x: 660 kgm (carga mas importante) y Torque (z): 400 kgm.

El resultado fue el siguiente:

- Las tensiones resultantes están por sobre el valor de fluencia. **No Verifica**
- Sin aplicar cargas externas, estas tensiones se sitúan levemente por encima de la tensión admisible. **Confirma la acción de las cargas externas**
- Con espesor sin corroer (original), las tensiones están aún por encima de lo admisible. Indica que el sistema se deforma adecuándose a las restricciones y las tensiones se aliviaron al menos parcialmente.

VII. RESULTADO GLOBAL

- La corrosión en la carcaza se incrementó en un año confirmando que el mecanismo de deterioro es dinámico.
- Las tensiones del sistema son elevadas a causa de la acción de la cañería.
- El incremento de tensiones por la zona debilitada es marginal.



VIII. DEFINICIÓN DEL ESCENARIO DE RIESGO

Escenario de falla	Pérdida media, pequeña fisura presión entre 10 y 35 kg/cm2
Ventana de tiempo	Hasta Abril 2002
Probabilidad de falla	1/300, Posibilidad de que ocurra alguna vez
Consecuencia de la falla	Pérdida de producción por reducción de carga a una unidad crítica y reparación temporaria hasta reemplazar la carcasa del equipo.

Información que soporta este análisis

El conjunto recipiente y cañerías ha estado en servicio con altas tensiones desde 1971 sin que se produjeran fisuras o deformaciones importantes ni otros defectos estructurales promovidos por estas.

Se realizó una consulta con el especialista mecánico de la Empresa en USA y este indica que los cálculos confirman el nivel tensional alto pero que el modelo es conservativo y la forma de fallar sería dúctil. Por este motivo, el escenario de falla es económico y no de seguridad.

IX. DECISIÓN BASADA EN RIESGO

El riesgo incremental por diferir la reparación para 2002 es marginal. El factor resultante debe ser > 2.0 cuando se trata de costos de mantenimiento o > 4 cuando es pérdida de producción y en este caso, el resultado es 0.7 para cualquiera de las dos opciones. Se decide programar la reparación para Mar/Abr. 2002 (momento logístico mas adecuado para intervenir el equipo).

X. ANÁLISIS ECONÓMICO POS REPARACIÓN

Reemplazo carcasa equipo en Abr/2002	K\$	45
Inspecciones adicionales 2000/1	K\$	10
Analisis especiales (Stress, FEA)	K\$	3
Ahorro por diferir inversion 2 años	K\$	10
Ahorro por no parar producción en Mar/2000	K\$	600

XI. OTRO EJEMPLO

Equipo involucrado

Cañería de lavado de grilla de torre fraccionadora Cat Cracker.

Fluido, Diesel Oil craqueado

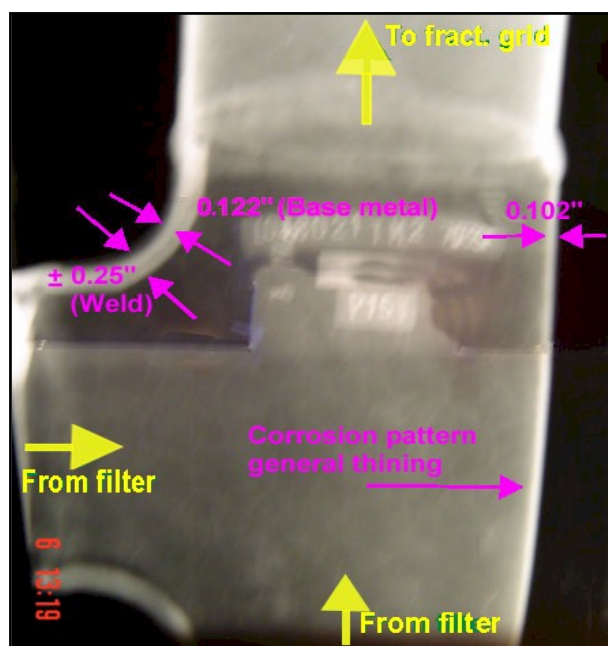
Presión, 10 kg/cm2 - Temperatura, 370°C

Diam, 4" Material A53 Gr.B - Espesor original, 6.1 mm

Mecanismo de degradación, corrosión por azufre reactivo.

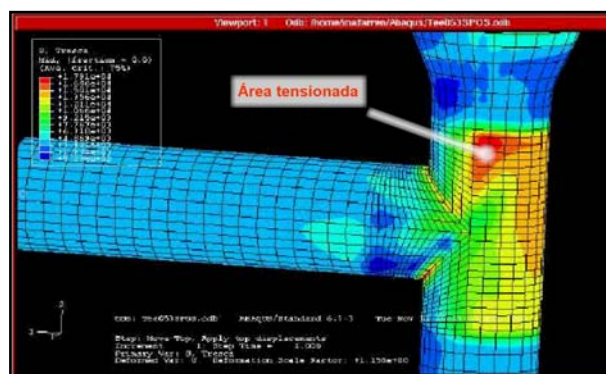
Hallazgo de corrosión

En Sep/2003 se identifica una TE diámetro 4" de construcción soldada con patrón de corrosión generalizada por azufre reactivo. El espesor mínimo medido por ultrasonido esta por debajo del requerido por sollicitación estructural (2.6mm vs. 3.3 mm).



Se realizan inspecciones adicionales y estudio de tensiones, con lo que se establece un escenario de riesgo económico no aceptable para el negocio. El siguiente paso es la realización de un análisis por elemento finito para determinar el estado tensional de la TE afectada.

Con el resultado de este análisis, se establece un nuevo espesor requerido inferior al actual (1.7 mm vs. 2.6 actual). Esto hace caer la probabilidad de falla a un valor aceptable para el negocio. Se define un nuevo plan de inspección semestral del componente y la fecha de reparación en Jul/2006. Aprovechando una parada de la unidad por cuestiones operativas, se reemplazó el tramo de cañería afectado en Abril de 2005.



Reemplazo TE en Abr/2005	K\$	4
Inspecciones adicionales 2003/4	K\$	2
Analisis especiales (Stress, FEA)	K\$	20
Ahorro por diferir inversion 2 años	K\$	0
Ahorro por no parar producción en Set/2003	K\$	2700

Inspector certificado API 510 con 25 años de experiencia en Refinería ESSO de Campana, a cargo de la coordinación de las tareas de Inspección de equipos fijos que incluyen: Inspecciones visuales, Ensayos no destructivos, Análisis de falla, desarrollo y aplicación de planes de monitoreo de corrosión y estudios especiales como el que dió origen al presente trabajo.

- Fitness For Service Guide, *Exxon Engineering, Feb/1992*
- Maintenance Practices Manual, *ExxonMobil Research & Engineering, May/1999*
- Plant Equipment Analysis System, *Exxon Research & Engineering, December 1994*
- API Publication 510 Pressure Vessel Inspection Code, *Jun/1997*
- ASME VIII Boiler & Pressure Vessel Code Div 1, *1998 Edition.*
- *ASME-ANSI B31.3 Process Piping, 1996 Edition.*