

**APTITUD PARA EL SERVICIO DE
RECIPIENTES DE NGL
Y
TANQUES DE LPG REFRIGERADO.**

VICENTE NÉSTOR PORCELLATTI.

**COMPAÑÍA MEGA SA. (DE)
BAHÍA BLANCA.**

Introducción

El artículo describe una metodología para la determinación de la aptitud para el servicio en recipientes de almacenamiento de alto inventario de hidrocarburos, considerando los requisitos legales y las herramientas de evaluación de integridad disponibles para el mantenimiento de este tipo de equipamiento, con esta información es posible la rehabilitación para el funcionamiento por organismos gubernamentales.

Estatus de la normativa actual

- Tanques de almacenamiento de hidrocarburos refrigerados:

Para guía y soporte de las actividades de mantenimiento de los tanques refrigerados construidos bajo las normas API 620, no se cuenta hoy en día con normativas internacionales que definan las tareas a ejecutar en los planes de mantenimiento, como sí existe para los tanques atmosféricos construidos bajo las normas API 650 que es la API 653.

Como referencia se dispone de la norma API 575 donde se describen diversos mecanismos de falla para este tipo de equipamiento, a partir de estos mecanismos podemos definir tareas de mantenimiento que minimicen la manifestación de las fallas.

- Recipientes para almacenamiento de hidrocarburos a presión:

Para establecer el plan de inspecciones de los recipientes sometidos a presión utilizados en la industria de los hidrocarburos disponemos de la norma API 510, las frecuencias de control establecidas por esta norma deben ser contrastadas con los requerimientos legales ya que las frecuencias de control que solicita la legislación aplicable es más exigente que los requisitos establecidos en la norma internacional.

- Requerimientos legales:

En la legislación nacional existen disposiciones donde se establecen las tareas de inspecciones mínimas y su frecuencia para los equipos que almacenan hidrocarburos.

La Secretaría de Energía de la Nación utiliza como normativa de referencia las desarrolladas en su momento por Gas del Estado, por ej. la GE N° 1- 102, “Mantenimiento de Plantas de Gas Licuado de Petróleo”. En esta normativa se disponen programas de mantenimiento para los distintos equipamientos utilizados en las plantas de gas licuado de petróleo.

En la Provincia de Buenos Aires se trabaja con la Resolución SPA 231/96 que es aplicada por el Organismo Para el Desarrollo Sustentable (OPDS), esta resolución establece entre otros, los requisitos de control a aplicar en los recipientes sometidos a presión y válvulas de seguridad.

- Partes interesadas internas y externas:

Hoy en las empresas es muy importante poder demostrar la aptitud para el servicio de sus instalaciones, en particular aquellas de alto inventario de almacenamiento de energía por las consecuencias que pueden producir si algunos de los mecanismos de falla se manifiestan.

Como partes interesadas internas de la organización podemos mencionar a:

- Producción, porque necesita disponibilidad de las instalaciones para cumplir con los requerimientos de los clientes.
- Mantenimiento, para asegurar a sus clientes internos la utilización de los equipos y las condiciones de seguridad operativa.

- Seguridad y Medio Ambiente, dispone de información para minimizar los riesgos en las acciones de seguridad y medio ambiente que se desarrollan en la operación.
- El Directorio y Accionistas, cuentan con información que asegura la continuidad del negocio en el tiempo.

Como partes interesadas externas a la organización se consideran:

- Compañías de seguros para el capital invertido y la producción.
- Bancos que proveen créditos de inversión.
- Organismos gubernamentales de control.
- Organismos No gubernamentales (ONG).
- Comunidad próxima a la operación.

Desarrollo.

Breve reseña sobre Compañía Mega:

- Año 1996: YPF comienza a desarrollar los estudios para la implementación del proyecto, para lo cual designa el management de la empresa para liderarlo.
- Año 1997: Se cristaliza la alianza con Petrobras y Dow Chemical para constituir Compañía Mega y llevar adelante el proyecto. La compañía es integrada por personal de YPF, específicamente designado al efecto.
- Año 1998: Comienzan las obras.
- Año 1999: Se logra el financiamiento internacional para el proyecto y se firman todos los contratos a largo plazo relativos a la compra de materia prima y a la venta de los productos de la compañía.
- Año 2000: Puesta en marcha de las operaciones.
- Año 2001: Comienzo de la actividad comercial en forma regular e implementación de un Sistema de Gestión.
- Año 2002: Certificación Normas de Calidad (ISO 9001 / ISO 14001 / IRAM 3800)
- Año 2006: Recertificación del sistema de gestión integrado y obtención del Premio Nacional a la Calidad.

Descripción del proceso.

Es importante conocer el proceso de Compañía Mega, ya que por la complejidad de la distribución geográfica de sus plantas, los niveles de riesgo varían según nos referimos cada una de ellas, debido al impacto que representa la proximidad de la comunidad.

El gas natural es provisto por Repsol YPF, ingresado en la planta que Compañía MEGA posee en el paraje Loma la Lata, en la provincia de Neuquén.

En esa planta se hace la separación primaria de los componentes ricos del gas natural y se devuelve a Repsol YPF el gas residual.

La ubicación de la planta Separadora Loma la Lata es tal que no hay ciudades o poblaciones lindantes próximas.



Los gases ricos viajan a través de un poliducto de 600 Km. propio hasta llegar a la planta Fraccionadora en Bahía Blanca.

Allí se obtienen etano (C2) que es procesado por Dow Chemical mientras que el propano (C3), el butano (C4) y la gasolina (C5+) se exporta a Brasil por medio de buques que cargan en su propio puerto y cuyo destino final es Petrobrás.

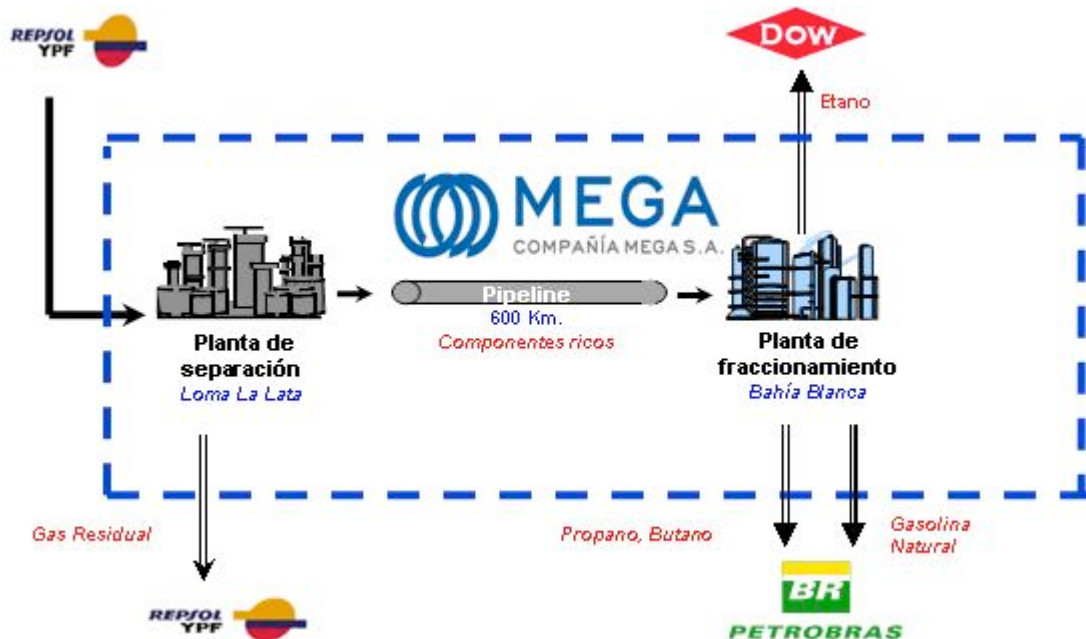


Desde el punto de vista del estudio, la planta de Bahía Blanca está situada en la zona de puerto Galván, lindante con su equivalente de Ing. White, donde existe una población estable. Esta condición es considerada ya que la comunidad está involucrada por la cercanía a la planta.

Vista de la Planta en Bahía Blanca:



Esquema de entradas y salidas:



Descripción del proceso de evaluación de integridad

Tanques diseño API 620:



-Datos de los tanques de almacenamiento de LPG refrigerado objetos de la evaluación de integridad, (datos de construcción de los tanques, el producto que operan y los parámetros de proceso):

Producto: Propano – Butano
Presión de trabajo: 400 mm. c/agua.

Temperatura del producto: -42 °C y -8 °C respectivamente.

Presión máxima de trabajo: 1200 mm. de columna de agua

Volumen: 35.000 m³.

Material: A537-CL1.

Paredes exteriores del tanque: pintadas con pintura epoxídica. Aislamiento de las paredes con poliuretano inyectado y barrera de vapor provista por la cubierta exterior de chapa de aluminio pintada.

Piso del tanque: elevado sobre platea de hormigón armado, aislado con paneles de lana mineral.

Sistemas de seguridad:

Protección contra incendio: doble anillo de refrigeración en el techo y triple anillo en las paredes; sobre cada anillo de las paredes se dispone de cable sensitivo a la presencia de llama.

Monitores oscilantes en el perímetro del tanque.

Sensores infrarrojos para la detección de gas en el piso del recinto de confinamiento.

Válvula Shut Down en la salida de producto del tanque.

Diez válvulas de seguridad que operan con presión y vacío en valores escalonados de presión.

Distintos niveles de alarma que van al panel de control del sistema DCS de Planta.

- Determinación de la confiabilidad de la instalación:

Confiabilidad es el concepto primario que debemos garantizar, para considerar que la condición de operación es segura en el equipo que estamos evaluando.

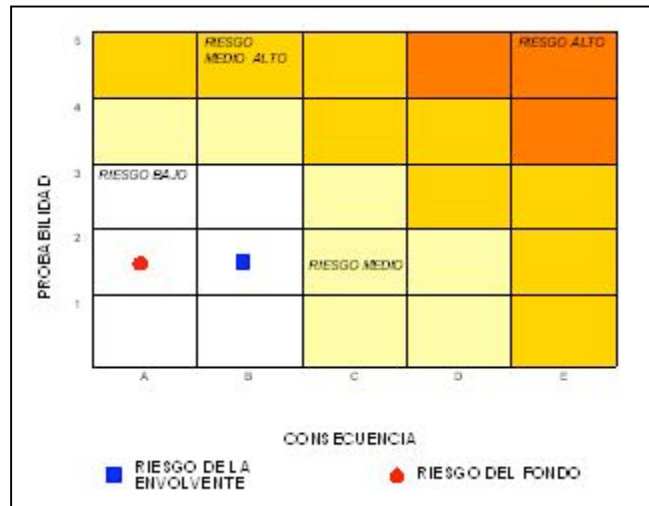
El primer paso es determinar cuáles son los mecanismos de falla intervinientes tanto en condiciones normales de operación como en las anormales.

Para realizar el trabajo utilizamos la norma API 581 (Risk Base Inspection) más un grupo multidisciplinario de personas que conozcan cómo está construido el equipo, sus sistemas de operación y control, cómo se opera el sistema y cuál es el comportamiento esperado, analizando los mecanismos de falla que pueden intervenir.

En función de las tareas de inspección, con sus frecuencias establecidas en el Plan de Mantenimiento, se procede a realizar los estudios que finalmente nos definen el riesgo de la instalación.

En el Plan de Mantenimiento se consideran tareas de verificación por método visual con personal capacitado para su realización, medición de asentamientos de la platea, calibración de las válvulas de seguridad, medición de puestas a tierra, medición de espesores en el techo, etc.

Se realiza el proceso de estudio establecido en la norma y si el riesgo da un valor medio alto o alto se deberán verificar las tareas y sus frecuencias en el Plan. Se deberá llevar a valores aceptables como resultado del análisis de las tareas de inspección y sus frecuencias, reevaluando el riesgo y verificando en la matriz que los valores sean de riesgo medio o bajo para esta nueva condición de control.



De los mecanismos de falla evaluados, el de corrosión generalizada en el techo del recipiente es considerado como de baja probabilidad, como también la existencia de fisuración activa.

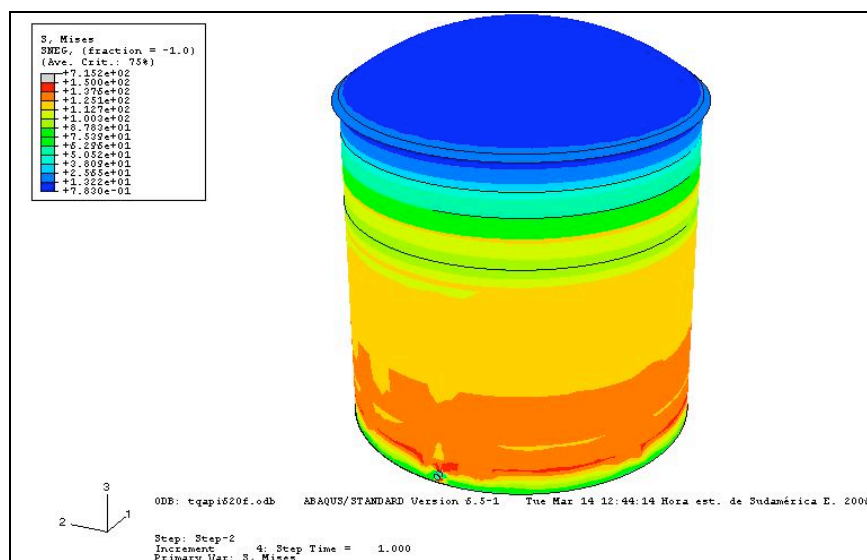
- Modelado de las tensiones que soporta por el método de elementos finitos:

Para complementar este estudio de riesgos es importante conocer cuál es el comportamiento del equipo para los distintos estados de cargas que puede soportar; ellos son: peso propio, acción del viento, carga hidráulica por el producto que almacena, vinculación de la cañería de descarga con el recipiente, etc.

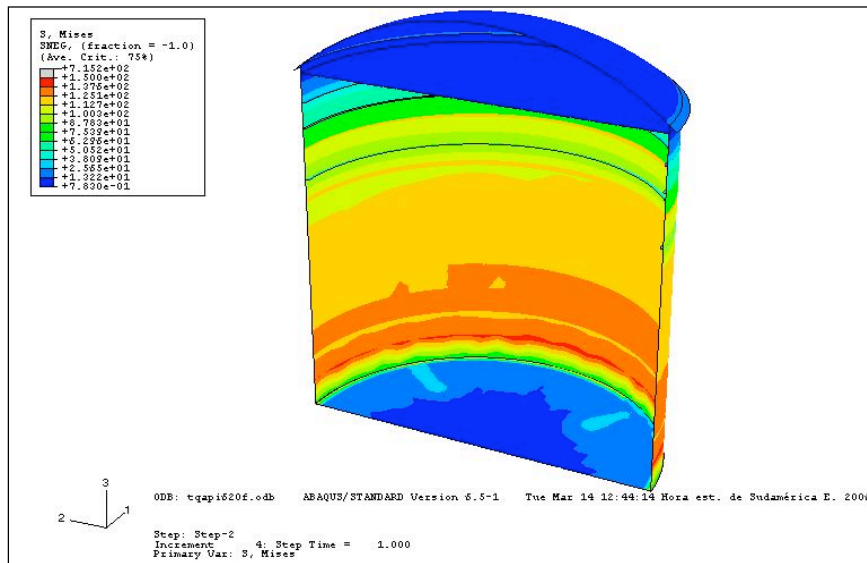
Para cada una de esta situaciones se realiza un modelado de las tensiones que soporta por el método de elementos finitos, que nos indica cuál es el diagrama de cargas para cada uno de los esfuerzos evaluados. De la combinación de cada uno de estos esfuerzos es posible determinar cuál es la zona más solicitada a tensiones en el tanque.

Como complemento al estudio del tanque por el método de elementos finitos, es necesario conocer cómo se comporta la cañería de descarga, se estudia el comportamiento durante los primeros minutos que fluye el producto generando choque térmico, como así también las deformaciones debidas al peso propio, viento, variación de temperatura y vinculación con la pared del tanque.

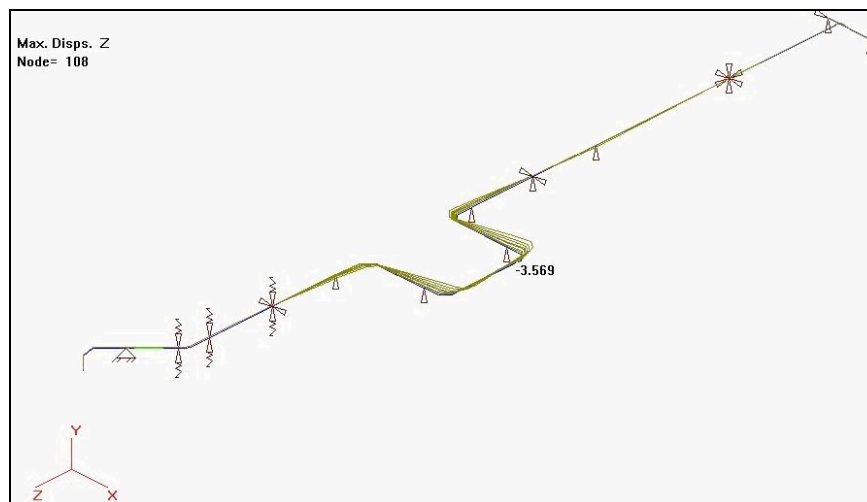
Distribución de la tensión equivalente de Von Mises para superposición de todas las cargas en el recipiente:



Vista del piso del tanque:



Ubicación del desplazamiento máximo. Caso expansión térmica en cañería de descarga:



- Ensayo de emisión acústica (EA.)

En función del análisis de los mecanismos de falla intervinientes y de los resultados del análisis de tensiones por elementos finitos se aplica el estudio por técnicas de emisión acústica en la zona más comprometida por los esfuerzos, donde pueden estar presentes mecanismos de fisuración activos. Se realizan los ensayos en el tanque y en la cañería de descarga.

Los pasos a seguir son:

1.-Normas y códigos utilizados en la ejecución y análisis de los resultados:

Las especificaciones de la prueba utilizando Emisión Acústica son por aumento de nivel controlado del tanque. Además, se siguieron las pautas generales y las secciones aplicables proporcionadas por:

ASTM E1930-97 (Standard Test Method for Examinations of Liquid-Filled Atmospheric and low-Pressure metal Storage Tank Using Acoustic Emission.)

ASME Boiler & Pressure Vessel Code. Section V Non-destructive Examination. Article 12. (Acoustic Emission Examination of metallic vessels during pressure testing)

2.-Prueba.

La prueba se realiza estando el tanque en servicio, partiendo desde el 86% del máximo nivel de producto que almacena (que representa la máxima capacidad de operación en los últimos 6 meses), hasta alcanzar el nivel de 96,6 % de la capacidad máxima de llenado del tanque, (corresponde al valor de alarma de alto nivel de llenado).

3.-Análisis

Los datos de emisión acústica se pueden someter a tres tipos de metodologías de análisis:

- a) Análisis general de todos los datos.
- b) Análisis de datos por cada canal.
- c) Posición 3D fondo.

4.-Emisión acústica: Instrumentación / Hardware:

Un equipo multi-canal, digital.

Transductores y amplificadores de EA. de frecuencia resonante.

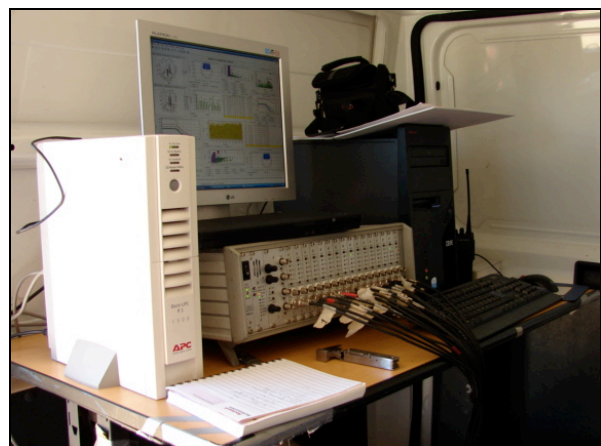
Cable tipo coaxial, proporcionando un camino de la señal a cada transductor hasta el sistema de adquisición de datos donde se alojaron los datos relevados en el campo cerca del recipiente.



Guía de onda y sensor de emisión acústica:



Procesador de datos de emisión acústica:



- Informe final para rehabilitación del tanque:

Comprende:

- Acta de prueba del Auditor de la Secretaría de Energía por la emisión acústica.
- Informe de inspección visual externa del Auditor de la Secretaría de Energía.
- Matriz de riesgo con los resultados del informe del análisis según API 581 (RBI)
- Informe de análisis según API 581 (RBI)
- Estudio por elementos finitos de las tensiones que soporta el recipiente para distintos estados de carga.
- Estudio por elementos finitos de las tensiones de la cañería de descarga del recipiente y su vinculación al tanque.
- Ensayo por emisión acústica del tanque.
- Graficas del proceso donde se observa la variación de nivel de los últimos seis meses y durante el proceso de ensayo.
- Procedimiento de emisión acústica empleado, aprobado por Nivel III - ASNT.
- Certificaciones de Nivel ASNT de los operadores.
- Monitoreo de corrosión del techo.
- Monitoreo del asentamiento de la base de apoyo.
- Control de la resistencia de puesta a tierra del tanque.
- Análisis de laboratorio de la composición del producto que almacena el tanque.
- Plano del tanque.
- Informe de inspecciones anteriores realizados por otras auditorias de la Secretaría de Energía.
- Informe de calibración de las válvulas de seguridad.
- Control y calibración de la instrumentación asociada al tanque.
- Inspecciones visuales externas.

- Recipiente a presión diseño código ASME VIII Div II:



- Datos de los recipientes de almacenamiento de NGL objetos de la evaluación de integridad, (datos de construcción, el producto que operan y los parámetros de proceso):

Unidad: Almacenamiento de NGL.

Tipo de Equipo: Recipiente a Presión – Tipo Cilíndrico Horizontal.

Código de fabricación: ASME VIII Div 2.

Capacidad: 558 m³.

Diámetro: 5000 mm ID.

Espesor: Casquetes 35 mm, envuelta: 63 mm.

Material de construcción: A516-70.

Tipo de aislación: Con aislación térmica de lana mineral 50mm. de espesor.

Protección contra incendio: triple anillo de refrigeración en la envuelta, sobre el anillo inferior se dispone de cable sensitivo a la presencia de llama.

Monitores e hidrantes en el perímetro del tanque.

Sensores para la detección de gas en el piso del recinto de confinamiento.

Válvula Shut Down en la entrada y salida de producto del tanque.

Dos válvulas de seguridad (una en Stand-by) que disponen sistema de seguridad interlok para el bloqueo que disponen sistema de seguridad interlok para el bloqueo..

La cañería de descarga del recipiente es totalmente soldada hasta la salida del recinto de contención.

Condiciones normales de operación (aprox.):

Temperatura de operación 15°C

Presión de operación: 22 Kg/cm²

Presión de diseño: 38,5 Kg/cm²

Temperatura máxima de operación: 60 °C.

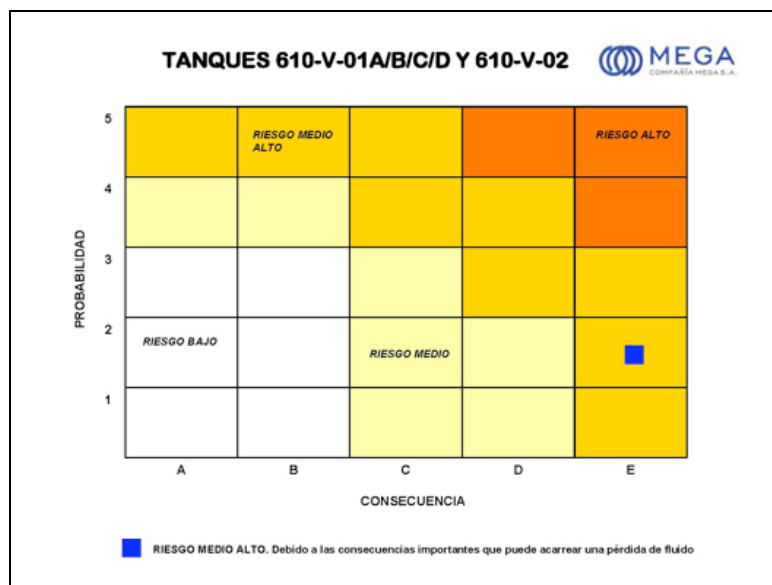
- Determinación de la confiabilidad de la instalación:

Se seguirán los mismos lineamientos aplicados al equipo anterior para los recipientes sometidos a presión con el objetivo de garantizar que la condición de servicio es segura.

El primer paso es determinar cuáles son los mecanismos de falla intervinientes tanto en condiciones normales de operación como en las anormales.

Para realizar el trabajo utilizamos la norma API 581 (Risk Base Inspection) más un grupo multidisciplinario de personas, analizando los mecanismos de falla que pueden intervenir.

En función de las tareas de inspección, con sus frecuencias establecidas en el Plan de Mantenimiento, se procede a realizar los estudios que finalmente nos definen el riesgo de la instalación.



La matriz de riesgo nos da como resultado RIESGO MEDIO ALTO debido a que las consecuencias son altas al manifestarse alguna falla con pérdida de fluido, aunque la probabilidad es baja.

Los mecanismos de degradación potenciales del material de estos recipientes, son los siguientes:

- Pérdida de espesor de pared (corrosión generalizada y/o localizada).
- Fractura frágil.
- Otros mecanismos de fisuración.
- Corrosión bajo tensiones.
- Fatiga mecánica.
- Daño externo.

Se determinó que los recipientes en cuestión **no** resultaron susceptibles a:

- Fisuración debido a aspectos operacionales.
- Fractura frágil ni riesgos mecánicos.
- Tampoco son susceptibles a fractura dúctil.

Sin embargo, resultaron susceptibles a:

- Corrosión generalizada.
- Corrosión bajo la aislación

- Modelado de las tensiones que soporta por el método de elementos finitos:

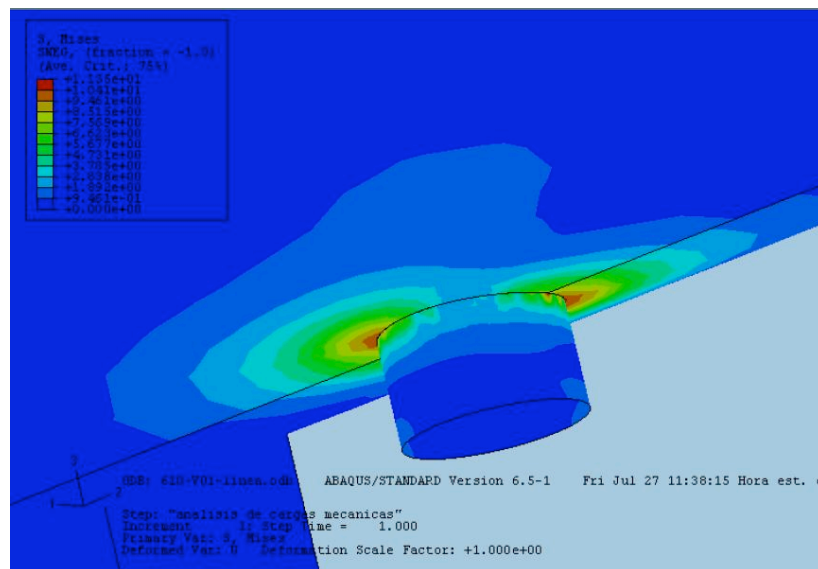
También se realizó un análisis de tensiones por elementos finitos para determinar el daño potencial que pueden sufrir.

Como parte del estudio se realizó el análisis del comportamiento de la cañería ante un desplazamiento de la base distinto al indicado en las condiciones de diseño considerando un asentamiento del equipo de hasta 30 mm.

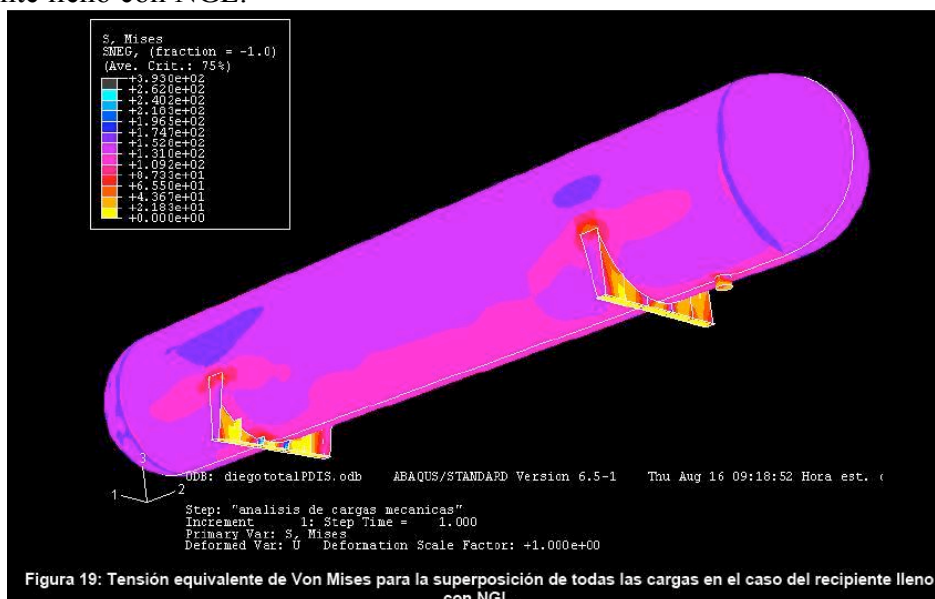
En cuanto al análisis de tensiones efectuado, se concluye que:

- Un asentamiento del equipo de hasta 30 mm., sumado a los efectos de las demás cargas actuantes, no produce una distribución de tensiones que aporten un riesgo adicional al sistema.
- Para las cargas de operación y el asentamiento del equipo, el mismo presenta tensiones menores a la de fluencia con lo cual, puede excluirse la posibilidad de falla dúctil por efecto de sobretensiones.

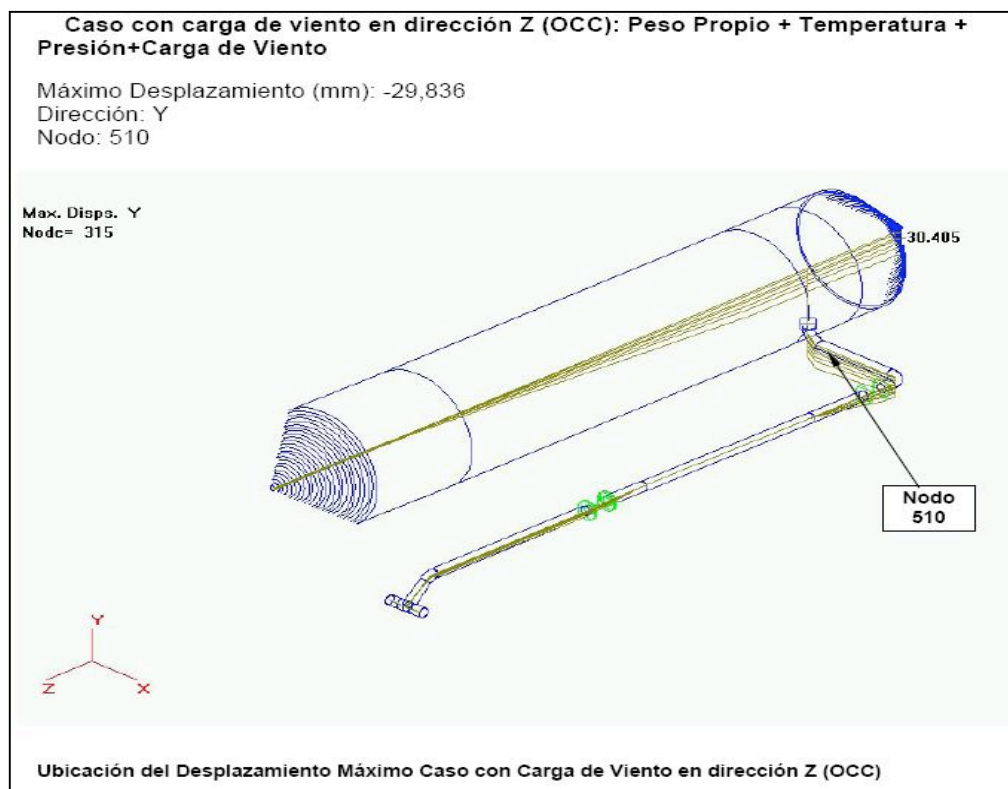
Tensión equivalente de Von Mises para el caso de la carga producida por la línea. – Detalle de la boquilla.



Tensión equivalente de Von Mises para la superposición de todas las cargas en el caso del recipiente lleno con NGL.



Desplazamientos impuestos:



- Ensayo de emisión acústica (EA.)

En función del análisis de los mecanismos de falla intervinientes y de los resultados del análisis de tensiones por elementos finitos se aplica el estudio por técnicas de emisión acústica en la zona más comprometida por los esfuerzos, donde pueden estar presentes mecanismos de fisuración activos por corrosión.

Los pasos a seguir son:

1.-Normas y códigos utilizados en la ejecución y análisis de los resultados:

Las especificaciones de la prueba utilizando Emisión Acústica son por aumento de la presión controlada del recipiente (34 Kg/cm²). Además, se siguieron las pautas generales y las secciones aplicables proporcionadas por:

Test procedure: 1998 ASME Boiler & Pressure Vessel Code. Section V- Non-destructive Examination. Article 12. "Acoustic Emission Examination of metallic vessels during pressure testing."

Las especificaciones de la prueba utilizando la Emisión Acústica, de acuerdo con el Procedimiento del operador emisión acústica (Monitoreo de recipientes a presión y aumento de la presión controlada).

Además, de estas características técnicas de la prueba se siguieron las pautas generales y las secciones aplicables proporcionadas por el-"American Petroleum Institute"-API 510. Sección 6.3 - Use of on-stream inspection (Acoustic Emission, Automated Ultrasonics, etc) in line of internal inspections".

- "National Association of Corrosion Engineers"-NACE-Recommended Practice-RP 0296-96-

Guidelines for inspection and repair of pressure vessels, piping, etc. in possible corrosive environment, using appropriate external NDE methods (Acoustic Emission, Automated Ultrasonics), instead of internal inspection, according to the type of damage expected”.

-“American Society of Mechanical Engineers” - ASME, Section V, Article 12 - Acoustic Emission. Examination of Metallic Vessels during Pressure Testing.

2.- Prueba:

El ensayo comenzó monitoreando el recipiente a la presión de operación de 22 Kg/cm² con NGL, durante 15 minutos se continuo aumentando la presión con nitrógeno lentamente hasta alcanzar los 29 Kg/cm² con un tiempo de espera de 10 minutos, luego se continuo aumentando la presión hasta alcanzar la presión de prueba de 34 Kg/cm², con un tiempo de espera de 30 minutos. El tiempo total de la prueba fue de 2 horas.

3.- Resultados:

El recipiente fue sometido a la presión de prueba de 34 kg/cm² para evaluar su integridad mecánica y detectar posibles apariciones de discontinuidad activas “semejantes a las que emiten las fisuras”, y evitar fallas futura significativas que pondrían en peligro la integridad estructural del recipiente.

Los resultados de este ensayo por EA confirman que **no** existe ningún tipo de discontinuidad "similar a UNA FISURA ACTIVA", hasta la presión máxima de prueba de 34 Kg/cm²

- Informe final para rehabilitación del recipiente:

Comprende:

- Acta de prueba del Auditor de la Secretaría de Energía por la emisión acústica.
- Informe de inspección visual externa del Auditor de la Secretaría de Energía.
- Matriz de riesgo con los resultados del informe del análisis según API 581 (RBI)
- Informe de análisis según API 581 (RBI)
- Estudio por elementos finitos de las tensiones que soporta el recipiente para distintos estados de carga.
- Estudio por elementos finitos de las tensiones de la cañería de descarga y su vinculación al recipiente.
- Ensayo por emisión acústica.
- Cálculo del recipiente.
- Procedimiento de emisión acústica empleado, aprobado por Nivel III - ASNT.
- Certificaciones de Nivel ASNT de los operadores.
- Monitoreo de corrosión.
- Monitoreo del asentamiento de la base de apoyo para nivel vacío - lleno.
- Control de la resistencia de puesta a tierra.
- Análisis de laboratorio de la composición del producto que almacena.
- Plano del recipiente.
- Cálculo de apoyos por método Zick.
- Informe de inspecciones anteriores realizados por otras auditorias de la Secretaría de Energía y OPDS de la Pcia. de Buenos Aires.
- Informe de calibración de las válvulas de seguridad.
- Control y calibración de la instrumentación asociada al recipiente.
- Inspecciones visuales externas.

Conclusiones

Lo expuesto pretende mostrar los resultados que se detallan:

- La aplicación de esta metodología ha superado los requisitos técnicos de las auditoras de la Secretaría de Energía, la han considerado aceptable para garantizar la confiabilidad de las instalaciones. Los equipos fueron revalidados para operar por diez años.
- Las distintas especialidades, experiencias y capacidades del personal interviniente en el proceso de análisis y evaluación, permiten detectar nuevos factores de falla posibles y minimiza las posibilidades de errores durante el proceso.
- Para el caso de los tanques refrigerados, el retiro de servicio implica paradas de producción durante varios meses, el deterioro de las instalaciones por cambio térmico y elevados costos asociados al proceso de apertura y cierre del equipo.
- En cualquier otro caso de equipos similares, aplicando esta metodología, no es necesario su retiro de la línea de proceso, evitando la pérdida de costos de producción que se produciría por parada de planta que se refleja en los proveedores y clientes del proceso.

Como todo proceso, un sistema de calidad debe ser evaluado y mejorado; las contribuciones que se puedan hacer al mismo con las experiencias de otras organizaciones serán muy importantes. Del intercambio lograremos una herramienta de trabajo mejor.

Breve CV del autor

Vicente Porcellatti

Ingeniero Mecánico Universidad Nacional del Sur – Bahía Blanca –Argentina.

Responsable del Mantenimiento e Integridad de las Instalaciones Fijas de Compañía Mega SA. (DE).

Ingeniero de mantenimiento de operación de petróleo y gas.

Responsable del mantenimiento e inspecciones en planta de procesos químicos y petroquímicos.

Miembro del ASME.

Integrante de la Subcomisión de Calidad del IAPG Seccional Comahue.

vporcellattip@ciamega.com.ar

TE: (0291)4572470 – Int. 3031