

CORROSIÓN BAJO AISLACIÓN
REVISIÓN DE API RP 583 Y CASOS DE ESTUDIO

Ing. Esteban Rubertis, GIE S.A. rubertis@giegroup.net

Ing. Marcos Dasso, GIE S.A. dasso@giegroup.net

Ing. Alan Martuccio; GIE S.A. martuccio@giegroup.net

Sinopsis

La producción de fluidos en especificación en la industria de la Refinación implica una estabilidad de los parámetros operativos. En el control de la temperatura de proceso, la aislación térmica juega un rol preponderante para su estabilidad con los cambios ambientales. Lo que es un beneficio para operaciones no siempre lo es para garantizar la integridad mecánica de la unidad, ya que implica una barrera visual a la detección temprana del daño.

Inspeccionar componentes aislados con métodos tradicionales implica una gran inversión de tiempo y recursos. Teniendo en cuenta que gran porcentaje de una refinería se encuentra aislada por diversos motivos, los métodos tradicionales implicarían el desmontaje y montaje de la aislación, creación de ventanas de inspección, montaje de andamios y puntos de acceso a zonas de inspección.

En mayo de 2014, API emitió la primera edición de la práctica recomendada API RP 583 cuyo objetivo es:

- Poner en evidencia la complejidad del mecanismo de daño de Corrosión Bajo aislación.
- Dar conocimiento sobre los tipos de ensayos no destructivos actualmente disponibles (con sus ventajas y desventajas).
- Proveer de un método alternativo para analizar el Riesgo de unidades aisladas.
- Brindar en la etapa de diseño una guía para evitar condiciones que propicien la Corrosión bajo aislación.

En el presente documento, se realiza una revisión de la práctica recomendada comparando los casos presentados en la misma con casos reales detectados en la industria. Se presentan algunos casos de aplicación para los cuales se realiza el proceso de selección de las zonas a ensayar, del método de ensayo no destructivo a aplicar, análisis de los resultados y definición de aptitud para el servicio de los componentes.

Introducción

La aislación térmica es utilizada en la industria de la Refinación, principalmente debido a la necesidad de mantener una estabilidad en los parámetros operativos en equipos y tuberías.

En general, las razones que motivan el uso de aislación térmica incluyen, pero no se limitan a:

- Conservación del calor (usualmente $> 90^{\circ}\text{C}$)
- Conservación del frío (sistemas de refrigeración) (usualmente $< 10^{\circ}\text{C}$)
- Protección del personal (usualmente $> 60^{\circ}\text{C}$)
- Protección de congelamiento / traceado eléctrico
- Control de condensación
- Reducción acústica (ruido)
- Control de proceso

Si bien el uso de la aislación térmica es un beneficio desde el punto de vista operacional, representa una barrera visual para la integridad mecánica de los componentes, cuando no se realiza una gestión de la inspección de forma adecuada.

El principal inconveniente que genera la aislación térmica, es la dificultad de identificar a simple vista los daños ocasionados, ya que la misma genera una barrera visual que impide la detección temprana de los daños sobre la superficie del equipo o tubería. Además, provee un espacio anular para la retención de agua y otros medios corrosivos, pudiendo aportar contaminantes que aumenten la velocidad de corrosión.

La corrosión bajo aislación (de ahora en más: CUI – “Corrosion under insulation”) ocurre en equipos que han sido aislados, ya sea por protección térmica, conservación de la temperatura o estabilización del proceso. Los resultados destructivos que CUI representa no fueron mencionados en la literatura hasta la década del 50. A medida que se han experimentado más problemas, la preocupación y el interés en torno a este tema ha ido aumentando. Los mayores impulsores para la detección de daños por CUI son los paros de equipos no programados, las pérdidas de producción y los costos de mantenimiento inesperados en refinerías, plantas de gas y plantas químicas.

La primera norma ASTM relacionada con CUI fue ASTM C692,¹ publicada en 1971 y originalmente titulada “Evaluating the Influence of Wicking Type Thermal Insulations on the Stress Corrosion Cracking Tendency of Austenitic Stainless Steels”. Posteriormente, en 1989 NACE emitió su primera publicación (NACE 6H189) referida a CUI. En 2010 NACE publicó el “Standard Practice SP0198-2010: Control of Corrosion Under Thermal Insulation and Fireproofing Materials—A Systems Approach”

En Mayo de 2014 API publicó la práctica recomendada API RP 583 “Corrosion Under Insulation and Fireproofing” con el objetivo de poner en evidencia la complejidad del mecanismo de daño por CUI, brindar conocimiento sobre las técnicas de END aplicables, proveer de un método alternativo para analizar el riesgo de unidades aisladas y brindar una guía de cómo diseñar, instalar y mantener sistemas susceptibles a CUI.

Desarrollo

Cuando el agua queda atrapada entre la superficie metálica y la aislación térmica, la corrosión bajo aislación se hace presente. Podemos inferir entonces que para que se produzca corrosión bajo aislación necesitamos dos factores, la presencia de agua y una rotura o defecto en la aislación, que permita el ingreso del agua hasta la tubería o equipo.

Por lo general, CUI se presenta en forma localizada y la severidad de los daños ocasionados depende de diversos factores, entre los más influyentes:

- Duración y frecuencia de la exposición a la humedad.
- Corrosividad del ambiente acuoso.
- Condición de barreras de protección (por ejemplo, revestimiento y encamisado)
- Problemas de diseño en equipos.
- Temperatura de exposición en servicio.
- Tipo de aislación.
- Condición de las barreras ambientales.
- Tipo de clima.
- Prácticas de mantenimiento del lugar.
- Fugas de los sistemas de tracing con vapor.
- Proximidad a los equipos que causan humedad, como torres de refrigeración.
- Proximidad al agua salada.
- Lluvia ácida en zona industrial.

CUI es una forma de corrosión por oxígeno, y se produce en acero al carbono y acero de baja aleación cuando se expone a la humedad y al oxígeno simultáneamente. El daño ocurre cuando el agua es absorbida o se sitúa debajo del aislamiento, debido a roturas en la aislación o en el revestimiento, y la humedad entra en contacto con el acero subyacente, a temperaturas de metal entre 0 ° C y 100 ° C. A los fines prácticos, es necesario considerar un rango más amplio de temperaturas de operación, típicamente de -12 ° C a 175 ° C, debido a las fluctuaciones en la temperatura de funcionamiento, el coeficiente de transferencia térmica del aislamiento, gradientes de temperatura dentro del equipo (columnas de fraccionamiento, intercambiadores de calor, etc.), y varios modos de operación. Según API RP 583 los daños por CUI son más graves a temperaturas de metal entre 77 ° C y 110 ° C, donde la cinética de reacción de corrosión es más alta.

Si bien las altas temperaturas reducen el tiempo en el que el agua está en contacto con la tubería, tienden a aumentar la velocidad de corrosión y reducir la vida útil de los revestimientos protectores, masillas y selladores. El factor clave para que ocurra daño por CUI no es la temperatura, sino que lo es la presencia de una capa acuosa corrosiva en la superficie del metal aislado, durante cualquier período de funcionamiento o durante el tiempo de inactividad. Por ello, es más importante determinar si el agua es capaz de penetrar la aislación, que tratar de determinar la temperatura exacta de la superficie metálica aislada durante la operación normal.

Es importante considerar todas las condiciones de operación, incluyendo el estado “fuera de servicio”, especialmente los equipos que permanecen fuera de servicio a temperatura ambiente, durante largos periodos. Los equipos que entran y salen del rango de temperaturas de CUI durante los ciclos de regeneración, o están con frecuencia fuera de servicio en condiciones ambientales, pueden experimentar daños por CUI agresivos, aunque cuando estén en funcionamiento normal se encuentren fuera del rango de temperatura de CUI.

CUI en acero inoxidable austenítico o dúplex.

Los daños por CUI en aceros inoxidables austeníticos y dúplex son una forma de ECSCC (external chloride stress corrosion cracking). Como en todas las formas de corrosión bajo tensión (SCC), el daño se produce cuando un metal susceptible se expone a la acción combinada de un medio ambiente corrosivo y una tensión aplicada. Dentro de los materiales susceptibles se incluyen acero inoxidable tipo austenítico serie 300 y dúplex. Los aceros inoxidables dúplex, si bien son más resistentes que los aceros inoxidables austeníticos, no son inmunes. La mayoría de los casos de daño por CUI en los aceros inoxidables austeníticos, se producen a temperaturas de metal entre 60 ° C y 175 ° C, aunque según API RP 583 se han registrado excepciones a temperaturas inferiores. Por debajo de 50 ° C, es difícil concentrar cantidades significativas de cloruros, mientras que por encima de 175 ° C, el agua no está presente normalmente y los daños por CUI son poco frecuentes. Cabe señalar que incluso las tuberías de acero inoxidable austenítico que normalmente operan por encima de 260 ° C, pueden sufrir ECSCC severo durante el arranque, después de que el aislamiento se haya humedecido por una prueba del sistema de agua contra incendios, o debido a la lluvia durante el tiempo de inactividad. Por lo general, el daño por CUI en los aceros inoxidables austeníticos y dúplex pasa desapercibido hasta que el aislamiento es removido o se produce una fuga.

El daño por CUI en los aceros inoxidables dúplex, se produce a temperaturas más altas (cercanas a 140 ° C) que en los aceros inoxidables austeníticos, y a niveles de concentración muy altos de cloruro. Según API RP 583, en general ha habido pocos casos reportados de fisuración en la industria, pero los que han sido reportados fueron en condiciones severas donde se podría predecir SCC.

Las normas ASTM C692, ASTM C795, ASTM C871, y ASTM C929, dan lineamientos para la selección y evaluación de los materiales de aislamiento en los aceros inoxidables austeníticos y dúplex, cuando se prevé la presencia de ECSCC.

CUI en tuberías de aluminio

Las tuberías de aluminio se utilizan comúnmente en los procesos que llevan a cabo la licuefacción de varios gases. Debido a la naturaleza del proceso, se producen temperaturas extremadamente frías durante la operación. La condensación es común en la superficie de la tubería debido al diferencial de temperatura entre la superficie y el ambiente. En la mayoría de los casos, la tubería de aluminio expuesta a temperatura fría está aislada. En los puntos de ruptura del aislamiento, la humedad de la atmósfera se condensa en las superficies frías de la tubería. La humedad en la tubería de aluminio, junto con la presencia de diferentes materiales, tales como, acero al carbono, acero inoxidable, o cobre, puede iniciar un proceso de corrosión galvánica.

Los sistemas de soporte de tuberías pueden ocasionar puntos de corrosión acelerada. Un ejemplo de esto es la corrosión acelerada en pernos "U" (U-bolt) de acero inoxidable, que se utilizan para asegurar la tubería a estructuras o apoyar elementos auxiliares.

El hielo formado en la superficie de la tubería también crea una zona húmeda y dificulta la inspección visual, y además, el servicio cíclico crea condiciones de humedad adicionales durante la descongelación del hielo.

La entrada de agua salada asociada con la tensión residual y la corrosión bajo rendija pueden provocar SCC en las tuberías de aluminio.

Áreas más susceptibles a CUI para cada tipología de equipo

Como se mencionó previamente, bajo ciertas condiciones de temperatura, los daños por CUI pueden ocurrir en cualquier lugar que esté aislado, siempre y cuando el agua haya penetrado la aislación y entre en contacto con la superficie del metal. La corrosión bajo aislación es algo engañosa en este sentido, ya que no es raro encontrar CUI en lugares alejados de los lugares más previsibles y susceptibles. Sin embargo, API RP 583 menciona ciertas áreas dentro de las instalaciones en donde la experiencia ha demostrado que existe una mayor susceptibilidad a los daños por CUI.

Un resumen de los sectores más comunes, para todo tipo de equipos, se enumeran a continuación:

- Zonas ubicadas a sotavento de las torres de refrigeración, expuestas a la niebla que produce la torre.
- Salientes (es decir, los puntos de transición) a través del revestimiento en bocas de hombre, boquillas y otros componentes.
- Áreas de salientes a través del aislamiento para equipos/tuberías que operan en/o por debajo de la temperatura ambiente, o en servicio en frío.
- Sectores donde el revestimiento aislante está dañado o falta.
- Sectores donde falta sellador o este endureció sobre el encamisado de chapa.
- Sectores con manchas sobre el revestimiento o con deformación.
- Sectores donde faltan bandas en el revestimiento ó faltan los tapones de monitoreo de espesor.
- Áreas donde la vibración ha causado daños en el revestimiento aislante.
- Áreas expuestas a los vapores de venteo.
- Áreas expuestas a procesar derrames, la entrada de humedad o vapores ácidos.
- Áreas expuestas a sistemas de lluvia contraincendios.
- Áreas aisladas únicamente para la protección del personal.
- Áreas bajo aislamiento con recubrimientos o envolturas deterioradas.
- Áreas con fugas en el sistema de tracing con vapor.
- Tuberías y bridas en las válvulas de alivio de presión.
- Los sistemas que operan de forma intermitente por encima de 120 ° C.
- Los sistemas que funcionan por debajo del punto de rocío atmosférico.
- Los sistemas que operan cíclicamente en rangos de temperaturas que incluyen el punto de rocío atmosférico.
- Interfaces de hielo-aire en los sistemas aislados que se congelan y descongelan continuamente.

Si nos enfocamos particularmente en recipientes a presión, además de las ubicaciones mencionadas anteriormente, API RP 583 menciona las siguientes ubicaciones potenciales:

- Anillos de soporte de aislamiento dañados o con sellado inadecuado de los cabezales y las zonas inferiores.
- Anillos rigidizantes en recipientes/columnas aislados en servicio de vacío.
- Zona aislada en la soldadura de la pollera.
- Soportes aislados en pequeños recipientes.
- Anclajes de escalera y plataforma.
- Terminación del aislamiento en las boquillas y refuerzos.
- Parte inferior de recipientes horizontales (por ejemplo, del tercio inferior a la mitad del recipiente)

- Formas irregulares que resultan de instalaciones de aislamiento complejo (por ejemplo pescantes, orejas de izaje, bridas, etc.)

Además de las zonas identificadas para las plantas en general, hay áreas particulares para tuberías aisladas, donde pueden ocurrir con mayor probabilidad daños por CUI, esto incluye tuberías de proceso, tuberías de refrigeración, tuberías en o por debajo del suelo, y soportes de tuberías.

- Zonas muertas, venteos y drenajes.
- Soportes de tuberías.
- Válvulas y accesorios.
- Bulones en soportes.
- Penetraciones en la tubería para tracing eléctrico o de vapor.
- Terminación de la aislación en las bridas y otros componentes de tuberías.
- Bridas de acero al carbono o de baja aleación, pernos y otros componentes en tuberías de alta aleación.
- Costuras de revestimiento en la parte superior de la tubería horizontal.
- Terminación de la aislación en tuberías verticales.
- Áreas donde las conexiones de derivaciones más pequeñas se cruzan con las líneas de mayor diámetro.
- Puntos bajos en las tuberías con daños en el aislamiento.
- Zonas muy cercanas al agua (por ejemplo un muelle) y/o al suelo.
- Humedad en la aislación debido a las inundaciones o a sumergirse en agua.
- Daño en la aislación debido al tráfico peatonal.



Figura 1. CUI en codo de tubería. (Imagen extraída de API RP 583)

Dentro de las tuberías de proceso, podemos diferenciar aquellas que transportan gases o líquidos que enfrían la tubería, a temperaturas inferiores al punto de rocío. Estas, denominadas “Tuberías frías”, son propensas a daños por CUI debido a la condensación, que a menudo ocurre en lugares alejados de las zonas predecibles y susceptibles. La condensación presente se puede congelar, en los casos en que la temperatura de la superficie exterior de la tubería disminuye por debajo del punto de congelación. En muchos casos (como en las terminales de amoníaco) la temperatura de la tubería puede oscilar, desde temperatura ambiente hasta -27°C , durante los períodos en los que el amoníaco está fluyendo a través de la tubería. Esta oscilación de la temperatura conduce a la congelación y descongelación continua, y esto genera condiciones de humedad que aumentan la susceptibilidad del sistema de tuberías a los daños por CUI. Además,

otros equipos y componentes, tales como tanques, recipientes a presión, soportes de tuberías y bridas conectados por esta tubería pueden verse afectados por la corriente de hielo descongelado o agua condensada.

Capas de hielo pueden formarse en las tuberías que operan a temperaturas bajo cero y pueden dificultar la detección visual de daños en la superficie externa, debido a un ambiente húmedo continuo. En muchos casos, las tuberías utilizadas para estas aplicaciones de baja temperatura están aisladas. La frecuente condensación y enfriamiento acelera la corrosión en los puntos donde se rompe el sistema de aislamiento, que expone la superficie de la tubería a la atmósfera (es decir, las interfaces de hielo-aire). El ingreso de agua, debido al revestimiento de aislación mal sellado, puede resultar en la acumulación de hielo causando inflamación del aislamiento, y crear un área de daño más grande en el sistema de aislación. Esta condición repetida crea más y más exposición y susceptibilidad a la corrosión.

Dentro de las zonas con mayor potencial para encontrar CUI en tuberías frías, podemos mencionar:

- Soportes de tuberías.(ver figura 2)
- Áreas de terminación de aislamiento (como unión tubería-brida).
- Bridas con espárragos donde se instalan los tapones de aislamiento, pero no están sellados.
- Tuberías por debajo del nivel de inundación del terreno, donde el aumento de agua penetra en el revestimiento aislante causando la formación de hielo que genera la inflamación y rotura del revestimiento aislante.
- Áreas de alto tráfico de personas, donde el aislamiento se degrada por el contacto con el tráfico humano.
- Áreas donde el revestimiento del aislamiento muestre signos de condensación superficial.
- Los agujeros o cortes en la aislación de barrera de vapor.
- Interfaces hielo-aire.



Figura 2. Presencia de humedad en soportes de tuberías.

La acumulación de agua puede ocurrir en lugares alejados del punto de intrusión, especialmente en los servicios donde la temperatura de la superficie no hace que el agua se evapore

instantáneamente, por lo tanto el agua en estado líquido puede circular sobre la tubería. Por ejemplo, puede ocurrir CUI en el punto medio de un espacio entre soportes de una tubería horizontal, donde el aislamiento en los apoyos está roto o no existe. Siempre que sea posible, los soportes de tuberías deben ubicarse fuera del sistema de aislamiento.

Si buscamos identificar lugares susceptibles a daños por CUI en tanques y esferas aislados, podemos mencionar:

- Área de intersección entre piso-viola.
- Anclajes de las escaleras.
- Anillos rigidizantes aislados.
- Apoyos con protección ignífuga en esferas.
- Penetraciones en la aislación tales como boquillas, soportes, etc., en la envolvente y el techo. (ver figura 4)

Ejemplos de daños por CUI en tanques y esferas se muestran en la Figura 3.



Figura 3. (A)CUI en anillo de soportación de tanque. (B) Corrosión bajo protección ignífuga en piernas de soportación de esfera. (Imagen extraída de API RP 583)

Con la revisión realizada hasta el momento, podemos inferir algunos de los puntos claves a tener en cuenta para reconocer en nuestro sistema la posibilidad de presencia de CUI. A continuación, se proveen recomendaciones y métodos de inspección para la verificación de dichas áreas.

Recomendaciones antes de inspeccionar

Es necesario comprender el objetivo de colocar aislación en equipos y tuberías, antes de realizar inspecciones en busca de CUI. De esta manera se pueden establecer prioridades, determinar los peligros que puedan existir, determinar si la aislación se puede quitar mientras los equipos/tuberías están en servicio, y determinar si la aislación se puede quitar de forma permanente. De hecho, una de las grandes ventajas de este proceso de evaluación de la aislación, es que se pueden descubrir áreas que en realidad no requieran estar aisladas, resultando en la eliminación de manera permanente del 100% del riesgo por CUI. Cuando se considera la modificación o eliminación de cualquier aislamiento, se debe utilizar un adecuado proceso de gestión del cambio (MOC).

Como parte de una evaluación de eliminación de aislación, puede ser útil revisar la siguiente lista de preguntas sugeridas en API RP 583, antes de ejecutar inspecciones para detectar CUI.

- ¿Está el equipo/tubería en servicio cíclico? En caso afirmativo, ¿cuáles son las temperaturas máximas esperadas y la duración de la exposición a esa temperatura máxima?

- ¿Está el equipo/tubería en servicio intermitente? En caso afirmativo, ¿cuál es la frecuencia de operación?
- ¿Está el equipo/tubería sujeto a tratamiento de vapor y/o gas caliente? En caso afirmativo, ¿cuál es la frecuencia, la temperatura máxima y la duración?
- ¿Puede la aislación ser removida para la inspección por CUI y luego recolocada mientras el equipo/tubería está en servicio, sin afectar negativamente el control de procesos, la calidad del producto y la seguridad?
- ¿Está el equipo/tubería actualmente fuera de servicio?
- ¿La aislación está instalada con el único propósito de proteger al personal ($> 60^{\circ}\text{C}$)? En caso afirmativo, se pueden utilizar jaulas de metal o revestimientos cerámicos en lugar de aislamiento? (ver figura 4)
- ¿El equipo/tubería contiene fluidos que pueden congelarse, resultando en una interrupción del servicio?
- ¿El equipo/tubería necesita el aislamiento para el control del proceso/producción? En caso afirmativo, ¿podría ser suficiente colocar guardas contra viento y lluvia?
- ¿El equipo/tubería requiere de un sistema de “tracing”? En caso afirmativo, ¿el sistema de “tracing” es usado en forma continua o sólo bajo ciertas condiciones?
- ¿El equipo/tubería requiere aislación para reducir la condensación?
- ¿El equipo/tubería requiere aislación acústica?
- ¿El equipo/tubería requiere la aislación para la protección contra incendios o controlar eventos para aliviar la presión de control?
- ¿La optimización de la conservación de calor determina que el equipo debe estar aislado (usualmente considerado a $> 95^{\circ}\text{C}$)?

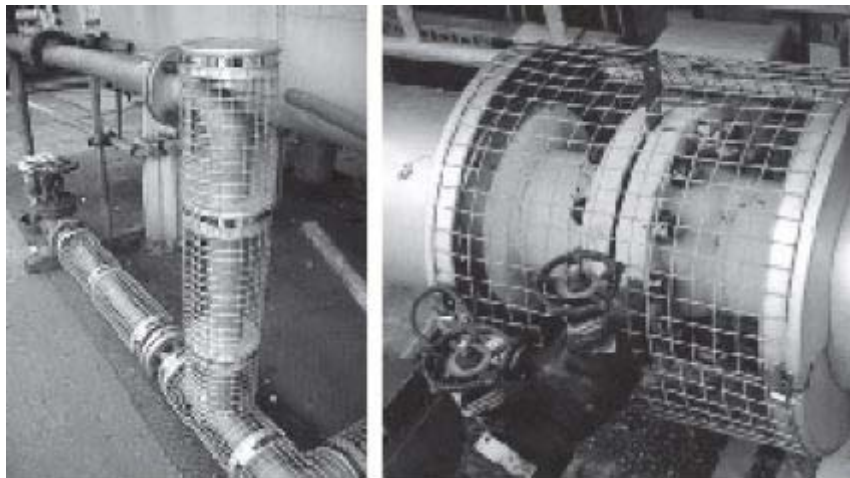


Figura 4. Sistema de tuberías con protección para el personal. (Imagen extraída de API RP 583)

Luego de revisar las recomendaciones listadas, se procede a seleccionar la técnica de ensayo no destructivo apropiada para cada condición. La selección de la técnica más apropiada para cada caso dependerá en gran medida de la experiencia y el conocimiento de los profesionales especializados en el tema.

Herramientas y métodos de inspección: Directos e Indirectos

Existen métodos directos e indirectos de inspección, tal como lo categoriza API RP 583, para detectar daños por corrosión en la superficie de equipos o tuberías aislados (CUI). Los métodos de inspección directos son aquellos que se llevan a cabo sin la presencia de una barrera de protección (es decir, quitando el sistema de aislación), mientras que los métodos de inspección indirectos son aquellos que se llevan a cabo con el sistema de aislación colocado en su lugar.

A continuación se presenta un resumen de todos los métodos de inspección utilizables, junto con las ventajas y desventajas de cada uno.

Métodos de inspección directa

Método de inspección visual (VT) con remoción completa del sistema de aislación

Es el método más confiable para detectar CUI en sistemas de acero al carbono y de baja aleación. Consiste en quitar físicamente el sistema de aislación y realizar una inspección visual de la superficie para verificar si presenta daños. Este enfoque es costoso debido a que el aislamiento en los equipos o soportes estructurales (es decir, vigas L, polleras de recipientes, etc.) tiene que ser retirado y reinstalado. Los costos asociados a la colocación de andamios pueden ser significativos, especialmente para grandes recipientes o sistemas de tuberías en columnas o torres, sin embargo, pueden reducirse en algunas situaciones si se utilizan cuerdas de izaje para inspectores. El personal de inspección debe ser cuidadoso y evitar el contacto con superficies que se encuentren a temperaturas elevadas.

Ventajas:

- Es el único método que puede detectar el 100% del daño por corrosión en la superficie.

Desventajas:

- Los costos deben incluir la remoción y reinstalación del aislamiento en los equipos o componentes estructurales.
- Existen costos adicionales si se requieren andamios para acceder a superficies aisladas.
- Se requieren precauciones especiales en los sistemas de aislación con asbesto.
- Pueden producirse problemas en el proceso si el aislamiento se retira mientras la tubería está en servicio.
- El personal podría estar expuesto a altas temperaturas.

Método de inspección por líquidos penetrantes (PT)

Típicamente, ECSCC en equipos de acero inoxidable aislado no es detectado hasta que se produce una fuga. Cuando esto ocurre, la inspección de la zona utilizando PT es una manera eficaz de determinar la extensión del daño (por ejemplo, fisuración) en acero inoxidable austenítico y dúplex. En muchos casos el daño se produce en la zona afectada por el calor de la soldadura.

Los ensayos de líquidos penetrantes generalmente se limitan a superficies con temperaturas inferiores a 49 °C. Después de la limpieza de la superficie que está siendo inspeccionada, se aplica el penetrante y se deja residir en la superficie por un período de tiempo suficiente, hasta que por capilaridad, el líquido penetre en la fisura. El exceso de penetrante se retira entonces de la superficie y se seca, y un material absorbente, de color claro en polvo (referido como un revelador) se aplica sobre la zona de inspección. El revelador actúa como un papel secante, dibujando cualquier fisura que haya sido penetrada por el líquido. Como resultado, se producen líneas descoloridas visibles, delineando claramente las fisuras. El inspector puede entonces observar las indicaciones sobre el fondo del polvo revelador.

Ventajas:

- Es capaz de detectar discontinuidades muy pequeñas.
- Requiere de equipamiento poco sofisticado y relativamente económico.

Desventajas:

- Requiere la remoción de la aislación en la zona a inspeccionar.
- Las superficies tienen que estar limpias y libres de contaminantes orgánicos o inorgánicos que pueden impedir la acción de los medios de penetración.
- Cuando se pulverizan, los penetrantes se encienden fácilmente si están expuestos a fuentes de ignición.
- Las superficies frías requieren más tiempo de permanencia para que haya penetración en las fisuras.

Métodos de inspección indirecta

Los métodos de inspección indirectos pueden ser clasificados como métodos semicuantitativos, que intentan estimar el grado relativo de daño por corrosión superficial actual, o métodos cualitativos que intentan buscar el impacto que los daños por corrosión superficial tienen en el sistema de aislamiento térmico.

Métodos semicuantitativos

Estos son los métodos de inspección que cuantifican indirectamente el grado relativo de corrosión de la superficie que se ha producido. Estos métodos se llevan a cabo sin la remoción completa del aislamiento del equipo o soporte estructural, e incluyen métodos de ultrasonido, radiográficos, de corriente de Foucault, o de inspección térmica.

Método de inspección por ondas guiadas (GWT)

Este método puede ser utilizado para detectar CUI en tuberías. Se puede realizar sin la necesidad de la remoción completa del aislamiento y puede proporcionar cobertura de inspección sobre largas distancias, bajo las circunstancias adecuadas. GWT utiliza un conjunto de transductores ultrasónicos de baja frecuencia, que se adjuntan a la circunferencia de la tubería, para generar una onda axialmente simétrica en ambas direcciones desde el conjunto de transductores. Estos transductores pueden generar ondas de torsión, flexión, o longitudinales. La figura 5 muestra ejemplos de equipos de ondas guiadas.

El modo de onda de torsión es el modo de transmisión más utilizado. El equipo funciona en una configuración de impulso-eco donde se utiliza la matriz de transductores tanto para la emisión como para la recepción de las señales.



Figura 5. Ensayo de ondas guiadas en tubería.

GWT puede ser utilizado como un método de detección para identificar las áreas potenciales con daños por CUI. Los ensayos se pueden realizar sin la remoción generalizada del sistema de aislamiento (es decir, revestimiento y aislación).

Los factores que limitan la efectividad del ensayo incluyen: la excesiva rugosidad de la superficie interna o externa, las conexiones exteriores (como soportes de tuberías soldadas), la alta viscosidad de los líquidos en la tubería, y el suelo en contacto directo con el exterior del sistema de tuberías. La cobertura de la inspección también está limitada por el número de soldaduras y los codos en el sistema de tuberías. Además, los defectos situados en las proximidades de las soldaduras son difíciles de identificar debido a la fuerte reflexión que tienen las ondas de ultrasonido en la propia soldadura, que podría afectar hasta 6 pulg. (150 mm) a cada lado de la soldadura. Este método no puede detectar “pits” localizados y típicamente requiere que los daños por corrosión sean mayores que un 3% a 10% de la sección transversal de la tubería para ser detectados. Como resultado, este método de inspección podría no ser aplicable si el daño por CUI no es extenso.

Más allá de las desventajas mencionadas, el método permite identificar daño por CUI en sistemas de aislación complejos y solo requiere un retiro de aislación localizado, para colocar los transductores. Además permite cubrir distancias de hasta 100 metros (bajo las circunstancias adecuadas), y permite inspeccionar tramos de tuberías de difícil acceso.

La interpretación de los datos depende del operador. Por lo que es importante tener experiencia comprobable y nivelaciones en el método para su óptima aplicación.

Ventajas:

- Puede inspeccionar hasta 30 m en cada dirección alejándose del conjunto de transductores. En el mejor de los casos (sin curvas y baja atenuación por parte del medio interno y externo) se puede llegar a más de 100 metros.
- Sólo se necesita remover aprox. 1 m de aislamiento para unir el conjunto de transductores a la tubería.
- Pueden ser inspeccionadas tuberías de 2 hasta 48 NPS.

Desventajas:

- Limitado a aplicaciones que funcionan por debajo de 125 ° C.
- Tuberías que contengan líquidos de alta viscosidad, revestimientos externos pesados, tuberías enterradas, o tuberías con un número excesivo de soldaduras/accesorios pueden reducir la extensión de la cobertura de la inspección.
- Pitting aislado o corrosión en las inmediaciones de la soldadura podrían no ser detectados.
- Requiere un arduo conocimiento de la técnica por parte del inspector.

Métodos de inspección radiográfica

Hay una variedad de técnicas que implican métodos radiográficos, que pueden ser utilizadas para detectar daños por CUI, no permitiendo la detección de ECSCC en aceros inoxidable. La radiografía esencialmente requiere una fuente de radiación frente a un medio de detección que registra la radiación, ya sea una película o una imagen digital.

Dentro de las técnicas de radiografía podemos mencionar: radiografía panorámica, radiografía de densidad de la película, radiografía flash, perfiles radiométricos, radiografía en tiempo real, radiografía computarizada (CR), y radiografía digital (DR).

De los antes mencionados, los que más comúnmente se utilizan en la industria son el Radiografiado panorámico y el radiografiado Digital.

La **radiografía panorámica** (*Profile Radiography*) se usa para radiografiar una sección pequeña de la pared de una tubería. Una bola comparadora se utiliza para evaluar el espesor de pared remanente de la tubería. La fuente de exposición es por lo general de iridio 192, cobalto 60 se utiliza para las tuberías de pared más gruesas. Como alternativa, en la radiografía panorámica también se pueden utilizar fuentes de rayos X. La radiografía panorámica es un método de evaluación eficaz, pero se convierte en un desafío técnico en sistemas de tuberías de más de 25,4 cm de diámetro y sólo ofrece la posibilidad de verificar áreas relativamente pequeñas. Las radiografías panorámicas pueden ser tomadas usando una técnica radiográfica tangencial o de doble pared.

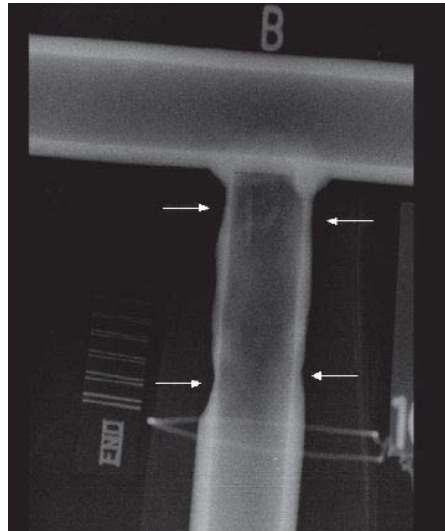


Figura 6. Perfil de radiografía obtenido. (Imagen extraída de API RP 583)

Cuando el daño por pitting es perpendicular al eje del perfil de radiografía, la medición de la profundidad de este se puede medir directamente sobre la radiografía (ver figura 6). Cuando el pitting se encuentra en algún ángulo con respecto al eje del perfil de radiografía, la profundidad del pitting proyectado necesita ser corregida dependiendo de la geometría.

La radiografía panorámica y la radiografía de densidad de película son métodos complementarios. Se utiliza la radiografía de densidad de película para evaluar el daño por pitting en tuberías aisladas, debido a la dificultad de alinear los pits en forma perpendicular a la dirección del perfil de radiografía.

Por otra parte, la **Radiografía digital (DR)** es diferente ya que digitaliza la radiación de fotones que pasan a través de un objeto directamente en una imagen que se puede visualizar en un monitor de PC. Hay tres tecnologías que se utilizan en los sistemas directos de imagen digital:

- Dispositivos de silicio amorfo.
- Carga de dispositivos acoplados.
- Dispositivos de semiconductor de óxido metálico complementario

Las imágenes obtenidas en sistemas digitales están disponibles para su visualización y análisis en cuestión de segundos. El aumento de la velocidad de procesamiento es un resultado de la construcción única de los píxeles en un sistema digital directo, esto también genera una resolución de imagen superior a CR y a la mayoría de las aplicaciones de placas.

	Radiografía panorámica	Radiografía digital
Ventajas	- Expone una pequeña sección de la tubería a la radiación tangencial y compara las dimensiones de la imagen con las de un comparador de tamaño conocido, lo que determina el espesor de pared. - Se utiliza rutinariamente en tuberías NPS 2 y superiores; - Determina el espesor de pared con una precisión menor a ± 1 mm.	- Requiere menos radiación para producir una imagen que la radiografía de placas. - La imagen se puede almacenar, enviar por correo electrónico, o procesa en una computadora. - Los sistemas de reconocimiento de defectos automatizados pueden ser utilizados para analizar la imagen.
Desventajas	- Limitaciones en el tamaño de las tuberías que pueden ser inspeccionadas. - Requiere un tiempo significativo de para revelar las radiografías y genera residuos peligrosos	- Los paneles detectores deben ser tratados cuidadosamente para evitar daños. - El tiempo de vida de los paneles detectores dependen del ciclo de trabajo y las dosis aplicadas. - Como consecuencia del proceso de fabricación, cada panel de DR tiene algunos píxeles muertos.

Métodos de pulsos de corrientes parásitas (PEC)

El método de pulsos de corrientes parásitas se ha utilizado en los últimos años para detectar áreas de adelgazamiento, en las paredes de tuberías aisladas con aluminio o acero inoxidable. Es un método de examen electromagnético sin contacto, utilizado para detectar pérdidas promedio en la pared de tuberías y equipos de acero al carbono y de baja aleación.

Un campo magnético, creado por una corriente eléctrica en la bobina de prueba, penetra el revestimiento y magnetiza la pared de la tubería. Luego, se desconecta la bobina para causar una caída repentina del campo magnético. Como resultado del cambio en el campo magnético, se generan corrientes parásitas en la pared de la tubería. Estas corrientes de Foucault se difunden hacia el interior y disminuyen su fuerza. Esta disminución en la fuerza de las corrientes de Foucault es captada por la bobina. El espesor del componente está relacionado con el tiempo que tardan las corrientes de Foucault en mostrar un cambio en la tasa de atenuación. Cuanto mayor es el espesor de la pared del componente, más tiempo se necesita para que las corrientes de Foucault lleguen a la pared posterior de la tubería.

La Figura 7 muestra una representación de la técnica de pulsos de corrientes parásitas.

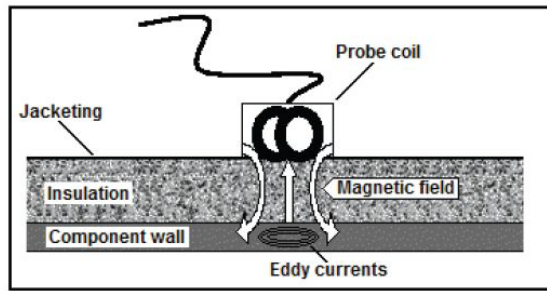


Figura 7. Principio de operación de la técnica de pulsos de corrientes parásitas. (Imagen extraída de API RP 583)

El área donde se toma la medición se conoce como "zona de sondeo". La sonda está diseñada de tal manera que el campo magnético se concentra sobre un área en la superficie del componente. El espesor medido por esta técnica es el espesor promedio sobre el área de zona de sondeo. El tamaño de la zona depende del tipo de aislación, espesor de los componentes, y diseño de la sonda. Dado que la técnica mide el promedio de espesor en la zona de sondeo, la técnica no es adecuada para detectar pitting o defectos localizados.

Métodos Cualitativos

Estos son los métodos de inspección que intentan evaluar la calidad del sistema de aislamiento como una medida indirecta del potencial de daños por corrosión superficial. Estos métodos se llevan a cabo sin retirar el aislamiento o la protección ignífuga del equipo o soporte estructural e incluyen: inspección visual con remoción parcial de aislamiento, la retrodispersión de neutrones, y los métodos de inspección térmica/infrarrojos.

Inspección visual (VT) con remoción parcial de aislamiento

La técnica más fiable para detectar CUI es quitar físicamente el aislamiento y realizar la inspección visual de la superficie del recipiente o tubería. Esta técnica es costosa ya que se debe quitar la aislación y re colocarla, y con frecuencia se requieren andamios para acceder a zonas de inspección. La extracción de secciones más pequeñas de aislamiento (como ventanas) es útil en inspecciones avanzadas para ayudar a priorizar los equipos que necesiten remediación o inspecciones de seguimiento más exhaustivo.

La ubicación y el tamaño de estas ventanas de inspección (es decir, agujeros en el aislamiento para exponer la superficie externa de equipos para la inspección) es muy importante. Las ventanas deben ser cortadas donde sea más probable que haya CUI, como en penetraciones de aislamiento mal sellados, en los puntos bajos en el sistema de tuberías donde el agua se puede estancar, en anillos de soporte de aislamiento o rigidizantes, o en zonas donde el revestimiento aislante está en malas condiciones y el agua puede penetrar. Las áreas en las que se elimina la aislación deben ser lo suficientemente grandes como para ser representativas de la condición del equipo. Algunos códigos como API 570 "Piping Inspection Code: In-service Inspection, Rating, Repair, and Alteration of Piping Systems" indican porcentajes de superficie recomendados según la clase de tubería en cuestión.

Una variante de remoción del aislamiento parcial es realizar un examen visual en los puertos de inspección en la aislación. Este enfoque es de valor mínimo debido a la cantidad limitada de superficie expuesta para su inspección.

Ventajas:

- Los costos asociados con la remoción/reinstalación del aislamiento se reducen significativamente en comparación con la remoción completa de aislamiento.
- Una exposición limitada para el personal a las superficies calientes.

Desventajas

- No se pueden identificar todos los daños por CUI ya que se inspecciona sólo un área limitada del equipo.
- Se requieren medidas especiales en los sistemas de aislamiento de asbesto.
- Las ventanas cortadas en el aislamiento representan un zona de ingreso potencial para el agua, si el aislamiento no es reparado/sellado correctamente.

Método de inspección por imágenes térmicas/infrarrojas

El método de inspección por imágenes térmicas/infrarrojas (es decir, la termografía) es otro enfoque para evaluar el potencial de daños por CUI en equipos y tuberías aisladas. La termografía es una técnica rápida y pasiva de inspección, que produce una imagen de calor de la superficie de un componente, utilizando una cámara infrarroja de imagen térmica (IR). Las cámaras infrarrojas se utilizan para detectar manchas de humedad sobre la aislación debido a una diferencia de temperatura entre los sectores secos y húmedos.

Las Cámaras infrarrojas pueden detectar variaciones de temperatura superficial tan pequeñas como 0,10 ° C, aunque debe existir un diferencial de temperatura a través del espesor del componente de al menos 10 ° C. Las variaciones de temperatura en el componente se muestran en colores diferentes. Dependiendo de la temperatura del producto contenido ("caliente" o "frío"), manchas en el termógrafo aparecen debido a la acción de la humedad aumentando la conductividad térmica local en el componente. La termografía se lleva a cabo a distancias de hasta 20 m aunque a veces la cobertura total de la inspección puede dificultarse, debido a obstrucciones en el lugar, tales como tuberías o instalaciones existentes.

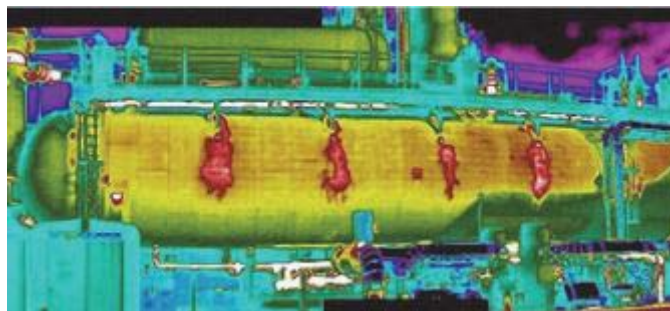


Figura 8. Filtraciones de agua en aislación de recipiente horizontal. (Imagen extraída de API RP 583)

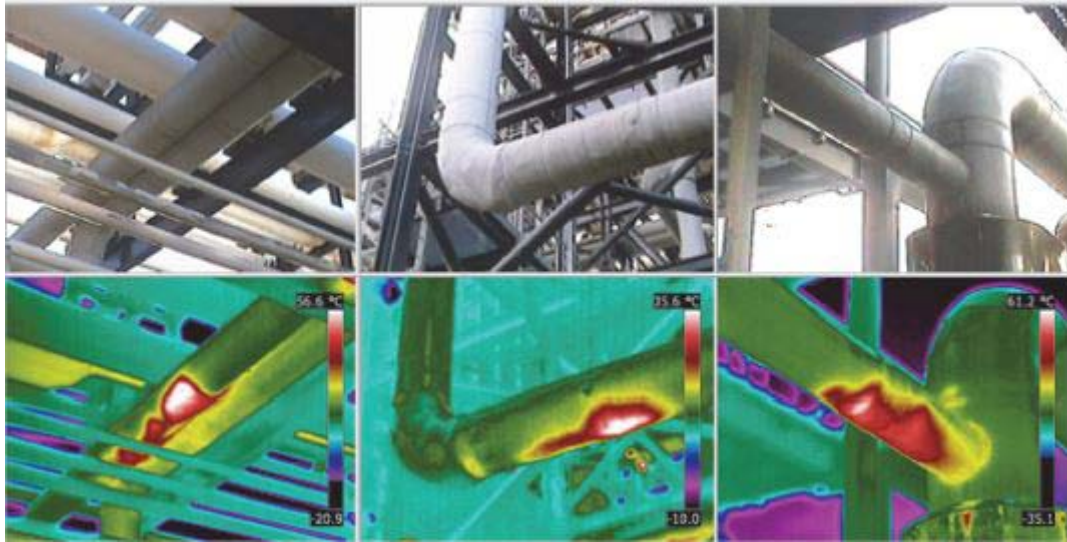


Figura 9. Aislación en mal estado o con presencia de humedad en tuberías. (Imagen extraída de API RP 583)

Es recomendable realizar la inspección IR dos o tres horas después de la puesta de sol, ya que el aislamiento húmedo mantiene el calor absorbido de los rayos solares, más que el aislamiento seco, esto puede tender a promover un mayor contraste en la imagen. En general, la inspección termográfica para detectar CUI debe hacerse en ausencia de fuertes ráfagas de viento (es decir, en condiciones no ventosas) donde el aislamiento húmedo mantiene su calor por más tiempo. Cabe señalar que el agua puede detectarse con esta técnica, pero no necesariamente significa que se esté produciendo CUI. Una vez detectada la presencia de agua en la aislación, se recomienda realizar un retiro de aislación localizado en la zona detectada, y analizar superficie en detalle o la ejecución de disparos con un equipo de GWT para verificar la zona.

Ventajas:

- Es un método rápido para detectar daños o aislación húmeda.
- Es un método no invasivo que no requiere contacto, y no requiere acceso directo a la superficie aislada (Puede ser hecho a nivel, sin necesidad de andamios)
- Es un método fácil de usar para identificar las áreas que requieren un seguimiento de inspección.

Desventajas

- No detecta corrosión, sólo las zonas donde el aislamiento puede estar comprometido (es decir, el aislamiento dañado o húmedo)
- No es un método efectivo si el aislamiento ha tenido suficiente tiempo para secarse.

Casos de aplicación

Primer caso: análisis de necesidad de aislación

El *primer caso* a presentar es sobre un sistema de tuberías aislado, perteneciente a una planta compresora de gas, ubicada en la provincia de Santa Cruz, en el sur de Argentina.

Durante la implementación de la metodología de Inspección Basada en Riesgo (API RP 581) se identificaron los mecanismos de daño potencialmente activos en la instalación. Como resultado

de dicho análisis, en los planes de inspección se incorporó la actividad de remoción parcial de zonas con evidencias o sospecha de CUI.

Se realizó una recorrida inicial para el marcado de zonas a retirar aislación, haciendo hincapié en áreas con manchas de óxido sobre la aislación, pérdida de hermeticidad y crecimiento vegetal (Figura 10A). Luego del retiro, se corroboró que el mecanismo de daño de CUI se encontraba activo por lo que se decidió, además de acondicionar las zonas corroídas, ampliar la inspección a sistemas fuera del alcance.

Dentro de los sistemas agregados a la ampliación, se incluyó el sistema de refrigeración de los generadores eléctricos (Figura 10B). Al realizar el retiro de algunas zonas, se detectó corrosión leve en diversos puntos del sistema. Debido a que la aislación simplemente cumplía un rol de barrera mecánica, la compañía decidió el reemplazo de la totalidad de la aislación por jaulas similares a las que se muestran en la figura 4.

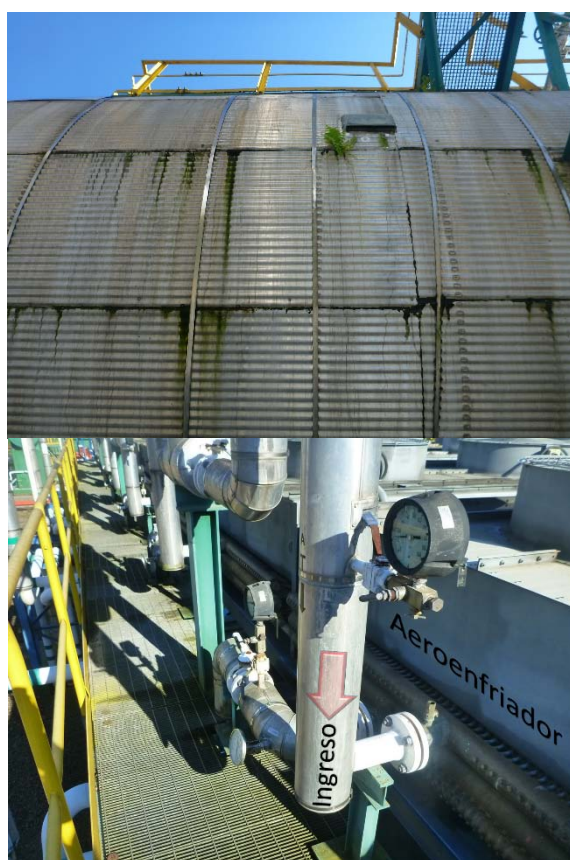


Figura 10(A) Equipos del mismo sistema con indicios de humedad por debajo de la aislación térmica. (B) Sistema de enfriamiento de agua de generadores aislado como barrera mecánica.

Esta decisión permitió disminuir y mitigar el riesgo por CUI, tal como especifica API RP 583 en su apartado de “recomendaciones antes de inspeccionar”, lo que contribuye en gran medida a disminuir el riesgo total asociado a los equipos analizados.

Segundo caso: Combinación de técnicas de inspección

El *segundo caso*, comienza con la detección visual de zonas con evidencia de humedad en tuberías de 8” aisladas en altura, pertenecientes a una planta de deshidratación de gas y acondicionamiento del punto de rocío, ubicada cerca de la costa de Perú. Las mismas presentaban presencias de humedad y crecimiento vegetal en ciertos puntos.

Se realizó una corroboración de la zona con una cámara termográfica, verificándose una variación térmica cercana al soporte (Figura 11). Debido a la dificultad de acceso que presentaba el sistema de tuberías, se aprovechó una zona de pasarelas cercana al componente en cuestión y se montó el anillo de GWT para su verificación. Los resultados del ensayo indicaron una pérdida de sección transversal del %9,95 en el sector previamente indicado mediante termografía (Figura 12), lo que motivó la necesidad de caracterizar la pérdida de espesor con un método directo.



Figura 11 Detección de tubería área con indicios de humedad, inspección mediante cámara termográfica.

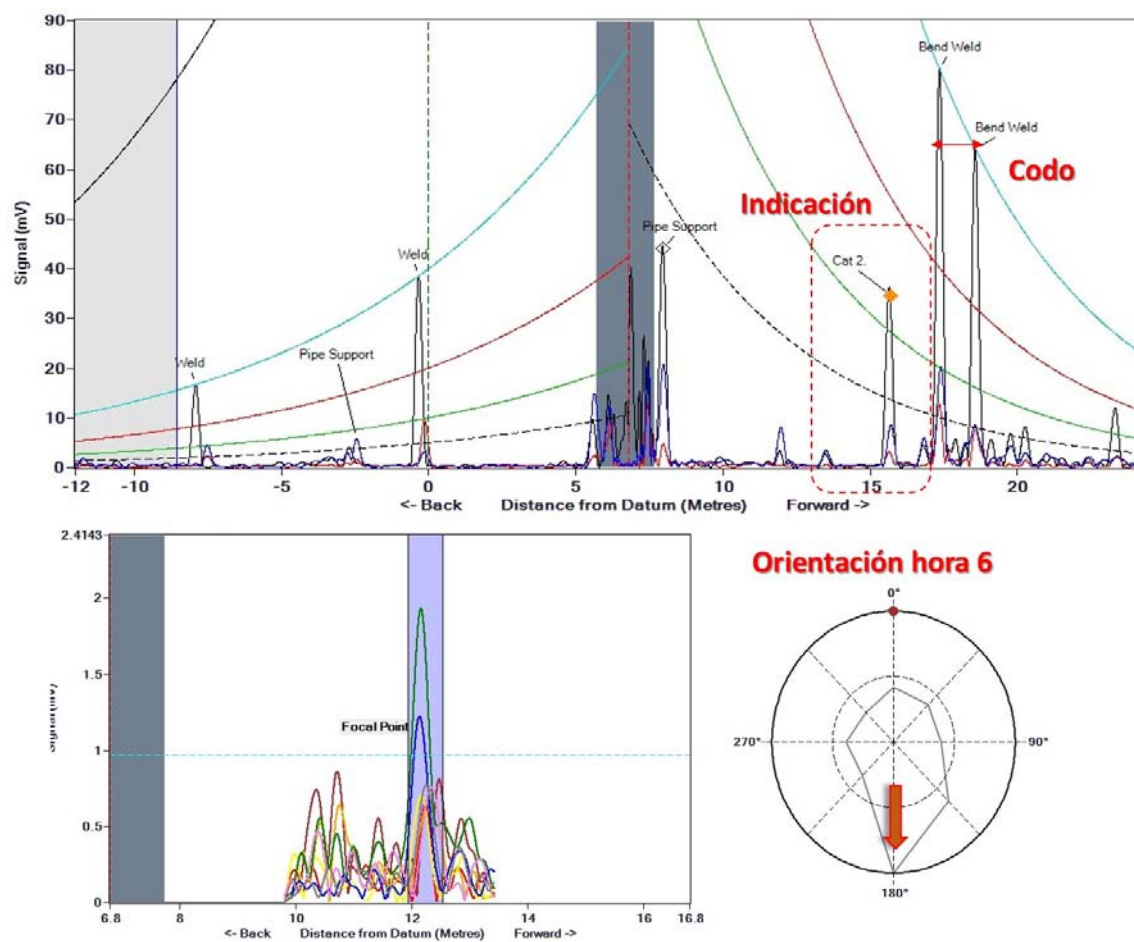


Figura 12 Resultados de ensayo de Ondas Guiadas, ubicación de la indicación / Ampliación / Orientación horaria

Se decidió realizar una inspección visual montando andamios para tal fin. Como resultado se detectó una pérdida de espesor por corrosión bajo aislación en la hora 6 de la tubería de 8" a unos 20 cm del apoyo con el soporte. La pérdida fue caracterizada teniendo como máxima profundidad 2,57mm (Figura 13).

Microgrilla										
Caracterización defecto CUI						Tubería 8"				
	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J
1	9,36	9,34	9,36	9,35	9,37	9,38	9,35	9,35	9,36	9,35
2	9,34	8,91	8,87	9,38	9,35	9,35	9,25	9,23	9,28	9,36
3	9,36	8,56	8,7	8,21	7,9	7,98	8,23	8,67	9,36	9,35
4	9,28	8,25	7,45	7,33	6,79	7,41	8,54	8,78	9,35	9,37
5	9,36	7,85	6,98	6,84	6,99	7,35	8,1	8,28	9,38	9,38
6	9,35	8,02	7,23	6,86	6,97	7,83	8,3	8,43	9,36	9,36
7	9,38	8,12	7,32	7,34	7,21	7,45	8,45	9,02	9,28	9,34
8	9,36	8,67	8,78	8,63	8,31	8,45	8,67	9,06	9,36	9,36
9	9,34	9,36	9,35	9,37	9,38	9,35	9,38	9,35	9,35	9,31
10	9,34	9,36	9,35	9,35	9,36	9,34	9,36	9,35	9,36	9,37
Mínimo:			6,79mm							
Promedio:			8,75mm							

Figura 13 Caracterización de la zona corroída.

Finalmente el defecto caracterizado fue evaluado mediante API 579 FFS1 Parte 5, resultando apto para la presión de diseño. Se ejecutó una reparación del revestimiento y de las zonas aisladas dañadas y se estableció un plan de seguimiento del área, replicándose el procedimiento para otros sistemas en condiciones similares.

Con los resultados de la inspección mediante IR (cámara infrarroja), se estableció un plan de sellado y acondicionamiento de tuberías (limpieza mecánica y restablecimiento de esquema de pinturas) y equipos aislados corrigiéndose más de 150 desviaciones en un total de 856 metros de tubería aislada.

Estas actividades de mitigación, permitieron reducir el riesgo de falla y aumentar la confiabilidad de la planta, evitando potenciales paros o interrupciones de operación.

Tercer caso: Zonas críticas

El tercer caso de estudio comienza con la implementación de un análisis de inspección basado en riesgo (API RP 581), realizado en una planta de inyección de agua, donde entre otras actividades, se determinó la susceptibilidad de los equipos a diferentes mecanismos de daño. Este análisis fue realizado por GIE, para una de las principales empresas dedicadas a la extracción de hidrocarburos en el territorio Argentino.

Entre los mecanismos de daño potencialmente activos, se identificó la corrosión bajo aislación en tanques y tuberías aisladas, considerando que se trataba de una zona de clima húmedo, con lluvias frecuentes.

Durante la ejecución del plan de inspecciones diagramado, particularmente en la inspección visual externa realizada en uno de los tanques de almacenamiento de crudo aislado, se observó la falta de revestimiento en la zona superior de la aislación, en la unión techo-envolvente.

La experiencia en la detección de CUI, le permitió al inspector identificar como crítica esta condición, debido a que toda el agua de lluvia que se acumulaba en el techo del tanque caía por las paredes de la envolvente, humedeciendo la aislación.



Figura 14. Falta de recubrimiento en unión techo-envolvente.



Figura 15. Tanque aislado de almacenamiento de crudo.

Al informar esta condición, el personal de planta no supo responder con exactitud el tiempo que la aislación llevaba sin el recubrimiento correspondiente, lo que derivó en acciones concretas para cuantificar los daños que podrían haberse producido por la presencia de humedad en la aislación.

La primera actividad en realizarse fue la identificación de zonas críticas, mediante una inspección visual detallada, con el objetivo de encontrar sectores donde CUI sea más evidente. Se encontraron boquillas con falta de aislación y presencia de corrosión (Figura 16), y manchas en la aislación.



Figura 16. Evidencia de corrosión generalizada en boquillas.

La superficie externa de la envolvente presentaba corrosión generalizada avanzada y falta de pintura. Todas estas indicaciones impulsaron la decisión de realizar una inspección interna del tanque, ya que se contaba con un tanque de reserva y actualmente la producción de la planta era baja, por lo que era posible continuar operando normalmente aún con el tanque fuera de servicio.

La inspección interna incluyó una inspección visual completa y el ensayo de MFL (pérdida de flujo magnético) en las paredes del tanques, para poder identificar las zonas con daños sin necesidad de retirar la aislación.

Una vez identificadas las zonas con corrosión, se realizó el retiro de aislación en forma localizada, para caracterizar los defectos.

Concluida la inspección, no se identificaron defectos relevantes, solo sectores con corrosión localizada y reducciones de espesor menores. Luego se realizaron las tareas correspondientes de adecuación del recubrimiento, para garantizar la hermeticidad del mismo y evitar que los daños por CUI continúen degradando la superficie externa de la envolvente.

Como conclusión, la aplicación de la metodología de RBI en combinación con los datos aportados por API RP 583 y la experiencia del personal de GIE, permitió corregir una situación de riesgo, que de no haber sido detectada a tiempo, podría haber causado graves daños a la integridad del tanque, generando costos asociados de reparación, pérdida de producción, costos de saneamiento ambiental y multas, entre otros.

Conclusiones

La aislación térmica es utilizada en la industria de la Refinación, principalmente debido a la necesidad de mantener una estabilidad en los parámetros operativos en equipos y tuberías. Si bien el uso de la aislación térmica es un beneficio desde el punto de vista operacional, representa una barrera visual para la integridad mecánica de los componentes, cuando no se realiza una gestión de la inspección de forma adecuada.

Desde hace varios años que el mecanismo de Corrosión bajo Aislación (Corrosion Under Insulation, CUI) está siendo estudiado por diversas entidades, sobre todo debido a la dificultad de su monitoreo. En Mayo de 2014 API publicó la práctica recomendada API RP 583 “Corrosion Under Insulation and Fireproofing” con el objetivo de poner en evidencia la complejidad del mecanismo de daño por CUI.

La práctica de API desarrolla varios aspectos que tienen que ver con el detalle de los tipos de mecanismos de daños presentes en tuberías y equipamientos con presencia de aislación, como así también las técnicas de inspección directa, indirecta, métodos cuantitativos y cualitativos, con sus correspondientes ventajas y desventajas, convirtiéndose en una herramienta de mucha utilidad para la toma de decisiones relacionadas con la identificación y cuantificación de los daños debidos a Corrosión bajo Aislación.

Si bien hay disponibles muchas técnicas de ensayos no destructivos aplicables a la detección de CUI, antes de realizar inspecciones es recomendable determinar la verdadera necesidad de la aislación sobre el equipo.

Es importante identificar las zonas potenciales de CUI en cada tipología de equipo y seleccionar los métodos de inspección adecuados, enfocando los esfuerzos donde es requerido. Los daños por CUI pueden ser catastróficos y no se evidencian hasta que la falla ocurre. Por tanto es importante que tanto los análisis de zonas críticas, la planificación de las inspecciones, y la ejecución de los ensayos sean realizados por profesionales expertos en este mecanismo y en las técnicas para la inspección.

Tal como se demuestra en los casos de estudio, a veces la combinación de métodos facilita la detección de zonas con Corrosión Bajo aislación. Es importante además identificar problemas que pueden estar más allá del hallazgo y evaluar la necesidad de ampliar el alcance de la inspección.

La determinación de áreas susceptibles a CUI, la cuantificación de los daños potenciales y la selección y aplicación de los ensayos no destructivos apropiados, requiere el análisis de especialistas en el tema, que combinen la utilización de las mejores prácticas de la industria y las tecnologías más avanzadas de inspección.

Bibliografía

API RP 583 “Corrosion Under Insulation” First Edition May 2014

API 570 3rd Ed. Nov. 2009 “Piping Inspection Code- In-service Inspection, Rating, Repair, and Alteration of Piping Systems” Third Edition November 2009

API 510 – “Pressure Vessel Inspection Code Maintenance Inspection” Tenth Edition May 2014

API RP 581 – “Risk-Based Inspection Technology” Second Edition September 2008

NACE SP0198 – “Control of Corrosion Under Thermal Insulation and Fireproofing Materials—A Systems Approach” – Año 2010

EFC 55 (latest revision), “Corrosion under insulation (CUI) guidelines,” ed. S. Winnik (London, UK: EFC).

ASTM C692-08e1, Standard Test Method for Evaluating the Influence of Thermal Insulations on External Stress Corrosion Cracking Tendency of Austenitic Stainless Steel.

ASTM C795, Standard Specification for Thermal Insulation for Use in Contact with Austenitic Stainless Steel.

ASTM C871, Standard Test Methods for Chemical Analysis of Thermal Insulation Materials for Leachable Chloride, Fluoride, Silicate and Sodium Ions.

Resumen de Curriculums de los Autores.

- Esteban Rubertis, Ing. Mecánico, con más de 15 años de experiencia en Integridad de equipamiento estático. Inspector certificado de Recipientes y Tuberías API 510 y API 570, API 580 Supplemental Certification - Risk-Based Inspection, Instructor ASME Autorizado. Profesor titular de la Universidad Nacional de Mar del Plata, Autor del libro “Diseño de Cañerías y Recipientes de Presión” (EUDEM 2008). Gerente del área Integridad de Plantas Industriales en GIE SA.
- Marcos N. Dasso, Ing. Mecánico, con más de 6 años de experiencia en inspección basada en riesgo. Certificación en Risk-Based Inspection API 580. Con trabajos realizados en evaluación de integridad e implementación de sistemas de gestión de la integridad en Argentina, Perú, Bolivia y México.
- Alan P. Martuccio, Ing. Electromecánico, con más de 3 años de experiencia en Inspección basada en Riesgo y Evaluación de Integridad. Certificación en Risk-Based Inspection API 580. Desarrollo análisis de RBI en Argentina, Perú y Bolivia.