

Análisis técnico de factores críticos con influencia sobre la Corrosión Bajo Aislamiento y metodología de Inspección Basada en Riesgo para su detección

Álvaro Rodríguez Prieto
Empresa: SGS Tecnos
Dirección: C/ Trespaderne, 29. 28042. Madrid
Teléfono: 615 023 257
E-mail: alvaro.rodriguezprieto@sgs.com

Resumen – La corrosión bajo aislamiento es un fenómeno que normalmente afecta a tuberías y equipos a presión de acero al carbono, como resultado de la entrada o condensación de agua bajo el aislamiento térmico. Dentro de esta categoría de corrosión se puede incluir también la corrosión generada –por la misma causa– bajo el calorifugado de tubería y de equipos a presión. Este problema puede afectar a cualquier planta de proceso industrial, así como a centrales de generación de energía eléctrica basadas en un ciclo térmico como son las centrales nucleares con tecnología de reactor de agua ligera, que están en operación actualmente en nuestro país.

Lista de acrónimos:

CUI- Corrosion Under Isolation
CUF- Corrosion Under Fireproofing
ECSCC- External Chloride Stress Corrosion Cracking
IR- Infrared (Termography)
NB- Neutron backscatter
PEC- Pulse Eddy Currents
RBI- Risk based-inspection

1. INTRODUCCIÓN.

La inspección en plantas nucleares de sistemas de tubería aislados o inaccesibles supone un reto [1] debido a la dificultad para definir la metodología de inspección y por las consecuencias económicas, ambientales y de seguridad que pueden derivarse de potenciales fallos. Es por ello que diversas centrales nucleares por todo el mundo han desarrollado programas de inspección para determinar el estado de tuberías y equipos a presión con objeto de evaluar su idoneidad para el servicio continuo [2]. Así, pueden evitarse fallos en servicio derivados de mecanismos de degradación como la corrosión bajo aislamiento, que se caracteriza por cursar de manera que no proporciona, en la mayoría de los casos, suficientes signos externos que faciliten su detección.

La corrosión bajo aislamiento es un problema que puede afectar a cualquier planta de proceso industrial, así como a centrales de generación de energía eléctrica basadas en un ciclo térmico como son las centrales nucleares con tecnología de reactor de agua ligera.

La corrosión bajo aislamiento (conocida por sus siglas en inglés, CUI, corrosion under isolation) es un fenómeno que normalmente afecta a tuberías y equipos a presión de acero al carbono, como resultado de la entrada o condensación de agua bajo el aislamiento térmico. Dentro de esta categoría de corrosión se puede incluir también la corrosión generada –por la misma causa– bajo el calorifugado (CUF, corrosion under fireproofing) de tubería y de equipos a presión. De igual manera, la corrosión bajo tensión que se produce bajo el aislamiento en aceros austeníticos y dúplex, provocada por agua conteniendo cloruros (ECSCC), se suele incluir en esta clasificación general (CUI/CUF) relacionada con la corrosión bajo aislamiento (Tabla 1).

Tabla 1. Tipo de corrosión bajo aislamiento en función del tipo de material empleado s/ API RP 583 [3].

TIPOS DE ACEROS MÁS SUSCEPTIBLES A CUI/CUF/ECSCC	CUI	CUF	ECSCC
ACERO AL CARBONO Y ALEADOS	X	X	
ACERO DE BAJO CARBONO	X	X	
ACEROS INOXIDABLES AUSTENÍTICOS			X
ACEROS DÚPLEX			X

En relación a esto, el objeto del presente trabajo es realizar un análisis técnico de factores que favorecen la corrosión bajo aislamiento (CUI) en tuberías de servicio con riesgo de entrada de humedad, operando en nuestras centrales nucleares. Así mismo, se presenta un planteamiento de inspección basada en riesgo que permite reducir sustancialmente los costes derivados de los procesos de inspección para la detección de CUI, a través de una combinación de técnicas de ensayos no destructivos.

2. METODOLOGÍA. DEFINICIÓN DE FACTORES CRÍTICOS E INSPECCIÓN BASADA EN RIESGO

La Figura 1 presenta la metodología del servicio a través de las distintas etapas en las que intervenir para evitar, corregir o mitigar los efectos del CUI/CUF.

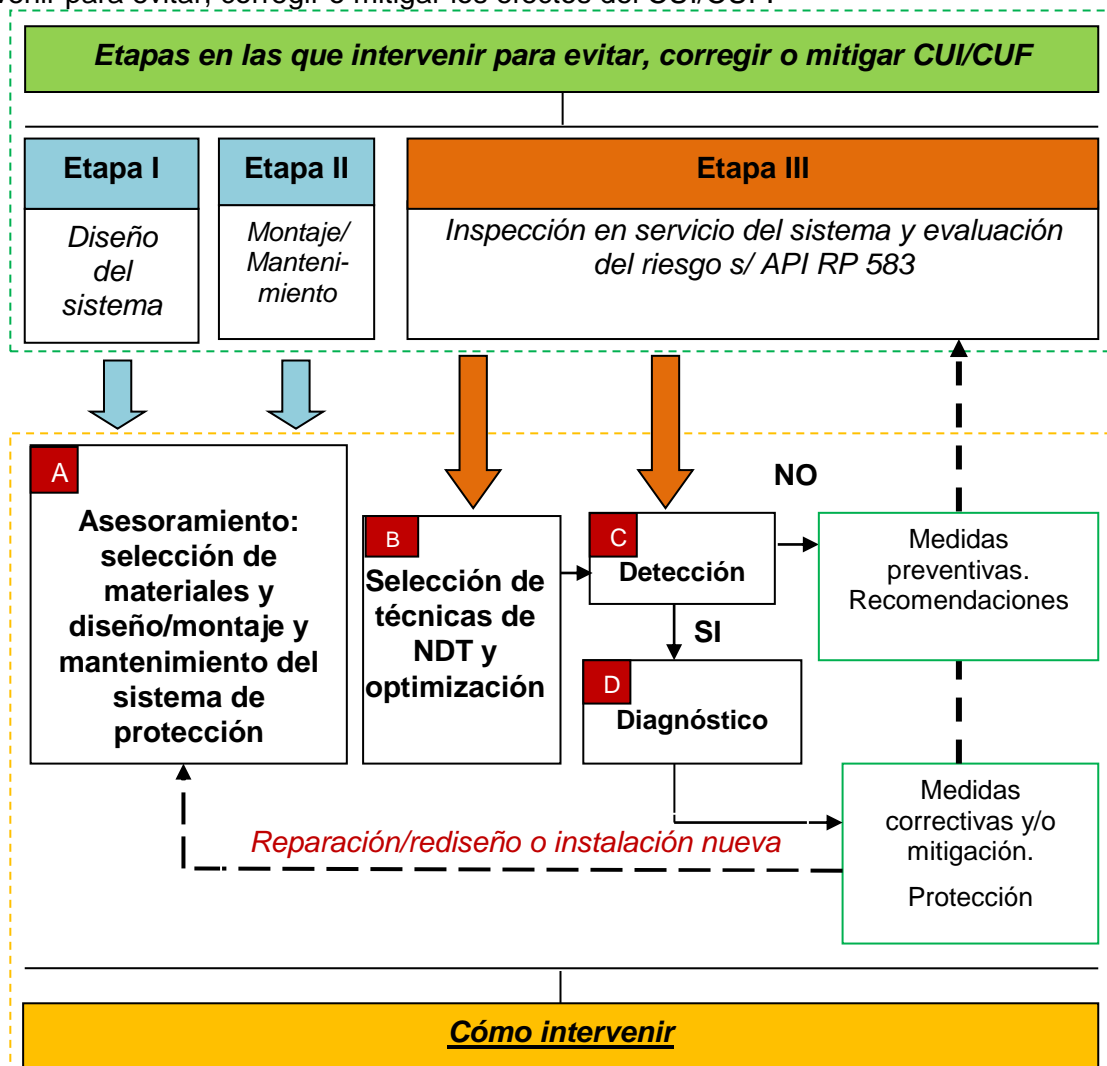


Figura 1. Etapas en las que intervenir para evitar, corregir o mitigar CUI/CUF

Centrándonos en el desarrollo de un plan de inspección/detección en servicio eficiente según un modelo de inspección basada en riesgo (etapa III de la figura 1), el asesoramiento se realiza contemplando las siguientes tres actividades:

- 1) Realización de un estudio previo para cuantificar parámetros ambientales y condiciones de servicio y de diseño del equipo o sistema que presenta el aislamiento. En esta etapa se realiza, asimismo, una inspección visual de los elementos para estimar la susceptibilidad del componente a la corrosión bajo aislamiento (subapartado 2.1).
- 2) Basado en la probabilidad de corrosión bajo aislamiento determinada mediante los criterios de API RP 583-14 [3], se definen puntos de inspección (según un modelo de inspección basada en riesgo) y se utiliza una adecuada combinación de técnicas avanzadas de ensayos no destructivos para desarrollar un programa de inspección que asegure la integridad de la planta con respecto a la corrosión bajo aislamiento (subapartado 2.2).
- 3) Desarrollo del Programa de Inspección. El programa de inspección integra el estudio previo con la evaluación en planta usando las distintas técnicas de ensayos no destructivos para definir una secuencia de controles que permita optimizar el proceso de inspección para la detección de corrosión bajo el aislamiento. Este proceso permite un ahorro económico importante, reduciendo costes de inspección y previniendo fallos en servicio de componente (subapartado 2.3).

En el subapartado 2.1 se presentan distintos factores críticos que aumentan la probabilidad de que se genere corrosión bajo aislamiento. Tras este apartado, en el subapartado 2.2 se presentan distintos conceptos metodológicos de inspección basada en riesgo (conocido como RBI, Risk Based-Inspection, por sus siglas en inglés). Finalmente en el subapartado 2.3 se explica brevemente en qué consiste el Programa de Inspección que desarrolla SGS para optimizar el proceso de detección y mitigación de daños producidos por la corrosión bajo aislamiento.

2.1. Estudio previo. Definición de factores críticos y áreas proclives a corrosión bajo aislamiento

La corrosión bajo aislamiento se ve favorecida por el ingreso de humedad entre la tubería y el aislamiento. Este fenómeno se ve agravado por la presencia de cloruros o sulfuros. A nivel general, la cinética de la reacción depende principalmente de la temperatura (Figura 2).

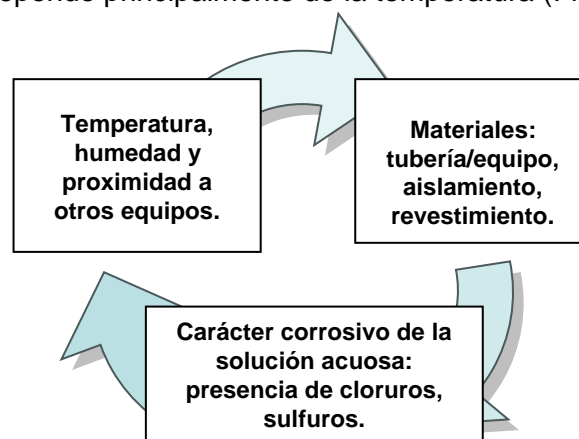


Figura 2. Principales factores de influencia sobre la corrosión bajo aislamiento.

En cualquier estudio de detección, se deben considerar los siguientes factores considerados por su influencia sobre la probabilidad de producir CUI/CUF:

- La duración de la exposición a la humedad.

- El diseño del sistema de aislamiento, tipo de aislamiento, la temperatura y el ambiente al que se ve sometido.
- La presencia de materiales de aislamiento que retienen humedad (características higroscópicas).
- La operación térmica cíclica o servicio intermitente pueden aumentar la corrosión.
- El equipo que opera por debajo del punto de rocío de agua tiende a condensar el agua sobre la superficie metálica proporcionando así un ambiente húmedo y aumentando el riesgo de corrosión.
- Carácter corrosivo de la disolución acuosa. El daño se agrava por la presencia de contaminantes como cloruros o sulfuros.
- Velocidad de corrosión: la cinética de la reacción aumenta con la temperatura del metal hasta temperaturas a partir de las cuales la velocidad de evaporación del agua es muy rápida. Así mismo, diferentes mecanismos de corrosión pueden ser activados en presencia de cloruros o sulfuros.
- A continuación se muestran los rangos de temperatura que de acuerdo a las habituales cinéticas de corrosión favorecen este fenómeno de CUI y/o ECSCC (Tabla 2).

Tabla 2. Tipo de acero y rango de temperatura que aumenta la cinética de la reacción de corrosión.

Tipo de acero	Mecanismo de corrosión	Temperaturas críticas
Aceros al Carbono	CUI	Entre -12°C y 175°C. Mayor cinética de la reacción en el intervalo 77 y 110°C.
Aceros inoxidables austeníticos	ECSCC	Entre 60 y 175°C (velocidad de corrosión más alta), pudiendo llegarse a presentar hasta los 205°C.
Aceros dúplex	ECSCC	A temperaturas superiores a 140°C en presencia de altas concentraciones de cloruro. El fenómeno puede llegar a presentarse hasta una temperatura de 205°C.

Durante la inspección externa se deben considerar según API 583-14 [3], las siguientes áreas de los sistemas que son potencialmente más susceptibles a CUI:

- Áreas expuestas a venteos de vapor. Áreas con fugas de vapor.
- Áreas cercanas a torres de refrigeración.
- Áreas expuestas a rociadores contra incendios.
- Áreas sujetas a derrames de procesos que pueden facilitar el ingreso de humedad o de vapores de ciertos ácidos.
- Los sistemas de tubería de acero al carbono que normalmente operan por encima de 120°C, y están en servicio intermitente.
- Sistemas operando debajo del punto de rocío atmosférico.
- Sistemas que operan alrededor del punto de rocío atmosférico.
- Áreas con penetraciones (venteos, drenajes, soportes, boquillas, conexiones de instrumentos) a través del aislamiento en equipos / tuberías. Especial atención a los servicios que funcionan a temperatura ambiente o mantienen un servicio de frío.
- Áreas donde el revestimiento del aislamiento está dañado o ha desaparecido.
- Áreas donde el sistema de revestimiento está abultado o presenta indicaciones de deterioro.
- Áreas donde no existen zonas de acceso para el control de espesores.
- Áreas en las que la vibración ha causado daños al revestimiento del aislamiento.
- Áreas proclives a ingresar agua de lluvia.
- Áreas aisladas únicamente para la protección del personal.
- Áreas bajo el aislamiento con revestimientos o envolturas deterioradas.
- Interfases hielo/aire en sistemas aislados que sufren procesos de congelación y descongelación constante.

- Dead legs (zonas con caudal muy bajo o nulo) que sobresalen de tuberías aisladas y operan a una temperatura diferente de la temperatura de funcionamiento de la línea activa.
- Vibración de los sistemas de tuberías que tienen una tendencia a causar daño en el aislamiento, causando zonas que facilitan el ingreso de agua.
- Los sistemas de tuberías con aislamiento deteriorado, recubrimientos y/o envolturas; protuberancias o manchas en el sistema de aislamiento, sellos deteriorados.
- Tuberías susceptibles al daño físico del recubrimiento o aislamiento.
- Válvulas y accesorios como tubos y bridas en válvulas de seguridad de presión.

En equipos a presión (recipientes, columnas, intercambiadores de calor, etc...) las siguientes zonas se caracterizan por ser más proclives a presentar CUI/CUF:

- Anillos de sujeción debajo de un aislamiento dañado o mal instalado.
- Anillos de refuerzo en recipientes aislados o en columnas en servicio de vacío.
- Aislamientos en áreas soldadas.
- Soportes aislados en recipientes pequeños.
- Accesorios de escalera y plataforma.
- Terminación del aislamiento en boquillas y otros accesorios.
- Recubrimientos ignífugos (CUF).
- Tornillos de anclaje (CUF).
- Parte inferior en recipientes horizontales (desde el tercio inferior hasta la mitad del recipiente).
- Formas irregulares que dan lugar a instalaciones de aislamiento complejas (por ejemplo, soportes de brazos pescantes, palancas de elevación, bridas, etc.).

Así mismo, en tuberías las siguientes zonas se caracterizan por ser más proclives a presentar CUI/CUF:

- Respiraderos y drenajes.
- Soportes y soportes para tuberías.
- Válvulas y accesorios.
- Atornillado en los soportes de tubería.
- Líneas de vapor / tubing eléctrico.
- Terminación del aislamiento en bridas y otros accesorios de tubería.
- Bridas de acero de carbono o de baja aleación, pernos y otros componentes en tuberías de acero aleado.
- Costuras en el revestimiento (parte superior de la tubería horizontal).
- Acabado/terminación del aislamiento en tuberías verticales.
- Áreas donde las conexiones de línea más pequeñas interceptan con líneas de diámetro mayor.
- Puntos bajos de la tubería con brechas en el aislamiento.
- La proximidad cercana al agua y/o la tierra.
- Húmedo debido a una inundación o incluso porque esté sumergido en el agua.
- Daños debidos al paso de personas.
- Adicionalmente en tuberías que operan por debajo del punto de rocío, se deberá tener especial vigilancia en los siguientes puntos:
 - o Soportes de tubería.
 - o Áreas de terminación de aislamiento tales como uniones tubería-brida.
 - o Bridas con espárragos en los que se instala aislamiento pero no se sella-
 - o Tuberías por debajo del nivel de inundación donde el agua que se eleva penetra en el revestimiento del aislamiento causando que el cladding (recubrimiento externo del aislamiento) se deforme y degrade.
 - o Áreas con elevado flujo de paso de personas, donde el aislamiento es degradado por esta causa.

- Áreas en las que la camisa o revestimiento del aislamiento (cladding) muestra signos de condensación superficial continua.
- Agujeros o cortes en la camisa o revestimiento del aislamiento (cladding), sobre todo en interfaces de hielo-aire o sistemas de vapor.

A continuación (subapartado 2.2) se presentan diversos conceptos metodológicos de inspección basada en riesgo.

2.2. Metodología de inspección basada en riesgo

La clasificación del riesgo se realiza en base a la clasificación individual de la severidad para cada equipo/tubería dentro de su equipo o sistema correspondiente. Esta clasificación de riesgo es:

- **Riesgo bajo:** área identificada pero que no tiene célula de corrosión activa o signos de entrada de humedad.
- **Riesgo medio/moderado:** área identificada que tiene una célula de corrosión activa con una pérdida de espesor muy pequeña. Un área del aislamiento donde se puede comprobar que la humedad ha entrado claramente.
- **Riesgo severo:** área identificada que tiene una célula de corrosión activa con una sustancial pérdida de espesor.
- **Riesgo elevado:** área identificada que es está en una localización que genera un alto riesgo para la seguridad de las personas.

Esta es la clasificación final del sistema que va de A (bajo riesgo) pasando por C (riesgo moderado) y E (alto riesgo). La evaluación del riesgo clasifica la probabilidad de fallo y consecuencia a través de una representación matricial como la indicada en la Figura 3.

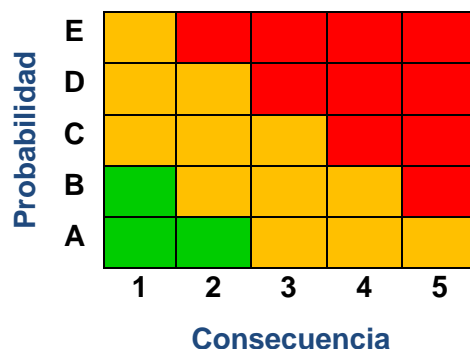


Figura 3. Representación global del riesgo en función de la probabilidad de fallo y de una escala definida de consecuencias de menor a mayor (diversas escalas de daños materiales, inoperatividad de planta y daños personales).

Según API 583-14 [3], la siguiente información es requerida para poder estimar la probabilidad de fallo debida a corrosión bajo aislamiento:

- Condiciones ambientales.
- Materiales de construcción del sistema/equipo.
- Edad del componente/equipo/sistema.
- Temperatura de servicio.
- Funcionamiento cíclico o intermitente.
- Áreas con pérdida del aislamiento.
- Tipo de aislamiento y/o calorifugado.
- Tipo de recubrimiento externo del aislamiento y/o calorifugado.
- Exposición a flujos de vapor.

Con la información de partida y realizando un estudio empleando diversas técnicas de ensayos no destructivos -como son la retrodispersión de neutrones (NB), la termografía infrarroja (IR), las corrientes inducidas pulsadas (PEC) o la radiografía digital y las ondas guiadas entre otras-, se obtienen una serie de datos que permiten calcular la probabilidad de fallo según lo establecido en API 583-14 (Tablas 3 y 4) y evaluar sus consecuencias.

Tabla 3. Clasificación de la probabilidad de fallo según API RP 583-14 (ejemplo para aceros al carbono y de baja aleación).

Parámetro	0	1	3	5
Temperatura de operación		Desde -4 °C hasta 38 °C ó desde 132 °C hasta 177°C	Desde 38 °C hasta 77 °C ó desde 110 °C hasta 132 °C	Desde 77 °C hasta 110 °C o para servicio cíclico para temperaturas mayores a 177 °C o menores a 110 °C.
Tipo de aislamiento/Antigüedad	Aislamiento de alta calidad Con una antigüedad de del sistema de entre 8 y 15 años.	Aislamiento de alta calidad Con una antigüedad de del sistema de entre 15 y 30 años.	Aislamiento de calidad media con una antigüedad de entre 8 y 15 años.	Aislamiento de calidad media con antigüedad superior a 15 años O antigüedad del sistema superior a 30 años o desconocida
Condición del recubrimiento del aislamiento	Antigüedad del sistema inferior a 5 años (sin reportar deficiencias)	Buen estado, sujeto a un adecuado mantenimiento (sellos, juntas, etc)	Buen estado con algunas deficiencias	Recubrimiento dañado con varias deficiencias
Calentamiento	Ninguno	Sistema de vapor (alta integridad) o con calentamiento eléctrico	Sistema de vapor (integridad media)	Sistema de vapor con fugas aparentes
Ambiente externo	Baja humedad	Árido e interior	Todas las otras localizaciones	Costero/marino, torres de refrigeración Ambiente sujeto a rociado, agua externa, sistemas que recogen agua de lluvia, condensaciones de vapor.
Tipo de aislamiento	Recubrimiento simple para aislamiento	Perlita expandida, lana de vidrio, Espuma de poro cerrado	Fiberglass, perlita, fibras minerales. Aislamiento con menos de 10 ppm de Cl	Silicato cálcico, fibras minerales con más de 10 ppm de Cl o desconocido
Tamaño de la línea o sección de línea	Equipo	>6 pulgadas.	De 2 a 6 pulgadas	Menor o igual a 2 pulgadas

Tabla 4. Clasificación de la probabilidad de fallo según API RP 583-14 [3].

Puntuación total	Menor a 7	Entre 7 y 14	Entre 14 y 20	Entre 20 y 27	Mayor a 27
Clasificación de la probabilidad	A	B	C	D	E

2.3. Programa de Inspección

Finalmente, usando la información disponible, se define el Programa de Inspección en el que con carácter periódico se irán cubriendo determinados puntos que según el estudio son más susceptibles a la corrosión bajo aislamiento. De esta forma, en un plazo razonable de tiempo se podría cubrir el 100% de los sistemas aislados, reduciendo enormemente el gasto que supondría inspeccionar en cada intervención el 100% de sistemas con aislamiento (totalidad de la instalación con aislamiento). Este plan finalmente, podría formar parte de un plan de integridad de planta que permita predecir y mitigar las consecuencias de este tipo de mecanismos de degradación de materiales.

3. CONSIDERACIONES FINALES, CONCLUSIONES Y LÍNEAS DE TRABAJO FUTURO.

Se ha realizado un análisis de diversos factores críticos y su influencia sobre los mecanismos de CUI en tuberías con objeto de ofrecer una solución técnica a este problema. Siendo de aplicación a las centrales nucleares españolas, dadas las pérdidas económicas que suponen este tipo de problemas relacionados con la degradación en servicio de materiales.

Así mismo, se ha presentado una metodología que basándose en la práctica recomendada de API RP 583-14 permite, usando una combinación de técnicas avanzadas de ensayos no destructivos, definir una secuencia de controles que optimiza el proceso de inspección para la detección de corrosión bajo el aislamiento. Este proceso supone un ahorro económico importante, reduciendo costes de inspección y previniendo fallos de componentes mientras opera la planta. Este servicio de optimización, está siendo desarrollado por SGS desde hace tiempo, habiendo mejorado el proceso de detección de CUI en diversas plantas industriales por todo el mundo.

Adicionalmente, desde SGS España, estamos involucrados en diversos desarrollos futuros como es la creación de una base de datos de materiales con varias especificaciones de materiales empleadas en la fabricación de tuberías y equipos a presión destinados a diversas aplicaciones en centrales nucleares con diferentes condiciones de servicio (incluyendo aquellas de alta exigencia debido a altas temperaturas o a fluctuaciones cíclicas de temperatura y/o requisitos de sollicitación mecánica: *corrosión bajo tensión, corrosión-erosión y corrosión-fatiga*) y considerando ciertas características de los fluidos con los que está en contacto el material. Así mismo, se incluirán datos de diversos tipos de aislamiento para poder dar una recomendación de combinación de materiales a emplear.

REFERENCIAS.

- [1] R.D. Roberts, 2012. Inspection of buried or inaccessible piping in nuclear power plants utilizing ultrasonic based intelligent pigging technology, 9th Annual International NDE Nuclear Plant Conference, Bellevue Washington D.C., USA.
- [2] G. Ogundele, G. Goszczynski and D. VanSligtenhorst, 2012. Inspection of Buried Piping in Nuclear Power Plants: Field Observations and Challenges, ASME 2012 Pressure Vessels and Piping Conference, Toronto, Canada.
- [3] API RP 583-2014: Corrosion Under Insulation and Fireproofing. American Petroleum Institute, Washington D.C, USA.