

CORROSION BAJO AISLACIÓN

Leandro Lezcano, tgs, leandro_lezcano@tgs.com.ar

Sinopsis

La Corrosión Bajo Aislación es un fenómeno que afecta a cañerías y recipientes sometidos a presión de diversas calidades de materiales, en diferentes condiciones y contextos, ambientales y operativos. Este mecanismo de daño se produce como resultado ante la presencia de humedad bajo el aislamiento, consecuencia de múltiples factores que dan lugar al inicio y propagación del mismo.

Por la naturaleza de esta amenaza, en muchos casos, la inspección, mitigación y el mantenimiento son procesos basados en detección, centrándose en acciones correctivas, donde dicho fenómeno ha avanzado significativamente. Esto incide en elevados costos, ya sea por las acciones correctivas, como por el tiempo de inactividad del activo durante la ejecución de estas.

En tgs, tenemos antecedentes sobre esta amenaza en equipos y cañerías de plantas compresoras de transporte y plantas de procesamiento y almacenaje de gas natural.

En este trabajo técnico se compartirán y demostrarán causas y condiciones necesarias para el origen y propagación del mecanismo de daño de CUI, a partir de exponer los casos más representativos ocurridos en tgs. Y a raíz de la evidencia y análisis de los mismos se trabajó en la revisión de los planes de inspección y evaluación, basándose en la predicción, prevención y mitigación, siguiendo los lineamientos de las normativas internacionales y las practicas recomendadas de la industria; las cuales brindan herramientas de inspección y análisis de los resultados para lograr mayor confiabilidad en los procesos, y consecuentemente, una extensión de la vida útil de los componentes afectados a partir del control y/o reducción de la probabilidad de ocurrencia de fallas logrando una adecuada gestión del riesgo.

Introducción

Múltiples procesos industriales, compuestos por equipos y cañerías sometidos a presión, y motivados por razones tales como conservación térmica, protección de personal, control de procesos y reducción de ruido, entre otros; se ven en la necesidad de utilizar algún tipo de aislación para lograr estos cometidos. Esta necesidad trae como consecuencia potencial un fenómeno corrosivo denominado “Corrosión Bajo Aislación” (Corrosion Under Insulation – CUI).

La generación y propagación de CUI es consecuencia principalmente de la humedad que se encuentra atrapada entre la superficie externa del activo y el material aislante y la chapa que la contiene. Esta presencia de humedad, en conjunto con oxígeno, no solo va generando daños en la superficie del activo por el avance corrosivo que esta genera, sino también, provoca una pérdida de eficiencia en el sistema desde el punto de vista del proceso. Ciertos tipos de aislación con presencia de humedad y en determinadas condiciones puede llegar a una pérdida de eficiencia en la capacidad de aislación de hasta un 80%.

Este mecanismo de daño puede afectar a diversos tipos de materiales, siendo los más comunes aceros al carbono, aceros de baja aleación y aceros inoxidables austeníticos. Los cuales, si no se cuenta con efectivos programas y/o planes de inspección y mitigación, basados en el conocimiento y criterio de como este fenómeno puede afectar a cada uno de estos materiales y las zonas susceptibles para su desarrollo en cada tipos de activos; puede derivar con el tiempo en severos daños en la correspondiente superficie externa de estos, con los elevados costos que trae aparejado por acciones correctivas y/o lucro cesante durante la ejecución de los mantenimientos necesarios para remediarlos, e incluso incurrir en fallas catastróficas de los mismos.

A raíz de todos los eventos y hallazgos que se han tenido en tgs (transportadora de gas del sur), en sus distintas plantas y en los distintos tipos de activos, consecuencia de este mecanismo de daño, se decidió abordar esta problemática trabajando en la revisión de planes de inspección y evaluación, con el fin de poder aminorar la amenaza potencial en ellos.

Desarrollo

Sistema aislado

Un activo que, por cualquier motivo, requiera de ser aislado, debe ser considerado como un sistema, en el cual cada uno de los componentes que lo integran no debe ser considerados de manera individual sino en forma conjunta; dado que la ausencia o deficiencia de una o más de estos componentes puede hacer colapsar todo el sistema y comprometer en definitiva la integridad del activo, como consecuencia del fenómeno de CUI.

Estos componentes del sistema aislado (*Figura 1*) pueden ser pensados como barreras de defensa contra CUI y básicamente son los mencionados a continuación.

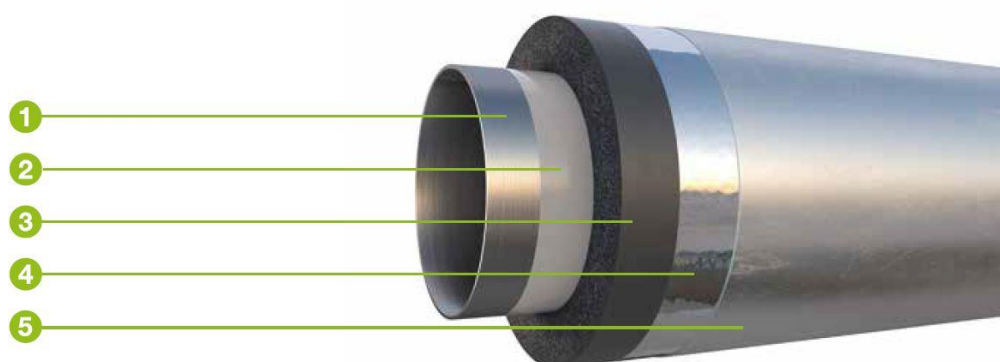


Figura 1: Componentes del sistema aislado

- 1- El metal base del activo, el cual puede ser considerado el material a proteger, o bien el primer atributo a tener en cuenta si se realiza desde el diseño una adecuada selección de material, un correcto diseño mecánico, y/o si el mismo es considerado para la correcta selección de todas las barreras siguientes para ser protegido del mecanismo de daño de CUI.
- 2- El revestimiento o esquema de pintura, la cual es la primera y principal barrera de defensa del activo contra la corrosión y la cual impide la generación y propagación del mismo.
- 3- El material aislante, importante por requerimientos de procesos operativos y divididos en categorías dependiendo del tipo y rango de temperaturas y otros atributos; es necesario tener en cuenta por su composición química y características físicas para evitar o favorecer fenómenos corrosivos.
- 4- Barrera de vapor, sobre todo requerido en operaciones en frío, se debe considerar como parte de un sistema aislado dado que evita que el vapor de agua contenido en el ambiente ingrese a las zonas frías (sistema aislado y superficie de metal), evitando que condense y se acumule humedad y agua en estado líquido dentro del sistema.
- 5- Chapa de protección mecánica, última barrera de protección del activo que evita que toda presencia de humedad y agua del ambiente, proveniente de diversas fuentes, pueda ingresar al sistema; así como también proteger mecánicamente a todos los componentes mencionados anteriormente y que conforman el sistema aislado. Es por ello que debe considerarse como parte complementaria de este componente el correcto sellado entre las chapas mediante calafateado y masillas, así como cualquier instrumento de cierre como bandas metálicas y clips.

Morfología de daño y causas de CUI

El proceso corrosivo comienza cuando el agua es acumulada y/o absorbida por el material aislante del sistema aislado o debajo de este y en contacto con la superficie externa del activo, producto principalmente a roturas en la aislación, roturas en las placas que conforman su protección mecánica y/o deficiente sellado entre estas.

En aceros al carbono y aceros de baja aleación, al estar en contacto con el agua se forma en su superficie una celda electroquímica donde se produce la corrosión (*Figura 2*). La misma está compuesta por la zona anódica,

zona catódica y el electrolito como medio conductor. La zona anódica es la región donde se produce la reacción de oxidación, y por lo tanto la pérdida de material a través de átomos de hierro en el electrolito (agua) y liberación de electrones hacia la zona catódica; la zona catódica recibe los electrones de la zona anódica. Los átomos de hierro en el agua reaccionan con el oxígeno presente en esta última para formar herrumbre (oxidación). El agua como medio electrolítico acelera la reacción por la cantidad de sales y oxígeno presente en esta.

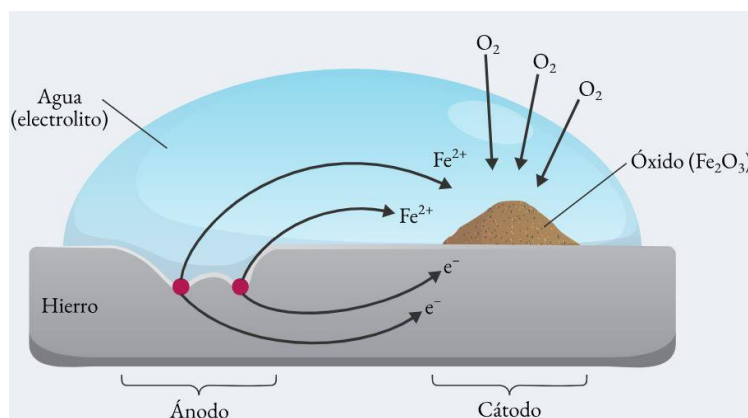


Figura 2: Celda electroquímica – Proceso corrosivo

La pérdida de material se puede observar cómo picaduras puntuales debido a la zona localizada donde se puede encontrar el agua; o generalizada, si la cantidad de agua presente en la superficie externa del activo es más abundante, lo que se encuentra como zonas en la superficie externa con pequeñas picaduras de aspecto rugoso y desigual similares a una “piel de naranja”.

En aceros al carbono y aceros de baja aleación, los factores que predominan sobre la velocidad de corrosión se localizan en función de las temperaturas a las cuales se encuentra sometido el proceso, la calidad del agua atrapada en el sistema y contaminantes presentes en ella, y diseño y mantenimiento de los componentes del sistema aislado.

Los rangos de temperatura del proceso en los cuales se puede considerar temperaturas críticas para el desarrollo de CUI en aceros al carbono y de baja aleación son variadas dependiendo del estándar o normativa de consulta, las cuales fueron basados en estudios, análisis y evidencia empírica. American Petroleum Institute (API) determina que las temperaturas potenciales se encuentran entre los -12°C y 175°C , siendo las más críticas entre 77°C y 110°C ; mientras que otras fuentes de consulta como NACE International determinan que las temperaturas potenciales se encuentran entre los $-5^{\circ}\text{C}/-4^{\circ}\text{C}$ y 175°C , siendo las temperaturas de alto riesgo aquellas que operan entre 50°C y 175°C . Al solapar ambas fuentes, se observa que las temperaturas más críticas coinciden en aquellas que se encuentran entre los 77°C y 110°C , donde la cinética de la reacción de corrosión es más alta y los cambios de estado de fase del agua se hacen presentes. Este rango de temperatura crítica se explica por la corrosividad del agua en función de la temperatura por la presencia de oxígeno. En sistemas abiertos, al aumentar la temperatura del agua, el contenido de oxígeno en el agua disminuye por lo que su corrosividad también lo hace; sin embargo, la película de agua que se encuentra bajo un sistema aislado actúa como un sistema cerrado, la cual se encuentra saturada de oxígeno, y por lo tanto y hasta un determinado rango, incrementa la velocidad de corrosión en proporción al incremento de temperatura (*Figura 3*).

Las mayores temperaturas y cercanas a los 175°C , estipulado como el límite superior del rango de temperatura potencial de CUI, si bien permite que el agua por secado se encuentre presente en la superficie del acero y sistema aislado por menos tiempo, en contrapartida también es mayor el daño que genera sobre el material aislante y sellado de las chapas, lo cual también permitirá mayor ingreso de humedad al sistema. Estas temperaturas, a su vez, ocasionan un mayor daño sobre el esquema de pintura del activo, lo que favorece al incremento del proceso corrosivo en la superficie del material.

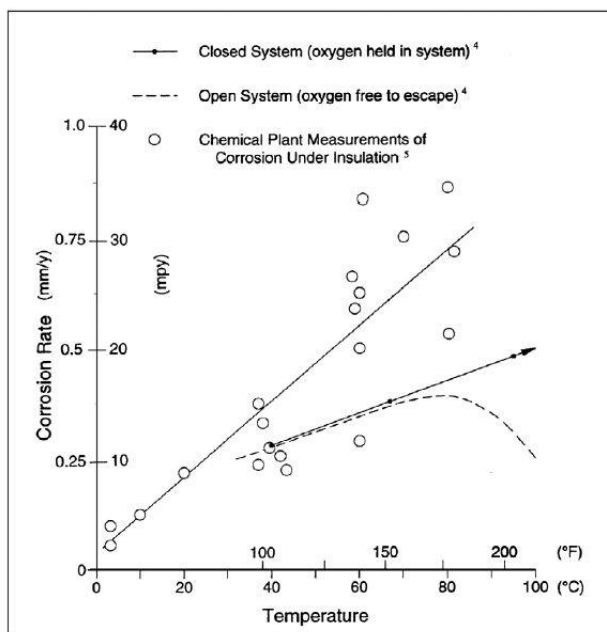


Figura 3: Rangos de temperaturas críticos CUI – Sistemas abiertos y cerrados según NACE SP-0198

Activos que trabajan a temperaturas cercanas a los 0°C, también se encuentran sujetos a daños por corrosión por CUI si poseen sectores que no se presentan correctamente aislados. Esto es producto de la transpiración generada por condensación en la superficie externa del mismo al entrar en contacto con la humedad contenida en el ambiente.

Más allá de cualquier temperatura de operación, este fenómeno corrosivo se potenciará si además se trata de un proceso con condiciones de operación cíclica o intermitente; o bien con paros frecuentes por fallas, mantenimiento o demanda operativa que genera cambios de estados constantes del agua en el sistema; más aún, si estos intervalos operativos son extensos en el tiempo. En estos periodos, ya sea por descongelamiento en operaciones frías o condensación en operaciones a altas temperaturas, permite y favorece a que la humedad en estado líquido llegue a la superficie metálica acelerando el proceso corrosivo.

Los contaminantes presentes en el agua atrapada en un sistema aislado pueden aumentar de manera significativa la velocidad de corrosión y la conductividad del proceso. Estos pueden encontrarse por contaminantes propios dentro de los materiales aislantes y aquellos que provienen externamente del sistema. Los más comunes y perjudiciales, para aceros al carbono y de baja aleación, que se pueden encontrar son cloruros y sulfatos, consecuencia de su alta solubilidad en agua generan soluciones acuosas con alta conductividad eléctrica que favorecen el proceso corrosivo. Esto es altamente nocivo en el tiempo en los rangos de temperaturas críticas dado que las concentraciones de estos compuestos aumentan de forma gradual a medida que el agua se evapora de la superficie del acero al carbono.

Los contaminantes propios del material aislante son conocidos y documentados, y por lo general están relacionados a la presencia de cloruros, que a menos que la marca comercial lo indique, puede estar presente tanto en el material aislante en sí, como en el sistema de sellado. También dependiendo del tipo de aislante utilizado puede contener compuestos ácidos que reducen el PH del agua presente en el sistema aumentando la velocidad del proceso corrosivo.

Los contaminantes externos son conducidos a través del agua o aire e ingresan al sistema mediante roturas o aperturas en la protección mecánica del sistema aislado y cualquier componente interno. También lo hacen indirectamente, al depositarse en la chapa de la protección mecánica y con posterior humectación ingresan por gravedad o acción absorbente, a través de las deficiencias o roturas en el sellado, hacia el interior del sistema aislado. En el ámbito industrial, estos contaminantes son sales que provienen de fuentes derivadas de derrames de proceso, torres de enfriamiento, lluvia ácida, diluvios de agua contra incendio y emisiones atmosféricas.

También las condiciones climáticas y atmosféricas del lugar donde se encuentran emplazados los activos juegan un rol fundamental, dado que no es lo mismo que estos activos se encuentren en zonas climáticas secas a aquellas húmedas o regiones marítimas con ambientes salinos que puedan potenciar de manera significativa los daños asociados a este fenómeno.

El material utilizado como aislante no solo influye en el fenómeno de CUI en su composición química por metales y sales que puedan contener que aceleran el proceso corrosivo; sino también influye en este mecanismo de daño en su característica de fragilidad, generación de cavidades con la superficie del metal que pueda alojar y atrapar humedad presente; y capacidad de absorción de agua y secado, ya que cualquier material aislante que retenga la menor cantidad de agua posible y seque más rápidamente deberá provocar menor daño por corrosión al equipo en el tiempo.

Es importante destacar el papel del diseño mecánico del activo aislado y su influencia para potenciar CUI. La forma, geometría y orientación del activo, conexiones, soportes, refuerzos y otros accesorios, pueden dificultar el correcto sellado de las chapas de protección mecánica permitiendo que la humedad o agua se filtren a través de uniones de estas hacia el interior del sistema aislado. Asimismo, estas irregularidades, una vez que es producida la filtración, pueden colaborar a la retención de agua, como pueden ser acometidas, superficies planas, anillos de soporte de aislación, placas de identificación, entre otros accesorios; como así también elementos que canalicen agua hacia determinadas zonas puntuales como perfiles estructurales y soportes en ángulo.

Particularmente en activos con servicios en frío, estas deficiencias en sellado producto de las irregularidades en la geometría, y las cuales se encuentran a temperaturas más cálidas, son vulnerables en la transición de la barrera de vapor a aire cálido y húmedo, y por lo tanto, son las zonas donde más susceptibilidad a la corrosión existe.

A continuación, se muestran las zonas susceptibles por diseño mecánico en cañerías y recipientes a presión, tal como se muestra en la práctica recomendada API 583: “Corrosion Under Insulation and Fireproofing” (Figura 4).

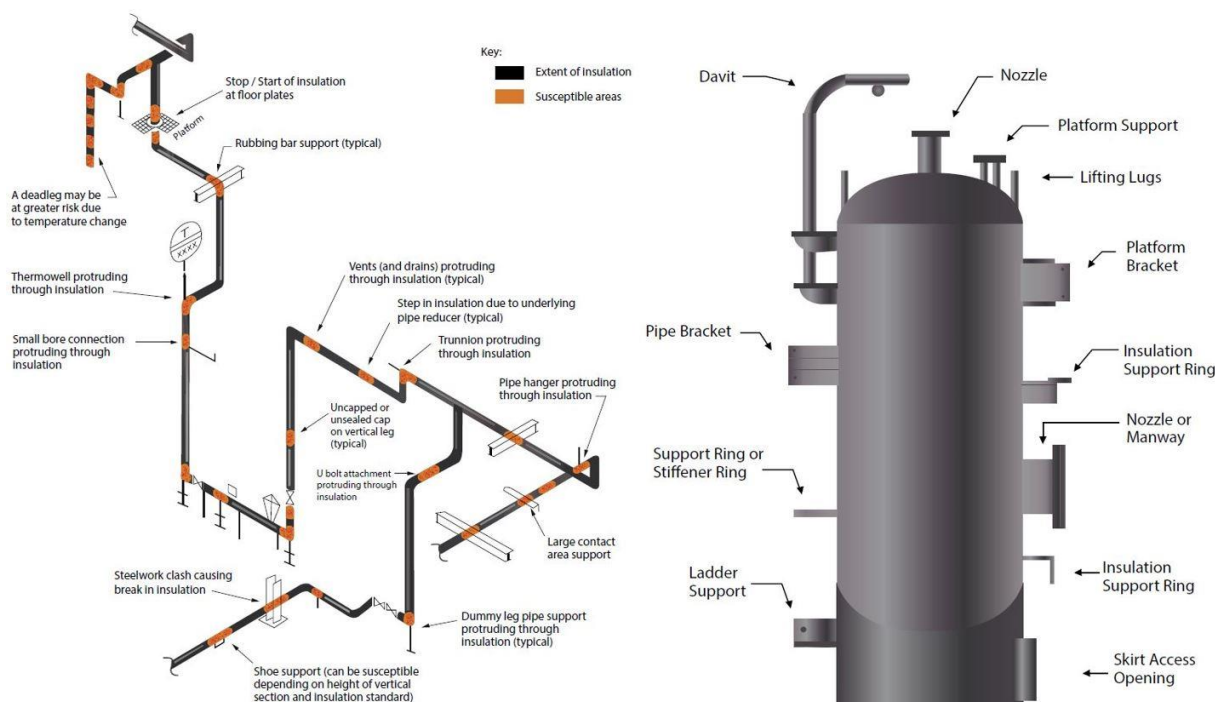


Figura 4: Zonas susceptibles a CUI en cañerías y recipientes a presión según API 583

Más allá de la dificultad para el sellado de las chapas de protección de la aislación producto del diseño mecánico, también pueden existir filtraciones debido a una mala técnica aplicada sobre el montaje como puede ser el solapamiento de las chapas en un sentido contrario a la caída de agua por gravedad, mala técnica en la colocación y montaje en general, mala selección del material utilizado por las condiciones ambientales, incorrecto calafateado de las mismas, y/o provocación de roturas producto de golpes, vibraciones, pisadas, entre otras. También el calafateado puede sufrir roturas o deficiencias provocadas en el tiempo por las condiciones climáticas, o bien, producto del proceso al que se encuentra sometido, como puede ser temperaturas extremas que queme el material sellante utilizado, o fisuras por condiciones de frío.

La consecuencia de chapas de protección y sellado con daños es el ingreso de cada vez mayor cantidad de agua al aislamiento, tardando más en el secado y aumentando exponencialmente la cantidad de daño acumulado en el activo. Es por ello que es muy importante además contar con un adecuado esquema de pintura, dado que es la primera y principal barrera y elemento de prevención que el activo posee contra la generación y propagación de este mecanismo de daño. Por lo tanto, se puede deducir que también la falla o daños en el revestimiento está íntimamente relacionado con la aparición de este fenómeno.

En primer lugar, una falla en el revestimiento puede ser provocada por una mala selección del esquema a utilizar ya sea que, por su naturaleza, no es apta para su uso bajo aislación o para determinadas condiciones de operación a la que se encuentra el activo sometido. También puede deberse a fallas humanas del tipo de una inadecuada preparación de superficie, incorrecta aplicación y/o insuficiente curado; e incluso de una inspección nula o deficiente tanto desde el punto de vista de espesores necesarios o daños que pudieron ocasionarse durante su empleo. La falta de mantenimiento desde el punto de vista del recubrimiento es también una causa de potencial CUI dado que estos esquemas de pintura, y dependiendo del ambiente y operación donde se encuentre, no pueden tener una vida útil mayor a 10/15 años sin aparición de desgaste o daños sobre la misma. Cabe destacar que antiguamente, referido a estas prácticas, se optaba por solo realizar una capa de imprimación, e incluso en ocasiones no utilizar ningún esquema de pintura ante este tipo de sistemas, por lo cual, los activos en estas condiciones en el tiempo podrían sufrir daños severos en su integridad. Por último, es importante mencionar que, si bien la aplicación de un adecuado esquema de pintura es una buena práctica, el metal base de un determinado activo seguirá siendo propenso a sufrir CUI cuando esté se encuentre aislado.

Más allá de los daños que puedan existir en el sistema, cabe destacar, que por todo lo mencionado, es muy difícil lograr que los sistemas aislados sean completamente herméticos, y es más importante determinar finalmente si el agua está traspasando al sistema de aislamiento en lugar de intentar determinar exactamente cuál es la situación para que se genere y propague CUI en un determinado activo. Los ingresos de humedad al sistema se encuentran resumidos en la siguiente imagen (*Figura 5*).

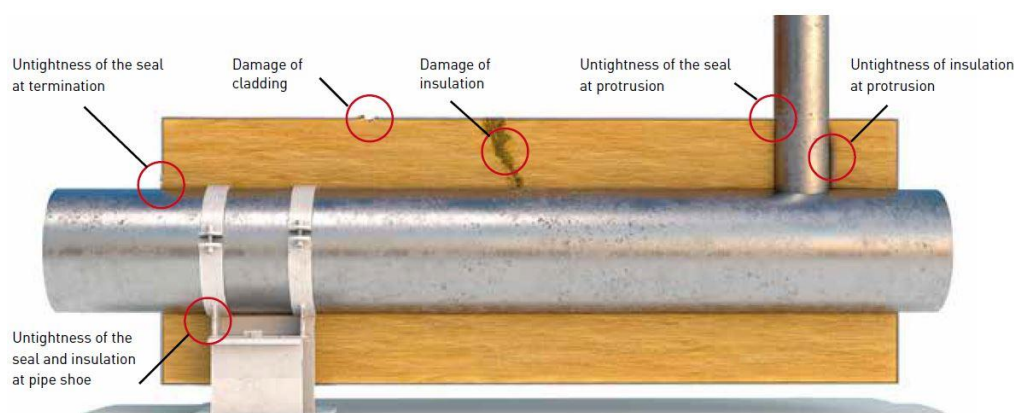


Figura 5: Zonas comunes de ingreso de humedad al sistema

En aceros inoxidables también se encuentra presente este mecanismo de daño en forma de fisuras denominado Corrosión Externa Bajo Tensión (External Stress Corrosion Cracking – ESCC); sobre todo en los austeníticos serie 300, y en menor medida, aceros inoxidables dúplex. Los factores que predominan para que exista

corrosión en este tipo de activos son muy similares a los mencionados en aceros al carbono y de baja aleación, pero principalmente es motivado por la existencia de cloruros en la humedad y agua atrapada en el sistema aislado, en contacto con la superficie caliente del acero inoxidable y posteriormente concentrado mediante la evaporación del agua y humedad allí presente. La principal fuente de cloruros proviene de la atmósfera y condiciones climáticas como lluvias, sobre todo si se trata de ambientes marítimos, zonas cercanas a procesos químicos que contienen cloruros, sistemas de diluvios y protección contra incendios, torres de enfriamiento y otros derrames de productos. En menor medida, también puede existir presencia de cloruros en la aislación del sistema aislado y material sellante con el cual se realiza el calafateado. Los cloruros más perjudiciales y que más rápido favorecen a la fisuración de los aceros inoxidables son las sales de cloruros de bases débiles como lo es el cloruro de magnesio, el cual puede extraerse por ejemplo del agua de mar, cloruro de litio y cloruro de aluminio.

Las temperaturas en activos de aceros inoxidables tienen un efecto doble. En principio, como fue señalado en el párrafo anterior, las altas temperaturas evaporan el agua al entrar en contacto con la superficie metálica, solo dejando la concentración de sales de cloruros que quedan depositadas en la superficie del metal. Por otra parte, a medida que aumenta la temperatura, hasta un determinado rango, también aumenta la velocidad de reacción de corrosión y disminuyen los tiempos de propagación de fisuras.

Los rangos de temperaturas críticos donde se pueden producir corrosión bajo aislación en aceros inoxidables se encuentran dentro del rango de “agua caliente”, entre los 60°C y 177°C según API, y entre los 50°C y 175°C según NACE. Fuera de este rango las fallas son menos frecuentes dado que, temperaturas por debajo de 50°C tanto la velocidad de reacción como la evaporación es baja, mientras que, por encima de 175°C, no llega a haber agua y/o humedad en la superficie del acero, y por lo tanto no llega a haber concentración de sales en la misma. En aceros inoxidables duplex se requiere de rangos de temperaturas mayores (y/o mayor concentración de cloruros), para lograr el mismo efecto corrosivo que en cualquier acero inoxidable austenítico (*Figura 6*).

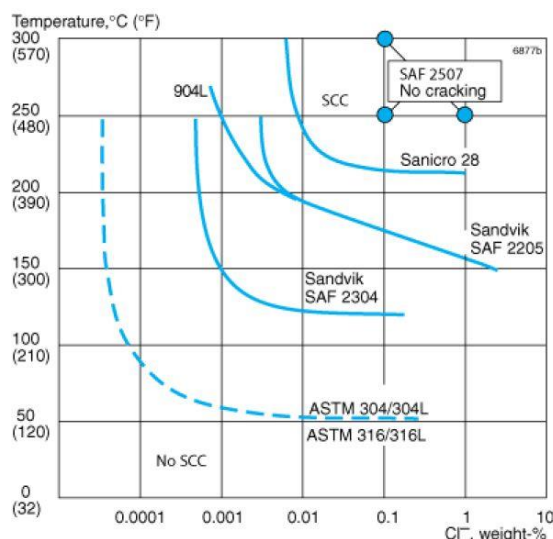


Figura 6: Rangos de temperatura crítica en tipos de aceros inoxidables según API 583

Al igual que en aceros al carbono y de baja aleación, para aceros inoxidables es importante destacar como causa de falla el diseño mecánico del activo. Debido a que su forma y geometría, y la de sus conexiones y accesorios, pueden permitir o no un correcto sellado del sistema aislado que impida el ingreso de humedad al sistema aislado y su posterior retención. Así también cabe destacar mismas consideraciones de calidad y tipo, tenidas en cuenta en aceros al carbono y de baja aleación, al montaje y estado de las chapas de protección mecánica y su calafateado.

Iguals observaciones que en aceros al carbono y de baja aleación deben ser tenidas en cuenta al tratarse de aplicación de esquemas de pintura en aceros inoxidables, pero teniendo especial cuidado en la selección del

esquema dado que este tipo de material puede ser más sensible en términos de tipos de corrosión que puedan ser atribuidos con una inadecuada elección. Pinturas con contenido de cloruros provocan el mismo efecto que se quiere combatir dado que genera a la larga ESCC por presencia de estas sales. También deben ser evitadas pinturas con contenido de metales con bajo punto de fusión como el zinc dado que puede provocar Fragilidad por Metal Líquido (Liquid Metal Embrittlement – LME), en el cual se provoca fisuración por entrar en contacto y ser absorbido el metal líquido con materiales susceptibles, como lo es el acero inoxidable austenítico, consecuencia de debilitar las fuerzas de unión de este último y generar agrietamiento en sus límites de grano.

Por último, y a diferencia del acero al carbono y de baja aleación, este mecanismo de daño en aceros inoxidables, por su morfología de ataque, tiene una causa adicional que son las tensiones residuales por la conformación del acero y por uniones soldadas en la fabricación y montaje del activo. Es por ello, que las regiones donde más comúnmente se pueden encontrar este tipo de indicaciones son las zonas afectadas por el calor de las uniones soldadas dado que son en aquellas donde las mayores tensiones residuales se hacen presente.

La compañía

tgs es una compañía de servicios integrados que se dedica principalmente al transporte de gas natural en la región sur y centro de Argentina, con instalaciones en 7 provincias, más de 9000 Km de gasoductos y 33 plantas compresoras; siendo la red más extensa de gas natural de América Latina y aportando más del 60% del gas consumido en el país.

Asimismo, tgs posee otras unidades de negocio (*Figura 7*), en las que se destaca el negocio de midstream, donde se brindan servicios de captación de empresas productoras, tratamiento y compresión y en las cuales se cuenta con 3 plantas para ello y se proyectan grandes inversiones en el mediano y largo plazo. También se encuentra el negocio de líquidos, localizado en el Complejo Cerri y Puerto Galván de la ciudad de Bahía Blanca, y donde ocurre la producción de líquidos de gas natural, su almacenamiento y despacho al mercado interno y externo.

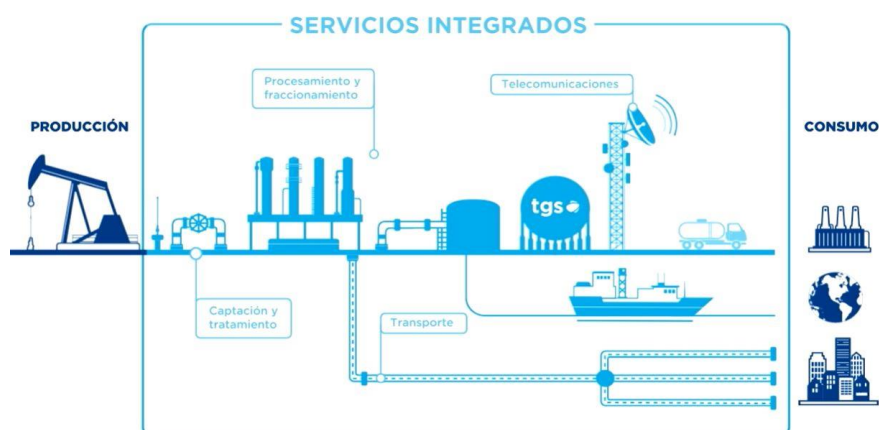


Figura 7: Unidades de negocio tgs

Dentro de estas unidades de negocio se presenta un gran universo de diferentes tipos de activos estáticos, en los que se destacan recipientes sometidos a presión con y sin fuego, cañerías y tanques de almacenamiento; y los cuales, la mayoría de ellos, poseen una longevidad de más de 40 años. Por necesidades del proceso y condiciones necesarias a los que se encuentran sometidos para su normal operación, buena parte de estos activos requieren de un sistema aislado, que puede ser de frío o calor, y por lo tanto, cuentan con la amenaza latente de CUI en los mismos.

A continuación, se mostrarán casos representativos donde este fenómeno se hizo presente en diferentes activos con diferentes condiciones operativas, fluidos y formas de manifestación.

Casos de evaluación

Líneas planta de producto refrigerado – Puerto Galván

La planta de producto refrigerado es una planta de acondicionamiento de propano y butano para almacenamiento y despacho a buques, ubicada en el Complejo de Puerto Galván. La misma cuenta con una zona de refrigeración, zona de tanques de producto refrigerado y zona de bombas. El producto refrigerado se almacena y mantiene su temperatura en tanques destinados a tal fin para su posterior despacho por medio de la zona de bombas.

En esta última, en noviembre del año 2022 se encontró una fuga de producto a partir de una línea de descarga de una bomba utilizada para acondicionamiento de poliductos de carga, con los riesgos que esto conlleva, no solo en aspectos de producción, sino también en términos ambientales y de seguridad a las personas.

Ante este evento, se determinó realizar el paro imprevisto de planta para proceder a la reparación inmediata de la línea, luego de lograr las condiciones necesarias para ello. Ante esto, en primer lugar, fue necesario localizar el punto de fuga exacto dado que la pérdida se produjo a través de un sistema aislado, con lo cual no se podía determinar con exactitud la zona de fuga, y en consecuencia, obtener el diagnóstico para realizar la reparación. Para ello se realizaron Ensayos No Destructivos (END) de gammagrafía digital y posterior confirmación por Inspección Visual Externa (IVE), con lo que se determinó el punto de fuga mediante picadura pasante sobre un niple de 3/4", perteneciente a una derivación de la línea principal de 3" de descarga de producto, y además grandes pérdidas de espesores por corrosión en ambas líneas (*Figura 8*).

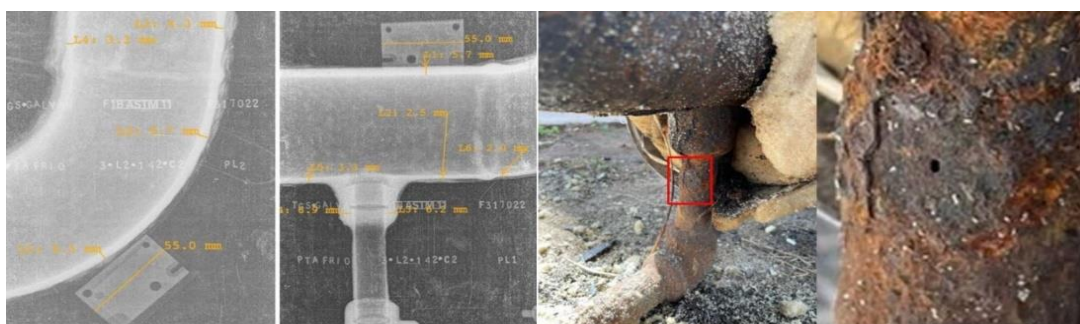


Figura 8: END en línea con fuga de producto – Planta de producto refrigerado

Ante este panorama, se procedió a desaislar las cañerías y accesorios de la línea completa para una inspección integral y posterior reparación (*Figura 9 y 10*). Al hacerlo, se verificó que la línea se encontraba en un estado avanzado de corrosión generalizada consecuencia de la actuación del mecanismo de daño CUI. Asimismo, se observó que tanto esta línea, como otras pertenecientes a la zona de bombas, no tenían esquema de pintura que ayude a la protección de este mecanismo de daño y evite su propagación, lo que es una deficiencia en el sistema aislado por lo anteriormente comentado.



Figura 9: Líneas desaisladas planta de producto refrigerado

El mecanismo de CUI presente en todas las líneas evaluadas de la zona de bombas, además de atribuirse como principal factor a la ausencia de un esquema de pintura, posee otros condimentos que facilitaron este proceso. Por estas líneas circulan, como se dijo anteriormente, propano y butano a diferentes condiciones operativas; el propano lo hace a aproximadamente -46°C mientras que el butano lo hace a aproximadamente -5°C . Solo cuando circula butano, las líneas se encuentran al límite de la zona de temperatura donde el CUI es más susceptible. Sin embargo, este proceso es cíclico e intermitente, dado que por momentos circula uno de los productos y por momentos el otro, así como también por momentos no se encuentra en servicio. Estas variaciones y paradas generan el descongelamiento de las líneas, con lo cual, generan agua atrapada en el sistema.



Figura 10: Líneas desaisladas planta de producto refrigerado II

Esto también es potenciado por ingresos de agua y humedad del aire a través de la chapa protectora metálica por deficiencias en el sellado y daños en la barrera de vapor, roturas de uno o más componentes del sistema aislado, como así también zonas puntuales sin aislación; tal como fue identificado al momento de la intervención. Esto es consecuencia en parte por falta inspecciones regulares de las superficies aisladas y posterior mantenimiento. Las deficiencias en el sellado también se observaron como consecuencia de la cantidad de irregularidades en la isometría de la línea y variaciones geométricas que generan tanto complicaciones en el montaje como en el correcto calafateado. Particularmente por su operación, también se observaron varias zonas donde el sistema aislado se encontraba dañado en forma de ensanchamiento por hinchazón motivo de los congelamientos producidos dentro de zonas puntuales.

Puntualmente en la zona donde se encontraba la pinchadura, se observó que la acumulación de humedad es producto de la localización del tramo afectado en un punto bajo dentro del sistema de cañerías, donde toda la humedad proveniente de filtraciones a través de la aislación en cualquier punto del sistema cae por decantación a través de las cañerías verticales que las vinculan (*Figura 11*). Asimismo, la presencia del codo y la derivación de menores dimensiones de la cañería principal, donde además, se encuentra un punto muerto de la línea hacia el drenaje, favorecen dicha condición. Esto se encuentra en concordancia con los lugares susceptibles para cañerías mencionados por la practica recomendada API 583.



Figura 11: Líneas desaisladas verticales en zona de fuga – Planta de producto refrigerado

Mas allá de esto se comprobaron otras zonas susceptibles a CUI en cañerías, y cañerías con servicio en frío, mencionadas por API 583 (*Figura 12*). Entre estas se puede observar zonas corroídas en válvulas y uniones bridadas, zonas con deficiencias en sellado en líneas verticales, bridas y otros componentes, pequeñas conexiones en líneas de mayores dimensiones, puntos bajos de sistemas de cañerías, regiones con roturas en barrera de vapor, sitios con presencia de congelamiento, áreas bajas propensas a ser alcanzadas por inundaciones y por daños ante tránsito de personas (*Figura 13*).

Equipment Type	Potential Locations
Piping	Dead-legs, vents, and drains
	Pipe hangers and supports
	Valves and fittings
	Bolted on pipe shoes
	Insulation plugs, especially where they have been improperly installed, damaged, or misplaced
	Steam-tracing/electric-tracing tubing penetrations
	Termination of insulation at flanges and other piping components
	Areas where smaller branch connections intersect larger diameter lines
	Low points in piping, such as bottom of vertical runs
	Close proximity to water (e.g. wharf) and/or ground (e.g. increased absorption)
	Wet due to flooding or submerging into water
	Damage due to foot traffic
Equipment Type	Susceptible Locations
Cold piping	Pipe supports
	Insulation termination areas such as pipe-to-flange locations
	Flanges with stud bolts where insulation bonnets are installed but not sealed
	Piping below flood grade where rising water penetrates the insulation jacketing causing ice lens with swelling that causes jacketing failure
	High foot traffic areas where insulation is degraded by contact with human traffic
	Areas on the insulation jacket showing signs of continual surface condensation or mold
	Holes or cuts in the insulation vapor retarder or jacket
	Ice-to-air interfaces

Figura 12: Zonas susceptibles a CUI según API 583 en Líneas de frío y en general



Figura 13: Otras zonas susceptibles a CUI en líneas – Planta de producto refrigerado

Otro punto importante para destacar es que esta planta se encuentra a metros del mar, lo que es un factor determinante por la presencia de sales y contaminantes que se encuentran presente en el ambiente salino y que catalizan, tal como se vio anteriormente, este proceso corrosivo.

Este relevamiento de líneas de la planta, realizado a partir del evento, permitió obtener conclusiones cuantitativas sobre el daño generado por CUI. Se realizó el retiro de aislación en 72 líneas de las cuales solo 26 se encontraban en buenas condiciones. De las 46 restantes, 32 se encontraban en estado crítico, es decir, con espesores remanentes por debajo de la norma de diseño ASME B31.3 (American Society of Mechanical Engineers) por presión interna, tomando el criterio establecido por API 570 “Piping Inspection Code”; y/o por debajo de los mínimos estructurales y de alerta recomendados por API 574 “Inspection Practices for Piping Systems Components”. Las 14 líneas restantes, de las 46 no consideradas en buenas condiciones, resultaban con vida remanente por debajo de 5 años por API 570, o bien, por debajo de mínimos de alerta determinados por API 574. Es decir, en resumen, más del 60% de las líneas evaluadas se encontraban afectadas por CUI significativamente, y el 45% ya fuera de las condiciones de diseño (*Figura 14*).

TOTAL LINEAS INSPECCIONADAS	72
Líneas OK	26
Mínimo Alerta (API 574) - Vida remanente menor a 5 años (API 570)	14
Mínimo Estructural API 574 - Sin vida remanente (API 570)	32

Figura 14: Relevamiento de líneas de planta de producto refrigerado

Cabe destacar que se considera por debajo a mínimo estructural, definido por API 574, al mínimo espesor requerido para evitar que la cañería, por su propio peso colapse, se pandee o se produzca hundimiento en su estructura, en función de las dimensiones de esta. Asimismo, dicha práctica provee, en función de las dimensiones de la cañería, un espesor que funciona como alerta cuando la misma se encuentra en valores cercanos al mínimo estructural.

Todos estos hallazgos tuvieron como resultado la ejecución de un plan de mitigación de las líneas mediante la aplicación de un esquema de pintura con previa preparación superficial, mientras se programa el reemplazo de la totalidad de las líneas. Incluso, se evaluó este reemplazo con cambios en la calidad del material con transición a aceros inoxidables, dado que en la actualidad se posee acero al carbono apto para servicios criogénicos (ASTM SA 333 Gr. 6) (American Society for Testing and Materials – ASTM).

Líneas gas combustible - Plantas compresoras

Las líneas de gas combustible y gas de arranque de las turbinas de las plantas compresoras son cañerías que se encuentran aisladas motivo al requerimiento de llegada de gas a temperaturas cercanas a los 50°C, desde un calentador indirecto, con el fin de hacer soluble en el mismo, el azufre que en este se encuentra contenido y así evitar daños en válvulas de las turbinas.

A partir de campañas de inspecciones de cañerías aéreas realizadas en diferentes plantas, se ha puesto en manifiesto como este proceso de CUI afecta a cañerías aisladas para altas temperaturas.

En la Planta Compresora Solar, ubicada en la localidad de Bahía Blanca, se han evidenciado diferentes tipos de indicaciones producto de diversas causas relacionadas a este fenómeno, la mayoría asociadas a las zonas de alta susceptibilidad a CUI mencionadas por API 583, provocado por un deficiente sellado, tanto por el desgaste del calafateado ante el paso del tiempo, como por la geometría que adoptan las líneas y sus componentes.

Entre las indicaciones encontradas en esta planta, algunas fueron de tal grado de avance que incluso se manifiesta detección de mezcla explosiva en la zona. Posterior a la desvinculación y acondicionamiento de la línea, retiro de aislación y preparación de superficie se detectaron picaduras pasantes, localizadas debajo de cascarilla provocadas por un muy avanzado proceso corrosivo (*Figura 16*). La particularidad de esta línea es que, al igual que lo ocurrido en el caso de la planta de producto refrigerado, se produce en un tramo horizontal de la misma (rectángulo rojo), ubicado en un punto bajo y unido por dos tramos de cañerías verticales, en las cuales se puede observar la aislación abierta en sus extremos más elevados (círculo azul) (*Figura 15*).



Figura 15: Indicaciones localizadas en Planta Compresora Solar



Figura 16: Zona con picaduras pasantes – Planta Solar

Otros hallazgos relevantes se encuentran en otras zonas de alta susceptibilidad como lo son piernas muertas, uniones bridadas, conexiones de pequeños diámetros en líneas de mayores diámetros y otros accesorios, que a pesar de poseer un esquema de pintura como primera barrera de protección del activo, el fenómeno de CUI pudo evolucionar de igual manera. (Figuras 17 y 18)



Figura 17: Zonas susceptibles a CUI I – Planta Solar



Figura 18: Zonas susceptibles a CUI II – Planta Solar

También se localizaron regiones en cañerías donde no se encontraba aplicado un esquema de pintura, lo cual favoreció el desarrollo del fenómeno de CUI, sobre todo en zonas susceptibles al desarrollo del mismo como lo es en áreas de soportería (Figura 19).



Figura 19: Líneas sin esquema de pintura en zonas de soportería – Planta Solar

Particularmente, una línea de gas combustible de 2" que se encontraba sin esquema de pintura, se descubrió una zona que, por el severo avance del proceso corrosivo bajo aislación, los espesores remanentes se presentaban por debajo de mínimos estructurales enunciados por API 574. Esto sumado a las largas longitudes de cañerías entre soportes y su propio peso, provocó como consecuencia un leve hundimiento estructural en la región afectada (Figura 20).



Figura 20: Línea con hundimiento estructural – Planta Solar

Para muchos de los casos mostrados de las líneas de gas de arranque y combustible de Planta Compresora Solar se han tenido que realizar reparaciones para recuperar espesor por estar fuera de las normativas de diseño, e incluso en algunos casos, fue necesario el reemplazo de tramos o líneas completas.

Torre desaeradora – Planta Ecoenergía

Dentro de la Planta Ecoenergía ubicada en el Complejo Cerri de tgs, se encuentra la torre desaeradora, la cual es encargada de retirar oxígeno y dióxido de carbono presente en el agua antes de ingresar a la caldera para la producción de vapor. La misma es de calidad de acero inoxidable y opera a pocos Kg/cm² de presión a una temperatura cercana a los 80°C, por lo cual se presenta revestida. (Figura 21)



Figura 21: Torre desaeradora – Planta Ecoenergía

Durante la inspección realizada durante la parada de planta del año 2023, se procedió a desaislar la misma para realizar una inspección en zonas puntuales mediante END de Líquidos Penetrantes (LP) e IVE. Los resultados no fueron favorables ante el encuentro de fisuras en uniones soldadas por lo que se decidió desaislar el equipo por completo y repetir en su totalidad estos END (Figura 22).

Los resultados fueron muy desafortunados dado que se localizaron más de cien fisuras, sobre todo en uniones soldadas del equipo y acometidas, y accesorios soldados como orejas de izaje y soporte de anillos de aislación (Figura 23). Luego de complementar la inspección internamente, se comprobaron que muchas de estas fisuras ya eran pasantes.

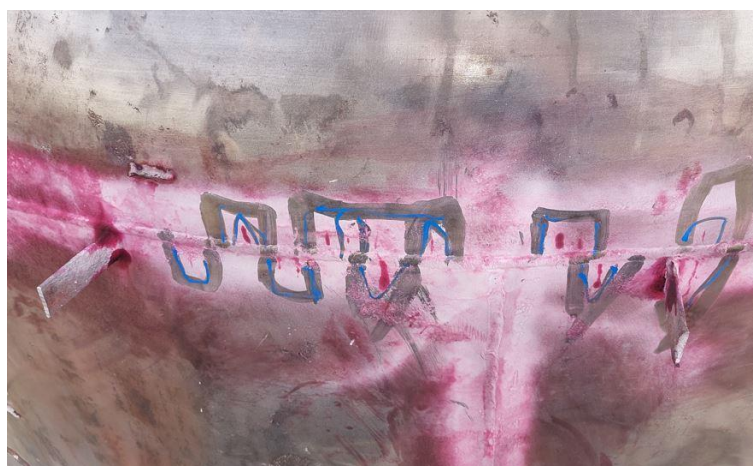


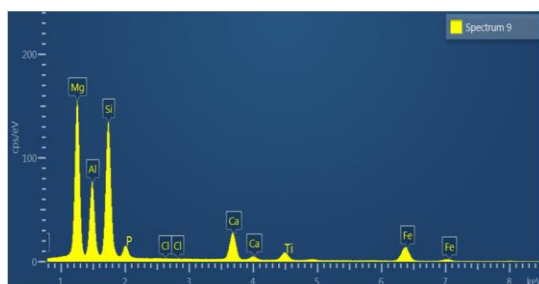
Figura 22: END de líquidos penetrantes – Torre desaeradora Planta Ecoenergía



Figura 23: Fisuras en acometidas y Accesorios - Torre desaeradora Planta Ecoenergía

Así como se mencionó en el apartado de causas y morfología de ataque, el proceso de CUI en aceros inoxidable se da en forma de fisuración denominado ESCC y con preferencias de localización en uniones soldadas, donde se encuentran las mayores tensiones residuales. Esto es potenciado ya que se combina con dos factores que lo hace mucho más susceptible a este equipo al mencionado mecanismo de daño; estos son la temperatura de operación, que lo hace al rango crítico adoptado tanto por API y por NACE, y la alta presencia de cloruros en el ambiente. Estos cloruros provienen de unas torres de enfriamiento ubicadas a 50 metros de este equipo, las cuales generan una bruma, que, por los vientos predominantes de la zona, se ve en permanente contacto con la misma. Esta bruma generada por las torres de enfriamiento son parte del proceso de condensación del vapor generado para retorno a caldera, y el agua utilizada para ello es agua de pozo de baja calidad con alta composición de cloruros.

Mas allá de esto, y para descartar una de las hipótesis planteadas ante estos hallazgos, la cual consistía en verificar si el material aislante era perjudicial para este tipo de material; se comprobó mediante análisis de laboratorio que este no es el causante de las indicaciones dado que se encuentra en su composición, según resultados, libre de cloruros (Figura 24).



Element	Line Type	Weight %	Weight % Sigma	Atomic %
O	K series	55.75	0.13	69.43
Al	K series	7.29	0.05	5.38
Ca	K series	3.27	0.03	1.63
Mg	K series	14.76	0.07	12.10
Si	K series	12.10	0.06	8.59
Fe	K series	4.28	0.06	1.53
Cl	K series	0.00	0.02	0.00
P	K series	1.24	0.03	0.80
Ti	K series	1.31	0.03	0.54
Total		100.00		100.00

Figura 24: Espectro EDS y composición química material aislante - Torre desaeradora Planta Ecoenergía

De igual manera, este fenómeno no pudo ser posible a menos que se produzca ingreso de agua al sistema aislado para que la misma se encuentre en contacto con el acero inoxidable. En primer lugar, se detectaron zonas donde no había un correcto sellado en acometidas, orejas de izaje y otros accesorios (Figura 25). Pero también se encontraron zonas donde la chapa de protección mecánica del sistema aislado poseía un alto nivel de corrosión, e incluso con perforaciones que permitían el paso de agua. Esto último debido a una selección inadecuada de la calidad del material de estas chapas dado que las mismas eran de acero galvanizado en lugar de una chapa más resistente a este medio como lo es una chapa aluminizada.

Misma situación se puede observar en una línea de la misma planta y aledaña a este equipo la cual las chapas protectoras del sistema aislado se encontraban con un montaje y sellado de calidad inadmisibles (Figura 26). Asimismo, esta línea es de acero al carbono revestida, lo que demuestra que la presencia de cloruros en el ambiente no afecta únicamente a calidades de acero inoxidable.



Figura 25: Falta de sellado en chapas de protección mecánica - Torre desaeradora Planta Ecoenergía



Figura 26: Montaje inadecuado - Líneas Planta Ecoenergía

Por la cantidad de fisuras que el equipo tenía presentes, se realizaron reparaciones provisorias con materiales compuestos mientras que se decidió proyectar el reemplazo del equipo con una variante en el diseño original. Esta consiste en hacer la envolvente y casquete de acero al carbono con adecuado esquema de pintura resistente a CUI, y dentro un encamisado de acero inoxidable para mantener las condiciones de diseño del proceso.

Equipos aislados – Complejo Cerri

Otros casos de interés se han dado recientemente en equipos aislados, sobre todo en aquellos localizados en el Complejo Cerri, dado que es la planta de tratamiento y almacenamiento de líquidos de gas natural de la Compañía, y por los procesos a los que se encuentran sometidos, se ubican gran variedad de recipientes a presión en estas condiciones. A continuación, se toma una pequeña muestra de distintos casos, y como los mismos se vieron afectados por CUI por diversos motivos, y todos relacionadas con las zonas susceptibles a CUI en recipientes a presión, según API 583 (*Figura 27*).

Equipment Type	Potential Locations
Pressure vessels	Insulation support rings below damaged or inadequately caulked insulation on vertical heads and bottom zones
	Stiffening rings on insulated vessels/columns in vacuum service
	Insulated zone at skirt weld
	Insulated leg supports on small vessels
	Ladder and platform attachments
	Termination of insulation at nozzles and saddles
	Fireproofed skirts (CUF)
	Anchor bolts (CUF)
	Bottom of horizontal vessels (i.e. lower third to half of vessel)
	Irregular shapes that result in complex insulation installations (e.g. davit arm supports, lifting lugs, body flanges, etc.)

Figura 27: Zonas susceptibles a CUI según API 583 en recipientes sometidos a presión

Algunos de estos casos se observan en intercambiadores de calor donde el espectro de temperatura en carcaza va desde los 0°C a temperaturas criogénicas desde un extremo al otro, siendo las zonas mas afectadas por CUI aquellas más “calientes”, mientras que las frías se encontraban prácticamente intactas. Esto potenciado por la geometría y diseño de los equipos, acometidas, conexiones, y áreas con deficiente sellado que permiten el ingreso de humedad en zonas susceptibles (*Figura 28 y 29*).



Figura 28: Zonas afectadas por CUI en intercambiador de calor I en zonas susceptibles a temperaturas críticas – Complejo Cerri



Figura 29: Zonas afectadas por CUI en intercambiador de calor II en zonas susceptibles a temperaturas críticas – Complejo

Un caso similar sucede en ciertas torres del Complejo las cuales cuentan con una amplia gama de temperaturas desde la cabeza de la torre hasta el fondo. La particularidad radica en que las áreas más afectadas de estas torres son las bajas y cercanas al casquete inferior dado que opera a temperatura ambiente, y, por lo tanto, no tiene necesidad de poseer un sistema aislado que le está generando un mecanismo de daño sin beneficio en el proceso. Entre las afectaciones por CUI propias de alguno de estos equipos se pueden observar corrosión generalizada, potenciado por la ausencia de un esquema de pintura a lo largo de toda la superficie del equipo; y corrosión localizada en zonas como acometidas de pequeñas dimensiones y anillos de soporte de aislación (*Figura 30*).



Figura 30: Zonas afectadas por CUI en torres por ausencia de esquema de pintura – Complejo Cerri

Podemos observar también equipos solo aislados en zona inferior, donde esta zona de transición entre equipo aislado y no aislado es muy difícil de sellar y, por gravedad, muy fácil que penetre agua al sistema (*Figura 31*). Consecuencia de esto se puede contemplar, en las áreas más bajas del equipo y cercanas a la pollera, tal como indica API 583, la presencia de CUI en estado avanzado.



Figura 31: Zonas afectadas por CUI en equipos con aislación parcial en zonas susceptibles – Complejo Cerri

Otro caso de afectación de CUI en equipos, en áreas mencionadas como susceptibles por API 583, se dio en un recipiente vertical en la zona de la placa de identificación; donde la envolvente, motivo de la acumulación de agua, se vio severamente afectada por picaduras, mientras que el soporte propiamente dicho, debió ser removido dado que quedó inutilizado (*Figura 32*). A su vez, este activo presentaba un proceso corrosivo severo por CUI prácticamente en todo el casquete superior similar a “piel de naranja”, característico de este mecanismo de daño, consecuencia de presencia constante de humedad que, se cree, ingreso por la acometida superior y quedó atrapada en el sistema (*Figura 33*). Asimismo, se tuvo que proceder al reemplazo de esta acometida dado que la misma evidenciaba fugas, recién presentes al realizar el retiro del sistema aislado. Particularmente este equipo se encuentra por encima de 45°C de operación, lo cual la aislación solo se encuentra para protección humana dado que no afecta el proceso la presencia o no de la misma.



Figura 32: Placa de identificación afectada por CUI – Complejo Cerri



Figura 33: Casquete y acometida superior afectados por CUI – Complejo Cerri

Plan de inspección de líneas y recipientes a presión aislados

La cantidad de eventos y hallazgos en los diferentes activos de la compañía sugirieron realizar revisiones en el plan de inspección y evaluación con el criterio de controlar, prevenir y mitigar la amenaza, y así poder predecir su comportamiento en la integridad del activo en el tiempo.

Como primer paso, se está confeccionando una base de datos sobre el universo de activos estáticos que se presentan en estas condiciones, justificado por la cantidad de plantas dispersas y activos que se encuentran en cada una de estas, y con el objeto de agruparlos en función de su naturaleza y tener un inventario de los mismos. Asimismo, como paso siguiente se determinará el riesgo a los que se encuentran sometido cada uno de estos grupos, en base a probabilidad de ocurrencia de falla y consecuencia que la misma traería. La probabilidad de falla basado en parámetros tales como condiciones operativas, condiciones ambientales del emplazamiento, tipo de activo, entorno, y de conocerse, el estado de integridad; y la consecuencia determinada en función de los impactos de distinta índole que trae aparejado una falla del activo.

Hasta entonces, los planes de inspección de recipientes a presión y cañerías bajo aislación, se basaban, sin diferenciar si un sistema era o no aislado, aplicando END de MEUS (Medición de Espesores por Ultrasonido) e IVE con frecuencia fija a 5 años determinado por API 510 y API 570, según corresponda; salvo excepciones de determinados equipos críticos definidos dentro del Complejo Cerri en las plantas de tratamientos de líquidos de gas natural, en los cuales se aplica la metodología de inspección basada en riesgo, según API 580/581: “Risk-Based Inspection Methodology” mediante la ayuda de un software que facilita los cálculos para ello.

Las modificaciones en los planes de inspección a través de las revisiones de procedimientos e instructivos de trabajo, basados en los lineamientos estipulados por normativas internacionales y practicas recomendadas de la industria, constan, en primer lugar, en los cambios en las metodologías a la hora de realizar las ejecuciones.

Entre las metodologías propuestas se encuentran los END a partir de técnicas de inspección tales como gammagrafía digital, ondas guiadas y termografía; las cuales se suman a los END anteriormente implementados de IVE y MEUS.

En cuanto a los END de gammagrafía digital, anteriormente solo eran utilizados para casos de evidencia de fugas, perdidas de producto, emergencia, sospecha de defectos subsuperficiales o fisuras, o bien cualquier caso excepcional que se considere. En las nuevas revisiones de procedimientos e instructivos, este END se incluyó para realización de inspecciones rutinarias y en cada campaña, sobre todo, de líneas bajo aislación. Asimismo, esto se complementa con IVE de la línea de manera integral, para determinar cómo se encuentra el sistema aislado de esta.

También se consideró como opción los END de ondas guiadas para casos de ductos o líneas aisladas sin cambios de dirección significativos y cuantiosos. Esto es en beneficio de la reducción de facilidades para la inspección del tipo de retiro y reposición de aislación, andamios en caso de requerirse, y cualquier servicio adicional que se crea conveniente. Este servicio particularmente se pensó para cañerías aisladas que van desde planta de producto refrigerado a la posta de inflamables que se encuentra en Puerto Galván (*Figura 34*), donde por las particularidades de estos ductos y el ambiente agresivo de la zona, se estableció un plan de ondas guiadas con frecuencias quinquenales.



Figura 34: END de ondas guiadas en líneas de producto refrigerado – Puerto Galván

Por último, se estableció, especialmente para recipientes sometidos a presión aislados, END de termografía como complemento a una inspección visual integral del estado de aislación en el equipo, con el fin de determinar el estado del material aislante, fallas y humedad en el mismo (*Figura 35*).



Figura 35: END de termografía en recipientes a presión aislados.

Asimismo, se modifica dentro de procedimientos e instructivos de inspección de recipientes a presión y cañerías aisladas, el requerimiento de END y/o retiro de aislación en zonas puntuales susceptibles a CUI determinadas por API 583. En cuanto a retiro de aislación se refiere, particularmente en líneas, previo a la revisión, el procedimiento requería realizar retiros parciales o completos siguiendo un determinado patrón de ventanas, sin un criterio de tomar muestras significativas para una correcta toma de decisiones; por esta razón, y por lo “peligroso” que pueda resultar estas ventanas en términos de un correcto sellado en la reposición, se decidió pasar al esquema de zonas susceptibles.

Además de considerar para la realización de END y/o retiro de aislación las zonas susceptibles a CUI, también se destaca dentro de la revisión de estos planes; la importancia de la IVE para detección de indicaciones en el sistema aislado como complemento a la inspección de estas zonas susceptibles. Observando zonas con presencia de humedad, corrosión o fallas de montajes en chapas protectoras del sistema aislado, defectos en

calafateado, aislamiento hinchado u abollado, entre otros; pueden también considerarse zonas sospechosas para tener en cuenta para realización de END y/o retiro de aislación.

En equipos, se buscará realizar retiros de aislación en zonas susceptibles según API 583, para realización de END de IVE y MEUS. Según el estado de la superficie del mismo y del esquema de pintura, se decidirá si continuar, en el momento o planificado a futuro, hacer retiro completo de aislación; o bien, si la superficie se encuentra en buen estado, poder determinar que el resto del equipo en general también lo está. Asimismo, si se localizan zonas donde el sistema aislado se vislumbre dañado, se recomienda hacer un retiro en dicha región y en aquellas donde la humedad que ingresó al sistema pueda asentarse por gravedad u otro motivo.

En líneas aisladas, debido a las largas longitudes con la cantidad de zonas susceptibles que en esta puedan existir, se determinará la cantidad de áreas a realizar END de gammagrafía digital y/o retiros de aislación; en función de lo indicado en API 570, tal como se muestra a continuación (*Figura 36*).

Pipe Class	At Damaged Insulation Locations	At Nondamaged Locations (No Visual Damage Identified during Visual Examination)
	Approximate Amount of Examination with NDE or Insulation Removal at Areas with Damaged Insulation	Approximate Amount of CUI Inspection with NDE or Insulation Removal at Areas without Damaged Insulation ^b
1	75 %	50 %
2	50 %	33 %
3	25 %	10 %
4	Optional	Optional
^a Susceptible piping is piping systems operating within the susceptible temperature ranges as indicated in API 574.		
^b The third column are additional areas to consider inspecting and not progressive from the second column.		

Figura 36: Zonas a inspeccionar en líneas aisladas según recomendación API 570

Utilizando las líneas clase 1 como ejemplo, las cuales son las determinadas por tgs para la definición de la frecuencia de inspección quinquenal, la cantidad de placas de gammagrafía digital a realizar, en caso que el sistema aislado de las mismas no se encuentren con indicaciones durante IVE, serán del 50% de las zonas susceptibles de la línea evaluada. En caso de que la aislación de la línea muestre indicaciones, la cantidad de END se deberá aumentar al 75% de las áreas susceptibles, priorizando aquellas dañadas; y en caso de ser necesario y si la indicación lo amerita, se reemplazara el END de gammagrafía con retiro de aislación, IVE y MEUS de la línea. Si en la inspección de la superficie del caño de la línea con aislación dañada se ha encontrado CUI significativo, se deben inspeccionar áreas adicionales y, cuando esté justificado, se debe inspeccionar con retiro de aislación de hasta el 100% de la línea evaluada. En caso de que el historial de inspección y la suficiente experiencia en determinadas instalaciones, evidencie que el mecanismo de daño está controlado y amerite reducir los porcentajes iniciales de inspección mediante modificación del plan del activo en particular, se podrá hacer con consenso de las partes interesadas. Lo mismo si se desea aumentar porque se demuestra lo contrario.

En los retiros de aislación, es importante destacar que se incluyó en los instructivos de trabajo el tratamiento de materiales aislantes existentes que, dado que se determine su correcto estado, se permita su reutilización. Estos deberán ser marcados y almacenados cuidadosa y adecuadamente para mantenerlos en optimo estado y libres de humedad. Asimismo, se incluyó la proporción de protección temporal al sistema aislado en el activo adyacente al retirado, para evitar asimismo daños y entrada de agua al sistema, durante los trabajos aledaños.

Los resultados de las inspecciones y la evaluación de resultados también han sido motivo de revisión en los procedimientos e instructivos. Se han incorporado, a excepción de equipos bajo API 580/581, la determinación de la velocidad de corrosión en base a historiales de inspección y condiciones nominales de diseño, y la determinación de la vida remanente del activo a partir de esta; según lo indicado en API 510 para recipientes, y API 570 para cañerías (tal como fue señalado para el caso puntual de la planta de producto refrigerado). También se han incorporado en líneas los conceptos de mínimos estructurales y de alerta determinados por

API 574. Estos fueron incluidos como herramientas de predicción y toma de decisiones para determinación de futuros planes de inspección en términos de frecuencia o severidad, mitigación, reparación o reemplazo.

En cuanto a la mitigación también se han hecho revisiones en instructivos de trabajo. En caso de que la evaluación de la inspección implique tomar medidas de aplicación de protección anticorrosiva, como lo es un adecuado esquema de pintura; se ha reemplazado el epoxi fenólico convencional utilizado habitualmente, por un revestimiento de copolímero inorgánico que resiste desde aproximadamente -200°C a 650°C de temperatura, incluso aptos para servicios cíclicos, en concordancia con lo indicado por NACE 0198 y especialmente desarrollado para prevenir CUI. Asimismo, se está trabajando año tras año en planes de aplicación de protección anticorrosiva de este tipo en aquellos activos que se conoce que el esquema de pintura se encuentra desgastado o dañado, o directamente no posee.

Entre los planes a futuros para la gestión de este tipo de activos se encuentra un plan de retiro de aislación definitiva en equipos que no lo requieran a través de un proceso de gestión del cambio. Esto es realizable a través de un comité multidisciplinario evaluando equipos que se encuentran aislados y se sospeche que esta aislación al proceso no le genere ningún valor agregado, salvo el de protección humana, dado que se encuentra por encima de 35°C y los procedimientos internos de la compañía así lo determinan para tal fin. Para compensar esto y si las condiciones lo permiten, se buscará utilizar algún sistema de jaulas o similar, en casos ya aplicado, que haga de barrera al contacto humano y no tenga las consecuencias indeseables de CUI (*Figura 37*).



Figura 37: Jaulas de protección humana en líneas a temperatura

El proceso de gestión del cambio también fue determinado para la proyección de nuevas instalaciones que involucren este tipo de activos, con el objeto de que, en la etapa de diseño, y en consenso con distintos actores según sus requerimientos, se tenga presente alcanzar el óptimo en el sistema aislado y todos sus componentes para prevención y mitigación de CUI; así como establecer a priori los planes de inspección y mantenimiento futuros de cada uno de ellos.

Por último, como plan a futuro se determinó no permanecer estanco en este fenómeno únicamente como materia de inspección y mitigación por parte de áreas de integridad, sino también ampliar el alcance de este tipo de activos hacia la colaboración continua por parte de personal operativo, para que en sus recorridos periódicos, tengan cuestiones presentes respecto a posibles indicaciones inadecuadas en el sistema aislado. De igual manera, también se establecerán planes de mantenimiento regulares, realizados por personal de esta naturaleza, para recalafateo y adecuación de chapas de protección mecánica, en caso de ser necesario.

Conclusiones

En base a todo lo observado y relevado a lo largo del presente trabajo, se demuestra que son variadas los tipos de activos, calidades de materiales, causas y motivos para preocuparse (y ocuparse) si tenemos un sistema aislado, y son muy exceptuados los casos que un activo en estas condiciones se encuentre completamente inexpugnable al fenómeno de CUI. Asimismo, queda reflejada la comunión existente entre el marco teórico

indicado en las normativas internacionales y practicas recomendadas y su aplicación en la realidad evidenciado por los casos mostrados en el desarrollo de este documento, en cuanto al mecanismo de daño de CUI se refiere y sus potenciales causas.

De igual manera, queda en manifiesto lo fundamental de conocer dichas causas para conocer la probabilidad de daño al que se encuentra sometido cada tipo de activo, conocer las instalaciones y condiciones operativas, contexto y zona donde se encuentra emplazado. También es importante el conocimiento técnico sobre cómo actúa este fenómeno en diferentes materiales, las zonas susceptibles e indicaciones en sistemas aislados para tener sustento en el criterio de inspección y búsqueda de CUI en activos.

Quedo en evidencia por los casos de eventos y hallazgos mostrados y ocurridos en tgs, en los costos que se incurren para acondicionamiento, reparaciones y reemplazo por los daños generados por este mecanismo de daño, y el lucro cesante que trae aparejado en muchas ocasiones. Es por ello que es fundamental trabajar en la prevención y mitigación del fenómeno, en conjunto con inspecciones criteriosas para que, en caso síntomas, indicaciones y/o irregularidades, se pueda actuar a tiempo. Es decir, es mejor prevenir que curar, y no solo desde el punto de vista del activo sino también de todo el sistema aislado. A su vez, cabe destacar que los costos no solo son en términos económicos, sino también existen otros costos no mensurables como incumplimientos de contratos, pérdida de confianza en partes interesadas, impacto negativo en la imagen de la compañía, en la seguridad de las personas y en el ambiente.

Se demuestra en la experiencia por aplicación de las revisiones realizadas en los procedimientos, instructivos de trabajo y planes de inspección en general, la importancia de poseer END alternativos a los convencionales, que puedan ser una solución técnica y económica al momento de realizar las inspecciones. Por un lado, en muchas ocasiones, estas técnicas pueden ser de utilidad para evitar incurrir en excesivas facilidades para lograr el cometido; por otra parte, nos pueden brindar un diagnóstico del activo y su sistema aislado sin necesidad de retirar aislación con las dificultades y perjuicios previos y posteriores para lograrlo.

Asimismo, las nuevas revisiones en procedimientos nos demuestran la importancia de trabajar con modelos cuantitativos, y en ocasiones probabilísticos, para la toma de decisiones sobre el momento y severidad de próximas inspecciones, prácticas de mitigación y necesidades de reparación o reemplazo; con el fin de poder actuar de forma preventiva y proactiva para evitar un nivel de desarrollo de CUI que pueda desencadenar en eventos indeseados.

También se demuestra la importancia de tener conocimiento sobre el universo de activos estáticos que se encuentran bajo esta amenaza con el objetivo de tener dominio sobre los mismos y poder actuar en consecuencia, en términos de determinación de planes de inspección aplicables, su coordinación y ejecución; que será de utilidad para una adecuada gestión de los mismos. En particular en tgs, dada la cantidad de activos que se encuentran en estas condiciones y los diferentes contextos presentes en cada uno de ellos.

Es evidente que, por todo lo mencionado, no se logra el absoluto impedimento del origen y propagación del mecanismo de daño, dado que hay muchas variables inherentes al proceso y ambiente, que no pueden ser descartadas. Sin embargo, si se adoptan las reglas del buen arte desarrolladas por normativas internacionales y practicas recomendadas, y enunciadas en este trabajo a través de la revisión de planes y procedimientos; se puede tener certeza que la probabilidad de ocurrencia de fallas y la amenaza de CUI pueda ser controlada y/o reducida; y por lo tanto, lograr la gestión del riesgo del activo, una extensión de su vida útil y mayor confiabilidad en los procesos.

Para finalizar, todas las causas mencionadas respecto al marco teórico de aplicación, y la evidencia empírica en cuanto a los casos mostrados, demuestran la importancia de cada uno de los componentes de un sistema aislado y que cada uno de ellos no debe ser considerado de manera individual sino como un sistema en su conjunto; dado que la ausencia o deficiencia de uno de ellos puede comprometer a todo el conjunto, y por lo tanto, la integridad del activo. Sin embargo, existe un componente fundamental, el cual no es mencionado en ninguna normativa de aplicación, y puede considerarse el primer impulsor de medidas preventivas como así

también el principal causante de la generación y propagación de este fenómeno; que es el factor humano y el rol que toman las personas ante esta problemática. Este puede ser un tema mas a trabajar en lo cultural que en lo técnico, dado que se requiere de cambios en paradigmas desde las líneas base de cualquier organización (personal operativo, inspectores y de mantenimiento) hasta los altos mandos; con el objeto de poder gestionar la amenaza de CUI de estos activos a través del riesgo, intentando evitar tener que llegar a experimentar eventos indeseables e incluso trágicos, para dar cuenta del impacto que estos fenómenos corrosivos puedan llegar a generar.

Bibliografía

- API 583: Corrosion Under Insulation and Fireproofing
- NACE SP 0198: Control of Corrosion Under Thermal Insulation and Fireproofing Materials
- API 571: Damage Mechanisms Affecting Fixed Equipment in the Refining Industry
- ASTM STP 880: Corrosion of Metals Under Thermal Insulation
- API 570: Piping Inspection Code: In-service Inspection, Rating, Repair, and Alteration of Piping Systems
- API 574: Inspection Practices for Piping System Components
- API 510: Pressure Vessel Inspection Code: In-service Inspection, Rating, Repair, and Alteration
- API 572: Inspection Practices for Pressure Vessels
- API 581: Risk-Based Inspection Methodology
- www.tgs.com.ar

CV

Nombre y Apellido: Leandro Lezcano

Mail: Leandro_Lezcano@tgs.com.ar

Título y lugar de estudio: Ingeniero Industrial, Universidad Nacional del Sur

Trayectoria:

- Ingeniero en Confiabilidad e Ingeniería de Mantenimiento, tgs, agosto 2019- febrero 2023
- Analista de Proyectos, Cervecería y Maltería Quilmes, julio 2018- agosto 2019
- Ingeniero de Oficina Técnica, Ingysol SA, marzo 2016- junio 2018

Cargo actual en la empresa:

- Coordinador de Análisis de Amenazas de Plantas, Integridad de Activos en tgs.