

► EDICIÓN ESPECIAL

Monitoreo de Espesores Efectivo y a tiempo

► EDITORIAL

Retos e Imprevistos

En esta edición cuando ya hemos dejando atrás el primer trimestre del 2016, quiero invitar a nuestra comunidad de lectores a compartir reflexiones sobre el avance de los proyectos y metas que nos hemos propuesto para este año. La cuarta parte (25%) del 2016 ha transcurrido y nos quedan tres cuartas partes (75%) para materializar en logros lo que con tanto detalle planificamos y arrancamos a ejecutar durante el primer trimestre.

Este es un buen momento para reconocer los retos de ejecución y los potenciales imprevistos que tendremos por delante. Sobre estos retos e imprevistos es donde queremos construir solidas relaciones con nuestros clientes, empleados, proveedores y amigos.

Estamos dedicando esta edición a la discusión de maneras de implementar programas de medición de espesor capaces de detectar con eficacia la pérdida de metal y proporcionar información oportuna sobre los cambios de velocidades de corrosión, de manera que se puedan establecer correlaciones con los cambios operacionales y del proceso.

Francesco Solari
Presidente de Inspfalca.

ALCANZADAS

46400 HH

SIN ACCIDENTES INCAPACITANTES

LA COLUMNA DE LA INDUSTRIA

Revestimientos para pisos de Tanques

Pedro Alongi

Coordinador de Servicios de Inspeccion de Equipos

Hace poco leí un interesante artículo en una publicación NACE relacionado con los elementos básicos de revestimientos para pisos de tanques y pensé, que siempre es bueno regresar y revisar los elementos básicos sobre todo cuando se trata de sistemas críticos, como, de hecho, un revestimiento de tanques es, ya que confiamos en ellos para mitigar la corrosión interna en un componente cuya condición es difícil evaluar mientras que el tanque está en funcionamiento.

Algunos de los usos más importantes de los revestimientos protectores implican condiciones de servicio que requieren el uso de "recubrimientos" como "revestimientos". Pueden ser los mismos "recubrimientos" que se utilizan en el servicio atmosférico o bajo tierra, pero por lo general son especialmente formulados para los siguientes tres propósitos específicos: 1) Para proteger el sustrato (acero, aluminio, hormigón u otros materiales) del ataque por el líquido que se almacena en el interior del tanque, 2) Para proteger el líquido que está siendo almacenado de la contaminación por el sustrato y 3) Para restaurar la integridad estructural del piso a un viejo tanque con pérdida de espesor, mientras se alcanza la oportunidad para reparaciones.

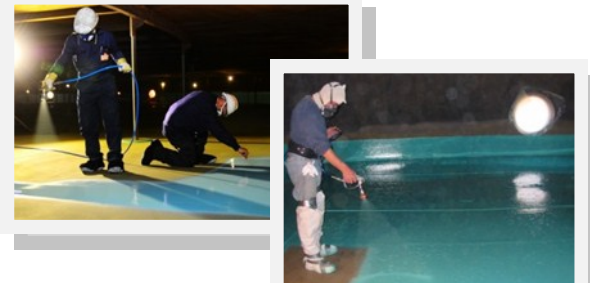
Todos los recubrimientos son permeables en algún grado. La elección de recubrimientos para revestimientos de tanques requiere un conocimiento mucho mayor de las propiedades del líquido que está siendo almacenado y la capacidad del revestimiento para resistir la permeación por que el líquido almacenado, mucho más de lo que normalmente se requeriría para cualquier recubrimiento que se aplica en el servicio atmosférico. Existen tres alternativas recomendadas que proporcionarán opciones con mejores posibilidades de éxito en una aplicación determinada de revestimientos:

- 1) Prueba comparativa de los sistemas candidatos en un programa de laboratorio que simula, en la mayor medida posible, las condiciones de servicio esperado en ese tanque en particular. Esto lleva tiempo, pero puede proporcionar muy buenos indicadores de la resistencia de un revestimiento a la permeabilidad de un líquido particular para un período de tiempo determinado a una temperatura de almacenamiento indicada.
- 2) Si el tiempo no permite las pruebas de laboratorio comparativas, los fabricantes de los recubrimientos candidatos pueden ser invitados a presentar sus tablas de idoneidad compatibilidad química de los productos que están siendo considerados para un tanque

en particular. Aunque esto normalmente se limita a pruebas específicas para los marcos de tiempo específicos, tales como 30 y 60 días, a menudo proporciona directrices fiables sobre las características de rendimiento de cada producto. Además, estas tablas de compatibilidad normalmente incluyen algunas precauciones muy valiosas con respecto a la inmersión basado en el pH, la temperatura, etc., de los productos químicos.

3) Revisión de historias de casos / aplicaciones de revestimientos de tanques usados en servicios similares. Esto puede ser muy valioso, ya que proporciona resultados a largo plazo. Sin embargo, al hacerlo, el gerente del proyecto foros debe tener cuidado para confirmar que las condiciones de servicio son realmente similares a las condiciones de servicio esperadas. Él o ella también deben tener cuidado para confirmar que el producto que se muestra en el caso evaluado aún se formula de la misma manera como lo fue cuando se llevó a cabo la aplicación en el pasado.

Una efectiva mitigación de la corrosión lado del producto para el fondo de los tanques se puede lograr mediante el uso del revestimiento adecuado, y en ese sentido el API-653 ofrece la oportunidad de utilizar revestimientos para fondos de tanques como un crédito para extender los intervalos de inspección cuando las velocidades de corrosión de una piso nuevo son desconocidas y también es un atributo de mitigación de riesgo importante en el análisis de Inspección Basada en Riesgo para los tanques.



LECCIONES APRENDIDAS

Los peligros de mezclas explosivas

ocultas en las actividades de trabajo en caliente.

Esta es la triste historia de una actividad de trabajo en caliente que terminó en la trágica pérdida de una vida, 10 personas heridas y daños devastadores a un tanque.

Esta tragedia ocurrió el 14 de noviembre del 2014 durante la ejecución de un trabajo de reparación un tanque que fue puesto fuera de servicio para realizar reparaciones en la pared. El tanque fue aislado correctamente, ventilado y limpiado, llevándose a cabo reparaciones mecánicas importantes y completándose el revestimiento interno.

Completar el alcance del trabajo tomó tener el tanque fuera de servicio durante 318 días, y todas las fases se realizaron de manera segura según procedimientos de la compañía, pero una tarea de último minuto para instalar pequeñas conexiones a la tubería del colector interno de 24" de diámetro requirió un trabajo en caliente en la tubería de salida ubicada en el interior el tanque.

Una vez más las pruebas de gas se llevaron a cabo en diversos lugares en el interior del tanque incluyendo insertar la manguera del medidor de explosimetría de 30 cm en el interior del colector 24", obteniéndose todas las lecturas dentro de los límites aceptable para un trabajo en caliente seguro. Durante la realización del corte del soldador escucho un ruido procedente del colector e instó a la cuadrilla

a salir del tanque, pero dos explosiones violentas ocurrieron dentro del tanque, generándose un incendio, y elevando el tanque de su fundación y moviéndolo 7 metros de distancia, lo cual pudo ser incluso peor, pero la tubería de conexión restringió el movimiento del tanque.

Se encontró que la forma de "U" de los dos 24 "brazos del colector no tenían drenaje en el punto bajo y el petróleo acumulado en el interior durante el tiempo que el tanque estuvo fuera de servicio formó una mezcla explosiva que se oculto allí durante casi un año y nadie pensó que después de todo ese tiempo y diversos trabajos en caliente, todavía pudieran estar presentes riesgos para un nuevo trabajo en caliente.

Este triste incidente trae lecciones aprendidas en torno a la mejora de los Análisis de Trabajo Seguro (AST o JSA de su siglas en Ingles), más escrutinio en configuraciones de diseño y en última instancia, siempre luchar contra la complacencia, basado en la comprensión de que no importa por cuánto tiempo hemos estado trabajando de manera segura, nunca, pero nunca se debe renunciar a un buen Análisis de Trabajo Seguro.

A continuación un enlace a un video de animación muy interesante sobre este incidente: [Video de la explosión en el Tanque.](#)



Medición de Espesores en Línea Vs. Programas Convencionales basados en TMLs.

A menudo para pérdidas de espesor generalizadas la inspección basada en UT-TMLs manuales es suficiente para proporcionar buena información, pero en muchos casos puede que no sea así, mayormente cuando las condiciones del proceso cambian o son erráticas. En los últimos años, nueva tecnología se ha hecho disponible para complementar la inspección basada en UT-TMLs manuales con un sistema que puede proporcionar datos de forma automática y continua. Estos datos pueden ser combinados con otros datos pertinentes para crear registros detallados, lo que ayuda a que el propietario-usuario este más consciente de la integridad de la planta, permitiéndole tomar decisiones informadas en cuanto a qué acción, si existe, sería necesaria para mantener la integridad de sus activos. La medición en línea de espesor de pared de tuberías y recipientes a presión se hace posible mediante la instalación de sensores de monitoreo de espesor semipermanentes e inalámbricos.

En este artículo, se explican las necesidades y requerimientos de control de la corrosión en línea y la metodología para la elección de los lugares de monitoreo. La calidad y la frecuencia de las mediciones suministradas por el sistema en línea se comparan con las mediciones de espesores basadas en UT-TMLs manuales.

Con el fin de saber si los equipos de la refinería han resistido las demandas a las que han sido expuestos en ciclos de operación pasados, y que si podrán soportar las demandas que se le plantean ahora y en el futuro, se necesita una imagen actual de la condición de los activos. La inspección basada en UT-TMLs manuales puede proporcionar una idea de la condición instantánea de integridad de la planta, pero esto es normalmente sólo factible en una frecuencia limitada debido al costo y la viabilidad de acceso a tuberías y recipientes a presión. Gran parte de los equipos de proceso de una refinería, están simplemente demasiado calientes para obtener una lectura confiable mientras que la planta está en funcionamiento. Además, el acceso a ciertos lugares puede ser costoso si se requieren andamios, y puede poner en peligro al personal. Como resultado, la inspección efectiva basada en UT-TMLs manuales o inspecciones visuales internas de alta efectividad se llevan a cabo durante períodos de parada de planta. Una herramienta de monitoreo automatizado de la corrosión se puede utilizar para complementar la inspección manual periódica y cerrar las brechas de información.

Además, y alineado con los conceptos de operación dentro de los límites de integridad según API-584 que fueron discutidos en la edición de Enero 2016; si las mediciones en línea son de suficiente calidad y frecuencia, entonces los pequeños cambios en la integridad de la planta se pueden identificar en tiempo casi real. El conocimiento de dónde, cuándo y cómo la corrosión se está desarrollando, así como una medida exacta de su gravedad, y sin necesidad de parar la planta, permite a los propietarios-usuarios realizar una multitud de decisiones proactivas.

Entre los beneficios adicionales se pueden obtener por medio del uso de sensores fijos en línea, destacan medición en el mismo lugar eliminando el error de medición inherente a las mediciones manuales. También son eliminadas otras fuentes potenciales de error, tales como el uso de diferentes técnicos o equipos alternativos. Los datos resultantes son más consistentes y por lo tanto más útiles cuando se comparan las mediciones consecutivas para el cálculo de velocidades de corrosión. El sistema inalámbrico de medición de espesor UT en línea discutido aquí puede proporcionar mediciones directas de espesor de pared, permitiendo la evaluación de la integridad en tiempo real y la detección de pequeños cambios en la actividad de la corrosión.

La calidad de las mediciones, la frecuencia de esas mediciones, y el retraso en la entrega de esas medidas a los que toman las decisiones son todos factores importantes. Para que los datos sean útiles para la toma de decisiones en tiempo real, la medición de espesores de pared directa debe ser adquirida y entregada sin demoras o costos adicionales para la recolección e interpretación de los datos.

La capacidad de colocar sensores dentro de las áreas de alto riesgo de corrosión de una planta es clave. Por ejemplo, con el fin de medir espesores en sectores susceptibles a mecanismos de corrosión a altas temperaturas, tales como sulfidación o ataque por ácidos nafténicos, los sensores deben ser capaces de funcionar de forma confiable en temperaturas extremadamente altas de funcionamiento. Áreas en las que la sulfidación es una preocupación pueden variar dependiendo de la metalurgia, pero son siempre mayores que 450 ° F (230 ° C). Ataques por ácidos nafténicos, son comúnmente experimentados en el tratamiento de "crudos de oportunidad", también se produce a temperaturas elevadas similares. Las tecnologías disponibles de sensores inalámbricos utilizan exactamente la misma física de medición como la inspección ultrasónica manual, y se pueden instalar de forma segura sobre o cerca de superficies metálicas calientes (de funcionamiento de hasta 600 ° C (1100 F)). El costo total de inversión en un sistema de control de la corrosión inalámbrico debe ser siempre considerado. Esto incluye los costos de equipo, gastos de instalación y los costos de adquisición de datos y mantenimiento. También es importante tener en cuenta si el sistema de control de la corrosión se puede instalar mientras que la planta está en funcionamiento. A este respecto, un sistema no intrusivo es deseable para reducir el costo de la instalación y el impacto en las operaciones de refinación. Las piezas consumibles, tales como sondas de corrosión intrusivas o cupones, se pueden añadir a los costos y riesgos asociados a un sistema de control de la corrosión.

La entrega de datos inalámbricos automatizado reduce el costo de instalación, ya que no se requiere cableado en el campo y no hay costos adicionales de recolección de datos, retrasos o riesgos de seguridad. Para las áreas que requieren una extensa andamios, este proceso de recolección de datos puede minimizar los costos significativamente.

Cuidadosa consideración se debe tomar durante la selección de los sitios de monitoreo de corrosión. Cada circuito de corrosión de interés debe ser evaluado individualmente para la selección de sitios de monitoreo. Tal circuito es un subconjunto de la planta que está expuesto a condiciones de corrosión similares. Los datos de inspección históricos pueden ser útiles para identificar áreas que previamente han mostrado una elevada actividad. Se debe considerar el tipo de componente (por ejemplo, tubo de trayectoria recta, codos, reductores, etc.) y su orientación. En particular, los mecanismos de corrosión que son acelerados por aumento de los efectos de cizalla-velocidad tendrán un mayor impacto en el exterior de las curvas o reductores. Se debe considerar asegurar una variedad de componentes para el monitoreo, así como ciertas áreas sensibles, como las regiones turbulentas, zonas de separación de fases, o "deadlegs" (puntos de estancamiento del flujo)

La industria de la refinación se ha basado principalmente en la recolección de datos espesor manual para evaluar la integridad de equipos, la predicción de vida final remanente, y la determinación de tiempo para la próxima inspección programada. Aunque ha habido algunos avances, en las técnicas de pruebas de ultrasonido y radiografía no se han producido cambios significativos en décadas. En su mayor parte, la inspección manual ha servido como un medio adecuado para la identificación de daños en el equipo.

Típicamente, las lecturas de espesor se toman en un intervalo regular o en la vida media calculada por códigos de inspección. Debido al gran número de lugares que necesitan ser inspeccionados, no es realista recolectar más de una lectura cada año. Intervalos típicos entre las lecturas de espesor son cada tres a cinco años. Sin embargo, con tan largos intervalos entre las inspecciones, es imposible correlacionar las fluctuaciones de las velocidades de pérdida de metal frente a cambios en las condiciones de operación. Con sólo dos puntos de datos, es imposible saber si la corrosión sucedió a un ritmo constante entre estas dos instantáneas, o si fue el resultado de un proceso único de inestabilidad del proceso, o si estuvo relacionada con una combinación específica de condiciones de operación que condujo a aumentos moderados en la actividad corrosiva. Cuando la falta de datos se combina con la incertidumbre general en cuanto a la precisión de la medición causada por variaciones en la capacidad del técnico, y una incapacidad de tomar constantemente medidas en la misma ubicación, a menudo no es posible identificar un problema tempranamente antes de que tenga alta probabilidad de causar una corrosión significativa o incluso una fuga.

Todos estos factores se eliminan cuando un sensor se coloca en una ubicación fija y es capaz de recoger datos de forma automática, varias veces al día. La variación en los datos es mucho menor y la frecuencia de muestreo se puede aumentar a niveles y tiempos deseados durante un período de tiempo comparable. La combinación de la repetibilidad y mediciones más frecuentes puede proporcionar a los ingenieros e inspectores con los datos necesarios para entender realmente cómo las condiciones en la refinería están afectando la integridad del equipo en cualquier punto en el tiempo.

Sensores de medición de espesores por ultrasonidos fijos tienen la capacidad de mostrar cómo la corrosión puede cambiar en tiempo casi real, y pueden ayudar a mejorar nuestra comprensión de las operaciones de refinería.

Monitoreo no intrusivo en línea de integridad se está convirtiendo en la mejor práctica de la industria debido a la disponibilidad de sistemas de monitoreo de datos que proporcionan una precisión previamente inalcanzable y la frecuencia de las mediciones de espesores de pared en línea. La disponibilidad de las mediciones de espesores de pared para los ingenieros y los inspectores proporciona un acceso conveniente y consistente a las mediciones que pueden transmitir la condición actual de un activo. Además, la calidad y la frecuencia de las mediciones permiten detectar, medir, y actuar en consecuencia de las variaciones en las velocidades de corrosión mientras que la planta está en funcionamiento. Type text or a website address or translate a document.

En Inspfalca estamos listos para apoyar a nuestros clientes en la evaluación de casos específicos en los que la gravedad potencial del mecanismo de degradación pueda variar significativamente en función de cambios operativos y del procesos pudieran justificar la implementación de sistemas de monitoreo de espesor en línea.



➔ próximos eventos:

NACE GALVANIZIN WORKSHOP- Abril 7 2016 Hilton Houston Westchase Houston, TX, U.S.
2016 API / 2016 Spring Committee on Petroleum Measurement Standards Meeting Marzo 14 - 18, 2016 Hyatt Regency Dallas at Reunion Dallas, Texas
2016 API / 2016 API International Trade and Customs Conference Marzo 28 -30, 2016 Hyatt Regency Hotel New Orleans, Louisiana
API Pipeline Conference and Cybernetics Symposium Abril 5-7 2016, Carlsbad, California.
Rotating Equipment, Reliability and Maintenance Conference 2016 Abril 18-20, Al Khobar, Saudi Arabia.
Internacional Pipeline Coating Conference Abril 20-21, Dubai, UAE.
Internacional Aboveground Storage Tank Conference & Trade Show Abril 20-22, Orlando Florida.
Plant Maintenance, Inspection and Engineering Expo and Conference Abril 21, Pasadena Texas.
36 Th Annual International Operating Conference & Trade Show May 23-25, 2016 – Houston, Texas. George R. Brown Convention Center.

Certificaciones y membresías



Visita nuestra web
www.inspfalca.com

Síguenos en twitter:
[@inspfalca](https://twitter.com/inspfalca)

Tu opinión importa
boletin@inspfalca.com

