

► EDICIÓN ESPECIAL

Ventanas Operativas de Integridad

► EDITORIAL

Fortalezas

FELIZ AÑO NUEVO 2016 !!! - Con la esperanza de que todos hayan tenido una feliz Navidad con buena salud y en compañía de familiares y amigos. En nombre del equipo de Inspfalca le deseamos lo mejor en este nuevo año y que todas sus metas y proyectos concluyan exitosamente.

Como ya comentamos en nuestra anterior edición es el momento de revisar como nos fue con los objetivos que nos propusimos al inicio de 2015 y preguntarnos cómo podríamos hacerlo mejor en el 2016. Para nosotros una manera de hacerlo mejor en 2016 es estar centrado en todos ustedes; clientes, empleados, proveedores y amigos.

En este nuevo año nos pusimos la meta de fortalecer nuestro compromiso de generar más soluciones que integran todos los talentos, motivaciones, esperanzas y necesidades de esta gran comunidad que hemos formado.

En esta edición estamos trayendo un tema muy interesante de una buena práctica que muy recientemente se formalizó por la API, la nueva práctica recomendada, el API-584 "Ventanas Operativas de Integridad", que explica un proceso proactivo que anticipa y evalúa las desviaciones del proceso que pudieran comprometer la integridad mecánica si no se controlan, y claramente define las consecuencias en términos de mecanismos de degradación. También se proporciona un ejemplo de la aplicación de "Ventanas Operativas de Integridad" para una unidad de alquilación por ácido fluorhídrico (HF).

Francesco Solari
Presidente de Inspfalca.

ALCANZADAS

13.376HH

SIN ACCIDENTES INCAPACITANTES

LA COLUMNA DE LA INDUSTRIA

Consecuencias cuando no se siguen las buenas prácticas de producción de Gas

Beth Thomas
Soluciones Industriales

Quise compartir este artículo corto como un ejemplo de cómo cambios en buenas prácticas y desviaciones del proceso pueden ocasionar desastres. El pozo ubicado al sur de California que ha estado emando metano durante más de 89 días, fue operado de una manera que es legal pero riesgosa, según la opinión de expertos.

La compañía con sede en San Diego California, inyectaba y retiraba el gas del pozo a través de todo el diámetro de la tubería periférica de revestimiento (Casing), y no sólo a través del tubo más estrecho que corre por el centro de la misma (tubing), esa fue la práctica utilizada cuando se descubrió la falla.

Al inyectar a través de tuberías de revestimiento significa que hubo con frecuencia una presión - cerca de 2.600 libras de presión por pulgada cuadrada - no sólo en el tubo 2½ pulgadas, pero también en el revestimiento del pozo 7-pulgadas, o en la pared.

Cuando ambos tubos y carcasa de un pozo están a presión de gas que fluye, el espacio entre ellos no puede ser llenado con la salmuera de protección. Ese

fluido hace al menos dos cosas: Inhibe la corrosión y se puede utilizar para ayudar a sofocar un pozo que se sale de control.

"Lo más seguro es inyectar y retirar sólo a través de la tubería (tubing)". "Se pierde un margen de seguridad al hacerlo de esta otra manera." El daño del pozo y la fuga de metano fueron descubiertos por un empleado de la compañía el 23 de octubre del 2015 y aun a la fecha continua fugando.



LECCIONES APRENDIDAS

Explosión de tubería que se hubiera podido evitar basado en datos de inspección de líneas adyacentes

El 11 de diciembre del 2012, a las 12:41 pm, hora estándar del este de USA, un gasoducto de transporte de gas natural interestatal de 20 pulgadas de diámetro, explotó en una zona escasamente poblada, a unos 106 pies al oeste de la Interestatal 77 cerca de la Ruta 21 en Sissonville, Virginia Occidental. Cerca de 20 pies de la tubería se separaron y fueron expulsados a más de 40 pies de su ubicación original. Al escapar el gas natural de alta presión se incendió inmediatamente.

Un área de daño de fuego de unos 820 pies de ancho se extendió cerca de 1.100 pies a lo largo del derecho de vía de la tubería. Tres casas fueron destruidas por el fuego, y varias otras casas fueron dañadas. No hubo víctimas mortales o heridos graves. Alrededor de 76 millones de pies cúbicos de gas natural fugaron y se quemaron. El costo de la reparación de la tubería fue de \$ 2,9 millones, el costo de las actualizaciones del sistema para dar cabida a inspección en-línea de fue de \$ 5,5 millones, y el costo de la pérdida de gas era \$ 285.000.

El relleno de roca gruesa fue lo que más probablemente causó el daño del revestimiento externo en el tubo y aisló al tubo de la corriente de protección catódica en las proximidades de la ruptura. La línea SM-80 falló debido a graves adelgazamiento de la pared causada por la corrosión externa. El daño por corrosión descubierto en el 2009 durante las inspecciones en-línea de las otras dos tuberías en el sistema SM-80 no se consideró adecuadamente cuando se evaluaron los enfoques de mitigación de corrosión para la Línea SM-80. Si la Línea SM-80 se hubiera inspeccionado mediante inspección o prueba de presión como se hizo con las Línea SM-86 y línea SM-86. Es probable los resultados de la inspección hubieran puesto de manifiesto la pérdida de la pared severa en el lugar de ruptura y la ruptura en el servicio de la Línea SM-80 se podría haber evitado.

Causa probable

La Junta Nacional de Seguridad del Transporte de USA determinó que la causa probable de la ruptura de tuberías fue (1) la corrosión externa de la pared de la tubería debido a la capa deteriorada y protección catódica ineficaz y (2) el hecho de no detectar la corrosión debido a que la tubería no fue inspeccionada o probada después de 1988. Contribuyendo a la mala condición de los sistemas de protección contra la corrosión se encontró el relleno rocoso usado alrededor de la tubería enterrada.



➔ próximos eventos:

- NACE MR0175/ISO 15156 One-Day Seminar - Enero 25-27 2016 Houston Marriott West chase Houston, TX, U.S.
- NACE CORROSION 2016 - Marzo 6-10 2016 Vancouver Convention Centre Vancouver, BC, Canada
- 2016 API Exploration and Production Winter Standards Meeting , Enero 18-22, 2016, Renaissance Austin Hotel Austin, Texas.
- 2016 API/AGA Joint Committee on Pipeline Welding Practices , Enero 20-21, 2016, Renaissance Austin Hotel Austin, Texas.
- 2016 Liquids Pipeline Safety Management System (PSMS) Workshop , Febrero 16, 2016, Hyatt Regency Houston Galleria Houston, Texas.

API - 584 "Ventanas Operativas de Integridad" Abriendo Nuevas Ventanas para Operaciones más Confiables y Seguras

En el entorno operativo de hoy, no es suficiente fundamentar futuros planes de inspección sólo en la historia previa de la condición del equipo. Una comprensión fundamental de las condiciones de proceso / operación y mecanismos de daño resultantes se requieren con el fin de establecer y mantener un programa de inspección que produce la más alta probabilidad de detectar posibles daños. Los planes de inspección deberían ser dinámicos y dar cuenta de las condiciones del proceso y la condición actual y cambiante del equipo o sistema. Un paso fundamental es racionalizar y alinear la base de conocimiento desarrollada en degradación de los materiales de construcción con el funcionamiento del equipo, su historia de inspección, las velocidades de corrosión medidas y problemas conocidos en la industria. Con las tendencias de mover programas de inspección hacia inspección basada en riesgo, es aún más crítico identificar y realizar un seguimiento de la información del proceso que pueda validar o acarrear cambios en los planes de inspección existentes.

Además de la aplicación de los códigos de la industria, estándares y prácticas recomendadas, una serie de otros sistemas de Gerencia de Seguridad de los Procesos (PSM de sus siglas en Inglés) son vitales para apoyar una inspección rigurosa y un programa de integridad mecánica con el fin de predecir / evitar / prevenir daños a los equipos de presión / corrosión; fugas, fallas; y mejorar la confiabilidad.

Con el fin de operar cualquier unidad de proceso, se establecen un conjunto de rangos de operación y los límites de las variables claves del proceso para así lograr los resultados deseados (es decir, producto dentro de las especificaciones, operación segura, fiabilidad, etc.). Estos límites son generalmente llamados límites de operación. Adicionalmente ahora se proponen las "Ventanas Operativas de Integridad" (IOW de sus siglas en Inglés) que son un subconjunto específico de los límites de operación, que se centran sólo en el mantenimiento de la integridad y confiabilidad de los equipos y sistemas. Los IOW normalmente involucran variables de proceso que cuando no se controlan adecuadamente pueden afectar a la probabilidad y las tasas de mecanismos de daño, lo que puede resultar en fallas y fugas.

Los equipos a presión generalmente se fabrican a partir de los materiales más económicos de construcción para cumplir con los criterios de diseño específicos basados en las condiciones de operación y de proceso deseadas. Las condiciones del proceso operativo deberían entonces ser controlados dentro de los límites preestablecidos (IOW) con el fin de evitar la degra-

dación inaceptable del material de construcción y lograr la vida de diseño deseada de los activos, sin fallas y sin costos adicionales en materiales más resistentes a los mecanismos de degradación que las desviaciones de los IOW podrían ocasionar.

Los planes de inspección se basan normalmente en mecanismos de daño históricos y tendencias; y no están generalmente diseñados para buscar daño inesperado que resulta de la variabilidad del proceso y sorpresas. Los planes de inspección generalmente asumen que el siguiente intervalo de inspección (calculado sobre la base de las tasas de daños de la experiencia operativa pasada), programándose así en base a lo ya conocido y predecible sobre la degradación de los equipos y los datos de inspecciones anteriores.

Sin un proceso basado en IOW con retroalimentación a la planificación de la inspección, los programas de inspección tendrían que ser programados en un intervalo basado en tiempos más cortos (mayor frecuencia = mas costos) sólo para tratar de buscar cualquier cosa que podría potencialmente ocurrir por la variabilidad del proceso de inspecciones. El propósito de esta relativamente nueva práctica recomendada API 584 (1era Edición Mayo 2014) es explicar la importancia de las ventanas operativas de integridad para la gerencia de la seguridad del proceso y para guiar a los usuarios en forma de establecer y poner en práctica un programa de IOW para instalaciones de refinación y de proceso petroquímico, con el propósito expreso de evitar degradación inesperada de equipos que podrían conducir a fallas y fugas. A continuación acceso a este documento en la pagina web de API:

http://www.api.org/Publications-Standards-and-Statistics/Standards/WhatsNew/Publication-Updates/New-Refining-Publications/API_RP_584

Certificaciones y membresías



Visita nuestra web
www.inspfalca.com

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

Tu opinión importa
boletin@inspfalca.com



Un Buen Ejemplo de IOWs en Unidades de Alquilación por Acido Fluorhídrico (HF)

En las unidades de alquilación por HF la corrosión y el ensuciamiento están estrechamente vinculados con las condiciones de proceso. La relación entre los parámetros clave de operación y la corrosión comúnmente se han utilizado para desarrollar un conjunto de directrices para definir una envolvente operativa. Estas directrices se han utilizado para ayudar a los grupos de mantenimiento e inspección a entender cómo la corrosión se ve directamente afectado por los parámetros operación.

Daño significativo puede ocurrir cuando los parámetros de proceso quedan a la deriva fuera de los límites recomendados (IOWs), o cuando no se siguen los procedimientos de operación recomendados por el licenciantes.

Ha habido un gran interés en los últimos años en la reducción del riesgo en Unidades de Alquilación por HF, pero poca información se ha publicado sobre los efectos de las condiciones de proceso. La mayor parte de los últimos esfuerzos se han centrado en cuestiones accesorias que incluyen pares galvánicos y el efecto de los elementos residuales en acero y materiales de construcción; directrices generalmente basados en datos de pruebas de laboratorio.

Varios términos que son exclusivos de las unidades de alquilación HF y que se utilizan en este artículo se definen a continuación.

Concentración de ácido es la concentración de ácido fluorhídrico sobre la base de su contenido de agua. Por ejemplo, una solución de concentración de HF 98% en peso indica que hay 2% en peso de agua en el ácido.

ASO se refiere a los aceites solubles en ácido HF. ASO se compone de una serie de compuestos que incluyen cadena corta y largas de polímeros que contienen azufre; y que tienen diferentes rangos de puntos de ebullición que promueven corrosión en la unidad.

La fuerza del ácido es una medida de la "pureza" del ácido teniendo en cuenta los efectos de dilución, además de agua. Los componentes que reducen la concentración de ácido son el agua, ASO, reactivos disueltos y fluoruros orgánicos.

Los fluoruros orgánicos se combinan fluoruros que se producen en reacciones secundarias, incluyendo fluoruro de etilo, propilo y fluoruro de fluoruro de butilo. Ellos están siempre presentes en cantidades medibles en las corrientes de producto.

La unidad de Alquilación por HF (HFA) se puede dividir en tres secciones principales: Reacción, Fraccionamiento y Defluorinación / Tratamiento con Alúmina. En términos simples, el propósito de la unidad es hacer reaccionar una alimentación de olefinas con isobutano (iC4), en la sección de reacción en presencia del catalizador (ácido HF) para producir alquilato. Antes de entrar en la sección de reacción, la alimentación de olefina y el isobutano son tratados para eliminar el agua, azufre y otros contaminantes.

En la sección de fraccionamiento, el alquilato se separa del exceso iC4 y catalizador ácido mediante destilación. Isobutano sin reaccionar se recupera y se recicla de nuevo a la sección de reacción para mezclar con la alimentación de olefina. El propano es un producto importante del proceso de destilación. Una cierta cantidad de normal butano (NC4) que ha entrado con la alimentación también se retira como un producto secundario.

El propano y butano que no se han separado de la olefina tratada pasan a través de la unidad. A pesar de que no participan directamente en las reacciones, y afectan negativamente a la calidad del producto, ofrecen una vía para que los fluoruros orgánicos salgan de la unidad. Los corrientes de productos propano y butano se procesan en la Sección de Defluorinación para eliminar fluoruros combinados y cualquier rastro de ácido que puede estar presente debido a operación.

La corrosión y ensuciamiento a menudo están vinculados a la falta de atención a los parámetros operativos clave y puntos de control (IOWs). En este sentido, el tratamiento de la alimentación es la primera línea de defensa en contaminantes incluyendo mantenimiento de azufre, agua, diolefinas y otros compuestos, fuera de la unidad. La comprensión del efecto de estos contaminantes a medida que pasan a través de cada una de las tres secciones principales de la unidad HFA es crítico para la definición de los IOWs de la Unidad HFA. A continuación un ejemplo para la alimentación preparación y tratamiento de la sección de alimentación.

El tratamiento de la alimentación es la primera línea de defensa para mantener los contaminantes fuera de la unidad HFA. No puede enfatizarse lo suficiente que una parte significativa de la corrosión y problemas de ensuciamiento son un resultado directo de los contaminantes que tienen un efecto cascada sobre las operaciones de toda la unidad.

Composición de alimentación es una función de los productores de materias primas aguas arriba. Se compone de una combinación de butileno, propileno, y, a veces amileno olefinas. La mayor parte de la alimentación de olefina se origina en la planta de gas del FCC o Coker.

El agua es un contaminante importante que promueve la corrosión de varias maneras. En primer lugar, se reconoce ampliamente que la corrosión es una función de la concentración de ácido HF y la temperatura, y que las altas velocidades de corrosión (mpy>>100) puede ocurrir en la medida que el ácido se vuelve más diluido.

En segundo lugar, la presencia de agua reduce la fuerza del ácido y contribuye a la formación de ASO corrosivos. Tanto el agua y el ASO deben ser removidos mediante la regeneración del ácido.

La eliminación de agua de la alimentación por lo general se lleva a cabo mediante una combinación de métodos,

incluyendo secado destilación, agentes de coalescencia y / o filtros de arena. Los últimos vestigios de agua se eliminan en la etapa final de secado de alimentación utilizando tratadores de alúmina o tamices moleculares que pueden reducir el contenido de agua de corrientes de alimentación a la gama de 1 a 5 ppm en peso. Un analizador de humedad o medidor de conductividad deben utilizarse para controlar continuamente agua – este es definitivamente un IOW crítico para una unidad HFA.

El azufre es uno de varios otros contaminantes que afectan a la corrosión en la unidad. Azufre en la alimentación reduce la concentración de ácido por reacción para formar un ASO / polímero ligero que es difícil de eliminar en el regenerador de ácido y contribuye a la pérdida de ácido y la corrosión. Los compuestos de azufre que se encuentran más comúnmente en la alimentación de olefina del FCC son H₂S, mercaptanos y pequeñas cantidades de sulfuro de carbonilo (COS). Su efecto es independiente de la forma molecular, de manera que el contenido total de azufre de la alimentación se debe utilizar en el análisis.

El objetivo de la eliminación de azufre debe ser reducir lo más bajo como sea razonablemente posible. La eficacia de eliminación de azufre es una función de la configuración siempre cambiante de las unidades de aguas arriba que pueden afectar el nivel de azufre en la alimentación del reactor FCC. Algo del H₂S se eliminará en la planta de gas FCC y / o el tratamiento de amina, a menudo seguido de un lavador cáustico. El H₂S tiende a permanecer con el propano de modo que el grado de eliminación de H₂S en la planta de gas FCC será menos completo con una mayor proporción de olefinas C₃ en la alimentación.

Un tratamiento eficaz con cáustico eliminará mercaptanos. Si es necesario, el exceso de COS sólo puede ser eliminado a través de amina en el tratamiento de la unidad de eliminación de H₂S, y el grado de eliminación depende del tipo de amina utilizada. De lo contrario, se requieren instalaciones de tratamiento de COS especialmente diseñados.

Diolefinas tales como butadieno entran con la alimentación de olefina y reaccionan para formar ASO. Niveles de dieno en corrientes de alimentación de olefina se han incrementado con el aumento de la severidad de la operación del Reactor FCC y deben ser controlados periódicamente para asegurarse de que no superen los límites recomendados en la alimentación. Las refinerías que tratan olefinas con un proceso de hidrogenación selectiva eliminan efectivamente dienos en la alimentación de olefina a la Unidad HFA.

Contaminantes oxigenados incluyendo MTBE, metanol, acetona y DME pueden estar presentes en la alimentación de olefina dependiendo de la configuración de aguas arriba. El efecto de compuestos oxigenados es reducir la fuerza del ácido. DME se encuentra generalmente en las refinerías que tienen una unidad de MTBE o TAME. Es particularmente difícil de eliminar en el regenerador ácido ya que va arriba con los vapores de ácido, y debe ser objeto de dumping intencionalmente por la parte inferior del regenerador, que resulta en pérdidas de ácido más altas.

El oxígeno se disuelve en, y tiende a quedarse con el ácido HF y acelera la corrosión del acero al carbono, aleación 400 y aleaciones de cobre. El oxígeno puede entrar a la unidad a través de varias de fuentes, incluyendo las materias primas importadas, compresores de gas húmedo del FCC, la operación incorrecta de una unidad de tratamiento con cáustico, o indebida carga de ácido fresco a la unidad, sobre todo si se utiliza nitrógeno contaminado con oxígeno. El oxígeno es extremadamente difícil de controlar una vez que entre en la unidad, y sólo puede ser eliminado a través de la ventilación de gases no condensables en el cabezal del mercurio o flare.

Etanos y moléculas más ligeras (metano, etano, etileno y no condensables) entran en la unidad debido a inadecuada preparación de la alimentación, por lo general como resultado de la operación incorrecta del desetanizador del FCC, o en isobutano contaminado que no ha sido fraccionado para eliminar estos compuestos. El efecto principal es recoger y acumular presión en las torres de fraccionamiento. La eliminación se logra a través de la ventilación al cabezal alivio, sin embargo, esto contribuye a la corrosión del sistema de alivio.

Los compuestos de nitrógeno que incluyen aminas, acetonitrilos y acrilonitrilos disminuyen la fuerza del ácido y debe ser eliminado a través de la regeneración de ácido. También se ha reportado que promueven potencial taponamiento con fluoruro de amonio. Los límites de las aminas o compuestos de nitrógeno no están bien establecidos pero muchos se pueden eliminar eficazmente mediante el tratamiento con cáustico.

Esto es sólo un ejemplo de un conjunto de la base para la determinación de un conjunto de IOWs para una de las secciones de la Unidad HFA, que sin duda da una idea del nivel de escrutinio que se requiere para definir y controlar las variables del proceso con el fin de evitar la degradación inesperada y fallas potenciales.



En Inspfalca estamos preparados y disponibles para tener conversaciones con equipos de trabajo incluyendo operaciones, procesos e inspección, para así evaluar cómo podríamos ayudar a abrir las "Nuevas ventanas hacia operaciones más confiables y más seguras"



Certificaciones y membresías

Visita nuestra web
www.inspfalca.com

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

Tu opinión importa

