

Planificación de la Inspección Basada en Riesgo de una planta de bajo azufre

Por *Vanesa A. Casariego, Erica M. Welti y Mario J.A. Solari* (CTI Solari y Asoc. S.R.L.)

En este trabajo, seleccionado durante el último 3° Congreso latinoamericano y del Caribe de Refinación realizado por el IAPG, se explica que uno de los objetivos deseables para las refinerías del futuro es que sean más confiables y seguras, tanto para su personal como para el medioambiente. Un camino posible para conseguirlo consiste en planificar las actividades de inspección utilizando la metodología de Inspección Basada en Riesgo en etapas tempranas de construcción de las plantas que conforman la refinería. Esto permite abordar la problemática desde una visión global, dado que de la misma participan Operaciones, Mantenimiento, Seguridad e Inspección.

La Inspección Basada en Riesgo (IBR) permite estudiar la susceptibilidad del equipo a diferentes mecanismos de daño, y establecer las inspecciones necesarias para monitorear su estado. Aunque el concepto de inspección se asocia principalmente a equipos en servicio, realizar la planificación de esta en la etapa de diseño resulta muy fructífero, dado que permite volcar la experiencia de plantas con muchos años en funcionamiento. Esto posibilita prever las inspecciones que serán imprescindibles para asegurar su integridad y, de ser necesario,



mecanismos de daño en cada uno de los equipos de la planta.

Como resultado de este proyecto se obtuvo un cronograma de inspecciones (definiendo las actividades, tanto intrusivas como no intrusivas), basado en un ranking de riesgo, se establecieron cambios en el diseño con el fin de optimizar las futuras inspecciones y se detectaron los puntos críticos para la seguridad. A raíz del análisis realizado surgieron mejoras y modificaciones para incorporar en los manuales de operación.

Inspección Basada en Riesgo

Con el paso del tiempo, la industria ha evolucionado y, con ella, también la inspección. En un principio, los equipos se operaban a rotura (mantenimiento reactivo); luego se pasó al mantenimiento preventivo, es decir que la inspección se realizaba a todos los equipos en intervalos regulares de tiempo, con lo cual no se optimizaban tiempo ni recursos. Posteriormente, surgieron las prácticas recomendadas *API RP 510* (equipos fijos), *API RP 570* (cañerías) y *API RP 653* (tanques), las cuales establecen frecuencias de inspección para los diferentes tipos de equipos según su operación y porcentaje de vida consumida, es decir, una frecuencia de inspección basada en consecuencias.

A principios del año 2000, aparecen las *API RP 580/581*, que presentan los lineamientos generales de la Inspección Basada en Riesgo (IBR). Ambas resultan una herramienta de gran utilidad para la industria de hoy, donde los recursos, tanto económicos como humanos, son una variable fundamental a tener en cuenta, ya que la tendencia es mejorar la confiabilidad sin desestimar la seguridad.

Este documento (*API RP 581*) proporciona la metodología para:

- Establecer un *ranking* de riesgo de los equipos de una planta, con el fin de poner la mayor atención en aquellos de mayor riesgo.
- Estudiar metódicamente la susceptibilidad de los equipos a los diferentes tipos de daño (corrosión, cambios metalúrgicos por operación, fragilización, etcétera).
- Establecer las actividades de inspección (frecuencias, tipos y exten-

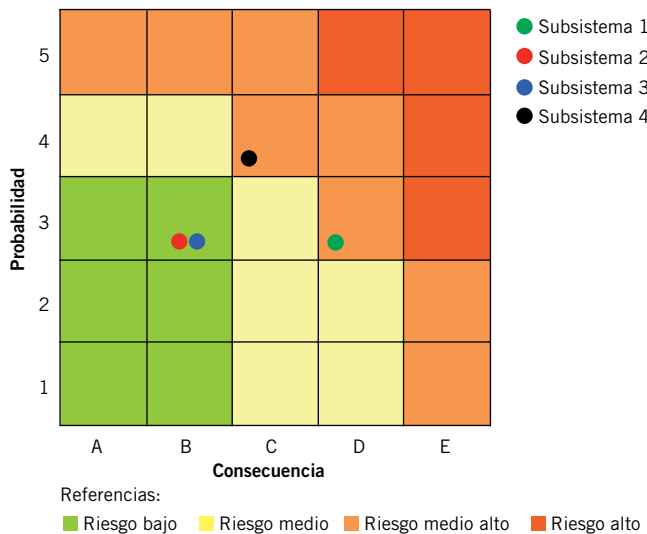
modificar el diseño del equipo y su ubicación en planta para permitir la realización de dichas inspecciones.

La Inspección Basada en Riesgo permite mejorar la seguridad del personal y del medioambiente, maximizar los recursos económicos destinados a la inspección de los activos físicos, y contribuye a la disminución del lucro cesante debido a paradas, tanto innecesarias como no programadas.

En la actualidad, debido a la necesidad de adecuar los combustibles a los requerimientos del mercado, se están realizando ampliaciones en varias

de las refinerías instaladas en nuestro país.

CTI ha participado en el estudio de riesgo (aplicando *API RP 581*) durante la etapa de ingeniería detallada, previa al montaje y puesta en marcha, de una planta de bajo azufre para nafta y gas oil, compuesta por 9 unidades de aproximadamente 270 equipos. Durante este proyecto, se descubrieron puntos susceptibles a fallas que no habían sido identificados en la etapa de diseño. Mediante la aplicación de la metodología IBR, se logró una revisión sistemática de los posibles



Ejemplo de matriz de riesgo.

siones) orientadas a determinar la existencia de dichos daños.

En el estudio de Inspección Basada en Riesgo, el mismo se define como el producto de probabilidad de ocurrencia de un evento x consecuencia del evento, donde evento se refiere a una falla que provoca una “pérdida de contención” al exterior.

En la figura de esta página se muestra una matriz de riesgo, según API RP 581.

El análisis de IBR tiene varios niveles: cualitativo, semicuantitativo y cuantitativo; con lo cual, según la necesidad del usuario, puede realizarse el estudio con diferentes grados de profundidad. Así, si en un sistema se conocen pocos o ningún dato, se puede realizar un análisis cualitativo y establecer un primer ranking de riesgo para luego realizar una inspección tipo *baseline* de los equipos más riesgosos.

En un análisis cualitativo se requiere:

- *Inputs* basados en información descriptiva.
- Se estudia un grupo de equipos con similares condiciones de operación, circuitos de corrosión, etcétera.
- Para la realización se requiere un equipo estratégicamente formado y capacitado, ya que para el mejor aprovechamiento de análisis se necesita juicio ingenieril + experiencia.
- *Inputs* dados en rangos.
- La exactitud del análisis depende de la experiencia y *background* del analista.

- Resultados cualitativos en categorías de riesgo: bajo, medio, medio-alto y alto, que se vuelcan en una “matriz de riesgo”.

Para realizar el análisis semicuantitativo, es necesario tener mayor cantidad de información para hacer el estudio. Se requieren datos de construcción del equipo, condiciones de operación, mantenimiento e historial de inspección. Sus características generales:

- Se estudia un equipo en particular.
- Para el cálculo se necesitan condiciones de diseño y operación normal y *upsets* como mínimo, todo dato adicional como los historiales de inspección aumentan la rigurosidad del análisis.
- Se proporcionan “preguntas guía” para establecer las susceptibilidades a los daños posibles que pueda sufrir el equipo por sus condiciones de operación.
- Se proporciona bibliografía sobre velocidades de corrosión para realizar el estudio aunque no se tengan datos de las mismas.
- Los resultados dados se traducen en categorías de probabilidad de la matriz de riesgo.
- Se establece un “target” de riesgo o un límite de riesgo aceptable.
- Se obtiene un plan de inspección a medida del equipo estudiado.
- Se obtienen recomendaciones para mantenimiento y operación que permiten extender la vida útil del equipo.

Análisis cuantitativo

Para realizar el análisis cuantitativo son necesarios mayor cantidad de datos que para los estudios anteriormente nombrados:

- *Inputs*: datos de diseño, operación, historial de operación, acciones humanas, procesión física de accidentes, potencial efectos en la salud y medio ambiente.
- Se calculan consecuencias inflamables y tóxicas con diferentes escenarios propuestos.
- Presenta modelos lógicos combinando eventos para describir las consecuencias.
- Se necesita para la realización información acerca del sistema de gestión de integridad de activos de la empresa.
- Se distingue del análisis cualitativo por la profundidad de análisis e integración de evaluaciones detalladas.
- Los resultados se muestran en números, se puede obtener el riesgo de cada equipo en dinero/año.

El equipo de trabajo que se forma para la realización de la IBR es multidisciplinario; con lo cual se abordan no solo temas concernientes a la degradación de los materiales por el contacto con el fluido de proceso o condiciones de operación, sino también problemas de operación, mantenimiento e inspección.

En resumen, realizando un estudio de la IBR, se puede establecer un programa sistemático de inspección y mitigación de acuerdo a:

- El tipo de daño que es posible que se produzca en el equipo que afecte su integridad mecánica.
- En qué lugar del equipo puede darse ese daño.
- Cómo puede detectarse con un grado de certeza aceptable.
- Cuándo o con qué frecuencia debe inspeccionarse para mantener el riesgo acotado por debajo de un “target de riesgo” establecido por el dueño del equipo.
- Establecer acciones de mitigación de consecuencias según las áreas afectadas en los posibles eventos.

En resumen, la nueva generación de programas de inspección que están basados en estudios de riesgo tiene alta aceptación en la industria petrolera principalmente porque:

- Es una metodología de costo efectiva que contribuye a desarrollar un plan de inspección y mantenimiento a medida para cada equipo.
- El proceso IBR minimiza riesgos, mejora la seguridad, evita pérdidas de contención y reduce pérdidas económicas.
- Se puede utilizar además como estrategia que permite la toma de decisiones con datos inciertos o insuficientes.
- Prioriza las acciones preventivas.
- Contribuye a extender la vida de la planta.
- Reduce el mantenimiento reactivo.
- Optimiza las necesidades y costos de inspección y mantenimiento:
 - Eliminando inspecciones innecesarias o inefectivas.
 - Reduciendo o eliminando la inspección de ítems de bajo riesgo.
 - Sustituyendo métodos intrusivos por monitoreo on-line o no invasivos, lo que permite que la disponibilidad de los equipos en servicio aumente.
 - Sustituyendo frecuentes inspecciones poco efectivas por inspecciones menos frecuentes más efectivas.
- Aumento en la disponibilidad de las instalaciones.
- Reducción de pérdidas de producción por paradas no programadas.
- Predictibilidad de la necesidad de repuestos.
- Alineación con legislación y normativa vigente.
- IBR satisface los requerimientos ambientales y de salud ocupacional, tanto provenientes de las regulaciones internacionales como de las aseguradoras.

La optimización de las inspecciones de un equipo se puede plantear, como en el presente trabajo, también en equipos que forman parte de un proyecto durante la etapa de diseño, estudiando sistemáticamente los mecanismos de degradación asociados a su servicio. De esta manera, es posible comenzar con la operación de una planta conociendo sus puntos críticos relacionados con la integridad y, adicionalmente, tomar acciones en la etapa de diseño, que redunden en evitar problemas a lo largo de la vida útil de la misma. La ventaja de realizar el análisis antes de la construcción de la planta es la posibilidad de hacer cambios en el diseño que eviten complicaciones a la hora que la planta esté en plena producción.

Daños producidos por compuestos de azufre

La sulfidación es la corrosión del acero al carbono y otras aleaciones (aceros inoxidable de las series 300 y 400, aleaciones de base níquel y también de base de cobre), resultante de la reacción química con compuestos de azufre a altas temperaturas (típicamente entre 260 °C y 400 °C). Este mecanismo produce un *scale* o capa de sulfuro metálico que penetra en el acero y consume su espesor, provocando adelgazamientos de espesores con *wastage* (desperdicios pulverulentos de metal degradado constituido por óxidos y sulfuros metálicos).

Los principales factores que afectan a la sulfidación son composición de la aleación, la temperatura y la concentración de compuestos de azufre. En gene-

ral, la resistencia a la sulfidación de las aleaciones base de hierro y níquel se determina por el contenido de cromo del material. Los aceros inoxidables de la Serie 300, tales como los 304, 316, 321 y 347, son muy resistentes en la mayoría de los procesos de refinación. Las aleaciones base níquel proporcionan una protección a la sulfidación equivalente a los aceros inoxidables, para porcentajes similares de cromo.

La sulfidación es causada principalmente por H₂S y otras especies reactivas del azufre, como resultado de la descomposición térmica de compuestos de azufre a altas temperaturas.

El producto de corrosión que se forma, similar a escamas de sulfuro, en la superficie del componente ofrece diversos grados de protección según la aleación y la severidad de la corriente de proceso. Además del adelgazamiento uniforme, la sulfidación también puede presentarse como corrosión localizada o daños de alta velocidad erosión-corrosión.

Las unidades típicamente afectadas por este mecanismo de daño son FCC, Unidades de Coke, Vacío e Hidroprocesamiento.

El ataque por ácidos politiónicos es una forma de corrosión bajo tensión que normalmente ocurre durante paradas, arranques o durante la operación cuando el aire y la humedad están presentes. La fisuración actúa sobre los aceros inoxidables austeníticos sensibilizados. La misma se origina por los ácidos de azufre formados por los sulfuros, el aire y la humedad. Generalmente, se presenta en las zonas adyacentes a las soldaduras o áreas tensionadas.

La fisuración se puede propagar rápidamente a través del espesor de pared de las tuberías y los componentes en cuestión de minutos u horas.

Los materiales más afectados son los aceros inoxidable de la serie 300, las aleaciones 600/600H y 800/800H.

Las aleaciones afectadas se sensibilizan durante la exposición a temperaturas elevadas (entre 400 °C y 815 °C) durante la fabricación, soldadura o servicio a alta temperatura.

Proceso de hidrodesulfurización

La hidrodesulfurización (HDS) es un proceso químico catalítico utilizado para eliminar el azufre (S) a partir de gas natural y de productos refinados del petróleo tales como gasolina o diesel, *jet fuel*, kerosene y aceites combustibles.

El propósito de la eliminación del azufre es reducir el dióxido de azufre (SO₂), que resulta de la utilización de estos combustibles en vehículos automotores, aeronaves, barcos, plantas de energía, etcétera, para disminuir la contaminación ambiental. El azufre, además, se encuentra combinado formando compuestos químicos que pueden corroer el motor en el momento de la combustión.

Las legislaciones ambientales actuales son cada vez más exigentes en los límites máximos permisibles de determinados compuestos dañinos; en particular, el contenido máximo de azufre en algunos países europeos no debe exceder las 10 partes por millón (combustibles limpios).

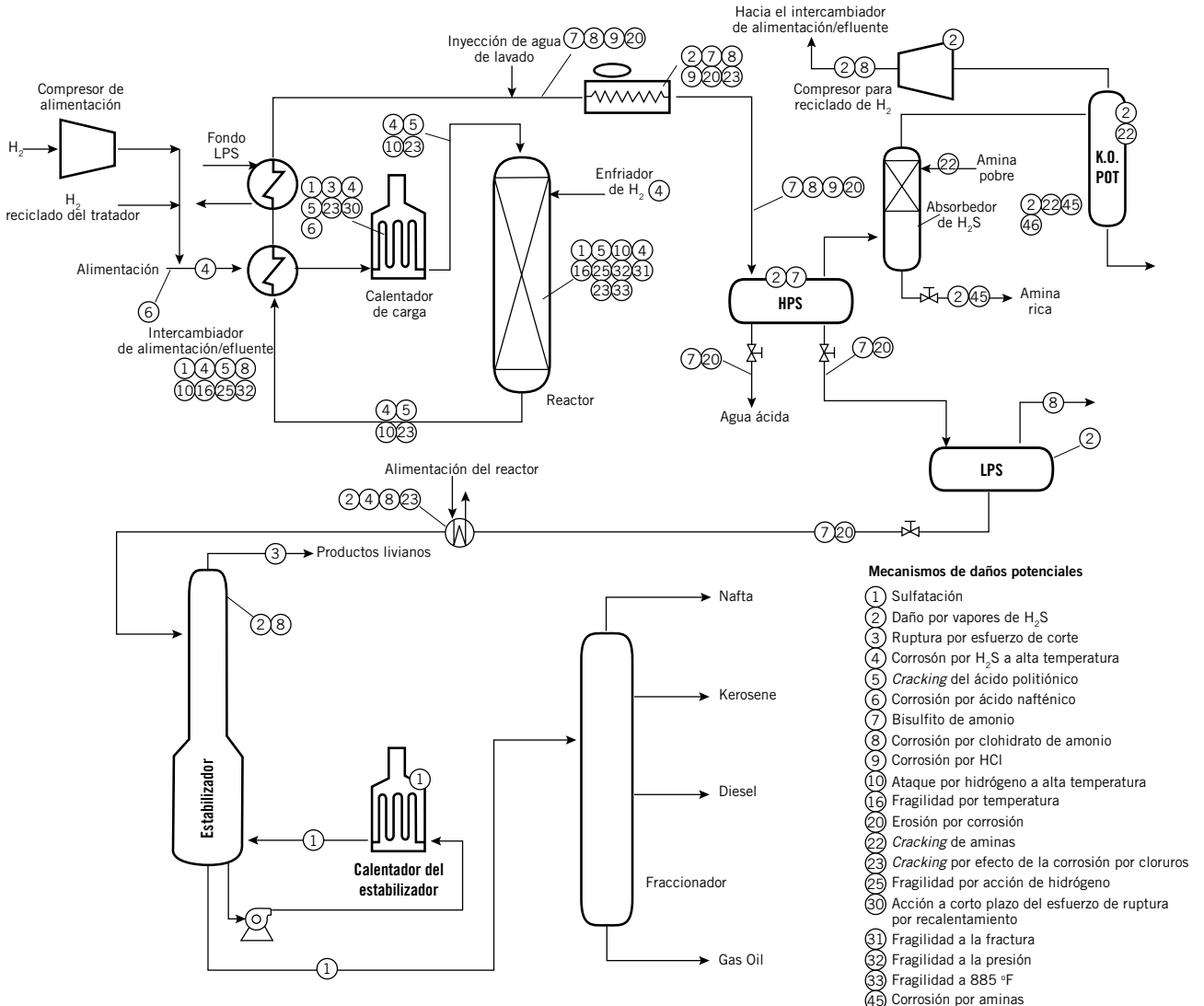
A partir del año 2006, el límite total de azufre para diesel de la carretera está en el rango de 15 a 30 ppm en peso. Estos valores requieren la utili-

zación de combustibles de ultra bajo contenido de azufre.

Otra razón importante para eliminar el azufre de las corrientes de nafta dentro de una refinería de petróleo es que el azufre, incluso en concentraciones extremadamente bajas, puede envenenar los catalizadores de metales nobles (platino y renio) en las unidades de reformado catalítico que se utilizan posteriormente para aumentar el índice de octano de la nafta.

Los procesos industriales de hidrodesulfurización incluyen instalaciones para la captura y la eliminación del sulfhídrico resultante (H₂S). En las refinerías de petróleo, el gas H₂S se convierte posteriormente en subproducto ácido sulfúrico o azufre elemental.

Abajo se presenta un esquema típico de una unidad de HDS, con los mecanismos de daño potenciales, según API RP 571.



Unidades de Hidroprocesamiento, Hidrotratamiento, Hidrocracking.

Planta Claus

Al final del proceso de desulfurización de combustibles y tratamiento de gas ácido, queda como "gas de cola" el ácido sulfhídrico residual y el dióxido de azufre absorbido en los procesos anteriores.

Para utilizar este residuo y recuperar azufre al fin del proceso de desulfurización, se encuentra en general una planta Claus, donde el principal objetivo de este proceso es convertir el H_2S presente en el gas ácido en azufre elemental.

Hasta 1970, el principal motivo para la recuperación de azufre de los gases de refinería era el económico.

El sulfuro de hidrógeno se empleaba, junto con otros gases, como combustible de la refinería, y las concentraciones de dióxido de azufre en los gases de combustión estaban dentro de los límites aceptables para la época. Incluso, en las refinерías con unidades de recuperación de azufre, el rendimiento en la recuperación era del 90 al 93%.

Los métodos que se empleaban eran del tipo de conversión en lecho

catalítico seco, como los procesos Claus y el de Oxidación directa.

En una operación de un solo paso el rendimiento se limita a 90 - 93% de recuperación de azufre. Después de la promulgación del *Environmental Pollution Act* se hizo necesario recuperar más del 95% del azufre para cumplir las normas sobre polución; ello requiere generalmente procesos en dos etapas o más. En una unidad de Claus con tres lechos catalíticos puede llegarse a recuperaciones del 98%.

El proceso Claus trabaja correctamente con gases que contengan más del 20% (en volumen de sulfuro de hidrógeno y menos del 5% en hidrocarburos). El rendimiento global no es superior al 98%, ya que está limitado por consideraciones termodinámicas.

La alimentación de la planta es el H_2S proveniente de las plantas de "endulzamiento" de gas.

En refinерías, la carga puede provenir de plantas de recuperación de H_2S y de Strippers de aguas ácidas, en las cuales además de traer H_2S la carga contiene NH_3 .

El amoníaco, al igual que el ácido sulfhídrico, se quema en el horno,

pero la presencia del mismo obliga a que el horno opere a mayores temperaturas; mientras en el proceso habitual el horno trabaja a 1.200 °C, en presencia de amoníaco se debe llegar hasta 1.500 °C.

En el caso de que las temperaturas del horno no sean lo suficiente para que el amoníaco se transforme en $N_2 + H_2O$, ese amoníaco remanente forma sales complejas de hierro ($Fe(NH_4)SO_4$) que envenenan el catalizador.

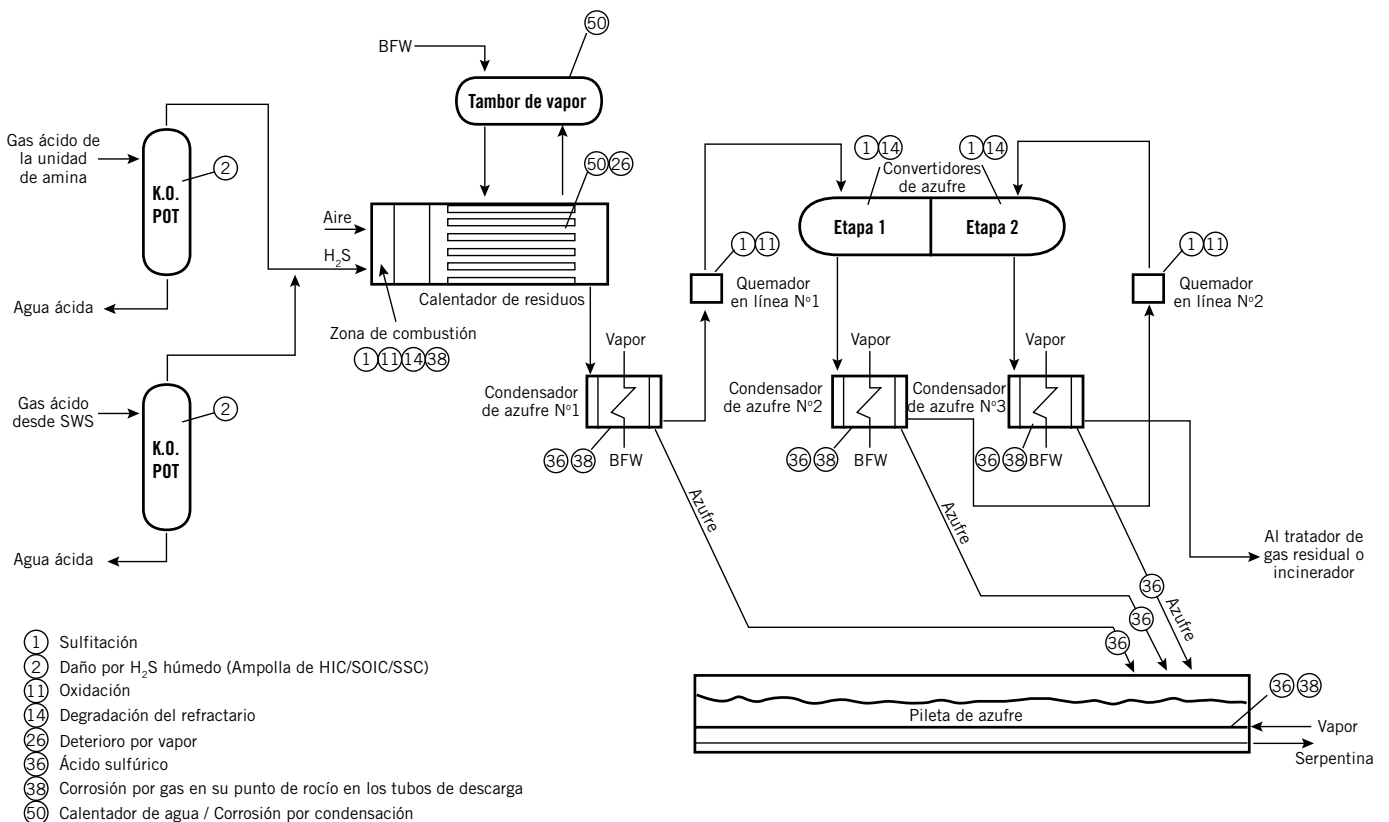
Abajo se presenta un esquema típico de una unidad Claus, con los mecanismos de daño potenciales, según API RP 571.

Desarrollo

A continuación se presenta un resumen del estudio de IBR realizado para las plantas HDS y Claus.

Planta Claus

Si bien esta planta maneja un fluido de carga muy corrosivo, la mayoría de los equipos son de acero al carbono.



1. Corrosión por Acido Clorhídrico (HCl)		No Susceptible
<input type="checkbox"/> no	¿Contiene el proceso Acido Clorhídrico (HCl)?	
<input type="checkbox"/> si	¿Hay agua presente en la corriente de proceso (Incluyendo condiciones de condensación inicial)?	
<input type="checkbox"/> si	¿Es el pH < 7,0?	
2. Corrosión por Acido Nafénico / Sulfídico a altas temperaturas		No Susceptible
<input type="checkbox"/> si	¿Contiene el proceso crudo con compuestos de sulfuro?	
<input type="checkbox"/> no	¿Es la temperatura de operación > 400°F (204°C)?	
3. Corrosión H2S/H2 a altas temperaturas		No Susceptible
<input type="checkbox"/> si	¿Contiene el proceso Acido Sulfídico (H2S) e Hidrogeno?	
<input type="checkbox"/> no	¿Es la temperatura de operación > 400°F (204°C)?	
4. Corrosión por Acido sulfúrico (H2SO4)		No Susceptible
<input type="checkbox"/> no	¿Contiene el proceso Acido Sulfúrico (H2SO4)?	
5. Corrosión por Acido fluorhídrico (HF)		No Susceptible
<input type="checkbox"/> no	¿Contiene la corriente de proceso Acido fluorhídrico (HF)?	
6. Corrosión por agua ácida		Susceptible
<input type="checkbox"/> si	¿Se encuentra agua con H2S presente?	
7. Corrosión por aminas		No Susceptible
<input type="checkbox"/> no	¿Se encuentra el equipo expuesto a aminas para el tratamiento de gas ácido?	
8. Oxidación a altas temperaturas		No Susceptible
<input type="checkbox"/> no	¿Es la temperatura > 900°F (480°C)?	
<input type="checkbox"/> no	¿Hay oxígeno presente?	

Corrosión por agua ácida (Punto 6 precedente) **Susceptible**

si ¿Se encuentra agua con H2S presente?

Factor Kp - Concentración de NH4HS (wt%) 0.41-1.0 - 8-20 wt%

Velocidad de la corriente < 10 fps (3,0 m/s)

Velocidad de corrosión (estimada) 30 mpy
0.76 mm/año

Tipo de adelgazamiento General

Tabla 1. Preguntas guía pérdida de espesor.

Según API RP 581 y API RP 571, los posibles mecanismos de daño en esta planta son los siguientes:

- Corrosión por H₂S/H₂ a altas temperaturas.
- Corrosión por aguas ácidas.
- Creep (termofluencia lenta).
- Corrosión bajo tensión por H₂S húmedo.
- Corrosión bajo depósito.
- Daño en recubrimiento interno.
- Daño externo.
- Daño en la aislación.
- Fractura frágil.
- Daño por hidrógeno.

En esta planta, el receptor separador de gotas del gas ácido de entrada resultó de riesgo medio alto (2E). En las tablas 1-3 se presentan las preguntas guía para evaluar la susceptibilidad a los daños propuestos en la metodología IBR (API RP 581) para este equipo en particular.

Como resultado de los análisis arriba expuestos, se obtiene el subfactor módulo técnico (TMSF), que es una probabilidad relativa a la probabilidad genérica de falla. Se busca que este factor resulte menor a 10 para mantener la probabilidad de falla del equipo dentro del orden de magnitud de la probabilidad genérica de falla. Los factores que afectan el valor de TMSF son la frecuencia y efectividad de las próximas inspecciones.

En la tabla 4 se muestra el resumen del TMSF para los diferentes tipos de daño y el TMSF SUMA.

Se puede notar que, en este equipo, la pérdida de espesor (*Thinning*) resulta un factor crítico. Además, según la experiencia del personal de operaciones, si la temperatura de este equipo queda por debajo de 80 °C, se forman las sales de amonio que envenenan los catalizadores.

La concentración de sales de amonio también tiene un impacto directo en la velocidad de corrosión (ver tabla 1), con lo cual resulta un punto de alta criticidad, motivo por el que se decidió modificar el diseño y colocar una alarma de baja temperatura.

Es importante tener en cuenta que los equipos de esta planta contienen un fluido letal, donde un escape puede tener consecuencias catastróficas.

Del análisis realizado a los hornos

de esta planta, surgió que la condición del refractario es crítica para mantener la integridad del equipo, ya que el material de construcción no soportaría las altas temperaturas a las que opera el horno (debido a la exotermia de la reacción Claus). En el plan de inspección, se agregó una termografía anual, con lo cual es posible monitorear la condición del refractario sin la necesidad de ingresar al horno. También es crítica la aislación donde el horno reactor limita con el sector del *Waste Heat Boiler*, ya que si esta falla, los tubos se verían afectados seriamente por el choque térmico.

En la tabla 5 se muestra el valor de TMSF del horno, con el refractario en buen estado.

Si se produce una falla en el refractario del horno, el metal base tendría que soportar la temperatura de trabajo del horno (superior a 1.200 °C), y se debería agregar el daño por adelgazamiento y *creep*, con lo cual el valor del TMSF sería de 24334. Es decir, hablando en términos de probabilidad de falla, que la probabilidad genérica de falla se multiplicaría por 24334, o sea, aumentaría 4 órdenes de magnitud.

Un punto crucial para conservar la integridad de los equipos y las líneas de las plantas de recuperación de azufre es mantener un control estricto en la temperatura del *tracing* de las cañerías, a fin de mantener la temperatura por encima de la temperatura de rocío del H₂S, dado que si el ácido pasa al estado líquido, las velocidades de corrosión en acero al carbono se incrementan en forma considerable.

Planta de hidrodesulfurización

La planta de hidrotratamiento de gasoil se analizó siguiendo los lineamientos planteados por el IBR.

Según API RP 581 y API RP 571, los posibles mecanismos de daño en esta planta son los siguientes:

- Corrosión por H₂S/H₂ a altas temperaturas.
- Fractura frágil por revenido.
- Corrosión bajo tensión por ácidos politiónicos (PTA).
- Corrosión generalizada (adelgazamiento).
- Corrosión por aminas.
- Corrosión por H₂S húmedo (águas ácidas).

1. Fisuración caustica		No Susceptible
<input type="checkbox"/> si	¿El material de construcción es de acero al carbono o de baja aleación?	
<input type="checkbox"/> no	¿Contiene el medio productos causticos en alguna concentración?	
2. Fisuración por Aminas		No Susceptible
<input type="checkbox"/> si	¿El material de construcción es de acero al carbono o de baja aleación?	
<input type="checkbox"/> no	¿Se encuentra el equipo expuesto a aminas para el tratamiento de gas ácido?	
3.1. SSC-H2S 3.2. SOHIC-H2S		Susceptible
<input type="checkbox"/> si	¿El material de construcción es de acero al carbono o de baja aleación?	
<input type="checkbox"/> si	¿El medio contiene agua y H ₂ S?	
4. Fisuración por Carbonatos		No Susceptible
<input type="checkbox"/> si	¿El material de construcción es de acero al carbono?	
<input type="checkbox"/> no	¿Contiene el medio agua con un pH > 7,5?	
5. Fisuración por Ácidos politiónicos (PTA)		No Susceptible
<input type="checkbox"/> no	¿El material de construcción es un acero inoxidable austenítico o de aleación base Níquel?	
<input type="checkbox"/> si	¿El equipo es expuesto a compuestos con azufre?	
6. Fisuración por Corrosión bajo tensión por Cloruros (CISCC)		No Susceptible
<input type="checkbox"/> no	¿El material de construcción es un acero inoxidable austenítico?	
<input type="checkbox"/> no	¿El equipo es expuesto o potencialmente expuesto a cloruros y agua? (Ver Nota)	
<input type="checkbox"/> si	¿La temperatura de operación se encuentra entre 100°F (37,8°C) y 300°F (148,9°C)?	
7. Fisuración bajo tensión por H₂		No Susceptible
<input type="checkbox"/> si	7.1. HSC-HF 7.2. HIC/SOHIC-HF ¿El material de construcción es de acero al carbono o de baja aleación?	
<input type="checkbox"/> no	¿El equipo es expuesto a ácido fluorhídrico (HF)?	

SSC/HIC/SOHIC (Punto 3 precedente)

Susceptible

<input type="checkbox"/> si	¿El material de construcción es de acero al carbono o de baja aleación?
<input type="checkbox"/> si	¿El medio contiene agua y H ₂ S?

3.1 - Acción del sulfuro: "cracking" bajo tensión

Presencia de agua (Startup, Shutdown, Upset)	<input checked="" type="radio"/> SI <input type="radio"/> NO
Contenido de H ₂ S en Agua	> 10.000 ppm
pH del Agua	5,5 a 7,5
Máxima Dureza Brinell	< 200
Presencia de Cianidas	<input checked="" type="radio"/> SI <input type="radio"/> NO
Alivio de tensiones (Ej.: PWHT)?	<input checked="" type="radio"/> SI <input type="radio"/> NO
Susceptibilidad	Not Susceptibility

3.2 - Inducción de "Cracking" por hidrógeno y "Cracking" por hidrógeno inducido por esfuerzos orientados en servicios de Sulfuro de Hidrógeno (HIC/SOIC-H₂S)

Presencia de agua (Startup, Shutdown, Upset)	<input checked="" type="radio"/> SI <input type="radio"/> NO
Contenido de H ₂ S en Agua	> 10.000 ppm
pH del Agua	5,5 a 7,5
Contenido de Azufre en la placa de acero	0,002-0,01% S
Presencia de Cianidas	<input checked="" type="radio"/> SI <input type="radio"/> NO
Alivio de tensiones (Ej.: PWHT)?	<input checked="" type="radio"/> SI <input type="radio"/> NO
Forma del producto utilizado p/ la fabricación	<input checked="" type="radio"/> PLATE <input type="radio"/> PIPE
Susceptibilidad	Low Susceptibility

Tabla 2. Preguntas guía corrosión bajo tensión.

1. Fractura frágil por Baja Temperatura / Baja Tenacidad No Susceptible

si ¿El material de construcción es de acero al carbono o de baja aleación?

si ¿Conoce la MDMT?

no ¿Puede la temperatura de operación estar por debajo de la MDMT? (Ver nota)

2. Fragilización por revenido No Susceptible

no ¿Es el material un acero 1 ½ Cr-1/2 Mo, 2 ½ Cr-1/2 Mo o 3 Cr-1 Mo?

no ¿La temperatura de operación esta entre 650°F (343°C) y 1070°F (575°C)?

3. Fragilización a 885°F (474°C) No Susceptible

no ¿Es el material un acero inoxidable ferrítico con alto contenido de cromo (>12%)?

no ¿La temperatura de operación esta entre 700°F (371°C) y 1050°F (565°C)?

4. Fragilización por Fase Sigma No Susceptible

no ¿Es el material un acero inoxidable austenítico?

no ¿La temperatura de operación esta entre 1100°F (593°C) y 1700°F (927°C)?

Tabla 3. Preguntas guía fractura frágil.

SUMAR: Thinning SCC HTHA F.Tube M.Fatig. B.Fract. Lining Ext.Dam

Año	Thinning		SCC		HTHA		FT		ME		BF		Lining		ED		SUMA	
	CI	SI	CI	SI	CI	SI	CI	SI	CI	SI	CI	SI	CI	SI	CI	SI	CI	SI
2012	1	1	1	1	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	0	0	N/A	N/A	1	1	3	3
2013	1	1	1	1	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	0	0	N/A	N/A	1	1	3	3
2014	1	2	2	2	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	0	0	N/A	N/A	1	1	4	5
2015	36	66	3	3	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	0	0	N/A	N/A	1	1	40	71
2016	140	449	1	5	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	0	0	N/A	N/A	1	1	142	455
2017	185	587	2	6	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	0	0	N/A	N/A	1	1	188	593
2018	135	711	3	7	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	0	0	N/A	N/A	1	1	139	720
2019	186	857	5	9	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	0	0	N/A	N/A	1	1	191	867
2020	378	2046	1	10	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	0	0	N/A	N/A	1	1	380	2057
2021	529	2376	2	11	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	0	0	N/A	N/A	1	1	532	2389
2022	525	2707	3	13	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	0	0	N/A	N/A	1	1	529	2721
2023	791	3101	5	14	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	0	0	N/A	N/A	1	1	796	3116
2024	#N/A	#N/A	1	15	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	0	0	N/A	N/A	1	1	#N/A	#N/A
2025	#N/A	#N/A	2	17	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	0	0	N/A	N/A	1	2	#N/A	#N/A
2026	#N/A	#N/A	3	18	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	0	0	N/A	N/A	1	3	#N/A	#N/A
2027	#N/A	#N/A	5	20	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	0	0	N/A	N/A	1	5	#N/A	#N/A
2028	#N/A	#N/A	1	21	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	0	0	N/A	N/A	1	8	#N/A	#N/A
2029	#N/A	#N/A	2	23	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	0	0	N/A	N/A	1	13	#N/A	#N/A
2030	#N/A	#N/A	3	24	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	0	0	N/A	N/A	2	27	#N/A	#N/A
2031	#N/A	#N/A	5	26	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	0	0	N/A	N/A	2	41	#N/A	#N/A

Tabla 4. Tabla resumen de los TMSF para los distintos tipos de daño y total – Equipo: receptor separador de gotas.

SUMAR: Thinning SCC HTHA F.Tube M.Fatig. B.Fract. Lining Ext.Dam

Año	Thinning		SCC		HTHA		FT		ME		BF		Lining		ED		SUMA	
	CI	SI	CI	SI	CI	SI	CI	SI	CI	SI	CI	SI	CI	SI	CI	SI	CI	SI
2012	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	1	1	N/A	N/A	1	1
2013	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	1	1	N/A	N/A	1	1
2014	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	2	2	N/A	N/A	2	2
2015	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	4	4	N/A	N/A	4	4
2016	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	1	9	N/A	N/A	1	9
2017	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	1	16	N/A	N/A	1	16
2018	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	2	30	N/A	N/A	2	30
2019	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	4	53	N/A	N/A	4	53
2020	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	1	89	N/A	N/A	1	89
2021	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	1	146	N/A	N/A	1	146
2022	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	2	230	N/A	N/A	2	230
2023	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	4	351	N/A	N/A	4	351
2024	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	1	518	N/A	N/A	1	518
2025	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	1	738	N/A	N/A	1	738
2026	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	2	1017	N/A	N/A	2	1017
2027	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	4	1358	N/A	N/A	4	1358
2028	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	1	1758	N/A	N/A	1	1758
2029	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	1	2209	N/A	N/A	1	2209
2030	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	2	2697	N/A	N/A	2	2697
2031	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	4	3000	N/A	N/A	4	3000

Tabla 5. Tabla resumen de los TMSF para los distintos tipos de daño y total – Equipo: hornos.

- Corrosión bajo tensión por H₂S (SSC, HIC, SOHIC).
- Daño a la aislación / Daño externo / Corrosión bajo aislación.
- Fractura frágil.
- Degradación recubrimiento interno.
- Ataque por hidrógeno a alta temperatura (HTHA).
- Oxidación a altas temperaturas.

En esta planta, el reactor resultó de riesgo alto (3E). En las tablas 6-8 se presentan las preguntas guía para evaluar la susceptibilidad a los daños propuestos en la metodología IBR (API RP 581) para este equipo en particular.

En la tabla 9 se muestra el resumen del TMSF para los diferentes tipos de daño y el TMSF SUMA.

En equipos que poseen recubrimiento interno o *clad*, el método de análisis es estudiar la condición del recubrimiento en las condiciones de operación, y luego analizar el equipo como si no poseyera el recubrimiento interno.

El método requiere la comparación de ambas situaciones, eligiendo el daño de menor valor de TMSF, ya que si el *lining* tiene un TMSF menor al *Thinning*, esto indica que el recubrimiento interno está en buenas condiciones y que el fluido de proceso no tiene contacto con el metal base, por lo cual no será necesario tener en cuenta la pérdida de espesor. Si, por el contrario, el TMSF del recubrimiento es alto, esto indica que el recubrimiento se encuentra en malas condiciones y que posiblemente el fluido de proceso se ponga en contacto con el metal base y este se corroa.

En este caso, se tiene en cuenta

<input type="checkbox"/> no	1. Corrosión por Acido Clorhídrico (HCl)	No Susceptible
<input type="checkbox"/> no	¿Contiene el proceso Acido Clorhídrico (HCl)?	
<input type="checkbox"/> no	¿Hay agua presente en la corriente de proceso (Incluyendo condiciones de condensación inicial)?	
<input type="checkbox"/> no	¿Es el pH < 7,0?	
<input type="checkbox"/> no	2. Corrosión por Acido Nitrénico / Sulfídico a altas temperaturas	No Susceptible
<input type="checkbox"/> no	¿Contiene el proceso crudo con compuestos de sulfuro?	
<input type="checkbox"/> sí	¿Es la temperatura de operación > 400°F (204°C)?	
<input type="checkbox"/> sí	3. Corrosión H₂S/H₂ a altas temperaturas	Susceptible
<input type="checkbox"/> sí	¿Contiene el proceso Acido Sulfídico (H ₂ S) e Hidrogeno?	
<input type="checkbox"/> sí	¿Es la temperatura de operación > 400°F (204°C)?	
<input type="checkbox"/> no	4. Corrosión por Acido sulfúrico (H₂SO₄)	No Susceptible
<input type="checkbox"/> no	¿Contiene el proceso Acido Sulfúrico (H ₂ SO ₄)?	
<input type="checkbox"/> no	5. Corrosión por Acido fluorhídrico (HF)	No Susceptible
<input type="checkbox"/> no	¿Contiene la corriente de proceso Acido fluorhídrico (HF)?	
<input type="checkbox"/> no	6. Corrosión por agua ácida	No Susceptible
<input type="checkbox"/> no	¿Se encuentra agua con H ₂ S presente?	
<input type="checkbox"/> no	7. Corrosión por aminas	No Susceptible
<input type="checkbox"/> no	¿Se encuentra el equipo expuesto a aminas para el tratamiento de gas ácido?	
<input type="checkbox"/> no	8. Oxidación a altas temperaturas	No Susceptible
<input type="checkbox"/> no	¿Es la temperatura > 900°F (480°C)?	
<input type="checkbox"/> no	¿Hay oxígeno presente?	

Corrosión H₂S / H₂ a altas temperaturas (Punto 3 precedente)

Susceptible

<input type="checkbox"/> sí	¿Contiene el proceso Acido Sulfídico (H ₂ S) e Hidrogeno?
<input type="checkbox"/> sí	¿Es la temperatura de operación > 400°F (204°C)?

Material de construcción	Acero al carbono - Acero 1.1/4% y 2.1/4% Cr
Temperatura	651-700°F (344-371°C)
Contenido de H ₂ S en la corriente (% molar)	> 1
Tipo de Hidrocarburo presente	<input type="radio"/> NAFTA <input checked="" type="radio"/> GAS OIL
Velocidad de corrosión (estimada)	61 mpy 1,55 mm/año
Tipo de adelgazamiento	General

Tabla 6. Preguntas guía pérdida de espesor.

el valor de TMSF correspondiente al metal base, dado que el *lining* no es resistente al medio.

El mecanismo de fractura frágil no puede ser controlado mediante actividades de inspección, por lo que se

1. Fisuración caustica		No Susceptible
<input type="checkbox"/> no	¿El material de construcción es de acero al carbono o de baja aleación?	
<input type="checkbox"/> no	¿Contiene el medio productos causticos en alguna concentración?	
2. Fisuración por Aminas		No Susceptible
<input type="checkbox"/> no	¿El material de construcción es de acero al carbono o de baja aleación?	
<input type="checkbox"/> no	¿Se encuentra el equipo expuesto a aminas para el tratamiento de gas ácido?	
3.1. SSC-H2S 3.2. SOHIC-H2S		No Susceptible
<input type="checkbox"/> no	¿El material de construcción es de acero al carbono o de baja aleación?	
<input type="checkbox"/> no	¿El medio contiene agua y H ₂ S?	
4. Fisuración por Carbonatos		No Susceptible
<input type="checkbox"/> no	¿El material de construcción es de acero al carbono?	
<input type="checkbox"/> no	¿Contiene el medio agua con un pH > 7.5?	
5. Fisuración por Ácidos politiónicos (PTA)		Susceptible
<input type="checkbox"/> sí	¿El material de construcción es un acero inoxidable austenítico o de aleación base Níquel?	
<input type="checkbox"/> sí	¿El equipo es expuesto a compuestos con azufre?	
6. Fisuración por Corrosión bajo tensión por Cloruros (CISCC)		No Susceptible
<input type="checkbox"/> sí	¿El material de construcción es un acero inoxidable austenítico?	
<input type="checkbox"/> no	¿El equipo es expuesto o potencialmente expuesto a cloruros y agua? (Ver Nota)	
<input type="checkbox"/> no	¿La temperatura de operación se encuentra entre 100°F (37.8°C) y 300°F (148.9°C)?	
7. Fisuración bajo tensión por H₂ 7.1. HSC-HF 7.2. HIC/SOHIC-HF		No Susceptible
<input type="checkbox"/> no	¿El material de construcción es de acero al carbono o de baja aleación?	
<input type="checkbox"/> sí	¿El equipo es expuesto a ácido fluorhídrico (HF)?	

Fisuración por ácidos politiónicos (PTA) (Punto 5 precedente) **Susceptible**

<input type="checkbox"/> sí	¿El material de construcción es un acero inoxidable austenítico o de aleación base Níquel?
<input type="checkbox"/> sí	¿El equipo es expuesto a compuestos con azufre?

Expuesto a S, O ₂ y H ₂ O (Operation, Shutdown, etc)	<input checked="" type="radio"/> SI <input type="radio"/> NO
Material de Construcción	SS 347, Alloy 20 y 625, All Austenitic weld overlay
Historia Térmica del material	Solution Annealed (default)
Máxima Temperatura de Operación	<input type="radio"/> </= 800°F <input checked="" type="radio"/> > 800°F
Protección en paradas (NACE RP 0170)	<input checked="" type="radio"/> SI <input type="radio"/> NO
Susceptibilidad	Low Susceptibility

Tabla 7. Preguntas guía corrosión bajo tensión.

1. Fractura frágil por Baja Temperatura / Baja Tenacidad		No Susceptible
<input type="checkbox"/> no	¿El material de construcción es de acero al carbono o de baja aleación?	
<input type="checkbox"/> no	¿Conoce la MDMT?	
<input type="checkbox"/> no	¿Puede la temperatura de operación estar por debajo de la MDMT? (Ver nota)	
2. Fragilización por revenido		Susceptible
<input type="checkbox"/> sí	¿Es el material un acero 1 ½ Cr-1/2 Mo, 2 ½ Cr-1/2 Mo o 3 Cr-1 Mo?	
<input type="checkbox"/> sí	¿La temperatura de operación esta entre 650°F (343°C) y 1070°F (575°C)?	
3. Fragilización a 885°F (474°C)		No Susceptible
<input type="checkbox"/> no	¿Es el material un acero inoxidable ferrítico con alto contenido de cromo (>12%)?	
<input type="checkbox"/> sí	¿La temperatura de operación esta entre 700°F (371°C) y 1050°F (565°C)?	
4. Fragilización por Fase Sigma		No Susceptible
<input type="checkbox"/> sí	¿Es el material un acero inoxidable austenítico?	
<input type="checkbox"/> no	¿La temperatura de operación esta entre 1100°F (593°C) y 1700°F (927°C)?	

Datos reportados a la fecha:	01/10/12
Presión de operación	58,60 kgf/cm ²
Temperatura de operación	361,00 °C
Especificación y Grado del material de construcción	SA 387 Gr 11 Cl. 2
Normalizado	<input checked="" type="radio"/> SI <input type="radio"/> NO
Espesor	65,00 mm
Tratamiento Post Soldadura (PWHT)	<input checked="" type="radio"/> SI <input type="radio"/> NO
Tiempo en el servicio actual	0 años
Año de entrada en el actual servicio	2012
Control administrativo para el manejo de condiciones Upsets	<input checked="" type="radio"/> SI <input type="radio"/> NO

recomienda que se tomen medidas preventivas, tales como la despresurización del equipo antes de la parada del mismo. En el plan de inspección de aquellos equipos que presentan este modo de falla se especificó esta recomendación y se realizó la modificación correspondiente en el manual de operaciones.

Del análisis realizado surgió la recomendación de realizar la protección en paradas según NACE RP 0170, para disminuir o eliminar la susceptibilidad a la corrosión bajo tensión por ácidos politiónicos.

La práctica recomendada por la NACE RP 0170 indica las acciones a realizar para proteger los equipos frente a la acción de los ácidos politiónicos. Se pueden realizar distintos procedimientos, que dependen del equipo a proteger y sus condiciones de servicio: protección con purga de nitrógeno, protección por lavado con Soda Ash y protección usando aire seco.

Adicionalmente, en el análisis se encontró que otro punto crítico de la planta eran los aerofriadores de efluente del reactor. Debido a la alta velocidad de corrosión esperada en los mismos, se definió realizar una toma de espesores *baseline* en todos los tubos que se tenga acceso, cuando los mismos se encuentren a la temperatura de trabajo. Se recomendó realizar mediciones de espesor en servicio en forma anual. De este modo, se podrá obtener la velocidad de corrosión real del equipo en un corto tiempo.

Conclusiones

Si bien el análisis por IBR fue desarrollado para plantas que están en funcionamiento, surge ante la necesidad un nuevo concepto: el de diseño basado en riesgo.

De esta forma, respetando los lineamientos de la API RP 580/581, se analizaron equipos que están en su etapa de diseño.

Así, fue posible determinar ciertas modificaciones tanto al diseño mecánico como al manual de operaciones. Esto permitirá que, cuando la planta entre en régimen, disminuya la susceptibilidad a ciertos daños a través de la inspección, o permitirá el monitoreo de los mismos y, por consiguiente, se disminuirá el riesgo.

Análisis de fractura frágil por Fragilización por revenido

Temperatura de ensayo de impacto o MDMT °C
 Min.temp. de oper. (condic. normales y/o upsets) o temp.de diseño °C

Fuente para el calculo de DFATT (En orden decreciente en precision)

1. Analisis de ingeniería o ensayos actualizados de muestras del metal °C

2. A partir del DFATT determinado en el test SCE
 DFATT determinado en el test SCE °C
 Horas en servicio a la fecha horas
 DFATT actual en servicio °C

3. A partir de la composicion química y del Factor J
 Composicion química del acero

<input type="text" value="0,63"/>	% Si
<input type="text" value="0,47"/>	% Mn
<input type="text" value="0,00"/>	% P
<input type="text" value="0,01"/>	% Sn
<input type="text" value="1,03"/>	
<input type="text" value="-28,55"/>	°C

Factor J (Calculado a partir de la Comp. Quim. del acero)
 DFATT calculado a partir del Factor J

4. Se adopta de manera conservadora un valor de 150°F.

DFATT Adoptado °C

TMSF_Fractura frágil por Fragilización por revenido

Tabla 8. Preguntas guía fractura frágil.

SUMAR: Thinning SCC HTHA F.Tube M.Fabg. B.Fract. Lining Ext.Dam

Año	Thinning		SCC		HTHA		FT		MF		BF		Lining		ED		SUMA	
	CI	SI	CI	SI	CI	SI	CI	SI	CI	SI	CI	SI	CI	SI	CI	SI	CI	SI
2012	2	2	50	50	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	4	4	N/A	N/A	N/A	N/A	56	56
2013	2	2	107	107	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	4	4	N/A	N/A	N/A	N/A	113	113
2014	2	2	167	167	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	4	4	N/A	N/A	N/A	N/A	173	173
2015	2	2	230	230	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	4	4	N/A	N/A	N/A	N/A	236	236
2016	2	4	5	294	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	4	4	N/A	N/A	N/A	N/A	11	301
2017	6	12	11	359	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	4	4	N/A	N/A	N/A	N/A	20	374
2018	32	62	17	425	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	4	4	N/A	N/A	N/A	N/A	53	491
2019	155	291	23	492	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	4	4	N/A	N/A	N/A	N/A	182	787
2020	194	662	2	561	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	4	4	N/A	N/A	N/A	N/A	200	1226
2021	269	870	4	629	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	4	4	N/A	N/A	N/A	N/A	277	1504
2022	317	985	7	699	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	4	4	N/A	N/A	N/A	N/A	320	1688
2023	355	1104	9	769	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	4	4	N/A	N/A	N/A	N/A	368	1877
2024	203	1228	1	840	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	4	4	N/A	N/A	N/A	N/A	208	2072
2025	236	1340	2	911	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	4	4	N/A	N/A	N/A	N/A	242	2255
2026	274	1435	3	983	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	4	4	N/A	N/A	N/A	N/A	281	2423
2027	315	1546	5	1056	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	4	4	N/A	N/A	N/A	N/A	324	2606
2028	243	1689	1	1128	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	4	4	N/A	N/A	N/A	N/A	248	2822
2029	293	1832	2	1202	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	4	4	N/A	N/A	N/A	N/A	299	3038
2030	350	1975	3	1275	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	4	4	N/A	N/A	N/A	N/A	357	3255
2031	409	2118	5	1349	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	4	4	N/A	N/A	N/A	N/A	417	3472

Tabla 9. Tabla resumen de los TMSF para los distintos tipos de daño y total. Equipo: reactor.

De los análisis semicuantitativos realizados, surgen planes de inspección a medida de cada equipo. Por

ejemplo, en equipos donde la pérdida de espesor sea un factor determinante de su integridad mecánica, se solicita-

ron ventanas de inspección a fin de monitorear el proceso corrosivo sin necesidad de la salida de servicio de los mismos.

También aparecen recomendaciones para operaciones y mantenimiento para los daños que no se pueden gestionar a partir de la inspección, como por ejemplo la fractura frágil, o instrucciones para la salida de servicio para evitar el ataque por ácidos politiónicos.

La optimización de las inspecciones de un equipo se puede plantear, como en el presente trabajo, también en equipos que forman parte de un proyecto durante la etapa de diseño, estudiando sistemáticamente los mecanismos de degradación asociados a su servicio. De esta manera, es posible comenzar con la operación de una planta conociendo sus puntos críticos relacionados con la integridad y, adicionalmente, tomar acciones en la etapa de diseño, que redunden en evitar problemas a los largo de la vida útil de la misma. La ventaja de realizar el análisis antes de la construcción de la planta es la posibilidad de hacer cambios en el diseño que eviten complicaciones a la hora que la planta esté en plena producción. ■

Referencias

- API RP 580 "Risk Based Inspection", 1ª ed. mayo de 2002, American Petroleum Institute.
- API RP 580 "Risk Based Inspection Technology", 2ª ed. septiembre de 2008, American Petroleum Institute.
- API RP 571 "Damage Mechanisms Affecting Fixed Equipment in the Refining Industry", 1ª ed. diciembre de 2003, American Petroleum Institute.