

Integridad de plantas

Por **René Eugenio Cáceres**
Repsol YPF

En la primera etapa de implementación del sistema de gestión de integridad se precisó el objetivo identificando sus fortalezas y debilidades y se definieron los planes de monitoreo e inspección, que pondremos en marcha en una segunda etapa. Los resultados que obtendremos serán utilizados para realimentar el sistema y calcular la vida remanente de los equipos y los planes de mitigación.

Introducción

En este trabajo presentamos los resultados correspondientes a la formulación del programa de gestión de integridad, análisis de riesgo, monitoreo y planes de inspección.

El estudio efectuado abarca los siguientes puntos:

- Análisis de mecanismo de daño.
- Análisis de riesgo cualitativo y semicuantitativo.
- Formulación del programa de monitoreo.
- Formulación del programa de inspección.
- Formulación del programa de mitigación.

La figura 1 es un resumen de las tareas realizadas en el sistema de gestión de integridad de plantas.

Plan de Integridad de Plantas

En el desarrollo del Plan de Integridad lo primero fue definir las etapas y sus relaciones entre sí, reflejadas en la figura 2.

Las etapas son las siguientes:

- **Estrategia:** en la estrategia definimos los objetivos, alcance, estructura de trabajo, recursos necesarios para llevar adelante el Plan de Integridad de Plantas.
- **Análisis de riesgo:** es la herramienta que nos permite definir los planes de inspección. Este análisis tiene tres niveles de complejidad que son: análisis de riesgo cualitativo, análisis de riesgo semicuantitativo y análisis de riesgo cuantitativo. En nuestro caso, el nivel es análisis de riesgo semicuantitativo.
- **Programa de control:** redactamos los procedimientos de inspección y procedimientos de cómo vamos a incluir los planes de inspección con los planes de mantenimiento de los equipos. Además, realizamos una estimación de los costos de implementación del estudio de riesgo y las inspecciones.
- **Implementación del sistema de monitoreo:** está contemplado el plan de monitoreo que abarca un análisis de los componentes agresivos presentes en el sistema y la metalurgia de los equipos, tanques y líneas. Luego de hacer el análisis se definen los puntos, técnicas, frecuencias y KPI.
- **Implementación del sistema de inspección:** realizamos un análisis de los mecanismos de daño presentes y de las técnicas de inspección más adecuadas para detectar su presencia o ausencia, confeccionamos un pliego de inspección en el cual se incluyeron todas las técnicas de inspecciones como así también el volumen de trabajo de inspección.

Mecanismos de daño

La identificación de los mecanismos de daño y los modos de falla en cada componente de una unidad de proceso tienen crucial importancia en

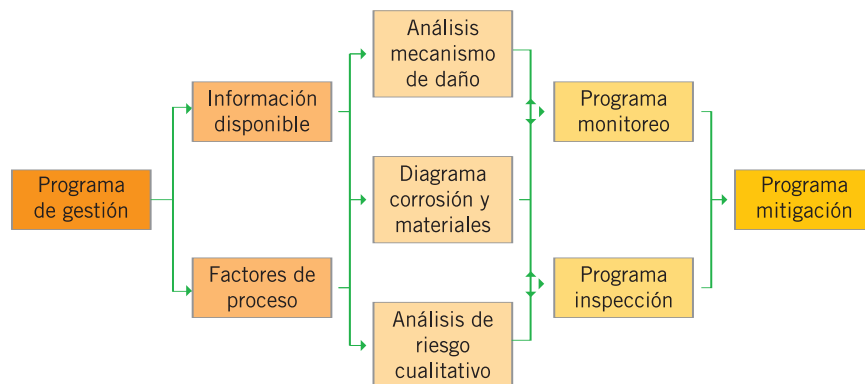


Figura 1. Tareas realizadas en el Plan de Integridad de Plantas.

la calidad y efectividad del plan de inspección basado en riesgo. La eficacia de un plan de inspección está directamente relacionada con la factibilidad de detección anticipada de cualquier tipo de daño activo en el equipo en servicio. Los mecanismos de daño y la velocidad de corrosión son los principales parámetros que definen la probabilidad, mientras que la consecuencia se determina en función del modo de falla.

Los mecanismos de daño considerados se agrupan en cuatro categorías:

- Pérdida de espesor.
- Corrosión bajo tensiones (SCC).

- Metalúrgicos o ambientales.
- Mecánicos.

La información que alimentó el sistema se detalla en la figura 3 y abarca datos de proceso, información de equipos e información de sistemas de seguridad. La información del proceso está dividida en diagramas tales como los de flujo, y P&ID.

Para llevar adelante este tipo de análisis deben estar los P&ID actualizados.

La información necesaria de los fluidos es: iones presentes, concentraciones, propiedades químicas, propiedades físicas, tanto en las fases líquidas como gaseosas.

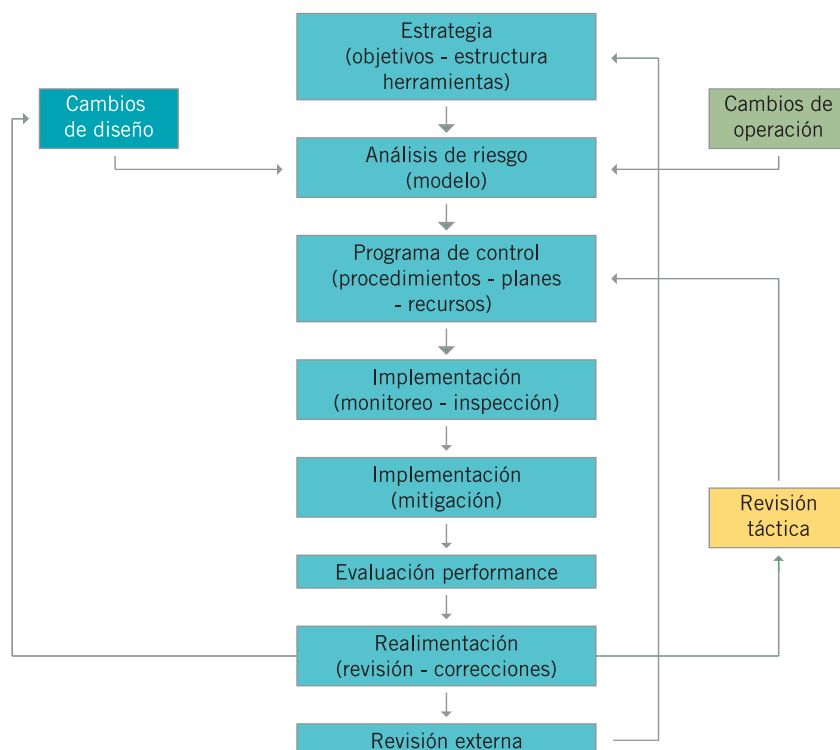


Figura 2. Plan de Integridad.

Figura 3. Mecanismos de fallas presentes en el proceso.

Falla	Mecanismo	Comportamiento	Variables
Pérdida de espesor	por Co2 Bajo aislación MIC	Localizado General - localizado Localizado	Co2 - procesado H2O SBR-O2-proceso
	Erosión-corrosión	Localizado	Proceso - sólidos geometría
	Picado	Localizado	Proceso - fluidos
Corrosión bajo tensiones	HIC	Localizado	H ₂ S - temperatura - pH
	SIC	Localizado	H ₂ S - temperatura - pH metalurgia
Metalúrgica	Grafitización	Localizado	Temperatura - tiempo
Mecánica	Creep	Localizado	Temperatura - carga

Información de los equipos: debemos conocer los datos de diseño, materiales, y alcance de las inspecciones de fabricación. En caso de no contar con alguno de ellos, se penaliza al equipo tomando la peor condición.

Información de los sistemas de seguridad: impacta directamente sobre las consecuencias de una falla. Contempla datos de sistemas de protección contra incendio, protecciones a tierra, clasificación de áreas y cantidad y calidad de sensores para detectar gases.

Diagrama de corrosión y materiales

A partir de estos datos y realizando un análisis preliminar, se elaboró el Diagrama de Corrosión y Materiales (DC&M).

En el DC&M están identificadas las líneas, los equipos con los datos de diseño, los fluidos con los valores de concentración, las velocidades de corrosión.

Luego de haber determinado los mecanismos de daño potencialmente activos en los equipos en operación se observa que los tipos de corrosión pueden ser corrosión generalizada, corrosión localizada, SCC y fisuración, debido principalmente a los siguientes factores:

- Concentración de sulfhídrico.
- Concentración de dióxido.
- Concentración de oxígeno, cloruro y sulfato.
- Temperatura.
- Ausencia de tratamiento térmico en soldaduras.

Análisis de riesgo

El análisis de riesgo se llevó a cabo

considerando tres tipos de sistemas distintos: equipos (separadores e intercambiadores), tanques y líneas (colectores principales de proceso).

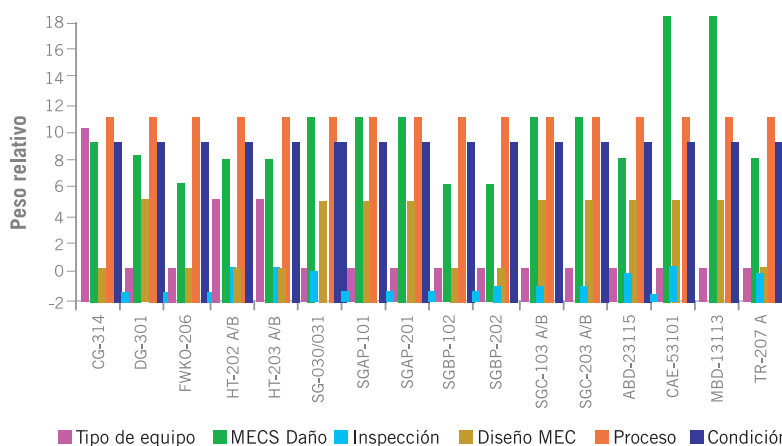
Probabilidad de falla

La determinación de la probabilidad de falla de cada equipo se obtiene mediante la evaluación de seis factores principales. Cada factor posee un peso relativo y de su combinación surge el nivel de probabilidad de falla. Convencionalmente (API 581), la probabilidad de falla se representa en el eje vertical de la matriz de riesgo.

Los seis factores que intervienen en la probabilidad de falla son:

- Complejidad del sistema (tipo de equipo analizado).
- Mecanismos de daño.
- Inspección.
- Condición del equipo.
- Naturaleza del proceso.
- Diseño del equipo.
- Complejidad del sistema

Factores de incidencia en la probabilidad de falla de equipos



Este factor está relacionado con el número de componentes que posee cada tipo de equipo, sujetos a una determinada potencialidad de falla.

• Mecanismos de daño

El factor mecanismo de daño es una medida del riesgo asociada a los mecanismos posibles de ocurrencia en cada equipo. Estos mecanismos se subdividen en pérdida de espesor, corrosión bajo tensiones, degradación metalúrgica o ambiental y degradación mecánica (figura 3).

Los mecanismos de daño potencialmente factibles en la PTC son los siguientes.

Corrosión por CO₂: este tipo de corrosión ocurre cuando el dióxido de carbono se disuelve en agua para formar ácido carbónico (H₂CO₃). El ácido puede provocar una disminución en el pH y promover la corrosión generalizada o localizada del acero al carbono. Los factores críticos de este mecanismo son los siguientes: presión parcial de CO₂, pH, temperatura, tipo y velocidad de flujo.

Erosión-corrosión: resulta de la acción combinada del efecto erosivo, que remueve la película de óxido/dépósito protectora, y de la acción corrosiva posterior. El mecanismo de corrosión con mayor potencialidad por el efecto erosivo es el de corrosión carbónica. Los factores críticos de este mecanismo son los siguientes: corrosividad del fluido, fracción y tipo de sólidos en suspensión, tipo y velocidad de flujo.

Corrosión microbiológica (MIC): constituye una forma de corrosión causada por organismos vivos, principalmente bacterias, entre las cuales

destacan como particularmente nocivas para los aceros al carbono las especies reductoras de sulfato. La corrosión microbiológica está normalmente asociada a la presencia de tubérculos o barros, en donde es factible el desarrollo de películas orgánicas o *biofilms*. El ataque es siempre localizado, alcanzando velocidades de corrosión superiores a un milímetro por año, en tiempos relativamente cortos.

HIC/SSC/ampollado: mecanismos asociados a la evolución superficial de hidrógeno en fase acuosa, se producen normalmente en medio ácido o bajo condiciones de potencial electroquímico inferior a -1.1 V (Cu/CuSO₄). Con excepción del ampollado, que solamente produce ampollas superficiales provenientes de la corrosión por H₂S, el resto de los mecanismos producen fisuración, cuya propagación puede ser intergranular o transgranular, según sea el caso. El HIC (fisuración inducida por hidrógeno) constituye un mecanismo severo. El SSC (fisuración inducida por sulfuros), es un mecanismo corrosivo asistido por tensiones mecánicas, en presencia de H₂S.

CUI: es la corrosión resultante por la acumulación de agua o humedad debajo del aislamiento térmico. Las aislaciones con lana mineral son las más propensas a sufrir este tipo de corrosión.

• Inspección

Este factor provee una medida de la efectividad del programa actual de inspección y de su habilidad para identificar o anticipar los mecanismos de daño presentes en los equipos.

• Condición del equipo

Establece un peso relativo conforme al estado actual del equipo desde el punto de vista del mantenimiento y de la vida útil en servicio. Este factor se consideró constante para todos los equipos actualmente en operación, dado que no hay registros que permitan definir diferencias objetivas.

• Naturaleza del proceso

Constituye una medida del potencial estimado para condiciones de operación anormales. Depende del número de paradas llevadas a cabo (programadas o no programadas), de la estabilidad del proceso y del potencial de ensuciamiento de los sistemas

de protección. Este factor está orientado principalmente al análisis comparativo de diferentes unidades y fue considerado como una constante para la totalidad de los equipos pertenecientes a esta planta.

• Diseño del equipo

El factor de diseño del equipo contempla el nivel de actualización de la normativa, las condiciones de presión y temperatura utilizadas en el diseño y construcción, y la conformidad con las prácticas recomendadas. Conforme a la información disponible, se aplicó un factor relacionado con la ausencia de tratamiento térmico en soldaduras expuestas a un fluido con elevado contenido de H₂S (promotor de la fragilización asistida por tensiones residuales).

Consecuencia de falla

Existen dos tipos principales de consecuencia potencial en las operaciones de producción y tratamiento de gas y petróleo; fuego y/o explosión y riesgo tóxico.

El análisis de la PTC se realizó teniendo en cuenta los fluidos principales en cada corriente. Para los casos en donde existen fluidos con riesgo mixto (fuego-explosión y tóxico), se tomó el valor de consecuencia mayor. Convencionalmente (API 581), la consecuencia se representó en el eje de las abscisas, correspondiente a la matriz de riesgo.

El nivel de consecuencia depende de ocho factores:

- Factor químico.
- Cantidad disponible.
- Factor de estado.
- Posibilidad de autoignición.
- Impacto en el negocio.
- Factor de salud y ambiente.

• Factor químico

El factor químico o tendencia a la ignición es un parámetro combinado entre el de inflamabilidad y el de reactividad. Con el propósito de ilustrar la incidencia de este factor, a título comparativo podemos citar el desgasificador, cuyo fluido principal es una combinación de metano y crudo, y que por lo tanto posee niveles elevados de inflamabilidad, contra el calentador de agua, cuyo fluido principal es agua

y que posee niveles de inflamabilidad y de reactividad nulos. Con excepción de este tipo de diferencia significativa, el resto de los equipos afectados con fluidos similares no registraron variaciones importantes en el factor de tendencia a la ignición.

• Cantidad disponible

Es la mayor cantidad de material representativo que puede ser liberada en un escenario simple de falla. Durante el análisis cualitativo se lleva a cabo una estimación de volumen probable, a partir de la cantidad de fluido disponible en cada equipo y asumiendo que es posible aislarlo rápidamente del resto de las líneas y equipos asociados (esta última hipótesis obedece al hecho de que hay un operador de planta con asignación de tiempo completo).

• Factor de estado

Es un indicador de la facilidad que posee un fluido para transformarse en vapor (*flash*) al ser liberado a la atmósfera. Las diferencias principales se registraron en función del fluido representativo determinado en cada caso (gas, agua o petróleo), por lo cual se verificó que solamente los calentadores y FWKO no se ven afectados por este factor. En el resto de los equipos, la incidencia es relativamente homogénea.

• Posibilidad de autoignición

Este factor se considera exclusivamente en aquellos sistemas donde se procesan fluidos cuya temperatura de proceso es equivalente o supera a su temperatura de autoignición. En el presente análisis no se encontró ningún caso en estas condiciones de operación.

• Impacto en el negocio

Para la evaluación del impacto en el negocio se utilizó la clasificación llevada a cabo por Repsol YPF, que determina tres categorías, conforme al impacto funcional de cada sistema: Criticidad A: impacto elevado en el negocio.

Criticidad B: impacto moderado en el negocio.

Criticidad C: impacto bajo en el negocio.

• Factor de salud y ambiente

Este factor representa una medida de la cantidad, toxicidad, capacidad

de dispersión y área probable de afectación de los compuestos que posean características tóxicas.

En este caso, el compuesto crítico de incidencia en la salud y medioambiente es el sulfuro de hidrógeno (H₂S), teniendo en cuenta las elevadas concentraciones registradas en las corrientes principales que determinan que varios equipos superen el IDLH (valor de peligrosidad inmediata para vida o salud), equivalente a 300 ppm (0.03%).

Riesgo de falla

Combinando la probabilidad de falla con la consecuencia de falla obtenemos un valor de riesgo. La matriz de riesgo de los equipos se divide en cuatro áreas y son las siguientes:

Alto: zona roja.

Medio alto: zona naranja.

Medio: zona amarilla.

Bajo: zona verde.

Del análisis de falla de todos los equipos determinamos:

- Los equipos con mayor riesgo de falla son los separadores de media presión, el exhaustor, el *scrubber* y el desgasificador.
- Los tanques con mayor riesgo de falla son las piletas API, el tanque cortador y el tanque de almacenaje.
- Las líneas con mayor riesgo de falla son el colector de media presión, el colector de gas húmedo a planta GLP y el oleoducto CHLS Centro/Norte.

Programa de monitoreo

Los sistemas de producción y tratamiento de hidrocarburos requieren la implementación de sistemas de medición, diseñados e instalados con tres objetivos:

- Determinar la velocidad de corrosión, como parámetro de evaluación de vida remanente, de la evolución del fluido de trabajo y del comportamiento del sistema frente a las variables operativas.
- Evaluar la efectividad de los programas de mitigación en servicio, como indicador de costo beneficio de los programas de mantenimiento.
- Asegurar el cumplimiento de los indicadores de los programas de gestión

de integridad, correspondientes a los activos afectados por procesos corrosivos. Existen en la actualidad distintos métodos utilizados para el monitoreo de las velocidades de corrosión, a saber: cupones de pérdida de peso, accesorios extraíbles, sensores electroresistivos, resistencia de polarización lineal, impedancia electroquímica, análisis químico y medición de espesores por ultrasonido.

Cupones de pérdida de peso: el cupón de pérdida de peso es una pequeña pieza de metal construida con el material del componente en estudio, que se utiliza para evaluar la corrosividad promedio del fluido de trabajo establecida a partir de la medición de la pérdida de peso en un periodo de tiempo determinado.

Los cupones de pérdida de peso permiten visualizar la morfología del ataque, la caracterización de productos de corrosión y depósitos, la velocidad de corrosión uniforme y localizada (picado) promedio y la identificación de los mecanismos y el origen del ataque corrosivo activo.

Tiempo de exposición: el tiempo de exposición de los cupones de pérdida de peso en el fluido de trabajo depende de la agresividad del fluido, las velocidades de flujo y la velocidad de corrosión esperada. En general, este periodo no debe ser inferior a 30 días.

Análisis: el análisis de los cupones de pérdida de peso debe llevarse a cabo siguiendo lo establecido en el estándar NACE RP0775-91: "Preparación e Instalación de Cupones de Corrosión e Interpretación de Resultados en Operaciones en Campos de Petróleo".

KPI: el KPI que surge de los cupones de pérdida de peso es la velocidad de corrosión, expresada en mpy o en mm/año. Es conveniente que este indicador se complemente con una referencia al tipo de corrosión (uniforme o localizada) y al mecanismo activo.

Sensores electroresistivos: esta técnica se basa en el seguimiento del incremento en la resistencia eléctrica de una probeta de área y geometría conocidas, a medida que disminuye su sección como consecuencia del ataque corrosivo generado por el fluido en contacto.

El uso de este método está limitado

por la formación de óxidos semiconductores y depósitos sobre la superficie de la probeta que distorsionan las mediciones, principalmente en condiciones de baja velocidad de flujo. Por esta razón, se utiliza preferentemente en sistemas gaseosos. Si bien este método permite evaluar la progresión del ataque corrosivo uniforme en el tiempo y estudiar la dinámica del proceso electroquímico en presencia de un programa de dosificación de productos químicos, no es aconsejable su utilización en presencia de un ataque corrosivo localizado.

Tiempo de exposición: el tiempo de exposición en servicio (vida útil) depende de la agresividad del fluido de trabajo, de las condiciones operativas y del material de construcción y sección del elemento sensor seleccionado.

Análisis: el análisis de las mediciones se lleva a cabo siguiendo lo establecido en NACE 3D170: "Métodos Eléctricos Modernos para la Determinación de la Velocidad de Corrosión".

KPI: el KPI para los sensores electroresistivos es la velocidad de corrosión expresada en mpy o mm/año establecido entre dos lecturas sucesivas, que pueden ser continuas o alternadas.

Análisis físicoquímico: permite caracterizar el fluido de trabajo y determinar las concentraciones de especie químicas corrosivas e incrustantes, habilitando la determinación de la tendencia correspondiente en cada caso. La extracción de las muestras debe ser efectuada por personal calificado, en estricto cumplimiento de procedimientos específicos que aseguren su representatividad. Si las muestras de fluido contienen agua líquida, es factible determinar tipo y cantidad de bacterias agresivas.

La medición de temperatura, pH y concentración de gases disueltos debe efectuarse *in situ* para evitar distorsiones producidas en las muestras.

Frecuencia de muestreo: depende de la agresividad del fluido, de las condiciones de operación y/o proceso y de los programas de mitigación en servicio.

Análisis: la medición de especies químicas y de bacterias por análisis físicoquímico está normalizada por los estándares ASTM y API (Ensayos Específicos

Aplicables a la Producción y Refinación de Hidrocarburos), habiendo una práctica o estándar recomendado para la cuantificación de cada especie.

KPI: los indicadores que surgen del análisis físicoquímico están referidos a los siguientes parámetros: oxígeno (ppb), sulfídrico (psi), dióxido de carbono (% molar) y bacterias (colonias/mililitro).

Adicionalmente, es factible determinar la tendencia (corrosiva o incrustante), aún cuando este parámetro constituye una aproximación gruesa a la cuantificación de la condición del sistema.

Ubicación de los sistemas de monitoreo: los factores de importancia en la selección de los puntos de monitoreo de corrosión son la ubicación de la fase agresiva, la caracterización hidrodinámica del fluido, el tipo de ataque y el régimen operativo. Las condiciones críticas más frecuentes, desde el punto de vista corrosivo, son las siguientes.

- Zonas de alta velocidad de flujo: erosión-corrosión y corrosión por gases disueltos.
- Zonas de baja velocidad o punto muerto: picado y corrosión microbiológica.
- Sectores localizados aguas abajo de posible ingreso de oxígeno: tanques, bombas.
- Cambios de dirección: codos, zonas de choque del fluido.
- Zonas de condensación y acumulación de agua: separadores, drenajes.
- Sectores localizados aguas abajo de puntos de dosificación de químicos.

Una consideración fundamental en el monitoreo de componentes que transportan, almacenan o procesan hidrocarburos es la de asegurar el contacto entre el elemento de medición y la fase agresiva (agua). Por esta razón, los sistemas de monitoreo se instalan preferentemente en zonas bajas de equipos o en hora seis, en el caso de cañerías. Si por razones operativas es necesario instalar el sistema desde arriba (hora 12), debe asegurarse el contacto con la fase agresiva (sistemas intrusivos), aún cuando se produzca una perturbación considerable en el régimen de flujo.

Programa de inspección

Los programas de inspección de plantas de tratamiento de petróleo y gas deben diseñarse en función de cinco objetivos:

- Verificar la condición de componentes en servicio frente a la corrosión, incrustación, solicitaciones térmicas y mecánicas.
- Establecer la necesidad de repara-

ción o reemplazo.

- Analizar la eficiencia de los sistemas de monitoreo y mitigación en servicio.
- Fijar puntos de partida y convalidar las predicciones de vida remanente.
- Proporcionar parámetros confiables para el análisis económico financiero de alternativas de ingeniería y mantenimiento.

Para el cumplimiento efectivo de

los objetivos mencionados, los programas de inspección deben contar con cuatro atributos importantes:

- Personal idóneo para la ejecución, supervisión y análisis posterior.
- Instrumental adecuado para la ejecución de los trabajos propuestos.
- Flexibilidad suficiente para permitir cambios en frecuencia, incorporación de nuevas tecnologías y adaptación a variaciones operativas, sin generar compromiso económico financiero.
- Planificación correcta para evitar trastornos en la producción, con el lucro cesante asociado.

Técnicas de inspección

Las técnicas de inspección a implementar en el programa correspondiente a la PTC El Portón están enmarcadas en los siguientes códigos:

- API RP 572: Inspección de Recipientes a Presión.
- API RP 653: Inspección, Reparación, Alteración y Reconstrucción de Tanques.
- API RP 574: Prácticas de Inspección para Componentes de Tubería.
- ASME V: Métodos No Destructivos de Inspección.

Las técnicas seleccionadas en este caso son las siguientes:

Inspección visual: para detección y verificación cualitativa de componentes, sistemas de protección anticorrosiva y depósitos superficiales.

Ultrasonido: para medición de espesores y detección y cuantificación de defectos volumétricos y planos.

Partículas magnéticas y tintas penetrantes: para detección y cuantificación de defectos en soldaduras.

Metalografía y réplicas: para verificación de alteraciones metalúrgicas significativas.

Resistencia eléctrica: para verificación del estado de sistemas de puesta a tierra de equipos y tanques.

Conclusiones

A partir de los resultados del análisis de riesgo, es posible enunciar las siguientes conclusiones.

Mecanismos de daño

- Los mecanismos potenciales primarios son por pérdida de espesor y por corrosión bajo tensiones, debido principalmente a los contenidos de H₂S y CO₂, compuestos promotores de corrosión localizada.
- Los mecanismos potenciales secundarios son metalúrgico y mecánico, asociados principalmente a la incidencia de la temperatura de proceso. Teniendo en cuenta las condiciones actuales de operación, ambos modos de falla tienen escasa influencia en la probabilidad total, pero deben considerarse para su verificación en el programa de inspección correspondiente.
- La incidencia de los mecanismos de daño en la probabilidad de falla es del 29% en el caso de equipos; del 52% en el caso de tanques; y del 46% en el caso de líneas.

Probabilidad de falla

- Los equipos con probabilidad de falla más elevada son los separadores de media presión, el exhaustor, el *scrubber*, el desgasificador y un calentador de fuego directo. Los factores dominantes son el mecanismo de daño, la condición de proceso y la ausencia de registros.
- Los recipientes con probabilidad de falla más elevada son las piletas API, en donde el mecanismo de daño, la falta de inspección y la ausencia de sistemas de protección anticorrosiva constituyen los factores principales.
- No se verifica una diferencia importante entre colectores y líneas principales de proceso, debido a que gobierna fundamentalmente la ausencia de información específica (material, espesor, tipo de costura, etc.). Adicionalmente se verifica que, en función de las presiones de operación máximas admisibles, ninguna de las líneas presenta compromiso mecánico por presencia eventual de defectos asociados a pérdida de espesor. Por lo tanto, aproximadamente el 76% de las líneas analizadas presenta probabilidad de falla media.

Consecuencia de falla

- El 52% de los equipos presenta consecuencia de falla media, mientras que en el resto la consecuencia es baja o leve. La escasa diferencia en consecuencia se debe a la compensación de cuatro factores: volumen de pérdida, daño ambiental, toxicidad e impacto en el negocio.
- No se verifican diferencias considerables en la consecuencia de falla de tanques y piletas API, dado que se compensan el volumen de pérdida con el impacto ambiental. El 62% de los sistemas presenta consecuencia de falla media.
- La consecuencia es el factor dominante en el riesgo de falla de líneas, determinando la segmentación en tres grupos: consecuencia severa 29%, consecuencia elevada 33% y consecuencia baja 38%.

Riesgo de falla

- Los equipos con mayor riesgo de falla son los separadores de media presión, el exhaustor, el *scrubber* y el desgasificador.
- Los recipientes con mayor riesgo de falla son las piletas API, el tanque cortador y el tanque de almacenaje.
- Las líneas con mayor riesgo de falla son el colector de media presión, el colector de gas húmedo a planta GLP y el oleoducto CHLS Centro/Norte.

Programa de gestión

- Monitoreo: se está implementando en líneas y en cámaras de purga, para el seguimiento de corrosión y control de programas de mitigación.
- Inspección: comenzamos con las inspecciones en equipos, líneas y recipientes, para definición de programas de reparación, reemplazo, mitigación de incrustación y limpieza química.
- Mitigación: a implementarse en equipos y en recipientes, para control de corrosión e incrustación. ■