



A partir de la implementación de la metodología de inspección basada en riesgo, se establecieron los potenciales mecanismos de daño presentes en una planta de separación primaria y acondicionamiento de gas.

Por *Marcos Nicolás Dasso y Candela Rocío Barbisan* (GIE Group)

Implementación de ventanas operativas de integridad (IOW-API 584) en planta de separación y acondicionamiento de gas

Este trabajo fue seleccionado del *4º Congreso de Integridad y Corrosión en la Industria del Petróleo y del Gas* realizado por el IAPG en 2021.



En la industria, garantizar la aptitud de los equipos para operar forma parte de un proceso que exigió a los profesionales el desarrollo de herramientas y metodologías que aumenten la disponibilidad, la confiabilidad y la mantenibilidad. La gestión del mantenimiento requiere nuevas metodologías que posibiliten adelantarse a la falla. Estas herramientas, en ocasiones, son instrumentos que permiten medir determinadas variables, que dan una idea de la salud del activo de forma continua o con frecuencias determinadas. Esto suena familiar en determinados ámbitos, como en equipos dinámicos, pero no tanto en equipos estáticos. El *American Petroleum Institute* (API) plantea una metodología con el objetivo de establecer varia-

bles de seguimiento, que mantienen acotadas las tasas de deterioro por mecanismos de daño que se suponen potencialmente activos en el proceso.

La metodología denominada Ventanas Operativas de Integridad (IOW, por sus siglas en inglés) requiere, al menos, de una etapa previa, en la que se analizan los mecanismos de daño, con el fin de orientar los esfuerzos de monitoreo hacia donde sean más eficaces.

La planta donde se propone la implementación de esta novedosa metodología se ubica en la zona de Cipolletti, provincia de Río Negro, Argentina. Está compuesta por dos baterías, una planta de tratamiento de gas y una planta de tratamiento de crudo y de agua.

El objetivo principal del proceso es tratar y acondicionar el gas que recibe la producción de los pozos de dos formaciones. La producción es recibida en las dos baterías (Batería 1 y Batería 2), donde se realiza una separación primaria del gas y el petróleo, y un control de la producción. La planta cuenta con tres sistemas de presión diferenciados en tres corrientes ultra baja presión, baja presión y alta presión.

Las corrientes de gas a baja presión son comprimidas de unos 1,5 kg/cm² (147.099,8 Pa) a unos 60 kg/cm² (5.883.990 Pa) por unidades motocompresoras, luego junto con el gas de alta presión, son acondicionadas en una planta de turboexpansión y torres contactoras. Mediante este proceso se logran dos

cosas, por un lado, un punto de rocío a $-4\text{ }^{\circ}\text{C}$ ($269,15\text{ K}$) a $55\text{ kg/cm}^2\text{g}$ (550 Pa); por el otro, que el contenido de agua no supere los 65 mg/Sm^3 ($6,5 \times 10^{-5}\text{ kg/Sm}^3$) de gas requerido para su venta. De la planta turboexpandier también se obtiene LPG, que se trata en una planta de fraccionamiento, donde se recupera propano y butano para su venta. El petróleo separado es tratado y acondicionado para su venta en las plantas de tratamiento de crudo y agua.

Según recomienda la API, un set de documentos para la gestión de integridad de instalaciones debe estar formado por herramientas como RBI (*Risk Based Inspection*), IOW (*Integrity Operative Windows*) y MOC (*Management of Change*), y la gestión documental que conlleva. De allí surge la iniciativa de complementar herramientas ya utilizadas para gestionar la integridad mecánica de equipos y tuberías en esta instalación (RBI, lazos de corrosión y grupos de tuberías, entre otros) con una metodología innovadora para el *upstream* como lo es IOW. Según la API RP 584 (*Integrity Operative Windows*), la técnica consiste en el “establecimiento de límites a variables del proceso que pueden afectar la integridad del equipo si la operación se desvía del límite establecido por un predeterminado período de tiempo” (Figura 1).

Se entiende que, con la gestión y la ejecución de IOW se obtienen beneficios en distintos aspectos; por ejemplo, se mejora notablemente la comunicación entre las diversas áreas, se optimizan costos, se reduce el riesgo a la pérdida de contención de fluido y se vuelven dinámicos los modelos de daño.

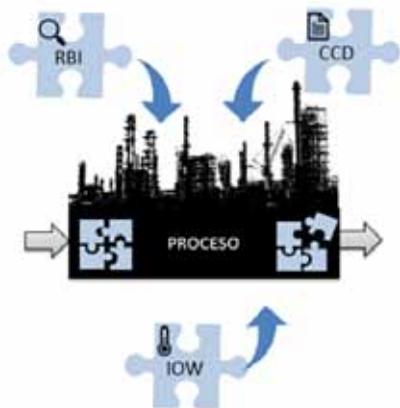


Figura 1. Set de gestión de integridad.

Un factor clave para incrementar la efectividad en la prevención de eventos de pérdida de contención de fluidos es la participación de distintas áreas, como Producción, Operaciones, Integridad, Mantenimiento, Confiabilidad y Costos, entre otras. Es decir, se mejora la comunicación entre áreas puesto que, los canales de comunicación deben estar ubicados en el lugar indicado entre los distintos equipos de trabajo, mientras que las acciones y los planes de comunicación deben estar documentados o sistematizados en un *software*, de manera de responder a la notificación o alerta ante un desvío en tiempo y forma.

Como toda tecnología, en un principio tiene un costo económico a la hora de su implementación. Pero a diferencia de otros tipos de controles de variables, en algunos casos no es necesario contar con un seguimiento continuo, es decir que el control se puede hacer con frecuencias determinadas. Como contrapartida, los beneficios que da tienen un impacto importante sobre el OPEX (*Operational Expenditures*).

El monitoreo y el control de variables tienen impacto en diversos aspectos:

- Optimización de la dosificación de químicos al contar con un seguimiento de las variables que gobiernan los mecanismos de daño, es posible regular la inyección de determinados químicos que ayudan a su control.
- Orientación de los esfuerzos de inspección mediante el aumento de la información disponible del historial operativo. Con el conocimiento de cómo se comportó el proceso desde la última

inspección es posible regular la efectividad de las inspecciones programadas. Por ejemplo, se registraron eventos de vibraciones, por lo tanto, se orienta la atención en elementos esbeltos cercanos a la fuente de pulsaciones.

- Anticipo a la falla, que reduce el *downtime* por eventos inesperados y permite programar inspecciones o acciones de mantenimiento preventiva reduciendo costos al preplanificar.
- Aumento de la pericia de los operadores planta, dado que implica un aumento en el conocimiento de otros aspectos de la operación, que permite ganar conocimiento sobre la salud del activo y como estos pueden intervenir en ella.
- Simplicidad a la hora de manipular información, debido a la disminución su volumen, lo que permite enfocar los datos en la recolección de las variables más críticas para la integridad. Esto se traduce en una importante disminución de costos y horas hombre empleadas.
- Se crea un modelo de daño dinámico, donde se validan los supuestos asumidos durante la etapa de implementación y se retroalimentan constantemente los análisis de riesgo.

La toma de datos, la recopilación de información y su visualización deben ser ágiles y fáciles de comprender para todas las áreas de la organización. Por ello, con el objetivo de entender la ubicación del valor de la variable, se diseñan tableros típicos y amigables (Figura 2).

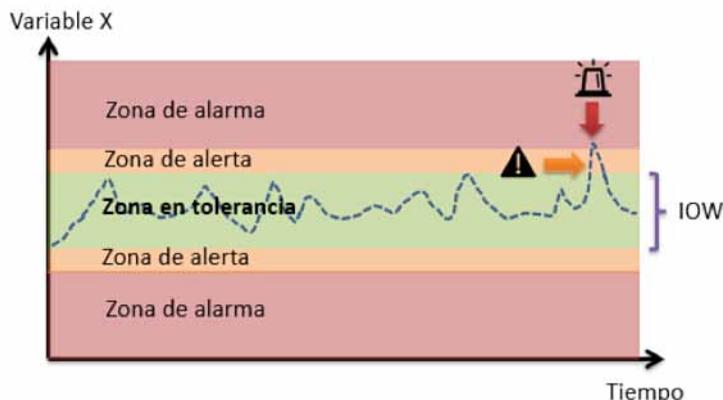


Figura 2. Tablero para IOW.

Desarrollo

En 2018 se implementó la metodología RBI en todas las instalaciones mencionadas. A partir de la ejecución de los planes de inspección basados en riesgo, surgió la necesidad de complementar la iniciativa con una herramienta capaz de prevenir determinados mecanismos de daños que afectan la integridad mecánica al involucrar las distintas áreas de la empresa, y que además sea capaz de retroalimentarse continuamente y de utilidad para la recopilación de datos y la posterior reevaluación del riesgo.

El proceso de implementación se alineó con la práctica recomendada API RP 584 (*Integrity Operative Windows*) primera edición, cuyo objetivo es brindar lineamientos en el establecimiento de controles sobre variables operativas o medibles en el proceso, con el fin de minimizar los procesos de degradación de equipos y tuberías. Este proceso consta de cuatro etapas fundamentales:

1. Análisis de mecanismos de daño potenciales y activos.
2. Análisis y definición de variables y sus respectivos límites.
3. Definición de alarmas, alertas y notificaciones.
4. Plan de acción en caso de desvío.

Análisis de mecanismos de daño potenciales y activos

Resultó un gran avance la implementación de metodología de inspección basada en riesgo realizada en 2018. Esta etapa se agilizó por el análisis preexistente y el estudio de mecanismos de daño apoyado en lo recomendado por API 571 (*Damage Mechanisms Affecting Fixed Equipment in the Refining Industry*) y ASME PCC 3 (*Inspection Planning Using Risk-Based Methods*). Luego, mediante la información recopilada durante las inspecciones, se logró tener mayor certeza de los mecanismos de daño activos y potenciales que afectan los equipos y las tuberías, sugiriendo la implementación de Ventanas Operativas de Integridad enfocada en aquellos mecanismos de deterioro que mayor relevancia tienen en esta práctica en especial.

Asimismo, este análisis se basó en datos recolectados en campo y

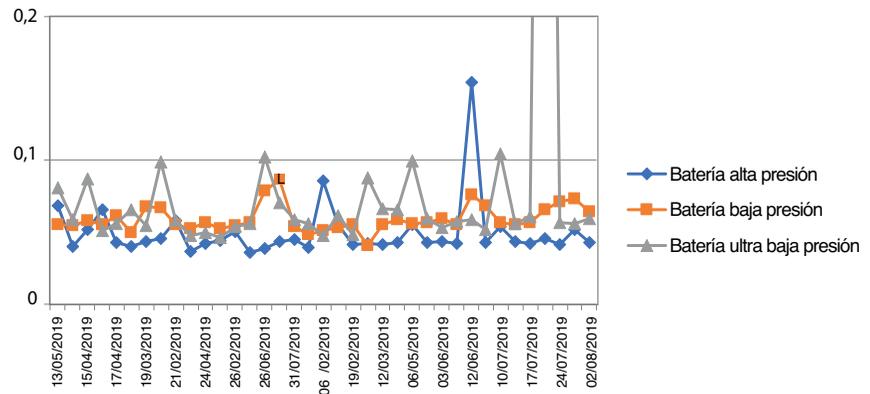


Figura 3. Contenido de CO₂ en gas de batería.

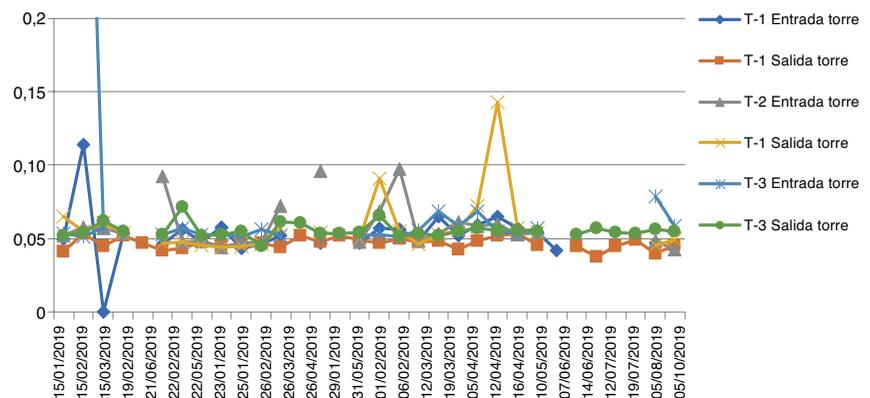


Figura 4. Contenido de CO₂ en gas de PTG.

en completos análisis fisicoquímicos completos proporcionados por el cliente. Resultó fundamental la instancia de entrevistas con personal de la empresa, quienes brindaron un panorama de la situación actual y, según su criterio, los principales mecanismos de daño activos en la instalación.

En base al análisis de mecanismos de daño realizado durante el RBI y la información registrada, se evaluaron los mecanismos de daño activos y aquellos susceptibles de ocurrir ante las distintas condiciones de operación (normales, futuras, *up-set*, *start-up*, *shutdown*, etcétera).

Como primera medida, se relevaron las condiciones de operación actuales, tanto presión y temperatura como las composiciones del fluido.

• Condiciones de operación

La máxima presión de operación es de 70 kg/cm² (6.864.655 Pa) registrada en los separadores de control de alta presión y temperaturas de trabajo que van desde -103 °C (170 K) hasta 288 °C (561 K).

• Composición del fluido

Se conoce la composición del crudo y del gas de proceso. El análisis se centra en el gas, que es el producto principal.

Al evaluar las cromatografías, es relevante el contenido de tres gases. El contenido de O₂, ya que es el gas disuelto que mayor corrosión provoca. Según los datos analizados, el contenido de O₂ es aproximadamente nulo. También, se analizó la concentración de CO₂ y se visualizó que el contenido es menor al 1%, con lo cual se descartan posibles mecanismos de daño por corrosión "dulce". En las figuras 3 y 4 se muestra el contenido de CO₂ para batería y PTG, respectivamente.

Dado que el corte de agua, según lo informado, se consideró bajo, se descartó la corrosión amarga por H₂S.

• Inyección de químicos

Se tiene constancia de la inyección de los siguientes químicos:

- PTC: desemulsionante, floculante, bactericida, inhibidor de parafinas.

- PTA: inhibidor de corrosión, inhibidor de incrustaciones, secuestrante de oxígeno, bactericida.
- PTG: secuestrante de sulfhídrico, inhibidor de hidratos.
- Batería: desemulsionante.

• Datos de referencia del hot oil

Se buscaron las hojas de seguridad del hot oil utilizado en Hornos. Los valores considerados como referencia para el análisis se observan en la tabla 1.

Parámetro	Indicación
Producto	Therminol 55
Maximum bulk temperature	290 °C (563 K)
Extended maximum use temperature	315 °C (588 K)
Maximum film temperature	335 °C (608 K)
Normal boiling point	351 °C (624 K)

Tabla 1. Parámetros del hot oil "Therminol 55".

• Materiales

En la tabla 2 se detallan los materiales de equipos y grupos de tuberías utilizados.

Con la información detallada anteriormente como referencia de las corrientes de proceso, los diagramas de flujo, P&ID y los materiales se establecieron las bases para validar los mecanismos de daño que habían sido propuestos en el RBI 2018.

Inicialmente, los mecanismos de daño fueron definidos durante el estudio de RBI. Además se revisaron teniendo en cuenta la información que se incorporó en la ejecución de inspecciones orientadas por la meto-

dología. Para esta revisión se evaluaron los siguientes parámetros:

- Presión de operación
- Temperatura de operación
- Fluido procesado (composición)
- Material de equipos y tuberías
- Flujo de operación
- Presencia de agua (composición y propiedades fisicoquímicas)
- Aditivos químicos e inhibidores de corrosión
- Tipo de flujo (continuo o intermitente)
- Presencia de bacterias
- Niveles de vibración
- Temperatura de piel de tubo en hornos
- Total Acid Number (TAN)
- Resultados de inspecciones realizadas

Se determinaron los siguientes mecanismos de daños activos y/o potenciales en planta:

- Corrosión inducida por microorganismos (MIC)
- Fatiga inducida por vibración
- Corrosión por degradación de hot oil
- Creep
- Corrosión por diferencial de concentración
- Fragilización inducida por metal líquido
- Corrosión por degradación de TEG (ácidos orgánicos)
- Corrosión externa localizada (interfaz suelo/aire)
- Corrosión bajo aislación (CUI)

En términos del proyecto de definición de ventanas operativas de

integridad, se dejaron de lado mecanismos de deterioro del tipo externo, debido a que no se requiere atención sobre ello, ya que las instalaciones se encuentran en una región árida y sin historial de problemas externos.

Se estudió cada uno de forma individual y detallada, puesto que en API RP 584 (*Integrity Operative Windows*) no se mencionan parámetros sugeridos para el monitoreo, como ventanas operativas de integridad en instalaciones de separación primaria y acondicionamiento de gas.

En conjunto con el cliente, se decidió centrar el proyecto sobre los primeros cinco mecanismos de degradación, de forma de comenzar con la implementación de aquellos que resultaban más críticos actualmente. A continuación, se presenta un breve resumen de los mecanismos de degradación contemplados, con el fin de entender su comportamiento para evaluar los distintos límites.

1. Corrosión inducida por microorganismos (MIC)

Forma de corrosión causada por organismos vivos, como bacterias, algas u hongos. Con frecuencia se la asocia a la presencia de tubérculos o lodos de sustancias orgánicas. El desarrollo del mecanismo se produce de la siguiente manera:

- a) La bacteria ingresa al sistema, se fija a los componentes metálicos y comienza a colonizar y reproducirse.
- b) Colonias aerobias metabolizan nutrientes del agua y de la superficie metálica, y excretan una película de polímero que forma un "tubérculo".
- c) Los tubérculos y las películas de polímero crean microambientes en la superficie (bajo los tubérculos). Estos tienen una cavidad abierta al fluido interior con un pH de 3 a 4.
- d) Se crea una celda de aireación diferencial.
- e) En el área bajo el depósito (bajo el tubérculo), bacterias anaeróbicas metabolizan material de la superficie metálica y excretan ácidos que reducen el pH a intervalos de 2 a 4. Este ambiente ataca los componentes metálicos.
- f) El proceso puede continuar inde-

Materiales	Grado	Tipo de material
SA-283	C	Acero al carbono
SA-53	B	Acero al carbono
SA-515	70	Acero al carbono
SA-105	-	Acero al carbono
SA-106	B	Acero al carbono
SA-516	70	Acero al carbono
AI-5083	-	Aleación: Al-Cr-Cu-Mg-Mn
AI-3003	-	Aleación: Al-Si-Fe-Cu-Mn-Zn-Ti
-	-	Acero inoxidable

Tabla 2. Listado de materiales presentes.

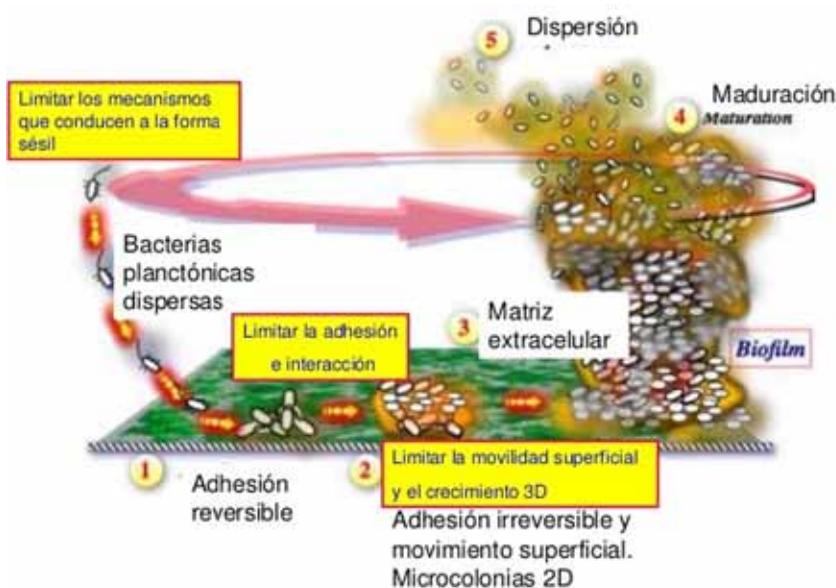


Figura 5. Etapas del mecanismo de MIC.

fnidamente hasta que las bacterias aeróbicas y anaeróbicas sean destruidas (Figura 5).

Definición de variables y respectivos límites

Un conteo elevado de bacterias no siempre indica que el MIC ocu-

rrirá, así como un conteo bajo de bacterias no descuenta que el proceso de MIC ocurrió anteriormente y puede volver a ocurrir. De acuerdo con NACE publication N° 21.413 (*Prediction of Internal Corrosion in Oilfield Systems from System Conditions*), el factor clave para este mecanismo es

la presencia de biofilm o actividad de bacterias sulfato reductoras, que encuentren un hábitat adecuado donde progresar. Para abordar este parámetro crítico, las empresas de proveedores de químicos tienen la tarea de mantener el siguiente KPI, incluso bajo flujos completamente turbulentos, mediante un control biocida apropiado:

- Bacterias planctónicas < 1 a 10 colonias/ml
- Colonias sésiles < 1 a 10 colonias/cm²

De acuerdo con Leon, Cardenas, Araujo y Carruyo (2003) en *Evaluation of biocides used for control of SRB presents in a oilfield water plant*: "En sistemas donde circula este agua, la cantidad de bacterias sulfato reductoras debe ser igual o menor a 100 BSR/ml para evitar el taponamiento de los yacimientos y prevenir la corrosión en líneas y equipos, y así asegurar la calidad del agua de inyección, y garantizar la factibilidad del proceso de recuperación secundaria del petróleo sin afectar los yacimientos respectivos".

Los límites preferenciales para estas variables se observan en las tablas 3 y 4.

Instalación	Lazo de corrosión afectado	Parámetros	Límite superior IOW			Criterio
			Informativo	Estándar	Crítico	
PTA	-LCPTA-PW-001	Colonias de bacterias APB (NMP/ml)	10	100	1000	Estudios de corrosión en campo, <i>papers</i> (1) y NACE 0194-2004 (2)
	-LCPTA-PW-002					
	-LC-PTA-PW-003					
	-LC-PTA-PW-004					
	-LC-PTA-PW-004	Colonias de bacterias SRB (NMP/ml)	10	100	1000	Estudios de corrosión en campo, <i>papers</i> (1) y NACE 0194-2004 (2)
	-LC-PTA-HD-001					

Tabla 3. IOW para corrosión inducida por microorganismos.

Definición de alarmas, alertas y notificaciones. Plan de acción en caso de desvío

Lazos	Parámetro	Tipo de límite	Límite		Acciones por realizar	Intervalo de medición	Responsable del monitoreo	Responsable de la acción
			Inferior	Superior				
-LCPTA-PW-001	Colonias de bacterias APB y SRB (NMP/ml)	Informativo	-	10	Emitir notificación sobre presencia de colonias de bacterias	Semestral	Ingeniero de integridad en campo	Operador
-LCPTA-PW-002								
-LC-PTA-PW-003		Estándar	-	100	Emitir alerta sobre propagación de colonias de bacterias			
-LC-PTA-PW-004								
-LC-PTA-HD-001	Crítico	-	1000	Emitir alarma y evaluar. Realizar paro para el lavado del equipo por presencia de bacterias				
	Ratio de biocida (gpm)	Por implementar			Informar sobre el tiempo que se mantuvo esa condición	Semestral	Ingeniero de integridad en campo	Operador
	Corriente de drenaje (mA)	Por implementar				Semestral	Ingeniero de integridad en campo	Operador

Tabla 4. Definición de acciones e intervalos de medición para corrosión inducida por microorganismos.

Puntos de muestreo

Según la experiencia en la industria, entre las unidades más afectadas se encuentran intercambiadores, fondo de tanques de agua, tuberías con fluido estancado o bajo flujo.

En el caso de este mecanismo de daño, NACE TM 0194 - 2014 (*Field Monitoring of Bacterial Growth in Oil and Gas Systems*), por un lado, indica la forma correcta en que se debe proceder para analizar la IOW sugerida y, por otro lado, se sugieren los puntos de muestreo:

- Para bacterias planctónicas, en algunos casos (como fondos de tanque o cuando se toma muestra en contenedores de agua abiertos a la atmósfera) se requiere un aparato de muestreo especial, como una bomba de muestreo, trampa de muestreo o línea de bombeo.
- Para bacterias sésiles, se puede realizar a partir de un componente removible, "cupones" (sección de tuberías, barras, etcétera). Los cupones deben ser del mismo material de la tubería o tanque, deben estar aislados eléctricamente para prevenir efectos galvánicos.
- Se deben realizar múltiples muestreos o lograr cubrir un área extensa.
- Los restos de limpieza pueden ser usados para análisis de biofilm, las pruebas en esta muestra deben realizarse inmediatamente.
- Cuando las estimaciones de gran

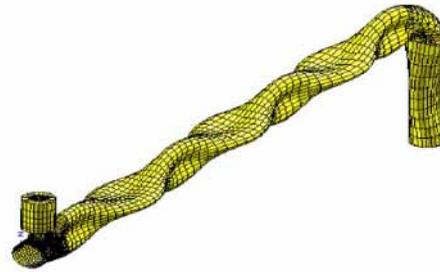


Figura 7. Desarrollo de la propagación de las ondas vibratorias en un tramo de tubería.

precisión son necesarias, se puede usar la técnica del número más probable (NMP). Sin embargo, no es práctico realizarla en campo como una actividad de rutina.

Asimismo, para tuberías extensas se deben incorporar puntos de muestreo (en hora 6) de las tuberías colectoras y dejar fluir el líquido aproximadamente durante un minuto, luego se toma la muestra. También, se pueden identificar componentes removibles (monitores, válvulas, rociadores, etc.) donde se puede tomar muestra de los líquidos y los lodos internos.

2. Fatiga inducida por vibración

La fatiga mecánica causada por vibraciones es uno de los mecanismos más comunes en la industria, generalmente provocado por la excitación proveniente de un equipo dinámico vinculado o cercano. Este mecanismo afecta tanto al equipo

que las genera como a las tuberías y demás componentes circundantes. Al momento de evaluar este mecanismo, son factores importantes la frecuencia de vibración y la resistencia del material a la fatiga.

La frecuencia natural es aquella que tiene una tendencia o facilidad para vibrar. Todo sistema posee una o varias frecuencias naturales (depende de la distribución de masa y la rigidez) de forma que al ser excitadas se producirá un aumento importante de vibración.

La vibración y la excitación de la tubería se debe a un fenómeno ondulatorio con una amplitud y una frecuencia de onda, por lo que se tiene una energía asociada a las partículas que se desplazan longitudinalmente con el movimiento ondular que comprimen y tensionan la tubería originando esfuerzos, que si se mantienen permanentes fatigarán al componente hasta la falla.

A su vez, flujos irregulares generan variación de presión interna que al ser permanente puede conllevar a la fatiga mecánica, además temperaturas de trabajo bajas fragilizan el material y pueden fatigar con más facilidad. A esto puede sumarse una pobre o excesiva distribución de soportes que origina vibraciones con energía suficiente para fatigar mecánicamente las tuberías.

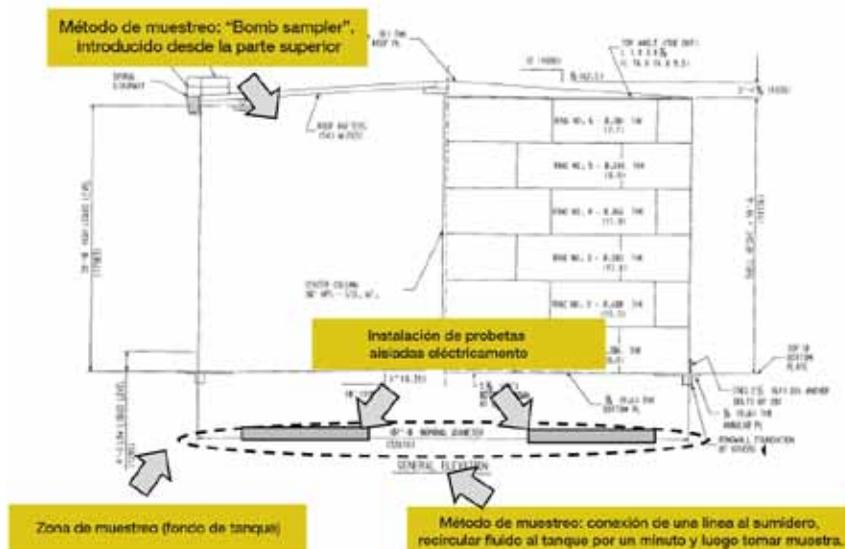


Figura 6. Puntos de muestreo para MIC.

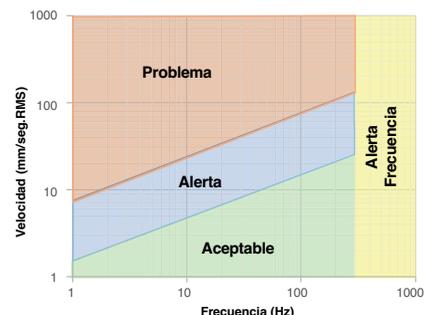


Figura 8. Velocidad de vibración en función de frecuencia.

Definición de variables y respectivos límites

Las tuberías asociadas a equipos recíprocos y de desplazamiento positivo, así como los asociados a compresores son los más afectados. En la figura 8, tomada de la guía *Guidelines for the avoidance of the vibration induced fatigue failure in process pipe work*, se indica la relación entre la frecuencia y la velocidad de vibración para determinar en qué condición se encuentra el sistema de tubería.

Donde:

f es la frecuencia de vibración medida en Hz

$$\text{Concern vibration} \geq 10^{\frac{(\log(f)+0.48017)}{2.127612}}$$

$$\text{Problem vibration} \geq 10^{\frac{(\log(f)+1.871083)}{2.084547}}$$

En las tablas 5 y 6 se resumen los distintos límites de variables para este mecanismo.

3. Corrosión por la degradación de hot oil

Los fluidos de servicio de transferencia de calor se utilizan en un amplio espectro de sistemas de proceso. Estos proveen una forma de transmisión de energía a diversas unidades de la planta y tienen poca pérdida por vaporización a temperaturas elevadas. La experiencia demuestra el valor de la limpieza y el monitoreo del sistema de fluido térmico para prevenir corrosión y fallas de componentes. Estas fallas se deben principalmente a tres situaciones:

- Ingreso de contaminantes: al inicio de la operación por una falta de limpieza preoperacional, se pueden presentar escoria de soldadura, restos de recubrimiento, ingreso de humedad, entre otros componentes orgánicos e inorgánicos. O bien, por malas prácticas operativas, cuando se realiza pruebas de presión con agua y no se hace el correcto drenado.

- Craqueo térmico: las altas temperaturas producen el craqueo térmico, fenómeno por el cual las grandes moléculas de aceite se descomponen en coque sólido (90-95% de carbono) y en pequeñas moléculas de bajo punto de ebullición. Algunas de estas moléculas, que son reactivas, se combinan y producen moléculas aún más grandes que las del líquido original. Esta temperatura máxima se encuentra especificada en la hoja de datos del fluido, para los sistemas de *hot oil* se trabaja con el producto Therminol 55. El fenómeno ocurre principalmente en las zonas de calentamiento (tubos de horno). La descomposición del producto puede adherirse a la superficie de los tubos del horno y formar una capa. A medida que las capas se acumulan, el flujo y la transferencia de calor disminuyen. En última instancia, los trozos de carbón se desprenden y luego

Instalación	Lazo de corrosión afectado	Parámetros	Límite inferior IOW		Límite superior IOW		Criterio
			Crítico	Informativo	Estándar	Crítico	
PTA/PTG	-LCPTA-HD-001	Velocidad de vibración (mm/s)	Puede ser monitoreada o puede ser obtenida a partir de la gráfica				<i>Papers 3 / 4</i>
	-LCPTG-G-001						
	-LC-PT-G-002						
	-LC-PT-G-003	Frecuencia (Hz)*	100	150	225	300	<i>Papers 3 / 4</i>
	-LC-PT-G-008						
	-LC-PT-G-009						

Tabla 5. IOW para fatiga inducida por vibración.

Definición de alarmas, alertas y notificaciones. Plan de acción en caso de desvío

Lazos	Parámetro	Tipo de límite	Límite		Acciones por realizar	Intervalo de medición	Responsable del monitoreo	Responsable de la acción	
			Inferior	Superior					
-LCPTA-HD-001	Velocidad de vibración (mm/s)	Puede ser monitoreada o puede ser obtenida a partir de la gráfica	Inferior Superior		Informar sobre la condición y medir frecuencia para evaluar zona en que se encuentra	Semanal	Ingeniero de Confiabilidad en campo	Operador	
-LCPTG-G-001									
-LCPTG-G-002									
-LCPTG-G-003	Frecuencia (Hz)	Crítico	<100	-	Emitir alarma. Realizar la consulta y evaluación de un especialista y realizar el paro del equipo	Semanal	Ingeniero de Confiabilidad en campo	Operador	
-LCPTG-G-008			-	150					Informar sobre la condición y medir o cancelar velocidad de vibración para evaluar zona en que se encuentra
-LCPTG-G-009			-	225					
			-	>300					

Tabla 6. Definición de acciones e intervalos de medición para fatiga inducida por vibración.

Instalación	Lazo de corrosión afectado	Parámetros	Límite superior IOW			Criterio
			Informativo	Estándar	Crítico	
PTG	-LCPTG-HO-001	Temperatura de pie de tubo de horno (°F)	550 ¹	600 ²	635 ³	Hoja de datos y especificación del producto (5), <i>paper</i> (6) (7)
	-LCPTG-HO-002					
	-LCPTG-HO-003	Análisis de TAN (mg KOH/g)	1,5	2,25	3	Hoja de datos y especificaciones del producto (5), <i>paper</i> (6) (7)
	-LCPTG-HO-004	Contenido de agua (ppm)	175	262	350	
			(0,175 kg/m ³)	(0,262 kg/m ³)	(0,35 kg/m ³)	Hoja de datos y especificaciones del producto (5), <i>paper</i> (6) (7)

Tabla 7. IOW para corrosión por degradación de *hot oil*.

¹ 290 °C (563 K) = *Maximum bulk temperature*, ² 315 °C (588 K) = *Extended maximum use temperature*, ³ 635 °C (908 K) = *Maximum film temperature*

son transportados a través del sistema y se depositan en áreas de baja velocidad o flujo estanco.

- Oxidación: todos los fluidos orgánicos de transferencia de calor reaccionan con el aire para formar ácidos orgánicos. La tasa de oxidación es baja en condiciones ambientales, pero aumenta rápidamente con la temperatura. Estos ácidos son susceptibles de sufrir polimerización por radicales libres, lo que aumenta la viscosidad del fluido y podría provocar depósitos. Por ello, resulta importante cuantificar el número de ácido total (TAN) como medida de la concentración de ácido orgánico en el fluido.

Los tubos de hornos o calentadores, los tanques de expansión y drenaje se consideran equipamiento crítico. Los lazos analizados contienen los equipos de colección y restitución de *hot oil* en el sistema y los hornos de aceite.

Definición de variables y respectivos límites

Para elaborar las IOW del sistema de *hot oil* el parámetro es la temperatura máxima de operación del fluido, que al ser sobrepasada genera un craqueo térmico del fluido, que propicia su oxidación.

La corrosión debida a la degradación del *hot oil* es localizada, afectada por incrustación de producto degradado, incremento de la acidez y exceso de contenido de agua. Los contaminantes pueden catalizar la degradación del fluido y también dar lugar a graves problemas operativos y de equipo. En general, un nivel de 350 ppm (0,35 kg/m³) causará problemas operativos suficientes para requerir un sistema de ebullición. Por ello, *Process Heating Industrial Thermal Fluid Heating* indica que las condiciones clave para que se inicie la degradación del *hot oil* son las siguientes:

- El craqueo térmico por elevada temperatura.

- La presencia de contaminantes, como el agua, que en concentraciones superiores a 350 ppm (0,35kg/m³) puede causar problemas.
- La oxidación del fluido térmico, que se puede verificar con la medición del TAN, que indica presencia de ácidos orgánicos. En general, el nuevo fluido tiene un TAN de 0,01 (mg KOH/g). Se recomienda el reemplazo completo de líquidos con un TAN de 3,0 (mg KOH/g).

Sobre la base de lo estudiado, en la tabla 7, se definieron posibles límites para cada uno de los factores más críticos.

En cuanto al Therminol 55, el fabricante recomienda rangos de trabajo de hasta 600 °F (588,7 K) con una temperatura máxima de 675 °F (630,4 K). La degradación térmica del fluido de transferencia de calor se duplicará por cada aumento de

Definición de alarmas, alertas y notificaciones. Plan de acción en caso de desvío

Lazos	Parámetro	Tipo de límite	Límite Superior	Acciones por realizar	Intervalo de medición	Responsable del monitoreo	Responsable de la acción
LCPTG-HO-001	Temperatura de pie de tubo de horno (°F)	Informativo	550 (560,9 K)	Emitir notificaciones sobre posible degradación de <i>hot oil</i>	Diario	Ingeniero de integridad en campo	Operador
		Estándar	600 (588,7 K)	Emitir alerta. Evaluar la disminución de temperatura de los hornos por posible degradación del <i>hot oil</i> o			
		Crítico	635 (608,2 K)	realizar el reemplazo del fluido a corto plazo			
LCPTG-HO-002	Análisis TAN (mg/l)	Informativo	1,5 (0,0015 kg/m ³)	Emitir notificación sobre posible degradación del <i>hot oil</i>	Diario	Ingeniero de integridad en campo	Operador
Estándar		2,25 (0,225 kg/m ³)	Emitir alerta y evaluar reemplazo del <i>hot oil</i> a corto plazo				
Crítico		3 (0,003 kg/m ³)	Emitir alarma y reemplazar <i>hot oil</i> por encontrarse degradado				
LCPTG-HO-003	Contenido de agua (ppm)	Informativo	175 (0,175 kg/m ³)	Emitir notificaciones sobre posible contaminación de <i>hot oil</i>	Semanal	Ingeniero de integridad en campo	Operador
Estándar		262 (0,2626 kg/m ³)	Emitir alerta sobre posible contaminación de <i>hot oil</i>				
Crítico		300 (0,300 kg/m ³)	Emitir alarma sobre posible contaminación de <i>hot oil</i>				

Tabla 8. Definición de acciones e intervalos de medición para corrosión por degradación de *hot oil*.

18 °F (10 K) a 20 °F (11 K) en la *bulk temperature*. Esto podría ocasionar que la vida útil del fluido de transferencia de calor se redujera a la mitad al operar a casi 20 °F (11 K) por encima de la temperatura máxima. Al bajar la temperatura, grados similares reducirían la tasa de degradación del fluido a la mitad. Por lo tanto, pequeños cambios en la temperatura pueden tener un gran impacto en la vida del fluido de transferencia de calor a temperaturas elevadas. Es importante ver por qué es necesario determinar con precisión el límite de estabilidad térmica para un fluido, así como operar a la *bulk temperature* apropiada del fluido de transferencia de calor. Además, la temperatura de la película (*film temperature*) es un aspecto importante de la tasa de degradación térmica del fluido de transferencia de calor. La temperatura máxima de la película es la más alta que experimenta un fluido en el sistema, normalmente, se encuentra adyacente a la pared del tubo en la superficie de calentamiento, y generalmente promedia los 50 °F (10 °C) más alta que la *bulk temperature*.

Puntos de muestreo

- Mediciones de temperatura en piel de tubo de horno.
- Mediciones de contenido de agua realizadas por el método Karl Fisher Water. La toma de muestras debe ser realizada cerca de la succión de bomba de circulación (no se toma muestra del tanque de expansión o drenaje). Se debe realizar una gráfica de tendencia de los resultados obtenidos.
- El mismo punto de muestreo puede ser utilizado para obtener la muestra para el análisis TAN. Evaluar la condición periódica del fluido ayuda a identificar cuando se necesita mantenimiento o reemplazo en el sistema.
- Las partículas retenidas en los filtros deberían ser analizadas para determinar los compuestos generados.

4. Creep

A elevadas temperaturas los componentes metálicos pueden deformarse lenta y continuamente sometidos a cargas por debajo de la tensión de fluencia. Esta deformación

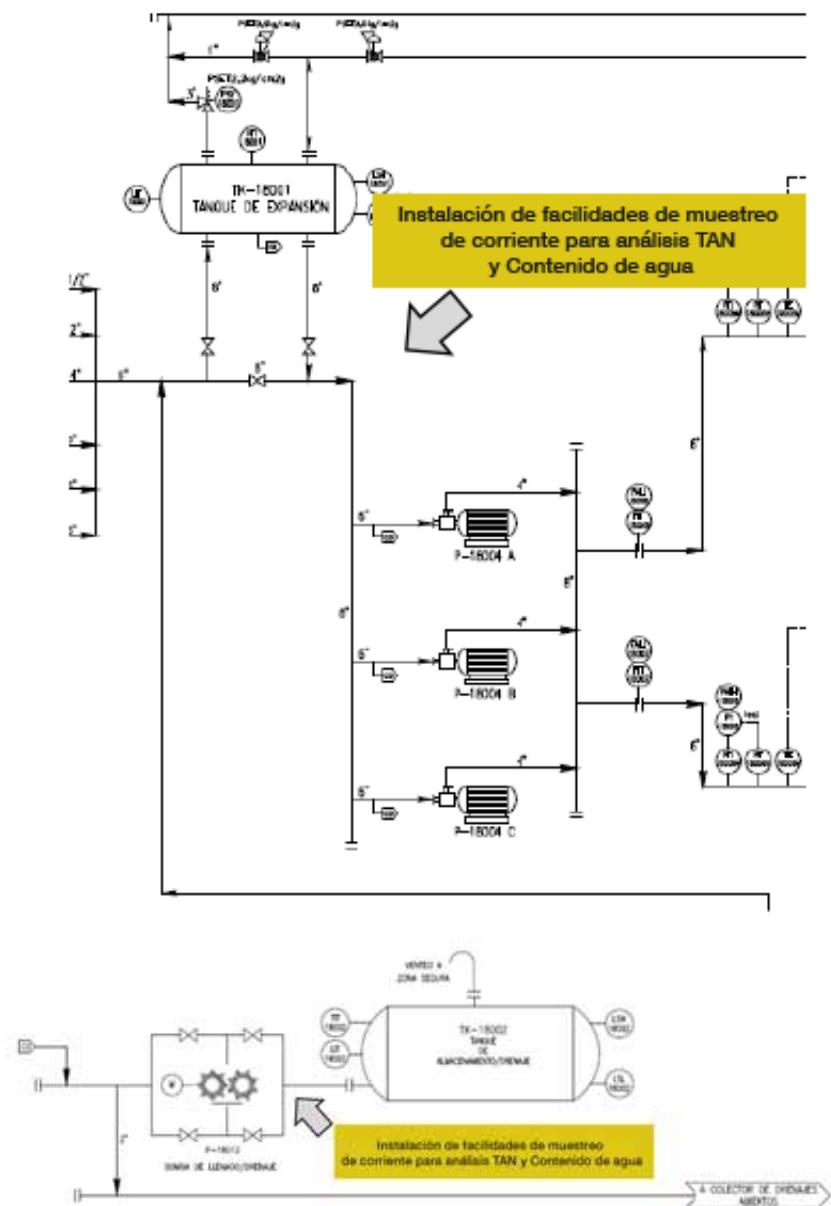


Figura 9. Puntos de muestreo de corrosión por degradación de *hot oil*.

de componentes sometidos a cargas, dependiente del tiempo es conocida como *creep*. Esta deformación conduce a daño que puede eventualmente culminar en ruptura.

El proceso de *creep* se desarrolla en tres etapas:

1. La primera etapa es de transición. La resistencia al *creep* del material se incrementa debido a la deformación del material. Predomina a temperaturas bajas.
2. En la segunda etapa, la tasa de deformación es casi constante. Los equipos deben ser monitoreados a intervalos predefinidos.
3. En la tercera etapa se observa un incremento rápido en la tasa de deformación hasta la rotura.

En el caso de este mecanismo de daño, en *ASM Metal Hand book* (vol. 13) se indica que los equipos de acero, que operan a condiciones de temperatura elevada por períodos prolongados, resultan afectados por los incrementos de temperatura y disminuye la resistencia mecánica. En la práctica, las fallas de estos se dan por *creep* (elongación) o rotura por tensión.

Definición de variables y respectivos límites

Se debe analizar las excursiones por períodos prolongados (mayor a 600 segundos) sobre la temperatura límite para evaluar el efecto acumulado del daño por *creep*.

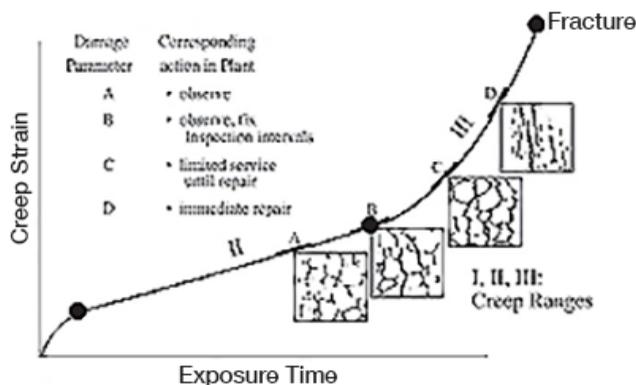


Figura 10. Etapas del mecanismo de creep.

Por otro lado, las presiones de operación menores a 150 psig (1.034.214 Pa) no generan esfuerzos considerables sobre los tubos por debajo de la escala en las curvas de tensión para ASTM A106 Gr B. Entonces, los factores principales son los siguientes:

- Material y cargas aplicadas.
- La temperatura límite para los tubos de horno y calentadores depende del material, según la tabla 4.3 *–Threshold Temperatures for Creep* (Reference 1) en Sección 4.2.8, API 571 (*Damage Mechanisms Affecting Fixed Equipment in the Refining Industry*). Para nuestro caso, la temperatura límite es de 650 °F (616,5 K), estos componentes se encuentran sometidos a temperaturas elevadas (>500 °F o 533 K), son de material SA 106 Gr B (UTS <

414MPa o 4,13x10⁸ Pa). Fig. E2 Stress Curves for ASTM A106 grado B.

- El incremento de tensión, debido a la pérdida de espesor producida por la corrosión, reducirá el tiempo de falla.

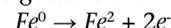
Los límites recomendados para la temperatura de piel de tubo de los tubos de hornos se detallan en las tablas 9 y 10.

5. Corrosión por diferencial de concentración

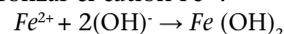
Es un proceso corrosivo que se presenta de forma generalizada o localizada en aceros al carbono y otros metales causada por sales disueltas, gases, compuestos orgánicos o actividad microbológica. Este mecanismo de daño se encuentra en equipos que procesan agua contraincendios

y agua de producción. Se desarrolla de la siguiente manera:

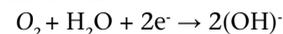
- La corrosión ocurre en la parte anódica donde el hierro se disuelve de manera rápida de acuerdo con la siguiente oxidación:



- Esta reacción es acompañada por la formación del hidróxido, al hidrolizar el catión Fe²⁺:

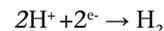


- El hidróxido ferroso se combina con oxígeno y agua para producir hidróxido férrico, que se convierte en herrumbre cuando se deshidrata a Fe₂O₃.
- La reacción catódica (reducción) primaria es



- La producción de iones oxhidrilos crea un alto pH localizado en el cátodo, aproximadamente 1-2 unidades de pH por encima del pH del resto del agua. La reacción de reducción de oxígeno controla la velocidad de corrosión en los sistemas de enfriamiento; la tasa de difusión de oxígeno suele ser el factor limitante.

- En la reducción, entra en competencia otra reacción catódica importante:



A pH neutro o superior, la concentración de iones H⁺ es demasiado baja para que esta reacción contribuya significativamente a la velocidad

Instalación	Lazo de corrosión afectado	Parámetros	Límite superior IOW			Criterio
			Informativo	Estándar	Crítico	
PTG	-LCPTG-HO-002 -LCPTG-GL-002	Temperatura de piel de tubo de horno (°F)	317 (431,5 K)	476 (519,8 K)	635 ¹ (608,15 K)	API 571 y hoja de especificaciones de "Thermonol 55"

Tabla 9. IOW para creep.

¹Si bien API 571 (Damage Mechanisms Affecting Fixed Equipment in the Refining Industry) establece como límite crítico 650 °F (616 K) para susceptibilidad a creep de aceros al carbono con UTS ≤ 60 ksi o 4,13x10⁸ Pa, la temperatura de piel de tubo crítica para el craqueo térmico del hot oil es 635 °F (608,15 K).

Definición de alarmas, alertas y notificaciones. Plan de acción en caso de desvío

Lazos	Parámetro	Tipo de límite	Límite inferior	Límite Superior	Acciones por realizar	Intervalo de medición	Responsable del monitoreo	Responsable de la acción
		Informativo	-	317 (431,5 k)	Emitir notificación sobre susceptibilidad a creep si se aumenta la temperatura			
LCPTG-HO-002	Temperatura de piel de tubo de horno (°F)	Estándar	-	476 (519,8 K)	Emitir alerta. Temperatura al 75% de la máxima para susceptibilidad a creep	Diario	Ingeniero de integridad en campo	Operador
LCPTG-GL-002		Crítico	-	635 (608,2 K)	Emitir alarma. Evaluar posibilidad de disminuir la temperatura por inicio de degradación del material de los tubos de hornos			

Tabla 10. Definición de acciones e intervalos de medición para Creep.

de corrosión global. Sin embargo, a medida que el pH disminuye, esta reacción se vuelve más importante hasta que, a un pH de aproximadamente 4, se convierte en la reacción catódica predominante.

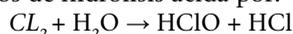
Definición de variables y respectivos límites

Los factores críticos son los siguientes:

Sólidos totales. Los depósitos de sólidos crean zonas discontinuas donde pueden generarse diferencial de potenciales que generan posteriormente la corrosión. Cuanto mayor es el nivel de sólidos disueltos, generalmente un indicador de cloruros, mayor es la velocidad de corrosión. Los niveles de hierro superiores a 5 ppm en el agua de recirculación podrían ser una indicación de que los dispersantes aplicados y los agentes floculantes son insuficientes para mantener la formación de depósitos a un nivel aceptable. Se pueden requerir otros medios de control de depósitos.

API 581 (*Risk-Based Inspection Methodology*) define dos rangos de corrosividad en base al contenido de TDS: el primero se ubica 50-400 ppm (0,05-0,4 kg/m³) y el segundo de 401-1000 ppm (0,401-1 kg/m³). Teniendo en cuenta que, según *Evaluating a glycol neutralizer and corrosion inhibitor efficiency for carbon steel in a glycol system*, se considera un agua ligeramente corrosiva a partir de 500 ppm (0,5 kg/m³).

Contenido de cloruros. Tiene poco efecto sobre el acero al carbono si el pH se mantiene por encima de 7 para suprimir la formación de productos de hidrólisis ácida por:



Según API 581 (*Risk-Based Inspection Methodology*), la corrosión del acero aumenta con el contenido de cloruro del agua y alcanza un máximo de aproximadamente 6000 ppm (6 kg/m³). Por encima de ese nivel, el efecto del cloruro se compensa con la disminución de la solubilidad del oxígeno disuelto, aunque los valores típicos de agua de inyección en la industria poseen niveles de aproximadamente 1000 ppm (1 kg/m³) de cloruros.

pH. El efecto del pH de una agua aireada pura o blanda sobre la corrosión del hierro a temperatura am-

biente se muestra en la figura 11, en un rango de 4 a 10 la velocidad se hace constante, por debajo de 4 crece severamente.

Según API 581 (*Risk-Based Inspection Methodology*), en aguas dulces, la corrosión del acero se rige por el oxígeno disuelto en un amplio rango de pH (4,5 a 9,5) a temperaturas relativamente bajas. Por debajo de pH 4,5, la corrosión es controlada por la evolución de hidrógeno y crece abruptamente, mientras que por encima de pH 9,5, una película insoluble de hidróxido férrico suprime la corrosión. En soluciones donde las concentraciones iónicas son altas sin una caída correspondiente en el pH, la corrosión con desprendimiento de hidrógeno puede ocurrir en el rango de pH 5,0 a 5,5. En el rango de pH intermedio de 4,5 a 9,5, un depósito de óxido ferroso protege la superficie y mantiene el pH de la superficie de acero aproximadamente a pH 9,5. La velocidad de corrosión permanece casi constante y se determina por difusión uniforme de disuelto oxígeno a través del depósito. En la superficie metálica debajo del depósito, el oxígeno se reduce catódicamente. La reducción del oxígeno disuelto produce una condición superficial ligeramente alcalina, que precipita el carbonato de calcio (CaCO₃). Estos precipitados a su vez inhiben la reducción catódica y la corrosión.

Cabe recordar que es recomendable mantener el pH por encima de 7 para suprimir la formación de productos de hidrólisis ácida (HCl).

Es por ello que se recomienda mantener el pH del agua entre 6,5 y 9,5.

La corrosión causada por agua de proceso, drenajes, agua contra incendios, entre otros, se produce por los contenidos de sales, metales y el nivel de pH. Existe un método para estimar la corrosividad del agua analizada. El índice de estabilidad de Ryznar fue desarrollado en base a los parámetros fisicoquímicos del agua a diferentes niveles de saturación. Los valores límite indicados a continuación son referenciales y pueden variar si se realiza un estudio de corrosión que analice el agua de proceso, drenajes y contraincendios en planta. Estos límites se validaron con valores típicos de la industria.

Las variables TDS, Cl- y Fe se midieron indirectamente a través de la velocidad de corrosión con probetas adecuadas para ese fin, por facilidades en la implementación, para ello se tuvo en cuenta la recomendación de NACE Stándar RP 0775 (*Preparation, Installation, Analysis and Interpretation of Corrosion Coupons in Oilfields Operations*) sobre evaluar los límites.

Implementación de IOW

Una vez definidos los mecanismos y los parámetros que se utilizarán para evaluar si se encuentran en valores acotados dentro de los límites definidos como tolerables, el siguiente paso es la implementación de las tecnologías y las actividades necesarias para la medición de esos parámetros (Figura 12).

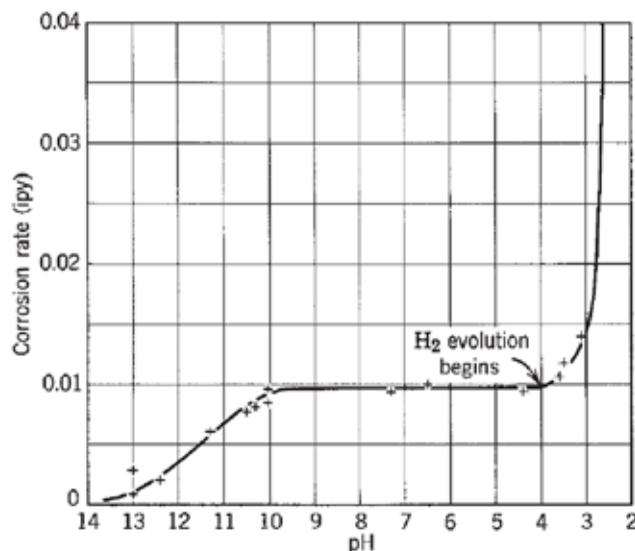


Figura 11. Velocidad de corrosión en función del pH.

Instalación	Lazo de corrosión afectado	Parámetros	Límite inferior IOW		Límite superior IOW		Criterio
			Crítico	Informativo	Estándar	Crítico	
	LCPTA-PW-001						
	LCPTA-PW-002	ph del H ₂ O	6	8	9	9,5	API 581
PTG	LCPTA-PW-003	TDS (mg/l)	-	50 (0,05 kg/m ³)	400 (0,4 kg/m ³)	1000 (1 kg/m ³)	API 581
	LCPTA-PW-004	Cl ⁻ (mg/l)	-	500 (0,5 kg/m ³)	600 (0,6 kg/m ³)	1000 (1 kg/m ³)	API 581, valor típico de la industria (8)
	LCPTA-HD-001	Fe (mg/l)	-	2,5 (0,0025 kg/m ³)	3,75 (0,00375 kg/m ³)	5 (0,005 kg/m ³)	API 581

Tabla 11. IOW para corrosión por diferencial de concentración.

Actualmente el proyecto se encuentra en la etapa de implementación, es decir, de instalación de herramientas necesarias para el monitoreo de las variables seleccionadas, desarrollo de cadenas y redes de comunicación de información y procedimientos de acción.

Asimismo, se prevé la utilización de tableros para la rápida visualización tanto de la situación actual como de las condiciones pasadas. Para ello, a modo de ejemplo, se muestra una pantalla del tablero típico diseñado para la visualización de la variable monitoreada, en este caso la temperatura de piel de tubo de horno (°F), con los tres límites de la ventana operativa de integridad. En la figura 13 se muestra un tablero dinámico, donde pueden filtrarse

distintos factores de manera de analizar, por ejemplo, horas en servicio en salida de cada uno de los rangos, cantidad de mediciones fuera del límite seleccionado y operarios que dieron de alta el dato, entre otros.

Conclusiones

La herramienta ventanas operativas de integridad es una poderosa aliada del mantenimiento de los activos. Como cualquier herramienta tiene aspectos beneficiosos y otros que implican mayor esfuerzo en el día a día de la gestión de integridad.

Entre los aspectos beneficiosos se destacan:

- Anticiparse a posibles aumentos en el deterioro por mecanismos de daño.

- Dosificación de químicos orientado a variables fuera de control.
- Enfoque de esfuerzos de inspección sobre morfologías específicas.
- Seguimiento con mayor frecuencia de las variables que se entienden como conductoras de los mecanismos de daño que más afectan la instalación en cuestión.
- Aumento de la comunicación entre áreas (Mantenimiento / Operaciones / Procesos).
- Una fuente de retroalimentación para la actualización de estudios de riesgo.

Respecto de la implementación se destacan los siguientes puntos:

- El desarrollo requiere pericia en mecanismos de daño y contar con el apoyo de personal de planta con gran conocimiento del proceso y su historial a lo largo del ciclo de vida.
- Una implementación exitosa requiere el apoyo de las gerencias y un convencimiento del camino por transitar, ya que este tipo de implementaciones consumen tiempo debido a la necesidad de instrumentar y medir.
- Contar con la metodología de inspección basada en riesgo implementada allana el camino para la selección de las variables, dado que esta implica un análisis

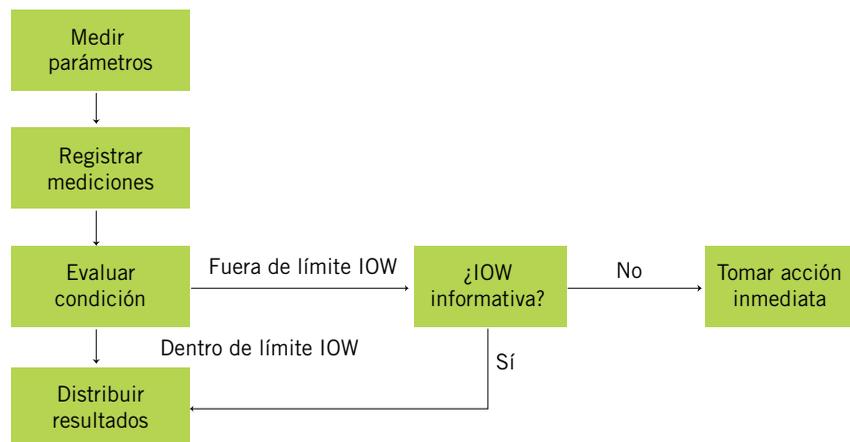


Figura 12. Diagrama de implementación de IOW.

Definición de alarmas, alertas y notificaciones. Plan de acción en caso de desvío

Lazos	Parámetro	Tipo de límite	Límite		Acciones por realizar	Intervalo de medición	Responsable del monitoreo	Responsable de la acción
			inferior	Superior				
	pH del H ₂ O	Crítico	6	-	Emitir alarma. Registrar condición crítica de corrosividad del agua y aumentar el pH		Ingeniero de integridad	Operador
LCPTA-PW-001		Informativo	-	8	Emitir alerta y registrar condición crítica de corrosividad del agua y disminuir el pH	Semanal		
LCPTA-PW-002		Estándar	-	9				
LCPTA-PW-003		Crítico	-	9,5				
LCPTA-PW-004	Velocidad de corrosión	Informativo	-	0,025	Emitir notificación, alerta o alarma		Ingeniero de integridad	
LCPTA-HD-001	(mm/y) (como medida indirecta de: TDS, Cloruros y Hierro)	Estándar	-	0,25	Informar y registrar condición para evaluación de corrosividad del agua	Mensual	Integridad en campo	Operador
		Crítico	-	>0,25				

Tabla 12. Definición de acciones e intervalos de medición para corrosión por diferencial de concentración.

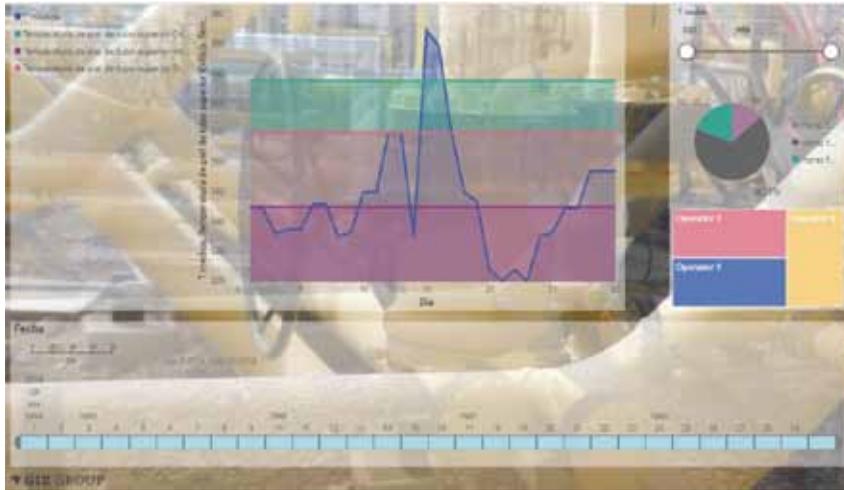


Figura 13. Tablero dinámico para IOW.

de los mecanismos de daño potenciales.

- Contar con un historial de inspección y mantenimiento aporta a un mayor conocimiento de los mecanismos que efectivamente se encuentran activos.

En este caso, la fase de estudio, definición de variables y límites fue alcanzada con éxito y se lograron los objetivos establecidos en el proyecto:

- Identificación de mecanismos de daño activos y potenciales en las plantas estudiadas.
- Identificación de variables críticas por monitorear y variables por controlar.
- Establecimiento de las ventanas de operativas de integridad junto con límites informativos, estándares y críticos.
- Incremento de la comunicación entre las diversas áreas de la organización: durante la etapa de análisis de mecanismos de daño y el establecimiento de límites para cada variable en juego fue necesario la cooperación de Producción, Integridad y Mantenimiento. Los valores óptimos para cada uno de los límites se resolvieron en conjunto.

A futuro, los pasos para la instalación son los siguientes:

- Verificar la efectividad de las variables definidas, evaluar necesidad de modificaciones en base a los resultados de inspección.
- Verificar tendencias en las variables en el nivel macro (épocas del año, fuentes del producto por procesar, dosificaciones efectuadas).
- Retroalimentar el RBI actualmen-

te implementado con la información generada.

En síntesis, con estas actividades, en la instalación se espera lograr:

- La reducción de la probabilidad de falla: el hecho de monitorear las variables más críticas permite tener un mejor control sobre los mecanismos de degradación, se pueden prevenir accidentes así como disminuir la incertidumbre sobre el grado de deterioro de los distintos componentes, previniendo las fechas de fallas.
- La disminución de costos: en todos los casos se consensuaron los criterios más adecuados, de forma de establecer límites que resulten razonablemente prácticos. Asimismo, el monitoreo de variables críticas incrementó la confiabilidad y redujo la probabilidad de pérdida de contención de fluido, que redujo los costos asociados a las pérdidas y la reparación de fallas.
- La dinamicidad del modelo de riesgo: en un plazo de dos meses se prevé actualizar el análisis de riesgo, de forma de validar los supuestos tomados durante la implementación de la metodología de inspección basada en riesgo para retroalimentarlo con los datos necesarios.

Bibliografía

- API 571: *Damage Mechanisms Affecting Fixed Equipment in the Refining Industry*.
- API RP 581 2016: *Risk based Inspection Methodology*.
- Arada, M., Otaibi, B., Refai, F., Haggag, S. y Ray, A. 2013. *NACE Paper 2227: Corrosion Management of Refinery Pro-*

cess Units by Using Integrity Operating Window (IOW), NACE International, Orlando, Florida.

- Castellanos, E., I. Díaz Tang. 2015. *Evaluating a glycol neutralizer and corrosion inhibitor efficiency for carbon steel in a glycol system*, Pluspetrol Corporation en conjunto con Universidad Pontificia Católica del Perú, Lima.
- Comité ISO. 2014. *Norma ISO 10816-2014: Mechanical vibration - Evaluation of machine vibration by measurements on non-rotating parts*, ISO, Suiza.
- Comité NACE International. 2004. *NACE TM0194-94: Field monitoring of bacterial growth in oil field systems*, NACE International, Houston.
- Comité NACE International. 2005. *NACE Standard RP 0775: Preparation, Installation, Analysis and interpretation of Corrosion Coupons in Oilfield Operations*, NACE International, Houston.
- Comité NACE International. 2017. *NACE Publication 21413: Prediction of Internal Corrosion in Oilfield Systems from System Conditions*, NACE International, Houston.
- Eastman. 2013. *Technical Data Sheet Therminol 55 Heat Transfer*.
- Energy Institute. 2008. *Guidelines for the avoidance of the vibration induced fatigue failure in process pipe work*, 2nd ed., Energy Institute, London.
- FORO DE AUTORES VARIOS, *Cloride Content*, Recuperado de <https://www.engtips.com/viewthread.cfm?qid=123929>
- <http://www.powermaster.com.mx/www/informacion/aceite.html>
- Koradbadi, H. y Dinon, M. *Manage TEG liquid in corrosion in sales gas pipelines*, Recuperado de <http://www.gasprocessingnews.com/features/201310/manage-teg-liquid-and-corrosion-in-sales-gas-pipelines.aspx>
- León, O. R., Cárdenas, C., Araujo, I. y Carrullo, J. 2003. *Evaluation of biocides used for control of SRB presents in a oilfield water plant*, Universidad de Zulia, Maracaibo.
- MultiTherm Technical Page, *Fluid Analysis of Heat Transfer Fluids in Hot Oil Units*, Recuperado de <https://www.multitherm.com/fluid-analysis.html>
- Smar, J., Roberts, R. 2006. *NACE Paper 06442: Possible Glycol Corrosion in nominally dry Gas Pipelines*, NACE International, Houston.
- Suárez Baldo, R. y Salinas, D. 2009. *Impacto del mercurio transportado por el Gas Natural sobre Aleaciones de aluminio y aceros*, Universidad Nacional de Sur, Bahía Blanca.