

**Porqué beneficia actualizar el estudio de RBI con la nueva versión de
API RP 581 y API 580 3rd Ed 2016**

Autores: Bernardo Elosegui, Marcos Dasso, Alan Martuccio, Esteban Rubertis.

Empresa: GIE

Dirección de correo: elosegui@giegrop.net ; dasso@giegroup.net ; martuccio@giegroup.net ;
rubertis@giegroup.net

Contenido

Sinopsis	3
Introducción	5
Desarrollo	7
Conclusiones	17
Bibliografía	18
CVs Reducidos de los Autores:.....	18

Índice de Figuras

Figura 1. Comparativa API RP 581 2016 vs 2008	3
Figura 2. Practicas recomendadas API 580 y API 581.	5
Figura 3. Corrosión y espesor remanente.....	6
Figura 4. Gráfico de factor de daño según versión 2008.....	8
Figura 5. Ejemplo comparativo de evolución de factor de daño 1	10
Figura 6. Ejemplo comparativo de evolución de factor de daño 2	11
Figura 7. Planta de tratamiento de gas.	14
Figura 8. Matriz de Riesgo original.	14
Figura 9. Comparativa de matrices de riesgo	16

Índice de Tablas

Tabla 1. Datos ejemplo N°1	10
Tabla 2. Datos ejemplo N°2.	11
Tabla 3. Equipos con disminución de nivel de riesgo.	15
Tabla 4. Equipos con aumento del nivel de riesgo.	16

Sinopsis

La metodología de inspección basada en riesgo (RBI) está instaurada en la industria y avalada por API 510, 570 y 653. Su principal objetivo es la planificación y definición de períodos de inspección asegurando la integridad mecánica de los componentes. RBI provee métodos de cálculo que permiten visualizar la evolución de la probabilidad de falla en el tiempo y así definir actividades y períodos de inspección óptimos.

En 2016, API emitió la tercera edición de API 580 y 581, que contiene cambios en la metodología de evaluación de probabilidad de falla, incorporando un sistema de ecuaciones en lugar de tablas para el cálculo del factor de daño (Df) de adelgazamiento interno, externo, CUI y Lining generando las siguientes mejoras:

- Variables para contemplar la incertidumbre sobre el estado real de los componentes.
- Mayor precisión en la determinación de frecuencias de inspección.
- Eliminación de incoherencias de la edición anterior referidas al sobreespesor de corrosión.
- Mayor amplitud para las decisiones sobre frecuencias de inspección y actividades de mitigación, basadas en Risk Targets, espesores, probabilidad y consecuencia.

Esta versión contempla mejoras en los mecanismos de daño de: corrosión externa/CUI, high temperature sulfidic and naphthenic acid corrosion, y carbonate stress corrosion cracking.

Al analizar la probabilidad de falla en el tiempo para componentes con velocidades de corrosión baja o moderada, en ciertos casos la probabilidad calculada por ediciones anteriores de API 581, se mantenía constante en el tiempo mientras que, con la nueva versión, se observa un aumento de la probabilidad debido a la incertidumbre sobre el estado real del componente analizado, lo que redundaba en una necesidad de inspecciones más efectivas y ejecución más urgente.

El presente trabajo realiza una revisión de los nuevos métodos de cálculo de los factores de daño por adelgazamiento, comparándolos con los métodos previos propuestos en la versión API RP 581 2nd Ed 2008 y compara la evolución de la probabilidad de falla y la sensibilidad de los métodos a las variables de entrada:

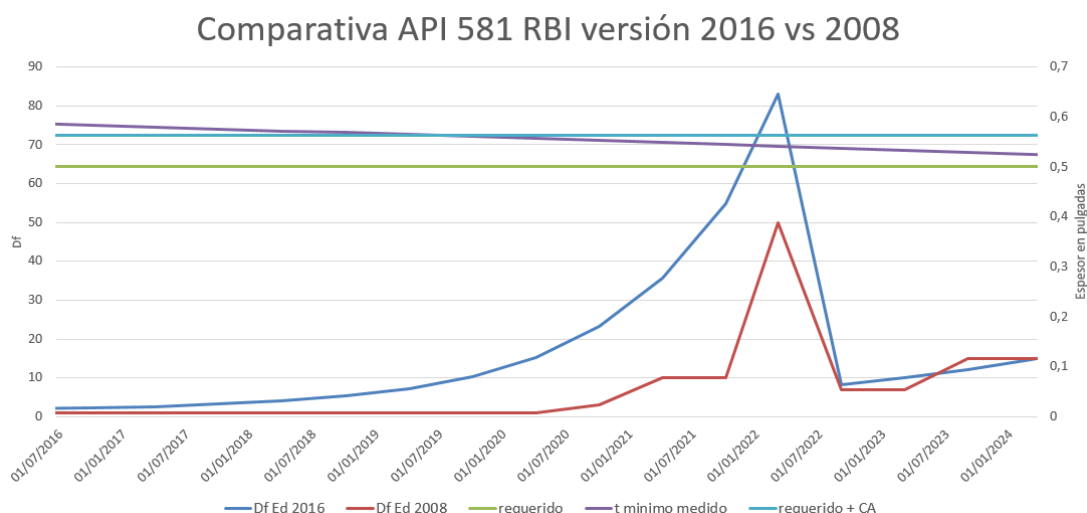


Figura 1. Comparativa API RP 581 2016 vs 2008

Esta edición, justifica la necesidad de inspecciones más efectivas y periodos más cortos para el caso de equipos cuyo historial no es confiable, y corrige inspecciones innecesarias para casos de bajo riesgo tales como sobreespesores de corrosión altos.

Realizando los cálculos de RBI basados en la nueva edición de API 581 es posible prevenir casos de falla para componentes con cierta incertidumbre sobre el estado real, y demostrar cómo el nivel de riesgo disminuye debido a la ejecución de inspecciones.

Introducción

La necesidad de conocer el estado de los recipientes sometidos a presión en la industria, surge por la incertidumbre acerca de la capacidad de los mismos de cumplir su propósito de contener el fluido transportado. La aplicación de técnicas de inspección permite detectar de forma prematura condiciones que pudiesen derivar en una falla y por ende en la pérdida de su capacidad de contención. Bajo el mismo paradigma de programación de los planes de mantenimiento, las inspecciones se ejecutan cada cierto intervalo de tiempo, el cual permanece estático, a menos que se detecte alguna condición anómala que reduzca la vida remanente del componente y la frecuencia requiera un aumento.

La experiencia de la industria mostró que un gran volumen de inspecciones realizadas no tenían hallazgos significativos, y a su vez, conllevaban tiempos de programación y ejecución de las tareas que podían ser optimizados. En respuesta a esta situación la industria comenzó a desarrollar métodos para priorizar y regular el alcance de las inspecciones, estas técnicas fueron reunidas y evaluadas por el American Petroleum Institute (API), desarrollando las prácticas recomendadas API 580 y API 581. Las metodologías de análisis propuestas utilizan el concepto de Riesgo (Probabilidad de falla por Consecuencia de la misma) para la priorización de las inspecciones y el reenfoque de los ensayos aplicados, teniendo en cuenta los tipos de daño esperados según el proceso en el cual está involucrado el activo.

Risk-based Inspection	Risk-based Inspection Methodology
API RECOMMENDED PRACTICE 580 THIRD EDITION, FEBRUARY 2016  AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE	API RECOMMENDED PRACTICE 581 THIRD EDITION, APRIL 2016  AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE

Figura 2. Practicas recomendadas API 580 y API 581.

La implementación de la metodología se encuentra delineada en la primera práctica API 580, donde se establece el marco teórico de la misma y pautas para su correcta aplicación. A grandes rasgos, primero se realiza un análisis global de la instalación para identificar los sistemas o equipos críticos y a medida que se avanza en la implementación se utilizan herramientas más complejas que requieren un volumen de información mayor. Algunas de estas herramientas se encuentran descritas en la práctica API 581, la cual establece el paso a paso para el desarrollo del análisis. La inspección basada en riesgo (RBI por sus siglas en inglés) se entiende como un ciclo, y por ende requiere el re análisis cuando, ya sea por variaciones en el proceso o por ejecución de actividades programadas (inspección o mantenimiento), debe ser actualizada. La

necesidad de seguimiento y actualización, sumado al avance en métodos computacionales, llevaron también a la utilización de softwares para la gestión de los estudios de RBI.

Desde la primera edición de las prácticas API 580 (1ra Ed. 2002) y API 581 (1ra Ed. 2000) emitida como Publicación, API siguió trabajando y puliendo detalles de la metodología. En la segunda edición de API 581 (2da Ed. 2008) uno de los cambios fue la eliminación de la metodología estructurada para el análisis cualitativo de riesgo, dejando solo la metodología Semi cuantitativa y cuantitativa.

Dentro de los factores de daño más utilizado de la metodología planteada en API 581, en el cálculo de factor de daño de adelgazamiento, se planteó un cambio de la primera a la segunda edición en la cual se tomaba en cuenta el sobre espesor para la corrosión (CA) dentro del cálculo. Esto resultó en un incremento del nivel de riesgo, ya que comenzaba a aumentar a partir del momento en que se comienza a consumir dicho sobre espesor. Es decir, la situación (C) indicada en la figura a continuación, era el momento en que el factor comenzaba a reaccionar ante la corrosión en la primera edición. Con la corrección realizada en la segunda edición, la reacción del factor se producía antes (B).

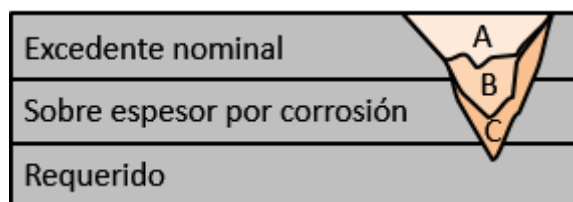


Figura 3. Corrosión y espesor remanente

Estas situaciones dejaban ciertos grises en los cuales había que tomar decisiones que podían cambiar sensiblemente el resultado del análisis. A modo de ejemplo, si un equipo no cuenta con el dato específico de CA, se podían asumir dos posturas: La diferencia entre el requerido y el nominal representa el CA, con lo que el factor aumentaría cuando se encuentre por debajo del nominal, o por el contrario, si se considera cero al CA, el factor se mantendría acotado hasta que el espesor remanente se encuentre por debajo del requerido de norma, acotando las posibles decisiones que pudiesen resultar del análisis.

En mayo de 2016 se lanzó la 3ra Edición de API 581, que incluyó varias modificaciones en cuanto al cálculo de los factores de daño, no solo cambios menores en cuanto a la no inclusión de sobre espesor por corrosión, sino cambios de base en el modelo matemático utilizado y en la valoración de la efectividad de las inspecciones.

Desarrollo

La implementación del análisis de RBI o la actualización de análisis existentes bajo la metodología propuesta en la última versión de API 581, brinda al usuario la posibilidad de optimizar los periodos de inspección, valorizar en forma más eficiente la incertidumbre sobre el estado real de los activos y disminuir el riesgo en equipos que no representa una situación verdaderamente crítica desde el punto de vista de la integridad.

Para entender estos beneficios hay que analizar las diferencias que presenta esta nueva edición con respecto a las anteriores.

Diferencias de modelos matemáticos

Con respecto a las diferencias entre modelos matemáticos, lo más influyente en la determinación de la probabilidad de falla es el cambio en el método de cálculo del factor de daño.

En la versión 2008 el método consistía en calcular el factor “Art” como función del espesor mínimo medido, el sobre espesor por corrosión (CA), la velocidad de corrosión (VC) y el espesor requerido por código de diseño. Luego se utilizaba una tabla de doble entrada, que combinaba el “Art” con la cantidad de inspecciones previas equivalentes, para obtener el factor de daño.

Este método presentaba valores discretos para cada “Art” tabulado, teniendo que generar interpolaciones para valores de “Art” no tabulados.

En la nueva versión, no solo se modificó la ecuación del “Art” (Solo es función del espesor mínimo medido, la VC y el tiempo desde la medición), sino que se eliminó la tabla de doble entrada, remplazándola por una ecuación exponencial en función de factores que dependen de las inspecciones previas y la confianza de los valores utilizados para la velocidad de corrosión.

El remplazo de la tabla de doble entrada por la ecuación exponencial, elimina los saltos y las interpolaciones que generaban gráficos con pendientes variables en el factor de daño en función del tiempo $Df(t)$. Además, el uso de una ecuación exponencial facilita la incorporación del cálculo de Df en software o planillas de cálculo.

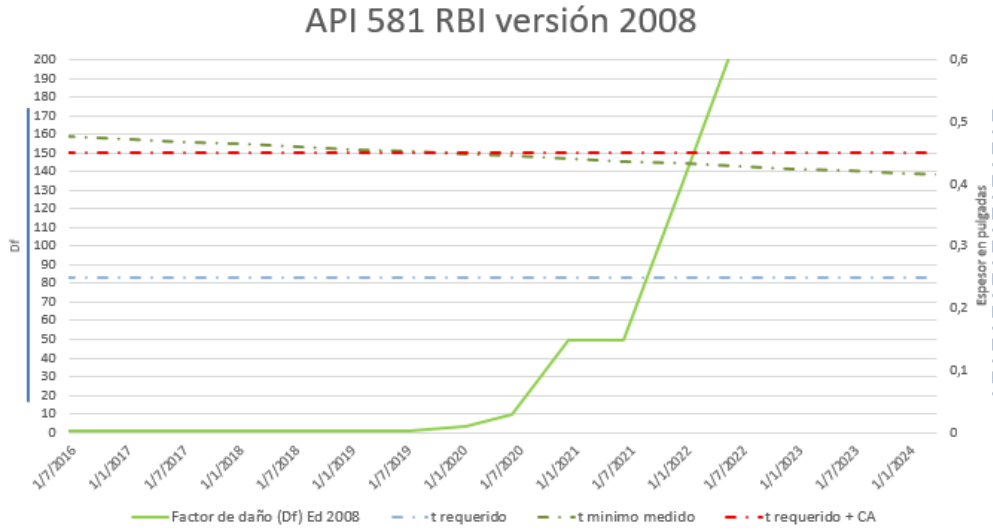


Figura 4. Gráfico de factor de daño según versión 2008.

Los pasos de cálculo propuestos para obtener el factor de daño base en función de los datos de inspecciones previas, son los siguientes:

Primero establecer el nivel de confianza en la velocidad de corrosión utilizada, el número de inspecciones previas y la efectividad de las mismas.

$$I_1^{Thin} = P_{r_{p1}}^{Thin} (Co_{p1}^{ThinA})^{N_A^{Thin}} (Co_{p1}^{ThinB})^{N_B^{Thin}} (Co_{p1}^{ThinC})^{N_C^{Thin}} (Co_{p1}^{ThinD})^{N_D^{Thin}}$$

$$I_2^{Thin} = P_{r_{p2}}^{Thin} (Co_{p2}^{ThinA})^{N_A^{Thin}} (Co_{p2}^{ThinB})^{N_B^{Thin}} (Co_{p2}^{ThinC})^{N_C^{Thin}} (Co_{p2}^{ThinD})^{N_D^{Thin}}$$

$$I_3^{Thin} = P_{r_{p3}}^{Thin} (Co_{p3}^{ThinA})^{N_A^{Thin}} (Co_{p3}^{ThinB})^{N_B^{Thin}} (Co_{p3}^{ThinC})^{N_C^{Thin}} (Co_{p3}^{ThinD})^{N_D^{Thin}}$$

Ecuación 1. Factores de efectividad.

Luego calcular las probabilidades posteriores:

$$Po_{p1}^{Thin} = \frac{I_1^{Thin}}{I_1^{Thin} + I_2^{Thin} + I_3^{Thin}}$$

$$Po_{p2}^{Thin} = \frac{I_2^{Thin}}{I_1^{Thin} + I_2^{Thin} + I_3^{Thin}}$$

$$Po_{p3}^{Thin} = \frac{I_3^{Thin}}{I_1^{Thin} + I_2^{Thin} + I_3^{Thin}}$$

Ecuación 2. Probabilidades posteriores

Después, utilizando el “Art” calculado, establecer los valores de los factores beta:

$$\beta_1^{Thin} = \frac{1 - D_{S_1} \cdot A_{rt} - SR_p^{Thin}}{\sqrt{D_{S_1}^2 \cdot A_{rt}^2 \cdot COV_{\Delta t}^2 + (1 - D_{S_1} \cdot A_{rt})^2 \cdot COV_{S_f}^2 + (SR_p^{Thin})^2 \cdot COV_p^2}},$$

$$\beta_2^{Thin} = \frac{1 - D_{S_2} \cdot A_{rt} - SR_p^{Thin}}{\sqrt{D_{S_2}^2 \cdot A_{rt}^2 \cdot COV_{\Delta t}^2 + (1 - D_{S_2} \cdot A_{rt})^2 \cdot COV_{S_f}^2 + (SR_p^{Thin})^2 \cdot COV_p^2}},$$

$$\beta_3^{Thin} = \frac{1 - D_{S_3} \cdot A_{rt} - SR_p^{Thin}}{\sqrt{D_{S_3}^2 \cdot A_{rt}^2 \cdot COV_{\Delta t}^2 + (1 - D_{S_3} \cdot A_{rt})^2 \cdot COV_{S_f}^2 + (SR_p^{Thin})^2 \cdot COV_p^2}}.$$

Ecuación 3. Factor Beta

Por último, calcular el factor de daño base, según:

$$D_{fb}^{Thin} = \left[\frac{(Po_{p1}^{Thin} \Phi(-\beta_1^{Thin})) + (Po_{p2}^{Thin} \Phi(-\beta_2^{Thin})) + (Po_{p3}^{Thin} \Phi(-\beta_3^{Thin}))}{1.56E - 04} \right]$$

Ecuación 4 Factor de daño base

Esta diferencia de modelos no aplica para fondos de tanques, donde se mantuvieron las ecuaciones originales y la tabla de la versión 2008.

Diferencias conceptuales

Conceptualmente, las diferencias fundamentales entre los módulos de adelgazamiento de las versiones de API RP 581 radican en la importancia de las efectividades de inspección y el nivel de confianza que se tiene en la velocidad de corrosión adoptada.

En las versiones anteriores, para componentes con un sobre espesor elevado (Diferencia entre mínimo medido y requerido + CA) el modelo propuesto no reflejaba un aumento de probabilidad de falla dentro de un horizonte de tiempo razonable, sin importar la efectividad de la inspección.

En la versión 2016, la probabilidad de falla se vuelve más representativa del conocimiento que se tiene sobre el estado del equipo. Es decir, para casos en los que las inspecciones hayan sido de baja efectividad, o se tenga poca confianza en la V.C, los valores de probabilidad crecen exponencialmente con el paso del tiempo.

A modo de ejemplo, para un componente con los siguientes datos:

Espesor requerido	7.6 mm (0.3")
-------------------	---------------

Espesor mínimo medido en 2013	15.5 mm (0.61")
Sobre espesor de corrosión	1.6 mm (0.0625")
Efectividad de inspección previa	"C" (Regularmente efectiva)
Nivel de confianza en la velocidad de corrosión (0.25 mm /año)	Bajo

Tabla 1. Datos ejemplo N°1

Tenemos esta evolución del factor de daño:

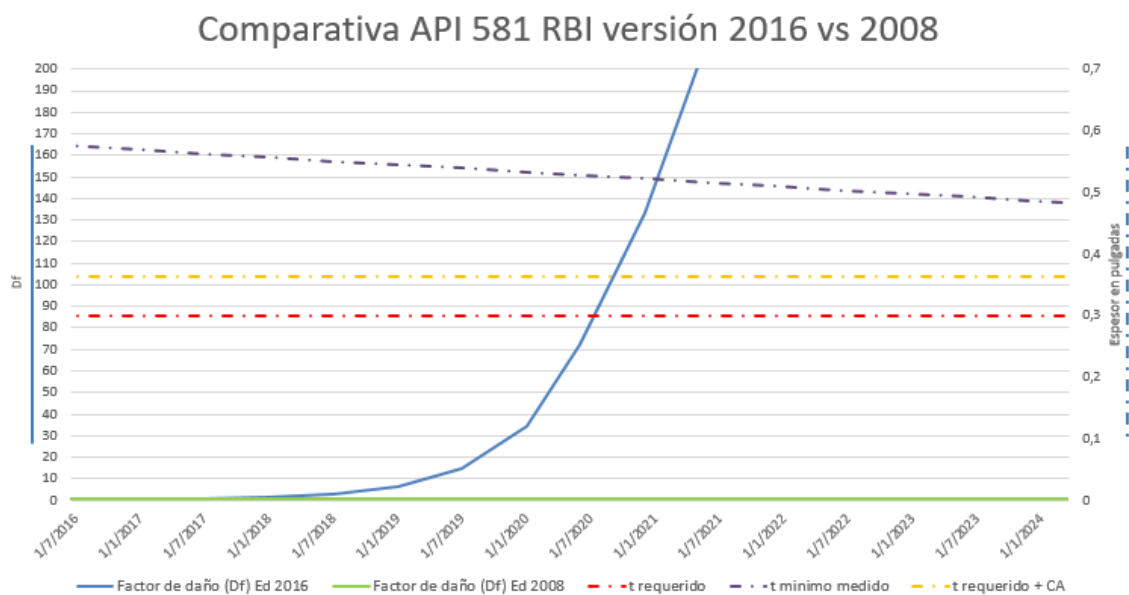


Figura 5. Ejemplo comparativo de evolución de factor de daño 1

Como podemos apreciar, en el modelo 2008 el Df permanecía estable en el tiempo, mientras que en la versión 2016, el mismo equipo presenta valores de Df elevados a partir del 2019 resultando en una probabilidad de falla varias veces superior al estándar de la industria. Por lo tanto, un equipo con mucha incertidumbre con respecto a la información de entrada y, con incertidumbre sobre su condición futura, requiere intervalos de inspección más acotados para verificar su estado real. Esto muestra una primera conclusión acerca de la importancia de actualizar los RBI ya ejecutados, en particular los que se tenga incertidumbre de la información y han resultado con Damage Factor bajo.

En un caso contrario, si consideramos un equipo con bajo sobreespesor, pero con una alta confianza en la velocidad de corrosión utilizada, como el siguiente:

Espesor requerido	12.7 mm (0.5")
Espesor mínimo medido en 2013	16.51 mm (0.65")
Sobre espesor de corrosión	3.2 mm (0.125")
Efectividad de inspección previa	"C" (Regularmente efectiva)
Nivel de confianza en la velocidad de corrosión (0.25 mm /año)	Alto

Tabla 2. Datos ejemplo N°2.

La evolución del factor de daño resulta:

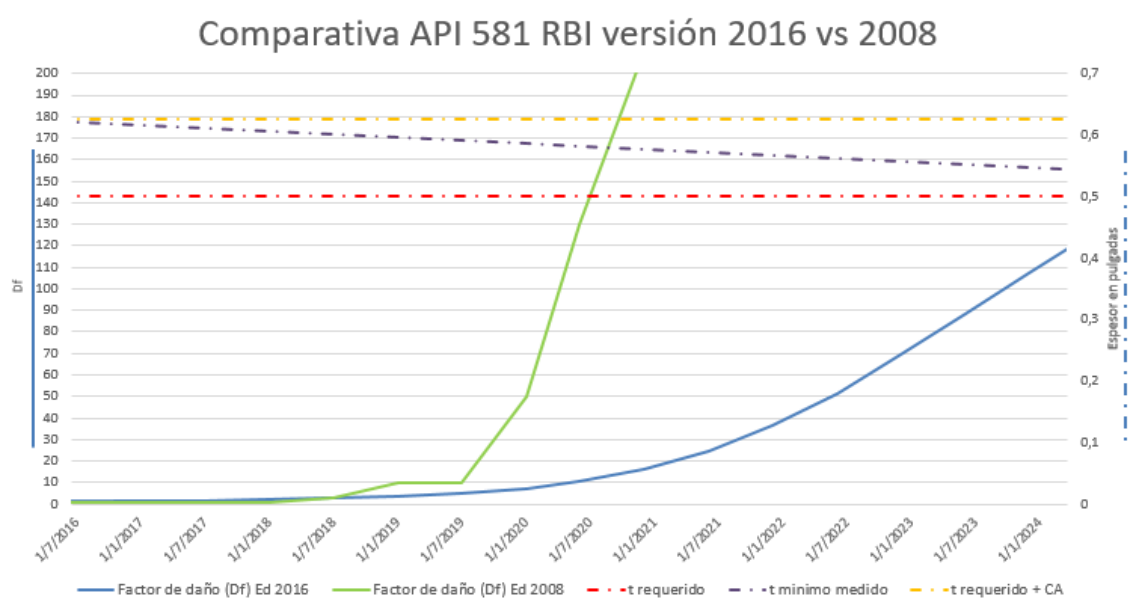


Figura 6. Ejemplo comparativo de evolución de factor de daño 2

En este caso podemos ver que el modelo del 2008 resultaba muy conservativo, ya que a pesar de que el equipo poseía un espesor por encima del requerido por diseño, el Df indicaba valores extremadamente altos a partir del 2018. Mientras que, con el nuevo modelo, estos valores comienzan a incrementarse gradualmente a partir del 2020, a medida que el espesor mínimo del equipo se acerca al espesor requerido por diseño. En este caso actualizar un RBI existente puede dar la oportunidad de disminuir la frecuencia de inspección, por lo cual la extensión de los periodos entre inspecciones tendrá aparejado un ahorro en costos de inspección y/o requisitos de paradas de plantas, etc.

El nuevo modelo permite disminuir la frecuencia de inspección, manteniendo la probabilidad de falla en valores bajos, dado que la confianza en la estimación futura del estado del equipo es alta.

Sobre el nivel de confianza en la velocidad de corrosión

En algunos casos la velocidad de corrosión en los equipos de proceso no se conoce con certeza. La capacidad de establecer la velocidad de corrosión de manera precisa está limitada por: La complejidad del equipo, las variaciones metalúrgicas y de proceso, inaccesibilidad para inspeccionar y limitaciones de los métodos de inspección y ensayos. La mejor información proviene de resultados de inspección en las condiciones de operación reales del equipo.

Otras fuentes de información incluyen base de datos, experiencia en planta o conocimientos de un especialista en corrosión. La incertidumbre en la velocidad de corrosión varía dependiendo de la fuente y la calidad de los datos. Para el adelgazamiento generalizado, la confiabilidad de las fuentes de información utilizadas para establecer la velocidad de corrosión se puede clasificar en tres categorías según API RP 581:

- a) Fuentes de información de **confianza baja** para la velocidad de corrosión: Datos publicados, tablas de velocidad de corrosión y opinión de expertos. Aunque a menudo se usan para decisiones de diseño, la velocidad de corrosión real que se observará en una situación de proceso dada puede diferir significativamente del valor de diseño.
- b) Fuentes de información de **confianza media** para la velocidad de corrosión: Pruebas de laboratorio con condiciones de proceso simuladas o pruebas limitadas de cupón de corrosión in situ. Los datos de velocidad de corrosión desarrollados a partir de fuentes que simulan las condiciones reales del proceso suelen proporcionar un mayor nivel de confianza en la velocidad de corrosión pronosticada.
- c) Fuentes de información de **confianza alta** para la velocidad de corrosión: Datos de campo de inspecciones minuciosas y detalladas. Los datos de cupones, que reflejan cinco o más años de experiencia con el equipo de proceso (suponiendo que no se han producido cambios significativos en el proceso) proporcionan un alto nivel de confianza en la velocidad de corrosión prevista. Si se dispone de suficientes datos de la experiencia real del proceso, es muy probable que la tasa de corrosión real esté próxima al valor esperado en condiciones normales de funcionamiento.

Modificaciones en la definición de Objetivos o “Targets”

Además del método de cálculo para el módulo de adelgazamiento, otra de las diferencias que podemos encontrar entre la nueva versión de API RP 581 y las versiones previas, es la definición de nuevos objetivos o “Targets”.

Un objetivo o “Target” se define como el nivel máximo aceptable para continuar operando sin requerir una acción de mitigación. Una vez que se ha alcanzado o superado el “Target”, se desencadena una actividad como la inspección. En las versiones previas solo se mencionaba el “Risk Target” como objetivo para planificar inspecciones. La nueva versión de API RP 581 permite definir varios “Targets” en un programa de RBI, para iniciar y definir actividades de mitigación del riesgo:

Risk Target: Nivel de riesgo aceptable que desencadena el proceso de planificación de la inspección. El objetivo de riesgo puede expresarse en términos de área (ft² / año) o financieros

(\$ / año), basados en la preferencia del propietario/usuario. La principal ventaja de la utilización de este “Target” es que combina la probabilidad y la consecuencia, identificando los activos críticos, y permitiendo focalizar las tareas de mitigación sobre estos.

POF Target: Una frecuencia de falla o fuga (# / año) que se considera inaceptable y desencadena el proceso de planificación de la inspección. Es recomendable utilizarlo cuando se cuenta con valores propios de frecuencia de falla, ya que combina la frecuencia de falla con el factor de daño. Como desventaja podemos mencionar que trabajar con “POF Target” no contempla los valores de consecuencia, por lo tanto, podemos tener activos de alta probabilidad que no necesariamente posean un riesgo elevado.

DF Target: Un estado de daño que refleja un factor de frecuencia de falla inaceptable mayor que la genérica y desencadena el proceso de planificación de inspección. Se recomienda utilizarlo cuando no se cuentan con datos propios de frecuencia de falla, solo considera una ponderación de activos en base a los mecanismos de daño aplicables y el estado de degradación.

COF Target: Un nivel de consecuencia inaceptable en términos de área de consecuencias (CA) o consecuencia financiera (FA) basada en la preferencia del propietario-usuario. Debido a que las actividades de inspección no reducen el riesgo impulsado por COF, se requieren actividades de mitigación del riesgo para reducir el inventario de liberación o ignición. No puede utilizarse para planificar inspecciones.

Thickness Target: Un espesor específico, a menudo el espesor mínimo, t_{min} , considerado inaceptable, desencadena el proceso de planificación de la inspección. Se recomienda utilizarlo solo cuando el mecanismo de daño activo es adelgazamiento y no existen otros mecanismos potencialmente activos.

Maximum Inspection Interval Target: Una frecuencia de inspección específica considerada inaceptable, desencadena el proceso de planificación de inspección. Un intervalo de inspección máximo puede ser establecido por las normas corporativas del propietario-usuario o puede ser establecido sobre la base de un requisito jurisdiccional.

La inclusión de esta variedad de “Targets” permite al usuario planificar sus intervalos de inspección en función de criterios personalizados en base a su situación particular, definiendo para cada caso el criterio que mejor se ajusta a la realidad de su instalación.

Ejemplo real de actualización de RBI

Sobre una planta de tratamiento de gas ubicada en Bolivia, se realizó la actualización del análisis de RBI semicuantitativo existente, luego de la ejecución de las tareas de inspección del año 2016 que habían sido planificadas para los equipos críticos.

Se trata de una planta de separación, deshidratación y compresión de gas. Cuenta con un sistema de condensado y sistemas auxiliares de propano, glicol, aire, venteos y red contraincendios.

El hidrocarburo proveniente de campo ingresa a la unidad de separación, aproximadamente a 200 psig. Luego el gas separado es enviado a la unidad de deshidratación para luego ser comprimido y enviado al gasoducto a una presión de 1000 psig. El condensado obtenido en la etapa de separación es almacenado en 3 tanques de 160 m³ cada uno y luego es bombeado a 140 psig hacia el oleoducto.



Figura 7. Planta de tratamiento de gas.

Luego del análisis de RBI realizado en 2014, utilizando la versión 2008 de API 581, se obtuvo la siguiente distribución de riesgo:

RIESGO Versión 2008					
5	-	11	5	-	-
4	-	8	4	-	-
3	-	1	-	-	1
2	-	6	-	2	-
1	-	17	5	2	2
	A	B	C	D	E

Figura 8. Matriz de Riesgo original.

En el año 2016 se ejecutaron las inspecciones programadas para los equipos de riesgo Medio/Alto y Alto, obteniéndose valores de espesores, que al ser comparados con espesores previos permitieron calcular una velocidad de corrosión más precisa para algunos lazos de corrosión.

Los resultados de inspección obtenidos fueron utilizados para recalcular el nivel de riesgo de todos los equipos con la metodología de la versión 2016. Como era de esperarse, en función de lo comentado anteriormente en esta publicación, no solo se modificaron los niveles de riesgo de los equipos inspeccionados, logrando una disminución del riesgo debido a que se verificó el buen estado de los mismos, sino que, además, se evidenciaron algunos casos de aumento en el nivel de riesgo debido a la actualización con el nuevo modelo.

Los equipos que obtuvieron una disminución en el nivel de riesgo fueron:

Tag	Descripción	Ubicación en Matriz versión 2008	Ubicación en Matriz versión 2016
V-45	Separador de grupo de líquido	5B	4B
V-40	Separador de baja	5B	4B
V-90	Separador de entrada a planta dew point	5B	4B
V-01	Filtro de gas combustible horno H-0920	5B	4B
V-02	Filtro de gas combustible horno H-0910	5B	4B
V-1715D	Pulmón de descarga segunda etapa compresor Ajax 2	5B	4B
V-200	Mezclador de gasolina	5B	4B
TK-1310	Tanque de almacenamiento N° 1	5C	3C
TK-1320	Tanque de almacenamiento N° 2	5C	3C
TK-1330	Tanque de almacenamiento N° 3	5C	3C

Tabla 3. Equipos con disminución de nivel de riesgo.

Las premisas utilizadas para la actualización del RBI fueron:

- Nivel de confianza en velocidad de corrosión: Media.
- Efectividades de las inspecciones ejecutadas: Regularmente efectivas “C”.

En contraposición con estos equipos, se obtuvieron 7 equipos que originalmente se encontraban en la posición 1B y avanzaron hasta la posición 3B luego de la actualización, este incremento en la probabilidad de falla fue debido a que estos equipos no contaban con inspecciones previas en los últimos años, por lo tanto, la nueva versión otorga mayor penalidad al nivel de incertidumbre, según se mostró en el ejemplo de la figura 5.

Los equipos que obtuvieron un aumento en el nivel de riesgo fueron:

Tag	Descripción	Ubicación en Matriz versión 2008	Ubicación en Matriz versión 2016
V-1445	Depurador de succión compresor Dresser Rand # 5	1B	3B
V-1445A	Pulmón de succión primera etapa	1B	3B

Tag	Descripción	Ubicación en Matriz versión 2008	Ubicación en Matriz versión 2016
	compresor Dresser # 5		
V-1450B	Pulmón de descarga segunda etapa compresor Dresser # 5	1B	3B
V-1425	Depurador de succión compresor Dresser Rand # 4	1B	3B
V-1425A	Pulmón de succión primera etapa compresor Dresser # 4	1B	3B
V-1405	Depurador de succión compresor Dresser Rand # 3	1B	3B
V-1405A	Pulmón de succión primera etapa compresor Dresser # 3	1B	3B

Tabla 4. Equipos con aumento del nivel de riesgo.

En resumen, la evolución de la matriz de riesgo luego de la actualización fue la siguiente:

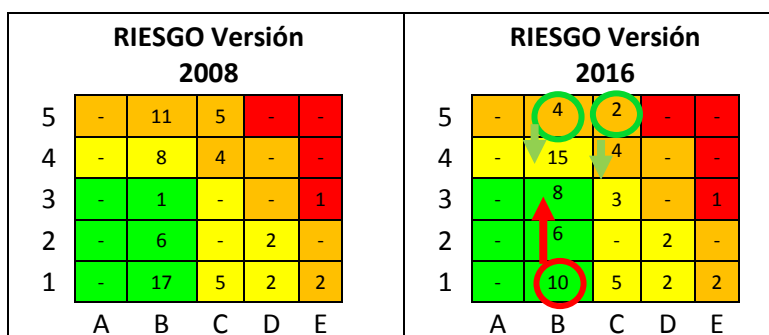


Figura 9. Comparativa de matrices de riesgo

En total 10 equipos lograron disminuir su nivel de riesgo, aumentando el intervalo entre inspecciones y se detectaron 7 equipos sobre los cuales la incertidumbre es alta, por lo tanto, se recomienda inspeccionar en un intervalo menor con el objetivo de actualizar el conocimiento sobre el estado real de los mismos.

En este caso la actualización del estudio de RBI con la nueva versión de API 581 permitió disminuir el riesgo en activos recién inspeccionados y revalorizar el riesgo en activos que contaban con niveles de probabilidad bajos a pesar de la incertidumbre que se tiene sobre el estado de los mismos.

Conclusiones

En mayo de 2016 se lanzó la 3ra Edición de API 581, que incluyó varias modificaciones en cuanto al cálculo de los factores de daño, no sólo cambios menores en cuanto a la no inclusión de sobre espesor por corrosión, sino cambios de base en el modelo matemático utilizado y en la valoración de la efectividad de las inspecciones.

Es sabido que las principales normativas de API son en general actualizadas con bastante frecuencia, en periodos que no van más allá de los 4 o 5 años, hemos visto muchos casos que estas actualizaciones son de formatos y corrección de textos y/o introducción de algunos nuevos conceptos, pero en este caso la actualización de la API 581 del 2016 modifica justamente el motor del análisis de RBI en lo referente al módulo de adelgazamiento, modificando sus tablas por nuevas ecuaciones que trabajan de forma más precisa y además se corrigen algunos conceptos que generaban dudas desde hace años.

Incorporando en los análisis de RBI existentes los cambios realizados en esta edición 2016, justifican la necesidad de inspecciones más efectivas y periodos más cortos para el caso de equipos cuyo historial no es confiable, y corrige inspecciones innecesarias para casos de bajo riesgo tales como sobreespesores de corrosión altos. Estos resultados se verán reflejados en un aumento de confiabilidad y un menor riesgo en los activos que no presentan historial confiable y por otro lado en equipos de riesgo bajo, en un ahorro significativo debido a la disminución de la frecuencia y alcance de las inspecciones.

Existen también algunos beneficios extras como la posibilidad de mostrar las actualizaciones de riesgo a las compañías aseguradoras a quienes se les podrá exigir mejoras en las primas de seguro anuales.

Otro beneficio de la nueva edición de API 581, es la inclusión de una variedad de “Targets” que permite al usuario planificar sus intervalos de inspección en función de criterios personalizados en base a su situación particular, definiendo para cada caso el criterio que mejor se ajusta a la realidad de su instalación.

Por los motivos antes expuestos resulta beneficioso la aplicación de la metodología de RBI bajo API 581 2016 en los activos que no tengan este tipo de planificación de inspecciones como así también actualizar los análisis existentes,

Bibliografía

API RP 580 “Risk Based Inspection” 1st, 2nd y 3rd Edition

API RP 581 “Risk-Based Inspection Methodology” 1st, 2nd y 3rd Edition

CVs Reducidos de los Autores:

- Esteban Rubertis, Ing Mecánico, Senior con 20 años de experiencia en implementación de sistemas de gestión de integridad mecánica de plantas de proceso de la industria del gas y petróleo/ Inspector **Autorizado de Tuberías API 570, Inspector Autorizado de Recipientes API 510. Certificación en RBI API 580**, Instructor Autorizado ASME.
- Alan Martuccio Ing Electro-Mecánico con más de 5 años de experiencia en análisis de inspección basada riesgo, y gestión de integridad de equipos estáticos en Refinerías y Yacimientos, habiendo participado en proyecto en Argentina, Bolivia, Peru y Ecuador. **Certificación API 580**
- Bernardo Elosegui Ing. Mecánico, Senior con más de 10 años de experiencia en gestión de integridad, **Inspector Autorizado de Tanques API 653**, especialista en inspección y evaluación de integridad de tanques atmosféricos. Experiencia en diseño e implementación de planes de inspección en Refinerías, Petroquímicas y Yacimientos. **Certificación API 580.**
- Marcos Dasso Ing Mecánico más de 7 años de experiencia en gestión de integridad y riesgo. Especializado en mecanismos de daño, análisis de riesgo y planificación de inspecciones. Diseño e implementación de sistemas de gestión de integridad mecánica. Trabajos en Argentina, Bolivia, Ecuador, Perú y México. **Certificación API 580**