

Aplicación de la tecnología de inspección basada en riesgo (IBR) para la generación de planes óptimos de inspección a equipos estáticos en la industria del petróleo y gas

Elisaúl de Jesús Materán Linares

elisaul.materan@reliarisk.com

Elimar Anauro Rojas Monsalve

elimar.rojas@reliarisk.com

José Arturo Hernández Mosqueda

arturo.mosqueda@reliarisk.com

Edwin Ericson Gutiérrez Urdaneta

edwin.gutierrez@reliarisk.com

Reliability and Risk Management México, S.A. de C.V.

Información del artículo: recibido: junio de 2014-aceptado: enero de 2015

Resumen

La aplicación de la tecnología de inspección basada en riesgo (IBR) representa un enfoque sistemático basado en las prácticas recomendadas API-RP-580, 581, 571 y otros estándares internacionales que tienen como objetivo mitigar el riesgo de los equipos estáticos de las plantas asociadas a la industria del petróleo y gas, mediante la optimización de las inspecciones, al establecer frecuencias y alcances con base en la valoración del comportamiento histórico, mecanismos de deterioro, factores de daño, características de diseño, condiciones de operación, mantenimiento, inspección y políticas gerenciales en conjunto con la calidad y efectividad de la inspección, así como las consecuencias asociadas a las potenciales fallas. Adicionalmente permite optimizar los programas de inspección en marcha a través de la determinación de los puntos de inspección y requeridos por cada equipo, de acuerdo a los mecanismos de deterioro, los niveles de riesgo y sus velocidades de corrosión.

Esta evaluación da prioridad a los equipos estáticos, incluidas las tuberías, mediante el cálculo de valores de probabilidad y consecuencia para cada componente y proporciona la ubicación del nivel de riesgo en una matriz de 5 x 5, estableciendo de los lazos de corrosión e identificando los potenciales mecanismos de deterioro basados en la norma API-RP-571, así como los grupos de inventario y los niveles de riesgo con el fin de reducir los mismos a través de las inspecciones, para incrementar la seguridad de la planta mediante la mitigación del riesgo, mejorando costo-efectivamente los recursos de inspección, evaluar los requerimientos para incrementar o reducir los ciclos de pruebas e inspecciones y finalmente proveer recomendaciones y proponer mejoras para reducir el riesgo a los niveles aceptables y optimizar las futuras inspecciones y su efectividad.

Palabras clave: Condición, CML, equipo, estático, IBR, inspección, inspección en marcha, mantenimiento, monitoreo de condición, optimización, punto de medición, riesgo, tecnología, TML.

Technology application of risk based inspection (RBI) for generation of optimal inspection plans to static equipment at oil & gas facilities

Abstract

Application of Risk Based Inspection Technology (RBI) is a systematic approach based on recommended Practices API-RP-580, 581, 571 and other international standards which aims to mitigate the risk of static equipment, associated to Oil & Gas facilities, by optimizing inspections, setting frequency and scope based on the assessment of historical performance, deterioration mechanisms, damage factors, design features, operating conditions, maintenance, inspection and management policies together with the quality and effectiveness of the inspection, and the consequences associated with potential failures. Additionally, optimizes inspection programs implemented by determining the Thickness Measure Location (TML) and required by equipment, according to the deterioration mechanisms, risk levels and corrosion rates.

This assessment gives priority to static equipment, including piping, by calculating values of probability and consequence for each component and provides the location of the risk level in a matrix of 5 x 5, establishing the corrosion loop and identifying potential deterioration mechanisms based on API-RP-571, and inventory groups and levels of risk in order to reduce them through inspections, to increase plant safety by risk mitigating action than improving cost-effective inspection resources, evaluate the requirements to increase or decrease the tests and inspections (T&I) interval and finally provide recommendations and propose improvements to reduce risk to acceptable levels and optimize the future inspections and its effectiveness.

Keywords: Condition, Condition Monitoring, CML, Equipment, Inspection, On Stream Inspection, OSI, maintenance, optimization, measure point, risk, RBI, static, technology, TML.

Introducción

En el mundo industrial, una de las mayores preocupaciones recae sobre el diseño, selección y determinación de una adecuada política y estrategia de mantenimiento e inspección de los equipos estáticos, ya que se enfoca en el estudio del deterioro de la pared de un contenedor de fluido que puede resultar en la pérdida de la función de contención del fluido, es decir, en una fuga de producto al medio ambiente y las consecuencias asociadas a la misma; como comprometer la seguridad del personal, parada del proceso, costos asociados a daños ambientales, pérdidas de productos, mantenimiento o cambio de la estructura dañada. Motivo por el cual se deben reducir los niveles de riesgo asociados mediante la implementación de metodologías y técnicas que permiten controlar, optimizar, prevenir y predecir la ocurrencia de falla en equipos estáticos; debido a esta situación actualmente se está implementando una tecnología de inspección basada en riesgo (IBR) para la generación de planes óptimos de inspección a equipos estáticos, basados en estándares internacionales como las prácticas recomendadas API-RP-580 y 581, y el uso de normas, estándares y prácticas API como: 353, 570, 571, 574, 579, 650, 653, 1160 y ASME

B31.3, 31.4, 31.8 y 31.8S, así como procedimientos de ingeniería o estándares de los clientes.

Esta metodología se aplica tanto a equipos estáticos (recipientes a presión, intercambiadores, torres, y tanques de almacenamiento) como circuitos de tuberías, cuyo objetivo es definir los niveles de riesgo de cada equipo, basados en la caracterización de la condición actual, mecanismos de degradación o deterioro, características de diseño, condiciones de operación, calidad y efectividad de las actividades de mantenimiento e inspección y las políticas gerenciales, así como las consecuencias asociadas a las fallas potenciales. Una vez definida la jerarquización de los equipos o tuberías de acuerdo a su nivel de riesgo, se determinan las actividades de inspección y frecuencias o fechas de ejecución, considerando los mecanismos de deterioro presentes, y como punto final se realiza una optimización del programa de inspección en marcha, que permite determinar la cantidad requerida de puntos de inspección para cada equipo o circuito de tuberías.

El riesgo es un término de naturaleza probabilística, que se define como “egresos o pérdidas probables, consecuencia de la posible ocurrencia de un evento no deseado o falla”. En

este simple y poderoso concepto coexiste la posibilidad de que un evento o aseveración se haga realidad o se satisfaga, con las consecuencias de que ello ocurra.

Matemáticamente el riesgo asociado a una decisión o evento viene dado por la expresión universal: $\text{riesgo}_{(t)} = \text{probabilidad de falla}_{(t)} \times \text{consecuencias}$. En base a la cual se observa que el nivel de riesgo puede ser variable, de acuerdo a una disminución o incremento de la frecuencia de falla, o disminuyendo o incrementando las consecuencias. Destacando que de acuerdo a la experiencia sobre la determinación del riesgo, las acciones dirigidas a disminuir la frecuencia de ocurrencia de fallas son más factibles que las dirigidas a disminuir las consecuencias, ya que estas últimas involucran mayores inversiones o esfuerzos y decisiones gerenciales.

El análisis de la ecuación de riesgo, permite entender su poder como indicador para el diagnóstico de situaciones y la toma de decisiones, a través del cual, pueden compararse escenarios que bajo una perspectiva cotidiana resultarían disímiles, pero bajo ciertas circunstancias deben evaluarse y considerarlas en un proceso de toma de decisiones; como discernir entre una acción de mantenimiento a equipos estáticos con frecuencias de fallas bajas pero con consecuencias tradicionalmente muy altas.

Los análisis de inspección basados en riesgo (IBR) requieren el cálculo de probabilidades de falla y modelaje de las consecuencias de la misma. Para el cálculo de las probabilidades de falla, se considera el espesor remanente, la velocidad de corrosión, y la calidad y frecuencia de inspección; mientras que para el modelaje de las consecuencias se considera, entre otros, el tipo de fluido, los sistemas de mitigación existentes y el inventario de producto (volumen) contenido en dicho componente, utilizando una matriz de riesgo de 5 x 5 que gráficamente permite la localización del nivel de riesgo de los componentes analizados y la cual presenta cuatro niveles de clasificación: bajo (verde), medio (amarillo), medio-alto (naranja) y alto riesgo (rojo).

El producto de los valores de la probabilidad de falla y consecuencias (lados de la matriz), permiten determinar el nivel de riesgo asociado a cada componente (equipo o circuito de tubería) que permiten construir una lista jerarquizada de componentes basadas en el riesgo calculado, que es usada para diseñar y optimizar los planes de inspección. La **Figura 1** muestra un esquema general de la tecnología de IBR, mientras que la **Figura 2** muestra los diferentes aspectos que son tomados en cuenta para la caracterización del riesgo. Por su parte, la **Figura 3** muestra una matriz de riesgo.

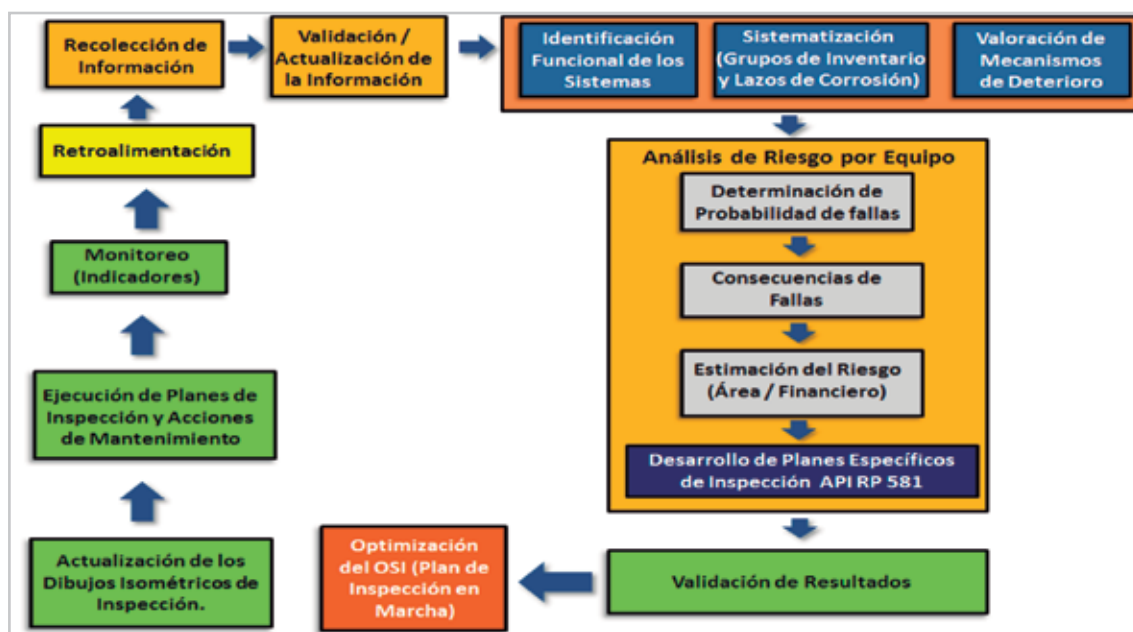


Figura 1. Etapas y fases de la tecnología IBR.

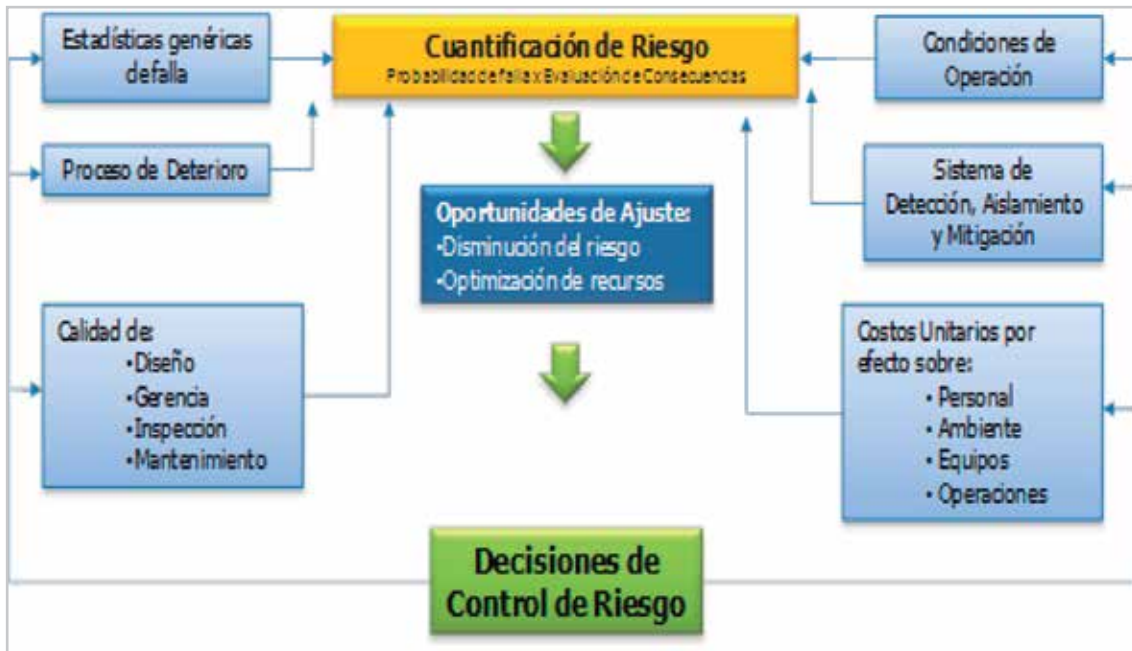


Figura 2. Factores que caracterizan el riesgo.

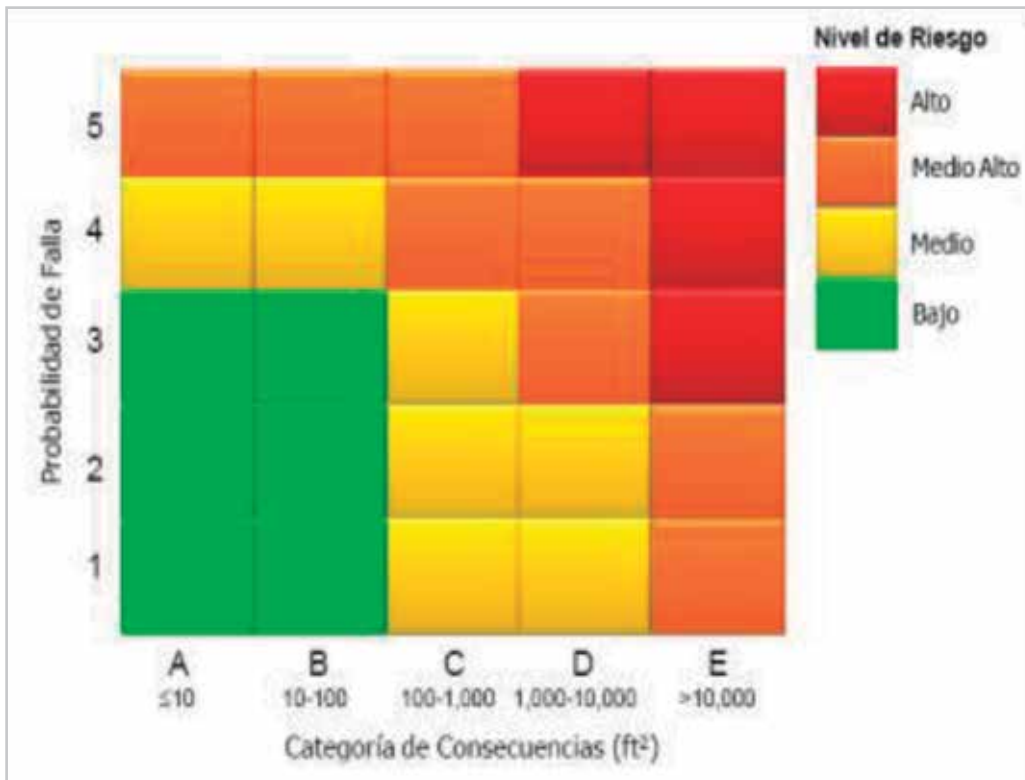


Figura 3. Matriz de riesgo.

Metodología y aplicación

A continuación se definen y desarrollan cada uno de las nueve etapas para la aplicación de la “tecnología de inspección basada en riesgo (IBR) para la generación de planes óptimos de inspección a equipos estáticos”:

Definición del sistema o equipos a evaluar

Consiste en la delimitación o selección de los sistemas, subsistemas y equipos o circuitos de tuberías a los cuales se les aplicará la tecnología de IBR.

Recolección de información técnica requerida

Obtener, capturar y evaluar los datos técnicos e información necesaria para establecer la base del análisis necesaria para

desarrollar el mapa de riesgos y el plan de inspección. En tal sentido, se toma en consideración la información relativa al diseño, fabricación, instalación, operación y mantenimiento de los equipos y componentes de la instalación. Así como, la información disponible de los registros de inspección.

Para organizar toda esta información técnica, se dispone de bases de datos en donde se incluye toda la información requerida por el software a utilizar, **Figura 4**, para determinar los niveles de riesgo de los equipos y circuitos de tuberías, y mantener un registro de las fuentes consultadas. La revisión y captura de datos es una etapa en la que es susceptible introducir errores, por lo que se debe contar con los procedimientos de aseguramiento de calidad de los datos necesarios para desarrollar dichos estudios.

The image shows a screenshot of a complex data table with numerous columns. The columns include identifiers like 'ID', 'Equipment', 'Material', 'Inspection Type', 'Frequency', and 'Risk Level'. The rows contain detailed technical information for various equipment items, such as storage tanks and piping systems, including their locations and specific inspection requirements.

Figura 4. Base de datos.

Entre las fuentes de información más importantes para el desarrollo de este estudio, se encuentran los diagramas de flujo de proceso (DFP's o PFD's), diagramas de tubería e instrumentación (DTI's o P&ID's), planos generales de la plataforma (PLG), isométricos, historia y registro de inspecciones realizadas, caracterización de los fluidos de los sistemas, hojas de especificación de equipos, hojas de seguridad de las substancias de proceso, bitácora o reportes de mantenimiento, estudios previos de riesgo y cualquier otra información técnica que contribuya al desarrollo del estudio.

Sistematización de la instalación

El proceso de sistematización consiste en la división de una instalación o complejo en unidades menores de proceso que faciliten su análisis y evaluación. La unidad de estudio será el equipo o circuito de tubería de proceso. La sistematización se debe realizar tomando en cuenta los aspectos de grupo de inventario y lazo de corrosión.

Grupos de inventario: Se define como un grupo de equipos que pueden ser aislados remotamente o no mediante

válvulas, asumiendo que el inventario total de todo el grupo de inventario está potencialmente disponible para fugar por cualquiera de los componentes que lo integran en caso de que se presente una fuga al ambiente y se utiliza en el cálculo para determinar las consecuencias, (área o financiera).

Entre las principales consideraciones para los grupos de inventario se tienen:

- Asumir como dueño del grupo de inventario el equipo estático de mayor relevancia que corresponda.
- Los sistemas de líneas, filtros pequeños, generalmente formarán parte de un grupo de inventario, nunca

generarán nombres del grupo, a excepción de tuberías principales.

- Los elementos que definirán los límites de los equipos preferiblemente serán válvulas de bloqueo automáticas, válvulas de bloqueo manuales, válvulas de seguridad y en última instancia válvulas de retención.

La **Figura 5** muestra la definición de grupo de inventario, mientras que la **Figura 6** presenta un ejemplo del establecimiento de grupos de inventario en un DTI.

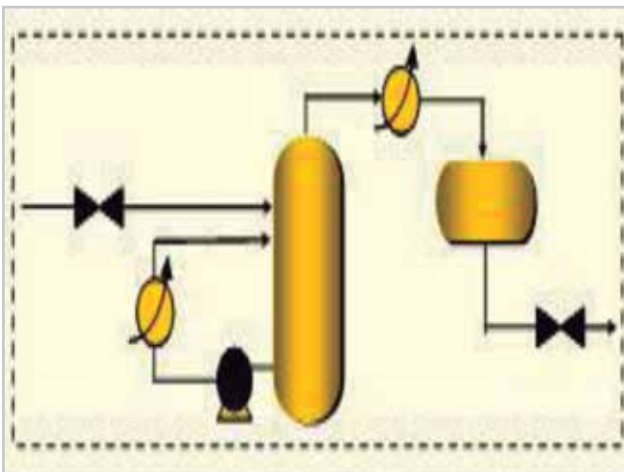


Figura 5. Definición grupo de inventario.

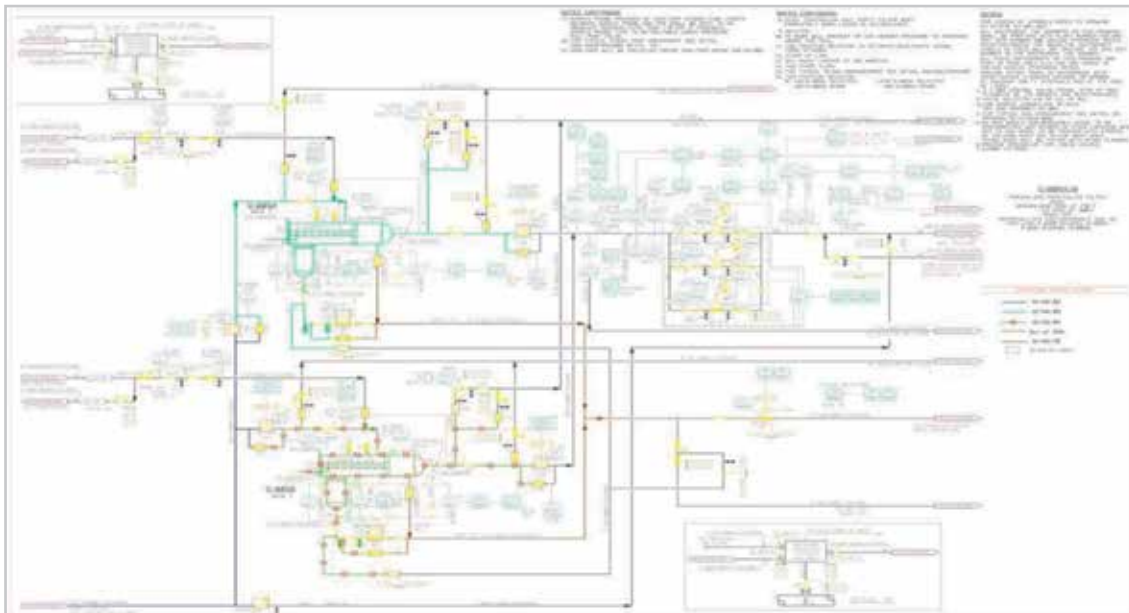


Figura 6. Ejemplo de un grupo de inventario.

Lazos de corrosión: son indispensables para la conformación de los equipos o circuitos y por definición establece que los equipos asociados a un mismo lazo de corrosión presentan materiales, condiciones operacionales y mecanismos de deterioro similares. Para la definición de los lazos de corrosión se deben identificar y evaluar los mecanismos de daño presentes o potenciales en cada uno de los componentes con base en la Norma API-RP-571, la cual permite evaluar todas las variables principales que ayudan a establecer la existencia o no de un mecanismo de deterioro particular.

Entre las principales consideraciones para definir o determinar los lazos de corrosión, se tienen:

- Aislamiento térmico.
- Condiciones de operación y composición química de la sustancia manejada.
- Tipo de servicio de circuito y/o equipo.
- Materiales de construcción.
- Localización de válvulas de corte o aislamiento.
- Tipo de componente, ya sea equipo de proceso o circuito de tubería.

La **Figura 7** muestra un ejemplo del establecimiento de un lazo de corrosión en un diagrama de flujo de proceso, (DFP).

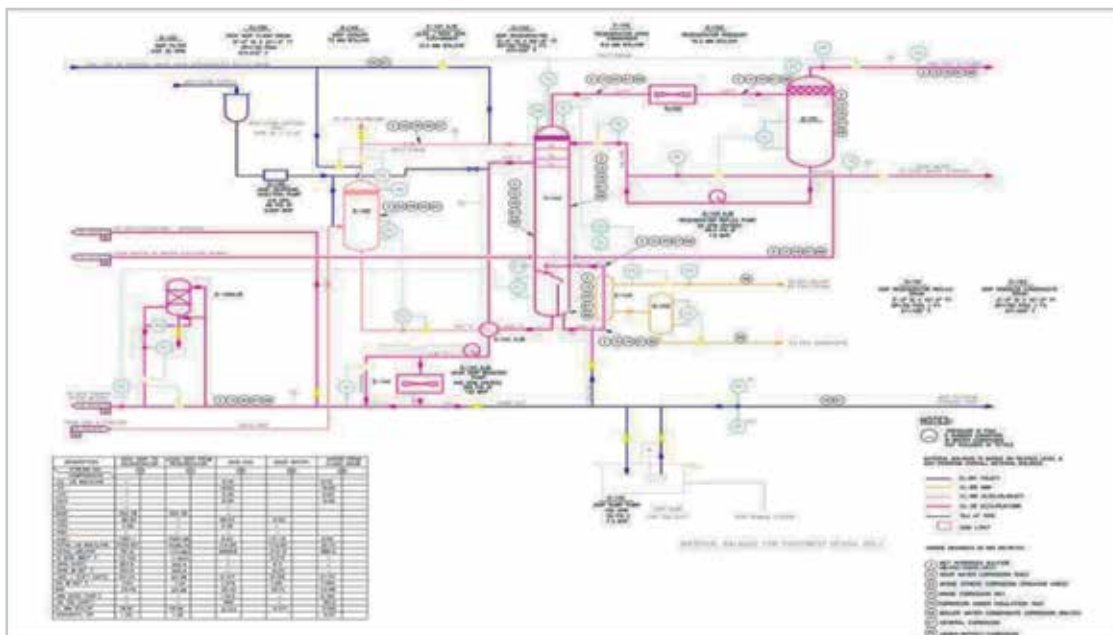


Figura 7. Ejemplo de un lazo de corrosión.

Con la sistematización, cada componente (equipo o circuito de tubería) es una unidad de estudio de riesgo y le corresponde un plan de inspección particular, dependiendo del número y tipo de mecanismos de daño que éste pueda presentar. Asimismo, se debe establecer una taxonomía para mantener una estructura reproducible, confiable y ordenada que permita identificar a cada uno de los lazos y grupos de inventarios que se han clasificado y numerado para cada caso.

Validación de la información

Se debe asegurar que la información recopilada (datos) este actualizada y validada por personas debidamente capacitadas en áreas específicas, con el consecuente beneficio para la calidad de los análisis.

La necesidad de garantizar la información es múltiple, dado que pueden existir documentos, diagramas y datos no

actualizados, que no reflejen la realidad de la instalación, la falta de trazabilidad de las inspecciones, errores de los inspectores y otras fuentes que pueden afectar negativamente la exactitud de los resultados. Para lo cual se emplean esfuerzos para reducir las posibles fuentes de error, realizando:

- Confrontación física de los diagramas e isométricos.
- Reuniones de validación con los expertos de cada área.
- Verificación de las variables operacionales.
- Comparación entre las magnitudes de las velocidades de corrosión registradas con base a las inspecciones y las registradas en bibliografía o instalaciones similares.

La actualización de la información se limita a considerar todas las líneas y equipos existentes en las instalaciones y descartar aquellos que han sido retirados de servicio, con el fin de generar los planes de inspección y acciones de mantenimiento acordes a la realidad operacional y evitando generar planes y acciones no necesarias, así como el almacenamiento de datos menos confiables.

Identificación y evaluación de los mecanismos de daño

Para analizar el efecto del daño producido durante la operación e inspección, sobre la probabilidad de la detección de los defectos, se debe ejecutar, entre otros pasos:

- Determinar la velocidad y severidad del daño.
- Determinar el nivel de confianza en la severidad de los daños.
- Determinar la eficacia de los programas de inspección.
- Calcular el efecto del programa de inspección en el mejoramiento del nivel de determinación de los daños.
- Calcular la probabilidad que un nivel dado de daño excederá la tolerancia del daño del componente resultando en una falla.
- Calcular los factores de daño.
- Calcular el factor de daño total para los mecanismos de daño presente y potenciales.

Análisis de riesgo

El análisis de riesgo está dirigido a equipos, circuitos de tuberías y válvulas, el cual permite determinar el riesgo de

acuerdo a la norma API-RP-581, permitiendo la planificación de actividades que están dirigidas a la detección de mecanismos específicos de daño, utilizada para obtener una calificación del riesgo de manera determinística, considerando criterios de aceptación de riesgos y plan de inspección.

Este análisis se centra en la estimación de los factores que modifican la frecuencia de fallas y las zonas afectadas por la posible aparición de producto liberado al medio ambiente, como resultado de la pérdida de contención del equipo.

El análisis determina primero un factor que representa la probabilidad de la falla y posteriormente permite valorar un factor para las consecuencias. Ambos se combinan en una matriz de riesgo (5 x 5) para establecer el nivel de riesgo de cada componente. Para el cálculo de la **probabilidad de falla** se considera el procedimiento indicado en la sección 4 de la práctica recomendada API-RP-581, mediante la Ecuación 1:

$$P_f(t) = gff \cdot D_f(t) \cdot F_{MS} \quad \text{Ec. 1.}$$

$P_f(t)$: Frecuencia de falla del equipo expresada en eventos/año.

gff : Frecuencia de falla genérica expresada en eventos/año, (según **Tabla 4.1**, API-RP-581)

$D_f(t)$: Factor de daño.

F_{MS} : Factor del sistema gerencial.

La base de datos de la **frecuencia de falla genérica** se basa en una compilación de expedientes disponibles de las historias de la falla de varios tipos de componentes (equipo y circuitos de tubería de diferentes diámetros), en operación en diversas instalaciones de petróleo y gas que han sido desarrolladas para cuatro diferentes tamaños de los agujeros en caso de eventos de fuga ($\frac{3}{8}$ ", 1", 4" y ruptura total). Como uso más generalizado se cuenta con las evidencias de fallas presentadas en la **Tabla 4.1** "Suggested Component Generic Failure Frequencies", del API RP 581, 2da edición, Sep-2008. Sin embargo, en los casos donde se disponga de suficiente historial de fallas para un componente dado, se puede calcular la frecuencia de falla real.

Para el cálculo del **factor de daño** se utilizan métodos sistemáticos que determinan el efecto de los mecanismos de deterioro específicos bajo condiciones de funcionamiento normales y extremas, que afectan la probabilidad de la falla

de cada componente, estableciendo los factores de daño en las condiciones en que operando el equipo, cuantificando la eficacia del programa de inspección ejecutado (en caso de existir) y calculando los factores de modificación de la frecuencia de falla genérica que apliquen.

Para algunos mecanismos de deterioro existe un **índice del daño** que modifica significativamente mayor la frecuencia de falla a condiciones extremas, diferentes a las condiciones normales de operación, tales como variaciones de la temperatura o cambios anormales en las concentraciones de un contaminante particular en el fluido procesado y que pueden ocurrir durante periodos de cambios operacionales o en los arranques y paradas de proceso.

Para analizar el efecto del daño producido en servicio y el efecto de la inspección en la probabilidad de la falla, se debe:

- Determinar la velocidad y severidad del daño.
- Determinar el nivel de confianza en la severidad de los daños.
- Determinar la eficacia de los programas de inspección.
- Calcular el efecto del programa de inspección en el mejoramiento del nivel de determinación de los daños.

- Calcular la probabilidad de que un nivel dado de daño exceda la tolerancia del daño del equipo resultando en una falla.
- Calcular los factores de daño.
- Calcular el factor de daño total para todos los mecanismos de daño.

La norma API-RP-581 considera principalmente los siguientes factores de daño con base en los mecanismos de deterioro:

- Adelgazamiento por corrosión/erosión (presencia de revestimientos internos).
- Agrietamiento por corrosión bajo esfuerzos, SCC (Stress Corrosion Cracking).
- Daño externo.
- Ataque por hidrógeno a alta temperatura, HTHA.
- Fractura frágil.
- Fatiga mecánica.

Dichos factores de daño se pueden consultar en la parte 2 de la normas API-RP-581, donde se establece la correspondiente evaluación de cada mecanismo, presente o potencial en cada componente del proceso. Por lo tanto, si más de uno de los tipos generales de daño está potencialmente presente, los factores de daño individuales deben ser sumados, tal como se indica en la ecuación 2.

$$FD_{f-total} = FD_{adelg} + FD_{dext} + FD_{scc} + FD_{htha} + FD_{fractf} + FD_{fatm} \quad \text{Ec. 2.}$$

Para cada uno de los factores de daño, existe un flujograma de toma de decisiones donde se indica la información de proceso y mantenimiento, empleada para determinar el tipo de mecanismo de deterioro presente en cada equipo. Los aspectos teóricos y detalles de cada mecanismo de deterioro están especificados en la norma API-RP-571 "Damage Mechanisms Affecting Fixed Equipment in the Refining Industry".

De igual manera, se debe cuantificar la **efectividad del programa de inspección**, basado en la determinación de las técnicas de inspección más recomendables ejecutar para

cada mecanismo de deterioro identificado. La efectividad de la inspección permite medir la capacidad de cada técnica de inspección o ensayo no destructivo, para detectar el mecanismo de daño que se puede presentar. En tal sentido, la norma API-RP-581 / parte 2 presenta las Tablas 5.5 a 5.10, que indican las guías de asignación de la efectividad de la inspección para los principales mecanismos de deterioro.

Para la determinación del **factor del sistema gerencial**, se sigue para aquellas empresas que no lo tienen definido, el procedimiento propuesto en el Anexo 2.a. del API-RP-581 y el cual evalúa los siguientes 13 aspectos:

1. Liderazgo y administración.
2. Información sobre seguridad de procesos.
3. Análisis de peligros de proceso.
4. Gerencia del cambio.
5. Procedimientos operacionales.
6. Prácticas de trabajo seguro.
7. Capacitación o entrenamiento.
8. Integridad mecánica.
9. Revisión de seguridad previo al arranque.
10. Respuesta a emergencias.
11. Investigación de incidentes.
12. Contratistas.
13. Evaluación del sistema de gerencia o auditorías.

La **Figura 8** muestra un gráfico tipo “araña” en el cual se presentan los resultados del análisis necesario para determinar el factor del sistema gerencial en base al Anexo 2.a. del API-RP-581, previamente indicado.

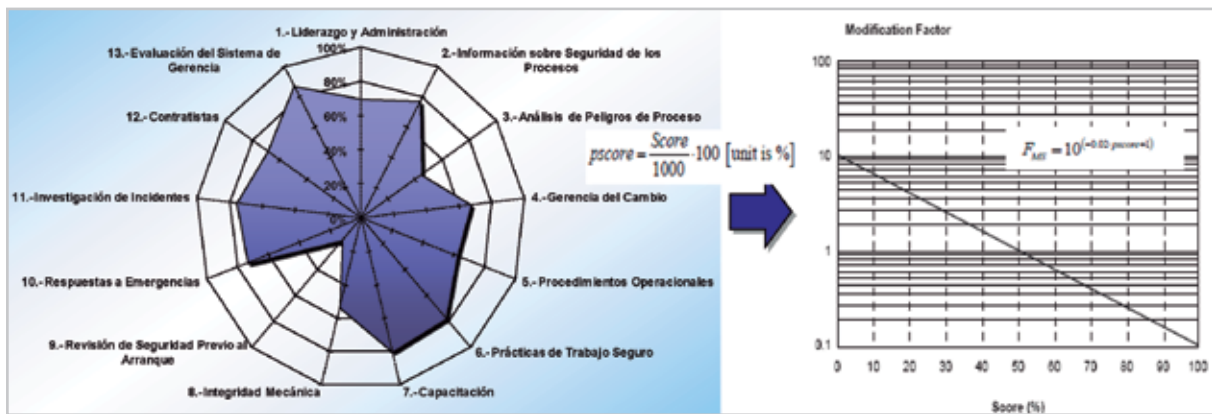


Figura 8. Factor del sistema gerencial.

Con respecto al otro lado de la matriz de riesgo se deben calcular las consecuencias, ya sean en base a área de afectación (pie²/año) o en base financiera (USD/año), considerando lo indicado por la Norma API-RP-581/parte 3, tomando en cuenta aspectos como: naturaleza de la falla, cantidad del fluido liberado; velocidad de fluido liberado en función del tamaño del agujero (¼”, 1”, 4” y ruptura total), viscosidad del fluido, densidad y presión de operación, consecuencias hacia las personas (basado en el número de víctimas potenciales), consecuencias ambientales basada en el costo de posibles derrames (saneamiento, recolección, penalizaciones, etc.) y consecuencias de pérdida de producción que en caso necesario pueden ser estimados empleando la tabla 5.17: “Estimated Equipment Outage” (Norma API-RP-581/parte 2).

Como referencia, la rotura de una tubería de alta presión de gran diámetro o de un recipiente a presión, obviamente,

tiene una consecuencia diferente de una fuga en una tubería de baja presión de menor diámetro.

En todo caso las consecuencias totales (área o financieras) son definidas como la sumatoria de cada una de las consecuencias de acuerdo a lo indicado en la ecuación 3.

$$C = C_{dinst} + C_{prod} + C_{dper} + C_{amb} \quad \text{Ec. 3.}$$

Finalmente, se calcula el riesgo combinando la probabilidad de falla con la consecuencia de la falla de cada componente, ubicando las mismas en una matriz de riesgo de 5 x 5. La **Figura 9** muestra un ejemplo de matriz de riesgo para consecuencias en área o financieras.

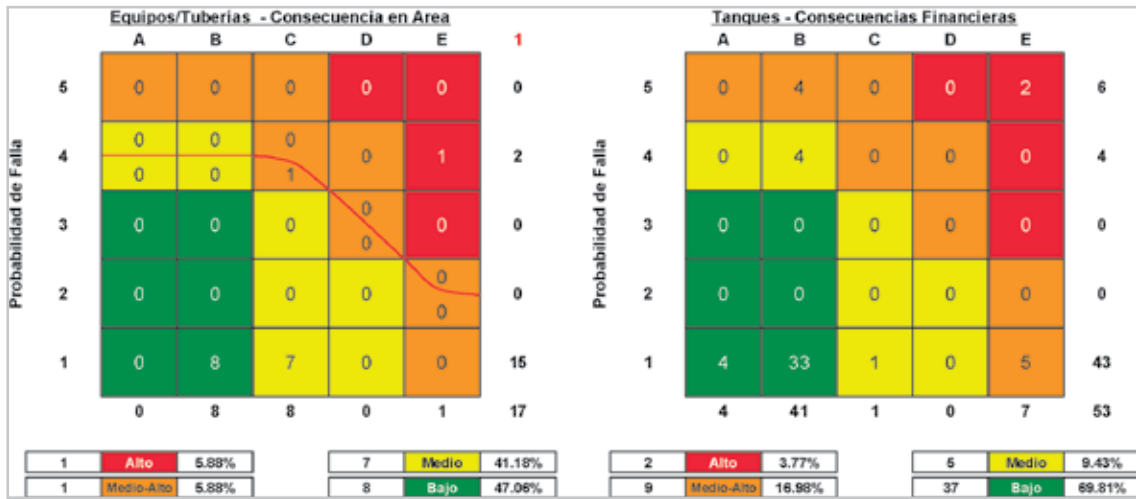


Figura 9. Matriz de riesgo para consecuencias en área y financiera.

Diseño de los planes de inspección

Una vez identificados los factores de daño de cada equipo podrá identificarse cuál es la influencia de cada uno de ellos en la probabilidad de falla, así como el efecto del alcance y la efectividad de las actividades de inspección adecuadas en la probabilidad de detectar la manifestación del daño. Para ello, la norma API-RP-581, especifica las actividades de inspección, su alcance y frecuencias de aplicación de acuerdo a los mecanismos de deterioro presentes y su crecimiento en el tiempo.

El propósito de un plan de inspección es definir las actividades necesarias para detectar el deterioro en servicio de los componentes antes de que se produzcan las fallas. Adicionalmente se identifican actividades de

mantenimiento u otras acciones de mitigación de riesgo que puedan ser aplicadas.

La concepción de una estrategia de reducción de riesgo de equipos estáticos a través de la metodología de inspección basada en riesgo, sólo surtirá efecto si las actividades que han sido identificadas como las de mejor efecto de reducción de riesgo, son aplicadas. Para lo cual se recomienda establecer un mecanismo de control de las recomendaciones derivadas de los análisis a fin de garantizar su cumplimiento.

Las **Tablas 1 y 2** muestran un plan de inspección recomendado para equipo de proceso y tanque de almacenamiento de hidrocarburo, respectivamente; mientras que la **Figura 10** muestra un plan de inspección particular a un equipo.

Tabla 1. Plan de inspección recomendado - equipo de proceso.

Component	Component Descr	2013 Risk	2013 CF	2018 Risk	2018 CF	2019 Risk	2019 CF	2021 Risk	2021 CF	2025 Risk	2025 CF	Target Date	2013 Risk (Matrix)	2019 Risk (Matrix)	CF (M)	Comments
E-242 W CL-10	E-242 W	8190010.000	4903.800	8275443.000	5000.000	23130.740	13.803	8275443.000	5000.000	19430.950	48.170	2013-09-30	High	High	0	No Inspection for IIC
E-242 SW CL-10	E-242 SW	8190010.000	4903.800	8275443.000	5000.000	23130.740	13.803	8275443.000	5000.000	19430.950	48.170	2013-09-30	High	High	0	No Inspection for IIC
D-250 CL-10	D-251	4432.537	2.800	8718.190	5.000	4830.877	2.790	38030.800	12.504	15290.200	8.230	2013-09-30	MEDHIGH (CE)	MEDHIGH (CE)	0	High Cell/Low Paf
E-244 W CL-10	E-244 W	3984.114	4903.800	2603.427	5000.000	3.045	92.272	2603.427	5000.000	3.045	92.250	2013-09-30	MEDHIGH (CE)	MEDHIGH (CE)	0	No Inspection for IIC
E-244 SW CL-10	E-244 SW	181.842	4903.800	103.545	5000.000	3.307	92.272	103.545	5000.000	3.300	92.250	2013-09-30	MEDHIGH (CE)	MEDHIGH (CE)	0	No Inspection for IIC
C-242 MD CL-10	C-242 MD	76.298	2.800	108.170	5.000	76.504	2.790	387.801	12.504	282.800	8.230	2013-09-30	MEDHIGH (CE)	MEDHIGH (CE)	0	High Cell/Low Paf
C-242 TOP CL-10	C-242 TOP	84.438	2.800	141.150	5.000	87.270	2.790	382.745	12.504	222.190	8.230	2013-09-30	MEDHIGH (CE)	MEDHIGH (CE)	0	High Cell/Low Paf
E-244 SS CL-10	E-244 SS	20.342	495.200	21.800	525.440	0.344	0.300	25.250	814.910	1.130	27.707	2013-09-30	MEDHIGH (CE)	MEDHIGH (CE)	0	No Inspection for IIC
D-252A CL-10	D-252A	12.220	338.957	28.670	817.170	18.477	452.130	77.417	1208.300	11.810	420.690	2013-09-30	High (M)	High (M)	0	Get Thinning
D-252B CL-10	D-252B	17.130	293.811	18.770	525.334	8.560	125.374	22.122	676.704	7.530	128.691	2013-09-30	High (M)	High (M)	0	Get Thinning
E-244 TE CL-8	E-244 TE	14.321	495.200	18.820	525.440	0.251	0.200	13.280	814.910	0.220	27.707	2013-09-30	High (M)	High (M)	0	No Inspection for IIC
Average Risk less than E			0.330		0.300		0.288		0.288							
Average Risk greater than E			5491122		1500561		4644		1506426		15333					
Risk increase less than E %			12%													
Risk decrease Greater than E %			89%													
Equipment Risk Drivers			20%													

Tabla 4. Tabla de resultados de la optimización del programa de inspección en marcha.

Consolidate EQ Type	Equipment_Type	Actual No. of CML's	No. of CML's Added	No. of CML's Reduced	No. Of CML's Definitive
COLUMN	COLBTM	7	2		9
	COLMID	58	4	-12	50
	COLTOP	6	3		9
Total COLUMN		71	9	-12	68
DRUM	DRUM	128	13	0	141
	Total DRUM	128	13	0	141
FILTER	FILTER	12	0		12
Total FILTER		12	0		12
FINFAN	FINFAN	518	120	-9	629
Total FINFAN		518	120	-9	629
HEAT EXCHANGER	HEXTUBE	0	0		0
	HEXSS	186	45	-12	219
	HEXTS	0	0		0
Total HEAT EXCHANGER		186	45	-12	219
KODRUM	KODRUM	18	2		20
Total KODRUM		18	2		20
PIPE	PIPE-10	33	17	-1	49
	PIPE-12	38	17	-4	51
	PIPE-16	19	15	-5	29
	PIPE-2	22	21	-5	38
	PIPE-4	48	15	-11	52
	PIPE-6	68	28	-10	86
	PIPE-8	16	12	0	28
	PIPEGT16	13	31	0	44
Total PIPE		257	156	-36	377
Total general		1190	345	-69	1466
Percentage (%)			29.0%	-5.8%	23.2%

La **Figura 12** muestra un caso específico de la evaluación de riesgo para tanques de almacenamiento de hidrocarburos, en donde se pueden ver los niveles de riesgo financieros y su ubicación de acuerdo a un límite de riesgo aceptable para

el cliente y que en conjunto con los resultados mostrados en las **Tablas 1** y **2**, permiten recomendar extensiones en los periodos de inspección y sus consecuentes beneficios financieros mostrados en la **Tabla 5**.

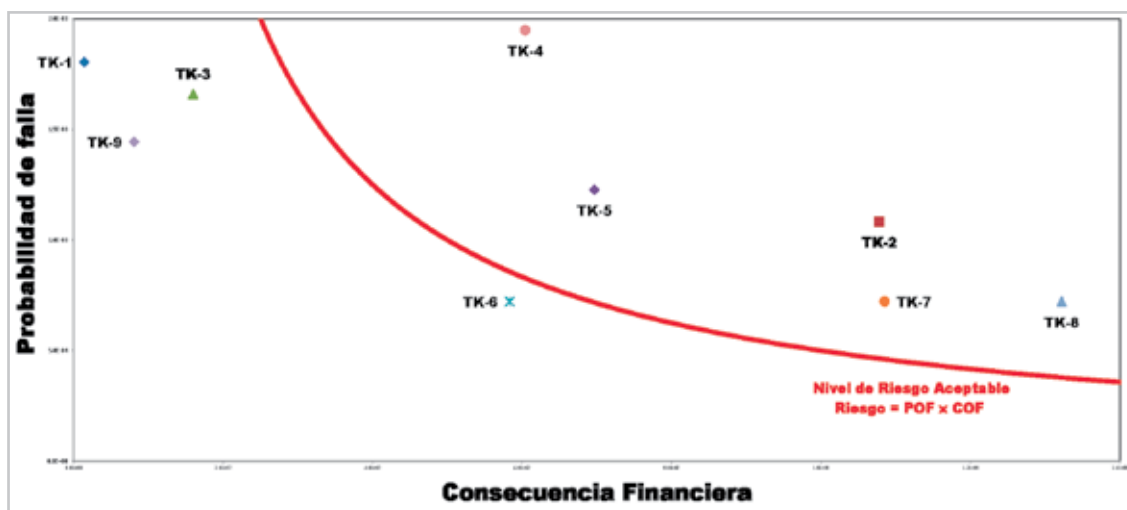


Figura 12. Ubicación del nivel de riesgo para tanques en base al nivel de riesgo aceptable.

Tabla 5. Tabla de ahorros económicos por la implementación del plan de inspección.

Plant	Componentes				% Insp Ext	Total	Estimado Ahorros por Extensión (USD/año)
	Monitoreo Especial	Reduccion Intervalo Inspección	Actual Intervalo Inspección	Ampliación Intervalo Inspección			
TF-1	2	1	61	16	20.0%	80	250,000
TF-2		4	82		0.0%	86	0
TF-3		1		6	85.7%	7	45,000
TF-4	1		58	20	25.3%	79	275,000
TF-5	2		20	12	35.3%	34	350,000
TF-6		2		14	87.5%	16	200,000
TF-7			24	16	40.0%	40	225,000
TF-8	6	5	82	18	16.2%	111	240,000
TF-9	3		24	74	73.3%	101	500,000
TF-10			37		0.0%	37	0
Total	14 2.4%	13 2.2%	388 65.7%	176 29.8%	29.8%	591	2,085,000

La Figura 13 muestra en forma general una lámina de la presentación de final de resultados de la aplicación de la tecnología de inspección basada en riesgo.

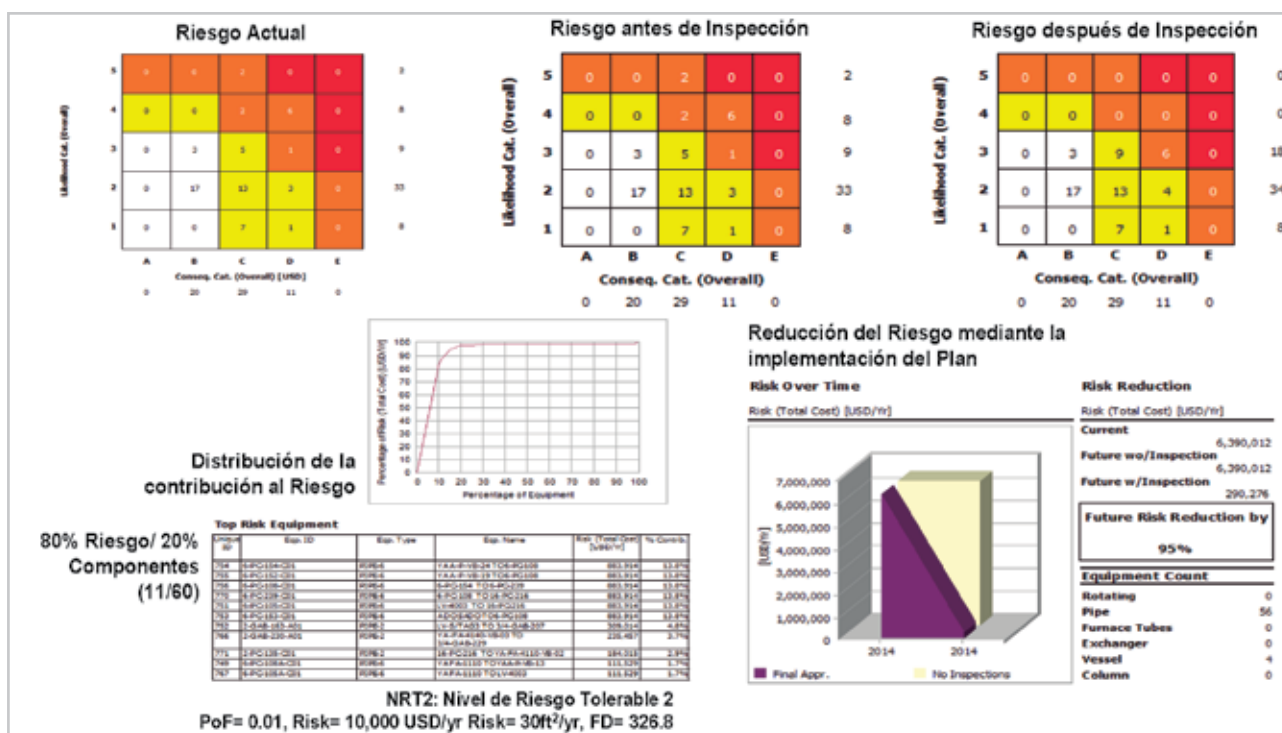


Figura 13. Presentación final de resultados.

Casos de éxito

A continuación se muestra la lista de los 17 casos de éxito de la aplicación de la tecnología-inspección basada en riesgo (IBR) para la generación de planes óptimos a equipos estáticos, desarrollados en México, Venezuela, Bolivia y Arabia Saudita, tanto a instalaciones costa afuera (off-shore) como costa adentro (on-shore), desde el año 2005:

1. Elaboración de planes IBR para equipos de proceso de las plataforma TSIMIN-A, APLT, PEMEX, 2014.
2. Elaboración de planes IBR para equipos de proceso de las plataforma YAXCHE-A, APLT, PEMEX, 2014.
3. Inspección basada en riesgos una planta de fraccionamiento de NGL (18 unidades), Arabia Saudita, Costa Mar Rojo, 2014.
4. Inspección basada en riesgos una planta de tratamiento y acondicionamiento de gas natural (3 unidades), Arabia Saudita, 2013.
5. Inspección basada en riesgos una planta de fraccionamiento de NGL, Arabia Saudita, 2013, Costa Golfo Árabe.
6. Inspección basada en riesgo de ocho plantas de almacenamiento de productos de hidrocarburos (64 tanques y 4 esferas), Arabia Saudita, 2013.
7. Inspección basada en riesgos a tres plantas de procesos, Arabia Saudita, 2012.
8. Inspección basada en riesgo para una planta de compresión de gas natural la empresa Repsol. Repsol. Venezuela. 2011.
9. Inspección basada en riesgo para ductos y oleoductos de la empresa Repsol. Venezuela. 2011.
10. Elaboración de planes de inspección basado en riesgo (IBR) para circuitos de tuberías recipientes a presión de las planta Carrasco, Chaco, Bolivia, 2008.
11. Elaboración de planes de inspección basada en riesgo (IBR) para circuitos de tuberías y recipientes a presión de las planta La Vertiente, BG, Bolivia 2008.
12. Inspección basada en riesgo de las plataformas costa afuera Akal C7 y C8, PEMEX, México, 2007.
13. Elaboración de planes de inspección basada en riesgo para la plataforma costa afuera MPP, Shell, Venezuela, 2006.
14. Desarrollo de una herramienta de integridad que utiliza los modelos de las normas API-RP-570, ASME-31G, Shell-92 y BOI, Shell, Venezuela, 2006.
15. Elaboración de guías y capacitación en la aplicación de metodologías de confiabilidad: mantenimiento centrado en confiabilidad (MCC), análisis de criticidad (AC), análisis causa raíz (ACR), inspección basada en riesgo (IBR), vida útil remanente (VUR), redimensionamiento de instalaciones (RI), PEMEX, México. Realizado en conjunto con el Instituto Mexicano del Petróleo (IMP), 2006.
16. Estudio inspección basada en riesgo (IBR) para las plataformas costa afuera: Nohoch-A1 y Nohoch-Enlace, PEMEX, México, 2005.
17. Determinación del periodo de inspección basado en riesgo (IBR) para la Terminal marítima Dos Bocas, Pemex, México, 2005.

Conclusiones

- La tecnología de inspección basada en riesgo (IBR), permite determinar los niveles de riesgo de los equipos y circuitos de tuberías, así como evaluar las posibilidades de reducción de riesgo de los mismos y también determinar los beneficios económicos de la implementación de los planes de inspección recomendados en dichos estudios.
- Esta metodología permite el direccionamiento de los recursos a las áreas, plantas, sistemas o equipos en donde se encuentra los mayores niveles de riesgo de la instalación analizada.
- Esta metodología permite integrar las evaluaciones económicas en conjunto con los análisis de riesgos de los equipos evaluados en estos estudios, facilitando así la toma de decisiones para determinar la mejor estrategia de inspección de los equipos.
- Esta metodología tiene las facilidades de realizar estudios de análisis costo riesgo beneficio para aplicaciones específicas como tanques.
- Como aspecto innovador con estos estudios se logran optimizar los programas de inspección en marcha y así determinar la cantidad de puntos de inspección requeridos para cada equipo o circuito de tubería.

Recomendaciones

Tomando en consideración las conclusiones generadas sobre la aplicación de la tecnología de inspección basada en riesgo (IBR) para la generación de planes óptimos de inspección a equipos estáticos en la industria del petróleo y gas, se debe:

Implantar esta metodología como herramienta en la optimización de planes de inspección y mantenimiento de equipos estáticos, así como la optimización del programa de inspección en marcha.

Capacitar al personal encargado de la administración y cuidado de los equipos estáticos en la implementación de la tecnología de diseño de planes de inspección basada en riesgo.

Divulgar la metodología empleada para mejorar la toma de decisiones al momento de seleccionar estrategias de inspección y mantenimiento en equipos estáticos.

Nomenclatura

CML	Localización de Monitoreo de Condición (“Condition Monitoring Location”).
DFP	Diagrama de Flujo de Procesos (PFD: “Process Flow Diagram”).
DTI	Diagrama de Tubería e Instrumentación (PID: “Process and Instrumentation Diagram”).
IBR	Inspección Basada en Riesgo.
MCC	Mantenimiento Centrado en Confiabilidad.
OSI	Inspección en Marcha (“On Stream Inspection”).
PLG	Plano de Localización General.
TML	Localización de Monitoreo de Espesor (“Thickness Monitoring Location”).

Referencias bibliográficas

1. API-510. Pressure Vessel Inspection Code: Maintenance Inspection, Rating, Repair, and Alteration
2. API-570 Piping Inspection Code Inspection, Repair, Alteration, and Rerating Of In-Service Piping Systems.
3. API-571. Damage Mechanisms Affecting Fixed Equipment in the Refining Industry.
4. API-574. Inspection Practices for Piping System Components.
5. API 579. Fitness-for-Service.
6. API-RP-580. Risk-Based Inspection
7. API-RP-581. Risk-Based Inspection Base Resource Document
8. API 650. Welded Steel Tanks for Oil Storage.
9. API 653. Tank Inspection, Repair, Alteration and Reconstruction.
10. API 1160. Managing System Integrity for Hazardous Liquid Pipelines.
11. ASME Secc. VIII Div. I. Boiler And Pressure Vessel Code.
12. ASME B31.3 Process Piping.
13. ASME B31.G Manual for determining the remaining strength of corroded pipelines.
14. ASME B31.4 Pipeline transportation system for liquid hydrocarbons & other liquids.
15. ASME B31.8 Gas Transmission And Distribution Piping System
16. ASME B31.8S. Supplement to B31.8 on Managing System Integrity of Gas Pipeline.
17. Recommended Practice DNV-RP-G101. Risk Based Inspection Of Offshore Topsides Static Mechanical Equipment.
18. Materán, E. 2005. Modelo para el Proceso de Toma de Decisiones Basado en el Análisis de Costos del Ciclo de Vida Para Proyectos de Mantenimiento de Equipos Estáticos.
19. Materán L., E., Bravo S., J. y Aranguren R., J.G. 2005. Evaluación de Políticas de Mantenimiento del Oleoductos Soportado Mediante Análisis de Ingeniería de Confiabilidad.
20. Materán L., E., Bravo S., J., Aranguren R., J.G. et al. 2007. Generación de Planes Óptimos de Inspección para Equipos Estáticos en Instalaciones Petroleras.

Semblanza de los autores

Elisaúl de Jesús Materán Linares

Ingeniero de materiales egresado de la Universidad Simón Bolívar, Caracas, Venezuela.

MSc. Gerencia de Proyectos Industriales / Universidad Rafael Beloso Chacín / Venezuela. M.E. Confiabilidad de Sistemas Industriales / Universidad Simón Bolívar / Venezuela.

Certified Maintenance & Reliability Professional / SMRP. No. 201220274.

Posee una excelente trayectoria de 19 años en la industria petrolera mundial desarrollando proyectos orientados a la generación, ejecución y evaluación de estrategias, políticas y planes de explotación, operación, inspección y mantenimiento basadas en la aplicación de herramientas de ingeniería de confiabilidad, análisis probabilístico de riesgo y gerencia de la incertidumbre, en empresas como Pemex, PDVSA, BG, Saudi-Aramco, Ecopetrol, Total, Chevron, Exxon-Mobil, Shell, Repsol, entre otras.

Actualmente se desempeña como Asesor - Facilitador de Petróleos Mexicanos y Saudi Aramco en la implantación de la metodología de inspección basada en riesgo en instalaciones de producción y manejo de hidrocarburos.

Adicionalmente se desempeña como CEO y Director de Operaciones de R2M Internacional.

Elimar Anauro Rojas Monsalve

Ingeniero mecánico egresado de la Universidad Nacional Experimental del Táchira (UNET), San Cristóbal, Estado Táchira, Venezuela, en 1989. M.E. Ingeniería de procesos, Diplomado en ingeniería de confiabilidad y riesgo.

Maestría especialización en ingeniería de proceso, Universidad Nacional Experimental Francisco de Miranda (UNEFM), Coro, Estado Falcón, Venezuela, en 1998.

Cuenta con 25 años de experiencia y más de 50 proyectos relacionados con al menos cinco de las diez mejores empresas de petróleo y gas en el mundo (Venezuela, Trinidad y Tobago, México, Argentina, Ecuador, Perú, Colombia, USA, Kuwait y Arabia Saudita); con sólidas fortalezas en estudios de procesos con visión integral sub-suelo/superficie, desarrollo óptimo de instalaciones de producción (offshore/onshore). Reconocido como agente de cambio con claras y sólidas habilidades y destrezas para el trabajo en equipos de alto desempeño y efectividad; diseño organizacional; planes de desarrollo; planificación, control y seguimiento de procesos; actividades de tutorías ("Mentor and Coaching") de personal en desarrollo y uso de tecnologías de punta. Así mismo, participa en equipos cuyo trabajo es estar al menos un paso adelante, generando soluciones que hagan los proyectos y los activos más sustentables en su ciclo de vida.

Actualmente desempeña diversos cargos y actividades, desde ingeniero de procesos en campo, hasta Consultor Senior-Ejecutivo en la empresa Reliability and Risk Management México, S.A de C.V. (R2M).

José Arturo Hernández Mosqueda

Ingeniero Químico egresado de la Universidad Juárez Autónoma de Tabasco (UJAT) 2013

Principales actividades en las que se ha desempeñado: Asistente técnico y Consultor en formación en el Área de confiabilidad y análisis de riesgos con especial atención a la aplicación de la tecnología de inspección basada en riesgo en Pemex y Saudi Aramco en los últimos tres años y que a pesar de su corta trayectoria profesional ha demostrado alto nivel de desempeño, profesionalismo y potencial en las actividades asignadas.

Puesto o actividad actual / adscripción: Asistente Técnico y Consultor Junior en Formación, en la Empresa Reliability and Risk Management México, S.A de C.V. (R2M)

Edwin Ericson Gutiérrez Urdaneta

Ingeniero Mecánico egresado de la Universidad del Zulia, Venezuela, 1990-1996.

Posgrado/Universidad/País: Maestría en Ingeniería en confiabilidad. Mención de Honor. Universidad Simón Bolívar Venezuela, 2005-2007.

Especialista con 16 años de experiencia industrial en el área de ingeniería de confiabilidad, gerencia de activos, monitoreo de la condición de equipos rotativos y gerencia de proyectos de ingeniería de confiabilidad. Líder y consultor en la aplicación de metodologías de ingeniería de confiabilidad para incrementar la disponibilidad y optimizar el ciclo de vida de los activos, reduciendo los tiempos de paradas y optimizando la planificación y ejecución del mantenimiento de los equipos a través de la aplicación de las mejores prácticas de mantenimiento tipo clase mundial y disciplinas de la ingeniería de confiabilidad. Posee demostradas habilidades en la aplicación de técnicas de monitoreo de la condición de equipos rotativos como análisis de vibración en estado estable y transiente, análisis tribológicos de aceites lubricantes, inspecciones ultrasónicas, inspecciones endoscópicas a turbinas de gas, análisis espectral en motores eléctricos, etc.

Ingeniero Senior de ingeniería en confiabilidad. Reliability & Risk Management, Profesor del Master de Ingeniería de confiabilidad, Universidad Simón Bolívar, en las cátedras de estadística para ingeniería de confiabilidad, metodologías de ingeniería de confiabilidad, análisis de riesgo e incertidumbre, análisis funcional de sistema (RAM), mantenimiento centrado en confiabilidad y análisis causa raíz.