Metodología Integral para el Diseño y Optimización de Planes de Inspección - **MIDOPI®**

ELISAUL MATERAN L., ELIMAR ROJAS M.

1. 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, costos asociados a daños ambientales, parada del proceso, 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 la metodología **MIDOPI®** (**M**etodología **I**ntegral para el **D**iseño y **O**ptimización de **P**lanes de **I**nspección), para la generación de planes óptimos de inspección a equipos estáticos.

MIDOPI® es una evolución de las metodologías tradicionales para el diseño de planes de inspección para equipos estáticos y se basa en la integración de las metodologías de **I**nspección **B**asada en **R**iesgo (**IBR**), **V**aloración del **R**iesgo por **C**orrosión (**VRC**), **I**ntegridad **M**ecánica (**IM**) y modelaje probabilístico del deterioro, lo cual permite ampliar el espectro de cobertura de mecanismos de daño y modelaje del riesgo considerados en el enfoque clásico del IBR; considerando entre otros aspectos principales:

- El cálculo de probabilidades mediante la incorporación de modelos probabilísticos para tratar mecanismos de deterioro no cubiertos por las practicas recomendadas (API RP 571, 580, 581), diseñados en base a técnicas de Ingeniería de Confiabilidad, así como la estimación probabilística de consecuencias para la valoración del riesgo.
- Las estimaciones, para aquellos casos especiales, en que los datos disponibles tengan incertidumbre asociada o sean incompletos mediante el uso de bases de datos internacionales genéricas de fallas y reparaciones (Ej. OREDA o PARLOC), las cuales pueden ser combinadas con datos propios (evidencia) de instalaciones mediante una metodología de análisis probabilístico sistemático conocida como Teorema de "Bayes".

- Por su parte, la **Valoración de Riesgo por Corrosión (VRC)**, permite establecer los límites de control para evitar fallas o "Política de Cero Fugas", monitoreando la pérdida de "espesor de integridad" de los componentes estáticos que conforman el sistema en estudio basado en los criterios de Lazos de Corrosión (similares características de materiales de construcción, características de los fluidos, condiciones operacionales y mecanismos de daño).
- Mientras que la **Integridad Mecánica (IM)** pretende asegurar que todo equipo de proceso sea diseñado, procurado, fabricado, construido, instalado, operado, inspeccionado, mantenido, y/o reemplazado oportunamente para prevenir fallas, accidentes o potenciales riesgos a personas, instalaciones y al ambiente; estableciendo los criterios basado en datos históricos, normas y regulaciones (ASME, ANSI, API, NACE, entre otras).

Sin embargo, la base fundamental del **MIDOPI®** es la Tecnología de Inspección Basada en Riesgos (IBR); metodología sistemática que se apoya en las prácticas recomendadas API RP 580, 581 y API RP 571 (deterioro), cuyo objetivo es definir planes de inspección para equipos estáticos basados en la caracterización del deterioro (pérdida de la función de contención del fluido, o fuga de producto al medio ambiente) y el modelaje probabilístico de la consecuencia de una falla, para establecer el alcance y la fecha de la próxima inspección con base en el nivel de riesgo tolerable del equipo evaluado.
Esta metodología se sustenta 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 requeridos para cada equipo estático, de acuerdo a los mecanismos de deterioro, los niveles de riesgos y sus velocidades de deterioro.
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 para establecer 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.

La **Metodología Inspección Basada en Riesgo,** 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 potenciales fallas. 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. Se basa en la aplicación de 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.

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:

$$\text{Riesgo}(t) = \text{Probabilidad de Falla}(t) \times \text{Consecuencias.} \qquad \text{(Ec. 3.1)}$$

Con base en 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. De acuerdo a la experiencia sobre la determinación del riego, destaca el hecho de que las acciones dirigidas a disminuir la frecuencia de ocurrencia de fallas son más factibles que las dirigidas a disminuir las consecuencias ya que esta ultimas involucran mayores inversiones o esfuerzos y decisiones gerenciales, así como otros estudios de análisis de riesgo de los procesos.

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 de la 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 3. 1 muestra un esquema general para la aplicación de la tecnología de IBR, mientras que la Figura 3. 2 muestra los diferentes aspectos que son tomados en cuenta para la caracterización del riesgo y la Figura 3. 3 muestra como referencia una matriz de riesgo.

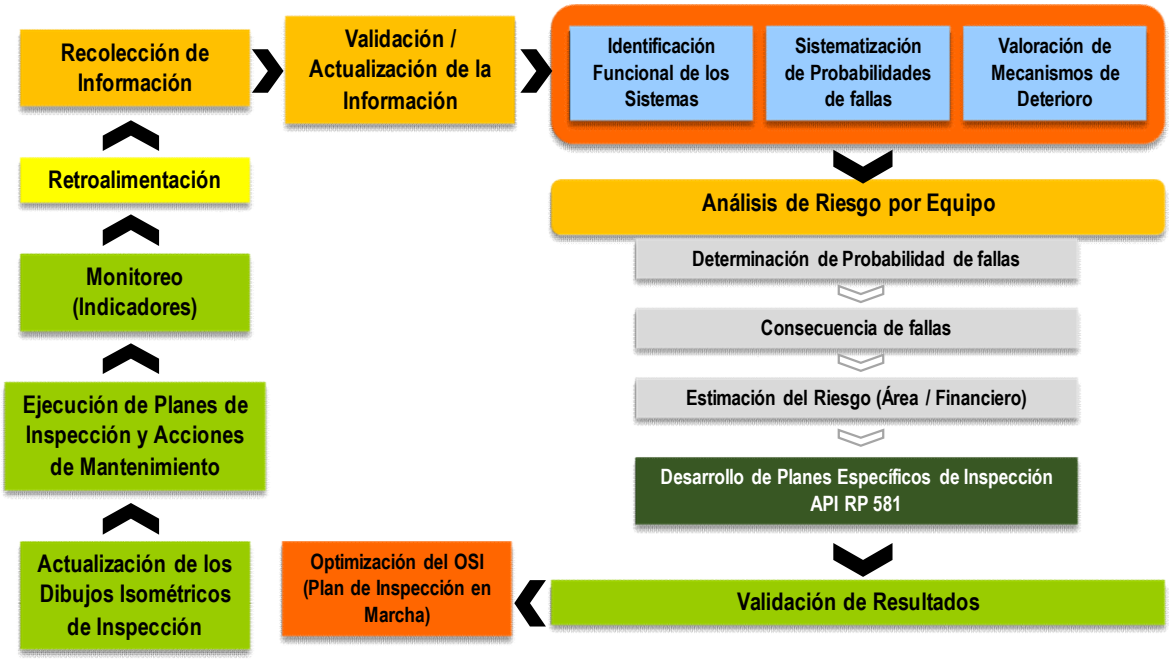


Figura 3. 1. Etapas y Fases de la Tecnología IBR.

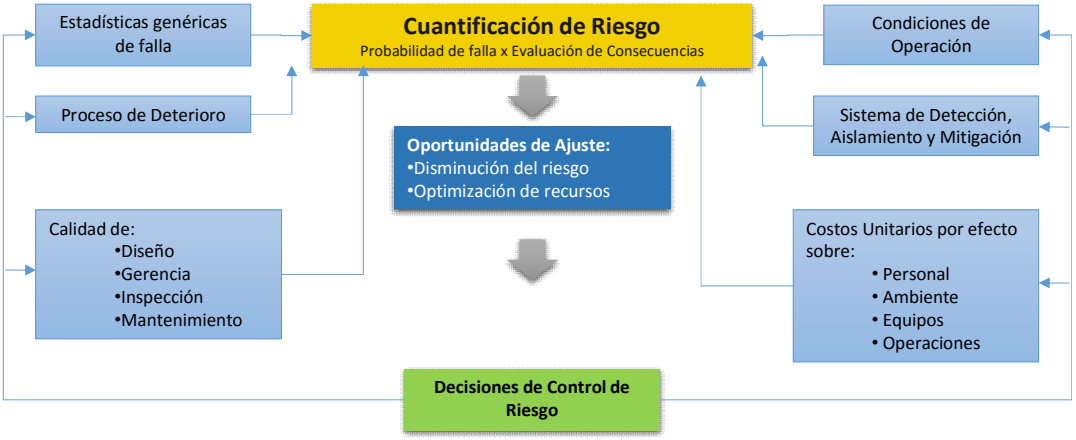


Figura 3. 2. Factores que caracterizan el riesgo.

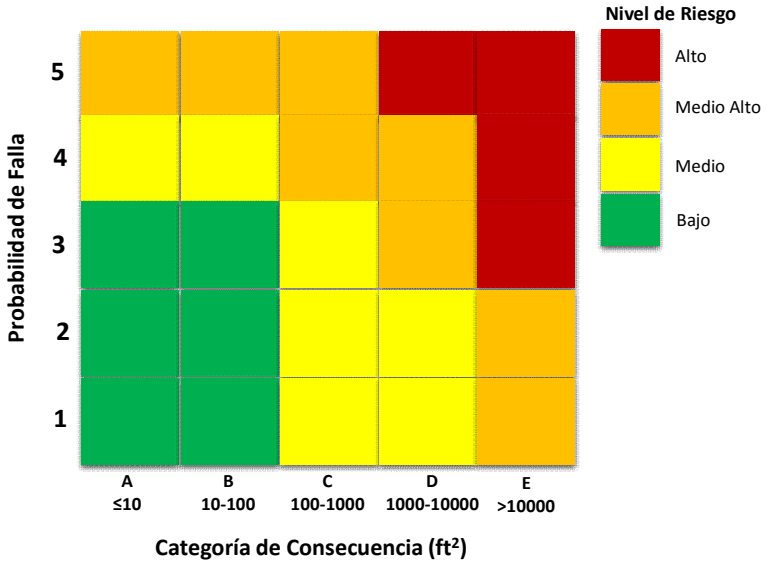


Figura 3. 3. Matriz de Riesgo.

2. Aplicación de la Metodología.

La aplicación del **MIDOPI®** consta de nueve (9) etapas, y las cuales se definen y desarrollan a continuación:

- Definición del Sistema o Equipos a evaluar.
- Recolección de Información Técnica Requerida.
- Sistematización de la Instalación.
- Validación de la Información.
- Identificación y Evaluación de los Factores de Daño.
- Análisis de Riesgo.
- Diseño de los Planes de Inspección.
- Optimización de los Programas de Inspección en Marcha.
- Análisis de Resultados.

2.1. 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 aplicara la **MIDOPI®,** esta etapa es de vital importancia para la aplicación de la metodología dado que son descartados aquellos equipos y componentes que por sus funciones o configuraciones, quedan fuera del alcance de la metodología.

2.2. 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 Análisis de Riesgos y el Plan de Inspección. Para organizar toda esta información técnica, se dispone de bases de datos donde se incluye la información requerida para determinar los niveles de riesgo de los equipos y circuitos de tuberías, y mantener un registro de las fuentes consultadas, entre las fuentes de información más importante 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, entre otros La Figura 3. 4, se muestra un esquemático de una base de datos y los insumos básicos considerados para su desarrollo.

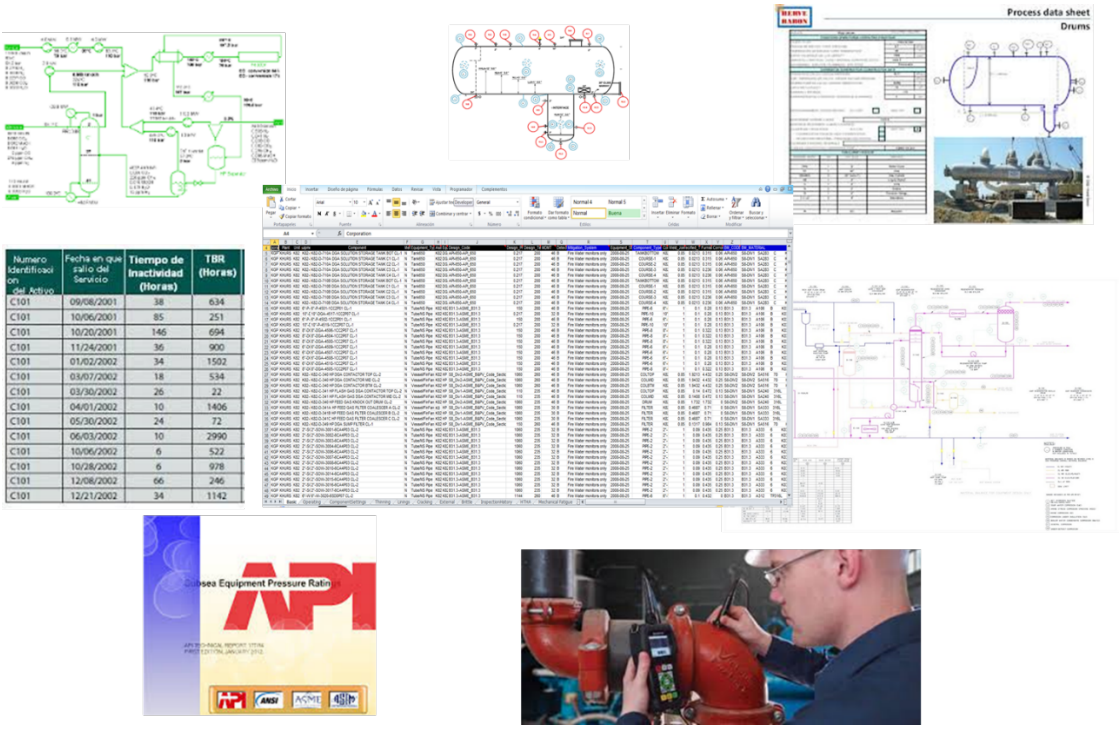


Figura 3. 4. Construcción de Base de Datos.

2.3. 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 conceptos 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, preferentemente automáticas, 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).

La Figura 3. 5 muestra un ejemplo de la definición de los grupos de inventario de una unidad de producción, cabe destacar que es de vital importancia la adecuada delimitación de los Grupos de Inventario, cuyos límites de batería deben ser claramente detallados sobre los diagramas.

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 las Normas API-RP-571 y ASME PCC-3, las cuales permiten 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:

- Condiciones de operación y Composición química de la sustancia manejada.
- Tipo de servicio de circuito y/o equipo.
- Materiales de construcción.

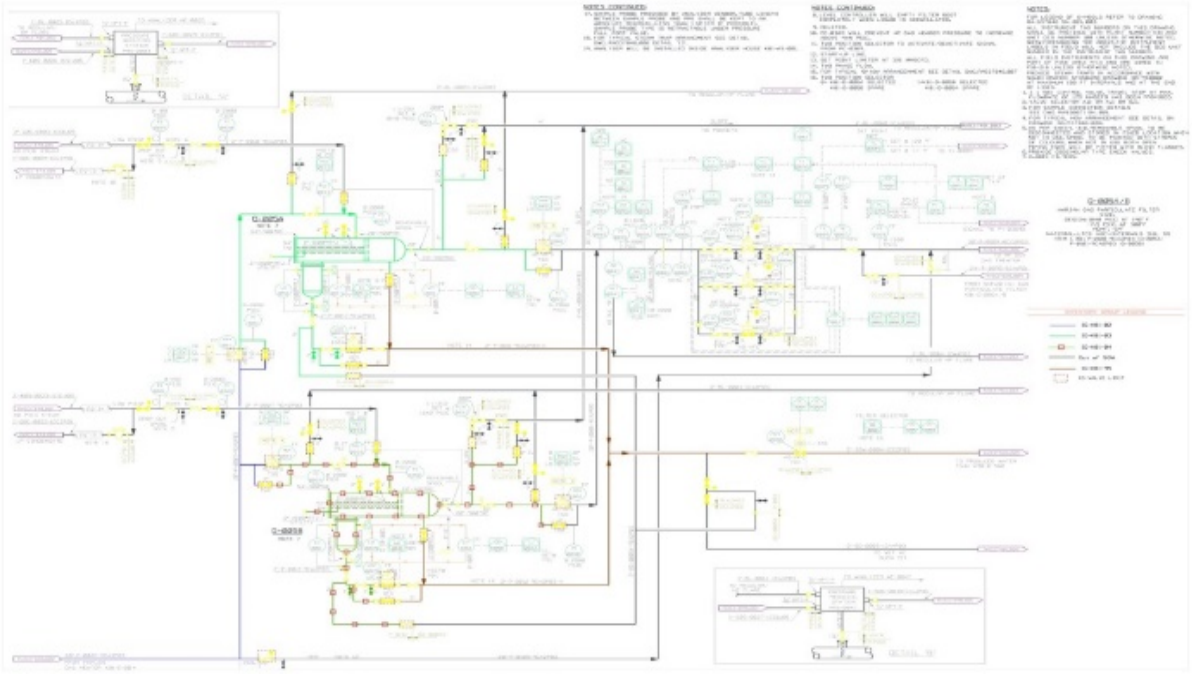


Figura 3. 5. Ejemplo Grupo de Inventario.

La Figura 3. 6 muestra un ejemplo del establecimiento de un lazo de corrosión en un Diagrama de Flujo de Proceso (DFP).

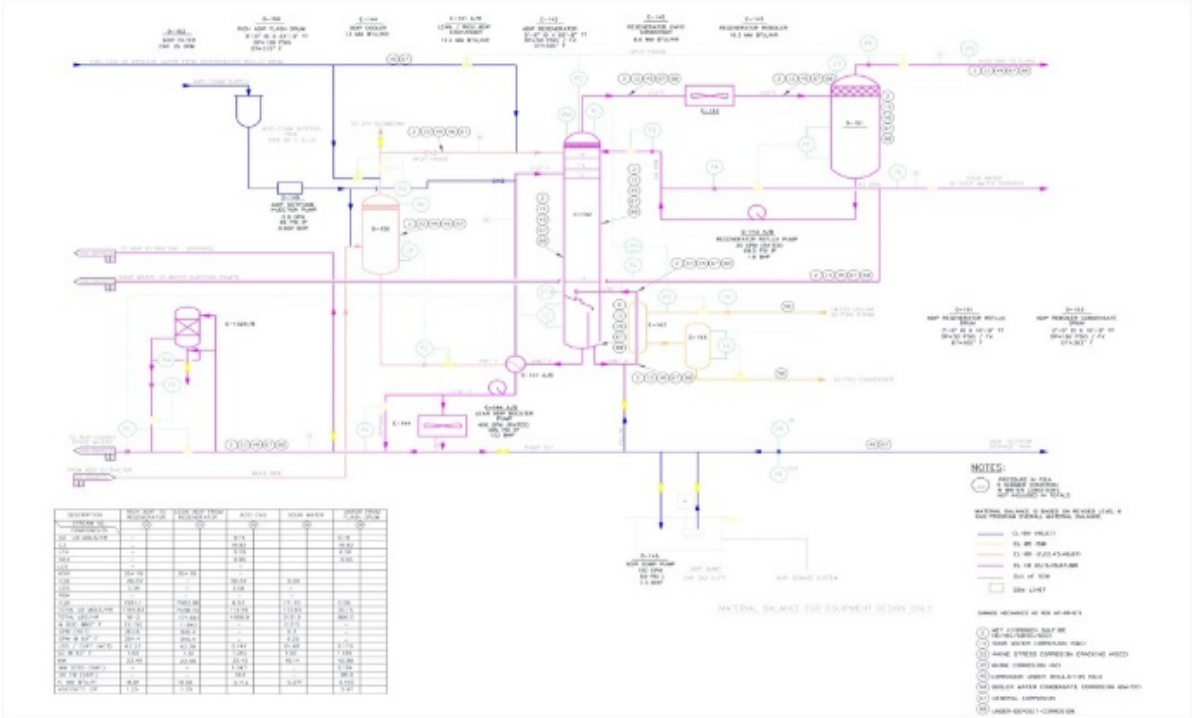


Figura 3. 6. Ejemplo de un Lazo de Corrosión.

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. Así mismo, 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.

2.4. Validación de la Información.

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

La necesidad de asegurar la información es múltiple, dado a 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.

2.5. Identificación y Evaluación de los Factores 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 potencial.

2.6. Análisis de Riesgo.

El análisis de riesgo está dirigido a equipos y circuitos de tuberías, 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, utiliza 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 3.2:

$$P_{_f}(t)=g_{ff}.D_{_f}(t).F_{_MS} \qquad \text{(Ec. 3.2)}$$

$P_{_f}(t)$: Frecuencia de falla del equipo expresada en eventos/año.
g_{ff}: 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 (¼", 1", 4" y ruptura total).

Para el cálculo del Factor de Daño se utilizan métodos sistemáticos que determinar 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 está operando el equipo, cuantificado 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 existen 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.

La norma API-RP-581 considera principalmente los siguientes factores de daño en base a 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.

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. Para la determinación del Factor del Sistema Gerencial, se sigue para aquellas empresas que no lo tiene definido el cual evalúa trece (13) aspectos relacionados con toda la gestión de integridad.

Respecto al otro lado de la matriz de riesgo se debe calcular las consecuencias ya sean con base en área de afectación o con base financiera (USD/año), considerando la 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 perdida de producción.

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 3.3.

$$C = C_{_dinst} + C_{_prod} + C_{_dper} + C_{_amb} \qquad \text{(Ec. 3.3)}$$

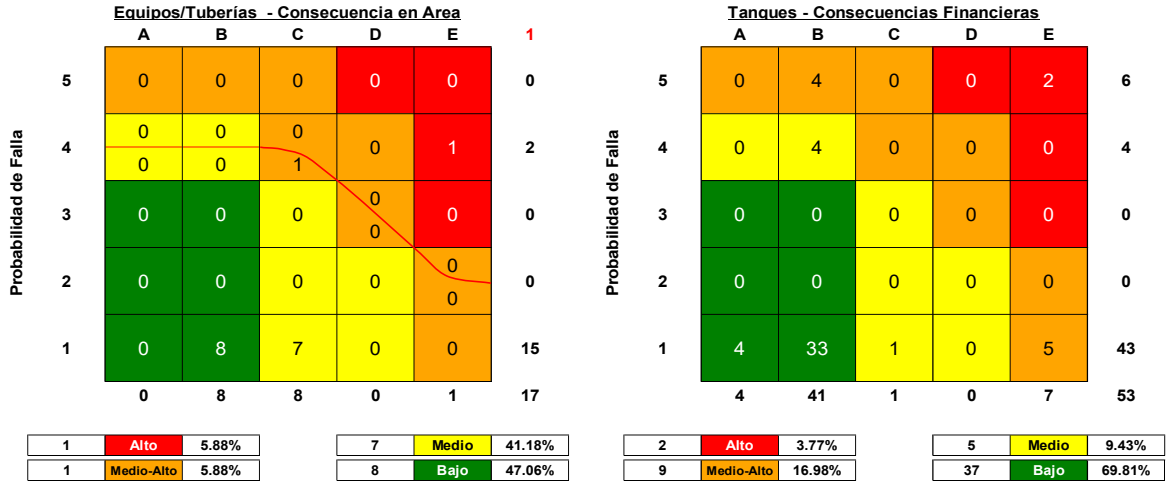


Figura 3. 7. Matriz de riesgo para consecuencias en área y financiera.

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 3. 7 muestra un ejemplo de matriz de riesgo para consecuencias en área o financieras. Es importante resaltar que tradicionalmente se cumple el precepto que pocos equipos y componentes, acumulan la mayor parte del riesgo de la instalación, lo que permite dirigir las acciones de mitigación de mayor relevancia a una pequeña porción de los equipos evaluados.

Una de las etapas de mayor relevancia para el análisis de riesgo es el establecimiento del Nivel de Riesgo Tolerable, el cual, depende fundamentalmente del grado de "aversión al riesgo" que la organización dueña de la planta o instalación, tenga. Normalmente se establecen tres indicadores típicos que son detonadores de una acción de inspección o mantenimiento con base en el riesgo que el componente presente, estos son, el Factor de Daño, el riesgo por unidad de área y el riesgo financiero. Un adecuado establecimiento del nivel de riesgo tolerable permitirá al tomador de decisiones, definir cuales

equipos o componentes requieren monitoreo especial, cuales requieren una disminución de su frecuencia de inspección, cuales deben mantener su frecuencia y los elegibles para ser extendidos en su periodo de inspección.

7. Diseño de los Planes de Inspección.

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.

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, especifican las actividades de inspección, su alcance y frecuencias de aplicación de acuerdo a los mecanismos de deterioro presentes y su crecimiento en el tiempo. Es importante resaltar, que la proyección del riesgo en el tiempo, será el factor fundamental para establecer la fecha en que deberá realizarse la próxima inspección del componente.

La concepción de una estrategia de reducción de riesgo de equipos estáticos a través de la metodología **MIDOPI®**, 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.

La Tabla 3. 1 muestra un plan de inspección recomendado para equipos de proceso de una planta.

Tabla 3. 1. Plan de Inspección recomendado – Equipo de Proceso

Component	Component_Descr	2013 Risk	2013 DF	2016 Risk NI	2016 DF NI	2016 Risk \	2016 DF	2021 Risk NI	2021 DF	\2021 Risk WI	2021 DF	'Target_Date_NI	2013 Risk / Matrix Cat	2016 Risk / Matrix Cat	DM	Comments
E-242 IH CL-10	E-242 IH	8198650.000	4953.600	8275448.000	5000.000	23139.140	13.981	8275448.000	5000.000	76428.950	46.178	2013-09-30	HIGH (5E)	HIGH (5E)	HIC/SOHIC/SSC Gen Thinning	No Inspection for HIC
E-242 OH CL-10	E-242 OH	8198650.000	4953.600	8275448.000	5000.000	23139.140	13.981	8275448.000	5000.000	76428.950	46.178	2013-09-30	HIGH (5E)	HIGH (5E)	HIC/SOHIC/SSC Gen Thinning	No Inspection for HIC
D-251 CL-10	D-251	4438.587	2.680	9719.596	5.869	4630.677	2.796	20839.980	12.584	15295.200	9.236	2013-09-30	MED-HIGH (2E)	MED-HIGH (2E)	HIC/SOHIC/SSC Gen Thinning	High Cof Low Pof
E-244 IH CL-10	E-244 IH	206.414	4953.600	208.347	5000.000	3.845	92.272	208.347	5000.000	3.848	92.356	2013-09-30	MED-HIGH (5C)	MED-HIGH (5C)	HIC/SOHIC/SSC Gen Thinning	No Inspection for HIC
E-244 OH CL-10	E-244 OH	181.842	4953.600	183.545	5000.000	3.387	92.272	183.545	5000.000	3.390	92.356	2013-09-30	MED-HIGH (5C)	MED-HIGH (5C)	HIC/SOHIC/SSC Gen Thinning	No Inspection for HIC
C-242 MID CL-10	C-242 MID	76.206	2.680	166.876	5.869	79.504	2.796	357.801	12.584	262.603	9.236	2013-09-30	MED-HIGH (2E)	MED-HIGH (2E)	HIC/SOHIC/SSC Gen Thinning	High Cof Low Pof
C-242 TOP CL-10	C-242 TOP	64.480	2.680	141.198	5.869	67.270	2.796	302.745	12.584	222.195	9.236	2013-09-30	MED-HIGH (2E)	MED-HIGH (2E)	HIC/SOHIC/SSC Gen Thinning	High Cof Low Pof
E-241A SS CL-10	E-241A SS	20.343	495.360	21.989	535.440	0.344	8.388	25.253	614.919	1.138	27.707	2013-09-30	MED-HIGH (4C)	MED-HIGH (4C)	HIC/SOHIC/SSC Gen Thinning	No Inspection for HIC
D-252A CL-10	D-252A	18.838	830.952	20.678	912.139	10.477	462.139	27.417	1209.399	11.011	485.690	2013-09-30	MEDIUM (4B)	MEDIUM (4B)	Gen Thinning	Operating below tmin, there is not thinning
D-252B CL-10	D-252B	17.130	755.617	18.710	825.316	8.508	375.316	22.122	975.799	7.701	339.691	2013-09-30	MEDIUM (4B)	MEDIUM (4B)	Gen Thinning	Operating below tmin, there is not thinning
E-241A TS CL-8	E-241A TS	14.821	495.360	16.020	535.440	0.251	8.388	18.398	614.919	0.829	27.707	2013-09-30	MEDIUM (4B)	MEDIUM (4B)	HIC Gen Thinning	No Inspection for HIC
Average Risk less than 6		**0.316**		**0.330**		**0.330**		**0.358**		**0.358**						
Average Risk greater than 6		**1491122**		**1505581**		**4644**		**1506626**		**15333**						
Risk increase less than 6 NI		**12%**														
Risk decrease Greater than 6 WI		**99%**														
Equipment Risk Drivers		**20%**														

2.8. Optimización de los Programas de Inspección en Marcha.

Una vez desarrollados los planes de inspección para cada uno de los equipos o tuberías y dependiendo del cliente se ejecuta la optimización del Programa de Inspección en Marcha, el cual consiste en optimizar la cantidad de puntos de inspección (CML's) para cada componente (equipo o circuito de tubería), de acuerdo a los mecanismos de deterioro presentes y niveles de riesgo. La frecuencia de aplicación de las inspecciones dependerá de los mecanismos de deterioro identificados y del espesor de integridad establecido. La Tabla 3. 2 muestra un resumen de los resultados del proceso de Optimización como referencia.

El producto fundamental de este análisis es la optimización de los lugares de monitoreo de condición, se puede decir que los principales beneficios de esta optimización son:

- Identificación de los CML´s que no pueden ser optimizados dada su relevancia en la determinación de la condición de los equipos y componentes evaluados.
- Reducción de los CML´s que pueden ser considerados innecesarios y que presentan muy bajo riesgo en la matriz.
- Incorporación de los CML´s relevantes para el monitoreo de la condición de los equipos.
- Adición de los CML para monitoreo de condición de equipos y componentes sin planes y programas de inspección.

Tabla 3. 2. 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%**

2.9. Análisis de Resultados.

La Figura 3. 8 muestra el resultado del análisis de riesgo obtenidas durante la Aplicación de la **MIDOPI®**, donde se observa la cantidad de componentes para cada nivel de riesgo (Alto, Medio Alto, Medio y Bajo) dentro de la Matriz. Así mismo, se observa una proyección en el tiempo de la distribución de los niveles de riesgo de los componentes si el plan de inspección es o no es ejecutado, lo que facilita la adecuada toma de decisiones para definir el plan de inspección óptimo resultante de la aplicación de la **MIDOPI®** para Equipos Estáticos, y donde es evidente la influencia de la inspección en el crecimiento del riesgo.

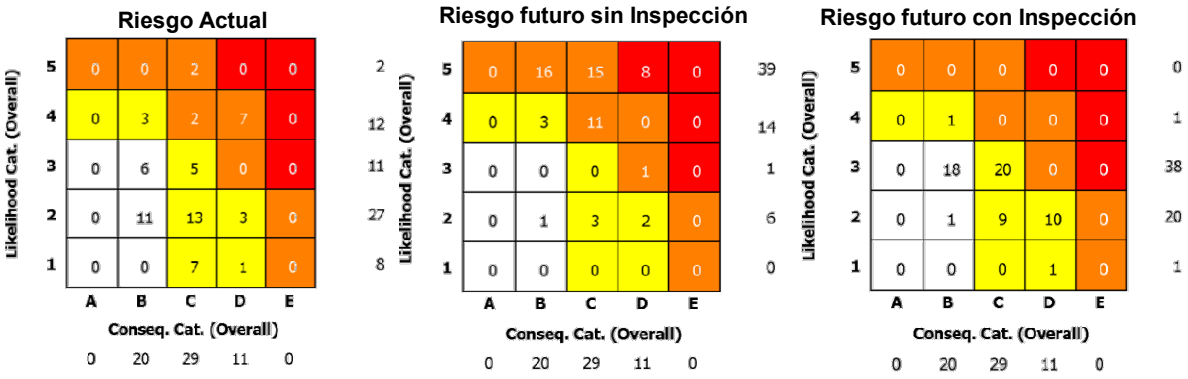


Figura 3. 8. Distribución de la cantidad de equipos de acuerdo a su nivel de riesgo.

Por su parte, la Figura 3. 9 muestra un caso específico de la evaluación de riesgo para tanques de Almacenamiento de hidrocarburos, en donde se puede ver los niveles de riesgo financieros y su ubicación de acuerdo a un límite de riesgo aceptable para el cliente, que permiten recomendar extensiones en los periodos de inspección y sus consecuentes beneficios financieros y los cuales son mostrados en la Tabla 3. 3 y donde se puede apreciar que proporción de los equipos de la planta requieren atención especial, los que son susceptibles de ser ampliados en su frecuencia de inspección y los que definitivamente deben mantener su política de inspección y mantenimiento actual.

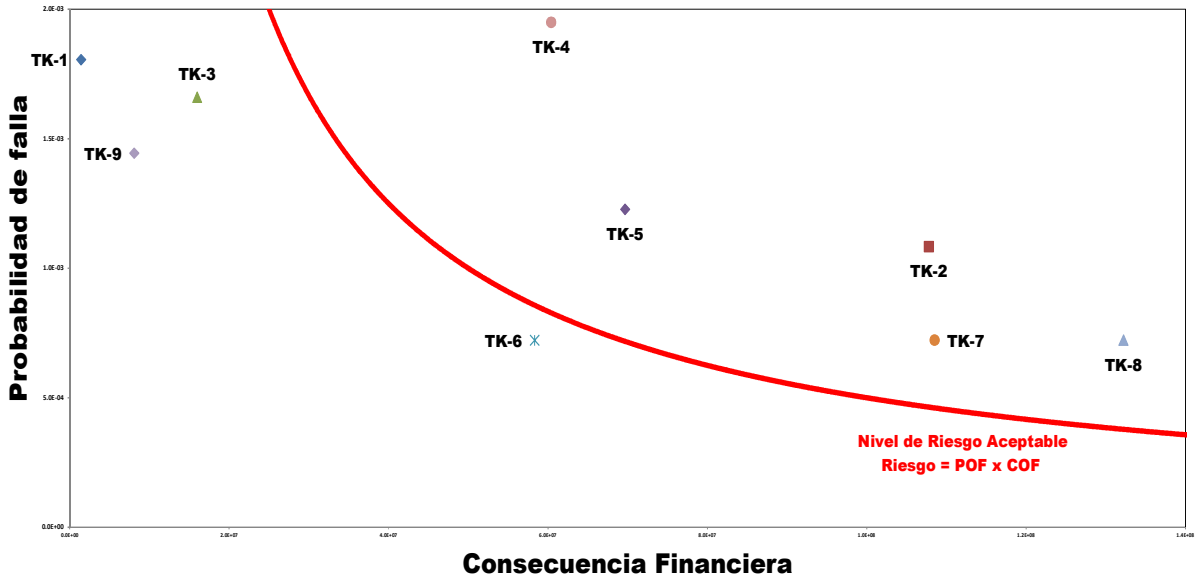


Figura 3. 9. Ubicación nivel de riesgo para tanques en base al nivel de riesgo aceptable

Tabla 3. 3. Ahorros Económicos por la Implementación del Plan de Inspección.

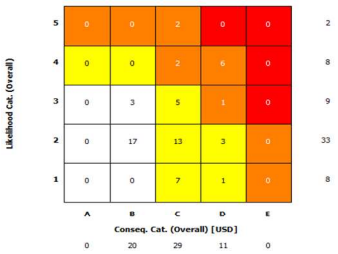
	Componentes						
Plant	Monitoreo Especial	Reduccion Intervalo Inspección	Actual Intervalo Inspección	Ampliación Intervalo Inspección	% Insp Ext	Total	Estimado Ahorros por Extension (USD/año)
TF-1	2	1	61	16	20.0%	80	250,000
TF-2		4	82		0.0%	86	0
TF-3		1		6	85.7%	7	45,000
TF-4	1		58	20	25.3%	79	275,000
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	13	388	176	29.8%	591	2,085,000
	2.4%	2.2%	65.7%	29.8%			

Por último y no menos importante, la Figura 3. 10 muestra en forma general una lámina de la presentación de final de resultados de la aplicación de la MIDOPI.

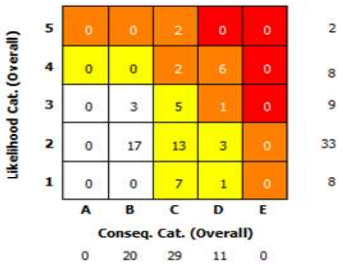
3. Conclusiones.

- La aplicación del MIDOPI® facilita la optimización de los recursos a las áreas, plantas, sistemas, equipos o circuitos de tuberías donde se encuentran los mayores niveles de riesgo, mejorando al mismo tiempo la efectividad de las acciones de inspección al evaluar adecuadamente los mecanismos de deterioro activos.
- La tecnología MIDOPI® permite integrar las evaluaciones económicas en conjunto con los análisis de riesgos de los equipos y circuitos de tuberías evaluados en estos estudios, dando soporte así a la toma de decisiones, para determinar la mejor estrategia de integridad de equipos estáticos.
- Los análisis mediante la aplicación de la MIDOPI® permiten optimizar los programas de inspección en Marcha y así determinar la cantidad de puntos de inspección requeridos para cada equipo o circuito de tubería.
- MIDOPI® permite optimizar el número óptimo de CML´s por equipos, tuberías y componentes.

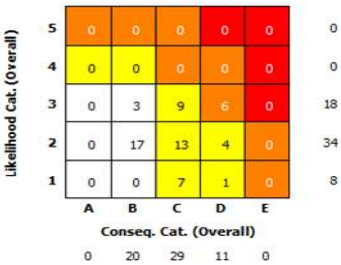
Riesgo Actual



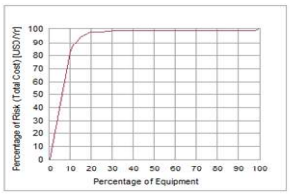
Riesgo antes de Inspección



Riesgo después de Inspección



Distribución de la contribución al Riesgo



80% Riesgo/ 20% Componentes (11/60)

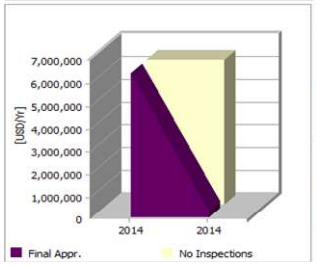
Top Risk Equipment

Unique ID	Eqp. ID	Eqp. Type	Eqp. Name	Risk (Total Cost) [USD/Yr]	% Contrib.
754	6-PC-154-CD1	PIPE-6	YAA-P-VB-24 TO6-PG108	883,914	13.8%
755	6-PC-152-CD1	PIPE-6	YAA-P-VB-19 TO6-PG108	883,914	13.8%
756	6-PC-108-CD1	PIPE-6	6-PC-154 TO6-PC-239	883,914	13.8%
770	6-PC-239-CD1	PIPE-6	6-PC-108 TO16-PC-216	883,914	13.8%
751	6-PC-105-CD1	PIPE-6	LV-4003 TO 16-PC216	883,914	13.8%
753	6-PC-153-CD1	PIPE-6	ADOS/ADOTO6-PG108	883,914	13.8%
752	2-GAB-163-A01	PIPE-2	LV-5/TAG3 TO 3/4-GAB-207	309,014	4.8%
766	2-GAB-230-A01	PIPE-2	YA-FA-4140-VB-03 TO 3/4-GAB-229	235,457	3.7%
771	2-PC-135-CD1	PIPE-2	16-PC216 TO YA-FA-4110-VB-02	184,015	2.9%
749	6-PC-108A-CD1	PIPE-6	YAFA-1110 TOYAA-P-VB-13	111,529	1.7%
767	6-PC-105A-CD1	PIPE-6	YAFA-1110 TOLV-4003	111,529	1.7%

Reducción del Riesgo mediante la implementación del Plan

Risk Over Time

Risk (Total Cost) [USD/Yr]



Risk Reduction

Risk (Total Cost) [USD/Yr]

Current	6,390,012
Future wo/Inspection	6,390,012
Future w/Inspection	290,276

Future Risk Reduction by 95%

Equipment Count

Rotating	0
Pipe	56
Furnace Tubes	0
Exchanger	0
Vessel	4
Column	0

NRT2: Nivel de Riesgo Tolerable 2

PoF= 0.01, Risk= 10,000 USD/yr Risk= 30ft^2/yr, FD= 326.8

Figura 3. 10. Presentación final de Resultados.