

MEJORA DE EFECTIVIDADES DE PLANES DE INSPECCIONES A TRAVÉS DE PROGRAMAS DE REVISIÓN DE MD E HISTORICOS DE INFORMACIÓN

Autores

Julián Juanes Berro, GIEGROUP, berro@giegroup.net

Esteban Rubertis, GIEGROUP, rubertis@giegroup.net

Maria Paula Bereilh, GIEGROUP, mpbereilh@giegroup.net

Marcos Dasso, GIEGROUP, dasso@giegroup.net

Sinopsis

En gestiones maduras de la integridad en muchas ocasiones se continua con un proceso de evaluación estandarizado que puede contar con ciertos sesgos y no capitaliza la experiencia ganada en los últimos años en su totalidad.

Para evitar caer en dichos sesgos, los procesos de evaluación deben ser más abarcativos, poner énfasis en etapas (muchas veces no contempladas) de reevaluación y romper con los vicios ocultos de ellos. Las metodologías como la revisión de mecanismos de daño (DMRs – Damage Mechanism Review) u optimización de puntos de monitoreo de condición (CML- Condition monitoring location) son ejemplos de esto.

La metodología de DMR propone una revisión de los mecanismos de daño evaluados en la inspección basada en riesgo (RBI) basado en la experiencia ganada a través de la ejecución de los ensayos no destructivos y el historial de eventos. Esta actividad habilita un punto de revisión que permite modificar (aumentar o disminuir) la severidad estimada, incluir nuevos mecanismos que potencialmente estén activos o desechar mecanismos que se agregaron en el pasado pero que a condiciones actuales pueden darse como descartados o mitigados.

Relacionado de alguna forma con los DMR, la optimización de los CML's permite repensar las estructuras y ubicaciones definidas durante la etapa de segmentación y planificación en el RBI, abriendo el juego a condensar puntos de monitoreo que pueden ser representativos de un sistema, incorporar puntos específicos no contemplados o subdividir grupos ya definidos de acuerdo a la tendencia de los resultados. Otra manera es la optimización mediante el uso de tecnologías de monitoreo o ensayos no existentes al momento de la implementación.

Estas metodologías se pueden aplicar en gestiones maduras debido a la cantidad de registros disponibles o la experiencia y conocimientos del personal a cargo de la integridad de las instalaciones. Poder plasmar todo este conocimiento acumulado en la planificación es el objetivo principal y trae como beneficios un aumento en la confianza sobre la condición real de los activos y una mejora en la efectividad en el uso de los recursos inspección.

En este trabajo se muestran casos de implementación de estas metodologías en algunas de las instalaciones petroquímicas del país. Se abordan los principales desafíos identificados, así como los beneficios, oportunidades y amenazas potenciales.

Introducción:

En gestiones maduras de la integridad en muchas ocasiones se continua con un proceso de evaluación estandarizado que puede contar con ciertos sesgos y no capitaliza la experiencia ganada en los últimos años en su totalidad. Para evitar caer en dichos sesgos, los procesos de evaluación deben ser más abarcativos, poniendo énfasis en etapas (muchas veces no contempladas) de reevaluación y romper con los vicios ocultos de ellos.

The California Interagency Working Group on Refinery Safety sobre Seguridad en las Refinerías se formó en 2012, como respuesta a los recientes **accidentes en las refinerías y la industria de procesos**, para examinar formas de mejorar la seguridad pública y de los trabajadores en las refinerías de petróleo. El objetivo del grupo era determinar los medios de mejorar el rendimiento de las refinerías y de los organismos en lo que respecta a la determinación de las “lagunas” reglamentarias, las esferas de superposición y las esferas que necesitaban una mejor coordinación. El Grupo Interinstitucional publicó sus hallazgos en febrero de 2014 en el informe "Improving Public and Worker Safety at Oil Refineries."

Este estudio dio lugar a cambios en los requisitos de prevención de accidentes y seguridad de procesos que se aplican a las refinerías. El borrador de los cambios propuestos a los requisitos de la normativa 5189.1 “Process Safety Management for Petroleum Refineries” (PSM) se publicó en julio de 2016.

Por otro lado en 2015, en respuesta también a las lesiones a los empleados ocurridas en las refinerías, **The Washington Department of Labor and Industries (L&I)**, gestionó con un gran esfuerzo la actualización de los estándares de seguridad de PSM (Process Safety Management) de productos químicos altamente peligrosos. Después de varias reuniones de comités y partes interesadas, una regla propuesta y una audiencia pública, el Departamento presentó la **Reglamentación Permanente (CR-103P)**.

El 27 de diciembre de 2023, The Washington Department L&I, liberó una CR-103 con el detalle de la nueva **Parte B del capítulo 296-67 WAC** (Washington Administrative Code). Específicamente aplicable a las refinerías de petróleo, la Parte B incluye y actualiza los requisitos existentes de PSM, así como introduce varios requisitos nuevos. La regla es similar a la Regulación PSM de Refinerías de Cal/OSHA (5189.1), que se enmendó en 2019 y es una de las más protectoras del país.

§ 5189.1. Process Safety Management for Petroleum Refineries.

(a) Scope and Purpose.

This section contains requirements for petroleum refineries to reduce the risk of major incidents and eliminate or minimize process safety hazards to which employees may be exposed.

(b) Application.

This section shall apply to processes within petroleum refineries. For petroleum refineries, this regulation supersedes California Code of Regulations (CCR) Title 8, Section 5189.

Figura 1 Nueva Reglamentación PSM de California

NEW SECTION

- WAC 296-67-347 Damage mechanism review.** (1) The employer must complete a damage mechanism review (DMR) for each existing and new process for which a damage mechanism exists. Where no DMR is performed, the employer must document the rationale for determining that no damage mechanisms exist. The employer must determine and document the priority order for performing DMRs based on the process operating and maintenance history, the PHA schedule, and inspection records.
- (2) The employer must complete no less than 50 percent of initial DMRs within three years and all remaining DMRs within five years of the effective date of Part B of this chapter. If the employer has performed and documented a DMR for a process up to five years prior to the effective date of Part B of this chapter, and that DMR includes (8) of this section, that DMR is performed and completed within a specified time frame.
- (6) The DMR for a process must be available to the team performing a PHA for that process.
- (7) The DMR must be performed by a team with expertise in engineering, equipment and pipe inspection, damage and failure mechanisms, and the operation of the process or processes under review. The team must include one member knowledgeable in the specific DMR methodology being used.
- (8) The DMR for each process must include:
- (a) Assessment of process flow diagrams;
 - (b) Identification of all potential damage mechanisms;
 - (c) Determination that the materials of construction are appropriate for their application and are resistant to potential damage mechanisms;
 - (d) Methods to prevent or mitigate damage; and
 - (e) Review of operating parameters to identify operating conditions that could accelerate or otherwise worsen damage, or that could minimize or eliminate damage.
- (9) For purposes of this section, damage mechanisms include, but are not limited to:
- (a) Mechanical loading failures, such as ductile fracture, brittle fracture, mechanical fatigue, and buckling;
 - (b) Erosion, such as abrasive wear, adhesive wear, and fretting;
 - (c) Corrosion, such as uniform corrosion, microbiologically induced corrosion, localized corrosion, and pitting;
 - (d) Thermal-related failures, such as creep, metallurgical transformation, and thermal fatigue;
 - (e) Cracking, such as stress-corrosion cracking; and
 - (f) Embrittlement, such as high-temperature hydrogen attack.
- (10) DMRs must include an assessment of previous experience with the process, including the inspection history and all damage mechanism data, a review of industry-wide experience with the damage mechanism applicable standards, codes and practices.
- (11) At the conclusion of the analysis, the team must prepare a written DMR report, which must include the following:
- (a) The process and damage mechanisms analyzed;
 - (b) Results of all analyses performed;
 - (c) Recommendations for preventing damage;
 - (d) Recommendations for temporarily mitigating damage; and
 - (e) The report must be provided to and, upon request, reviewed with affected employees, including affected employees of a contractor, whose work assignments are within the scope of the process evaluated in the DMR.
- (12) The employer must implement all recommendations pursuant to WAC 296-67-383 Corrective action program.
- (13) The employer must implement all recommendations pursuant to WAC 296-67-383 Corrective action program.
- (14) DMR reports must be retained for the life of the process.

Figura 2 Nueva Reglamentación WAC Washintong Department.

Las versiones finales de las normativas **5189.1 Process Safety Management for Petroleum Refineries** y **Parte B 296-67 WAC** incluyen los siguientes nuevos requisitos:

1. Programa PSM. Los empleadores deben desarrollar y mantener un plan escrito para proporcionar la colaboración de los empleados a lo largo de todos los procesos de PSM. El gerente de la refinería debe ser designado como la persona con autoridad y responsabilidad para el cumplimiento de los requisitos de PSM.
 2. Revisiones de Mecanismos de Daño (DMR). Se debe completar un DMR para cada proceso existente y nuevo para el que existe un mecanismo de daño. Cuando no se realiza una DMR, se debe documentar la justificación para determinar que no existen mecanismos de daño. El empleador debe **completar no menos del 50 % de las DMR iniciales dentro de los tres años y todas las DMR restantes dentro de los cinco años posteriores a la fecha de vigencia.**
 3. Jerarquía de Análisis de Controles de Peligros (HCA). Los HCA deben actualizarse y revalidarse como análisis independientes para los procesos de PSM al menos una vez cada cinco años.
 4. Análisis de Riesgos de Proceso (PHA). Las PHA deben tener en cuenta los resultados de las DMR y las HCA.
 5. Programa de Factores Humanos (HFP). Un HFP por escrito debe implementarse dentro de los 18 meses siguientes a la fecha de vigencia. Los operadores deben evaluar los factores humanos en los procedimientos de operación y mantenimiento existentes y revisarlos en consecuencia: el 50 por ciento debe completarse dentro de los tres años posteriores a la fecha de vigencia y el 100 por ciento dentro de los cinco años. Los factores humanos incluyen factores ambientales, organizacionales y laborales, y características humanas e individuales, como la fatiga.
-
1. Gestión de Cambios Organizacionales (MOOC). El empleador debe desarrollar, implementar y mantener procedimientos escritos para gestionar los cambios organizacionales, como una reducción en los niveles de personal o un cambio en la duración del turno. Se debe realizar un MOOC para cada cambio con una duración superior a 90 días naturales.
 2. Análisis de causa raíz (RCA). Los empleadores deben implementar procedimientos para investigar y reportar de inmediato cualquier incidente que resulte en, o podría haber resultado razonablemente, en un incidente de seguridad del proceso. Los RCA deben determinar las causas iniciales y subyacentes del incidente e identificar las fallas del sistema de gestión, incluidas las deficiencias organizacionales y de la cultura de seguridad.
 3. Evaluación de la Cultura de Seguridad de Procesos (PSCA). Los empleadores deben realizar una PSCA y producir un informe escrito dentro de los 18 meses posteriores a la fecha de vigencia y al menos cada cinco años a partir de entonces.

Para el caso de Washington, la Parte B del capítulo WAC 296-67 entró en vigor el 27 de diciembre de 2024, con fechas de implementación continuas de L&I las cuales se detallan a continuación:

 	
PSM Implementation Dates Chart Effective Date: December 27, 2024	
Implementation Date	Requirement
March 27, 2025	Employee Collaboration The employer, who is in consultation with employees and employee representatives, must develop, implement, and maintain the following: • Effective stop work procedures. • Effective procedures ensuring the right of all employees, including employees of contractors, to anonymously report hazards.
December 27, 2028	Hazard Analyses Perform and document an effective Process Hazard Analysis to identify, evaluate and control hazards associated with each process for processes not previously covered by WAC 296-67-017.
December 27, 2027	Training The employer must develop, implement, and maintain an effective written training program to ensure that all affected employees are aware of and understand all PSM elements described in this part.
December 27, 2028	Damage Mechanism Review (DMR) The employer must complete no less than 50 percent of initial DMRs within three years, and any remaining DMRs within five years. If the employer has performed and documented a DMR for a process up to five years prior to the effective date of Part B of this chapter, that DMR may be used to satisfy the employer's obligation to complete an initial DMR.

Figura 3 Fechas requeridas de implementación en Washington.

Desarrollo

Como consultores en integridad mecánica, los procesos de trabajo que forman parte del set de herramientas para la industria se encuentran en continua revisión y optimización, uno de los disparadores de estas revisiones son este tipo de iniciativas planteadas en la introducción de la presente, por lo que se comenzó a diagramar su implementación en los proyectos vigentes en conjunto con nuestros clientes.

Las metodologías como la revisión de mecanismos de daño (DMRs – Damage Mechanism Review) u optimización de puntos de monitoreo de condición (CML- Condition monitoring location) son ejemplos de esto.

La metodología de DMR propone una revisión de los mecanismos de daño evaluados en la inspección basada en riesgo (RBI) basado en la experiencia ganada a través de la ejecución de los ensayos no destructivos y el historial de eventos. Esta actividad habilita un punto de revisión que permite modificar (aumentar o disminuir) la severidad estimada, incluir nuevos mecanismos que potencialmente estén activos o desechar mecanismos que se agregaron en el pasado pero que a condiciones actuales pueden darse como descartados o mitigados.

Aspectos clave de implementación de un DMR:

1. Identificación de Mecanismos de Daño:

El objetivo principal es identificar los posibles mecanismos de daño como la corrosión, la fisuración u otras formas de degradación del material que podrían afectar al equipo.

2. Guía de API 571:

La Práctica Recomendada API 571 proporciona un marco para comprender los mecanismos de daño que afectan a los equipos fijos en la industria de refinación, ofreciendo orientación sobre posibles modos de falla y técnicas de inspección.

3. Enfoque multidisciplinario:

Los DMR suelen implicar a un equipo de expertos de diversas disciplinas, como la ingeniería de procesos, la inspección y la ciencia de los materiales, para garantizar una evaluación exhaustiva.

4. Recolección de datos:

La recopilación de datos relevantes, como las condiciones del proceso, los datos operativos y los detalles del diseño del equipo, es esencial para la identificación precisa de los posibles mecanismos de daño.

5. Lazos de corrosión:

Los DMR ayudan a definir "Lazos de corrosión" dentro de una unidad de proceso, lo que permite esfuerzos de inspección y monitoreo enfocados.

6. Estrategias de inspección:

Los resultados de un DMR informan el desarrollo de estrategias de inspección apropiadas, incluida la selección de técnicas de NDE y ubicaciones críticas de inspección.

7. Documentación y retención:

Los informes DMR y la documentación relacionada deben conservarse durante la vida útil de la unidad de proceso.

8. Integración con otros procesos:

Los DMR a menudo se integran con otros procesos de gestión de riesgos como el análisis de peligros de proceso (PHA) y la inspección basada en riesgos (RBI).

9. Revalidación periódica:

Los DMR deben revalidarse periódicamente, especialmente después de cambios importantes en el proceso o al menos cada 5 años.

En esencia, un DMR es un enfoque proactivo para la gestión de la integridad de los activos, que ayuda a prevenir fallos y a garantizar un funcionamiento seguro y fiable de las instalaciones industriales.

Caso de Aplicación 1

Personal de Integridad de Planta Petroquímica toma la decisión de tercerizar la optimización de los planes de inspección actuales, debido a algunos antecedentes de fugas, roturas, que no fueron detectadas a tiempo, una concientización de que sus planes de inspección no estaban siendo efectivos, disponían de tipos de actividades iguales para todos los equipos, los mismos no estaban basados en riesgo, etc.

Por este motivo se decidió implementar un esquema de desarrollo de planes de inspección basados en criticidad, para lo cual fue necesario designar un equipo de personal, específico para este proyecto, conformado por:

- Un Ingeniero Sr de Integridad con dedicación exclusiva
- Supervisión de Inspectores API 510 / API 570
- Dos Ingenieros de Integridad
- Dos Ingenieros Juniors

En cuanto al desarrollo de las actividades se acordó un esquema de implementación de planifica la inspección de los equipos con una anticipación de un año, por lo que se prevé una duración de 2 a 3 años para completar la totalidad de confección de los planes de inspección de la totalidad de los activos los cuales

A la fecha se llevan confeccionados unos 250 planes de inspección de líneas y equipos, el proyecto contempla en 2025 hacer cerca de 500 planes, y a futuro alcanzar la totalidad del equipamiento de las 7 plantas de proceso que ascienden a aproximadamente 5000 activos entre equipos y líneas de tuberías.

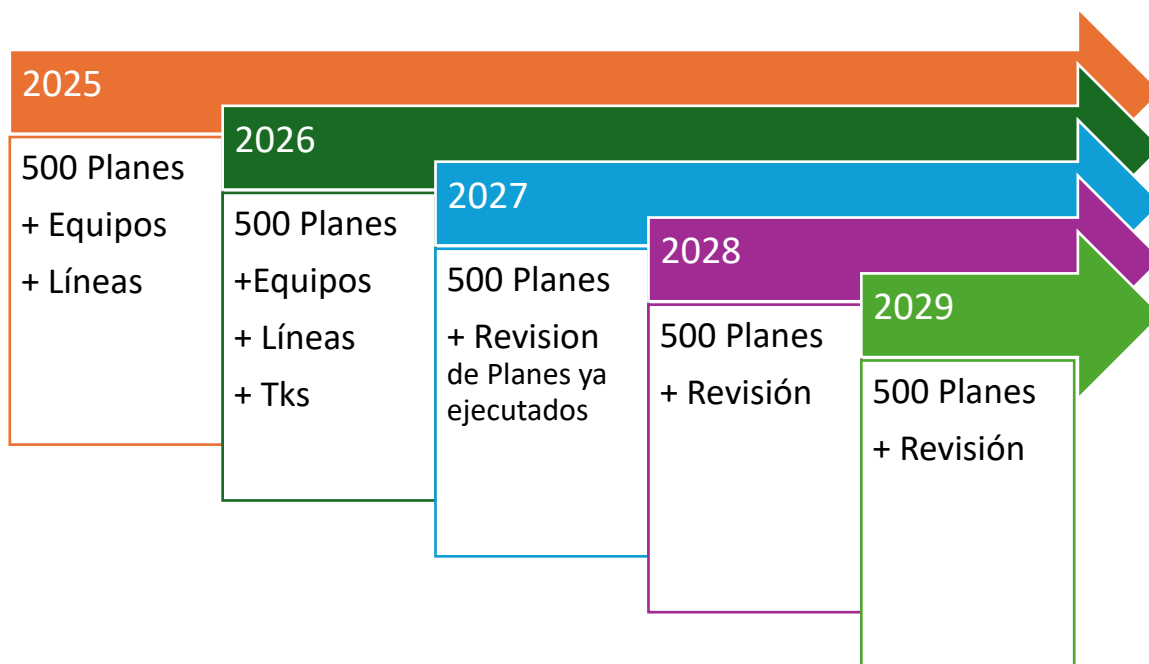


Figura 4 Programa de confección de planes en 5 años

El desarrollo de los planes de inspección si bien está basado en la metodología de Inspección Basada en Riesgo (RBI) según API 580 y 581 pero en este caso enfocado en un análisis de riesgo simplificado más del tipo de análisis de criticidad y con un mayor enfoque en los análisis de mecanismos de daños activos, las revisiones de historial previos y en la confección de planes de inspección de carácter “prácticos”, “aplicables” y de alto valor agregado.

Los pasos de implementación se dividieron en las siguientes etapas:

- Definición de Niveles de Criticidad
- Relevamientos en Planta
- Revisión de Historiales Previos
- Análisis de Criticidad y Revisión de Mecanismos de Daño
- Confección de los Planes de Inspección
- Seguimiento revisión de mecanismos de daño de planes

Definición de Niveles de Criticidad:

Se analizaron las hipótesis disponibles y se definió la confección de 3 Niveles de Criticidad Cualitativos, utilizándose un modelo simplificado de riesgo según API 581 con 5 variables de Probabilidad y 5 de Consecuencia, dejando de esta forma preestablecido para en un futuro cercano, dar un segundo paso, pasando a un modelo de Criticidad Cuantitativo. Los 3 niveles definidos son:

- Criticidad Alta
- Criticidad Media
- Criticidad Baja

Relevamientos en Planta

Se visita los activos a los que se tienen como objetivo de realizar el plan de inspección, para verificar en campo la condición del activo, necesidades de gremios auxiliares como ser: andamios, accesos, retiros de aislación térmica, retiros de rejillas, soportaciones, etc.

Revisión de Historiales Previos:

Se revisa el historial previo del equipo, hasta 10 años atrás o la primera inspección interna, se analiza en particular, inspecciones anteriores, historial de fallas y reparaciones, se comienza a delinear actividades para priorizar la detección de hallazgos anteriores.

Análisis de Criticidad y Revisión de Mecanismos de Daño:

Se utiliza en este punto del análisis el concepto de lazos de corrosión. Este análisis tiene como objetivo la agrupación de componentes con susceptibilidad a los mismos mecanismos de daño. Para esto se considerarán condiciones constructivas, características del fluido procesado y condiciones de operación.

Para cada lazo de corrosión se definen los mecanismos de daño potencialmente activos, en base a los pasos antes mencionados:

- Estudio previo de historial de fallas, inspección y mantenimiento,
- Materiales constructivos, fluidos procesados y condiciones de operación
- Bibliografía (ejemplo: API 571, ASME PCC3, etc)

Se definen las variables críticas para cada mecanismo de daño, y los umbrales donde se encuentran.

A partir de esta segmentación, se generan los lazos de corrosión y materiales, donde se identifican lazos de corrosión, materiales, mecanismos de daño potencialmente activos, morfología de daño y zonas de mayor susceptibilidad. Los lazos de corrosión son definidos en un listado indicando el inicio y fin de cada lazo en referencia a los equipos a los cuales se encuentra conectados.

En base al proceso anterior se obtienen los mecanismos de daño potencialmente activos y las zonas más críticas que son usadas como input para la confección de los planes de inspección

Confección de los Planes de Inspección:

Finalmente, en base a toda la información procesada en los puntos anteriores, se procede a confeccionar los planes de inspección, los cuales se alinean primeramente en función del tipo de criticidad analizada, basado en un modelo simplificado de RBI, se optimiza aplicando una efectividad tipo “B” según API 581, para los activos de alta criticidad, y efectividades menores para las demás criticidades.

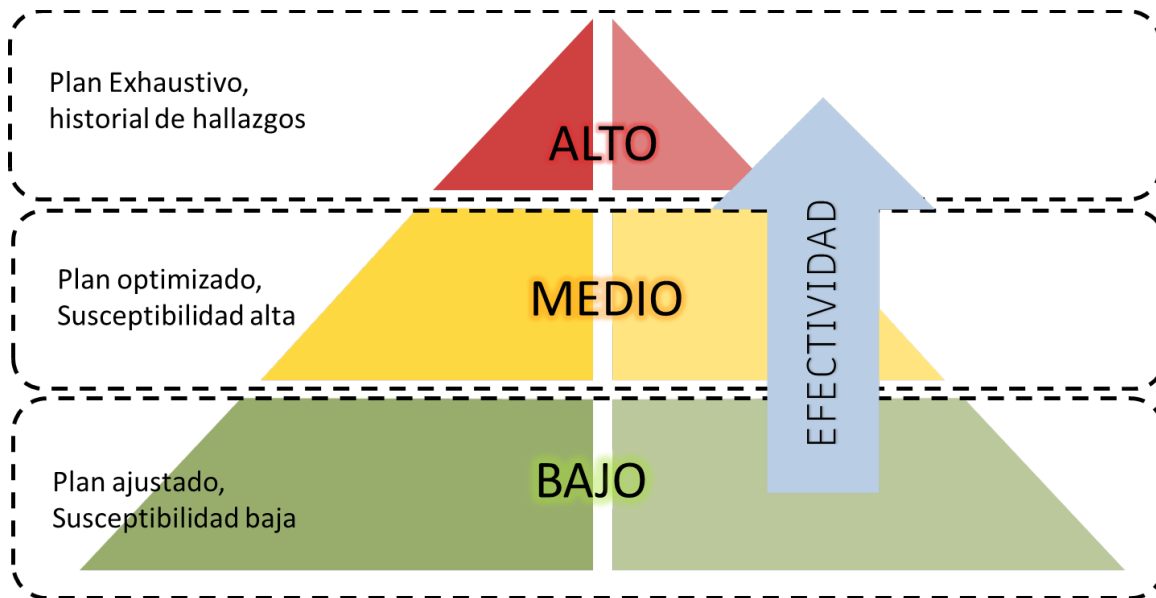


Figura 5 Efectividad de la Inspección en función de Criticidad

Se busca principalmente que el plan sea **tangible y simple de ejecutar**, basado en las herramientas de inspección y ensayos actuales y de disponibilidad asegurada.

Se agregaron técnicas de ensayos para identificar **mecanismos de fisuración** que antes no estaban incorporadas en gran magnitud.

Se confecciona para cada plan un esquema del equipo o línea con el detalle de la ubicación de los CML (Conditioning Monitoring Locations), los cuales están definidos de acuerdo con los niveles de susceptibilidad a cada mecanismo de daño y cuya diagramación está a cargo de Inspectores Certificados API 510, API 570 API 653. Los esquemas no solo contemplan los CMLS sino cada valor de alarma de espesores en función de su nominales, materiales, C.A, etc. A continuación, se detallan algunos esquemas de ejemplos:

			Plan de Inspección de Tuberías					Rev. 0		May-25	
								Código		Ext. CN-PH-02B May25	
								Espesores			
Componente	Diametro (In)	Pipe Spec	Material	Presión de diseño [Kg/cm2]	Espesor Nominal	Sobreespesor de Corrosión (CA)	Tolerancia	Esp Nominal - Tolerancia - CA	Observaciones		
Caño	8	PE14	A53 Gr B	104.0 / 77.3	12.70	1.6	12.5%	9.51	-		
Codo	8	PE14	A234 WPB	104.0 / 77.3	12.70	1.6	12.5%	9.51	-		
Tee	8	PE14	A234 WPB	104.0 / 77.3	12.70	1.6	12.5%	9.51	-		
Reducción	8	PE14	A234 WPB	104.0 / 77.3	12.70	1.6	12.5%	9.51	-		
Caño	6	PE14	A53 Gr B	104.0 / 77.3	10.97	1.6	12.5%	8.00	-		
Codo	6	PE14	A234 WPB	104.0 / 77.3	10.97	1.6	12.5%	8.00	-		
Caño	4	PE14	A53 Gr B	104.0 / 77.3	8.56	1.6	12.5%	5.89	-		

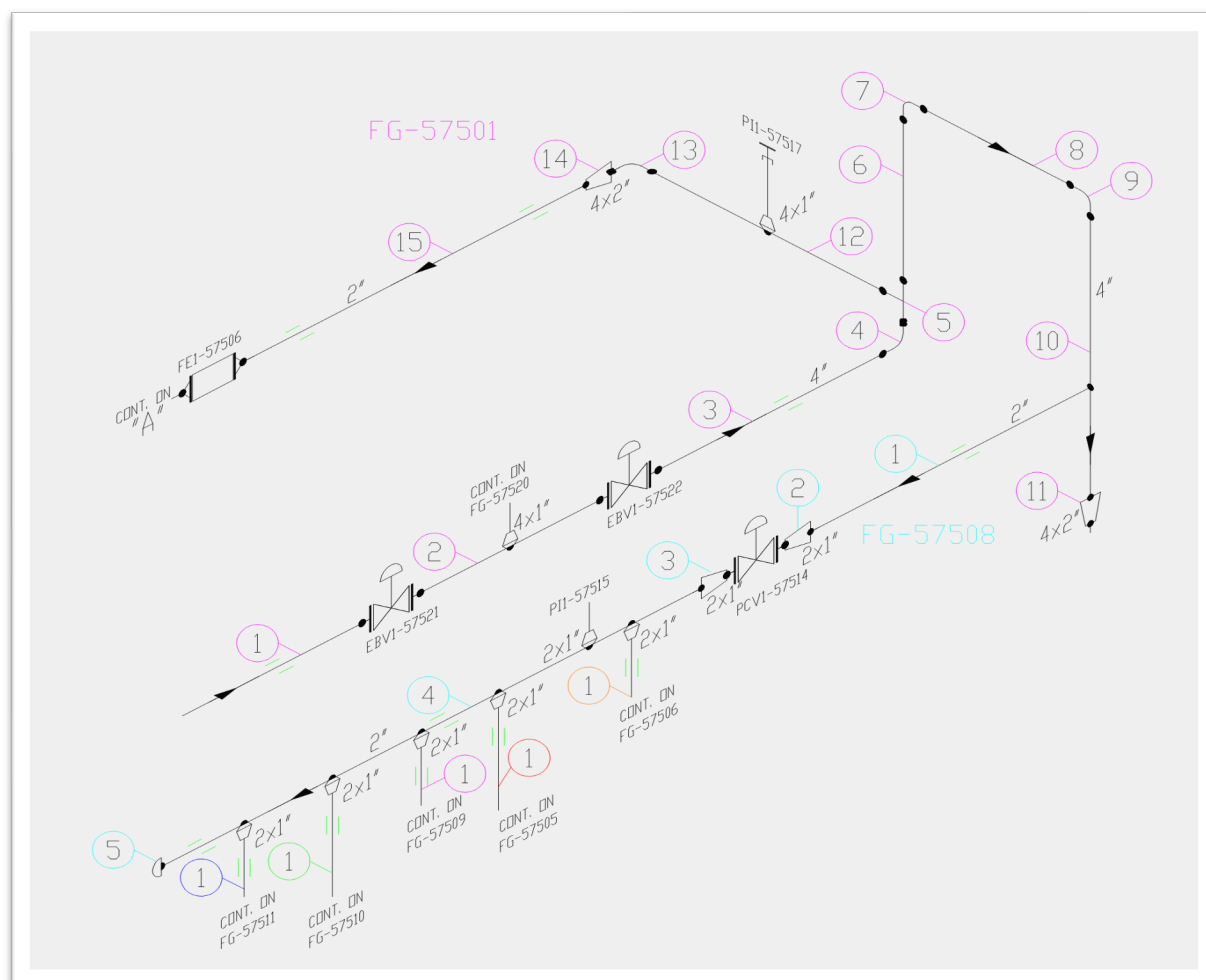


Figura 6 - Esquemas con ubicación de CMLs y Niveles de Alarma.

Los planes confeccionados constan de las siguientes secciones:

Nivel de Criticidad

Niveles 1 a 3

Historial

Listado de Historial de Inspecciones, fallas y reparaciones previas con detalle de ubicación de cada una

Mecanismos de Daños

Listado de Mecanismos potencialmente activos y su zona de aplicabilidad

Niveles de Alarmas

Se incorporan en cada plan los cálculos de espesores nominales – tolerancias de fabricación – Corrosión Allowance – Valores mínimos de UG 16 ASME VIII para Nozzles

Listado de END

Listado con las técnicas de ensayos específicos, sectores de aplicación y alcance de cada uno

Necesidades de Inspección

Listado con tareas de “gremios” como ser colocación de andamios, retiros de aislación, rejillas, desarmes de soportación, accesos por cuerdas, etc.

Esquemas de Inspección

Para cada equipo o línea se presenta un esquema con los CMLs y/o puntos de inspección específica en las que se deben realizar los ensayos

A continuación, se detallan algunas imágenes de los planes confeccionados:

GIE GROUP		Plan de Inspección de Recipientes		Rev. 0	May-25
				Código	Ext. D-602 May25
Datos					
Planta	-	Fluido	Solvente parafinado Isopar E		
TAG Number	D-602	Temperatura de diseño (°C):	-10/250		
Descripción	Tanque de solvente	Presión de diseño (Kg/cm2):	10,55		
Tipo de Equipo	Tanque	Radiografiado:	Full		
Disposición	Vertical	Fecha de fabricación	2009		
Número de Serie o National Board	-	Código de Diseño	ASME VIII Div.1		
Nivel de criticidad cualitativo	Medio	P&ID	B1-1652 Rev. 3		
Potenciales Mecanismos de Daño considerados					
Corrosión atmosférica / Corrosión interna / Fatiga inducida por vibración					
Planificación de actividades					
Mes:	Mayo	Inspección Externa / Mayo 2025			
Tipo:	Externa				
Plan inspección					
Ítem	Actividad	Descripción	Responsable		
			DOW	Contratista END	Contratista gremio
1	Rev. Necesidades	Contempla la revisión de los requerimientos internos y externos para la ejecución de las tareas previstas en el plan de inspección. Esto incluye desde requerimientos a producción, mantenimiento, pedido de precostizaciones, entre otros.	X	-	-
2	Planificación	Generación de planificación detallada según tareas previas, durante y post inspección en si.	X	-	-
3	Andamios / Accesos	Baranda en plataforma superior en zona de retiro de rejilla para ensayo de partículas magnetizables en conexión de B-8" de PSV's.	-	-	X
4	Acceso por cuerda	Se requiere el acceso por cuerdas para medición de espesores según "Esquema ME".	-	X	-

Figura 7 Plan de Inspección - Parte 1 - Necesidades de “Gremios”

		Plan de Inspección de Recipientes		Rev. 0 Código	May-25 Ext_D-602_May25
Datos					
Planta	-	Fluido	Solvente parafrinado Isopar E		
TAG Number	D-602	Temperatura de diseño (°C):	-10/250		
Descripción	Tanque de solvente	Presión de diseño (Kg/cm2):	10,55		
Tipo de Equipo	Tanque	Radiografiado:	Full		
Disposición	Vertical	Fecha de fabricación	2009		
Número de Serie o National Board	-	Código de Diseño	ASME VIII Div.1		
Nivel de criticidad cualitativo	Medio	P&ID	B1-1652 Rev. 3		
Historial de Inspecciones					
Año	Tipo de Inspección	Registro/Informe	Observaciones		
2010	Interna	G-1812 D602 Isp Interna Visual	Se detectaron hallazgos sobre soldaduras y soportería internas.		
2010	Reparación	Form R-1 Report of Repair	Reemplazo de conexiones L1, L2, L3 y L4 originalmente set-on por set-in.		
2015	Externa	G-2565_EXT_D-602_FEB-15	Sin hallazgos relevantes.		
2017	Externa	G-3209_VIS_D-602_OCT-17	Sin hallazgos relevantes.		
2020	Externa	20014455301_EXT_D602_MAY-20	Sin hallazgos relevantes.		
2021	Interna	20014455301_INT_D602_FEB-21	Sin hallazgos relevantes.		
2024	Externa	G-20018779072_EXT_D-602_AGO-24	Sin hallazgos relevantes.		
2024	Externa	G-20018779072-VIS-D-602-AGO-24	Sin hallazgos relevantes.		
Plan inspección					
Actividad	Mecanismo a evaluar	Alcance			
Inspección Visual Externa	Corrosión atmosférica; Daños/irregularidades	Inspección visual de la superficie accesible, siendo ésta de al menos el 60% del total del equipo. Verificar estado de los anillos rigidizantes y limpieza de los imbornales (agujeros de drenaje). Aplicar check list alineado con API 510 y API 572 priorizando estado de base de apoyo, uniones bridadas en busca de fugas, soldaduras, conexiones, refuerzos, fundaciones, deformaciones, puesta a tierra, soportes y calibración del dispositivo de alivio respecto a la MAV/P del equipo. Verificar estado de escaleras y plataformas asociadas al equipo.			
Medición de Espesores	Corrosión atmosférica/ Corrosión interna	Medición de espesores según "Esquema ME" en sitios accesibles desde escaleras y plataformas fijas, más asistencia de escalera móvil para zona baja. Utilizar equipamiento con capacidad de descuento de pintura. Cantidad y distribución de CML's según "Esquema ME". En caso de identificar áreas con adelgazamiento, caracterizar la zona con Scan-B o microgrillas.			
Sondeos de espesores	Corrosión interna	Sondeo de espesores en piernas de conexiones inferiores y en ponchos con ausencia de tapón en agujero testigo. Sondeo de espesores en conexión interior de LT.			
Inspección de Soldaduras	Fatiga inducida por vibración	Ensayo de partículas magnetizables en conexión de A-4" inferior y en conexión B-8" de PSV's. Para la conexión de PSV evaluar retiro de rejilla plataforma superior. Partículas magnetizables en soldaduras soporte-casquete y soporte-caño. Se requiere de retiro de pintura en al menos 1" a cada lado del pie de la soldadura.			
Notas generales					
) El alcance de inspección detallado tiene como objetivo lograr una inspección efectiva frente a los mecanismos de daños activos y potenciales.					
Recomendaciones de inspección					
) Verificación de último reporte de inspección (Información técnica del equipo; anomalías visuales y reportes espesores).) En caso de detectar indicaciones, caracterizar y ampliar el alcance de inspección para obtener la información necesaria para realizar evaluaciones de aptitud (FFS) (Ver procedimiento de referencia)) Personal de inspección calificado.) Reportes visuales con registro fotográfico (independientemente de la condición).) Reportes de mediciones conforme a esquema de referencia adjunto al plan.					

Figura 8 Plan de Inspección - Parte 2 - Historial de Inspecciones y Plan de Inspección

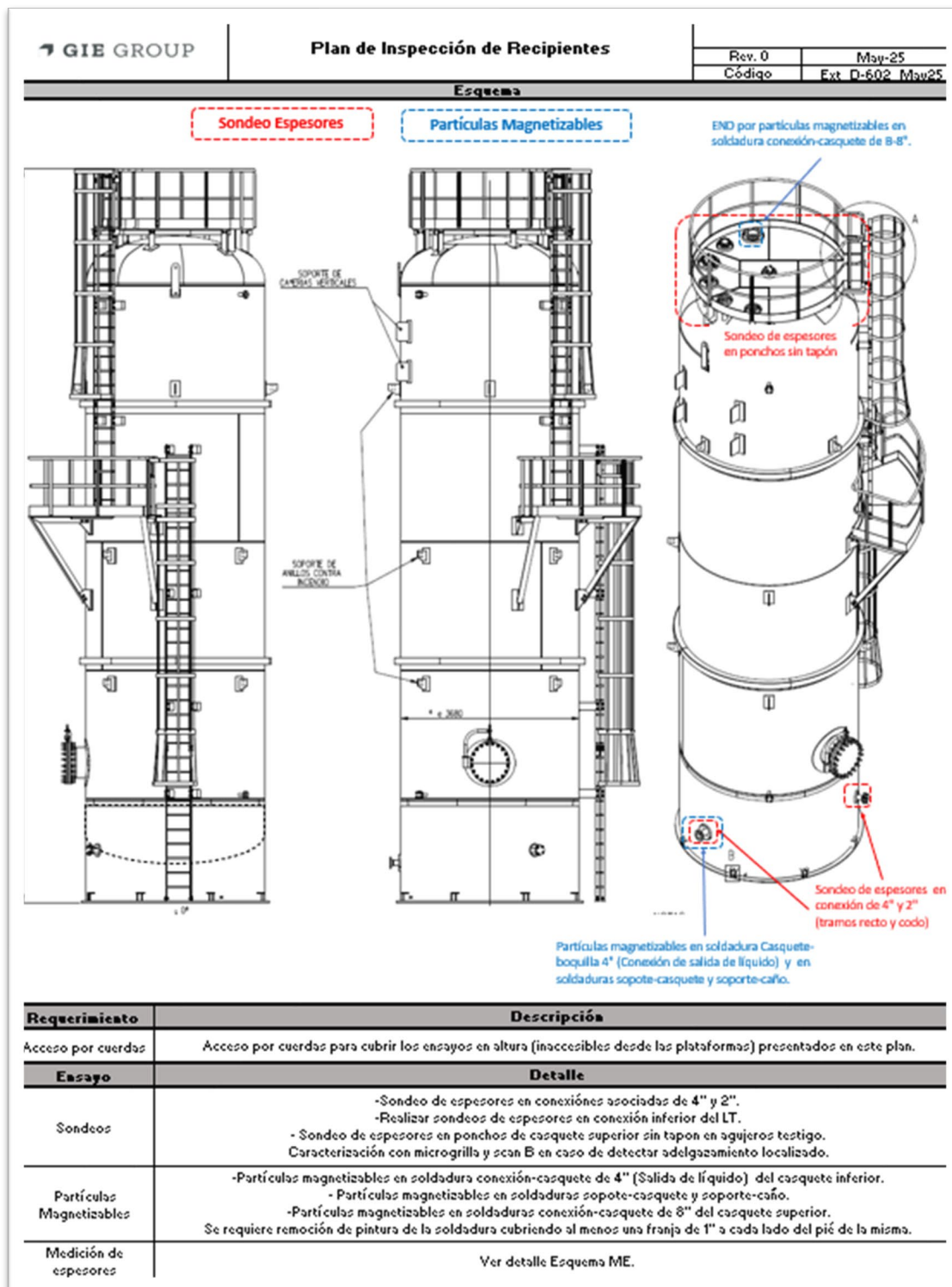


Figura 9 Plan de Inspección - Parte 3 – Ubicación de END y Requerimientos

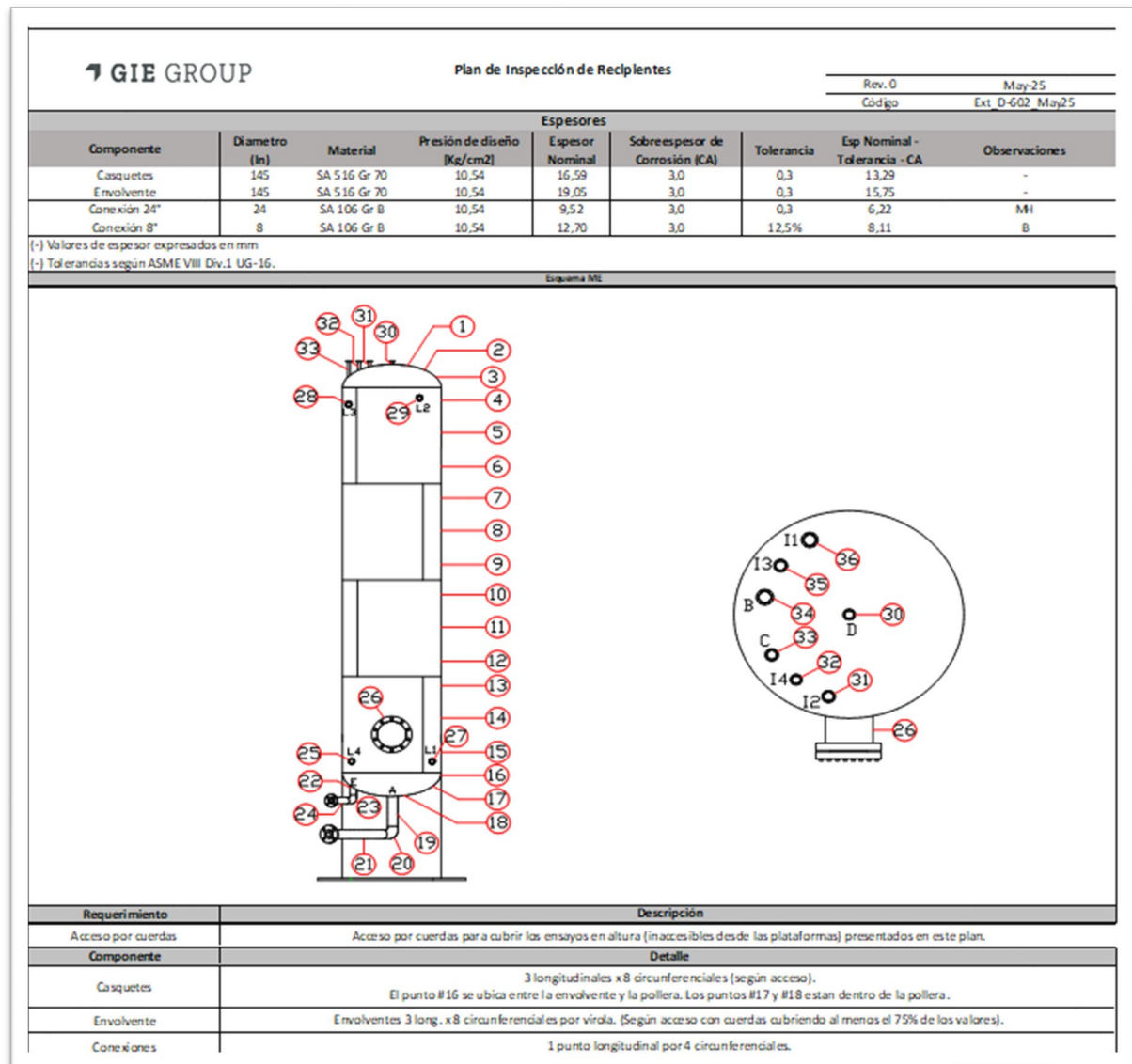


Figura 10 Plan de Inspección - Parte 4 - Esquema de Inspecciones y Valores de Alarma.

Seguimiento revisión de mecanismos de daño de planes

En esta etapa se busca evaluar la efectividad de cada plan respecto de nuevos hallazgos, tiempo de ejecución, niveles de detección, etc.

A continuación, se detallan algunos de los hallazgos característicos según las técnicas de inspección utilizadas:

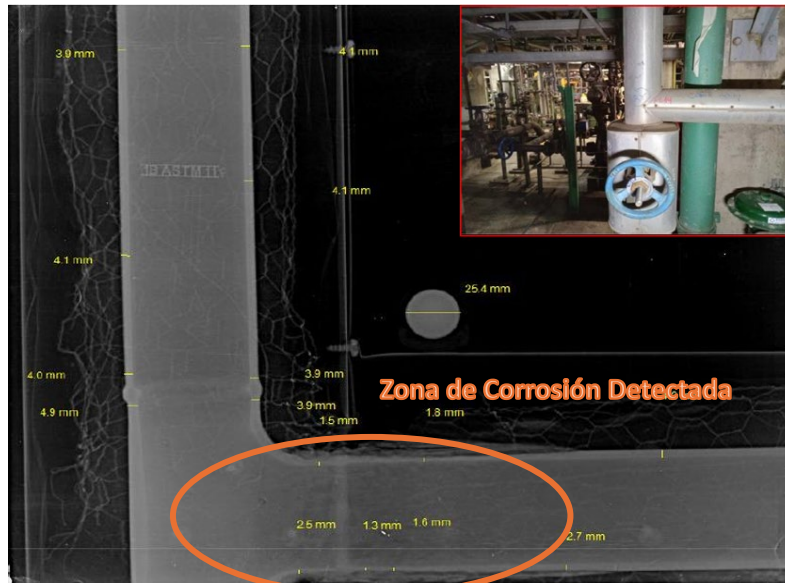
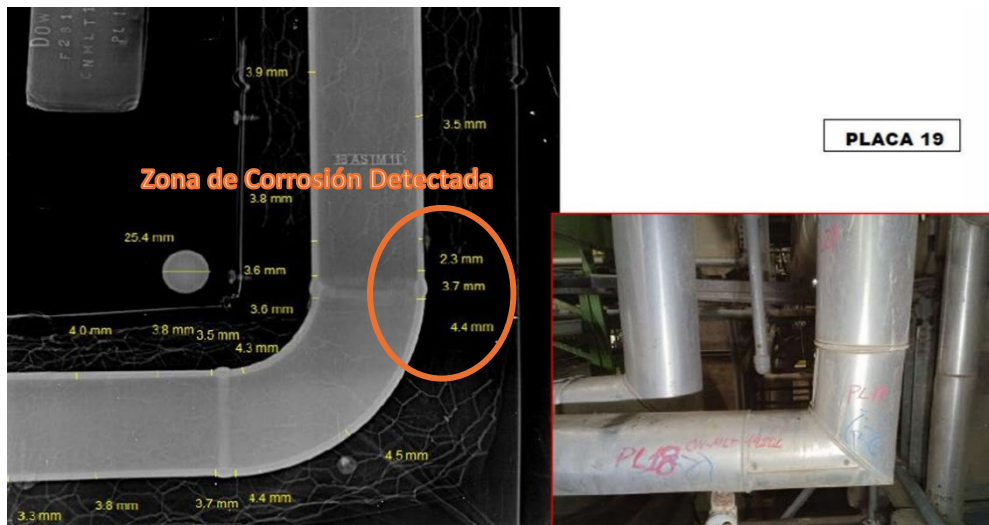


Figura 11 Deteccion de CUI con Radiografiado Panorámico



PLACA 19



Figura 12 Deteccion de CUI con Radiografiado Panorámico

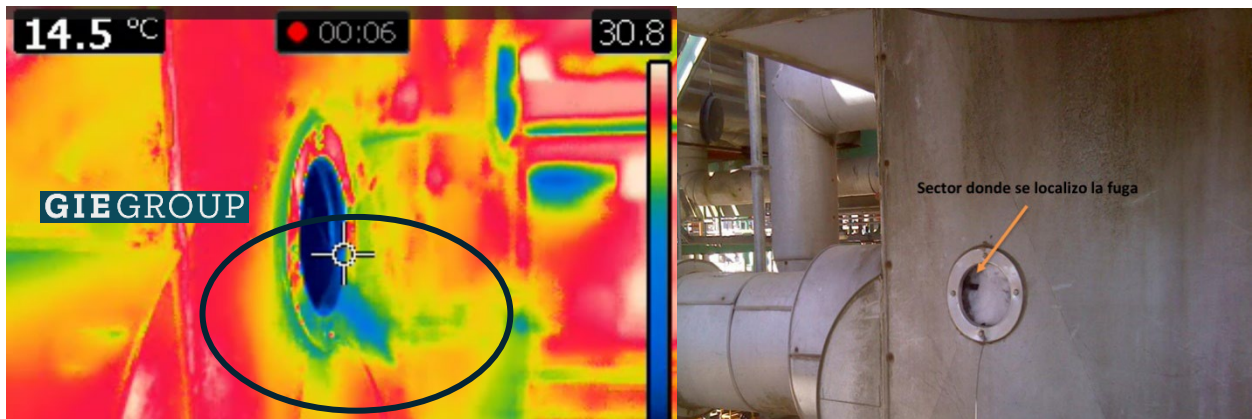


Figura 14 Deteccion de Fugas por Termografías



Figura 15 Deteccion de fallas en soldaduras y corrosión

Si bien se encuentra recientemente en etapa de implementación se han podido detectar algunos aspectos relevantes, a saber:

- La ejecución de inspecciones en principio lleva más de tiempo que las inspecciones anteriores
- Se han detectado fisuración en cuellos de tolvas de almacenamiento y en conexiones de recipientes mediante ensayos de líquidos penetrantes, en equipos que anteriormente no se ejecutaba este tipo de ensayos.
- Se detectaron fugas por medio de inspección con termografías.
- Se han detectado corrosión localizada en tramos muertos de tubería mediante técnicas de mapeo de espesores.
- Se han detectado números casos de corrosión bajo aislación (CUI) mediante la técnica de Radiografía Panorámica.
- Se encuentra en ejecución un relevamiento de hallazgos en base a nueva planificación.

Caso de Aplicación 2:

En una empresa con sede en Argentina, personal de Integridad encargada de la gestión de los activos usa el software GE APM como herramienta de gestión de integridad, se trabajó en conjunto con personal del cliente en la optimización de los planes de inspección existentes y la creación de los planes faltantes.

En este proceso se creó un grupo de trabajo conformado por personal de

- Integridad
- Inspección
- Procesos
- Operaciones

Desde 2023 se inició un proceso de análisis para confeccionar la planificación de inspección para la parada de planta a ejecutarse en el año 2026.

Los planes de inspección están más que nada focalizados en detectar daños, a partir de un análisis previo de los mismos, el nivel de riesgo se deja más a un segundo plano para definir los alcances de la inspección.

Se confeccionaron planes para 250 activos, conformados entre grupos de tuberías y equipos, cada equipo se subdivide en 2 o 3 componentes. El proceso se realizó según las siguientes etapas:

- Revisión de la información (4 Semanas)
- Análisis de Riesgo (2 Semanas)
- Talleres Multidisciplinarios para confección de planes de inspección (3 Días)

Otro de los objetivos de la optimización de planes de inspección fue justificar y dejar asentado que basados en un proceso de RBI se extienden los periodos de las inspecciones anuales requeridas por el Ministerio de Ambiente de la Provincia de Bs As (ex OPDS).

Los análisis se hacen íntegramente en una base de datos que permite la visualización y evaluaciones de las distribuciones de ensayos a lo largo de las fechas programadas. A continuación se observan algunas graficas de los distintos análisis.

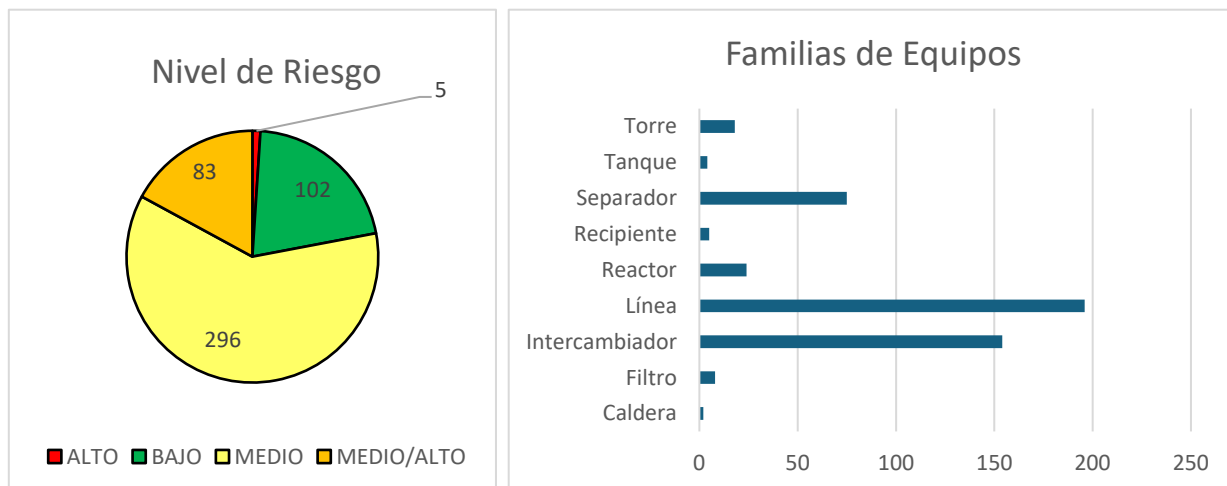


Figura 16 Niveles de Riesgo y Tipos de Equipos analizados

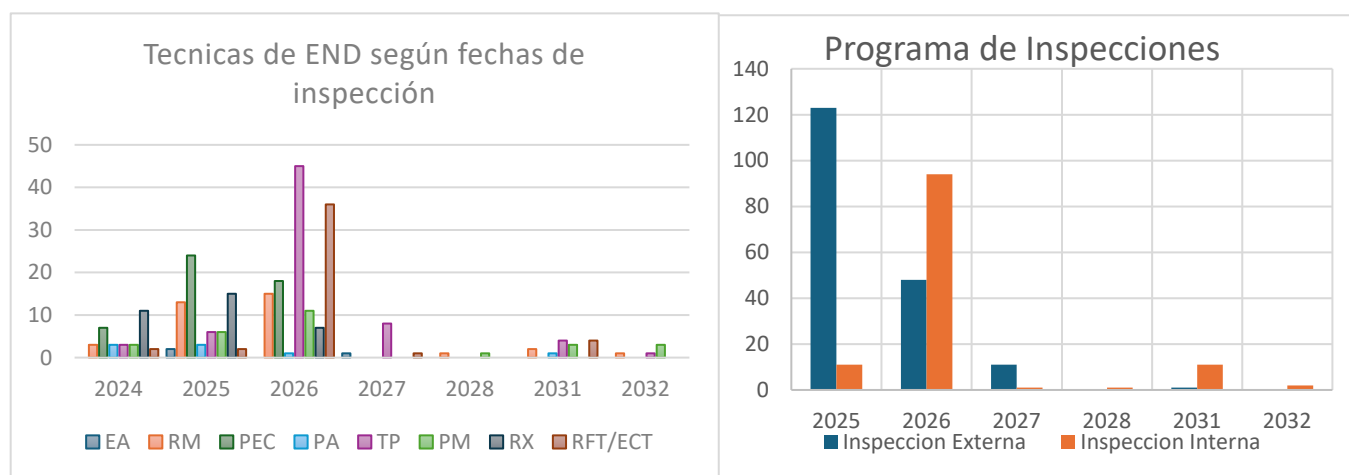


Figura 17 Programación de técnicas de END e Inspecciones

Conclusiones

Muchas veces se ha observado situaciones donde se realiza un RBI o la planificación de inspecciones, por “compromiso” con el objetivo de cumplir con regulaciones o requerimientos internos, pero sin una concientización de la importancia de una dedicación específica a la evaluación de los Mecanismos de Daño actuantes, como resultado de esto se ven inspecciones no efectivas que desperdician recursos en las compañías de refinación y no logran anticipar eventos de fugas o daños mayores que podrían haber sido prevenidos.

Como corolario de la implementación de esta nueva metodología, DMRs (Damage Mechanism Review), se observa que existen resultados del esfuerzo invertido, los cuales se pueden comprobar con los nuevos hallazgos de las inspecciones ya ejecutadas. Esto contribuye a la disminución del riesgo operativo de la instalación, ya que los mismos son luego evaluados mediante técnicas de aptitud para el servicio como API 579, definiéndose la necesidad de reparar o mitigar cada uno de daños activos.

El proceso también se retroalimenta por lo que permite actualizar la revisión de los mecanismos de daño en función de las novedades resultantes durante las inspecciones planificadas.

La implementación de una Revisión del Mecanismo de Daños (DMR) conduce a varias mejoras, principalmente en la integridad, confiabilidad y seguridad de los activos. Al identificar y comprender los posibles mecanismos de daño, las empresas pueden mitigar los riesgos de manera proactiva, optimizar las estrategias de mantenimiento y prolongar la vida útil de los equipos. Esto se traduce en una reducción del tiempo de inactividad, menores costes de reparación y un mejor cumplimiento normativo.

Entendemos que las compañías operadoras se están replanteando constantemente los niveles de riesgo actuales de operación y que actividades se están haciendo día a día para mantener o reducir los mismos, el análisis de DMRs planteado en esta publicación es un caso práctico que incide notablemente sobre el riesgo de los activos. En un principio no es necesario realizar esta técnica sobre toda las instalaciones, pero si tenerlo en una agenda presente y empezar replanteando su implementación en una planta o un sector para ir adquiriendo la agilidad necesaria para su mejora continua.

Bibliografía

- WAC 296-67-001 - AMENDATORY SECTION (Amending WSR 14-07-086)
- Process Safety Management for Petroleum Refineries. California Code of Regulations (CCR) Title 8, Section 5189.
- API RP 581 Risk-Based Inspection Methodology
- API RP 571 Damage Mechanisms Affecting Fixed Equipment in the Refining Industry

Breve CV de los Autores

Julián Juanes Berro

Ingeniero Químico con 6 años de experiencia en análisis de riesgo y evaluaciones de integridad para recipientes estáticos sometidos a presión. Experiencia en diseño e implementación de sistemas de gestión de la integridad y metodologías de Inspección Basada en Riesgo en Argentina, Perú, Bolivia, Ecuador, tanto onshore como offshore. Manejo de software especializado en gestión de integridad (APM/TZOLKIN). Experiencia en evaluación de integridad de recipientes, tanques y tuberías de acuerdo con normativas internacionales y recálculo de máxima operación de trabajo (MAWP). Certificado en API 580.

Cargo en GIEGROUP - Ingeniero de Integridad

Esteban Rubertis

Ingeniero Mecánico de la Universidad Nacional de Mar del Plata, con más de 25 años de experiencia en implementación de sistemas de gestión de integridad mecánica de plantas de proceso de la industria del gas y petróleo.

- Certificado en API 580 - RBI (CN 42117),
- Inspector Autorizado de Cañerías API 570, (CN 36400),
- Inspector Autorizado de Recipientes API 510 (CN 40784).
- Profesor titular de la Universidad Nacional de Mar del Plata,
- Autor del libro "Diseño de Cañerías y Recipientes de Presión" (EUEM 2008).

Cargo en GIEGROUP – Responsable de Cotizaciones – Consultor

Maria Paula Bereilh

Ingeniera en Materiales Universidad Nacional de Mar del Plata, con 3 años de experiencia desarrollando actividades vinculadas al análisis de falla e integridad. Experiencia en ejecución de END y paradas de planta, amplio conocimiento en normas API 510 y 570.

Cargo en GIEGROUP – Ingeniera de Integridad

Marcos Dasso

Ingeniero Mecánico con más de 15 años prestando servicios de consultoría en integridad mecánica en la industria del Oil & Gas y Minería. Especializado en diseño e implementación de sistemas de gestión de la integridad y metodologías de Inspección Basada en Riesgo en Argentina, Perú, Bolivia, Ecuador y México, tanto onshore como offshore. Auditor de integridad y seguridad industrial en el upstream. Experiencia en análisis de confiabilidad y análisis de fallas en procesos. Desarrollado en el área de ciencia de datos (análisis, visualización, insights y storytelling). Certificado en: API 580 "Risk Based Inspection Professional"

Cargo en GIEGROUP – Especialista de Integridad