

TIGRA-F (Transformación Integral de Gestión del Riesgo de Activos Fijos)

Autor: Carlos Nicolás Fernández, PAE, nicolas.fernandez@axionenergy.com

Coautora: Vanesa Casariego, PAE, Vanesa.casariego@axionenergy.com

SINOPSIS

Tigra-F (Transformación Integral de Gestión del Riesgo de Activos Fijos) es un proyecto quinquenal que nació del equipo de Integridad Mecánica de **Refinería Campana** a fin de responder a la necesidad de transformar el sistema de gestión de activos fijos propietario heredado, en un sistema basado en riesgo, con el propósito de alinearse a las normas internacionales vigentes, focalizar las inspecciones, optimizar recursos, implementar nuevas tecnologías y actualizar y digitalizar documentación y procedimientos. Para lograrlo fue imprescindible la participación de otras áreas como Ingeniería de Procesos y Operaciones transformándolo en un proyecto colaborativo y transversal.

El proyecto tuvo como eje central la alineación de la gestión de activos fijos a los estándares API de confección de Documentos de Control de Corrosión (CCDs API RP 970), evaluación por Inspección Basada en Riesgo (RBI API 580/581) y la revisión y actualización de Ventanas operativas de integridad (IOW RP 584). La sinergia con otras iniciativas del equipo de Integridad mecánica como, por ejemplo, la actualización de documentos controlados, digitalización y optimización en el OPEX de inspección, convirtió a TIGRA-F en un proyecto integrador y unificador de mejoras a largo plazo.

El proyecto se planteó a 5 años para todas las unidades de proceso de Refinería Campana. Se necesitó desarrollar un Gantt con hitos y objetivos, con cierres anuales y definición de lecciones aprendidas para retroalimentar las etapas subsiguientes.

En cuanto a optimización, los primeros resultados del proyecto, a partir de la categorización basada en riesgo de los activos, permitió una reducción de las inspecciones del 34% en equipos fijos y 20% en cañerías de proceso, proyectando una reducción en el OPEX de 430KUSD/año.

La presentación mostrará en números los resultados obtenidos a la fecha, en cuanto y entre otras cosas, RBIs, CCDs, DC&M, mapa de riesgos, isométricos de inspección y procedimientos actualizados, optimización de recursos de inspección, contratos de servicios de ensayos no destructivos revisados y actualizados acorde a las nuevas necesidades, etc. También se indicarán las lecciones aprendidas de las distintas etapas.

Además, se hará foco en el capital intangible que el proyecto TIGRA-F aportó a la compañía, dado que es un producto desarrollado 100% PAE con know how de Refinería Campana sin contratación de servicios de terceros y con proyección al resto de unidades de negocio de la Compañía.

INTRODUCCIÓN

Refinería campana se encuentra en la ribera del río Paraná de las Palmas a 80 km de CABA. Inició sus actividades en 1905 y actualmente se encuentra operada por PAE y comercializa sus combustibles bajo la marca comercial Axion Energy.

Hasta 2012 fue subsidiaria de ExxonMobil y desde su venta en dicho año ha iniciado un camino de proyectos de inversión y transformación, no sólo productiva sino también cultural y de conocimiento al dejar atrás el soporte económico y técnico de la compañía en retirada.



Figura 1

En dicho marco de referencia es que el equipo de Integridad Mecánica de Refinería identificó la necesidad de realizar un giro en el modelo de gestión de activos fijos.

Hasta el momento el sistema de gestión de integridad heredado era del estilo “Basado en condición” aplicando normas API 570, 510 y 653, siendo el norte la transformación al sistema de gestión de activos fijos por riesgo.

Al mismo tiempo el equipo contaba mapeado con una serie de iniciativas de mejoras a mediano y largo plazo, como era la confección de documentos de control de corrosión, diagrama de corrosión y materiales, actualización de isometría de inspección, optimización de recursos de ensayos e inspecciones, entre otras.

Así fue como en el año 2022 inicia un proyecto quinquenal integrador de todas estas iniciativas que se denominó Proyecto TIGRA-F (Transformación Integral de Gestión de Activos Fijos).



Figura 2

DESARROLLO

Objetivos de TIGRA-F

Para el seteo de los objetivos del proyecto y definición de hitos y entregables se consideraron las distintas iniciativas que el equipo de Integridad Mecánica tenía mapeadas, al momento de forma aislada. Se dio lugar al ejercicio de pensar la sinergia entre una y otra para encausarlas en un mismo ámbito de gestión.

Se contaba con la necesidad de alinearse a API en cuestión de migrar a iniciativas basadas en riesgo para los planes de inspección. También el desarrollo de los documentos de control de corrosión y diagrama de corrosión y materiales.

El sistema de gestión de las ventanas operativas de integridad (IOW) existentes requería una revisión detallada, en la que se tenía que dar lugar la actualización de las existentes y dar de alta nuevas a partir de los cambios introducidos en el marco del proyecto de expansión de la refinería ejecutado en los años predecesores.

Esos cambios físicos, por otro lado, introdujeron la necesidad del up date de la isometría y los planes de inspección asociados de los activos nuevos y modificados en tal proceso.

La baja en la rentabilidad del negocio del refino y el requerimiento de ser más eficientes en cada una de las tareas de cada área aportó su impronta en la esencia del proyecto. Se contaba con una oportunidad de capturar eficiencia al momento de la actualización de los planes de inspección a la hora de optimizar puntos de inspección y la posibilidad de reemplazar inspecciones intrusivas por no intrusivas.

“Romper el silo” del equipo de Integridad Mecánica y hacer llegar a todos sus clientes el producto de su trabajo también era una línea de trabajo que se encontraba como punto pendiente.

.

A partir de estos disparadores se definieron los siguientes pilares:



Figura 3

Estos pilares fueron el sostén de todas las tareas diseñadas y relacionadas unas con otras para lograr el objetivo principal del proyecto: Transformar integralmente la gestión de riesgos de activos fijos.**Cimientos**

A la hora de comenzar este proyecto de largo plazo se contaba con bases sólidas en la cual basar el Gantt de actividades que se debía definir. A saber:

- Estrategias de inspección de líneas y equipos existentes: Todos los activos, excepto tramos nuevos de cañerías modificados o sumados recientemente en los últimos años, contaban con una estrategia sólida de inspección y con actividades ejecutadas, analizadas y validadas.
- Historial de inspecciones de más de 40 años de los activos en sistema de gestión de Integridad IDM – Inspection Data Management.
- Expertise de los colaboradores del Equipo de Integridad Mecánica. El equipo responsable del proyecto contaba con conocimiento y aptitudes necesarias para afrontar el desafío. Los años de experiencia acumulados y las certificaciones API 570, 510, 653 y 580 avalaban lo dicho.
- Conocimiento y experiencia del proceso y los equipos de las unidades involucradas.
- Normas y estándares internacionales utilizados como guía y respaldo para tomar decisiones. Se menciona la bibliografía de base:
 - API RP 580 - Risk-Based Inspection
 - API RP 581 - Risk-Based Inspection Methodology
 - API RP 571 – Damage Mechanisms Affecting Fixed Equipment in the Refining Industry
 - API RP 970 – Corrosion Control Document
 - API RP 584 – Integrity Operating Windows
 - API 570 – Piping Inspection Code
 - API 510 – Pressure Vessel Inspection Code
 - API 653 – Tank Inspection, Repair, Alteration and Reconstruction
- Trabajo multidisciplinario entre miembros de los equipos de Integridad, Ing. de procesos y Operaciones. Desde un principio se definió como un proyecto colaborativo y transversal. El compromiso se refuerza cada año en la instancia de definición de objetivos de las áreas.

Proyecto

Se enmarcaron en el proyecto todas las iniciativas de mejoras mencionadas definiendo alcance, hitos que cumplir, entregables, responsables y deadlines.

Se definió cumplir con los Hitos identificados para todas las unidades de la Refinería Campana, desde las áreas de proceso, pasando por las unidades de utilidades, tratamientos y hasta almacenamiento.

El deadline del proyecto seteado fue a 5 años iniciando en 2022. Se generó un Gantt general y uno por cada una de las unidades intervenidas. Allí se congrega cada Hito con sus tareas relacionadas agrupadas y concatenadas estratégicamente.

Se generó un ámbito de seguimiento de cumplimiento de objetivos mensual además de un cierre anual, oportunidad en la que se exponen las lecciones aprendidas y se retroalimenta el proceso para el próximo año.

La siguiente imagen es un extracto de la planilla de seguimiento de la unidad VNHf-PWF, donde se detallan algunos Hitos y sus tareas, todas con su grado de avance.

PROYECTO TIGRA-F Transformación Integral de la Gestión del Riesgo de Activos Fijos								
Follow Up								
VNHf - PWF			Avance	W00	W01	W02	W03	W04
				-	22/4	29/4	6/5	13/5
								20/5
	Actividades	51,8%						
3	DIAGRAMA C&M	72%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
3.1	Dibujar PFD en Visio [%]	100%	0	0	0	0	0	0
3.2	Volcar información básica de equipos [%]	100%	0	0	0	0	0	0
3.3	Volcar información básica de líneas/corrientes [%]	100%	0	0	0	0	0	0
3.4	Dibujar ubicación de: probetas, tomamuestras, permasense, injection-points, mixing-points. [%]	80%	0	0	0	0	0	0
3.5	Verificar diagrama con Ing. de Procesos / Producción [%]	80%	0	0	0	0	0	0
3.6	Completar DC&M (Fase I) [%]	80%	0	0	0	0	0	0
3.7	Volcar información detallada de equipos [%]	80%	0	0	0	0	0	0
3.8	Volcar mecanismos de daño al diagrama	80%	0	0	0	0	0	0
3.9	Volcar resultados de análisis RBI	80%	0	0	0	0	0	0
3.10	Completar DC & M (Fase II)	80%	0	0	0	0	0	0
3.11	Cargar a SmartPlant DC & M Final (hacer documento controlado)	0%	0	0	0	0	0	0
3.12	Diseñar y cargar versión digital para Insight	0%	0	0	0	0	0	0
4	CCD	19%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
4.1	Escribir la descripción del proceso de la unidad [%]	70%	0	0	0	0	0	0
4.2	Obtener historial de fallas, reparaciones y reemplazos [%]	100%	0	0	0	0	0	0
4.3	Listar y resumir mecanismos de daño presentes en cada loop [%]	20%	0	0	0	0	0	0
4.4	Verificar si se requiere incluir otro mecanismo de daño adicional (líneas o equipos)[%]	0%	0	0	0	0	0	0
4.5	Completar CCD (Fase I) [%]	0%	0	0	0	0	0	0
4.6	Volcar resultados de análisis RBI [%]	0%	0	0	0	0	0	0
4.7	Volcar medidas de corrección desvíos IOWs [%]	0%	0	0	0	0	0	0
4.8	Completar CCD (Fase II) [%]	0%	0	0	0	0	0	0
4.9	Cargar a SmartPlant CCD Final (hacer documento controlado) [%]	0%	0	0	0	0	0	0
4.10	Generar versión web HTML para digitalizar el CCD [%]	0%	0	0	0	0	0	0
5	RBI (EQUIPOS)	49%	0%	0%	0%	10%	1%	1%
5.1	Identificación de equipos "críticos" a realizarle RBI. Análisis cualitativo de consecuencias.	100%	0	0	0	100	0	0
5.2	Cargar en software la información requerida	100%	0	0	0	2	2	4
5.3	Identificar mecanismos de daños en equipos según API-571 & API-581	100%	0	0	0	2	2	4
5.4	Calcular probabilidades de falla cuantitativas	100%	0	0	0	2	2	4

Figura 4

Alcance

Los objetivos troncales del proyecto se definieron como HITOS, a saber:

- Listado de equipos y líneas: Busca estandarizar la forma de conservar información técnica de las líneas y equipos siendo la piedra fundamental y base de datos utilizada para el desarrollo de las tareas subsiguientes. Se utiliza formato planilla Excel y entre la información que dispone se encuentra el tag del activo, unidad, descripción del servicio, material, condiciones de operación y diseño, loop de corrosión, mecanismos de daños, etc.
- Documento de control de corrosión (CCD): Confección del documento siguiendo los lineamientos de API RP 970 Corrosion Control Document. Digitalización y accesibilidad a toda la organización.
- Diagrama de Corrosión y Materiales: Confección del diagrama de cada una de las unidades, en el que se indica los loops de corrosión (circuitos de corrosión), las condiciones operativas y de diseño de los equipos, el nivel de riesgo producto del RBI, ubicación de puntos de muestreo, probetas de corrosión y sensores de medición de espesores en línea (Permasense). Digitalización y accesibilidad a toda la organización.
- RBI en equipos y líneas: Siguiendo los lineamientos de API 580 Risk-Based Inspection y 581 Risk-Based Inspection Methodology. Definición de activos críticos a los cuales hacer el análisis de RBI a partir de un análisis cualitativo y del target de riesgo de la compañía. Actividad en equipo multidisciplinario en la que participa Ing. de Procesos, Operaciones e Integridad Mecánica. Actualización del plan de inspección existente, definiendo efectividades acordes al riesgo aceptado.
- Ventanas Operativas de Integridad (IOW): Revisión del sistema de gestión y alineación a API RP584 Integrity Operating Windows. Saneamiento del sistema, revisión y actualización de límites a partir de condiciones operativas actuales.
- Actualización Isométricos de inspección: Relevamiento en campo y actualización de traza de cañerías y equipos nuevos o modificados recientemente. Reubicación, agregados y/o optimización de punts de monitoreo de espesores (CMLs) a partir de la efectividad definida por RBI y la representatividad de la ubicación a partir de los mecanismos de daño presentes.

Si bien no se definieron como Hito en los orígenes del Proyecto, el avance del mismo dejó a la vista otros logros colaterales que fueron capturados por el equipo de Integridad Mecánica. Entre ellos el más importante fue es de la captura de optimización en recursos de ensayos no destructivos a partir del trabajo de reubicación y racionalización de CMLs conforme el target de riesgo aceptado en el proceso de actualización de los planes de inspección existentes.

Equipo de trabajo

El equipo de trabajo se conformó por personal de PAE de Refinería Campana exclusivamente por definición estratégica en busca de dos objetivos claros:

- Capitalización del know how interno del equipo de Integridad Mecánica.
- Optimización de contratación de servicios técnicos externos.

La única asistencia contratada es la del proyectista que se desempeña como cadista en la tarea de relevamiento en campo y actualización de los isométricos de inspección.

El plantel estable de trabajo lo forma un Sponsor de proyecto, un Coordinador de proyecto y el staff que está constituido por especialista de RBI y Materiales, especialista de corrosión, Ing. de Integridad, Ing. de Inspección, Inspector y proyectista.

Al ser un proyecto integrador y colaborativo, además, se cuenta con el soporte de colaboradores de otras áreas como son Ing de procesos y Operación (Producción). El input de dichas áreas es fundamental para conocer las condiciones operativas y composición química de cada una de las corrientes, para definir los loops de corrosión, como dato clave necesario para el desarrollo del análisis por API 580/581 (RBI) de cada sistema.

El Proyecto TIGRA-F se posiciona como un verdadero “Proyecto Escuela”, ya que ofrece una oportunidad concreta para que inspectores e ingenieros de inspección con menor experiencia se capaciten mientras desarrollan sus tareas asignadas. Esta iniciativa se alinea con el modelo de aprendizaje 70-20-10, priorizando el 70% del aprendizaje a través de la experiencia práctica y el 20% mediante la interacción con colegas.

Resultados

Se detallan los resultados más importantes por cada Hito definido.

- Listado de equipos y líneas: El primer hito de a cumplir para poder avanzar con las demás tareas concatenadas. Es un trabajo de gabinete y de cross check entre distintas fuentes de información técnica, a saber: Isométricos de inspección existentes, software de gestión de Integridad mecánica, planos mecánicos, memorias de cálculo, P&IDs, input de otras áreas como Ing. de procesos y Operaciones.

Una vez que se cuenta con los datos de condiciones operativas se definen los mecanismos de daño posibles por loop de corrosión acorde a API RP 571 – Damage Mechanisms Affecting Fixed Equipment in the Refining Industry

Unid	Circul	Descripción	Desde	Hasta	Aislación	Materia	Clas	DS P (Kg/cm ²)	DS T (°)	OP P (Kg/cm ²)	OP T (°)	Dma	Tipo de Corrosión	Efectividad de Inspección	RBI	CMLA Optimizado/Revised	CUB	API-570 + CUB
API	API-580	Alimentación agua a 100	Distrito 100m	NO	CS	2	2.5	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15
API	API-580	Postquemador agua a 100	Distrito 100m	NO	CS	2	2.5	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15
API	API-580	Alimentación agua a 100	Distrito 100m	NO	CS	2	2.5	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15
API	API-580	Alimentación agua a 100	Distrito 100m	NO	CS	2	2.5	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15
API	API-580	Alimentación agua a 100	Distrito 100m	NO	CS	2	2.5	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15
API	API-580	Alimentación agua a 100	Distrito 100m	NO	CS	2	2.5	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15
API	API-580	Alimentación agua a 100	Distrito 100m	NO	CS	2	2.5	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15
API	API-580	Alimentación agua a 100	Distrito 100m	NO	CS	2	2.5	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15
API	API-580	Alimentación agua a 100	Distrito 100m	NO	CS	2	2.5	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15
API	API-580	Alimentación agua a 100	Distrito 100m	NO	CS	2	2.5	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15
API	API-580	Alimentación agua a 100	Distrito 100m	NO	CS	2	2.5	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15
API	API-580	Alimentación agua a 100	Distrito 100m	NO	CS	2	2.5	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15
API	API-580	Alimentación agua a 100	Distrito 100m	NO	CS	2	2.5	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15
API	API-580	Alimentación agua a 100	Distrito 100m	NO	CS	2	2.5	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15
API	API-580	Alimentación agua a 100	Distrito 100m	NO	CS	2	2.5	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15
API	API-580	Alimentación agua a 100	Distrito 100m	NO	CS	2	2.5	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15
API	API-580	Alimentación agua a 100	Distrito 100m	NO	CS	2	2.5	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15
API	API-580	Alimentación agua a 100	Distrito 100m	NO	CS	2	2.5	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15
API	API-580	Alimentación agua a 100	Distrito 100m	NO	CS	2	2.5	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15
API	API-580	Alimentación agua a 100	Distrito 100m	NO	CS	2	2.5	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15
API	API-580	Alimentación agua a 100	Distrito 100m	NO	CS	2	2.5	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15
API	API-580	Alimentación agua a 100	Distrito 100m	NO	CS	2	2.5	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15
API	API-580	Alimentación agua a 100	Distrito 100m	NO	CS	2	2.5	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15
API	API-580	Alimentación agua a 100	Distrito 100m	NO	CS	2	2.5	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15
API	API-580	Alimentación agua a 100	Distrito 100m	NO	CS	2	2.5	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15
API	API-580	Alimentación agua a 100	Distrito 100m	NO	CS	2	2.5	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15
API	API-580	Alimentación agua a 100	Distrito 100m	NO	CS	2	2.5	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15
API	API-580	Alimentación agua a 100	Distrito 100m	NO	CS	2	2.5	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15
API	API-580	Alimentación agua a 100	Distrito 100m	NO	CS	2	2.5	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15
API	API-580	Alimentación agua a 100	Distrito 100m	NO	CS	2	2.5	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15
API	API-580	Alimentación agua a 100	Distrito 100m	NO	CS	2	2.5	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15
API	API-580	Alimentación agua a 100	Distrito 100m	NO	CS	2	2.5	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15
API	API-580	Alimentación agua a 100	Distrito 100m	NO	CS	2	2.5	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15
API	API-580	Alimentación agua a 100	Distrito 100m	NO	CS	2	2.5	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15
API	API-580	Alimentación agua a 100	Distrito 100m	NO	CS	2	2.5	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15
API	API-580	Alimentación agua a 100	Distrito 100m	NO	CS	2	2.5	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15
API	API-580	Alimentación agua a 100	Distrito 100m	NO	CS	2	2.5	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15
API	API-580	Alimentación agua a 100	Distrito 100m	NO	CS	2	2.5	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15
API	API-580	Alimentación agua a 100	Distrito 100m	NO	CS	2	2.5	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15
API	API-580	Alimentación agua a 100	Distrito 100m	NO	CS	2	2.5	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15
API	API-580	Alimentación agua a 100	Distrito 100m	NO	CS	2	2.5	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15
API	API-580	Alimentación agua a 100	Distrito 100m	NO	CS	2	2.5	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15
API	API-580	Alimentación agua a 100	Distrito 100m	NO	CS	2	2.5	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15
API	API-580	Alimentación agua a 100	Distrito 100m	NO	CS	2	2.5	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15
API	API-580	Alimentación agua a 100	Distrito 100m	NO	CS	2	2.5	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15
API	API-580	Alimentación agua a 100	Distrito 100m	NO	CS	2	2.5	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15
API	API-580	Alimentación agua a 100	Distrito 100m	NO	CS	2	2.5	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15
API	API-580	Alimentación agua a 100	Distrito 100m	NO	CS	2	2.5	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15
API	API-580	Alimentación agua a 100	Distrito 100m	NO	CS	2	2.5	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15
API	API-580	Alimentación agua a 100	Distrito 100m	NO	CS	2	2.5	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15
API	API-580	Alimentación agua a 100	Distrito 100m	NO	CS	2	2.5	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15
API	API-580	Alimentación agua a 100	Distrito 100m	NO	CS	2	2.5	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15
API	API-580	Alimentación agua a 100	Distrito 100m	NO	CS	2	2.5	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15
API	API-580	Alimentación agua a 100	Distrito 100m	NO	CS	2	2.5	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15
API	API-580	Alimentación agua a 100	Distrito 100m	NO	CS	2	2.5	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15
API	API-580	Alimentación agua a 100	Distrito 100m	NO	CS	2	2.5	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15
API	API-580	Alimentación agua a 100	Distrito 100m	NO	CS	2	2.5	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15
API	API-580	Alimentación agua a 100	Distrito 100m	NO	CS	2	2.5	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15
API	API-580	Alimentación agua a 100	Distrito 100m	NO	CS	2	2.5	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15
API	API-580	Alimentación agua a 100	Distrito 100m	NO	CS	2	2.5	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15
API	API-580	Alimentación agua a 100	Distrito 100m	NO	CS	2	2.5	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15
API	API-580	Alimentación agua a 100	Distrito 100m	NO	CS	2	2.5	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15
API	API-580	Alimentación agua a 100	Distrito 100m	NO	CS	2	2.5	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15
API	API-580	Alimentación agua a 100	Distrito 100m	NO	CS	2	2.5	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15
API	API-580	Alimentación agua a 100	Distrito 100m	NO	CS	2	2.5	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15
API	API-580	Alimentación agua a 100	Distrito 100m	NO	CS	2	2.5	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15
API	API-580	Alimentación agua a 100	Distrito 100m	NO	CS	2	2.5	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15
API	API-580	Alimentación agua a 100	Distrito 100m	NO	CS	2	2.5	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15
API	API-580	Alimentación agua a 100	Distrito 100m	NO	CS	2	2.5	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15
API	API-580	Alimentación agua a 100	Distrito 100m	NO	CS	2	2.5	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15
API	API-580	Alimentación agua a 100	Distrito 100m	NO	CS	2	2.5	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15
API	API-580	Alimentación agua a 100	Distrito 100m	NO	CS	2	2.5	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15
API	API-580	Alimentación agua a 100	Distrito 100m	NO	CS	2	2.5	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15
API	API-580	Alimentación agua a 100	Distrito 100m	NO	CS	2	2.5	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15
API	API-580	Alimentación agua a 100	Distrito 100m	NO	CS	2	2.5	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15
API	API-580	Alimentación agua a 100	Distrito 100m	NO	CS	2	2.5	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15
API	API-580	Alimentación agua a 100	Distrito 100m	NO	CS	2	2.5	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15
API	API-580	Alimentación agua a 100	Distrito 100m	NO	CS	2	2.5	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15
API	API-580	Alimentación agua a 100	Distrito 100m	NO	CS	2	2.5	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15
API	API-580	Alimentación agua a 100	Distrito 100m	NO	CS	2	2.5	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15
API	API-580	Alimentación agua a 100	Distrito 100m	NO	CS	2	2.5	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15
API	API-580	Alimentación agua a 100	Distrito 100m	NO	CS	2	2.5	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	

- **RBI – Risk Based Inspection:** A partir del análisis cualitativo realizado en la unidades de proceso intervenidas y fijado el nivel de riesgo aceptable se definieron los equipos y líneas críticas . A estos activos se le realiza el análisis RBI semicuantitativo acorde a API RP 580 / 581. A la fecha se realizaron 412 análisis entre líneas y equipos con la consecuente actualización del plan de inspección de cada activo.

En cuanto a los principales cambios que se introdujeron a los planes de inspección existentes se destacan los siguientes:

- Reubicación y racionalización de CMLs por sobreinspección
- Altas y bajas de nuevas tareas de inspección por CUI (Corrosión Under Insulation)
- Altas de tareas de inspección con técnicas superficiales y subsuperficiales por mecanismos de daños que generan fisuración.
- Reemplazos de inspecciones intrusivas por inspecciones no intrusivas.

Al finalizar cada unidad, se resumen los resultados en un “Mapa de riesgo de la Unidad” tal como se observa en la Figura 6 para la unidad de cracking catalítico:

MATRIZ DE RIESGO (API 581)

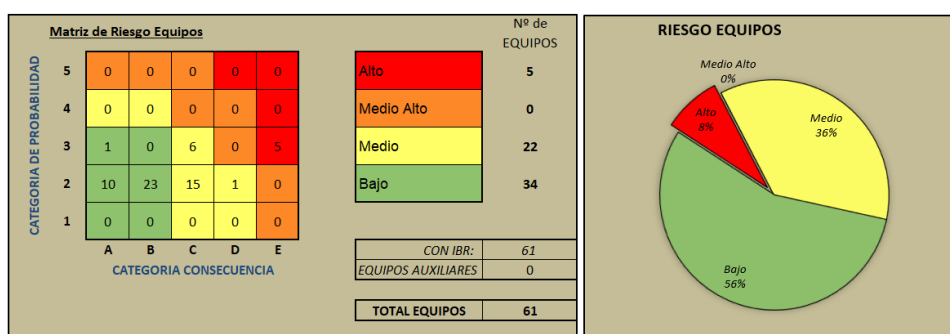


Figura 6

En el mismo se detallan la cantidad de activos clasificada por riesgo.

La compañía ha incorporado dicho ranking de riesgo como herramienta de decisión a la hora de priorizar proyectos de inversión y reparaciones. Por otro lado, la inclusión de actividades de inspección no intrusivas ha permitido evaluar y diferir intervenciones de equipos, optimizando así el alcance de eventos de paradas de planta planificados.

- Documento de control de corrosión (CCD): Desarrollados acorde la práctica recomendada API RP 970 Corrosion Control Document. Cuentan con los principales apartados:
 - Descripción general del proceso
 - Loops de corrosión, definición, limitación.
 - Listado de Materiales y Mecanismos de daño
 - Análisis RBI – Mapa de riesgo, resultados.
 - Historial de fallas de equipos
 - Ventanas operativas de Integridad

En la figura 7 se observa la portada del un CCD típico

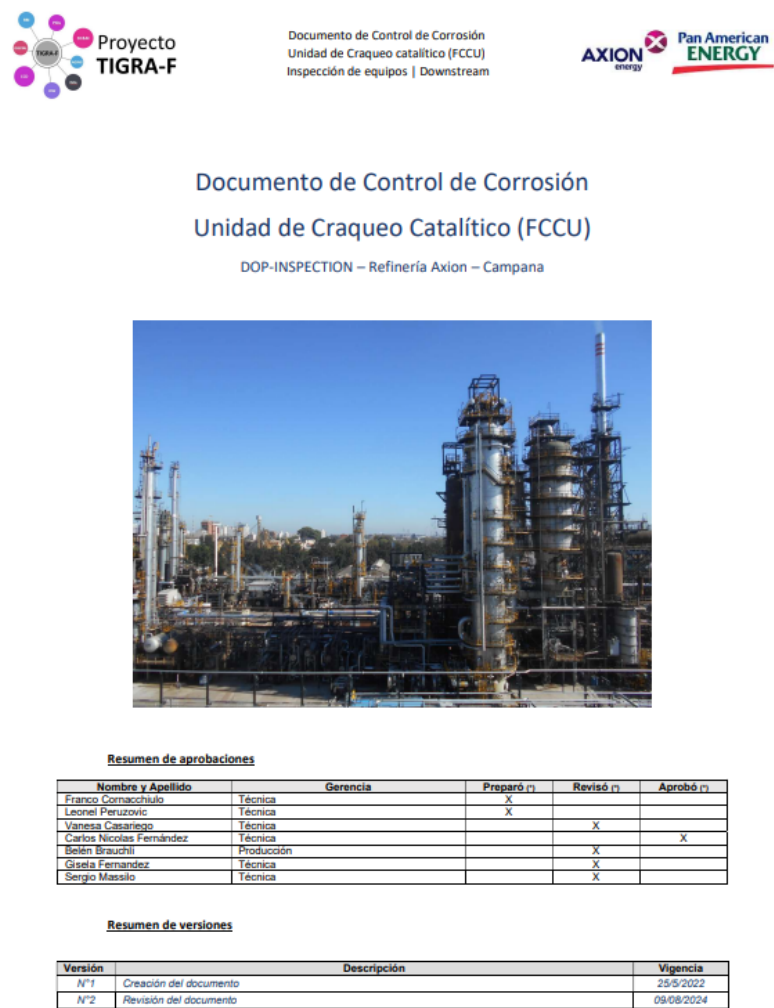


Figura 7

- **Diagrama de Corrosión y Materiales (DC&M):** Se han desarrollado los DC&M de las unidades conforme el avance del proyecto siguiendo los lineamientos de API RP 970 Corrosion Control Document. Este documento se considera como resumen visual de los resultados de las tareas de las etapas previas mencionadas, ya que se contiene, entre otra información técnica, los distintos loop de corrosión, mecanismos de daños presentes, condiciones operativas y de diseño, nivel de riesgo producto de análisis RBI.

Forma parte del CCD y se encuentra disponible para el uso de toda la compañía, ya que forma parte de los esquemáticos en el software de visualización de las variables de operación en tiempo real (Insight).

En la figura 8 se observa el DC&M y de la unidad de destilación atmosférica.

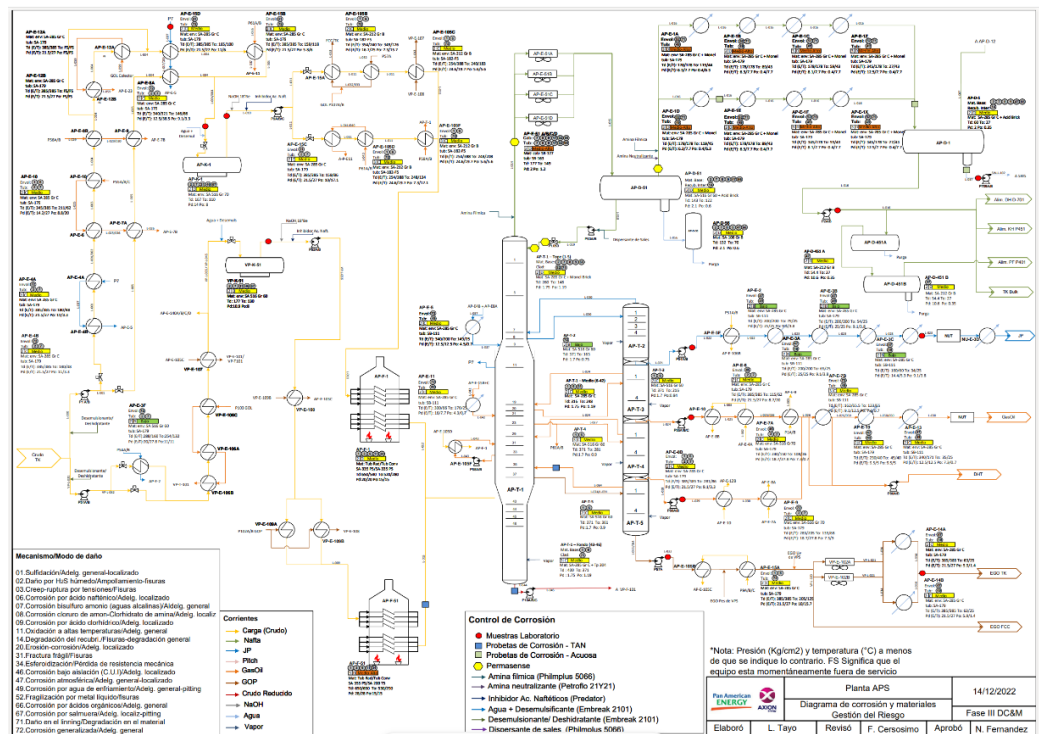


Figura 8

- Los DC&M se han convertido en documentos de consulta frecuente, no sólo por el equipo de Integridad, sino por otras áreas. Por ejemplo, los Ing. de Procesos lo utilizan como un repositorio de información técnica de los equipos de fácil acceso e interfase amena al momento del desarrollo de MOCs. **Ventanas Operativas de Integridad (IOW):** Se revisaron las ventanas existentes acorde a la API RP 584 Integrity Operating Windows. Conforme el avance del proyecto, al momento se han revisado y actualizado 285 IOW y formalizado los cambios vía MOC. La actualización se focalizó en dos aspectos fundamentales:
 - Revisión de los límites a partir de condiciones operativas actuales
 - Clasificación de cada IOW por Críticas, Estándar e Informativas siguiendo los lineamientos de la API RP 584.

IOW	Equipo	TAG	Descripción	Unidades	Mín	Máx	Criticidad
31	CC-T-101B	CCT171C	T-101 CABEZA	°C	103	-	Crítica
32	C-201	CCD147I	C201 DESCARGA	°C	-	170	Crítica
33	C-201	CCD148I	ST201 ENTRADA VAPOR	°C	270	-	Estándar
34	C-201	CCS201IA	C201:INDICACION RPM (Woodward)	RPM	6100	8100	Estándar
35	C-201	C_CC_PM_C201	Peso Molecular	Kg/KgMol	28	41,2	Estándar
36	CC-D-104	L_CCQD104I.PH	Agua Interfase D-104	-	5,5	8,3	Crítica
37	CC-D-104	L_CCQD104I.CN-LIBRES	Agua Interfase D-104	Mg/l	-	20	Crítica
38	CC-D-104	L_CCQD104I.NH3	Agua Interfase D-104	ppm		204	Crítica
39	CC-D-104	L_CCQD104I.CL-	Agua Interfase D-104	ppm		50	Crítica
40	CC-E-111A_151A	CCD106I	E-151A SAL AGUA TEA	°C	-	55	Informativa
41	CC-E-111B_151B	CCD107I	E-151B SAL AGUA TEA	°C	-	55	Informativa

Figura 9

- Actualización de Isométricos de Inspección: Dicha tarea tiene el objetivo de volcar los resultados de los puntos anteriores al “papel” que el inspector y la empresa de ensayos no destructivos utilizan para ejecutar las tareas de inspección seteadas.

Conforme avanza el proyecto se revisa el 100% de los isométricos existentes, se actualiza la traza en caso de ser necesario, se generan nuevos y se dan de baja los de las líneas y equipos que se encuentran fuera de servicio.

En el proceso se suma información técnica que anteriormente no contaban, entre ella:

- Tipo de corrosión, localizada o generalizada
- Tratamiento térmico post soldadura (PWHT) sí o no
- Condiciones operativas y de diseño

En las figuras 10 y 11 se observan dos isométricos de inspección típicos, uno de cañería y otro d equipo.

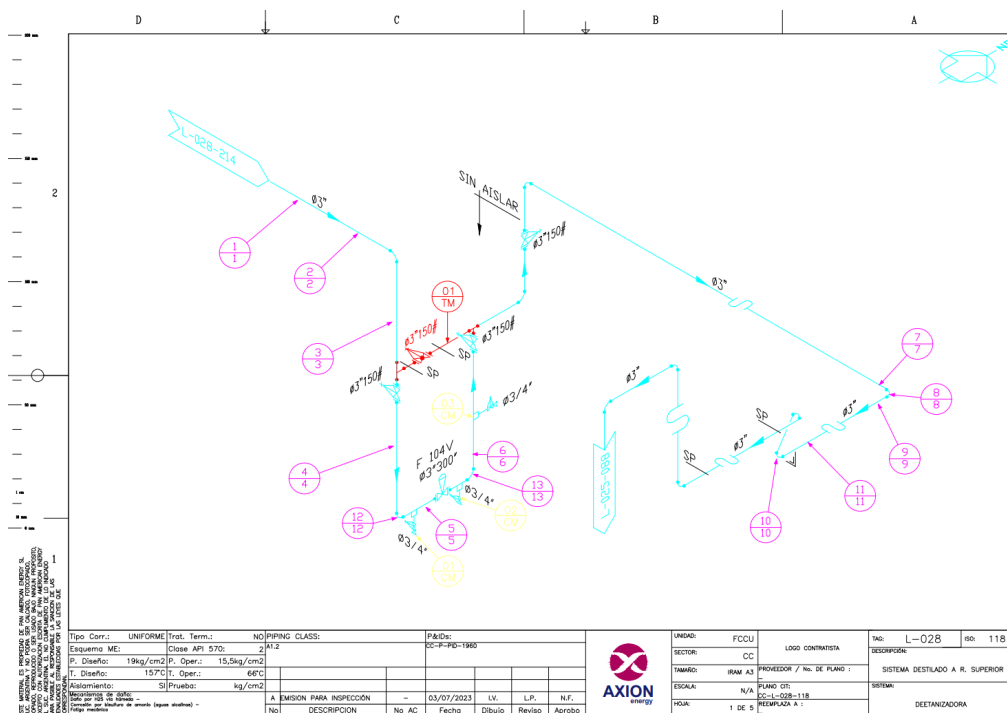


Figura 10

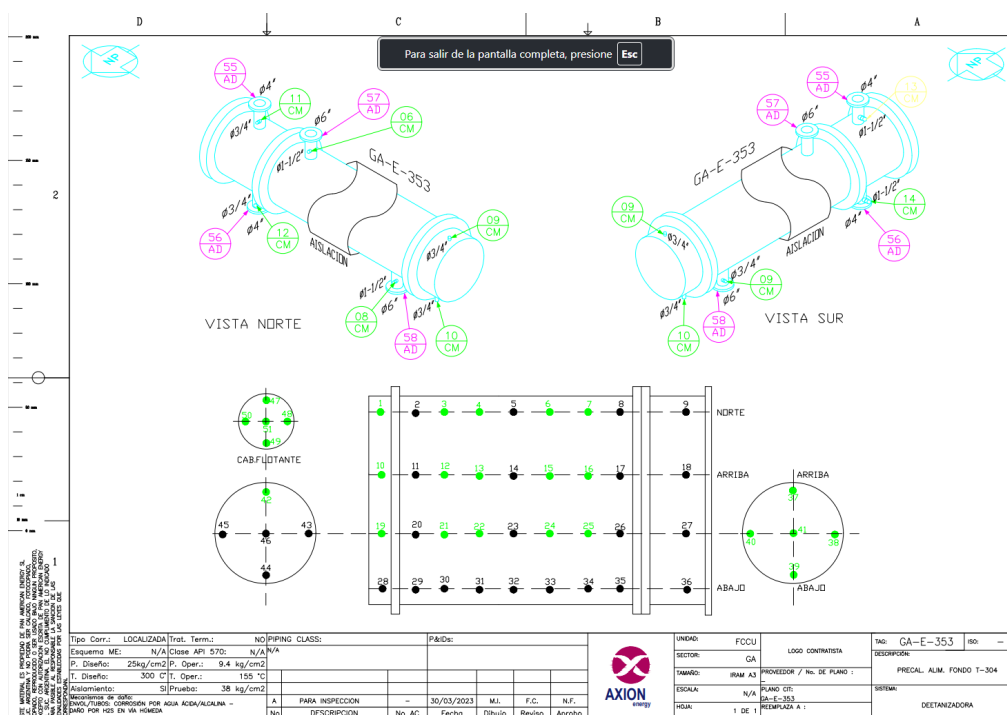


Figura 11

Al momento se cuenta con un total de **2064** isométricos actualizados, siendo 1669 de líneas y 395 de equipos.

Otros resultados:

- Optimización de recursos de Ensayos No Destructivos: Se identifican líneas y equipos que cuentan con sobre inspección – mayor cantidad de puntos de inspección (CML) que los necesarios – al considerar el target de riesgo aceptado a la hora de realizar el análisis RBI.

Con base en esto se reducen de cantidad de CMLs y/o se reubicacan en busca mantener la efectividad sin perder la representatividad. Al disminuir la cantidad puntos a inspeccionar se disminuye la necesidad de asistencia de facilidades como armado de andamios y/o desaislado.

Por otro lado, la selección de la técnica de ensayo para determinar espesor actual, UT o Gammagrafia, dependiendo el modo de deterioro proveniente de los mecanismos de daño presentes (corrosión tipo localizada o generalizada) permite optar, en los casos posibles, por la técnica más barata, en este caso el UT.

El ejercicio nos ha permitido al momento una reducción de puntos de inspección (CMLs) del 34% en equipos fijos y 20% en cañerías de proceso. Teniendo en cuenta la reducción de andamios y desaislado, como la mejor selección de la técnica de ensayo, la proyección de ahorro en OPEX de inspección es de 430KUSD/año.

Dada la potencialidad de ahorro con respecto a la disminución de puntos de inspección se volvió a licitar el contrato de ensayos no destructivos con bases distintas al existente hasta el momento. Para capturar la oportunidad de ahorro se migró de un modelo de pago por horas administrada a un modelo Unit rate, pagando por CMLs medido.

- Programa de retiro de aislación no requerida por el proceso: la revisión de las variables de proceso y optimización de inspecciones permitió revisar qué cañerías y equipos afectados por CUI tenían aislación por protección personal y no por requerimientos de proceso, con lo cual, se estableció un programa de desaislado y colocación de jaulas para protección personal. Con esto se ataca 2 puntos: la corrosión bajo aislación (CUI) y el ahorro en desaislado y aislado para la inspección por CUI.

Desafíos enfrentados

- Rotación de personal, tanto en el equipo de Integridad Mecánica como en las otras áreas de las que se requiere asistencia.
- Balance de horas hombre de los colaboradores del equipo de Integridad para dar avance al proyecto sin descuidar las tareas rutinarias del job description de cada uno.
- Información técnica de equipos y servicios dispersa y dispar que hace que en algunos casos se deban tomar consideración a criterio del conocimiento y expertise de los responsables del proyecto.
- Revalidación de la importancia e impacto en gestión de activos fijos del proyecto en el tiempo antes otras áreas. Se torna necesario al ser un plan a largo plazo y la rotación natural de los colaboradores.
- Impactos en el Gantt de actividades debido a imponderables que restan tiempo a los colaboradores que participan en el proyecto.

Aprendizajes

- Estandarización del proceso: Al ser un proyecto en el que participan distintos actores, algunos de manera permanente y otros de forma ad hoc, sumando a la rotación de personal, fue fundamental definir el paso a paso de cada tarea, procedimentar las tareas e identificar claramente los objetivos y entregables esperados de cada Hito.
- Mejora continua: Al ser un proyecto en serie, donde se termina con una unidad de proceso y se inicia con otra, es importante la retroalimentación del proceso, la implementación de las oportunidades de mejora que se identificaron y afianzar las cosas que salieron bien.
- Schedule optimista: El exceso de confianza y optimismo hace que ante cualquier imponderable que ocurra en la Refinería que saque de foco a los miembros del proyecto que siguen sus responsabilidades habituales, nos obligue a resetear expectativas y deadline.
- Aprendizaje y capacitación: En los orígenes del proyecto no se dimensionó el impacto positivo en materia de capacitación de los miembros del proyecto.

CONCLUSIONES

El Proyecto TIGRA-F representa un cambio de paradigma en la gestión de activos fijos de Refinería Campana, al integrar en una única estrategia de largo plazo múltiples iniciativas que previamente se encontraban dispersas. La adopción de un enfoque basado en riesgo, alineado a normas internacionales como API RP 580/581 y API RP 970, permitió optimizar planes de inspección, reducir sobre inspecciones y mejorar la eficiencia operativa sin comprometer la integridad mecánica de los activos.

La creación y digitalización de documentos claves, como los diagramas de corrosión y materiales y los documentos de control de corrosión, facilitó el acceso a información técnica crítica y fortaleció la toma de decisiones en toda la organización.

Además de los avances técnicos, el proyecto generó un impacto significativo en el desarrollo del equipo humano, consolidándose como un verdadero "proyecto escuela" en línea con el modelo de aprendizaje 70-20-10. La sinergia entre áreas, la capitalización del conocimiento interno y la estandarización de procesos permitieron afrontar los desafíos propios de un proyecto transversal y de largo plazo. La mejora continua, el aprendizaje organizacional y la orientación a resultados posicionan a TIGRA-F como un caso de referencia en la industria del Oil & Gas.

BIBLIOGRAFIA

- API RP 580 - Risk-Based Inspection
- API RP 581 - Risk-Based Inspection Methodology
- API RP 571 – Damage Mechanisms Affecting Fixed Equipment in the Refining Industry
- API RP 970 – Corrosion Control Document
- API RP 584 – Integrity Operating Windows
- API 570 – Piping Inspection code
- API 510 – Pressure Vessel Inspection code
- API 653 – Tank Inspection, Repair, Alteration and Reconstruction

CVs

Carlos Nicolás Fernández

Ingeniero Mecánico, UTN.

Líder de Inspección de equipos en Refinería Campana, Gcia Técnica

15 años de experiencia en la industrias O&G en inspección de equipos, corrosión y metalurgia, IOW, RBI y CCD.

Inspector certificado API 510, 570 Y 653.

Vanesa Casariego

Ingeniera Química, UBA. Especialista en Materiales.

Especialista en corrosión, RBI y materiales.

18 años de experiencia en la industria O&G en corrosión y metalurgia, FFS, IOW, RBI y CCD.

Certificada API 580, Instructora ASME certificada.