

ESPECIALIZACIÓN PROFESIONAL

INSPECTOR DE INTEGRIDAD MECÁNICA INSPECCIÓN BASADA EN RIESGO (IBR)

OBJETIVO DEL PROGRAMA



Este taller está diseñado para proporcionar a los participantes un conocimiento integral sobre la metodología de Inspección Basada en Riesgo (IBR). Se aprenderá a identificar, evaluar y gestionar los mecanismos de deterioro en equipos estáticos, utilizando herramientas cualitativas y cuantitativas, fundamentadas en normas reconocidas (como API RP 581, API RP 580 y ASME PCC 3). El curso enfatiza la optimización de planos de inspección, la priorización de activos críticos y a aplicación de estrategias de mitigación, permitiendo una toma de decisiones informada y eficiente en la gestión de riesgos de la organización.

El curso está dirigido a ingenieros de integridad mecánica, especialistas en inspección y mantenimiento, y profesionales de la gestión de activos en industrias de procesos, petroquímicas y de Oil&Gas. También es apropiado para planificadores de mantenimiento y técnicos que participan en la elaboración y ejecución de planos de inspección basados en riesgos, interesados en profundizar en metodologías de análisis de probabilidad y consecuencia de fallas, así como en la optimización de recursos y la reducción de costos operativos.

Se desarrollarán las prácticas recomendadas relacionadas a la inspección de equipos en servicio, como API 510, API 570, API 653 (Recipientes a presión: Intercambiadores de calor, sistemas de tuberías, tanques de almacenamiento de hidrocarburos y productos químicos), así como el estándar ASME B31.G Manual para la determinación de la resistencia remanente de tuberías corroídas y ASME B31.8S Gestión de Integridad de Sistemas de Gasoductos.

DOCENTE

MIGUEL SALAZAR CUBA

 Ingeniero Mecánico

 15 años de Experiencia

 CIP: 79013



■ ACREDITACIONES

- API 510 (90462)
- API 570 (83332)
- API 580 (93064)
- API 653 (108849)
- AWS/SCWI (17120108)
- CMRP: 414392

■ TRAYECTORIA PROFESIONAL

Me desempeño como Ingeniero Senior Mecánico en el sector Oil & Gas.

Tengo habilidades sólidas en trabajo interdisciplinario, colaborando en áreas como electromecánica, civil, instrumentación, y equipos estáticos y rotativos.

He trabajado en la industria minera y de Oil & Gas, y estoy enfocado en seguir desarrollando la integridad y confiabilidad de activos.

Motivo por el cuál logré la certificación CMRP de la Sociedad de Profesionales de Mantenimiento y Confiabilidad.

Nuestros
DOCENTES cuentan
con la **EXPERIENCIA**
que **NECESITAS**

DOCENTE

LUIS CHIRINOS MARTINEZ

 Ingeniero Mecánico Electricista

 17 años de Experiencia

 CIP: 93591



■ ACREDITACIONES

- ASNT NDT LEVEL III N°207061 (VT, PT, MT, UT)
- API 570 N° 69101
- API 577 N° 105556
- AWS/CWI N° 11111551
- EXAMINADOR NDT LEVEL II (ET, RT, LT-PC, LT-BT)

■ TRAYECTORIA PROFESIONAL

Me desempeño como Inspector ASNT Nivel III, especializado en Ultrasonido Avanzado, incluyendo Phased Array y TOFD.

Me formé en Hellier NDT en Houston, Texas, y cuento con amplia experiencia en el desarrollo de planes de inspección y la ejecución de inspecciones con alta probabilidad de detección en centrales hidroeléctricas y proyectos electromecánicos en Perú y Latinoamérica, como Machupicchu, Chaglla, Santa Teresa, Quitaracsá y Cerro del Aguila.

Nuestros
DOCENTES cuentan
con la **EXPERIENCIA**
que **NECESITAS**

DOCENTE

MIGUEL PINTO

 Ingeniero Mecánico

 20 años de Experiencia

 Risk Based Inspection Professional
API 580: 1179020

■ EXPERIENCIA PROFESIONAL

□ SENIOR INTEGRITY ENGINEER - AUSENCO

□ INGENIERO DE INTEGRIDAD MECÁNICA - BRASS

□ INGENIERO DE INTEGRIDAD MECÁNICA - PDVSA

■ TRAYECTORIA PROFESIONAL

Cuento con más de 20 años de experiencia como ingeniero mecánico en las industrias mineras y del Oil & Gas, enfocado en integridad mecánica y confiabilidad.

Soy especialista en la gestión de activos y en la integridad de activos basados en riesgos (PIMS), con un sólido conocimiento de normas como ASME 31.4, API-580, API-581, ISO-55001 y DNV.

Tengo experiencia en análisis de criticidad cualitativa y cuantitativa, análisis de modos de falla y en la definición de planes de mantenimiento basados en riesgo, optimizando la seguridad y confiabilidad de los sistemas.



Nuestros
DOCENTES cuentan
con la EXPERIENCIA
que NECESITAS

METODOLOGÍA DE ENSEÑANZA



- 100 horas de contenido audiovisual en Vivo.



- Desarrollo de proyectos aplicados a Plantas Industriales



- La empresa se reserva el derecho de realizar **cambio de docente** en caso lo amerite

BENEFICIOS DEL CURSO



- Desarrollo del curso en Vivo



- Acceso permanente a la plataforma



- Asesoría personalizada con el expositor



- Certificado por Especialización en el Curso



- Material descargable
Cátalogo de Estándares Internacionales y
Matriz de Riesgo

CERTIFICADO DEL CURSO



CERTIFICADO

otorgado a:

NOMBRES Y APELLIDOS

DOCUMENTO DE IDENTIDAD

CÓD: IRP25-00E10000

Por haber culminado y aprobado exitosamente la especialidad de
INSPECTOR DE INTEGRIDAD MECÁNICA
INSPECTOR BASADA EN RIESGO (IBR)
como parte de nuestro programa de capacitación internacional.

Con una duración de 00 horas teóricas y prácticas.

MIGUEL SALAZAR CUBA
INGENIERO MECÁNICO
CIP: 79013

LUIS CHIRINOS MARTINEZ
INGENIERO MECÁNICO ELECTRICISTA
CIP: 93591

MIGUEL PINTO
INSPECTOR PROFESSIONAL
API 580:1179020

HORARIOS DEL CURSO

■ PERÚ – COLOMBIA – ECUADOR – PANAMÁ

Lunes: 7:30 pm - 10:30 pm

Miércoles: 7:30 pm - 10:30 pm

Viernes: 7:30 pm - 10:30 pm

■ MÉXICO – HONDURAS – NICARAGUA – EL SALVADOR – GUATEMALA

Lunes: 6:30 pm - 9:30 pm

Miércoles: 6:30 pm - 9:30 pm

Viernes: 6:30 pm - 9:30 pm

■ BOLIVIA – CHILE

Lunes: 8:30 pm - 11:30 pm

Miércoles: 8:30 pm - 11:30 pm

Viernes: 8:30 pm - 11:30 pm

■ ARGENTINA – PARAGUAY – URUGUAY

Lunes: 9:30 pm - 12:30 am

Miércoles: 9:30 pm - 12:30 am

Viernes: 9:30 pm - 12:30 am

COSTO DE INSCRIPCIÓN

■ PERÚ

□ PAGO AL CONTADO

Precio Final

S/. 1,400.00

□ FINANCIADO

Precio Final

S/. 1,800.00

S/. 900.00

Cuota 1

S/. 900.00

Cuota 2

■ MÉXICO

□ PAGO AL CONTADO

Precio Final

8,480.00 MXN

□ FINANCIADO

Precio Final

10,800.00 MXN

5,400.00 MXN

Cuota 1

5,400.00 MXN

Cuota 2

■ BOLIVIA

□ PAGO AL CONTADO

Precio Final

7,210.00 BS

□ FINANCIADO

Precio Final

9,100.00 BS

4,550.00 BS

Cuota 1

4,550.00 BS

Cuota 2

■ LATAM

□ PAGO AL CONTADO

Precio Final

\$420.00 USD

□ FINANCIADO

Precio Final

\$ 530.00 USD

\$ 265.00 USD

Cuota 1

\$ 265.00 USD

Cuota 2

MÓDULO I

SOLDADURA DE PIPELINE E INSTALACIONES RELACIONADAS (API 1104)

DESARROLLO DE MÓDULO

- Introducción.
- Calificación de procedimientos de soldadura .
- Calificación de soldadores.
- Diseño y Preparación de una junta para soldadura de producción.
- Inspección y Ensayos de soldaduras en producción
- Reparaciones.
- Soldadura mecanizada, Anexo A , Anexo.
- API 1169 Inspección en la Construcción de Pipeline.
- API 5L Especificación para Pipeline.
- ASME B.31 G Manual para determinar la resistencia remanente de tuberías corroidas.
- ASME B.31 8S Gestión de integridad de sistemas de gasoductos.
- Caso práctico: Líneas de Recolección y Evacuación de Crudo.
 - Especificación de Soldadura en Pipeline.
 - Mapa de Soldadura.
 - WPS Combinado / SMAW / FCAW - SS / API 5L X70.

OBJETIVO DE MÓDULO

- Con este entrenamiento en el Estándar API 1104, el participante comprenderá su alcance; calificará de forma correcta y eficiente los procedimientos de soldadura y a los soldadores; diseñará las juntas a unir; y llevará a cabo la calificación, inspección y ensayos de las soldaduras de producción conforme a este estándar.



◆ Pipeline

Mapa de Soldadura																			
Líneas de Recolección y Evacuación de Crudo																			
ID	Material	Espesor			Proceso de Soldadura					Tipo de Junta	Campo	EPS #	Rta.	No. de Espesor #	Estruct.	Condiciones y Registros			
		min.	nom.	max.	Linea Regular, No. de y clases especiales	WPS	WPS	WPS	WPS							WPS	WPS	WPS	WPS
DUCTOS DE RECOLECCIÓN (GATHERING SYSTEM)																			
1	API 5L X70	12.70	12.70	15.20	X						X	API 1104	WPS 00001	2	PA-002	A CALIFCA	0610	1	0010-F1
2	API 5L X70	12.70	12.70	15.20	X						X	API 1104	WPS 00001	2	PA-003	A CALIFCA	0610	1	0010-F1
3	API 5L X70	12.70	12.70	15.20	X						X	API 1104	WPS 00001	2	PA-004	A CALIFCA	0610	1	0010-F1
4	API 5L X70	15.20	15.20	15.20	X						X	API 1104	WPS 00001	0	PA-005	A CALIFCA	0610	1	0010-F1
5	API 5L X70	15.20	15.20	15.20	X						X	API 1104	WPS 00001	0	PA-006	A CALIFCA	0610	1	0010-F1
6	API 5L X70	15.20	15.20	15.20	X						X	API 1104	WPS 00001	0	PA-007	A CALIFCA	0610	1	0010-F1
7	API 5L X70	15.20	15.20	15.20	X						X	API 1104	WPS 00001	0	PA-008	A CALIFCA	0610	1	0010-F1
8	API 5L X70	15.20	15.20	15.20	X						X	API 1104	WPS 00001	0	PA-009	A CALIFCA	0610	1	0010-F1
9	API 5L X70	15.20	15.20	15.20	X						X	API 1104	WPS 00001	1	PA-010	A CALIFCA	0610	1	0010-F1
10	API 5L X70	22.23	22.23	22.23	X						X	API 1104	WPS 00001	0	PA-011	A CALIFCA	0610	1	0010-F1
11	API 5L X70	22.23	22.23	22.23	X						X	API 1104	WPS 00001	0	PA-012	A CALIFCA	0610	1	0010-F1
12	API 5L X70	22.23	22.23	22.23	X						X	API 1104	WPS 00001	1	PA-013	A CALIFCA	0610	1	0010-F1
13	API 5L X70	22.23	22.23	22.23	X						X	API 1104	WPS 00001	0	PA-014	A CALIFCA	0610	1	0010-F1
14	API 5L X70	22.23	22.23	22.23	X						X	API 1104	WPS 00001	0	PA-015	A CALIFCA	0610	1	0010-F1
15	API 5L X70	22.23	22.23	22.23	X						X	API 1104	WPS 00001	1	PA-016	A CALIFCA	0610	1	0010-F1
DUCTO DE EVACUACIÓN (EXPORT SYSTEM)																			
16	API 5L X70	15.20	15.20	15.20	X						X	API 1104	WPS 00001	1	PA-017	A CALIFCA	0610	1	0010-F1
17	API 5L X70	15.20	15.20	15.20	X						X	API 1104	WPS 00001	0	PA-018	A CALIFCA	0610	1	0010-F1
18	API 5L X70	15.20	15.20	15.20	X						X	API 1104	WPS 00001	1	PA-019	A CALIFCA	0610	1	0010-F1
19	API 5L X70	15.20	15.20	15.20	X						X	API 1104	WPS 00001	0	PA-020	A CALIFCA	0610	1	0010-F1

◆ Mapa de Soldadura

MÓDULO II

ASME SECCIÓN V – ENSAYOS NO DESTRUCTIVOS (END)

DESARROLLO DE MÓDULO

- Alcance de la Sección V.
- Artículo 2, Exámen Radiográfico.
- Artículo 4, Exámen de Ultrasonido.
- Artículo 6, Exámen de Líquidos Penetrantes.
- Artículo 7, Exámen de Partículas Magnéticas.
- Artículo 9, Exámen visual.

OBJETIVO DE MÓDULO

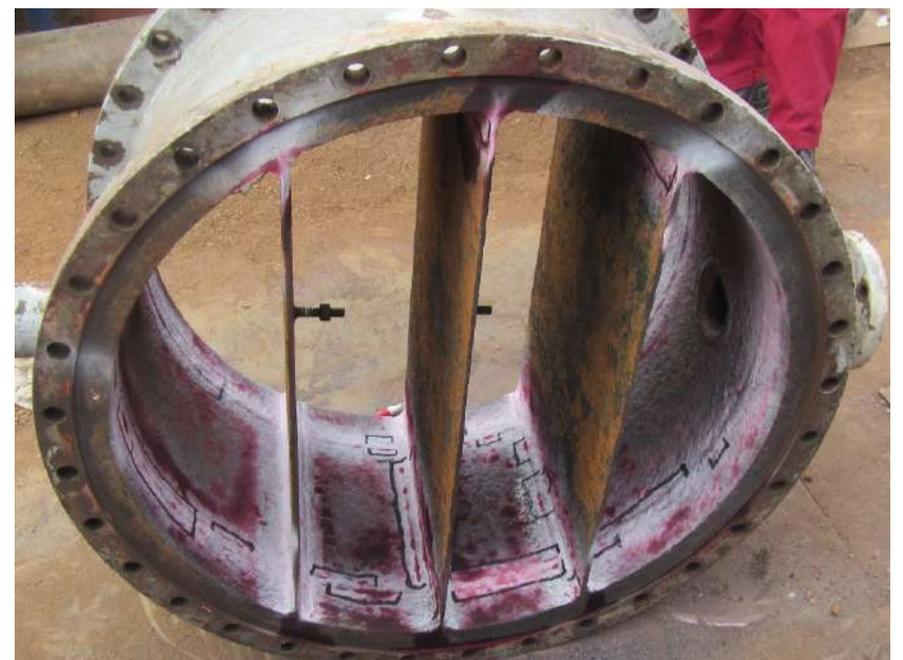
- Esta Sección del Código contiene requisitos y métodos de ensayo no destructivo (END), los cuales son exigidos por el Código en la medida en que son específicamente referenciados y requeridos por otras Secciones del Código o por documentos de referencia. Estos métodos END están diseñados para detectar imperfecciones superficiales e internas en materiales, soldaduras, piezas fabricadas y componentes. Incluyen el exámen radiográfico, examen ultrasónico, examen por líquidos penetrantes, examen por partículas magnéticas, examen por corrientes de Foucault, examen visual, prueba de fugas y examen por emisión acústica.



◆ Inspección 1



◆ Inspección 2



◆ Inspección 3

MÓDULO III

INSPECCIÓN DE TUBERÍAS (API 570)

DESARROLLO DE MÓDULO

- Velocidad de Corrosión e Intervalos de Inspección.
- Factores de calidad de las uniones de soldadura y factores de calidad de la fundición.
- Presión Interna/Espesor mínimo de la tubería.
- Pruebas de presión y Pruebas de impacto.
- Requisitos de precalentamiento y tratamiento térmico.
- Espesor de pared mínimo y presiones de trabajo para bridas.
- API 571 - Mecanismos de daño que afectan a los equipos fijos en la industria de refinación.
- API RP 574: Práctica recomendada de inspección para componentes de sistemas de tuberías.
- API RP 576: Práctica recomendada de inspección y reparación para dispositivos de alivio de presión.
- API 577 - Práctica recomendada de Inspección de soldadura y metalurgia.
- API RP 578: Directrices para un programa de verificación de materiales (MVP) para activos nuevos y existentes.
- Caso 1: Evaluación de corrosión por picadura en tuberías.
- Caso 2: Análisis de causa - raíz en picaduras de tuberías.
- Caso 3: Cálculo de espesor de acuerdo a ASME B31.1; B31.3; B31.4; B31.8 y API 574.
- Caso 4: Inspecciones OFFSHORE, en plataformas petroleras.

OBJETIVO DE MÓDULO

- El inspector debe estar familiarizado con los requisitos y comprender las especificaciones para intervenir en un sistema de soldadura de acuerdo con el API RP 570. Conocer las inspecciones y metodologías que ayudarán a establecer un plan de inspecciones de acuerdo a la criticidad de los sistemas de tuberías y las afectaciones por los mecanismos de daño.



◆ *Inspecciones OFFSHORE*



◆ *Mecanismo de daño 1*

MÓDULO IV

INSPECCIÓN DE RECIPIENTES A PRESIÓN (API 510)

DESARROLLO DE MÓDULO

- Cálculo de espesor de pared de un recipiente por ASME VIII Div 1: UG-27 Ejemplo de preguntas (certificación API).
- Velocidad de Corrosión e Intervalos de Inspección.
- Propietario/Usuario Inspecciones Organización.
- Prácticas de inspección, examen y prueba de presión.
- Intervalo/Frecuencia y Extensión de la Inspección.
- Evaluación, análisis y registro de datos de inspección.
- Reparaciones, alteraciones y reclasificación de recipientes a presión y dispositivos de alivio de presión.
- API 571 - Mecanismos de daño que afectan a los equipos fijos en la industria de refinación.
- API RP 572: Práctica recomendada de inspección para recipientes a presión.
- API RP 576: Práctica recomendada de inspección y reparación para dispositivos de alivio de presión.
- API 577 - Práctica recomendada de Inspección de soldadura y metalurgia.
- API RP 578: Directrices para un programa de verificación de materiales (MVP) para activos nuevos y existentes.
- Diferencias significativas entre ASME VIII Div. 1; Div. 2 y Div. 3.
- ASME SECCIÓN VIII DIV. 1: Reglas para la construcción de recipientes a presión.
- ASME. PCC-2: Reparación de Equipos a Presión y Tuberías.



◆ *Inspección a Recipientes*



◆ *Mecanismo de daño*

■ DESARROLLO DE MÓDULO

- Casos:
 - Velocidad de Corrosión y vida remanente: (API 510: 7.1 y 7.2).
 - Espesor mínimo requerido y el intervalo de la siguiente.
 - Inspección interna: (API 510: 6.5.1.2).
 - Máxima presión admisible de trabajo: API 510: 7.3).
 - Evaluación de Picaduras: (API 510: 7.4.3).
- Revisión de un WPS y PQR para recipientes a presión.

■ OBJETIVO DE MÓDULO

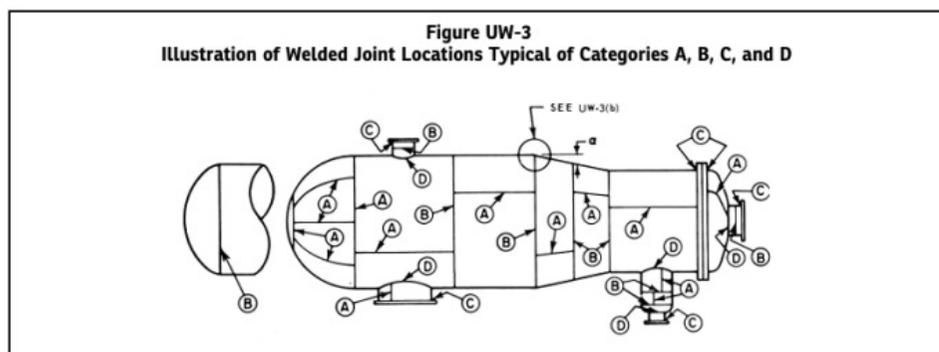
- Proporcionar al participante las metodologías y herramientas para las inspecciones de los recipientes a presión en servicio, bajo API 510; evaluar los mecanismos de daños frecuentes a los que se encuentran sometidos los recipientes a presión y como mitigarlos, controlarlos; conocer la importancia de llevar los registros de mantenimiento y/o reparación de los recipientes y su impacto en la evaluación de integridad de los activos de una planta de procesos de hidrocarburo u otro servicio.



◆ *Recipientes a Presión*



◆ *Recipientes a Presión*



◆ *Ubicaciones de juntas soldadas típicas*

MÓDULO V

INSPECCIÓN DE TANQUES DE ALMACENAMIENTO (API 653)

DESARROLLO DE MÓDULO

- Inspección, reparación, alteración y reconstrucción de tanques de almacenamiento.
- Velocidad de Corrosión e Intervalos de inspección.
- Eficiencias Conjuntas.
- Altura máxima de llenado (Prueba Hidrostática).
- Tamaños de Soldadura para aberturas de Shell y techo.
- Hot Tapping.
- Evaluación de Asentamientos.
- Número de puntos de Asentamientos.
- Evaluación de Shell - Espesor Mínimo.
- Evaluación de Shell reconstruido.
- Shell del Tanque - Área corroída.
- Shell del Tanque - Pitting.
- Espesor mínimo plancha de fondo.
- API 571 - Mecanismos de daño que afectan a los equipos fijos en la industria de refinación.
- API RP 575: Práctica recomendada de Inspección de tanques de almacenamiento atmosféricos y de baja presión.
- API RP 576: Práctica recomendada de inspección y reparación para dispositivos de alivio de presión.
- API 577 - Práctica recomendada de Inspección de soldadura y metalurgia.
- API 650: Tanques soldados para almacenamiento de petróleo.
- API 651 - Protección catódica de tanques de almacenamiento de petróleo sobre el suelo.
- API 652 - Revestimiento de fondos de tanques de almacenamiento de petróleo sobre el suelo.



◆ *Tanques de Almacenamiento*



◆ *Aplicación de ensayo no destructivo*

MÓDULO V

INSPECCIÓN DE TANQUES DE ALMACENAMIENTO (API 653)

DESARROLLO DE MÓDULO

- Caso 1: Inspección interna de Tanque (Servicio Caustico).
- Caso 2: Adecuación de las instalaciones de almacenamiento de hidrocarburos de refinerías y plantas de almacenamiento.
- Caso 3: Preguntas de Certificación API 653.
 - Cálculo para el espesor del 1er anillo de un Tanque API 650 (USC).
 - Cálculo para el espesor del 1er anillo de un Tanque API 650 (SI).
 - Cálculo para el espesor del 1er anillo de un Tanque API 650 (Con Anexo A).
 - Cálculo de la longitud crítica del área corroída - Hoop Stresses.
 - Verificación en un área corroída.

OBJETIVO DE MÓDULO

- Este estándar abarca los tanques de almacenamiento de acero construidos conforme a API 650 y su predecesor, API 12C. Establece los requisitos mínimos para garantizar la integridad de los tanques después de su puesta en servicio, e incluye directrices para la inspección, reparación, modificación y reconstrucción de tanques sobre terreno.



◆ *Inspección interna de Tanque (Servicio Caustico)*



◆ *Mantenimiento mayor en tanque de almacenamiento; cambio de fondo y adecuación al DS-017-2013-EM*

MÓDULO VI

CORROSIÓN E INSPECCIÓN DE RECUBRIMIENTOS

DESARROLLO DE MÓDULO

- Fundamentos de Recubrimientos, Aspectos Generales.
 - Aspectos generales de la corrosión y protección anticorrosiva.
- Control de calidad durante la preparación de superficies.
 - Grado de oxidación inicial de la superficie: SSPC-VIS 1.
 - Grado de limpieza; estándares de limpieza; patrones o referencias visuales o fotográficas. Normas SSPC, NACE.
- Aplicación de Recubrimientos.
 - Espesor de película húmeda; ASTM D 4414.
 - Tiempos de secado para el repintado; SSPC - PA1; ASTM D1640.
 - Espesor de película seca, descripción de la Norma SSPC – PA 2.
- Defectología de Recubrimientos.
 - Defectos de aplicación de las capas de pintura; SSPCPA 1.
 - Contaminantes visibles entre capas; ISO 8502-3.
- Fundamentos de NACE RP 0502 metodología para la evaluación directa de corrosión externa en ductos.

OBJETIVO DE MÓDULO

- Proporcionar una introducción detallada sobre la inspección de trabajos de preparación de superficies y aplicación de recubrimientos, incluyendo el conocimiento de herramientas y métodos aplicables para el control de calidad en la protección contra la corrosión. Dirigido a profesionales y técnicos que realizan inspecciones tanto en taller como en campo.



◆ *Recubrimientos*



◆ *Corrosión*

MÓDULO VII

INSPECCIÓN BASADA EN RIESGO – RBI (API 580 – 581)

■ DESARROLLO DE MÓDULO

- Alcance.
- Conceptos básicos de evaluación de riesgos.
- Introducción a la Inspección Basada en Riesgos.
- Planificación de la evaluación RBI.
- Recopilación de datos e información para la evaluación RBI.
- Mecanismos de daño y modos de falla.
- Evaluación de la probabilidad de falla.
- Evaluación de las consecuencias del fracaso.
- Determinación, evaluación y gestión de riesgos.
- Gestión de riesgos con actividades de inspección.

■ OBJETIVO DE MÓDULO

- Esta práctica recomendada (RP), tiene como objetivo brindar orientación sobre el desarrollo de una inspección basada en riesgos (RBI), programa para equipos fijos y tuberías en las industrias de procesos químicos e hidrocarburos. Incluye:

- a) ¿Qué es RBI?
- b) ¿Cuáles son los elementos clave de RBI?
- c) ¿Cómo implementar un programa RBI?
- d) ¿Cómo sostener un programa RBI?



◆ *Planta OFF SHORE*



◆ *Mecanismo de daño*

MÓDULO VIII

TALLER DE INSPECCIÓN BASADA EN RIESGO – IBR

DESARROLLO DE MÓDULO

INTRODUCCIÓN A LA INSPECCIÓN BASADA EN RIESGO (IBR)

- **Conceptos Generales y Justificación:**
 - Contexto de las instalaciones industriales y la degradación de materiales.
 - Impactos en la integridad mecánica y en la viabilidad financiera (normativas y requerimientos legales).
- **Fundamentos de IBR:**
 - Definición de IBR.
 - Importancia de la detección temprana de fallas para la seguridad operativa.
- **Normas de Referencia:**
 - API RP 581, API RP 580, ASME PCC 3, DNV-RP-G101, entre otras.

FUNDAMENTOS Y PLAN DE INSPECCIÓN

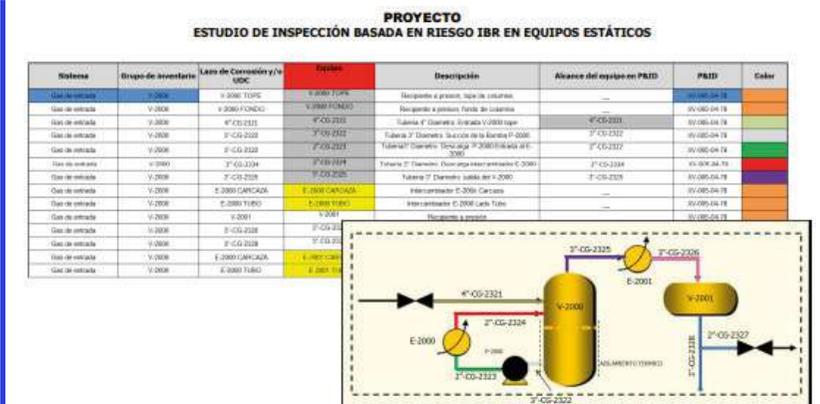
- **El Proceso de IBR:**
 - Etapas del proceso: recolección y validación de datos, evaluación y clasificación del riesgo, ejecución de inspecciones y re-evaluación.
 - Importancia de la actualización de información y la retroalimentación continua.
- **Plan de Inspección Basado en IBR:**
 - Objetivos del plan: identificación y evaluación de mecanismos de deterioro.
 - Parámetros y especificaciones de inspección (ensayos no destructivos, Códigos de ingeniería y procedimientos del propietario).
 - Beneficios en la optimización de recursos y reducción de costos operativos.

EVALUACIÓN DE LA PROBABILIDAD DE FALLA (POF)

- **Identificación de Mecanismos de Daño:**
 - Mecanismos de adelgazamiento, daños externos, agrietamiento y fatiga mecánica.
 - Uso de datos históricos y experiencias previas para la determinación del riesgo.
- **Metodologías de Evaluación:**
 - Análisis cualitativo basado en el juicio de ingeniería.
 - Análisis cuantitativo mediante modelos probabilísticos y el uso del Teorema de Bayes.
- **Aplicación Práctica:**
 - Ejercicio práctico de cálculo de PoF en un equipo (por ejemplo, tubería de 4" según API RP 581).



RBI - Qualitative Risk Analysis



DESARROLLO DE MÓDULO

EVALUACIÓN DE LAS CONSECUENCIAS DE FALLA (COF)

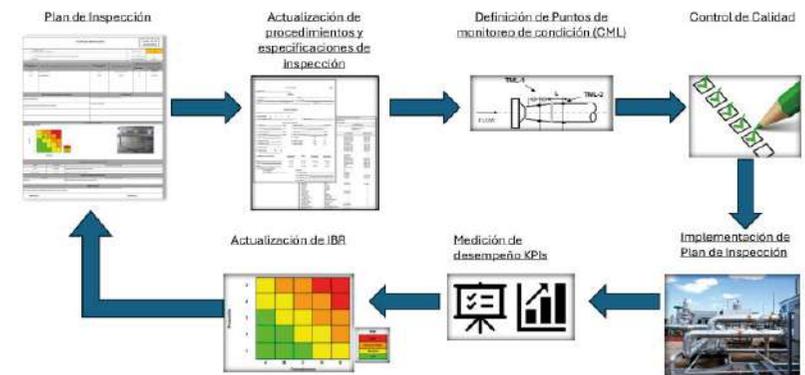
- Clasificación de Consecuencias:
 - Impactos en seguridad y salud (lesiones, riesgos para personal).
 - Consecuencias ambientales (contaminación, daño al entorno).
 - Impactos económicos (pérdidas de producción, costos de reparación).
- Métodos de Análisis:
 - Enfoques cualitativos y cuantitativos.
 - Unidades de medida: área afectada (m² o ft²), costos monetarios y otros.
- Herramientas y Modelos:
 - Árboles de eventos y simulaciones computacionales para la evaluación de liberaciones de fluidos (ejemplo: pool fire, flash fire, BLEVE).

CÁLCULO Y MODELADO DE CONSECUENCIAS

- Procedimientos de Cálculo:
 - Determinación de la rapidez de flujo de salida (release rate) para líquidos y vapores.
 - Cálculo del inventario de fluido disponible para la liberación.
- Influencia de Sistemas de Detección y Aislamiento:
 - Impacto de estos sistemas en la reducción de la duración y magnitud de la fuga.
 - Aplicación de factores de reducción y corrección.
- Simulación y Modelado:
 - Uso de modelos computacionales para predecir el área de consecuencia y el daño potencial.

INTEGRACIÓN Y OPTIMIZACIÓN DEL PLAN DE INSPECCIÓN

- Evaluación del Riesgo Global:
 - Integración de PoF y CoF para determinar el riesgo ($R = PoF \times CoF$).
 - Uso de matrices de riesgo (por ejemplo, matriz 5x5) para clasificar y priorizar activos.
- Optimización de Inspecciones:
 - Ajuste de la frecuencia de inspección basado en la criticidad y la regla de Pareto.
 - Estrategias para reducir el riesgo residual y optimizar recursos.
- Revisión y Actualización:
 - Indicadores de desempeño (KPIs) y seguimiento de acciones de mitigación.
 - Re-evaluación periódica y actualización de los planes de inspección.



Modelo de Implementación

Table 3.2—Damage Factor Section References

DF Variable	DF Description	Section	
D_f^{gen}	DF for general and localized thinning	4	Pág.65-82
D_f^{int}	DF of internal inorganic, organic, and strip linings for all component types	5	Pág.83-88 Pág.89-95
$D_f^{caustic}$	DF for caustic cracking	6	
D_f^{amine}	DF for amine cracking	7	Pág.96-100
D_f^{SSC}	DF for SSC	8	Pág.101-105
$D_f^{HIC/SOHIC-H_2S}$	DF for HIC/SOHIC cracking in H ₂ S environments	9	Pág.106-111
D_f^{ACSOC}	DF for ACSOC	10	Pág.111-116
D_f^{PTA}	DF for polythionic acid cracking in austenitic stainless steel and nonferrous alloy components	11	Pág.116-121
D_f^{CISCC}	DF for CISCC	12	Pág.122-130
D_f^{HSC-HF}	DF for HSC in HF environments	13	Pág.130-134
$D_f^{HIC/SOHIC-HF}$	DF for HIC/SOHIC cracking in HF environments	14	Pág.135-140
D_f^{ext}	DF for external corrosion on ferritic components	15	Pág.141-151
D_f^{CUF}	DF for CUI on insulated ferritic components	16	Pág.151-163
$D_f^{ExtCISCC}$	DF for ExtCISCC on austenitic stainless steel components	17	Pág.164-168
$D_f^{CUI-CISCC}$	DF for CUI CISCC on austenitic stainless steel insulated components	18	Pág.168-173
D_f^{HTHA}	DF for HTHA	19	Pág.135-140
D_f^{BF}	DF for brittle fracture of carbon steel and low alloy components	20	Pág.179-189
D_f^{emb}	DF for low alloy steel embrittlement of Cr-Mo low alloy components	21	Pág.190-194
D_f^{885}	DF for 885 °F embrittlement	22	Pág.195-198
D_f^{sigma}	DF for sigma phase embrittlement	23	Pág.198-202
D_f^{fat}	DF for mechanical fatigue	24	Pág.202-209

Factor de daño

DESARROLLO DE MÓDULO

IMPLEMENTACIÓN DEL PROGRAMA IBR Y ESTRATEGIAS DE MITIGACIÓN

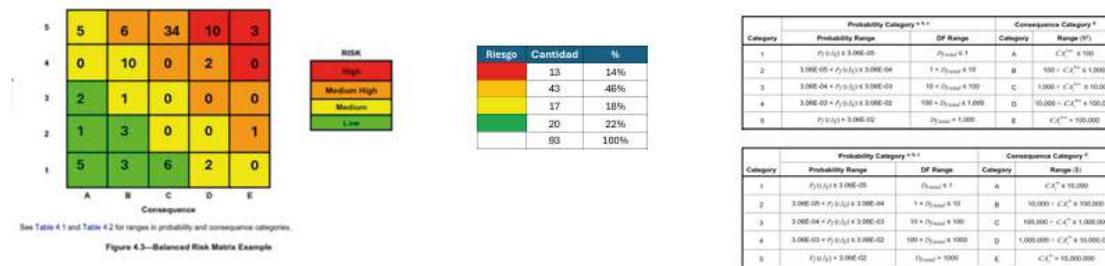
- Implementación del Programa:
 - Selección de instalaciones y equipos a evaluar.
 - Recolección y validación de datos (documentación técnica, diagramas, registros de inspección y mantenimiento).
- Estrategias de Mitigación y Control de Riesgo:
 - Desarrollo de acciones correctivas y preventivas.
 - Definición de puntos de monitoreo de condición (CML) y actualización de procedimientos.
- Documentación y Reporte:
 - Formulación de un plan de inspección integral.
 - Roles y responsabilidades (líder de evaluación, especialista en corrosión, ingeniero de proceso).

REFERENCIAS NORMATIVAS Y TÉCNICAS

- API RP 581: Tecnología de Inspección Basada en Riesgo.
- API RP 580: Elementos de un Programa de Inspección Basado en Riesgo.
- ASME PCC 3: Planificación de Inspecciones Utilizando Métodos Basados en Riesgo.
- Normas complementarias: DNV-RP-G101, entre otras.

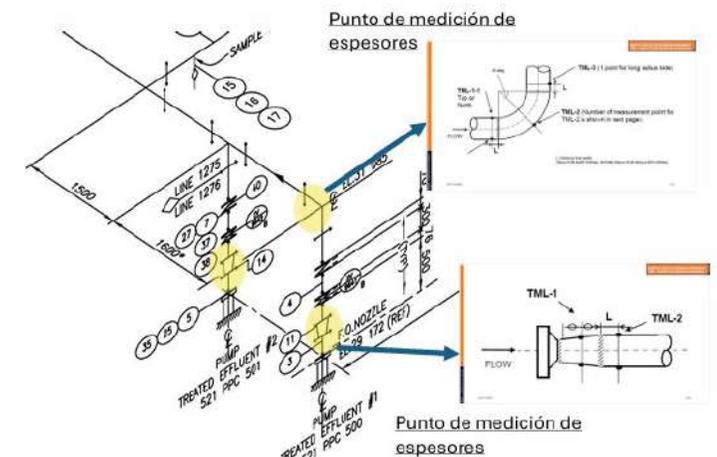
PLAN DE INSPECCION					
Riesgo (Defecto)				3.0	
Vías normales (años)				-	
Fecha de actualización				sept 21	
Procedimiento de Inspección	Actividad de mantenimiento preventiva y monitoreo de condición	Fecha de la próxima inspección	Especialidad del personal	Estimación de tiempos de ejecución	
				Duración (h)	Distintos a tiempo estimado
UT	Ultrasonido de Haces Rectos	2023	NII-UT	4	NII-UT
VT	Visual Externa	2023	NII-VT	4	NII-VT
	Inspección MPI	-	Especialista	24	Especialista
	Inspección de soldadura	-	Especialista	24	Especialista
Factor de deterioración de detección			Modificación		
ADELGAZAMIENTO			Corrosión generalizada y puntual (en Piping)		
DAÑOS EXTERNOS-CORROSION EXTERNAS			Corrosión localizada		
PROCESO DEL RIESGO					
ACTIVIDADES DE INSPECCION A EJECUTAR					
Ubicación	Actividad	Descripción de la Actividad	Especialización de la Actividad		
Ultrasonido de Haces Rectos	Ata (A)	Mediciones puntuales de Espesores mediante Ultrasonido por la parte del exterior	-		
Visual externa	Ata (A)	Inspección visual mayor al 100% según el método de espesores a producir según una requisió	-		
OTRAS ACTIVIDADES DE SITUACION					
Ubicación	Actividad	Descripción de la Actividad	Especialización de la Actividad		
UT/MPI		Control Espesores sobre el área a inspeccionar	-		
OBSERVACIONES					
Una vez terminada la campaña de inspección se deberá actualizar el nivel de riesgo con el fin de evaluar su futuro comportamiento y alcance de la inspección. Se requiere inspección recomendada para validar su ciclo de vida.					
Elaborado por:				Aprobado por:	

Plan de Inspección



Riesgo	Nivel de Prioridad	Acción de Mitigación y Control	Riesgo	Acción de Inspección
High	Acción inmediata	Reparación o sustitución inmediata, pudiendo incluir la reducción temporal de condiciones de operación.	High	Verificar la presencia del mecanismo de daño y definir el alcance final de las acciones de reparación o sustitución del componente.
Medium High	Acción programada	Inspección y/o mantenimiento correctivo planificado.	Medium High	Llevar a cabo inspecciones intensivas, enfocándose en una cobertura más amplia y mayor precisión.
Medium	Acción recomendada	Monitoreo y/o mantenimiento preventivo.	Medium	Ejecutar inspecciones de rutina conforme a planes estándar establecidos.
Low			Low	Realizar inspección visual externa y actividades de monitoreo.

Matriz de Riesgo



Ubicación	Método de inspección	Frecuencia de inspección	Responsable	Efectividad	Nivel de Riesgo
Piping	Inspección visual 100%	Inspecciones de rutina: mensualmente.	Operador	A	●
	UT en punto de medición (CML)	Medición de espesores: cada 4 años	Nivel II UT		
	Onda Guiada	Inspección de soldadura: cada 4 años	Nivel II UT		
	Tintas penetrantes	Aplicar frecuencia de inspección visual			

Plan de Inspección

