

“ELABORACIÓN DE UN PLAN DE INSPECCIÓN BAJO NORMA API PARA
EQUIPO ESTÁTICO EN UNA PLANTA DE BOMBEO”



MONOGRAFIA PARA OBTENER EL TITULO DE ESPECIALISTA EN GESTIÓN
DE LA INTEGRIDAD Y CORROSIÓN

PRESENTA:

ING. DANIEL MAURICIO BERMUDEZ RINCON

UNIVERSIDAD PEDAGÓGICA Y TECNOLÓGICA DE COLOMBIA

TUNJA

2019

“ELABORACIÓN DE UN PLAN DE INSPECCIÓN BAJO NORMA API PARA
EQUIPO ESTÁTICO EN UNA PLANTA DE BOMBEO”

ING. DANIEL MAURICIO BERMUDEZ RINCON



UNIVERSIDAD PEDAGÓGICA Y TECNOLÓGICA DE COLOMBIA
FACULTAD DE INGENIERIA
ESCUELA DE POSGRADOS
TUNJA
2019

“ELABORACIÓN DE UN PLAN DE INSPECCIÓN BAJO NORMA API PARA
EQUIPO ESTÁTICO EN UNA PLANTA DE BOMBEO”

ING. DANIEL MAURICIO BERMUDEZ RINCON

Trabajo de grado, presentado para optar al título de
ESPECIALISTA EN GESTIÓN DE LA INTEGRIDAD Y CORROSIÓN

Dirigido por:
ING. JOSE ANIBAL SERNA



UNIVERSIDAD PEDAGÓGICA Y TECNOLÓGICA DE COLOMBIA
FACULTAD DE INGENIERIA
ESCUELA DE POSGRADOS
TUNJA
2019

NOTA DE ACEPTACIÓN

Firma del
Director

Tunja, 31 de Mayo de 2019.

La autoridad científica de la Facultad de Ingeniería, reside en ella misma, por lo tanto, no responde por las opiniones expresadas en este trabajo de grado.

AGRADECIMIENTOS.

Agradezco a Dios, por lograr concluir esta etapa de mi vida de forma exitosa y por esas personas maravillosas que ha puesto en mi camino.

A mi familia por todo su apoyo incondicional, por acompañarme en todos los procesos importantes de mi vida y por estar en los momentos que los necesito.

Agradezco a la Universidad Pedagogía y Tecnológica de Colombia por los conocimientos y educación integral recibida durante mi formación académica, por todo el apoyo brindado para poder culminar esta meta.

INDICE

GLOSARIO.....	11
RESUMEN.....	14
INTRODUCCIÓN	15
DEFINICIÓN DEL PROBLEMA.....	16
JUSTIFICACIÓN.....	17
OBJETIVOS.....	18
Objetivo general	18
Objetivos específicos.	18
1. MARCO TEORICO	19
INTEGRIDAD MECÁNICA.....	19
ENSAYOS NO DESTRUCTIVOS	20
MECANISMOS DE DAÑO (API 571).....	21
CÓDIGOS DE CONSTRUCCIÓN ASME B31.3, ASME B31.4, ASME B31.8.....	22
RBI API 580	23
1.1.1. Conceptos básicos.....	24
1.1.2. Tipos de valoraciones de riesgos	25
1.1.3. Calculo de probabilidad de falla	26
1.1.4. Calculo de consecuencias de falla.....	28
1.1.5. Consecuencias Financieras.....	30
1.1.6. Matriz de riesgo	30
INSPECCIÓN API 570.....	31
1.1.7. Desarrollo de un Plan de Inspección.....	31
1.1.8. Requerimientos de plan de inspección.....	32

1.1.9. Tipos de inspección y vigilancia	34
2. MARCO METODOLOGICO.....	37
TIPO DE INVESTIGACIÓN	37
MÉTODO DE INVESTIGACIÓN	37
DESCRIPCIÓN PASOS PARA EL DESARROLLO	37
2.1.1. Metodología RBI.....	37
2.1.2. Inspección basada en API 570.....	38
3. DESARROLLO DE LA MONOGRAFIA.....	40
Descripción de la planta para la cual se presenta el plan de inspección.....	40
PERSONAL.....	41
3.1.1. Metodología RBI (API 580).....	41
3.1.2. Ejecución plan de inspección (api 570).....	42
EQUIPOS.....	42
3.1.3. Metodología RBI (API 580).....	42
EJECUCIÓN PLAN DE INSPECCIÓN (API 570)	43
PLAN DE TRABAJO	45
RESULTADOS.....	46
3.1.4. METODOLOGÍA RBI (API 580)	46
3.1.5. PLAN DE INSPECCIÓN BASADO DE ACUERDO A LA NORMA API 570.....	49
3.1.6. Cálculos integridad tubería según código de inspección (API 570) y diseño (ASME B31.3 o ASME B31.4 o ASME B31.8)	59
APORTES DEL DESARROLLO DEL TRABAJO	64
CONCLUSIONES	65
RECOMENDACIONES	66

LISTA DE ILUSTRACIONES

Ilustración 1. Proceso de planificación de la inspección basada en el riesgo API 580.....	23
Ilustración 2. Matriz de riesgo Ecopetrol ®.....	31
Ilustración 3. Ejemplo esquema de riesgo por sistema.....	48

LISTA DE DIAGRAMAS

Diagrama 1. Pasos para determinación de consecuencia de falla API 581.....	29
Diagrama 2. Pasos para una evaluación API 570.....	36
Diagrama 3. Plan de trabajo para una inspección basa en riesgos API 580. Adaptación auto monografía.....	45
Diagrama 4. Adaptación metodología API 580. autor monografía.....	46
Diagrama 5. Diagrama evaluación API 570. Adaptación auto monografía.	50
Diagrama 6. Enfoque general plan de inspección planta tubería de proceso.....	51
Diagrama 7. Enfoque general plan de inspección planta tubería de proceso Bombas.....	52
Diagrama 8 Enfoque general plan de inspección planta tubería auxiliar	53
Diagrama 9. Enfoque general plan de inspección planta tubería Utilitaria.....	54

LISTA DE TABLAS

Tabla 1. Requisitos mínimos plan de inspección API 570	34
Tabla 2. Información tubería planta objeto de estudio.....	40
Tabla 3. Información relevante para RBI.....	41
Tabla 4. Equipos necesarios para plan de inspección.....	44
Tabla 5. Equipos necesarios inspección tubería enterrada.	44
Tabla 6. Distribución de nivel de riesgo planta.....	47
Tabla 7, Distribución del riesgo por número de segmentos y longitud.	48
Tabla 8. Ejemplo distribución de riesgo por sistema.	49
Tabla 9. Descripción de técnicas y cubrimiento plan de inspección.....	59
Tabla 10. Calcificación ratas de corrosión NACE SP 0775.....	62
Tabla 11. Máximo intervalo de inspección recomendado API 570.....	63

LISTA DE ECUACIONES

Ecuación 1. Definición matemática de Riesgo.	24
Ecuación 2. Probabilidad de falla según API 581.	27
Ecuación 3. Calculo de consecuencia financiera API 581	30
Ecuación 4. Calculo espesor mínimo ASME B 31.3	60
Ecuación 5 Calculo máxima presión admisible de trabajo ASME B 31.3.....	60
Ecuación 6 Calculo espesor mínimo ASME B 31.4.....	61
Ecuación 7 Calculo máxima presión admisible de trabajo ASME B 31.4	61
Ecuación 8 Calculo espesor mínimo ASME B 31.8.....	61
Ecuación 9 Calculo máxima presión admisible de trabajo ASME B 31.4	61
Ecuación 10. Calculo rata de corrosión API 570	62
Ecuación 11. Calculo vida remanente API 570	63

GLOSARIO

API: Sigla en inglés de “American Petroleum Institute” (Instituto Americano del Petróleo).

ASME: Sigla en inglés de “American Society of Mechanical Engineers”, (Sociedad Americana de Ingenieros Mecánicos).

CML: Sigla en inglés de “Condition Monitoring Locations” (ubicaciones de monitoreo de condición), áreas designadas en sistemas de tuberías donde se realizan exámenes periódicos para evaluar el estado de la tubería.

CONSECUENCIA DE FALLA: Alcance de los daños generados por la fallad de una tubería y/o equipo el cual genera afectación al medio ambiente, personas y daños económicos y reputación de la empresa.

END: Siglas de “Ensayo No Destructivo”, diversidad de pruebas que permiten obtener una información muy amplia sobre las propiedades, estructura, presencia de discontinuidades y dimensiones de un material o de una pieza sin alterar de forma permanente sus propiedades físicas, químicas, mecánicas o dimensionales. Para el desarrollo de la presente monografía se hace referencia a las siguientes técnicas de ensayos no destructivos.

- **EPS:** Espesor de película seca.
- **Holiday:** Verificación de continuidad capa de recubrimiento (para el caso de inspección de componentes en servicio se utiliza en Holiday de Baja).
- **LRUT:** Ultrasonido de largo alcance (Ondas Guiadas)
- **MFL:** Fuga de Flujo Magnético.
- **PAUT:** Ultrasonido *Phased Array*
- **PCM:** Pipeline current mapper
- **PDA:** Prueba de adherencia

- **PT:** Líquidos penetrantes
- **TOFD:** Ultrasonido por difracción de tiempo de vuelo.
- **UTA:** Ultrasonido Scan-A
- **UTC:** Ultrasonido Scan-C
- **UTS:** Ultrasonido CB-Scan
- **VTD:** Inspección visual detallada.
- **VTG:** Inspección visual general

EQUIPO ESTÁTICO: Se denomina equipo estático todo aquel que transporta almacena o contenga un producto. Estos equipos pueden ser: tuberías, tanques, vasijas, recipientes a presión, entre otros.

ESTADO MECÁNICO Y DE CORROSIÓN: Valoración que se realiza a tuberías o equipos mediante técnicas de ensayos no destructivos o destructivos mediante la cual se busca conocer el estado de daños mecánicos y los ocasionados por fenómenos de corrosión.

FITNESS FOR SERVICE: Estudio multidisciplinario para determinar si un equipo o tubería es apto para operar de forma continua y bajo qué condiciones operacionales.

INSPECCIÓN MECÁNICA: Actividades que buscan generar un diagnóstico de integridad mecánica de la tubería o equipo, por medio de pruebas no destructivas (END) y estudios de integridad.

MANTENIMIENTO: Actividades cuyo objetivo de que los equipos estáticos o rotativos cumplan la función principal para la cual fueron diseñados.

MAWP: Su sigla se refiere a las palabras en inglés “Maximum Allowable Working Pressure” (Máxima Presión de Operación), es la presión interna máxima permitida en el sistema de tuberías para un funcionamiento continuo en las condiciones más severas esperadas en servicio. Es el igual que la presión de diseño, como se define los códigos de diseño y construcción de tubería. (ASME B31.3, ASME B31.4, ASME B31.8)

PROBABILIDAD DE FALLA: Posibilidad de la ocurrencia de falla de un equipo por daños mecánicos o corrosión, usualmente se determina teniendo en cuenta el espesor remanente del equipo, análisis probabilísticos y/o velocidades de corrosión.

RBI: Su sigla se refiere a las palabras en inglés “Risk-based inspection” (Inspección basada en el riesgo), Un proceso de evaluación de riesgos y gestión de riesgos que se centra en la planificación de la inspección de los sistemas de tuberías para la pérdida de contención en las instalaciones de procesamiento, que considera tanto la probabilidad de falla como la consecuencia de la falla debida a Materiales de construcción deteriorados.

RIESGO: Es la probabilidad que ocurra un hecho con consecuencias definidas; es el resultado de combinar la probabilidad de falla con la consecuencia; en donde se determina un nivel de riesgo definido.

SEGMENTACIÓN DE TUBERÍAS: Definición de tramos de tuberías en donde las condiciones de probabilidad de falla y consecuencias sean iguales.

SISTEMA: Se refiere a los sistemas integrados en las estaciones por tipo de producto que procesan o almacenan o la función que desempeñan los equipos. Está conformado por tuberías de proceso y equipos como filtros, tanques de almacenamiento, recipientes a presión, etc.

RESUMEN

La presente monografía tiene como fin realizar una guía para la elaboración de un plan de inspección de equipo estático, más específicamente tuberías de proceso en una planta de bombeo basados en el código API 580 “Risk Based Inspection” (inspección basada en riesgo) y API 570 “Piping Inspection Code: In-service Inspection, Rating, Repair, and Alteration of Piping Systems” (Código de inspección de tuberías: inspección en servicio, clasificación, reparación y modificación de sistemas de tuberías), esto con el fin de garantizar el adecuado grado de integridad mecánica de los componentes de los sistemas de tubería para una operación segura.

Dentro del desarrollo del plan de inspección se propone una vez realizada la metodología RBI, elaborar y ejecutar un plan de inspección, para cual es necesario realizar las actividades de recopilación y análisis de información, levantamiento y digitalización de isométricos, elaboración de plan inspección por END´s, análisis y evaluación de la información; todo lo anterior con el fin de ejecutar una inspección certificada API 570 (líneas de tubería).

INTRODUCCIÓN

La falla en equipos estáticos en estaciones de bombeo principalmente en tubería de procesos es un tema que genera gran interés por parte de las empresas dueñas de los activos, esto debido a las consecuencias (afectación al medio ambiente, personas, pérdidas económicas y reputación de la empresa por fallas de contención) que se deriven de las posibles fallas, por ello es de suma importancia el garantizar la integridad mecánica de los componentes de los sistemas de tubería. Para garantizar dicha integridad es importante generar planes de inspección y monitoreo que permitan a las empresas conocer el estado de daños mecánicos y los ocasionados por fenómenos de corrosión, así como realizar el adecuado monitoreo de los mismos.

Para poder garantizar la integridad mecánica de sistemas de tubería de proceso en una planta de bombeo de forma eficiente desde el punto de vista económico y de afectación a la operación, es necesario contar con un plan de inspección estructurado, para la estructuración de dicho plan son útiles las normas Api 580 que nos ofrece lineamientos para la generación de un programa de inspección basada en riesgo y la norma API 570 que indica los requerimientos para inspección, reparación, alteración y reclasificación de sistemas de tubería metálicas que han estado en servicio.

En esta monografía se presenta un plan de inspección para tubería de proceso en una planta de bombeo que tiene como fin definir los principales pasos a seguir en la generación de un plan de inspección teniendo en cuenta la valoración inicial del riesgo por medio de la metodología RBI (API 580) y la integridad de la tubería por medio de inspecciones en servicio utilizando técnicas de END siguiendo los lineamientos de API 570.

DEFINICIÓN DEL PROBLEMA

El transporte de hidrocarburos (petróleo, gas, refinados) a través de oleoductos, poliductos o gasoductos es un método ampliamente utilizado en la industria del petróleo a fin de transportar grandes volúmenes de producto hacia centros de acopio, refinerías o puertos, esto debido a que se generan menores costos y mayor rapidez versus la cantidad de producto transportado.

En nuestro país para poder cumplir con la labor de transportar el petróleo y sus derivados a los centros de acopio, refinerías o puertos dicha labor se realiza por una amplia red de oleoductos, pero dado lo lejano de los pozos productores a las costas o refinerías es necesario la construcción de plantas de bombeo a lo largo de los oleoductos (poliductos, gasoductos etc.) dichas estaciones cuentan con equipo estático que está sometido a diferentes condiciones operacionales y el cual es susceptible a distintos mecanismos de daño, por lo cual se pueden generar fallas de contención debido a materiales de construcción deteriorados.

De acuerdo con la necesidad de operar de forma continua y segura nace la necesidad de inspeccionar y monitorear las líneas de proceso que componen las plantas de bombeo para prevenir que se presenten fallas en las mismas, evitando las posibles consecuencias derivadas de dichas fallas.

JUSTIFICACIÓN

En el país actualmente una de las principales compañías de transporte de hidrocarburos y sus derivados cuenta con 53 plantas de bombeo [1] a lo largo del territorio colombiano las cuales son el corazón de la industria de transporte de petróleo y sus derivados, la operación segura y eficiente de dichas plantas son de vital importancia, si bien los ductos son elementos consumibles y de relativa fácil sustitución, también son los eventos que generen demoras o parálisis en la operación de dichas plantas e impactan de manera negativa la industria del transporte, por lo tanto es importante la implementación de planes de inspección y monitoreo que nos permita mantener el buen estado físico y mecánico de los ductos dentro de las estaciones de bombeo.

Las fallas que se puedan presentar en una línea de transporte de hidrocarburos generan riesgos a las personas al ambiente y a la operación, con consecuencias en pérdida de vidas humanas, contaminación al medio ambiente, económicas y de reputación a la compañía.

Con la elaboración de esta monografía se pretende presentar un plan de inspección para una planta de bombeo basado en normas API 580 y Api 570, con el cual poder realizar un monitoreo, seguimiento a los mecanismos de daño y condiciones que puedan generar pérdidas de contención y sirva como base para la toma de decisiones para garantizar una operación segura y con ello evitar pérdidas económicas por reparaciones o mantenimiento correctivo que generen el paro de bombeo.

OBJETIVOS

Objetivo general

Elaborar un plan de inspección de equipos estáticos (tuberías de proceso) para una planta de bombeo mediante inspección externa en servicio (no intrusiva) utilizando técnicas de END; de acuerdo con API 580 y API 570.

Objetivos específicos.

- Revisar el proceso para la inspección basada en riesgos (API 580), iniciando con la consolidación y análisis de la información existente: inventario, PI&D's, históricos de inspección, condiciones operacionales, definir mecanismos de daño y grupos de inventario.
- Revisar metodología RBI para realizar un plan de inspección por medio de un estudio de Inspección Basada en Riesgo RBI (por sus iniciales en inglés: Risk Based Inspection).
- Plantear planes de acción encaminados a inspeccionar y monitorear nivel de riesgo basados en la norma Api 570.
- Proponer un plan de inspección mediante END a equipos estáticos (tuberías de proceso)

1. MARCO TEORICO

INTEGRIDAD MECÁNICA.

La definición de integridad mecánica en equipo estático es principalmente la solides del elemento, y propiedad que tiene un cuerpo de no fallar tanto por fractura o colapso plástico cuando se ve enfrentado a algún tipo de fuerza.

El análisis de integridad mecánica sirve para determinar la confiabilidad y seguridad de instalaciones de proceso tales como tuberías, recipientes a presión, tanques de almacenamiento, entre otros y con ello garantizar una operación segura y confiable durante un ciclo de vida específico.

En la industria petrolera los métodos para valorar y hacer seguimiento a la integridad mecánica son principalmente inspecciones (internas, externas, en servicio, fuera de servicio entro otras), para la inspección de tuberías se tienen practicas recomendadas como la API 574 que describe las prácticas de inspección para tuberías, tubos, válvulas (que no sean válvulas de control) y accesorios utilizados en refinerías de petróleo y plantas químicas, de acuerdo con Api 574 las principales razones para realizar una inspección son [2]:

- Identificar los mecanismos de deterioro activo y especificar reparaciones, reemplazos o inspecciones futuras para las tuberías afectadas. [2]
- Desarrollar una base de datos de historial de inspección, para poder predecir y recomendar futuras reparaciones y reemplazos. [2]
- Actuar para prevenir o retardar un mayor deterioro y, lo que es más importante, evitar la pérdida de contención, ya que una fuga o falla en un sistema de tuberías puede ser solo un inconveniente menor, o puede convertirse en una fuente potencial de incendio o explosión dependiendo de la temperatura, presión, contenido y ubicación de la tubería. [2]
- Mediante la inspección, el análisis exhaustivo y el uso de registros históricos detallados de los sistemas de tuberías son esenciales para lograr una confiabilidad aceptable, operación eficiente y servicio óptimo en la corriente.

- Dar cumplimiento a los requisitos reglamentarios, en la industria petroquímica además de los realizar inspecciones para dar cubrir las condiciones que afectan la seguridad y el medio ambiente, también se inspeccionan otras condiciones que afectan negativamente el funcionamiento de la planta. API 570 fue desarrollado para proporcionar un estándar industrial para la inspección de tuberías de proceso en servicio. [2]

ENSAYOS NO DESTRUCTIVOS

Los ensayos no destructivos son técnicas o pruebas que permiten obtener información acerca de las propiedades, estructura, presencia de discontinuidades y dimensiones de componentes de un material sin alterar de forma permanente sus propiedades físicas, químicas, mecánicas o dimensionales.

Para la toma de datos para evaluaciones de integridad es útil utilizar ensayos no destructivos (END), ya que estas técnicas no dañan los componentes y pueden llevarse a cabo en tuberías que se encuentran en servicio. Algunas de las técnicas usadas para el plan de inspección son:

- **EPS:** Espesor de película seca de pintura
- **Holiday:** Verificación de continuidad capa de recubrimiento:
- **LRUT:** Ultrasonido de largo alcance (Ondas Guiadas)
- **MFL:** Fuga de Flujo Magnético.
- **PAUT:** Ultrasonido *Phased Array*
- **PCM:** Pipeline current mapper
- **PDA:** Prueba de adherencia
- **PT:** Líquidos penetrantes
- **TOFD:** Ultrasonido por difracción de tiempo de vuelo.
- **UTA:** Ultrasonido Scan-A
- **UTC:** Ultrasonido Scan-C
- **UTS:** Ultrasonido CB-Scan
- **VTD:** Inspección visual detallada.
- **VTG:** Inspección visual general

MECANISMOS DE DAÑO (API 571)

Api 571 “Damage Mechanisms Affecting Fixed Equipment in the Refining Industry” (Mecanismos de daño que afectan equipos fijos en la industria de la refinera), nos provee los mecanismos de daño típicos en la industria del petróleo, para el desarrollo de la presente monografía se tendrán en cuenta los siguientes mecanismos de daño, que son algunos de los que se pueden presentar más frecuentemente en las estaciones de bombeo en nuestro país [3].

- **Corrosión erosión.** La erosión es la remoción mecánica acelerada del material de la superficie como resultado del movimiento relativo, o el impacto entre sólidos, líquidos, vapor o cualquier combinación de los mismos.

La corrosión por erosión es una descripción del daño que se produce cuando la corrosión contribuye a la erosión al eliminar las películas o escamas protectoras, o al exponer la superficie del metal a una mayor corrosión bajo la acción combinada de erosión y corrosión [3].

- **Corrosión atmosférica:** Una forma de corrosión que se produce a partir de la humedad asociada con las condiciones atmosféricas. Los ambientes marinos y los ambientes industriales húmedos y contaminados con contaminantes en el aire son los más graves. Los ambientes rurales secos causan muy poca corrosión [3].
- **Corrosión galvánica:** Una forma de corrosión que puede ocurrir en la unión de metales diferentes cuando se unen en un electrolito adecuado, como un ambiente húmedo o acuoso, o suelos que contienen humedad. Todos los metales a excepción de la mayoría de los metales nobles [3].
- **Corrosión por suelos:** El deterioro de metales expuestos a suelos está relacionado a la corrosión del suelo y la severidad de la corrosión está determinada por muchos factores como temperatura de operación, disponibilidad de oxígeno y mezcla, resistividad del suelo, tipo de suelo, protección catódica, tipo de aislamiento, edad y condición [3].

- **Fatiga mecánica:** la fatiga mecánica hace referencia a las fallas que se presentan en tuberías de proceso sometidas a esfuerzos cíclicos. Las tuberías consideradas susceptibles a fatiga mecánica son aquellas que se encuentran conectadas directamente a fuentes de vibración como compresores recíprocos y ubicadas en un perímetro de 15.24 metros de dicha fuente. El criterio para evaluar este factor de daño es la evidencia de vibraciones, las cuales sean audibles o verificadas mediante inspección o aquellas que hayan causado fallas durante la operación de la planta. se concluyó que la fatiga mecánica [3]
- **Fatiga inducida por vibración:** Una forma de fatiga mecánica en la cual se producen grietas como resultado de cargas dinámicas debido a vibración, golpe de ariete o flujo inestable del fluido y afecta a todos los materiales de ingeniería [3].
- **CUI:** La corrosión bajo aislamiento hace referencia al fenómeno de corrosión que se presenta en componentes ferríticos, que se encuentran recubiertos con aislamientos térmicos. El fenómeno es originado por el ingreso de agua y otros agentes corrosivos o la condensación de agua en el espacio anular existente entre el acero y el aislamiento [3].

CÓDIGOS DE CONSTRUCCIÓN ASME B31.3, ASME B31.4, ASME B31.8

Las plantas de bombeo en nuestro país se construyen usando códigos aceptados internacionalmente como lo son los códigos ASME, dichos códigos establecen los requisitos de ingeniería considerados necesarios para el diseño y la construcción seguros de tuberías a presión, como son diseño, materiales, fabricación, pruebas e inspección de tuberías entre otros aspectos, los códigos usados en la industria del petróleo y sus derivados son:

- **ASME B31.3 “Code for Pressure Piping - Process Piping” (Tuberías de proceso):** se encuentran típicamente en las refinerías de petróleo, en plantas

químicas, farmacéuticas, papeleras, de semiconductores y criogénicas, y en plantas y terminales relacionados con el procesamiento. [4]

- **ASME B31.4 “Pipeline Transportation Systems for Liquid Hydrocarbons and Other Liquids.” (Sistemas de tuberías para transporte de hidrocarburos líquidos y otros líquidos):** tuberías para el transporte de productos, predominantemente líquidos, entre plantas y terminales, y tuberías ubicadas dentro de terminales, estaciones de bombeo, y estaciones para regulación y medición. [5]
- **ASME B31.8 “Gas Transmission and Distribution Piping Systems.” (Sistemas de tubería para transporte y distribución de gas):** tuberías que transportan productos, principalmente en fase gaseosa, entre fuentes y terminales, incluidas estaciones de compresión, y estaciones reguladoras y de medición, y tuberías de recolección de gas. [6]

RBI API 580

La metodología RBI es un proceso de gestión y valoración de riesgos que se centra principalmente en la pérdida de contención de equipos presurizados en estaciones de procesamiento, debido al deterioro del material. Estos riesgos son principalmente monitoreados a través de la inspección de los equipos. En la Ilustración 1 se muestra el esquema típico de la inspección RBI.

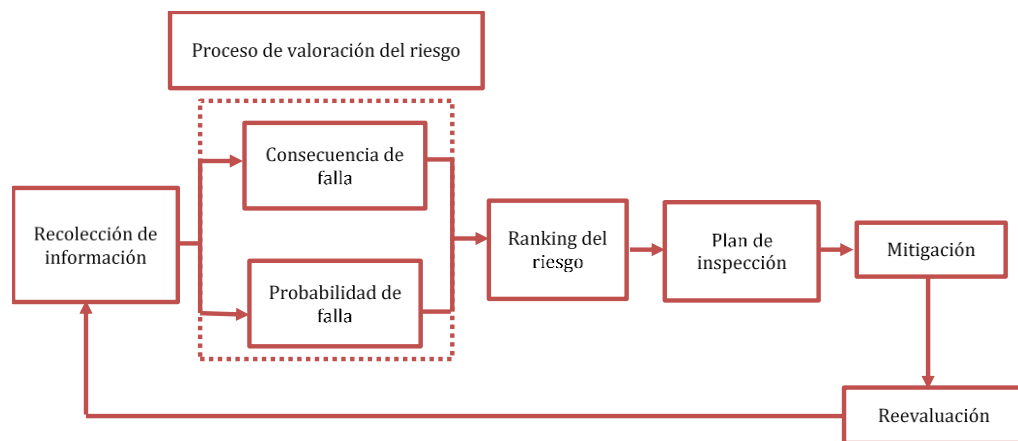


Ilustración 1. Proceso de planificación de la inspección basada en el riesgo API 580

1.1.1. Conceptos básicos

El cálculo del riesgo en RBI comprende la determinación de la probabilidad de falla combinada con la consecuencia de falla; para el análisis de la probabilidad de falla es necesario iniciar con una revisión y análisis de la información disponible del activo (criterios de diseño, históricos de inspección, monitoreo, histórico de fallas, riesgos definidos, entre otros). Una vez determinadas las posibles fallas es necesario evaluar la consecuencia de falla (afectación a ser humano, medio ambiente, operación y reputación de la compañía) para determinar los costos derivados tales consecuencias de falla. La definición matemática del riesgo puede ser calculado por medio de la Ecuación 1. [7]

$$\text{Riesgo} = \text{Probabilidad de falla} \times \text{Consecuencia de falla.}$$

Ecuación 1. Definición matemática de Riesgo.

Las causas de las fallas que se hayan presentado en la planta y la revisión de la información disponible permiten identificar cuáles han sido los principales mecanismos de daño que afectan los sistemas de la planta.

Algunas de las consideraciones para usar la metodología RBI están relacionados a optimizar tanto los recursos económicos como los de inspección, algunas de las ventajas de aplicar una metodología RBI en la inspección de activos en plantas petroleras son: [7]

- Definir factores de riesgo las acciones apropiadas recomendables para cada uno.
- Se concentran esfuerzos y recursos en los activos que se clasifiquen con riesgo alto que puedan generar afectaciones a la seguridad, las finanzas,

medio ambiente o personas, optimizando recursos y enfocando las recomendaciones e inspección en los equipos con mayor riesgo.

- Contribuye a la identificación y selección de métodos más acertados de inspección según los mecanismos de daño.
- Es útil en la generación en los planes de monitoreo, inspección acorde a la realidad de los activos.

1.1.2. Tipos de valoraciones de riesgos

El tipo de evaluación del riesgo puede ser aplicado cuantitativamente, cualitativamente o semi cuantitativa (usando aspectos de las dos anteriores). El tipo de valoración dependerá de distintos factores como: el objeto del estudio, la información disponible, tiempo para el desarrollo de la evaluación. [7]

- **Cualitativo:** Este método se basa en el criterio de los expertos y se enfoca en el juicio de ingeniería para la evaluación, los resultados se dan típicamente en términos cualitativos como alto, medio y bajo, aunque los valores numéricos también pueden asociarse con estas categorías.; este análisis permite realizar la evaluación de riesgo en ausencia de datos cuantitativos detallados, los resultados obtenidos se consideran subjetivos y son difíciles de actualizar después de realizar la inspección. [7]
- **Cuantitativo:** Es un método sistemático, coherente y documentado, son más fáciles de actualizar con base en los resultados de inspección; se basa en modelos que permiten calcular un valor numérico, aunque también puede expresarse en términos cualitativos evaluando la probabilidad, consecuencia de falla y asignando valores del riesgo. Este método se caracteriza por determinar cuándo se ha pasado el límite de aceptación del riesgo. Para el cálculo del riesgo se emplea el programa de software para calcular el riesgo y desarrollar recomendaciones del programa de inspección. Inicialmente, los modelos son intensivos en datos, pero el uso de modelos elimina el trabajo

repetitivo y detallado del proceso de planificación de inspección tradicional. Las ventajas de un enfoque cuantitativo son: [7]

- Calcula, con cierta precisión, cuando se alcanza o se supera el límite de aceptación del riesgo;
 - Discriminación entre riesgo de equipos permitiendo priorización de mitigación
 - Tendencias y seguimiento de la exposición al riesgo a lo largo del tiempo, así como otras métricas
 - Evaluación comparativa de la gestión de la fiabilidad, como las tendencias y comparaciones de POF.
- **Semi cuantitativo:** es un término que describe cualquier metodología que tiene aspectos derivados dentro de las metodologías cuantitativas y cualitativas, es decir, orientado para obtener los mejores beneficios de los dos anteriores enfoques (Ej., velocidad del cualitativo y severidad en el cuantitativo). Normalmente, la mayoría de los datos utilizados en un enfoque cuantitativo son necesarios para el desarrollo del enfoque semi cuantitativo, pero con menos detalle. Los modelos pueden no ser tan rigurosos como los utilizados para el enfoque cuantitativo. Los resultados generalmente se presentan en categorías de consecuencia y probabilidad o como números de riesgo, pero los valores numéricos pueden asociarse con cada categoría para permitir el cálculo del riesgo y la aplicación de criterios de aceptación de riesgo apropiados. [7]

1.1.3. Calculo de probabilidad de falla

La probabilidad de falla es usada para estimar la posibilidad de que un evento no contemplado (principalmente pérdida de contención) ocurra. La probabilidad de falla se evalúa para los mecanismos de daño contemplados, que puedan afectar la integridad mecánica de las líneas de proceso o equipos que se estén analizando.

Para facilitar el manejo de información es útil agrupar líneas (tuberías) o componentes que tienen el mismo material de construcción y están expuestos a las mismas condiciones tanto interno como externo, de esta manera los resultados que se obtienen de un equipo pueden ser generalizados a todos los equipos del grupo. Estos grupos reciben el nombre de Lazos de Corrosión.

El cálculo de la probabilidad de falla está definido por la Ecuación 2, Donde la probabilidad de falla P_f , está determinada por el producto de gff : frecuencia genérica de una falla, F_{MS} : Factor de sistemas gerenciales y D_f : factor de daño. [8]

$$P_f(t) = gff * F_{MS} * D_f(t)$$

Ecuación 2. Probabilidad de falla según API 581.

La frecuencia de falla genérica (gff) para diferentes tipos de componentes se establece en un valor representativo de los datos de falla de la industria de refinación y petroquímica; la cual, se refiere a la frecuencia de fallo previo a cualquier daño causado por exposición al entorno de funcionamiento y puede contemplar distintos tamaños de orificios (cuatro tamaños desde fuga pequeña a ruptura).

La función básica del (D_f) es evaluar estadísticamente la cantidad de daño que puede estar presente en función del tiempo en servicio y la efectividad de la actividad de inspección para cuantificar ese daño. El (D_f) se determina en función de los mecanismos de daños aplicables relacionados con los materiales de construcción y el servicio de proceso, la condición física del componente y las técnicas de inspección utilizadas para cuantificar los daños. El DF modifica la frecuencia de falla genérica de la industria y la hace específica para el componente bajo evaluación. Cuando hay múltiples mecanismos de daño se determinan los Factores de Daño (D_f) para cada uno y se combinan para obtener el $D_f Total$ para el componente.

En cuanto al factor de sistemas gerenciales (*FMS*) es un factor de ajuste que explica la influencia del sistema de gestión de la instalación en la integridad mecánica del equipo de la planta. Este factor explica la probabilidad de que la acumulación de daño que puede resultar en una pérdida de contención se descubra antes de que ocurra. El factor también es indicativo de la calidad de la integridad mecánica de una instalación y los programas de gestión de seguridad de procesos. Este factor se deriva de los resultados de una evaluación de los sistemas de gestión de las instalaciones o unidades operativas que afectan el riesgo de la planta.

1.1.4. Calculo de consecuencias de falla

La consecuencia de falla es la estimación de área de impacto o costos financieros debido generalmente a la pérdida de la contención de fluidos peligrosos de equipos o líneas de proceso presurizados puede causar daños al equipo circundante, lesiones graves al personal, pérdidas de producción e impactos ambientales indeseables. Las áreas de impacto de los resultados del evento, tales como incendios en piscinas, incendios flash, bolas de fuego, fuegos de chorro y explosiones de nubes de vapor se cuantifican en función de los efectos de la radiación térmica y la sobrepresión en los equipos y el personal cercanos. Además, los métodos de análisis de dispersión en la nube se utilizan para cuantificar la magnitud de las liberaciones inflamables y para determinar el alcance y la duración de la exposición del personal a las liberaciones tóxicas.

La norma API 581 presenta 2 niveles para la determinación de las consecuencias, el nivel 1 proporciona un método para estimar el área de consecuencias en base a tablas de búsqueda para un número limitado de fluidos genéricos o de referencia peligrosos. Un análisis de consecuencias de nivel 2 es más riguroso porque incorpora un procedimiento de cálculo detallado que se puede aplicar a una gama más amplia de fluidos peligrosos [8].

La consecuencia de falla de un equipo o línea (tubería) es determinada por diversos factores como las propiedades del fluido, el inventario de fluido de proceso

disponible para liberación, la inflamabilidad del fluido, la toxicidad del fluido, las condiciones de presión y temperatura del fluido, tiempo de liberación de fluido antes del control de la fuga, el costo de los equipos aledaños, la densidad de la población cercana al equipo, y costo de las pérdidas de la operación. En el Diagrama 1 se presenta los pasos para determinación de consecuencia de falla [8].

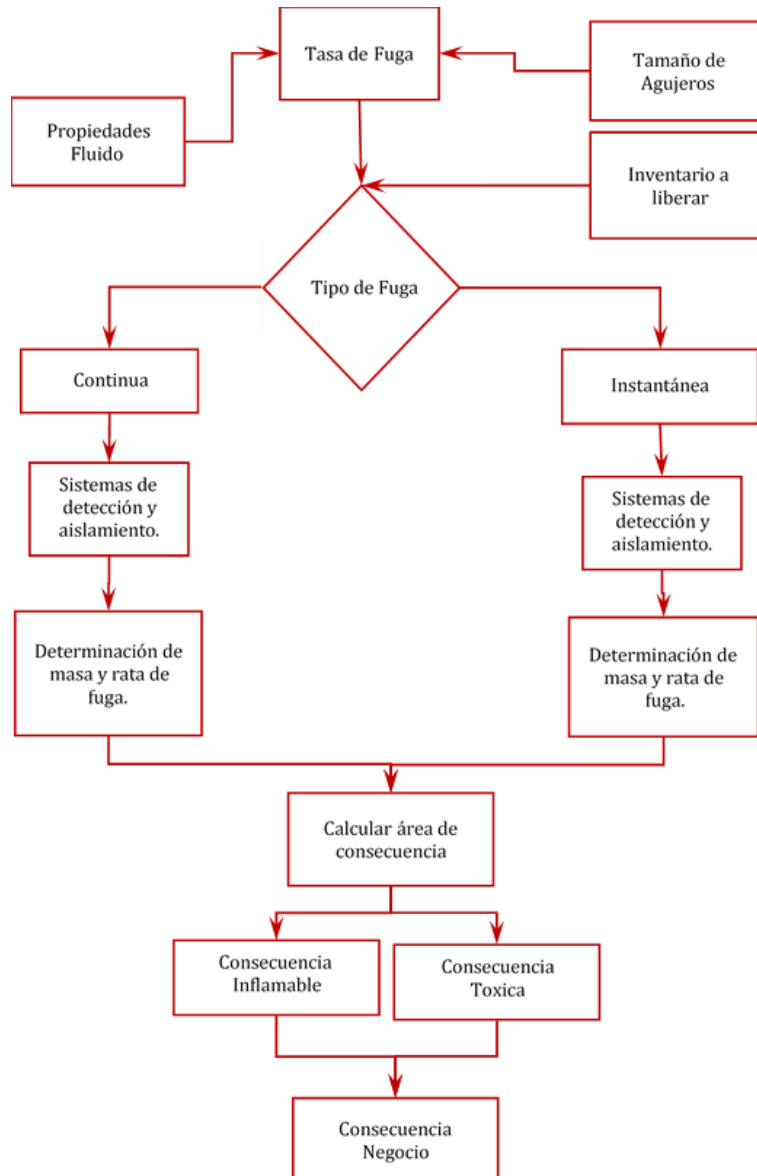


Diagrama 1. Pasos para determinación de consecuencia de falla API 581.

1.1.5. Consecuencias Financieras

El cálculo de consecuencias financiera contempla que cualquier falla (pérdida de contención) tiene costos asociados, incluso cuando la liberación del material peligroso no cause daños a otros equipos en sistema o lesiones graves al personal.

El cálculo de consecuencia financiera está dado por la Ecuación 3 [8]:

$$FC = FC_{cmd} + FC_{affa} + FC_{prod} + FC_{inj} + FC_{environ}$$

Ecuación 3. Calculo de consecuencia financiera API 581

donde:

- FC_{total} : Consecuencias financieras total.
- FC_{cmd} : consecuencias financieras por reparación del equipo afectado.
- FC_{prod} : Consecuencias financieras en el área de producción.
- FC_{affa} : Consecuencias financieras por reparación de equipos cercanos afectados.
- $FC_{environ}$: Consecuencias financieras ambientales.

La consecuencia financiera de una pérdida de contención y la posterior liberación de materiales peligrosos se puede determinar sumando los costos individuales mencionados anteriormente.

1.1.6. Matriz de riesgo

La matriz de riesgo es una matriz donde se muestra la distribución de los equipos en evaluación de acuerdo al nivel de riesgo que cada uno representa. Los valores de las celdas de la matriz corresponden al número de equipos con ese nivel de riesgo de acuerdo a la probabilidad de falla y la consecuencia. En la matriz de riesgo se muestran 4 niveles de riesgo: nulo, bajo, medio, alto y muy alto, los cuales se representan con un código de colores, como se muestra en la Ilustración 2.

La matriz de riesgo es usada en los análisis de riesgo cualitativo y semi cuantitativo, también pueden ser utilizadas en el análisis cuantitativo, como lo establece la practica recomendada API 580 [7].

RIESGO		PROBABILIDAD				
		1	2	3	4	5
CONSECUENCIA	5	M	M	H	H	VH
	4	L	M	M	H	H
	3	N	L	M	M	H
	2	N	N	L	L	M
	1	N	N	N	L	L
	0	N	N	N	N	N

NOMENCLATURA	
VH	MUY ALTO
H	ALTO
M	MEDIO
L	BAJO
N	DESPRECIABLE

Ilustración 2. Matriz de riesgo Ecopetrol ®

INSPECCIÓN API 570

El código API 570 da lineamientos del plan de inspección, reparación, alteración y valoración de sistemas de tubería metálica que está en servicio en refinerías, plantas de procesos, los criterios descritos en esta norma no contradicen o suplen a los códigos de construcción [9].

1.1.7. Desarrollo de un Plan de Inspección.

De acuerdo con Api 570 el plan de inspección se desarrolla a partir del análisis de información disponible, como datos de diseño, registros de inspección previas, datos operacionales entre otros. Los sistemas de tuberías se deben evaluar en función de los mecanismos de daños actuales o posibles. Los métodos y el alcance de las técnicas de ensayos no destructivos a utilizar deben evaluarse para asegurar que puedan identificar adecuadamente el mecanismo de daño y la gravedad del daño. La subdivisión de los sistemas de tuberías en circuitos sujetos a mecanismos

de daños comunes facilita la selección de las técnicas de inspección más adecuadas para encontrar el daño que es más probable que ocurra en el circuito de tuberías. Los exámenes se programarán a intervalos que consideren [9]:

- Tipo de daño de acuerdo con API 571
- Tasa de progresión del daño (validar con inspecciones previas)
- Tolerancia del equipo al tipo de daño,
- Capacidad de los ensayos no destructivos para identificar el daño,
- Intervalos máximos definidos en los códigos y normas,
- Alcance del examen,
- Historial de operaciones recientes.
- Registros manejo del cambio que pueden afectar los planes de inspección;
- Evaluaciones RBI o clasificación de tuberías

Los planes de inspección son sujetos de revisión y ajuste de ser necesario cuando se identifiquen variables que pueden afectar los mecanismos de daños y/o las tasas de deterioro.

1.1.8. Requerimientos de plan de inspección

A continuación en la Tabla 1, se relacionan y explican brevemente los requerimientos mínimos de un plan de inspección según código API 570 [9].

Requerimiento de código	Alcance	Descripción
Tipo de inspección	Externa en servicio	La realización de la inspección no requiere sacar de operación los equipos a inspeccionar.
Próximas fechas de inspección	Serán definidas de acuerdo a los resultados de la evaluación por código de inspección API 570.	Se determinaran de acuerdo a las velocidades de corrosión y vida remanente calculadas de acuerdo a código.
Método de Inspección y ensayos no destructivos a utilizar	Definido de acuerdo a la evaluación RBI, y teniendo en	Describe el ensayo, su aplicabilidad y el cubrimiento en los diferentes sistemas

Requerimiento de código	Alcance	Descripción
	cuenta si la planta ya cuenta con una línea base de inspección	
Describir la extensión y la ubicación de los ensayos por cmls.	Los CML's están relacionados y direccionados a los mecanismos de daño descritos.	De manera general a todos los sistemas se les realizan los siguientes ensayos: IV, UT (Scan A/ C/ CB Scan), líquidos penetrantes, Ondas Guiadas, MFL, Inspección del SPC, sin embargo la extensión y ubicación se hacen de acuerdo con los isométricos de campo en cada sistema.
Requisitos de limpieza de superficies.	De acuerdo con la condición de la superficie a inspeccionar, el tipo de recubrimiento y la condición del recubrimiento. Para la inspección de PT se realizara limpieza manual-mecánica de las juntas a inspeccionar	Limpieza mecánica con grata. Limpieza manual dependiendo de la clasificación de la zona y tipo de recubrimiento.
Requisitos de cualquier prueba de presión necesaria	Tipo de prueba, presión de prueba, temperatura de prueba y duración)	Depende de las valoraciones durante el plan de inspección o según requerimiento.
Reparaciones necesarias.	Se notificara al personal responsable del activo cualquier tipo de reparación necesaria.	
Describir los tipos de daños anticipados o experimentados en los sistemas de tuberías	Tipos de daños que afecten a los sistemas de tubería.	Describir tipo de daño que se evidencio durante la inspección o que puede llegar a generar.
Definir la ubicación del daño esperado	Identificar en campo y en isométricos la ubicación exacta de donde se encuentra el daño	Identificar ubicación del daño para realizar seguimiento en el tiempo o reparación.

Requerimiento de código	Alcance	Descripción
Definir cualquier acceso especial y preparación necesaria	Sistemas de tubería con requerimientos especiales.	Definir requerimientos especiales de acceso o preparación para poder llevar a cabo la inspección.

Tabla 1. Requisitos mínimos plan de inspección API 570

Los planes de inspección se basan en planes de inspección genéricos en la industria del petróleo y sirven de base para el desarrollo de planes de inspección específicos acordes a los requerimientos y tipos de activos a inspeccionar.

1.1.9. Tipos de inspección y vigilancia

De acuerdo al tipo la circunstancias y sistemas de tubería se define el tipo de inspección dentro de los que se encuentran [9]:

- Inspección visual interna: inspecciones visuales internas normalmente no se realizan en tuberías. Cuando sea práctico, se pueden programar inspecciones visuales internas para sistemas como líneas de transferencia de gran diámetro.
- inspección en servicio: La inspección puede incluir varias técnicas de ensayos no destructivos para verificar varios tipos de daños que presentes en la tubería como se identificó durante la planificación de la inspección. Las técnicas utilizadas en las inspecciones en tiempo real se eligen por su capacidad para identificar mecanismos de daños particulares del exterior y sus capacidades para desempeñarse en las condiciones en el flujo del sistema de tuberías.
- inspección de medición de espesor: Las mediciones de espesor se obtienen para verificar el espesor de los componentes de la tubería. Estos datos se utilizan para calcular el Tasas de corrosión y vida útil restante del sistema de tuberías, se puede realizar en servicio mediante técnicas de ensayos no destructivo como el ultrasonido.
- inspección visual externa: Se realiza una inspección visual externa para determinar la condición del exterior de la tubería, el sistema de aislamiento, los sistemas de pintura y revestimiento, y el hardware asociado; y para detectar signos de desalineación, vibración y fugas. Cuando se observa

acumulación de producto de corrosión u otros residuos en las áreas de contacto del soporte de la tubería, puede ser necesario levantar la tubería para extraerla de dichos soportes para una inspección completa o realizar inspección mediante ensayos no destructivos teniendo en cuenta las limitantes de las mismas. Se pueden realizar inspecciones externas de tuberías cuando el sistema de tuberías está en funcionamiento.

- inspección de tuberías vibrantes: verificación de las líneas y sus componentes que este sometidos a vibración, se recomienda el uso de líquidos penetrantes o partículas magnéticas para detectar aparición de posibles grietas.
- inspección suplementaria: inspección usando ensayos no destructivos para verificar posibles condiciones puntuales.

En el Diagrama 2 se describen las principales etapas o pasos para una evaluación API 570 on stream.

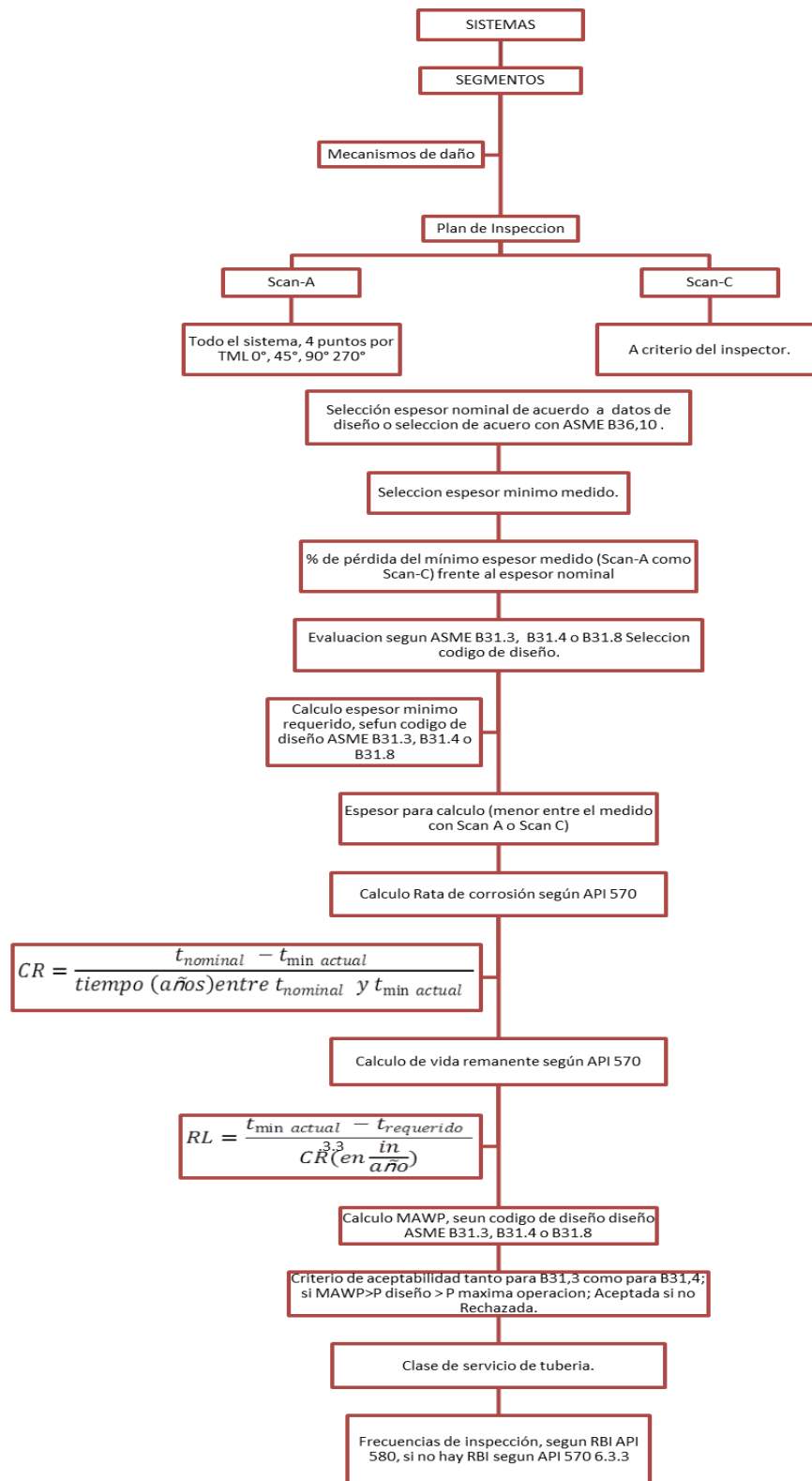


Diagrama 2. Pasos para una evaluación API 570. Autor de la monografía

2. MARCO METODOLOGICO.

La estrategia propuesta para el desarrollo de la monografía se basa en los siguientes pasos:

TIPO DE INVESTIGACIÓN

Esta monografía está basada en un tipo de investigación enfocado a consideraciones semi cuantitativas y de aplicación de normas y conceptos en la elaboración de un plan de inspección basado en un RBI para monitorear y mitigar posibles fallas en equipos estáticos en una planta de bombeo.

MÉTODO DE INVESTIGACIÓN

Con base en la normativa y prácticas recomendadas por API se procede a revisar los requerimientos para la elaboración de un plan de inspección basado en riesgos y la elaboración de dicho plan para sistemas de tubería de proceso de una planta de bombeo. A fin de asegurar la integridad mecánica de los sistemas de tubería.

DESCRIPCIÓN PASOS PARA EL DESARROLLO

2.1.1. Metodología RBI.

Las etapas básicas para el desarrollo e implementación del proceso de RBI semi cuantitativo son las siguientes:

- Recolección de la información.
- Validación de la Información.
- Análisis de información requerida para la estimación de cada mecanismo de daño e históricos de inspección.

- Definición de inventario de líneas, asociadas a cada sistema de proceso (Grupos de inventario, Lazos de corrosión).
- Verificación de condiciones operacionales de los sistemas a evaluar.
- Determinación de mecanismos de daño probable.
- Definir tipo de evaluación de riesgo
- Evaluación de la probabilidad de falla. (Hoja de cálculo Excel)
- Evaluación de la consecuencia resultado de la falla. (Hoja de cálculo Excel)
- Determinación del riesgo (Probabilidad x Consecuencia). (Hoja de cálculo Excel)
- Análisis de Resultados.
- Programa de Inspección Basada en Riesgos.
- Validación de resultados y recomendaciones.

2.1.2. Inspección basada en API 570.

Las etapas básicas para el desarrollo e implementación del programa de inspección bajo norma Api 570 son las siguientes:

- Recolección de la información.
- Validación de la Información.
- Análisis de información requerida.
- Elaboración de plan de acuerdo a información de RBI y mecanismos de daño.
- Inspección de acuerdo a técnicas y alcances definidos en el plan de inspección.
- Inspección mediante Scan A o Scan C (datos necesarios para cálculo de máxima presión de operación, espesor mínimo requerido, ratas de corrosión y vida remanente)
- Calculo de integridad (Hoja de cálculo Excel)

- Espesor nominal, si se tiene datos de diseño o de acuerdo a ASME B36.10 para Scan A, de acuerdo al diámetro de la tubería, seleccionando espesores comerciales.
- Seleccionar el espesor para calculo (menor medido entre el medido con Scan A o Scan C)
- % de pérdida del mínimo espesor medido frente al espesor nominal según Scan A o Scan C.
- Introducir variables como material (como S esfuerzo para el material, E factores de junta y los necesarios para los cálculos) según códigos ASME B31,3, ASME B 31,4 o ASME B31.8.
- Evaluación presión máxima de trabajo y mínimo espesor requerido usando código ASME B31,3, ASME B 31,4 o ASME B31.8 según aplique.
- Calculo rata de corrosión según API 570, valor dado en pulgadas/año; se multiplica por 1000 para dar valores en mpy
- Calculo de vida remanente según API 570.
- Definir próxima fecha de inspección de acuerdo a si se realizó RBI API 580 o con API 570 según cálculo de vida remanente.
- Análisis de las inspecciones y cálculos desarrollados conforme al plan de inspección.
- Recomendaciones.

3. DESARROLLO DE LA MONOGRAFIA

Descripción de la planta para la cual se presenta el plan de inspección.

Para el ejemplo práctico de la aplicación de la metodología RBI (API 580) a una planta de bobeo, se tiene que la Planta objeto de estudio, fue construida y puesta en servicio en el año 1994, maneja una rata de bombeo de 120.000 BPD hasta 155.000 BPD de crudo Castilla (crudo pesado diluido con nafta virgen). Se estima que la longitud total de tubería que conforma los sistemas de la Planta es aproximadamente 10056.7 metros de los cuales el 65.4% (6572.7 metros) corresponde a tubería aérea y el 34.6% (3484 metros) a tubería enterrada. La distribución del total de longitud de tubería por ambiente y por sistema se muestra en la Tabla 2.

Clasificación	Sistema	# de Segmentos	Longitud total del sistema (m)	Longitud total tubería aérea (m)	Longitud total tubería enterrada (m)	Máxima presión de operación (MOP (psi))
Proceso	Recibo y despacho	61	530,7	372,7	158	140/1060
Auxiliares	Relevo y reinyección	49	1341	1057	284	30/200
Auxiliares	Sumidero	30	951	86	865	15
Utilitario	Diésel combustible	19	646,5	611,5	35	40
Utilitario	Crudo combustible	18	375	351	24	40
Utilitario	Aire	31	1437	1237	200	100
Utilitario	Agua CI	38	2419,5	901,5	1518	100
Utilitario	Espuma CI	11	2356	1956	400	100

Tabla 2. Información tubería planta objeto de estudio.

La información de inspección de los sistemas de tubería de la planta con la que se cuenta es la siguiente:

- La última inspección se realizó en el año 2007 y fue una inspección externa en servicio.

- No se ha realizado inspección a tubería enterrada por lo tanto se desconoce el estado de la tubería enterrada (3484m).
- 240m de tubería aérea registraron alto deterioro de la tubería durante la inspección de 2007.
- 2462m de tubería aérea que no fueron inspeccionados en 2007 y de los que se desconoce el estado de integridad.
- Producto de la valoración de la información de la inspección del año 2007 si tiene la información relevante para el proceso de RBI que se presenta en la Tabla 3.

Variable	Valoración
Efectividad de inspección	Inefectiva
Velocidad de corrosión interna	9 mpy para proceso 7 mpy para auxiliares 4 mpy para utilitarios
Velocidad de corrosión externa	48 mpy de manera general para todos los sistemas.
Espesor de pared Desconocido.	Asumido para la valoración
Tipo de Soporte	Directamente sobre la viga
Sistema de detección	Tipo C

Tabla 3. Información relevante para RBI

PERSONAL.

3.1.1. Metodología RBI (API 580)

El grupo necesario para la elaboración del RBI está compuesto por:

- Líder de equipo
- Facilitador
- Ingeniero de procesos
- Especialista en corrosión
- Ingeniero de procesos
- Ingeniero de mantenimiento
- Supervisor de planta

3.1.2. Ejecución plan de inspección (api 570)

El grupo de inspección necesario para la realización de una inspección API 570 está compuesto por:

- Inspectores certificados Nivel 2 de UT Scan A / Scan C / PAUT / TOFD
- Inspector certificado PT Nivel 2
- Inspector certificado MT Nivel 2
- Inspector certificado VT Nivel 2,
- Inspector de recubrimientos NACE CIP 1 / CIP2
- Inspectores certificados MFL Nivel 2
- Inspector certificado OG Nivel 2 (Tubería Enterrada) y OG nivel I (Tubería Aérea) de acuerdo con las certificaciones del fabricante o ISO 9002.
- Inspector protección catódica NACE CP 2
- Inspector certificado API 570
- Topógrafo, Cadenero
- Dibujantes

EQUIPOS

3.1.3. Metodología RBI (API 580)

La metodología RBI no requiere equipos especializados, requiere principalmente un equipo de cómputo, con software especializado para valoración de riesgo o con una hoja de cálculo en Excel programada para la valoración del riesgo y para el fácil manejo de los grandes volúmenes de información necesaria.

EJECUCIÓN PLAN DE INSPECCIÓN (API 570)

En la Tabla 4, se describen los equipos necesarios para llevar a cabo el plan de inspección de acuerdo el tipo de técnica a utilizar.

Técnica END	Equipos
ONDAS GUIADAS	<ul style="list-style-type: none"> • Equipo de ondas Guiadas Wavemarker G4 • Anillos inflables y rígidos en los diámetros aplicables • Módulos con los transductores Computador / cable interfaz • Bomba para inflar hasta 25 o 30 psi • Marcador de pintura
ULTRASONIDO SCAN A/ B	<ul style="list-style-type: none"> • Equipo ultrasonido GE DMS GO / DAKOTA MVX • Palpador de 5 MHZ y 1/2"
ULTRASONIDO SCAN –C, PHASED ARRAY, TOFD	<ul style="list-style-type: none"> • Equipo ultrasonido OMNISCAN MX • Módulo Phased Array y UT Convencional • Transductor Phased Array 5L64 • Transductor Phased Array 7.8L64 • Encoder e Hydroform • Computador / cable interfaz • Flash Memory Cinta métrica • Bomba para acoplante o Agua según se requiera • Cinta métrica • Bomba para acoplante o Agua según se requiera • Bloque en acero para calibración • Acoplante (metilcelulosa, gel ultrasónico, glicerina, agua, etc.)
MFL	<ul style="list-style-type: none"> • Equipo de MFL Pipescan • Cabezales PS 200 y PS 1200 • Probetas de calibración en todos los diámetros y diferentes espesores
CB SCAN	<ul style="list-style-type: none"> • Equipo ISONIC 2010 • Zapatas planas para floormap, zapatas curvas para diferentes diámetros

Técnica END	Equipos
	<ul style="list-style-type: none"> • Software floormap.
TOPOGRAFÍA	<ul style="list-style-type: none"> • Estación total topográfica • Miras, guías y accesorios
LÍQUIDOS PENETRANTES	<ul style="list-style-type: none"> • Kit líquidos Penetrantes (Limpiador, Penetrante Y Revelador.)
INSPECCIÓN VISUAL, HOLIDAY, ADHERENCIA, ESPESOR PELÍCULA SECA	<ul style="list-style-type: none"> • Kit de inspección visual (Kit de galgas para inspección visual, cámara fotográfica, marcadores, lupa, flexómetro.) • Equipo holiday de baja y de alta. • Medidor de espesores de película seca. • Medidor de adherencia de pintura.

Tabla 4. Equipos necesarios para plan de inspección.

En la Tabla 5 se describen los equipos necesarios para la Inspección sistema de protección catódica (pcm, toma de potenciales, resistividades).

Técnica END	Equipos
TOMA DE POTENCIALES DE PROTECCIÓN CATÓDICA	<ul style="list-style-type: none"> • Multímetro • Pinza amperimétrica • Osciloscopio • Electrodo de referencia • Interruptores de corriente • Cámara fotográfica
INSPECCIÓN PCM	<ul style="list-style-type: none"> • PCM • Emisor AC PCM • Multímetro • Cámara fotográfica • GPS Submétrico • Planta eléctrica
MEDIDA DE RESISTIVIDAD DEL SUELO	<ul style="list-style-type: none"> • Medidor de resistividad del suelo - Teluómetro • Cámara fotográfica • GPS Submétrico

Tabla 5. Equipos necesarios inspección tubería enterrada.

PLAN DE TRABAJO

En el Diagrama 3 se hace una breve descripción del plan de trabajo necesario para elaborar una inspección basada en riesgos (RBI).

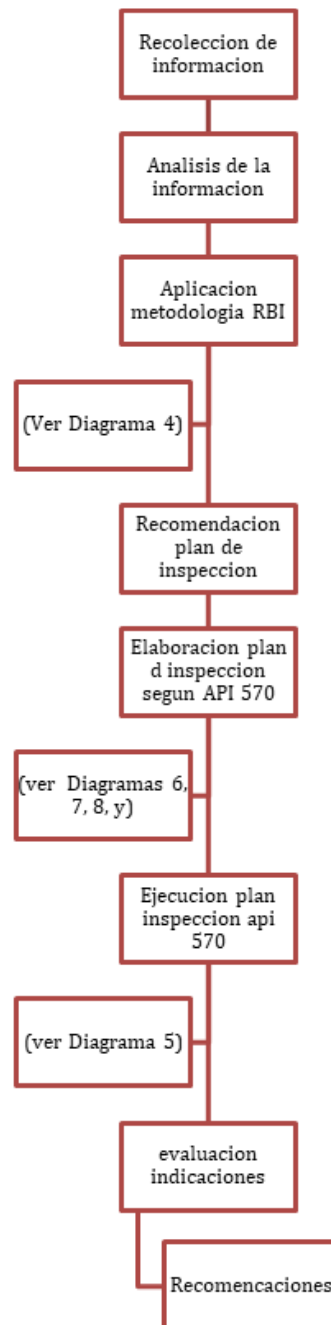


Diagrama 3. Plan de trabajo para una inspección basa en riesgos API 580. Adaptación auto monografía

RESULTADOS

3.1.4. METODOLOGÍA RBI (API 580)

Para la valoración del riesgo se planteó una valoración semi cuantitativa, en el Diagrama 4 se muestran los pasos para llevar a cabo la metodología RBI.

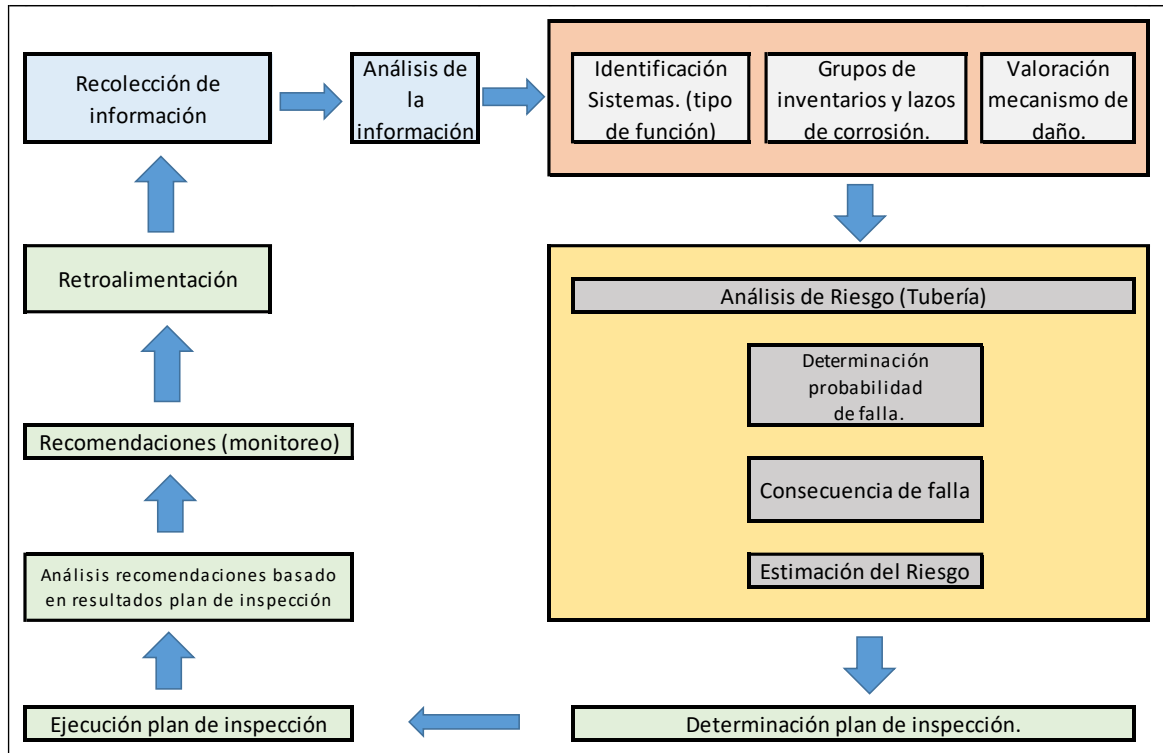


Diagrama 4. Adaptación metodología API 580. autor monografía

El proceso de valoración del riesgo inicia con la recopilación y generación de una base de datos donde se incluyen datos de diseño, proceso, mecanismos de daño, históricos de inspección, falla y mantenimiento de las líneas que componen los segmentos de la planta.

Posteriormente se deben definir los lazos de corrosión de cada sistema. Un lazo de corrosión es una sección del sistema que tiene materiales de construcción y condiciones de proceso similares. Por ende, un lazo de corrosión se encuentra expuesto a similares mecanismos de daño, de acuerdo a la información asumida en

la planta objeto del estudio hay 8 sistemas y 277 lazos de corrosión (segmentos de tubería).

Se deben asignar los modos de falla relevantes a cada lazo de corrosión en cada sistema. Para la planta de bombeo se analiza los modos de falla de corrosión externa, corrosión interna y fatiga mecánica. Una vez definido los modos de falla se calcula la probabilidad de falla por medio de una hoja de cálculo Excel programada para calculo probabilidad de falla de dichos mecanismos de falla.

Calculo de consecuencias por inflamabilidad y explosividad Nivel 1, y consecuencias financieras utilizando una hoja de cálculo Excel programada para calculo consecuencia de falla.

Una vez calculadas la probabilidad de falla y la consecuencia se hace una valoración del riesgo, en la Tabla 6 se observa la distribución de riesgo total (incluye corrosión interna, corrosión externa, CUI y fatiga) del total de los segmentos de la planta.

RIESGO		PROBABILIDAD				
		1	2	3	4	5
CONSECUENCIA	5	1	0	0	0	0
	4	36	15	0	0	70
	3	11	17	0	0	44
	2	1	1	0	0	55
	1	0	6	0	0	0
	0	0	0	0	0	0

NOMENCLATURA	
VH	MUY ALTO
H	ALTO
M	MEDIO
L	BAJO
N	DESPRECIABLE

Tabla 6. Distribución de nivel de riesgo planta.

La distribución del nivel de riesgo para tubería de la planta se presenta por sistema en la Tabla 7.

SISTEMA	# de segmentos					Longitud (m)					TOTAL			
	VH	H	M	L	N	VH	H	M	L	N	Longitud (m)	# segmentos	%	
1. PRINCIPAL, RECIBO Y DESPACHO	0	30	15	16	0	0	377,5	32,4	120,8	0	VH	0	0	0,00%
2. RELEVO Y REINYECCIÓN	0	23	1	20	5	0	576	200	220	345	H	3355,5	114	33,37%
3. SUMIDERO	0	30	0	0	0	0	951	0	0	0	M	2256,9	71	22,44%
4. DIESEL COMBUSTIBLE	0	2	9	6	2	0	53	97	483,5	13	L	1955,3	53	19,44%
5. CRUDO COMBUSTIBLE	0	5	7	0	6	0	54	136	0	185	N	2489	19	24,75%
6. AIRE	0	1	30	0	0	0	15	1422	0	0				
7. AGUA CONTRAINCENDIOS	0	23	9	5	1	0	1329	369,5	715	6				
8. ESPUMA CONTRAINCENDIOS	0	0	0	6	5	0	0	0	416	1940				

Tabla 7, Distribución del riesgo por número de segmentos y longitud.

En la Ilustración 3 y la Tabla 8 se muestra un ejemplo de esquema de riesgo por segmento de un sistema (Crudo combustible) de la planta de bombeo.

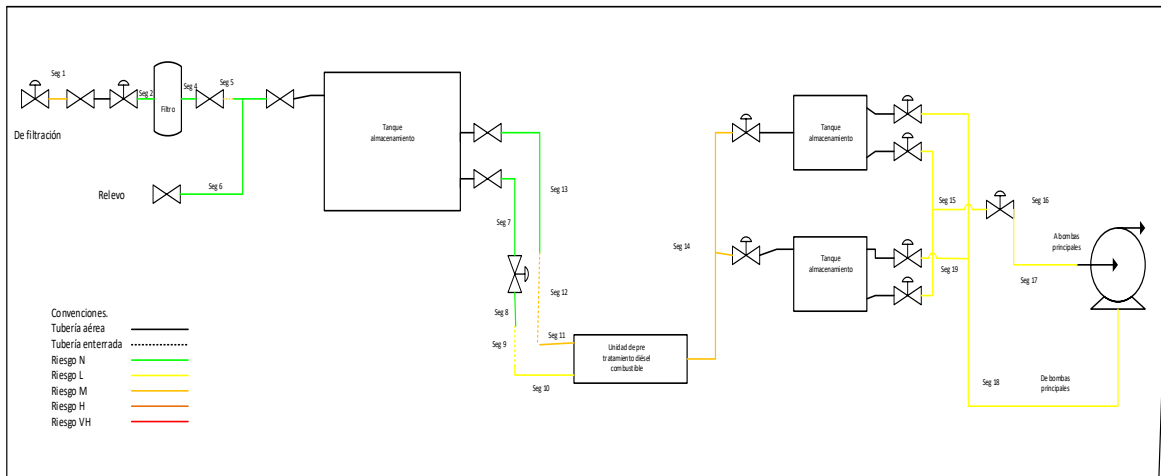


Ilustración 3. Ejemplo esquema de riesgo por sistema.

Sistema	Segmento	Díámetro	Tubería (aérea / enterrada)	Longitud (m)	Riesgo Total
5. Crudo Combustible	Seg 1	6	Aérea	4	H
5. Crudo Combustible	Seg 2	6	Aérea	3	N
5. Crudo Combustible	Seg 4	6	Aérea	2	N
5. Crudo Combustible	Seg 5	6	Aérea	14	H
5. Crudo Combustible	Seg 6	6	Enterrada	155	N
5. Crudo Combustible	Seg 7	4	Aérea	5	N

Sistema	Segmento	Diámetro	Tubería (aérea / enterrada)	Longitud (m)	Riesgo Total
5. Crudo Combustible	Seg 8	4	Aérea	8	N
5. Crudo Combustible	Seg 9	4	Aérea	5	M
5. Crudo Combustible	Seg 10	4	Enterrada	1	M
5. Crudo Combustible	Seg 11	4	Aérea	1	H
5. Crudo Combustible	Seg 12	4	Aérea	5	H
5. Crudo Combustible	Seg 13	4	Enterrada	12	N
5. Crudo Combustible	Seg 14	4	Aérea	30	H
5. Crudo Combustible	Seg 15	6	Aérea	30	M
5. Crudo Combustible	Seg 16	6	Aérea	10	M
5. Crudo Combustible	Seg 17	4	Aérea	30	M
5. Crudo Combustible	Seg 18	4	Aérea	30	M
5. Crudo Combustible	Seg 19	6	Aérea	30	M

Tabla 8. Ejemplo distribución de riesgo por sistema.

Como resultado del RBI se define como plan de acción realizar una inspección on stream a los sistemas de tubería.

3.1.5. PLAN DE INSPECCIÓN BASADO DE ACUERDO A LA NORMA API 570.

Con base en el RBI el plan de inspección tiene como fin mitigar mantener o reducir el riesgo en líneas de tubería, las técnicas de inspección y las cantidades recomendadas tienen como objetivo alcanzar una inspección total de la planta debido a los niveles de riesgo, tiempo desde la última inspección (12 años), así como el cubrimiento de la misma. En el Diagrama 5 se muestra el diagrama de flujo para con los principales pasos para la elaboración y ejecución del plan de inspección.

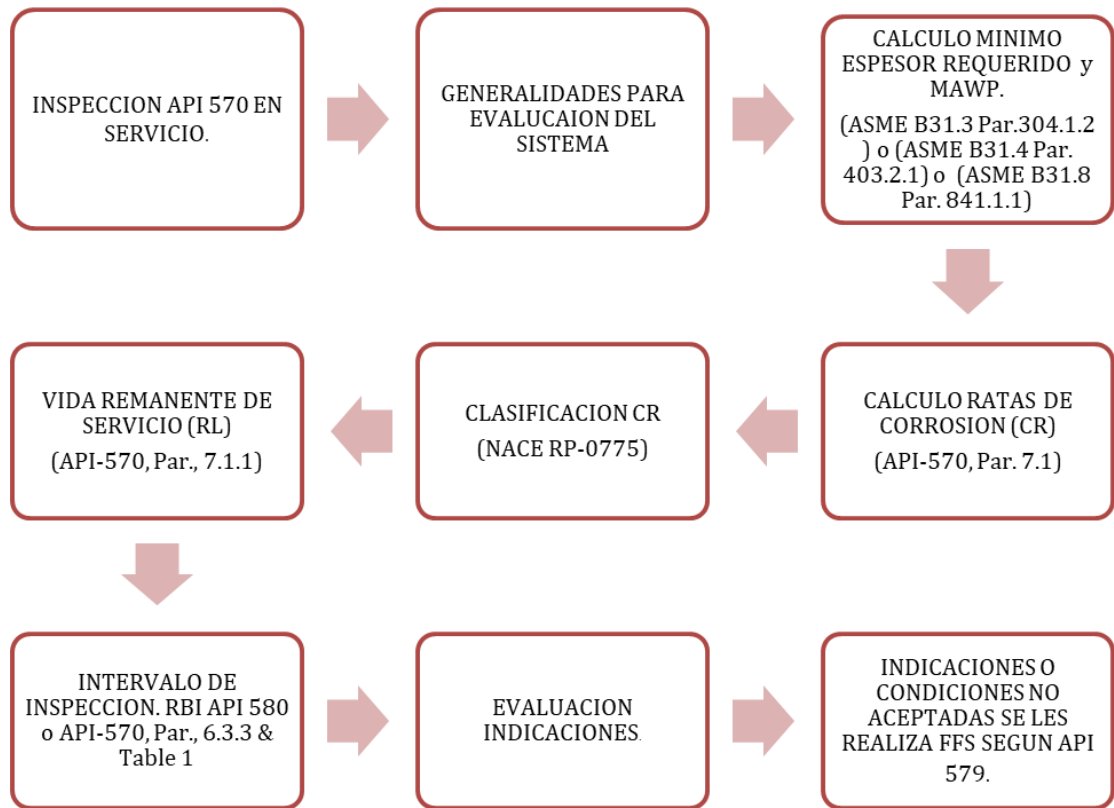


Diagrama 5. Diagrama evaluación API 570. Adaptación auto monografía.

El plan de inspección propuesto está enfocado en aplicar las técnicas necesarias con el fin de determinar velocidades de corrosión y determinar vida remanente de los componentes con el objetivo de disminuir o mantener el nivel de riesgo, el plan se basa en la normativa API 570. En los Diagrama 6, Diagrama 7, Diagrama 8 y Diagrama 9 se presentan el plan de inspección basado en los mecanismos de daño, para tuberías de proceso auxiliares y utilitarias:

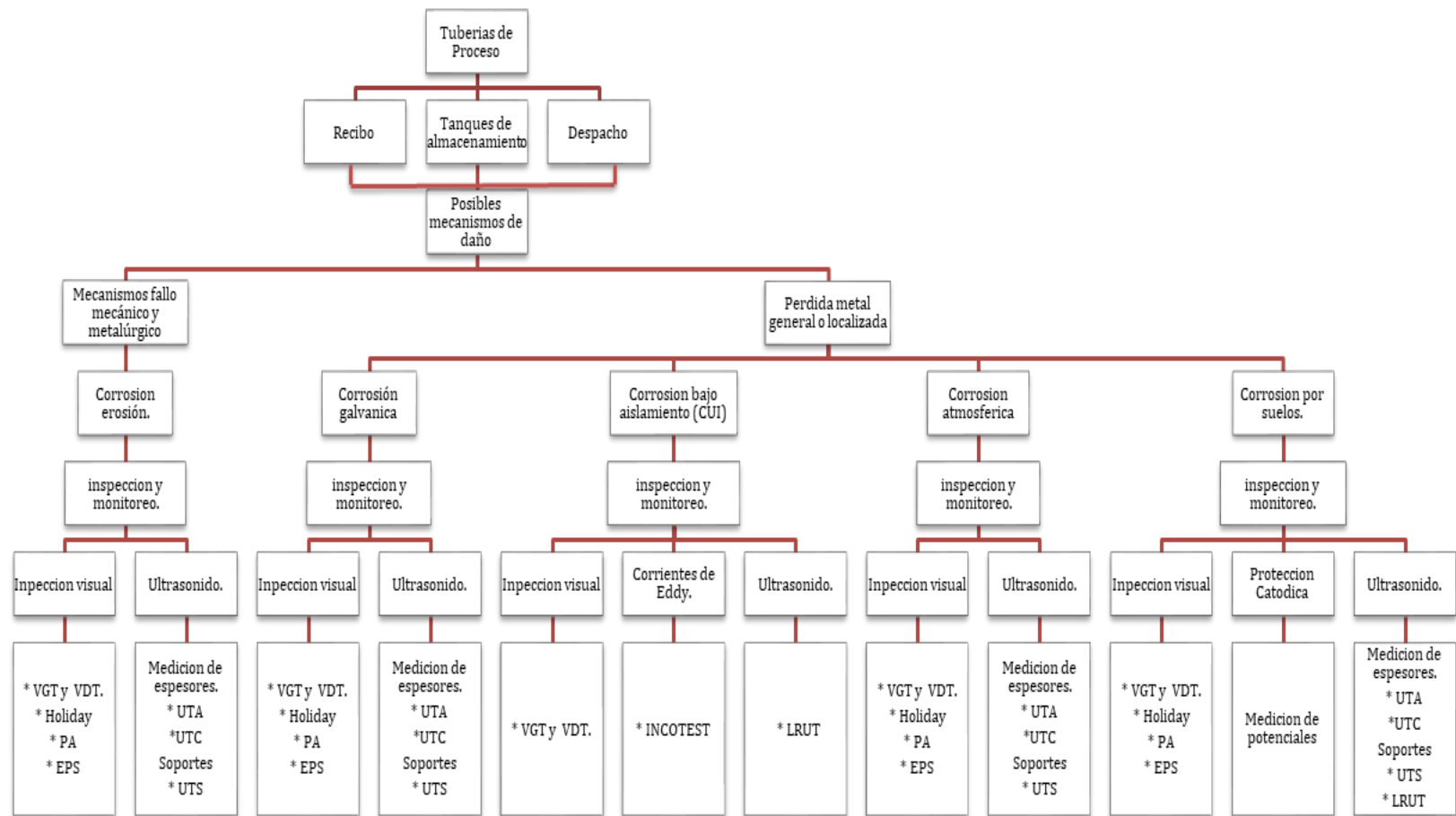


Diagrama 6. Enfoque general plan de inspección planta tubería de proceso.

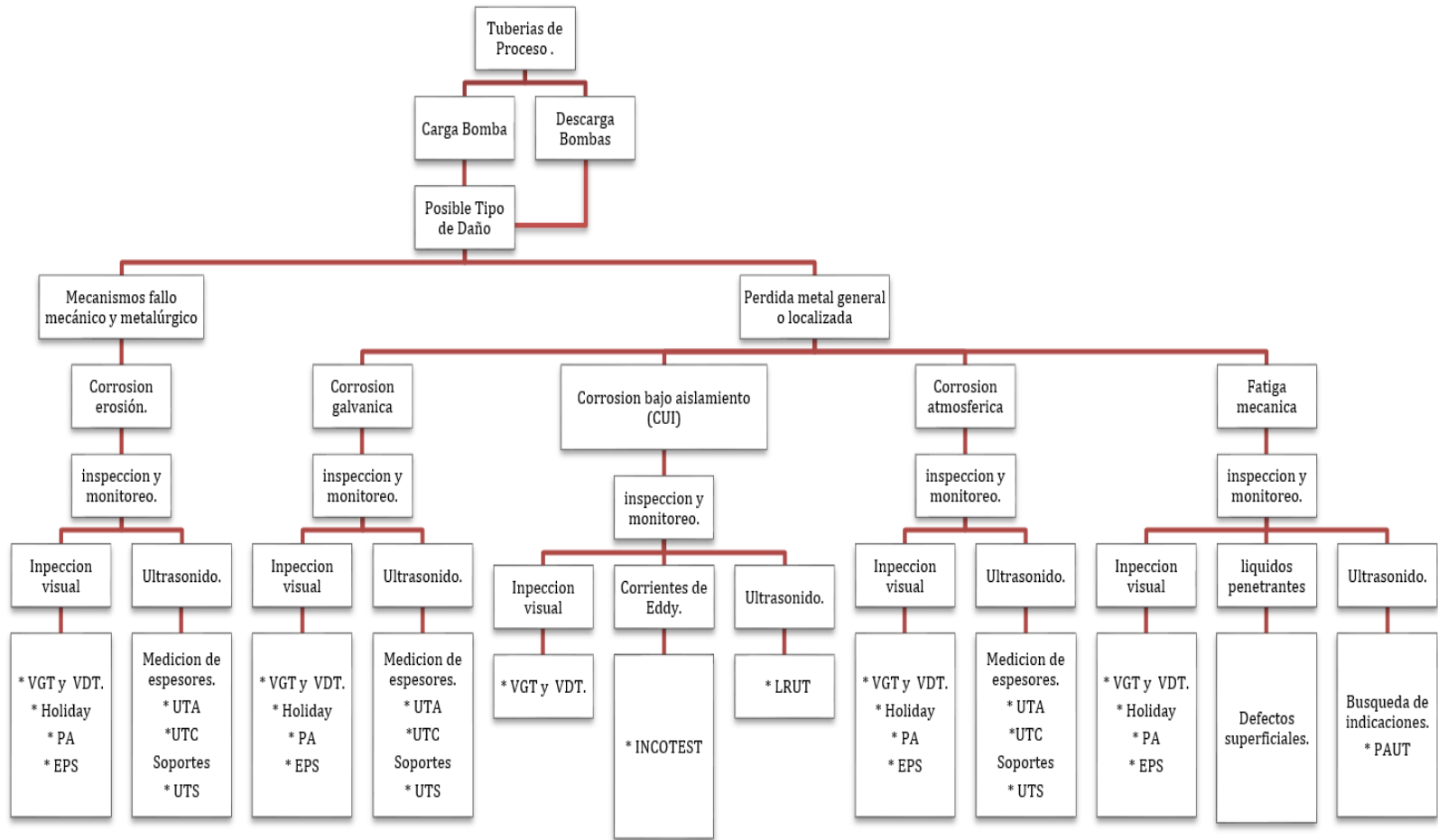


Diagrama 7. Enfoque general plan de inspección planta tubería de proceso Bombas

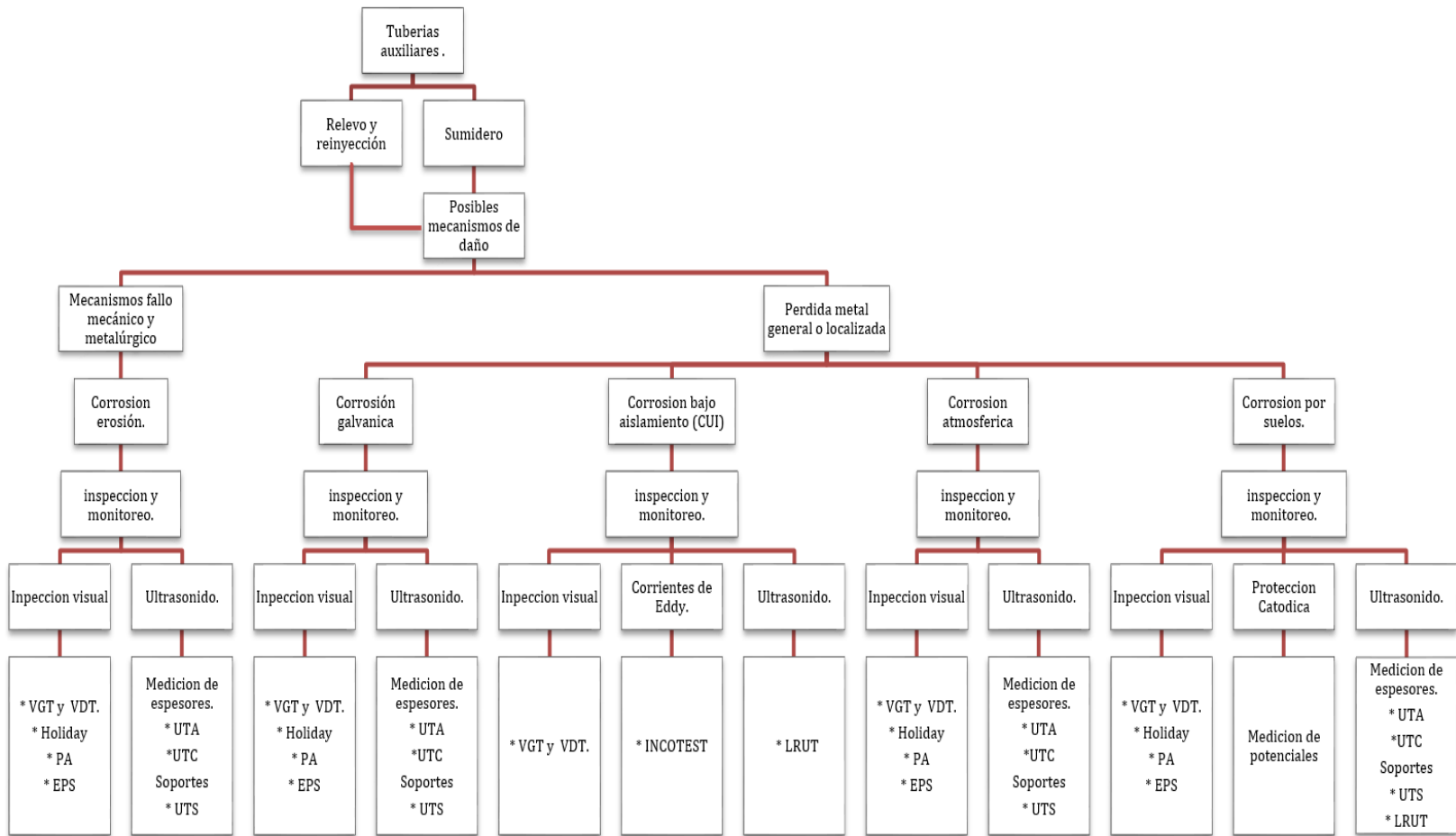


Diagrama 8 Enfoque general plan de inspección planta tubería auxiliar

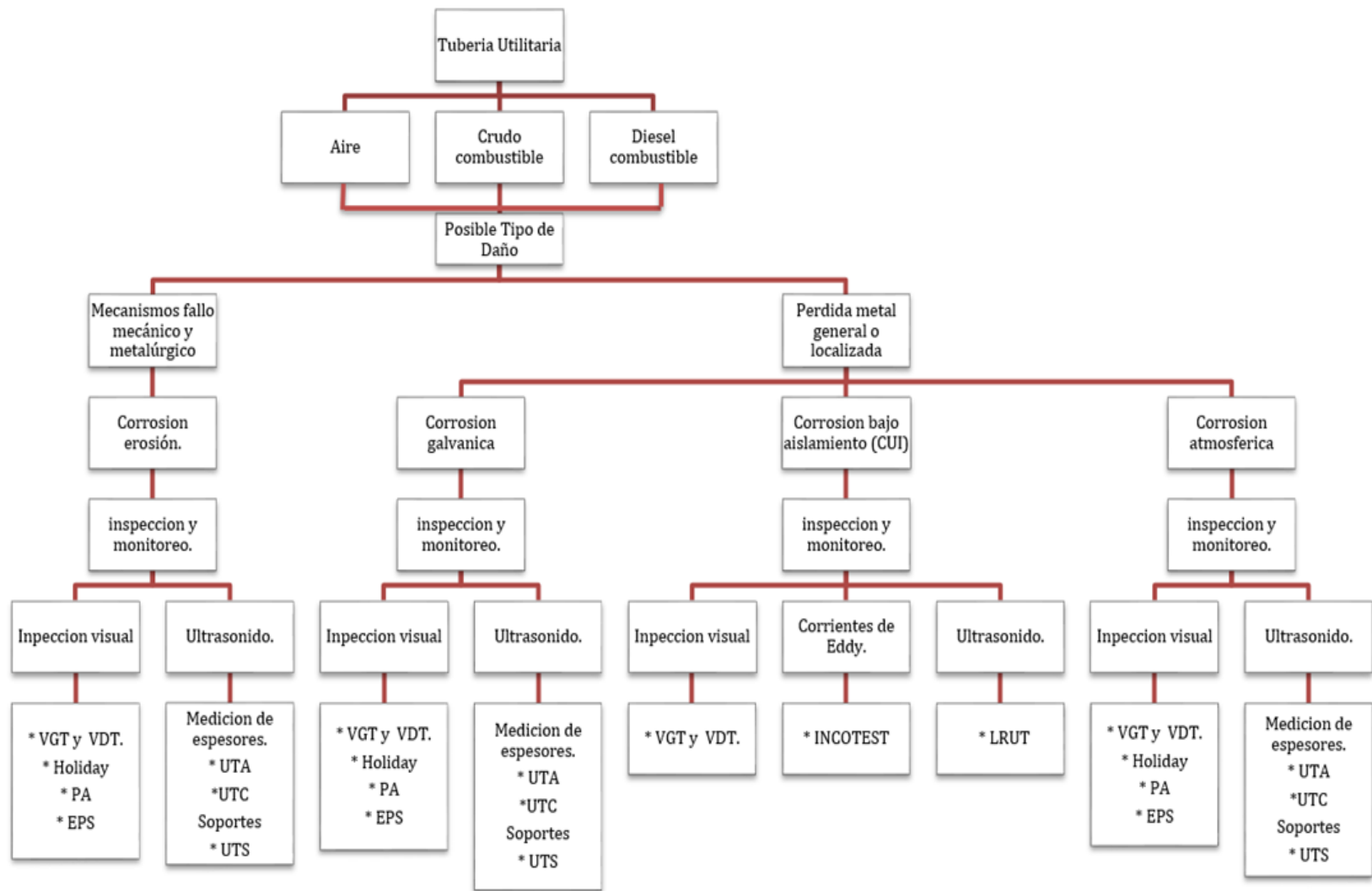


Diagrama 9. Enfoque general plan de inspección planta tubería Utilitaria

En la Tabla 9 se describe brevemente el plan de inspección de acuerdo a la técnica a utilizar y al cubrimiento recomendado según aplique de acuerdo a los Diagrama 6, Diagrama 7, Diagrama 8 y Diagrama 9.

Tipo De Tubería	Técnicas End	Descripción	Alcance Definido De Cubrimiento
Proceso, auxiliares y utilitarios	LRUT	Técnica screening que permite la determinación cualitativa de anomalías o indicaciones.	Tubería enterrada, interface suelo aire y tubería aérea de acuerdo con criterios como longitud de la tubería, configuración geométrica del tramo a inspeccionar, condición y tipo de recubrimiento, nivel de vibración, temperatura de la superficie entre otros.
	VTG	Permite evidenciar daños mecánicos, pérdidas de espesor por corrosión externa, deformaciones, condiciones sub-estándar, estado de soportes., condición general del recubrimiento.	100% tubería a inspeccionar. Se debe tener especial interés en la tubería asociada a la carga y descarga de la zona de bombas de alta, teniendo pendiente la zona con mayor vibración y en Small Bore Piping. Inspección de condición general externa, sistemas de aislamiento, recubrimientos y elementos asociados, des alineamientos, vibraciones y fugas.
	VTD	Verificación y ampliación de hallazgos relevantes relacionados con hallazgos como corrosión externa, daños mecánicos, entre otros. Serán tomadas dimensiones como extensión de la indicación	De acuerdo hallazgos que por VTG requieran ampliar información y/o validación requerida por técnicas de screening como LRUT, MFL.

Tipo De Tubería	Técnicas End	Descripción	Alcance Definido De Cubrimiento
		(longitud, ancho), profundidad, diámetro, entre otros.	
	Holiday	Daños en el recubrimiento Pinhole, sustrato expuesto.	De acuerdo con la VTG y el criterio del inspector se desarrollará en los diferentes sistemas de tubería considerando tubería aérea, interface y enterradas.
	ESP	Daño o deterioro del sistema de recubrimiento. Con el fin de determinar el cumplimiento en cuanto a espesor requerido para cada uno de los esquemas de recubrimiento encontrado se realizara la toma y registro de los espesores en cada sistema.	De acuerdo con la VTG y el criterio del inspector se desarrollara en los diferentes sistemas permitiendo tener una valoración del espesor de película seca de los sistemas de recubrimiento en la totalidad del sistema, considerando tubería aérea, interface y enterradas.
	PDA	Daño o deterioro del sistema de recubrimiento. La prueba de adherencia permite determinar la condición actual de recubrimientos con alguna evidencia de desprendimiento o para recubrimientos nuevos, con el fin de garantizar las condiciones de aplicación y posterior desempeño.	Se realizara en sistemas donde se evidencie daño del recubrimiento o en áreas reparadas en los diferentes sistemas.
	UTA	Valoración de los espesores actuales de los sistemas. Con el fin de tomar una línea base en cada uno de los elementos de los sistemas y posibles pérdidas puntuales.	100% de la tubería y accesorios (codo, tees, reducciones) a inspeccionar de acuerdo con el siguiente plan: <ul style="list-style-type: none"> • Tubería de long entre 0 y 2 m, 3 tml, al inicio, mitad y final de elemento.

Tipo De Tubería	Técnicas End	Descripción	Alcance Definido De Cubrimiento
			<ul style="list-style-type: none"> • Tubería de longitud entre 2 y 6 m, 4 tml, extremo, 2 centros, y extremo. • Tubería de longitud entre 6 y 12 m, 6 tml, extremo 4 centros, extremo. • Codos, 4 tml, extremos (lado junta) y 2 centros (radio externo) • Tee's, 4 tml, 3 extremos (lado junta) y 1 tml en el lomo de la Tee <p>Cada TML (anillo) es compuesto por cuatro medidas ubicadas en las PH (Posiciones Horarias) 12, 3, 6, 9.</p>
	UTC	<p>La evaluación mediante la técnica de scan C será programada así:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Para verificaciones de otras técnicas denominadas screening • Para inspecciones de zonas de difícil condición geométrica como manifolds, cabezales de carga y descarga, líneas de carga y descarga de las unidades, entre otros • Para verificación de condición y elaboración de cálculos de integridad en diferentes elementos de cada uno de los sistemas –esto entendiendo que las técnicas screening no arrojan información suficiente 	<p>La técnica de Scan C se aplica en tubería y accesorios de diámetro mayor a 4", así:</p> <ul style="list-style-type: none"> • En líneas de carga de cada unidad • En líneas de descarga de cada unidad • En cada elemento de los cabezales de carga, incluye Tee y codos. • En racks de tubería donde se realizaron otros END screening, un (1) cml cada un elemento • Para trampas de recibo y envío, un cml al inicio y final de cada barril.

Tipo De Tubería	Técnicas End	Descripción	Alcance Definido De Cubrimiento
		para elaboración de cálculos de integridad-	Todas estas consideraciones deben ajustarse a la realidad en campo, como alturas, espacio entre líneas, condición de la línea, entre otras.
	PAUT/ TOFD	Con el fin de detectar posibles condiciones en juntas como PRWC, fisuras o defectos de fabricación se realizan los ensayos de TOFD / PAUT	Juntas soldadas según criterio del inspector (vibración, esfuerzos, condiciones de presión, consecuencia en caso de daño, entre otros)
	PT	Detectar defectos abiertos a la superficie en juntas soldadas tanto a tope como en bisel. La aplicación de esta técnica se encuentra limitada por limpieza de la superficie, temperatura de la pieza a inspeccionar, facilidades de inspección, entre otros.	Se realizará en: <ul style="list-style-type: none"> • Zona de bombas de despacho, uniones soldadas tubo-tubo, weldolets, socolets, branch, venteos, drenajes. • Líneas de proceso, juntas circunferenciales por condición.
	MFL	Esta técnica de screening permite inspeccionar rápidamente tubería en racks especialmente, su aplicación está limitada a la configuración geométrica, tipo de recubrimiento y condición del material base (corrosión externa).	Racks de tubería de proceso, tubería de espuma y tubería contraincendios. 100%, barridos longitudinales continuos hasta completar el 100% del diámetro.
	UTS	Determinación cualitativa de anomalías o indicaciones en tubería soportada donde es difícil realizar otros ensayos.	100% tubería soportada en zonas con vibración, barridos circunferenciales sobre la tubería en ambos lados del soporte.
Enterradas	PCM	Localización de tubería enterrada y determinación de la condición del recubrimiento por drenajes de corriente.	Tubería enterrada 100% entendiendo las limitaciones de la técnica en cuanto a

Tipo De Tubería	Técnicas End	Descripción	Alcance Definido De Cubrimiento
			interferencias con otras líneas y puentes eléctricos.
	Medición de potencial	Evaluar la condición del sistema de protección catódica frente la norma NACE SP-0169-13	Todas las interfaces, estaciones de monitoreo y excavaciones realizadas.
	Resistividad	Identificar la agresividad del suelo donde se encuentran enterrados los activos de la planta	Barrido 100% por sectores donde se determine paso de líneas enterradas
	Análisis Físico-Químicos	Identificar la agresividad del suelo en mediación a las tuberías.	Toma de muestras en cada una de las excavaciones solicitadas por la inspección por PCM
Piernas muertas.	VTG/UTA/UTC.	Conocer la condición mecánica de la tubería y accesorios que permanezcan con poco o cero flujo.	Combinación de ensayos como inspección visual (100%), UT scan A, de acuerdo con las longitudes, scan C (de acuerdo con el criterio del inspector API 570)
Interface Suelo-aire.	VTG/ UTA/ LRUT	Las interfaces suelo-aire, deberán inspeccionarse en búsqueda de posible corrosión.	De acuerdo a inspección visual se deberá realizar excavación para validación.

Tabla 9. Descripción de técnicas y cubrimiento plan de inspección.

3.1.6. Cálculos integridad tubería según código de inspección (API 570) y diseño (ASME B31.3 o ASME B31.4 o ASME B31.8)

De acuerdo a los lineamientos de API 570 a continuación se presentan las ecuaciones para los cálculos de mínimo espesor requerido y máxima presión admisible de trabajo para aplicar a los sistemas de tubería de acuerdo con el código de diseño de las mismas, así como los cálculos de tasas de corrosión, vida remanente y consideraciones de próximos periodos de inspección de acuerdo con API 570.

3.6.3.1 Espesor requerido y MAWP

- **ASME B31.3 Par. 304.1.2;** La siguiente nomenclatura se usa en la Ecuación 4 y Ecuación 5 para el diseño de presión [4].

D = Diámetro de la tubería (in).

Pi = Presión interna de diseño (psi).

S = Valor de tensión admisible aplicable, (psi).

E = Factor de eficiencia de junta.

t = Espesor calculado para la presión de diseño (in).

t_{actual} = Mínimo espesor medido (in).

W = Factor de reducción de resistencia de la junta de soldadura

Y = Coeficiente de la Tabla 304.1.1

$$t = \frac{P_i D}{2(SEW + PY)}$$

Ecuación 4. Calculo espesor mínimo ASME B 31.3

$$MAWP = \frac{2SEWt_{actual}}{D - (2Yt_{actual})}$$

Ecuación 5 Calculo máxima presión admisible de trabajo ASME B 31.3

- **ASME B31.4 Par. 403.2.1;** La siguiente nomenclatura se usa en la Ecuación 6 y Ecuación 7 para el diseño de presión [5].

D = Diámetro de la tubería (in).

Pi = Presión interna de diseño (psi).

S = Valor de tensión admisible aplicable, (psi).

E = Factor de eficiencia de junta.

t = Espesor calculado para la presión de diseño (in).

t_{actual} = Mínimo espesor medido (in).

$$t = \frac{P_i D}{2SE}$$

Ecuación 6 Calculo espesor mínimo ASME B 31.4

$$MAWP = \frac{2SEt_{actual}}{D}$$

Ecuación 7 Calculo máxima presión admisible de trabajo ASME B 31.4

- **ASME B31.8 Par. 841.1.1.** La siguiente nomenclatura se usa en la Ecuación 8 y Ecuación 9 para el diseño de presión [6].

P = Presión de diseño (psi).

S = Esfuerzo mínimo de fluencia del material (psi).

D = Diámetro exterior de la tubería (in)

t = Espesor de pared de la tubería (in)

t_{actual} = Mínimo espesor medido (in)

F = Factor de diseño.

E = Factor de junta longitudinal

T = Factor de reducción por temperatura

$$t = \frac{PD}{2SFTE}$$

Ecuación 8 Calculo espesor mínimo ASME B 31.8

$$MAWP = \frac{2St_{actual}}{D} FTE$$

Ecuación 9 Calculo máxima presión admisible de trabajo ASME B 31.4

3.6.3.2 Calculo ratas de corrosión

La siguiente nomenclatura se usa en la Ecuación 10 para el cálculo de ratas de corrosión de acuerdo con API-570, Par. 7.1 [9].

- Espesor de inicio (t_{previo}): teniendo en cuenta que no existen registros de inspección anteriores ni TMLs establecidos, el espesor inicial se asume como el espesor nominal.
- Intervalo entre mediciones (lv): Tiempo de servicio.
- Espesor actual (t_{actual}): Mínimo valor medido, en caso que el mínimo valor medido sea considerablemente menor y muy localizado se tomará como espesor actual el promedio de mediciones equidistantes en una longitud y dirección establecida por el API 579 (CTP).

$$RC = \frac{(t_{\text{previo}} - t_{\text{actual}})}{lv}$$

Ecuación 10. Calculo rata de corrosión API 570

3.6.3.3 Clasificación ratas de corrosión

En la Tabla 10 se muestra la calcificación de las ratas de corrosión de acuerdo con NACE SP-0775-13. [10]

Table 2: Qualitative Categorization of Carbon Steel Corrosion Rates for Oil Production Systems

	Average Corrosion Rate		Maximum Pitting Rate (See Paragraph 2.5)	
	mm/y ^(A)	mpy ^(B)	mm/y	mpy
Low	<0.025	<1.0	<0.13	<5.0
Moderate	0.025-0.12	1.0-4.9	0.13-0.20	5.0-7.9
High	0.13-0.25	5.0-10	0.21-0.38	8.0-15
Severe	>0.25	>10	>0.38	>15

^(A) mm/y = millimeters per year
^(B) mpy = mils per year

Tabla 10. Calcificación ratas de corrosión NACE SP 0775

3.6.3.4 Vida remanente: Según

La siguiente nomenclatura se usa en la Ecuación 11 para el cálculo de ratas de corrosión de acuerdo con API-570, Par. 7.1.1. [9]

- $t_{requerido}$ Calculado por la fórmula de diseño según código de diseño.
- t_{actual} Medio durante la inspección.
- RC rata de corrosión calculada.

$$VR = \frac{(t_{actual} - t_{requerido})}{RC}$$

Ecuación 11. Calculo vida remanente API 570

3.6.3.5 Intervalos de inspección:

- Con el uso de RBI: Se puede usar una evaluación de RBI realizada de acuerdo con API 580 para determinar los intervalos de inspección o los siguientes Inspección fecha de vencimiento y alcance de la inspección.
- Sin el uso de RBI: En la Tabla 11 se muestra el máximo intervalo de inspección de acuerdo con API-570, Par. 6.3.3 & Table1 [9]

Table 1—Recommended Maximum Inspection Intervals

Type of Circuit	Thickness Measurements	Visual External
Class 1	5 years	5 years
Class 2	10 years	5 years
Class 3	10 years	10 years
Class 4	Optional	Optional
Injection points ^a	3 years	By class
Soil to Air Interfaces ^b	—	By class

NOTE Thickness measurements apply to systems for which CMLs have been established in accordance with 5.6.

^a Inspection intervals or due dates for potentially corrosive injection can also be established by a valid RBI analysis in accordance with API 580.

^b See API 574 for more information on SAI interfaces.

Tabla 11.Máximo intervalo de inspección recomendado API 570

APORTES DEL DESARROLLO DEL TRABAJO

El desarrollo de la presente monografía permitió poner en práctica los conocimientos adquiridos en el desarrollo de la especialización y corroborar la importancia de las inspecciones basadas en riesgo las cuales son muy útiles para identificar puntos críticos que requieren mayor atención en plantas de bombeo, dicha plantas tienen gran cantidad de sistemas de tubería, equipos, tanques y demás activos fijos a los cuales se les debe realizar seguimiento y monitoreo a fin de garantizar su integridad mecánica para operar de manera segura.

Los recursos requeridos para el monitoreo y mantenimiento de esa gran cantidad de equipos fijos son costosos, por esto la aplicación de RBI es muy útil para la reducción y optimización tanto de recursos económicos, de personal y equipos, ya que la mayor parte de los recursos será invertida en los equipos críticos en la planta.

El plan de inspección es importante definirlo bajo Api 570 de manera adecuada, teniendo como punto de partida los resultados de un RBI a fin de garantizar que el plan cubra los equipos críticos y se evalúen usando la técnica correcta.

CONCLUSIONES

- Mediante la metodología Api 580 RBI es posible determinar los niveles de riesgo de sistemas de tubería presentes en una planta de bombeo, también es posible realizar seguimiento, mitigación y reducción del riesgo implementando planes de inspección basados en dicha metodología con mayor efectividad y a un menor costo.
- La metodología RBI ayuda a la reducción de costos de planes de inspección ya que los principales recursos se pueden destinar a las áreas que presentan mayor riesgo de la instalación evaluada.
- La elaboración del plan de inspección de tuberías basado en API 570 es un útil para conocer el estado de integridad mecánica de los ductos de las plantas de bombeo, teniendo como base la metodología RBI se logran optimizar los planes de inspección en servicio determinando la cantidad de puntos de inspección requeridos en cada sistema de tubería.
- Con la elaboración de un plan de inspección, y con los resultados de dicho plan y usando metodologías de cálculo adecuadas es posible definir un periodo de operación segura, y con ello poder realizar planes de mantenimiento y/o reparación más acertados.

RECOMENDACIONES

- Realizar la implementación de una metodología RBI, como partida para la generación de planes de inspección y mantenimiento de plantas de bombeo en la industria del petróleo.
- Realizar levantamiento adecuado de la isometría de la planta, ubicando puntos de inspección y técnicas aplicadas en los sistemas de tubería y demás equipos inspeccionados.
- Marcación correcta en campo y en los isométricos de los cml que requieren seguimiento según resultado del plan de inspección.
- Intentar garantizar la concordancia entre la valoración API 580, la inspección bajo parámetros API 570 y lo ejecutado en campo.
- Llevar a cabo un seguimiento adecuado a todos los planes de inspección y metodologías RBI, así como controles de cambio a fin de tener veracidad y mayor efectividad en la aplicación de la metodología RBI e inspecciones de en servicio de la planta de bombeo.

BIBLIOGRAFIA E INFOGRAFIA.

- [1] ECOPETROL, "Lo que hacemos / Transporte". {En línea}. {10 julio de 2008} disponible en: (<https://www.ecopetrol.com.co/wps/portal/es/ecopetrol-web/nuestra-empresa/quienes-somos/lo-que-hacemos/transporte>)
- [2] AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE. RP 574 Inspection Practices for Piping System Components. Fourth edition. Washington. API 2016.
- [3] AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE. RP 571 Damage Mechanisms Affecting Fixed Equipment in the Refining Industry. Second edition. Washington. API 2011.
- [4] AMERICAN SOCIETY OF MECHANICAL ENGINEERS. B31.3-2016 Code for Pressure Piping Process Piping. New York. ASME 2016.
- [5] AMERICAN SOCIETY OF MECHANICAL ENGINEERS. B31.4-2016 Code for Pressure Piping Pipeline Transportation Systems for Liquid Hydrocarbons and Other Liquids. New York. ASME 2016.
- [6] AMERICAN SOCIETY OF MECHANICAL ENGINEERS. B31.8-2016 Code for Pressure Gas Transmission and Distribution Piping Systems. New York. ASME 2016.
- [7] AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE. RP 580 Risk-Based Inspection. Third edition. Washington. API 2016.
- [8] AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE. RP 581 Risk Based Inspection Methodology. Third edition. Washington. API 2016.
- [9] AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE. 570 Piping Inspection Code: In-service Inspection, Rating, Repair, and Alteration of Piping Systems. Fourth edition. Washington. API 2016.
- [10] NATIONAL ASSOCIATION OF CORROSION ENGINEERS. SP 0775 Preparation, Installation, Analysis, and Interpretation of Corrosion Coupons in Oilfield Operations. Huston. NACE 2013.
- [11] AMERICAN SOCIETY OF MECHANICAL ENGINEERS. B16.5 Pipe Flanges and Flanged Fittings. New York. ASME 2015.
- [12] AMERICAN SOCIETY OF MECHANICAL ENGINEERS. Boiler and Pressure Vessel Code Section V Nondestructive Examination. New York. ASME 2017.