




CURSO API 570

Código de inspección de tuberías
Inspección, reparación, alteración y rerating
de un sistema de tubería en servicio.



SECCION 1 - ALCANCE

1. Alcance

1.1 Aplicación general

1.1.1 Cobertura

- El API 570 cubre los procedimientos de inspección, reparación, alteración, y reclasificación para sistemas de tubería metálica que están en servicio.

1.1.2 Propósito

El API 570 fue desarrollado para ser usado en las refinerías de petróleo y las industrias de procesos químicos como práctica en algún sistema de tuberías.

Se pretende que sea usada por alguna organización que mantenga o tenga acceso a un organismo de inspección o de reparación autorizada, técnicamente calificada con ingenieros, inspectores /examinadores, tal como esta descrito en la Sección 3 del presente código.

1.1.3 Limitaciones

El API 570 no debe ser usado como un sustituto que gobierna la construcción original del sistema de tuberías.

Está dirigido para tuberías que ya están en servicio.

Tampoco deberá ser usado si produce conflicto con algún requerimiento regulatorio que prevalezca sobre ella.


1.2 APLICACIONES ESPECÍFICAS

1.2.1 Servicio de Fluidos Incluidos

- A excepción de los indicados en el punto 1.2.2, el API 570 se aplica a sistemas de tuberías para hidrocarburos y fluidos inflamables o tóxicos tales como:
 - a. Productos de Petróleo, sin elaborar, intermedios y tratados.
 - b. Productos Químicos, sin elaborar, intermedios y tratados.
 - c. Líneas Catalíticas.
 - d. Sistemas de Hidrógeno, gas natural, gasolina, diesel, gas fuel.
 - e. Vapor de agua y aguas peligrosas dentro de los límites regulados por el estado.
 - f. Químicos peligrosos dentro de los límites regulados por el estado.


1.2.2 Sistemas de tuberías excluidas u opcionales


- El fluido en servicio y clases de sistema de tuberías listadas líneas abajo están excluidas por la API 570 pero pueden ser incluidas por el dueño o el usuario como una opción.
- a. Servicios de fluidos que son excluidos o que pueden ser incluidos como opcionales:
 - Servicio de Fluidos Peligrosos por debajo de los límites definidos por regulaciones locales.
 - Agua (incluido los sistemas de protección contra incendio), vapor, vapor condensado, calderas de agua, y el servicio de fluido de Categoría D definido en la ASME B31.3



b. Clases de sistemas de tuberías que son excluidos u opcionales :

- Sistemas de tuberías sobre estructuras movibles (camiones, barcos, etc).
- Sistemas de tuberías que son una parte integral o componentes rotativos o dispositivos mecánicos alternativos, tal como bombas, compresores, turbinas, generadores, motores, y cilindros hidráulicos y neumáticos.

- 
3. Tubería interna o tubos de calderas y de calentadores de fuego, incluyen tubos, cabezales (headers) de tubos, retornos doblados (return bends), crossovers externas y colectores.
 4. Recipientes a presión, de calefacción, calderas, intercambiadores de calor y otros que manejan fluidos o equipos de procesamiento, incluyendo tuberías internas, y conexiones para tuberías externas.

- 
5. Plomería, drenaje y alcantarillado, sistemas de drenaje de desechos de procesos y alcantarillas.
 6. Tubería o tubos con un diámetro de salida que no excedan de NPS ½.
 7. Tubería no metálicas, poliméricas o tuberías con revestimiento interior de vidrio.



1.3 APTITUD PARA SERVICIO

- Existe el API 579 para hacer evaluaciones del tipo de degradación que hace referencia esta norma como herramienta para una inspección en servicio.



Sección 2 - Referencias







Sección 3 - Definiciones

- **Sistema de tuberías:** El sistema de tubería incluye elementos de soporte de la tubería sin embargo no incluye estructuras de apoyo, como por ejemplo cimientos y armazones estructurales. .
- **Interfase Suelo – a – aire (S/A):** Es un área en la cual puede ocurrir corrosión externa en tubería parcialmente enterrado. La zona de la corrosión variará dependiendo de los factores tales como humedad, contenido de oxígeno del suelo y temperatura de funcionamiento. La zona que generalmente considerada va desde las 12 pulgadas (305mm) por debajo a 6 pulgadas (150 mm) por encima de la superficie del suelo.
- **Fragilización por temple:** Es una pérdida de ductilidad y variación de dureza en aceros susceptibles de baja aleación, tales como 1 ¼ Cr y 2 ¼ Cr, debido a la exposición prolongada de servicio a alta temperatura [700°F – 1070°F (370°C – 575°C)].

- **Reparaciones temporales:** Las reparaciones realizadas a sistemas de tubería con el fin de restaurar la integridad suficiente para continuar el funcionamiento seguro **hasta que se pueda programar y cumplir con las reparaciones permanentes dentro de un período de tiempo aceptable para el inspector o el ingeniero de tubería.**
- **Punto de prueba:** Es un área definida por un círculo el cual tiene un diámetro no mayor que 2 pulgadas (50 mm) para un diámetro de tuberías el cual no excede las 10 pulgadas (250 mm) o no mayor que 3 pulgadas (75 mm) para tuberías más grandes. Las lecturas de espesor pueden ser promediadas dentro de esta área. Un punto de prueba estará dentro de una localización de medición de espesor (TML).

- 
- **Medición de Espesor Localizadas (TMLs):** Son áreas designadas en sistemas de tuberías en donde se realizan inspecciones y mediciones de espesor periódicas.
 - **Programa de verificación de material:** Este programa puede incluir una descripción de métodos para comprobación del material de aleación, marcación de componentes físicos y mantenimiento de los registros del programa.
 - **Prueba de identificación positiva del material (PMI):** Son evaluaciones o pruebas que pueden entregar información cualitativa o cuantitativa, la cual es suficiente para verificar la composición de la aleación nominal.

- 
- **Tuberías fuera de zona:** Tubería de consecuencia inferior fuera de los límites de la unidad de proceso.
 - **Tuberías en el sitio:** Son sistemas de tuberías incluidos dentro de los límites del plano o terreno de las unidades de proceso, tales como, un hidrofraccionador, un fraccionador de etileno o una unidad de crudo.
 - **Especialista de corrosión:** Una persona aceptable para el propietario/usuario quien es conocedor y tiene experiencia en procesos químicos específicos, mecanismos de degradación por corrosión, selección de materiales y otros métodos de mitigación de la corrosión , técnicas de monitoreo de corrosión y los impactos del proceso de corrosión sobre el equipo.

- **Espesor para presión de diseño:** Espesor mínimo requerido sin tolerancia de corrosión, considerando la presión y el código de diseño.
- **Espesor mínimo estructural:** El espesor mínimo sin tolerancia de corrosión, basado en cargas estructurales u otras a considerar.
- **Espesores requeridos:** El mayor espesor de la presión de diseño o **el espesor mínimo estructural**.

SECCION 4 – ORGANIZACIÓN DE LA INSPECCION DEL USUARIO O DEL PROPIETARIO


- 4.1 General:** La organización de inspección del dueño o del usuario. Adicionalmente controlará las actividades que se relacionan con la reclasificación, reparación y alteración de sus sistemas de tubería.
- 4.2 Certificación y calificación del inspector de tubería autorizado API:** Los inspectores de tubería autorizados tendrán educación y experiencia en conformidad con el Apéndice A de este código de inspección. Los inspectores de tubería autorizados serán certificados por el Instituto Americano del Petróleo de acuerdo a los antecedentes del Apéndice A.

4.3 RESPONSABILIDADES

4.3.1 Propietario / Usuario

Una organización que es dueña o usuaria. Es responsable del desarrollo, documentación, puesta en práctica, ejecución y evaluación de los sistemas de inspección de tuberías, así como de los procedimientos de inspección, los cuales cumplirán los requisitos de este código de inspección. **Estos sistemas y procedimientos estarán contenidos en un manual de inspección de certificación de calidad o procedimientos escritos e incluirán:**

- Evaluación y aceptación de dibujos, cálculos de diseño y detalles técnicos para reparaciones, alteraciones y reclasificaciones.
- Controles necesarios, de tal manera que solamente se usen procedimientos y soldadores calificados para todas las reparaciones y alteraciones.

- 
- Controles necesarios que garanticen, que solamente se **utilicen procedimientos y personal de ensayos no destructivos calificados (NDE)**.
 - Controles necesarios **que aseguren el uso de materiales que cumplan con la sección aplicable del Código ASME** para reparaciones y alteraciones.
 - Controles necesarios de tal manera que todo el **equipo de prueba y medición de inspección sea mantenido y calibrado adecuadamente**.
 - Requisitos de auditoria interna para el sistema de control de calidad para **dispositivos de alivio de presión**.

4.3.2 Ingeniero de tuberías.

- El ingeniero de tuberías es responsable ante el dueño o usuario, por las actividades que involúcran **el diseño, análisis de ejecución, análisis o evaluación de sistemas de tuberías cubiertos por el API 570.**

4.3.3 Organización de Reparación.

- La organización de reparación será responsable ante el dueño o usuario del aprovisionamiento de los materiales, equipos de ejecución, control de calidad y mano de obra necesaria para mantener y reparar los sistemas de tuberías de acuerdo a los requisitos del API 570.

4.3.4 Inspector de tuberías autorizado

- Cuando se efectúen las inspecciones, reparaciones o alteraciones en sistemas de tuberías, un inspector de tubería autorizado (certificado) por API será responsable ante el dueño o el usuario, para garantizar que se cumplan los requisitos del API 570, sobre inspección, examinación y verificación. El estará directamente involucrado en las actividades de inspección.

4.3.5 Otro Personal


- El personal de operación, mantenimiento u otro personal, que tengan conocimiento o experiencia especial en relación con sistemas de tuberías, serán responsables de poner en conocimiento prontamente al inspector o al ingeniero de tuberías, sobre cualquier condición extraña o sospechosa que pueda desarrollarse, así como de proveer alguna asistencia, en el caso en que sea necesaria.



SECCION 5- PRÁCTICAS DE PRUEBA E INSPECCION

5.1 INSPECCION BASADA EN EL RIESGO (RBI)

- La identificación y evaluación de mecanismos de degradación potenciales son pasos importantes en una estimación de la probabilidad de la falla de una tubería.
- De acuerdo a la RP API 580, la evaluación de probabilidad debe basarse sobre todas las formas de degradaciones que pudieran esperarse razonablemente que afecten a los circuitos de las tuberías en cualquier servicio en particular.

- 
- Adicionalmente, se debe evaluar la eficacia de las prácticas de inspección, instrumentos y técnicas utilizadas para hallar los mecanismos de degradación potenciales y esperados. Esta probabilidad de estimación de falla debe ser repetida cada vez que se realizan cambios de proceso o de equipo que pudieran afectar significativamente las velocidades de degradación o provocar falla prematura de la tubería.

- **API RP 580 incluye:** Los **materiales de construcción** que sean los adecuados; condiciones del proyecto del circuito de tubería relativas a las **condiciones de funcionamiento**; conveniencia de los códigos y de las **normas de diseño utilizados**; eficacia de los **programas de supervisión de la corrosión** y la calidad de los programas de mantenimiento e inspección de Certificación de Calidad/Control de Calidad.
- La estimación de consecuencia debe tener en cuenta los incidentes potenciales que pueden ocurrir como producto de liberación de fluido, incluyendo explosión, fuego, exposición a tóxico e impacto ambiental y otros efectos de la salud asociados con una falla de tubería.
- En conformidad con la API RP 580, se definirá claramente todos los factores que contribuyen a la probabilidad y consecuencia de una falla de tubería.




5.2 PREPARACION

- En el API RP 579, Apéndice G, se presenta una visión generalizada de los tipos de deterioro y modos de falla experimentados en un equipo contenedor de presión.

5.3 INSPECCION PARA TIPOS ESPECIFICOS DE CORROSION Y AGRIETAMIENTO

- Cada propietario o usuario debe dar atención específica a la necesidad de inspección de sistemas de tuberías que son susceptibles a los siguientes tipos específicos y áreas de deterioro:
 - a. Puntos de inyección
 - b. Tramos muertos
 - c. Corrosión bajo aislamiento (CBA / CUI).
 - d. Interfases suelo aire (S/A).

- 
- e. Corrosión localizada y específica del servicio.
 - f. Erosión y corrosión/erosión.
 - g. Agrietamiento ambiental
 - h. Corrosión debajo de los aislamientos interiores y depósitos.
 - i. Agrietamiento por fatiga.
 - j. Agrietamiento por termofluencia (Creep)
 - k. Fractura frágil.
 - l. Daño por congelamiento.

5.3.1 Puntos de Inyección.

- A veces los puntos de inyección están sujetos a corrosión acelerada o localizada desde condiciones de operación normal a anormal.
- Al designar un circuito de punto de inyección para los propósitos de la inspección, **el límite aguas arriba** recomendado del circuito del punto de inyección estará a una **distancia mínima de 12 pulgadas (300 mm) o tres diámetros de tubería, desde el punto de inyección (la medida que sea más grande).**

5.3.1 Puntos de Inyección (cont.)

- El límite corriente abajo recomendado del circuito del punto de inyección es el segundo cambio en la dirección del flujo más allá del punto de inyección o 25 pies (7.6 m) más allá del primer cambio en la dirección del flujo, cualquiera que sea menor. En algunos casos, puede resultar más adecuado extender este circuito a la siguiente pieza de equipo de presión de la manera indicada en la [Figura 5-1](#).

- Los métodos preferidos para inspeccionar puntos de inyección son radiografía y/o ultrasonido, según lo que resulte más adecuado, para establecer el espesor mínimo en cada TMLs. (Locaciones de medición de espesores).
- Durante las inspecciones programadas periódicas, se debe aplicar una inspección más extensiva a un área que comienza 12 pulgadas (300 mm) corriente arriba de la boquilla de inyección y que continúa por lo menos diez diámetros de tubería corriente abajo del punto de inyección. Adicionalmente, se debe medir y registrar el espesor en todos los TMLs dentro del circuito del punto de inyección.

5.3.2 Tramos muertos

- La velocidad de corrosión en tramos muertos puede variar significativamente de la tubería activa adyacente. **El inspector debe supervisar el espesor de pared en los tramos muertos seleccionados, incluyendo el extremo estancado y la conexión a una línea activa.**

5.3.3 Corrosión Bajo Aislamiento (CBA / CUI)

- **Las fuentes de humedad pueden incluir lluvia, fugas de agua, condensación y sistemas de inundación.** Las formas más comunes de CBA son corrosión localizada debido a la presencia de cloruros en aceros inoxidable austeníticos y aceros al carbono bajo tensión (principalmente en los primeros).

5.3.3.1 Sistemas de tubería aisladas susceptibles de CBA:


Ciertas áreas y tipos de sistemas de tubería son potencialmente más susceptibles a CBA, incluyendo las siguientes:


- a. Areas expuestas a niebla rociada encima desde torres de agua de refrigeración.
- b. Areas expuestas a respiraderos de vapor.
- c. Areas expuestas a zonas de posible de inundación.
- d. Areas sometidas a derrames de proceso, ingreso de humedad o vapores ácidos.

5.3.3.2 Localizaciones comunes en sistemas de tuberías susceptibles a CBA.

Las áreas de sistemas de tubería clasificadas en 5.3.3.1 pueden tener localizaciones específicas dentro de ellas que son más susceptibles a CBA, incluyendo las siguientes:

- Todas las penetraciones o brechas en los sistemas con encamisado de aislación tales como:
- Tramos muertos (respiraderos, drenajes y otros ítems similares).
- Soportes diversos de tuberías.
- Válvulas y accesorios (superficies de aislamiento irregular).
- Zapatas de tubería.
- Penetraciones de tubos de vapor.

- 
- Terminaciones de aislamiento en bridas y otros componentes de la tubería.
 - Recubrimiento aislante (Foil) dañado.
 - Costuras del recubrimiento aislante ubicadas en la parte superior de la tubería horizontal o el recubrimiento aislante sellado o traslapado inadecuadamente.
 - Falta de terminación del aislante en una tubería vertical.

- 
- Calafateo que se ha endurecido (frágil), se ha separado o que se perdió.
 - Pandeos o decoloración del sistema de encamisado o de aislación o bandas perdidas (los pandeos o encorvamientos pueden indicar formación de productos de corrosión.)
 - Puntos bajos en sistemas de tubería que tienen una brecha conocida en el sistema de aislación, incluyendo puntos bajos en tendidos largos de tubería sin apoyo.
 - Uniones con esparragos / tuercas de bridas de acero al carbono y de baja aleación, así como de otros accesorios.

5.3.4 Interfase Suelo – Aire (S/A)

- Las interfaces suelo aire (S/A) para tuberías enterradas sin protección catódica adecuada serán incluidas en las inspecciones externas programadas.
- Si la tubería enterrada tiene protección catódica satisfactoria según lo determinado por la supervisión de acuerdo con lo indicado en la sección 9, se requerirá excavación solamente si existe evidencia de daño del revestimiento. Si la tubería enterrada no está revestida, se debe excavar de 6 a 12 pulgadas (150 mm a 300 mm) de profundidad para evaluar el potencial daño oculto.

5.3.5 Corrosión localizada y específica del servicio


- Un programa de inspección eficaz incluye los siguientes tres factores, los cuales ayudan a identificar la posibilidad de corrosión localizada y específica del servicio, así como seleccionar las TMLs adecuadamente:
- Un inspector con conocimiento del servicio y donde exista probabilidad de que ocurra corrosión.
- Uso extensivo de exámenes no destructivos (NDE).
- Comunicación del personal de operación cuando ocurran trastornos de proceso que puedan afectar la velocidad de corrosión.

5.3.6 Erosión y Corrosión/Erosión

- Puede definirse la erosión como la eliminación de material de superficie mediante la acción de numerosos impactos individuales de partículas líquidas y sólidas.
- Normalmente la erosión ocurre en áreas de flujo turbulento tales como cambios de dirección en un sistema de tubería o corrientes aguas abajo de las válvulas de control donde puede ocurrir vaporización.
- Las áreas de las que se sospecha que tienen corrosión/erosión localizada deben ser inspeccionadas utilizando métodos de END adecuados que rendirán datos de espesores sobre un área amplia tales como exploración ultrasónica UT, perfil radiográfico RT o Corrientes de Eddy ET.

5.3.7 Agrietamiento Ambiental

- Los materiales de construcción de sistemas de tuberías normalmente son seleccionados para resistir las variadas formas de agrietamiento por corrosión bajo esfuerzo (SCC). Sin embargo algunos sistemas de tuberías pueden ser susceptibles a agrietamiento ambiental debido a condiciones de proceso alteradas, CUI, condensación no anticipada o exposición a sulfuro de hidrógeno húmedo o carbonatos.

- 
- Algunos ejemplos de agrietamiento ambiental incluyen:
 - SCC por cloruros en aceros inoxidable austeníticos.
 - SCC por ácido polinitrico en aceros aleados austeniticos sensibilizados .
 - SCC en soda cáustica (conocida a veces como fragilización cáustica).
 - SCC de carbonatos, ampollamientos por Hidrógeno
 - Prever inspecciones con PT, MT húmedas fluorescentes y/o UT.

5.3.8 Corrosión debajo de Linings (Revestimientos) y Depósitos

- Si los revestimientos externos o internos, aislamientos internos refractarios y aislamientos internos resistentes a la corrosión (linings) están en buenas condiciones y no hay razón para sospechar de una condición de deterioro detrás de ellos, normalmente no es necesario retirarlos para la inspección del sistema de tuberías.
- La eficacia de los aislamientos interiores resistentes a la corrosión (linings) se reducen enormemente debido a roturas o agujeros en su superficie.

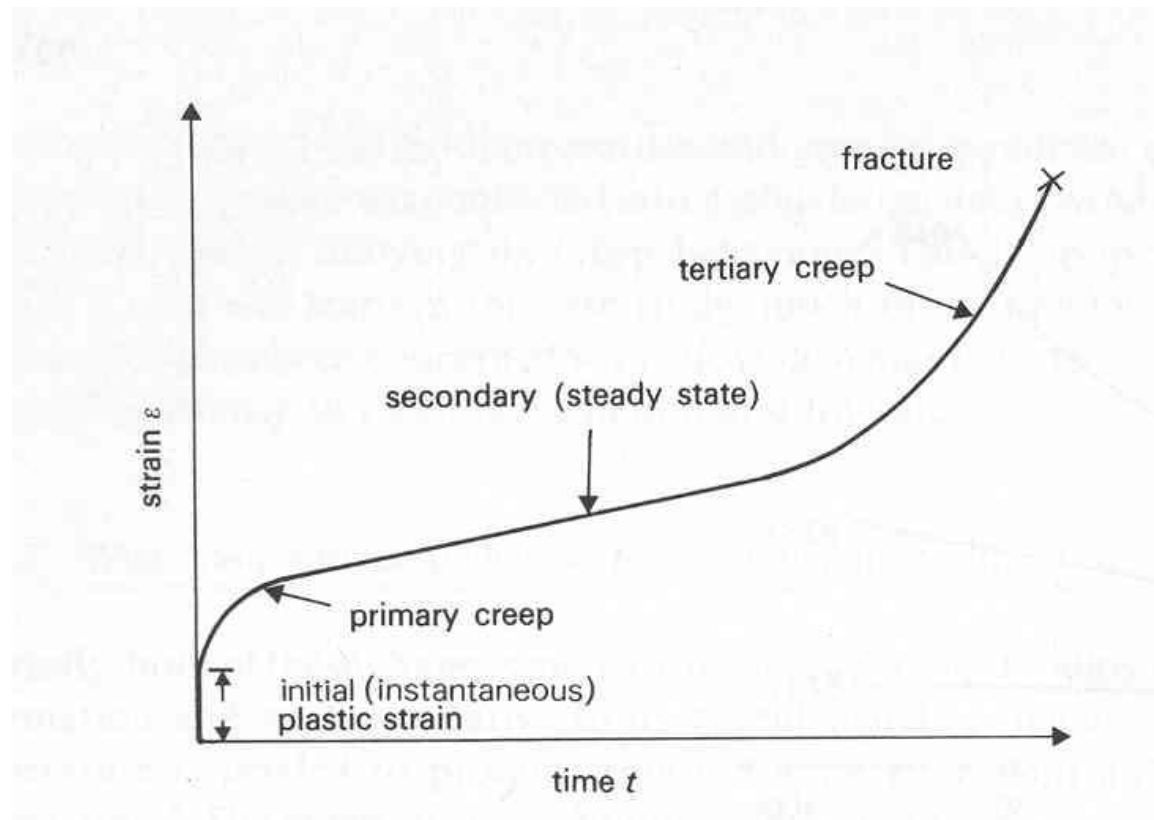
5.3.9 Agrietamiento por Fatiga

- El agrietamiento por fatiga en sistemas de tubería puede resultar de esfuerzos cíclicos excesivos que están frecuentemente por debajo del punto de elasticidad del material.
- El agrietamiento por fatiga puede ser detectado principalmente en puntos de intensificación de esfuerzos, tales como, conexiones en derivación. Asimismo las localizaciones donde los metales que tienen diferentes coeficientes de expansión térmica y están unidos por soldadura, pueden ser susceptibles a fatiga térmica.

5.3.10 Agrietamiento por Fluencia

- La termo-fluencia depende del tiempo, la temperatura y el esfuerzo. El agrietamiento por fluencia eventualmente puede ocurrir en condiciones de diseño puesto que algunos esfuerzos tolerables del código de tuberías están en la gama de fluencia.
- Los métodos END para detectar agrietamiento por fluencia incluyen prueba de líquidos penetrantes, ensayos de partículas magnéticas, prueba de ultrasonido, prueba radiográfica y metalografía in situ. También se puede usar la prueba de emisión acústica para detectar la presencia de grietas que son activadas por tensiones o presiones generadas durante la prueba.

Curva de Fluencia Lenta (Creep)



5.3.11 Fractura Quebradiza

- Los aceros al carbono, de baja aleación y otros aceros ferríticos pueden ser susceptibles a falla quebradiza en o por debajo de la temperatura ambiente.
- La mayoría de las fracturas quebradizas han ocurrido en la primera aplicación de un nivel de esfuerzo particular (es decir, la primera prueba hidráulica o sobrecarga) a menos que se introduzcan defectos críticos durante el servicio.

5.3.12 Daño por Congelamiento

- A temperaturas por debajo del punto de congelación del agua, el agua y las soluciones acuosas en sistemas de tuberías pueden congelarse y provocar falla debido a la expansión de estos materiales.
- Después de climas congelantes inesperadamente severos, es importante revisar si hay daño por congelamiento en componentes de tuberías expuestos antes de que el sistema se deshiele.



5.4 TIPOS DE INSPECCION Y VIGILANCIA

- Diferentes tipos de inspección y vigilancia son utilizados dependiendo de las circunstancias y del sistema de tubería. Estos incluyen los siguientes:
 - a. Inspección visual interna.
 - b. Inspección de medición de espesores.
 - c. Inspección visual externa.
 - d. Inspección de vibraciones en tuberías.
 - e. Inspección suplementaria.

5.4.1 Inspección Visual Interna

- Las inspecciones visuales internas no son normalmente ejecutadas en tuberías. Cuando es posible y factible las inspecciones visuales internas pueden ser programadas para sistemas tales como líneas de transferencia de gran diámetro, ductos, líneas catalíticas u otros sistemas de tuberías de diámetros mayores.



5.4.2 Inspección por Medición de Espesores

- Se realiza una inspección por medición de espesores para determinar la condición interna y el espesor remanente de los componentes de la tubería.
- Las mediciones de espesor se pueden obtener cuando un sistema de tubería está en operación o fuera de operación y serán ejecutadas por el inspector o el examinador (NDE).

5.4.3 Inspección Visual Externa

- Se realiza una inspección visual externa para determinar la condición del exterior de la tubería, sistema de aislamiento, pintura y sistemas de revestimiento, así como del soporte asociado; y para verificar si hay señales de desalineamiento, vibración y fugas.
- Se pueden realizar inspecciones de tuberías externas cuando el sistema de tuberías está en servicio. Consulte el **API RP-574 para información útil acerca de cómo dirigir inspecciones externas**. En el Apéndice D se entrega una lista de comprobación para ayudar a dirigir inspecciones de tuberías externas.



5.4.4 Vigilancia de Movimiento de la Línea y tubería vibratoria

- El personal de operación debe informar acerca de tubería oscilante o vibratoria al personal de inspección para su evaluación.
- Otros movimientos de línea significativos deben ser informados, los cuales pueden haberse originado por martillo líquido, frenado de líquido en tuberías de vapor o expansión térmica anormal.

5.4.5 Inspección Complementaria

- Se puede programar otras inspecciones según conveniencia o necesidad. Los ejemplos de tales inspecciones incluyen el uso periódico de radiografía y/o termografía para comprobar taponamiento interno, termografía para verificar puntos calientes en los sistemas con refractario interno o inspección por agrietamiento ambiental.
- También se puede usar emisión acústica, detección de fuga acústica y termografía para detección de fugas. Se puede utilizar ultrasonido y/o radiografía para detectar corrosión localizada.



5.5 LOCACIONES DE MEDICION DE ESPESORES-TMLs

5.5.1 Generalidad

- Las locaciones de medición de espesores (TMLs) son áreas específicas a lo largo del circuito de tubería donde las inspecciones serán realizadas. La naturaleza de los TMLs varían conforme al comportamiento del sistema de tuberías.


5.5 LOCACIONES DE MEDICION DE ESPESORES (CONT)

5.5.2 Control de TMLs

- Cada sistema de tubería será controlado tomando mediciones de espesores en los TMLs. Los circuitos de tuberías con severas consecuencias en caso de falla y aquellos sometidos a velocidades de corrosión más altas o corrosión localizada, tendrán más TMLs y serán controlados más frecuentemente.

5.5.3 Selección de los TMLs

- Se deben seleccionar más TMLs para sistemas de tubería con cualquiera de las siguientes características:
 - a. Altas posibilidades de crear una emergencia de seguridad o ambiental en la eventualidad de una fuga.
 - b. Velocidades de corrosión más altas a las esperadas o experimentadas.
 - c. Mayores posibilidades de corrosión localizada.
 - d. Mayor complejidad en términos de accesorios, bifurcaciones, tramos muertos, puntos de inyección y otros artículos similares.
 - e. Potencial más alto para CBA. (CUI)

- 
- Los TML pueden ser eliminados para sistemas de tubería con cualquiera de las dos siguientes características:
 - Posibilidades extremadamente bajas para crear una emergencia de seguridad o ambiental en la eventualidad de una fuga.
 - Sistemas no corrosivos tal como ha sido demostrado por la historia o por servicio similar y sistemas no sometidos a cambios que pudieran provocar corrosión.

5.6 METODOS DE MEDICION DE ESPESOR

- Los instrumentos de medición de espesor ultrasónicos normalmente son los medios más precisos para obtener mediciones de espesor en tubería instaladas mayores a NPS-1.
- Los inspectores deben estar conscientes de posibles fuentes de inexactitudes de las mediciones y realizar todo esfuerzo para eliminar su ocurrencia. Como una regla general, cada una de las técnicas de END tendrá límites prácticos con respecto a la exactitud. (Una alternativa son los patrones de calibración tipo Steps / Escaleras).

- 
- Los factores que pueden contribuir a la exactitud reducida de mediciones ultrasónicas incluyen lo siguiente:


- Calibración inadecuada del instrumento.
- Escamas o revestimientos externos.
- Excesiva rugosidad de la superficie.
- Excesivo “Movimiento de vaivén” del palpador (sobre la superficie curva).
- Defectos del material en la sub superficie, tal como laminaciones.
- Efectos de temperatura [a temperaturas sobre 150°F (65°C)].
- Pantallas pequeñas de detectores de defecto UT.
- Espesores de menos de 1/8 de pulgada (3.2mm) para calibradores de espesores digitales comunes.

Como parte de las inspecciones se puede usar técnicas B-Scan UT, medidores de pittings, pruebas radiográficas y de corrientes de Eddy.

5.7 PRUEBA DE PRESION EN SISTEMAS DE TUBERIAS

- Las pruebas de presión no son dirigidas normalmente como parte de una inspección de rutina (Ver el punto 8.2.6 para los requisitos de prueba de presión por reparaciones, alteraciones y reclasificación). Las excepciones a esto incluyen los requisitos de jurisdicciones locales después de alteraciones soldadas o cuando lo especifique el inspector o el ingeniero de tuberías.
- Cuando sean requeridas se harán bajo los alcances del ASME B31.3.

- La tubería fabricada que tenga componentes de acero inoxidable Serie 300 debe ser probada hidrostáticamente con una solución de agua potable (Ver nota) o condensado de vapor. Después de que la prueba sea completada, se debe desaguar la tubería completamente (todos los respiraderos en los puntos altos deben estar abiertos durante el desaguado), y soplar con aire o secar de otra manera.
- Si el líquido es inflamable, éste deberá tener un punto de inflamación no menor a 120°F (49°C).
- Nota: El agua potable en este contexto sigue la práctica de los EE.UU., con 250 partes por millón máximo de cloruros o sanitizada con cloro u ozono.

- 
- Si una prueba de presión será mantenida por un período de tiempo y el fluido de prueba en el sistema está sometido a expansión térmica, se deben tomar precauciones para evitar presión excesiva.
 - Al término de la prueba de presión, los dispositivos de alivio de presión y otros accesorios que hayan sido retirados, serán reinstalados.





5.8 VERIFICACION DEL MATERIAL Y CAPACIDAD DE SEGUIMIENTO DEL MISMO.

- Durante las reparaciones o alteraciones de sistemas de tuberías de material aleado, el inspector verificará que la instalación de materiales nuevos sean los materiales de construcción especificados o seleccionados.
- Este programa de verificación del material debe estar de acuerdo con los alcances del API RP-578 (PMI – Identificación Positiva del Material).

5.9 INSPECCION DE VALVULAS


- Normalmente, las mediciones de espesor no son tomadas rutinariamente sobre válvulas en circuitos de tuberías. El cuerpo de una válvula normalmente es más grueso que otros componentes de la tubería por razones de diseño.
- Sin embargo, cuando las válvulas son desmanteladas para reparación y servicio, el taller debe estar atento a cualquier patrón de corrosión inusual o adelgazamiento y cuando se observe, entregar aquella información al inspector.


- 
- Cuando se realicen las pruebas de presión de cierre y/o del cuerpo de la válvula después del servicio, estas deben ser efectuadas de acuerdo a API Std-598.
 - El método de inspección visual de válvulas check, normalmente debe incluir:
 - a. Comprobación para garantizar de que el “flapper” (plato de cierre), tenga libre movimiento, tal como requiere su operación normal y sin soltura excesiva debida a desgaste.

- 
- El tope del plato de cierre (Flapper) no debe tener desgaste excesivo, esto minimizará la posibilidad de que no existe una adecuada hermeticidad, cuando válvula de retención (check) sea montada en una posición vertical.
 - Verificar que la tuerca y el perno del Flapper (plato de cierre), estén siempre debidamente ajustados.

5.10 INSPECCION DE SOLDADURAS EN SERVICIO

- La inspección de la calidad de soldadura de tuberías normalmente se cumple como parte de los requisitos en construcciones nuevas, reparaciones o alteraciones. Sin embargo, frecuentemente las soldaduras son inspeccionadas en servicio por corrosión y puede incluir un perfil radiográfico de la zona afectada.
- También puede utilizarse UT en el proceso de inspección.


- 
- Si las imperfecciones son observadas en la soldadura de fabricación original, se requiere un análisis del impacto de la calidad de la soldadura sobre la integridad de la tubería.
 - En este análisis pueden participar :
 - a. El inspector de tuberías API.
 - b. El inspector certificado de soldadura.
 - c. El ingeniero de tuberías.
 - d. Un análisis de aptitud para el servicio RP API-579

- 
- Los temas a considerar en la evaluación de la calidad de las soldaduras existentes, incluyen los siguientes:
 - a. Criterios de aceptación de inspección de fabricación original.
 - b. Alcance, magnitud y orientación de las imperfecciones.
 - c. Periodo de tiempo en servicio.
 - d. Condiciones de funcionamiento vs. diseño.
 - e. Presencia de tensiones por tuberías secundarias (residuales y térmicas).
 - f. Posibilidad de falla por cargas de fatiga (mecánicas y térmicas).
 - g. Clasificación del sistema de tuberías (primario o secundario).
 - h. Posibilidad de falla por impacto o cargas transitorias.
 - i. Posibilidad de falla por agrietamiento ambiental.
 - j. Dureza de la soldadura.

Las inspecciones pueden incluir el uso del método UT haz angular a cargo de inspectores certificados.

5.11 INSPECCION DE JUNTAS EMBRIDADAS

- Se debe examinar las marcas / impresiones sobre una muestra representativa de empaquetaduras y esparragos / tuercas a instalarse, para determinar si cumplen con la especificación del material.
- Las marcas / impresiones pueden relacionarse o identificarse en las normas correspondientes ASME y ASTM. Los esparragos / tuercas cuestionables deben ser verificados o reemplazados.


- 
- Si las bridas instaladas se observan con irregularidades, deben verificarse de acuerdo a las marcas, espesores y especificaciones. (Ref. : ASME B16.5).
 - Es recomendable que el esparrago recorra todas las roscas de la tuerca, sin embargo se puede aceptar que un hilo quede libre.
 - Los pernos / tuercas del bonete de la válvula y brida deben ser examinados visualmente por corrosión, fugas, depósitos, etc.
 - Ver API RP-574, prácticas recomendadas para la inspección de componentes de sistemas de tuberías, cuando las bridas son aperturadas.




SECCION 6- FRECUENCIA Y ALCANCE DE LA INSPECCION

6.1 GENERAL

- La frecuencia y el alcance de la inspección en circuitos de tuberías dependen de las formas de degradación que pueden afectar a la tubería y la consecuencia de una falla.
- El esquema de clasificación de tuberías simplificado en la Sección 6.2 se basa en la consecuencia de una falla. Se usa esta clasificación para establecer la frecuencia y el alcance de la inspección.

- 
- Después de efectuar una evaluación efectiva, se puede usar los resultados para establecer una estrategia de inspección del circuito de tuberías y definir mejor lo siguiente:
 - a. Los métodos de inspección más apropiados, alcance, instrumentos y técnicas a utilizar en función de las formas esperadas de degradación.
 - b. La frecuencia de inspección apropiada.
 - c. La necesidad de pruebas de presión después de ocurrido el daño o una vez terminadas las reparaciones o modificaciones.
 - d. Acciones de prevención y mitigación, para reducir la probabilidad y consecuencia de una falla en la tubería.

- 
- Se puede usar una evaluación RBI para aumentar o disminuir los límites de inspección descritos en la Tabla 6-1. De manera similar, se puede aumentar o disminuir el alcance de la inspección más allá de los objetivos de la Tabla 6-2 mediante una evaluación RBI.
 - Estas evaluaciones de RBI serán revisadas y aprobadas por un ingeniero de tuberías y el inspector de tuberías autorizado a intervalos que no excedan los límites respectivos de la Tabla 6-1 o con más frecuencia si se justifica por cambios de proceso, equipo o consecuencias.

6.2 CLASES DE SERVICIO EN TUBERÍAS

- El dueño o los usuarios mantendrán un registro de los fluidos del proceso manejados por la tubería, incluyendo sus clasificaciones. API RP-750 y NFPA 704 proveen información que puede ser de ayuda al clasificar los sistemas de tuberías conforme a los peligros potenciales de los fluidos de procesos que ellas contienen.
- A continuación, las tres clases de tuberías que se recomiendan.

6.2.1 Clase 1

- Los ejemplos de tubería Clase 1 incluyen, aunque no necesariamente se limitan a aquellos que contienen lo siguiente:
 - a. Servicios de combustibles inflamables, que pueden autorefrigerarse y conducir a una fractura quebradiza.
 - b. Servicios presurizados que pueden vaporizarse rápidamente durante su fuga, creando vapores que pueden concentrarse y formar una mezcla explosiva, tal como las corrientes de C2, C3 y C4.
 - c. Sulfuro de hidrógeno (con más del 3 por ciento peso) en una corriente gaseosa.
 - d. Cloruro de hidrógeno anhidro.
 - e. Ácido fluorhídrico.
 - f. Tubería sobre o adyacente a sistemas de agua y tuberías públicas.



6.2.2 Clase 2

- Los servicios que no están en otras clases están en la clase 2 y que cubren la mayoría de unidades de proceso. Ejemplos característicos de estos servicios incluyen a aquellos que contienen lo siguiente:
 - a. Hidrocarburos en la zona de procesos que se vaporizarán lentamente en caso de fuga.
 - b. Hidrógeno, gas combustible y gas natural.
 - c. Cáusticos y ácidos fuertes en la zona de procesos.



6.2.3 Clase 3

- Ejemplos de servicio de Clase 3 son los siguientes:
 - a. Hidrocarburos en la zona de procesos que no se vaporizarán significativamente durante una fuga, tales como aquellos que operan por debajo del punto de inflamación.
 - b. Líneas de producto y destilado hacia y desde almacenamiento y carga.
 - c. Cáusticos y ácidos lejos del sitio.

6.3 INTERVALOS DE INSPECCION

Los intervalos de inspección se establecen de acuerdo a los siguientes criterios :

- Cálculos del rate de corrosión y vida remanente.
- Clasificación de servicio de la tubería.
- Requerimientos gubernamentales exigidos.
- Juicio del inspector autorizado, el ingeniero de tuberías, el especialista en corrosión, basado en las condiciones operativas, historial, resultados de inspecciones previas e inspecciones suplementarias

6.3 INTERVALOS DE INSPECCION

- Las mediciones de espesor deben ser programadas con base en cálculos no mayores a la $1/2$ de la vida restante determinada a partir de las velocidades de corrosión indicadas en el punto 7.1.1 o a los intervalos máximos sugeridos en la **Tabla 6-1**, cual sea más corto.
- Se debe examinar y ajustar el intervalo de inspección según sea necesario después de cada inspección o cambio significativo en las condiciones operativas.

6.4 ALCANCE DE LAS INSPECCIONES VISUALES EXTERNAS Y DE CBA (CUI).

- Los intervalos de inspección visual externa pueden ser establecidos usando una evaluación RBI válida dirigida conforme al API RP 580 (Risk Based Inspection)
- El daño en aislamiento en zonas altas puede resultar en CUI en áreas remotas mas bajas.
- El evaluación radiográfica o remoción del aislamiento durante la inspección visual es normalmente requerida cuando se sospecha daños por CUI.
- Los sistemas de tuberías con una vida residual mayor a los 10 años o que estén adecuadamente protegidos contra la corrosión externa, no deben ser considerados para la inspección END recomendada en la **Tabla 6-2**.



6.5 ALCANCE DE LA INSPECCION DE MEDICION DE ESPESOR


- Para satisfacer los requisitos del intervalo de inspección, cada inspección de medición de espesores, debe obtener lecturas de espesor sobre una muestra representativa de la Locación de Medición de Espesores (TML) en cada circuito.



6.6 ALCANCE DE LAS INSPECCIONES DE TUBERIAS AUXILIARES, DE PEQUEÑO TAMAÑO Y CONEXIONES ROSCADAS.

6.6.1 Inspección de Tuberías de Tamaño Pequeño

- Las tuberías de tamaño pequeño (SBP) que son tuberías de proceso primario, deben ser inspeccionadas conforme a todos los requisitos de este documento.

- 
- Clase 1 será inspeccionada conforme a los mismos requisitos que la Tubería de proceso primaria. La inspección de TTP secundaria Clase 2 y Clase 3 es optativa. Los tramos muertos SBP (tal como las bridas de nivel) en sistemas Clase 2 y Clase 3 deben ser inspeccionados en el caso donde la corrosión ha sido experimentada o se anticipa.



6.6.2 Inspección de Tuberías de Emergencia

- Los criterios a considerar al determinar si la SBP de emergencia necesitará alguna forma de inspección incluyen lo siguiente:
 - a. Clasificación.
 - b. Potencial para agrietamiento por fatiga o ambiental.
 - c. Potencial para corrosión con base en la experiencia con sistemas primarios adyacentes.
 - d. Potencial para CBA



6.6.3 Inspección de Conexiones Roscadas

- La inspección de conexiones roscadas será conforme a los requisitos registrados anteriormente para tuberías de emergencia y de tamaño pequeño.
- Al seleccionar TML sobre conexiones roscadas, incluya solamente aquellas que puedan ser radiografiadas durante inspecciones programadas.

- Tabla 6-1

Tipo de Circuito	Medición de espesores	Insp. Visual externa
Clase 1	5 años	5 años
Clase 2	10 años	5 años
Clase 3	10 años	10 años
Puntos Inyección	3 años	Por clase
Interfases aire a tierra		Por clase



Sección 7. - Inspección datos de evaluación, análisis y grabación

7.1 DETERMINACION DE LA VELOCIDAD DE CORROSION

7.1.1 Cálculos de la Vida Remanente

La vida restante del sistema de tuberías será calculada a partir de la siguiente fórmula:

$$\text{Vida Restante (años)} = \frac{t_{\text{real}} - t_{\text{requerida}}}{\text{Velocidad de corrosión} [\text{pulgadas (mm) anual}]}$$

Donde:

t^{real} = espesor real, en pulgadas (milímetros), medidos en el momento de la inspección para una localización dada o componente según lo detallado en el punto 5.6.

$t^{\text{requerida}}$ = espesor requerido, en pulgadas (milímetros), en la misma localización o componente que la medición t^{real} obtenida por las fórmulas del proyecto (Ej. presión y estructural) antes de agregar la tolerancia por corrosión y la tolerancia del fabricante.


- La velocidad de corrosión de largo plazo (LP) de circuitos de tubería será calculada a partir de la siguiente fórmula:

$$\text{Velocidad de Corrosión (LP)} = \frac{t_{\text{inicial}} - t_{\text{real}}}{\text{Tiempo (años) entre } T_{\text{inicial}} \text{ y } t_{\text{real}}}$$

- La velocidad de corrosión de corto plazo (CP) de circuitos de tubería será calculada a partir de la siguiente fórmula:


$$\text{Velocidad de Corrosión (CP)} = \frac{t_{\text{anterior}} - t_{\text{real}}}{\text{Tiempo (años) entre } T_{\text{anterior}} \text{ y } t_{\text{real}}}$$

- Donde:
- t^{inicial} = el espesor, en pulgadas (milímetros) en la misma localización que t^{real} medida en la instalación inicial o en el comienzo de un nuevo ambiente de velocidad de corrosión,
- t^{anterior} = el espesor, en pulgadas (milímetros), en la misma localización que la t^{real} medida durante una o más inspecciones anteriores.

- 
- El análisis estadístico que emplea mediciones de punto no es aplicable a sistemas de tubería con mecanismos de corrosión impredecibles localizados significativos.

7.1.2 Sistemas de tuberías Recientemente Instalados o Cambiados de Servicio.

- Para sistemas de tuberías y sistemas de tuberías nuevos para los cuales se están cambiando las condiciones de servicio, se empleará uno de los métodos siguientes para determinar la probable velocidad de corrosión a partir de la cual se puede estimar el espesor de pared restante en el momento de la siguiente inspección.
- Se puede calcular una velocidad de corrosión para un circuito de tuberías a partir de los datos recogidos por el propietario o por el usuario en sistemas de tuberías de material similar en servicio comparable.

- 
- Si los datos para el mismo servicio o servicio similar no están disponibles, una velocidad de corrosión para el circuito de tubería puede ser estimada a partir de la experiencia del propietario o del usuario o a partir de datos publicados acerca de sistemas de tuberías en servicio comparable.
 - Si la velocidad de corrosión probable no puede ser determinada por cada método registrado en el ítem a o en el ítem b, se harán las determinaciones de medición de espesor iniciales después de no más de 3 meses de servicio utilizando mediciones de espesor no destructivas del sistema de tubería.



7.1.3 Sistemas de tuberías Existentes

- Las velocidades de corrosión serán calculadas sobre una base de corto plazo o de largo plazo.
- Si los cálculos indican que se ha supuesto una velocidad de corrosión inexacta, la velocidad a usar para el siguiente período será ajustada para que coincida con la velocidad real hallada.



7.2 DETERMINACION DE LA PRESION DE TRABAJO MAXIMA PERMITIDA

Se puede realizar cálculos para materiales conocidos si se conoce todos los siguientes detalles esenciales para cumplir con los principios del código correspondiente:

- a.Límites de temperatura superior y/o inferior para materiales específicos.
- b.Calidad de los materiales y mano de obra.
- c.Requisitos de inspección
- d.Reforzamiento de las aberturas
- e.Cualquier requisito de servicio cíclico.



Tabla 7-1

- Contienen 2 ejemplos de cálculos de MAWP ilustrando el uso del concepto de vida media de corrosión.





7.3 DETERMINACION DEL ESPESOR PARA RETIRO

- El espesor de retiro de la pared de tubería mínimo requerido será igual o mayor que el espesor mínimo requerido como espesor de retiro .

7.3.2 EVALUACION DE LOS HALLAZGOS DE LA INSPECCION


- Los componentes que contienen presión que se encuentran que tienen degradación que podría afectar su capacidad de transporte de carga (cargas de presión y otras cargas aplicables, Ej. viento, peso, etc., según API RP 579) serán evaluados para continuar en servicio.

- 
- Esta evaluación requiere el uso de una tolerancia de corrosión futura, la cual será establecida basándose en la Sección 7.1 de este código de inspección.
 - Evaluación de Pérdida de Metal General – API RP 579, Sección 4.
 - Evaluación de Pérdida de Metal Local – API RP 579, Sección 5.
 - Evaluación de Corrosión por Picadura – API RP 579, Sección 6.
 - a. Para evaluar ampollas y laminaciones, se debe ejecutar una evaluación de aptitud para el servicio en conformidad con API RP 579, Sección 7.

- 
- Para evaluar distorsiones de pared y desalineamiento de soldaduras, se debe ejecutar una evaluación de aptitud para el servicio en conformidad con API RP 579, Sección 8.
 - Para evaluar defectos tipo grieta se debe ejecutar una evaluación de aptitud para el servicio en conformidad con API RP 579, Sección 9.
 - Para evaluar los efectos de daño por fuego, se debe ejecutar una evaluación de aptitud para el servicio en conformidad con API RP 579, Sección 11.

7.5 ANALISIS DE ESFUERZO EN LATUBERÍA

- La tubería debe ser soportada y guiada de tal manera que (a) su peso sea llevado de manera segura, (b) que tenga suficiente flexibilidad para expansión térmica o contracción y (c) que no vibre excesivamente. La flexibilidad de la tuberías es de creciente interés mientras más grande es el diámetro de la tubería y más grande es la diferencia entre las condiciones de temperatura ambiente y de funcionamiento.
- El análisis de esfuerzo de la tubería para evaluar la flexibilidad del sistema y la aptitud o conveniencia del apoyo no es realizado normalmente como parte de una inspección de tubería.

- 
- El análisis de esfuerzo de la tubería puede identificar los componentes más fuertemente sometidos a esfuerzo en un sistema de tuberías y pronosticar el movimiento térmico del sistema cuando es puesto en operación.
 - Esta información puede ser usada para concentrar los esfuerzos de inspección en las localizaciones más proclives a daño por fatiga a partir de ciclos de expansión térmica (calentamiento y enfriamiento) y/o daño por fluencia en tubería de temperatura alta.

7.6 Informes y registros de inspección del sistema de tuberías.

- Cualquier aumento significativo en las tasas de corrosión, se informa al owner / usuario para una acción apropiada.
- Estos registros deberán contener los datos pertinentes, tales como servicio del sistema de tuberías; clasificación; identificación de números; intervalos de inspección; y los documentos necesarios para el registro del nombre de la prueba individual realizada; la fecha; los tipos de pruebas; los resultados de la medición de espesores y otras pruebas, inspecciones, reparaciones (temporales y permanentes), alteraciones, **rerating**.
- La información del diseño y los planos pueden ser incluidos. La información de las actividades del mantenimiento y los eventos que afectan la integridad del sistema de tubería también será incluido. La fecha y resultados requeridos de las inspecciones externas serán registrados. (Ver API RP 574 guía de registro de inspección de tubería).



SECCION 8 – REPARACIONES, ALTERACIONES Y RECLASIFICACION DE SISTEMAS DE TUBERIAS

8.1 REPARACIONES Y ALTERACIONES

- Se seguirán los principios de ASME B31.3 o el código de acuerdo al que se construyó el sistema de tuberías.



8.1.1 Autorización.

- Toda la obra de alteración y de reparación debe ser realizada por una organización de reparación según se define en la Sección 3 y debe estar autorizada por el inspector con anterioridad a su comienzo.

8.1.2 Aceptación.

- Todos los métodos propuestos de diseño, ejecución, materiales, procedimientos de soldadura, examen y pruebas deben ser aceptados por el inspector o por el ingeniero de tuberías, según lo que sea más adecuado.
- Ejemplos son grietas de las que se sospecha que son causadas por vibración, variación térmica, problemas de expansión térmica y agrietamiento ambiental.


8.1.3 Reparaciones de Soldadura (Incluyendo en Servicio)

8.1.3.1 Reparaciones Temporales

- Para reparaciones temporales, incluyendo en servicio, se puede aplicar una camisa partida soldada de circunvalación completa o una envoltura tipo caja diseñada por el ingeniero de tuberías sobre el área corroída o dañada. Las grietas longitudinales no serán reparadas de esta manera a menos que el ingeniero de tuberías halla determinado que no se espera que las grietas se propaguen por debajo de la manga.

8.1.3.1 Reparaciones Temporales (cont).


- Si el área de reparación está localizada (por ejemplo picaduras o agujeros tamaño alfiler) y la resistencia al punto de fluencia mínimo especificado (SMYS) de la tubería no es mayor de 40.000 psig (275.800 kPa), se puede hacer una reparación temporal con soldadura de filete en un acoplamiento partido (camisa) diseñado adecuadamente o un parche tipo placa sobre el área picada. (Vea el punto 8.2.3 para consideraciones de diseño y el Apéndice C para un ejemplo).


$$d = 4 \sqrt{Rt}$$

- Donde:
- d = la distancia mínima entre los talones del filete de soldadura del filete de soldadura adyacente, en pulgadas (mm).
- R = la del radio en pulg. (mm).
- t = El espesor mínimo requerido del filete de soldadura en el parche, en pulg (mm).

8.1.3.2 Reparaciones permanentes.

- Las reparaciones a defectos hallados en componentes de tuberías se pueden ejecutar realizando una ranura en la soldadura que quite completamente el defecto y luego rellenar la ranura con metal de soldadura depositado en conformidad con el punto 8.2.
- Las áreas corroídas pueden ser restauradas con depósitos de metal de soldadura, en conformidad con el punto 8.2. Las irregularidades de la superficie y contaminación serán quitadas antes de la soldadura. Se aplicarán métodos de END adecuados después del término de la soldadura.

- 
- Si es factible sacar fuera de servicio el sistema de tuberías, el área defectuosa puede ser quitada cortando una sección cilíndrica y reemplazándola con un componente de tubería que cumpla con el código aplicable.
 - Se pueden usar parches insertos (parches parejos) para reparar áreas corroídas o dañadas si se cumplen los requisitos siguientes:
 - a. Se provee soldaduras de ranura de penetración completa.
 - b. Para sistemas de tuberías Clase 1 y Clase 2 las soldaduras serán 100 % radiografiadas o probadas con ultrasonido usando procedimientos de END que estén aceptados por el inspector.
 - c. Los parches pueden ser de cualquier forma, pero tendrán ángulos redondeados [1 pulgada (25mm) de radio mínimo].

8.1.4 Reparaciones sin Soldadura (en servicio)

- Las reparaciones temporales de secciones adelgazadas localmente o con defectos lineales circunferenciales pueden ser ejecutadas en servicio instalando una abrazadera empernada fabricada y diseñada adecuadamente. El diseño incluirá control de cargas de empuje axiales si el componente de tubería que está siendo afianzado con abrazadera, es (o puede llegar a ser) insuficiente para controlar el empuje de presión.

8.2 SOLDADURA DE DERIVACION EN CALIENTE

- Toda la soldadura de alteración y de reparación será ejecutada en conformidad con los principios de ASME B31.3 o el código al cual se construyó el sistema de Tuberías.
- Cualquiera soldadura dirigida sobre componentes de tuberías en operación, debe ser ejecutada en conformidad con API Publ. 2201.

8.2.1 Procedimientos, Calificaciones y Registros

- La organización de reparación usará soldadores y procedimientos de soldadura calificados de acuerdo a ASME B31.3 o el código con el cual se construyó la tubería.

8.2.2 Precalentamiento y Tratamiento Térmico Posterior a la Soldadura (TTPS).

8.2.2.1 Precalentamiento

- El precalentamiento, a no menos de 300°F (150°C) puede ser considerado como una alternativa al tratamiento térmico posterior a la soldadura (TTPS) para alteraciones o reparaciones de sistemas de tubería inicialmente tratados con calor posterior a la soldadura como un requisito del código.


8.2.2.1 Precalentamiento

- Esto se aplica a tuberías construidas de los aceros P-1 registrados en ASME B31.3. Los aceros P-3, con la excepción de aceros Mn-Mo también pueden recibir la alternativa de precalentamiento mínimo de 300°F (150°C) cuando la temperatura de funcionamiento del sistema de tuberías es bastante alta para entregar dureza razonable y cuando no existe peligro identificable asociado a la prueba de presión, parada y puesta en marcha.



8.2.2.2 Tratamiento Térmico Posterior a la Soldadura. (TTPS)

- El TTPS de alteraciones o reparaciones de sistema de tubería debe ser realizada utilizando los requisitos aplicables de ASME B31.3 o el código con el cual se construyó la tubería.

- 
- El TTPS localizado puede ser sustituido por una banda de calentamiento de 360 grados sobre reparaciones locales en todos los materiales, con tal de que se apliquen las siguientes precauciones y requisitos:
 - Se examina la aplicación y el ingeniero de tuberías desarrolla un procedimiento.
 - Al evaluar la conveniencia de un procedimiento, se tendrá en cuenta los factores aplicables, tal como el espesor del metal base, gradientes térmicos, propiedades del material, cambios que resultan del TTPS, la necesidad de soldaduras de penetración completa y exámenes de superficie y volumétricos después del TTPS.

- Al soldar, se mantiene un precalentamiento de 300°F (150°C) o superior según lo especificado por los procedimientos de soldadura específicos.
- La temperatura requerida de TTPS será mantenida en una distancia de no menos a dos veces el espesor del metal base medida desde la soldadura
- Además se aplicará calor controlado a cualquiera conexión en derivación u otro aditamento dentro del área de TTPS.
- Se ejecuta el TTPS para complacencia con el código y no para resistencia al agrietamiento ambiental.



8.2.3 Diseño.

- Las uniones a tope serán soldaduras de ranura con penetración completa.
- Los componentes de tuberías serán reemplazados cuando exista probabilidad de que la reparación sea inadecuada. Las conexiones y los reemplazos nuevos serán proyectados y fabricados conforme a los principios del código aplicable. El diseño de envolturas y reparaciones temporales será aceptado por el ingeniero de tuberías.

8.2.3 Diseño. (cont.)

- Se puede aplicar un parche a las superficies externas de la tubería con tal de que sea conforme al punto 8.1.3 y que cumpla cada uno de los requisitos siguientes:
- El parche propuesto entrega resistencia de diseño equivalente a una abertura reforzada diseñada conforme al código aplicable.
- El parche propuesto está diseñado para absorber deformación de membrana de la pieza en una manera que esta en conformidad con los principios del código aplicable, si se cumplen los criterios siguientes:
 1. El esfuerzo límite de membrana no es excedido en la pieza de tubería o en el parche.
 2. El estiramiento en el parche no resulta en tensiones de la soldadura de filete que exceden los esfuerzos límite para dichas soldaduras.
 3. Un parche sobrepuesto tendrá ángulos redondeados (vea el Apéndice C).



8.2.4 Materiales

- Los materiales usados en realizar reparaciones o alteraciones serán de una calidad soldable conocida, complacerán al código aplicable y serán compatibles con el material original. Para requisitos de verificación del material, vea el punto 5.8.




8.2.5 Examen No Destructivo

- La aceptación de una alteración o de una reparación soldada incluirá END en conformidad con el código aplicable y la especificación del propietario o del usuario a menos que esté detallado de otra manera en API 570.

8.2.6 Prueba de Presión


- Después de que la soldadura es terminada, se ejecutará una prueba de presión en conformidad con el punto 5.7 si es factible y si el inspector lo juzga necesario.
- Normalmente se requiere pruebas de presión después de alteraciones y reparaciones importantes. Cuando una prueba de presión no es necesaria o practicable, se utilizarán END en lugar de una prueba de presión.

- Cuando no es posible realizar una prueba de presión en una soldadura de cierre final que une una sección de reemplazo o nueva de tubería a un sistema existente, se cumplirá con todos los siguientes requisitos:
 - a. La tubería de reemplazo o nueva es probada por presión y es examinada en conformidad con el código aplicable que rige el diseño del sistema de tubería, o si no es factible, las soldaduras son examinadas con END adecuados según lo detallado por el inspector de tuberías autorizado.
 - a. Alternativas aceptables son: (1) flanges corredizos para casos de diseño hasta la Clase 150 y 500°F (260°C) y (2) flanges soldados de zócalo o uniones soldadas de zócalo para medidas NPS-2 o menos y casos de diseño hasta la Clase 150 y 500°F(260°C). Se utilizará un espaciador diseñado para soldadura de zócalo o algunos otros medios para establecer un espacio mínimo de 1/16 pulg.(1.6mm). Las soldaduras de zócalo serán según ASME B31.3 y tendrán un mínimo de dos pasadas.

- 
- Cualquiera soldadura a tope de cierre final será de calidad radiográfica 100 %; o se puede usar detección de defecto ultrasónica angular, con tal de que se hallan establecido los criterios de aceptación adecuados.
 - Se ejecutará PM o TP en el cordón de raíz y la soldadura terminada para soldaduras a tope y sobre la soldadura terminada para soldaduras de filete.

8.3 RECLASIFICACION

- La reclasificación de sistemas de tuberías cambiando la clasificación de temperatura o la máxima presión de trabajo (MAWP) se puede hacer solamente después de que se hayan cumplido todos los siguientes requisitos:
 - a. El ingeniero de tuberías o el inspector realiza cálculos.
 - b. Todas las reclasificaciones serán establecidas en conformidad con los requisitos del código con el cual se construyó el sistema de tuberías o por cálculo usando los métodos adecuados en la última edición del código aplicable.
 - c. Registros de inspección actuales verifican que el sistema de tubería es satisfactorio para las condiciones de servicio propuestas y que se entrega la tolerancia de corrosión adecuada.
 - d. Los sistemas de tuberías reclasificados serán probados para fuga en conformidad al código con el cual se construyó el sistema de tubería o la última edición del código aplicable para las nuevas condiciones de servicio.

- 
- Se revisa el sistema de tubería para afirmar que los mecanismos de alivio de presión requeridos están presentes, están ajustados a la presión adecuada y tienen la capacidad adecuada a presión fija.
 - La reclasificación del sistema de tuberías es aceptable para el inspector o para el ingeniero de tuberías.
 - Todos los componentes de tubería en el sistema (tal como válvulas, flanges, pernos, empaquetaduras, rellenos y juntas de expansión) son adecuados para la nueva combinación de temperatura y de presión.
 - La flexibilidad de la tubería es adecuada para los cambios de temperatura proyectados.
 - Los registros de construcción adecuados están actualizados.
 - Una disminución en la temperatura de funcionamiento mínima está justificada por los resultados de la prueba de impacto, si lo exige el código aplicable.



SECCION 9 – INSPECCION DE TUBERIA ENTERRADA

- La inspección de tuberías de proceso enterradas (no regulada por el Departamento de Transporte) es diferente de otra inspección de tuberías de proceso debido a que el deterioro externo significativo puede ser causado por condiciones corrosivas del suelo.
- Referencias importantes, no mandatorias para inspección de tubería bajo tierra son los siguientes documentos de NACE: RP-0169, RP-0274, y RP-0275; y la Sección 11 de API RP 651.



9.1 TIPOS Y METODOS DE INSPECCION

9.1.1 Vigilancia Visual Sobre Nivel

- Las indicaciones de fugas en tuberías enterradas pueden incluir un cambio en el contorno de la superficie del suelo, decoloración del suelo, ablandamiento del asfalto de pavimento, formación de charcos, lodazales de agua burbujeante o de olor notorio.

9.1.2 Medición de Potencial de Intervalo Cerrado

- La medición de potencial de intervalo cerrado ejecutada al nivel del suelo sobre la tubería enterrada puede ser usada para localizar puntos de corrosión activos sobre la superficie de la tubería.

9.1.3 Reconocimiento de Discontinuidad en el Revestimiento de tuberías.

- El reconocimiento de discontinuidad del revestimiento de tubería se puede usar para localizar defectos del revestimiento sobre tuberías revestidas enterradas y se puede utilizar sobre sistemas de tuberías construidas recientemente para garantizar que el revestimiento está intacto y libre de discontinuidades. Más frecuentemente se usa para evaluar la capacidad de servicio del revestimiento para tuberías enterradas que han estado en servicio por un período de tiempo prolongado.

9.1.4 Resistividad del Suelo.

- La corrosividad de los suelos puede ser determinada mediante una medición de la resistividad del suelo.
- Las mediciones de resistividad del suelo deben ser realizadas usando el método Wenner de Cuatro Puntas en conformidad con ASTM G57. En casos de tuberías paralelas o en áreas de tuberías intersectantes, puede ser necesario usar el método de Punta Único para medir de manera exacta la resistividad del suelo.




9.1.5 Control de la Protección Catódica.

- La tubería enterrada protegida catódicamente debe ser controlada regularmente para garantizar niveles de protección adecuados. El control debe incluir medición periódica y análisis de potenciales entre tubería y suelo realizados por personal entrenado y experimentado en operación de sistemas de protección catódica.
- Consulte NACE RP-0169 y la Sección 11 de API RP 651 para orientación aplicable en la inspección y mantenimiento de sistemas de protección catódica para tuberías enterradas.

9.1.6 Métodos de Inspección

- Existen disponibles varios métodos de inspección. Algunos métodos pueden indicar la condición externa o de pared de la tubería, en tanto que otros métodos indican solamente la condición interna. Ejemplos son los siguientes:
 - a. Pasada del cerdo inteligente. Este método implica el movimiento de un mecanismo (cerdo) por la tubería ya sea mientras está en servicio o después de que ha sido retirada del servicio. Existen disponibles varios tipos de mecanismos los cuales emplean diferentes métodos de inspección.

- 
- Cámaras de vídeo. Existen disponibles cámaras de televisión las cuales pueden ser insertadas dentro de la tubería. Estas cámaras pueden entregar información de inspección visual acerca de la condición interna de la línea.
 - Excavación. En muchos casos, el único método de inspección disponible que puede ser practicado es descubrir de tierra la tubería a fin de inspeccionar visualmente la condición externa de la tubería y para evaluar su condición interna y espesor usando los métodos analizados en el punto 5.4.2.



9.2 FRECUENCIA Y ALCANCE DE LA INSPECCION

9.2.1 Vigilancia Visual por Sobre el Nivel

- El propietario o el usuario deben, a intervalos de aproximadamente 6 meses, reconocer las condiciones de superficie sobre y adyacentes a cada pasada de tubería (ver el punto 9.1.1).

9.2.2 Reconocimiento de Potencial “tubería a Suelo”

- Es posible usar un reconocimiento de potencial de intervalo cerrado sobre una línea protegida catódicamente para verificar que la tubería enterrada tiene un potencial protector por toda su longitud. Para tuberías revestidas deficientemente donde los potenciales de protección catódica son inconsistentes, se puede dirigir el reconocimiento o medición a intervalos de 5 años para verificación del control de corrosión continuado.

9.2.3 Inspección de Discontinuidades del Revestimiento de la tubería

- La frecuencia de los reconocimientos de discontinuidad del revestimiento de la tubería normalmente se basa en indicaciones de que otras formas de control de corrosión son ineficaces.

9.2.4 Corrosividad del Suelo

- Para tuberías enterradas en longitudes mayores que 100 pies (30 m) y que no está protegida catódicamente, se debe practicar evaluaciones de corrosividad del suelo a intervalos de 5 años.

9.2.5 Protección Catódica

- Si la tubería está protegida catódicamente se debe controlar el sistema a intervalos en conformidad con la Sección 10 de NACE RP-0169 o la Sección 11 de API RP 651.

9.2.6 Intervalos de Inspección Externa e Interna.

- El inspector debe tener conocimiento de y tener en cuenta la posibilidad de corrosión interna acelerada en tramos muertos.
- En la Tabla 9-1. La corrosión externa significativa detectada por la pasada del cerdo o por otros medios puede requerir excavación y evaluación aún si la tubería está protegida catódicamente.
- La tubería inspeccionada periódicamente por excavación será inspeccionada en longitudes de 6 pies a 8 pies (2.0 m a 2.5 m) en una o más localizaciones que se juzgue que son las más susceptibles a corrosión. La tubería excavada debe ser inspeccionada en su circunferencia completa para el tipo y alcance de la corrosión (picadura o general) y la condición del revestimiento.

9.2.7 Intervalos para Pruebas de Fugas

- Una alternativa o complemento para la inspección son las pruebas de fugas con líquido a una presión a lo menos 10 % mayor que la presión de funcionamiento máxima a intervalos de la $\frac{1}{2}$ del tiempo que aparecen en la Tabla 9-1 para tubería no protegida catódicamente y a los mismos intervalos de tiempo que aparecen en la Tabla 9-1 para tubería catódicamente protegida. La prueba de fuga debe ser mantenida por un período de 8 horas.
- Si durante lo que resta del período de prueba la presión disminuye más del 5 %, la tubería debe ser inspeccionada visualmente por el exterior y/o inspeccionada internamente para encontrar la fuga y evaluar el alcance de la corrosión.

Intervalos de Inspección Externa e Interna

Tabla 9-1 Frecuencia de Inspección para Cañería enterrada sin protección catódica eficaz	
Resistividad del suelo (Ohm-cm)	Intervalo de Inspección (Años)
< 2.000	5
2.000 a 10.000	10
> 10.000	15

9.3 REPARACIONES A SISTEMAS DE TUBERIA ENTERRADOS

9.3.1 Reparaciones a Revestimientos

- Para reparaciones de revestimiento, el inspector debe asegurarse de que el revestimiento cumple con los siguientes criterios:
 - a. Tiene suficiente adhesión a la tubería para impedir migración de humedad sub-pelicular.
 - b. Es suficientemente dúctil para resistir agrietamiento.
 - c. No tiene intersticios ni espacios en el revestimiento (discontinuidades).
 - d. Tiene resistencia suficiente para soportar daño debido a manipulación y esfuerzo del suelo.
 - e. Puede soportar cualquiera protección catódica complementaria.

9.3.2 Reparaciones con Abrazaderas

- Si las fugas de tubería son evitadas con abrazaderas y vueltas a enterrar, la localización de la abrazadera será registrada en el informe de inspección y puede ser marcada sobre la superficie. Tanto el marcador como el informe anotarán la fecha de la instalación y la localización de la abrazadera. Todas las abrazaderas serán consideradas temporales. La tubería debe ser reparada permanentemente a la primera oportunidad.

9.3.3 Reparaciones Soldadas

- Las reparaciones soldadas se harán en conformidad con el punto 8.2.

9.4 INFORMES

- Se debe mantener sistemas de informes para tubería enterrada en conformidad con el punto 7.6. Además, se mantendrá un informe de la localización y fecha de instalación de abrazaderas temporales.



Apéndice API 570

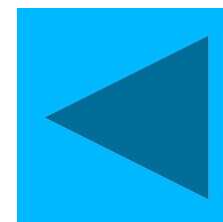
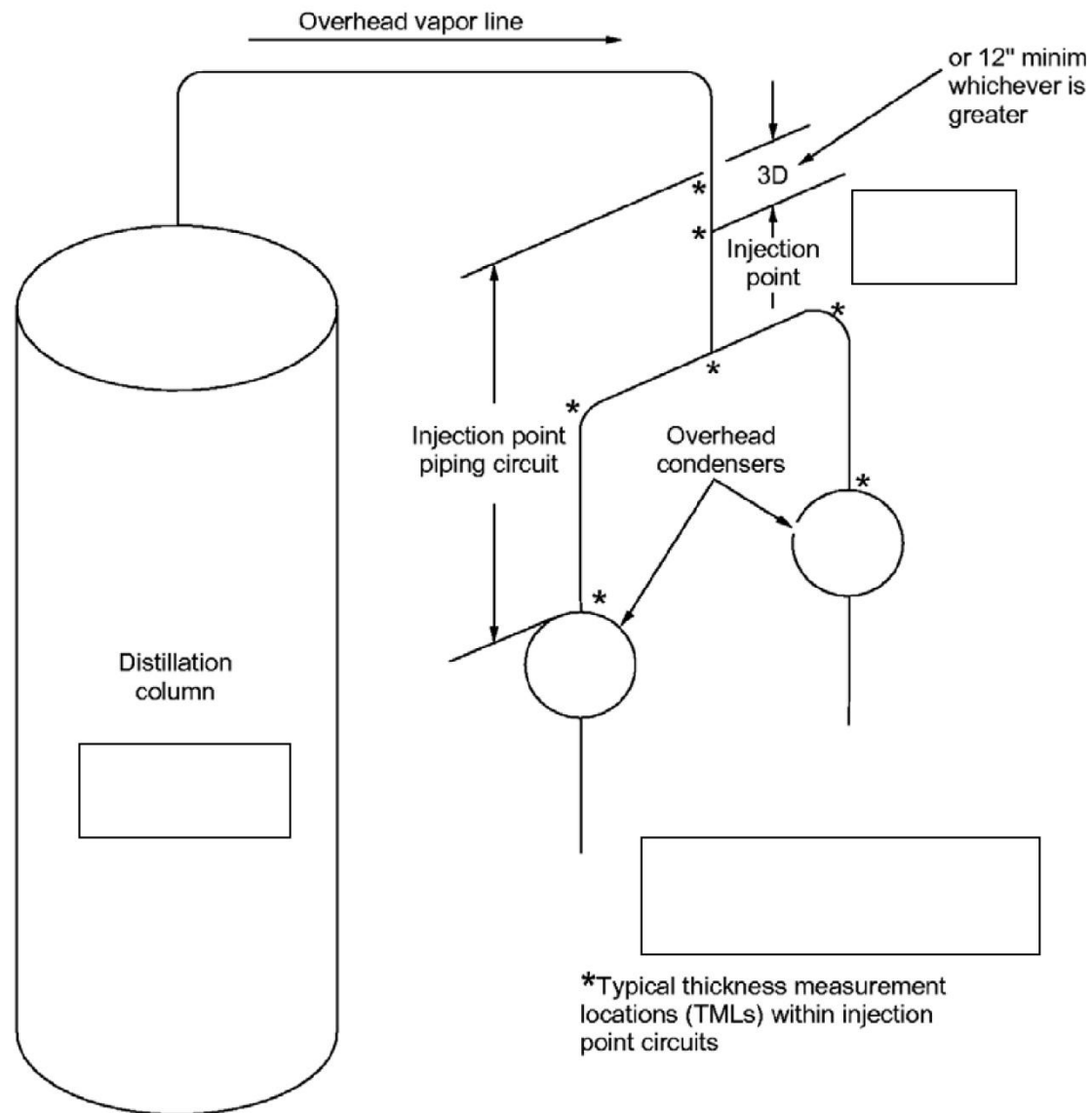


Figure 5-1—Typical Injection Point Piping Circuit

APENDICE A – CERTIFICACION DEL INSPECTOR

A.1 Examen

- Un examen escrito para certificar inspectores dentro del alcance de API 570, Código de Inspección de tubería, Inspección, Reparación, Alteración y Reclasificación de Sistemas de tuberías en Servicios, será administrado por API o por una tercera parte designada por el API. El examen se basará en el cuerpo de conocimiento de API vigente tal como es publicado por API.

A.2 Certificación

- A.2.1 Un certificado de inspector de tuberías autorizado por API 570 será emitido cuando un postulante halla pasado con éxito el examen de certificación de API y complazca los criterios para experiencia y educación.



- La experiencia y educación de él o de ella, al ser combinados, serán iguales a por lo menos uno de los siguientes:
- Un grado de Bachiller en Ciencia, en Ingeniería o en tecnología más un año de experiencia en supervisión de actividades de inspección o desempeño de actividades de inspección según como está descrito en API 570.
- a. Un certificado o un grado de dos años en ingeniería o en tecnología, más dos años de experiencia en proyectos, construcción, reparación, inspección u operación de sistemas de tuberías de los cuales un año debe estar en supervisión de actividades de inspección o desempeño de actividades de inspección según como se describe en API 570.



- Un diploma de escuela secundaria o equivalente más tres años de experiencia en proyectos, construcción, reparación, inspección u operación de sistemas de tubería, de los cuales un año debe ser en supervisión de actividades de inspección o desempeño de actividades de inspección según está descrito en API 570.
- a. Un mínimo de cinco años de experiencia en proyectos, construcción, reparación, inspección u operación de sistema de tubería de los cuales un año debe estar en supervisión de actividades de inspección o desempeño de actividades de inspección según está descrito en API 570.



A.3 Recertificación

A.3.1 Se requiere recertificación cada tres años a partir de la fecha de emisión del certificado de inspector de tubería autorizado por API 570.

A.3.2 “Activamente comprometido como un inspector de tubería autorizado” será definido como un mínimo de 20% del tiempo gastado en desempeñar actividades de inspección o actividades de inspección de supervisión según como está descrito en la API 570 sobre el período de certificación de tres años más reciente.

A.3.3 Una vez por cada otro período de recertificación, (cada seis años) los inspectores comprometidos activamente como un inspector de tuberías autorizado demostrarán conocimiento de revisiones a API 570 que fueron instituidas durante los seis años anteriores. Este requisito será efectivo seis años a partir de la fecha de certificación inicial del inspector.






APENDICE B – CONSULTAS TECNICAS

B.1 Introducción

- Las actividades del comité en este aspecto están limitadas estrictamente a interpretaciones de la última edición de API 570 o a la consideración de las revisiones a API 570 sobre la base de los nuevos datos o tecnología.

B.2 Formato de la Consulta

- Las consultas se limitarán estrictamente a solicitudes para interpretación de la última edición de API 570.

- 
- Las consultas serán presentadas en el siguiente formato:
 - a. Alcance—La consulta involucrará un tema único o temas estrechamente relacionados. Una carta de consulta con respecto a temas no relacionados será devuelta.
 - Fondo—La carta de consulta establecerá el propósito de la consulta el cual será obtener una interpretación de API 570 o proponer la consideración de una revisión a API 570.
 - Consulta—La consulta será expresada en un formato de pregunta condensado y preciso, omitiendo la información de fondo superflua y en el caso adecuado, compuesta de tal manera que “sí” o “no” (quizás con cláusulas condicionales) sería una réplica conveniente.



APENDICE C –EJEMPLOS DE REPARACIONES

C.1 Reparaciones

- Se puede usar soldadura manual utilizando los procesos de arco metal gas o arco metal protegido.
- Cuando la temperatura es inferior a 50°F (10°C) se usará electrodos de bajo hidrógeno, AWS E-XX16 o E-XX18 para los materiales de soldadura que satisfacen a ASTM A-53, Calidades A y B; A-106, Calidades A y B; A-333; A-334; API 5L; y otros materiales similares.

- Cuando se usan electrodos AWS E-XX16 o E-XX18 en soldaduras ubicadas como 2 y 3 (vea la figura C-1), los cordones serán depositados partiendo desde la parte inferior del montaje y soldando hacia arriba (ascendente).
- El diámetro de estos electrodos no deberá exceder a 5/32" (4.0mm). Los electrodos más grandes que 5/32" (4.0mm) pueden ser usados en soldadura de ubicación 1 (vea la Figura C-1), pero el diámetro no debe superar a 3/16" (4.8mm).
- Todos los procedimientos de soldadura y de reparación para líneas en flujo deben satisfacer el API Publicación 2201.

C.2 Parches de Reparación Pequeños

- El diámetro de los electrodos no debe superar a $5/32''$ (4.0mm). Cuando la temperatura del material base es inferior a 32°F (0°C) se usarán electrodos de bajo hidrógeno. Se deberá evitar el entrelazado con puntos de soldadura depositados con electrodos de bajo hidrógeno.

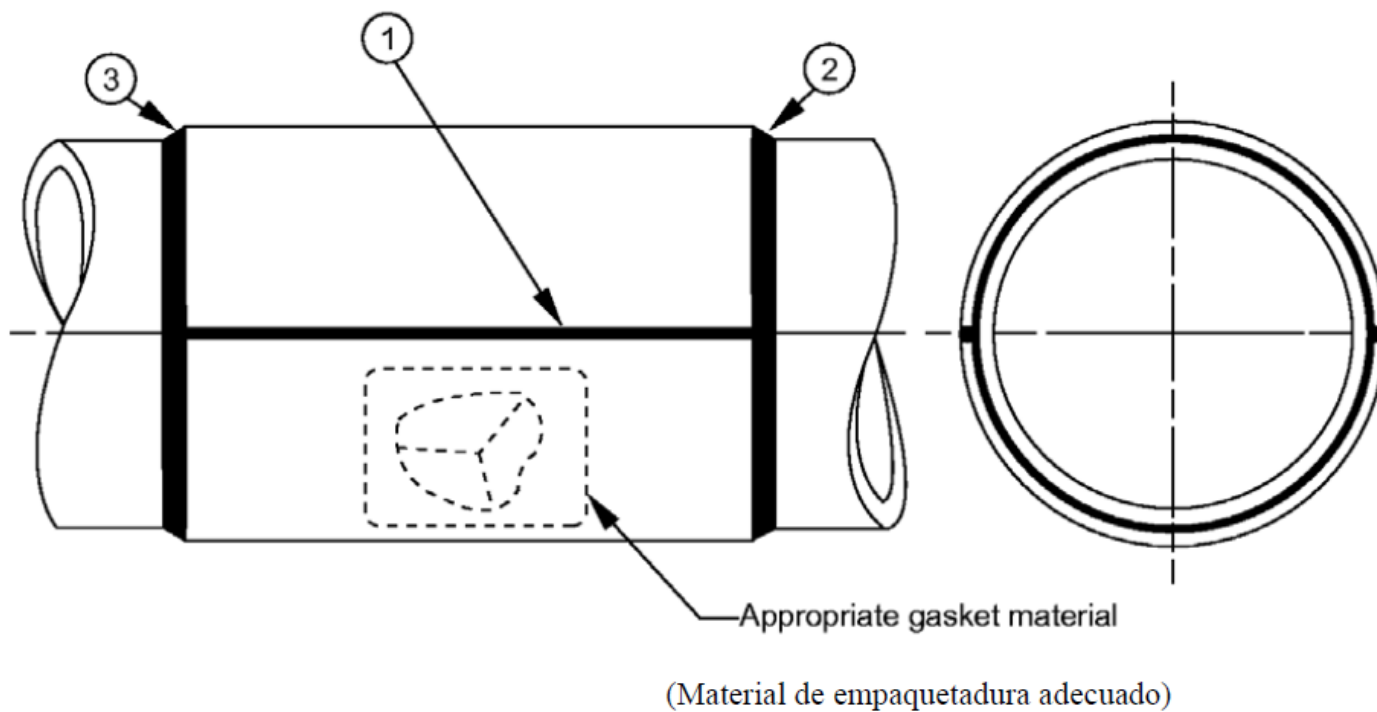
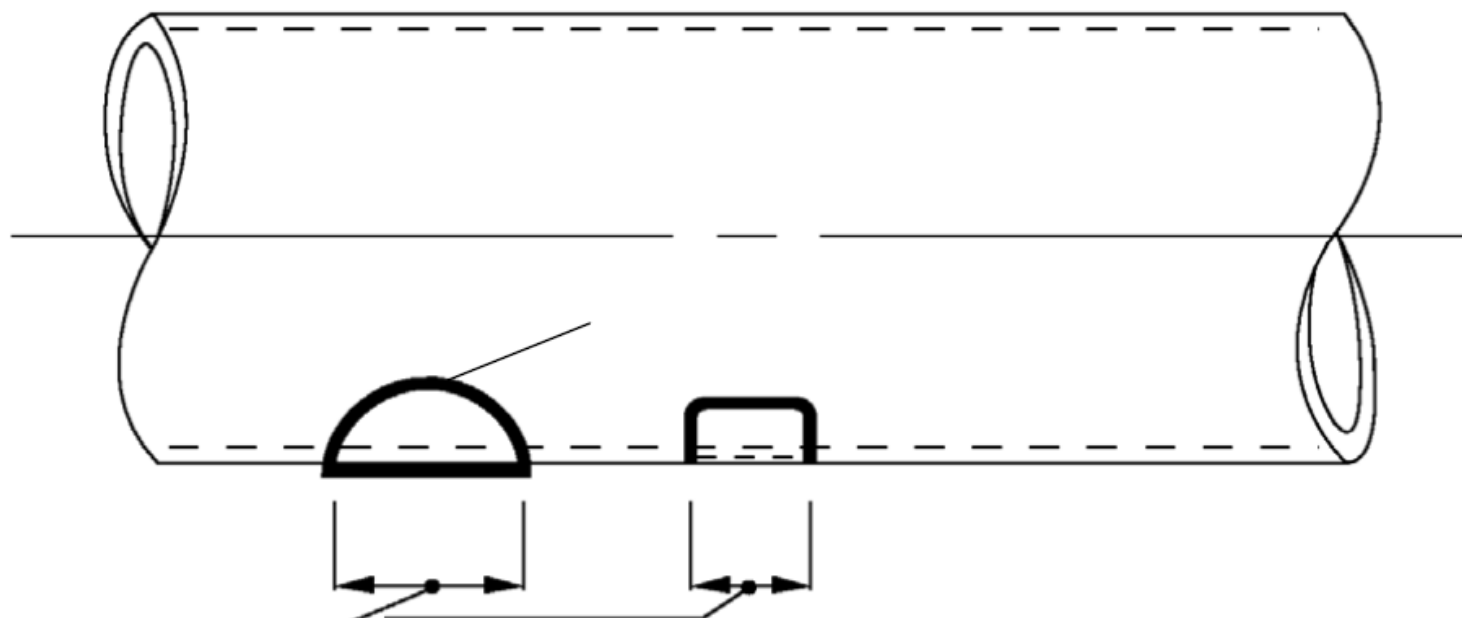


Figura C-1 – Camisa para Reparación de Cierre Completo



Size of the patch should not exceed $\frac{1}{2}$ the pipe diameter.
A full encirclement sleeve should be used if the corroded
area exceeds $\frac{1}{2}$ the diameter.

(La medida del parche no debe ser superior a $\frac{1}{2}$ diámetro de la cañería. Se debe usar una camisa de cierre completo si el área corroída excede a $\frac{1}{2}$ diámetro.)

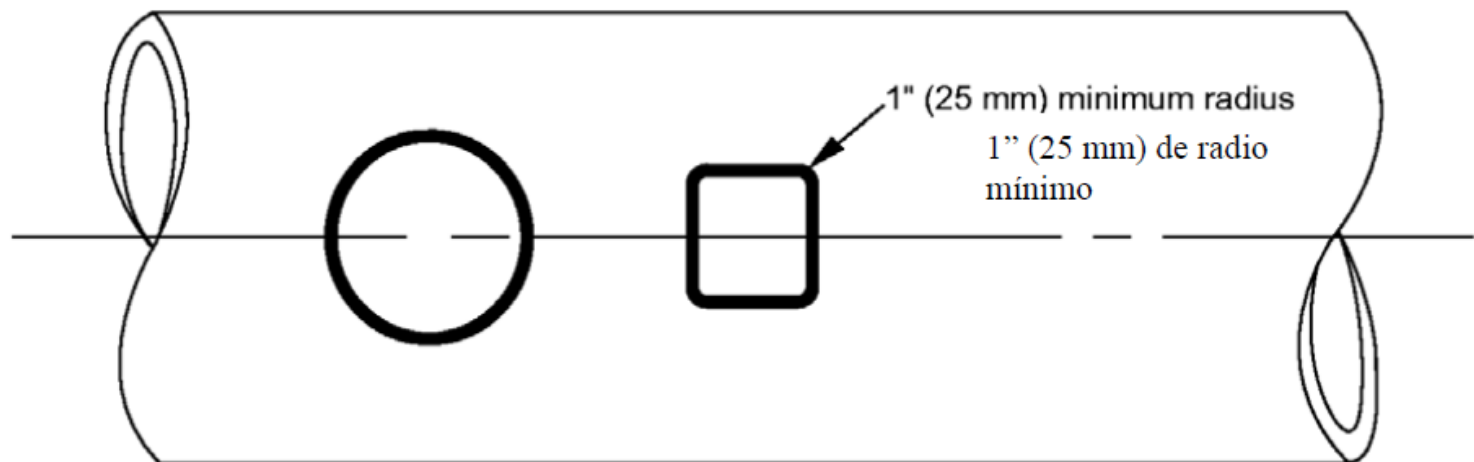


Figura C-2 – Parches Pequeños de Reparación



Confiabilidad Instalaciones-Magallanes-E&P

CHECKLIST PARA INSPECCION EXTERNA PARA TUBERIA DE PROCESO

(Baterías y Centrales de Producción, Unidades DAU, Plantas y Refinerías)

Código de Inspección para Cañerías	API 570 (incluido adendum Agosto 2003)
Fecha de la Inspección Instalación Inspeccionada Inspector que realizó la inspección Responsable de la instalación	
Ítems	Condición Observada
a) Fugas:	
1.- Proceso	
2.- Emanaciones de Vapor	
3.- Abrazaderas Existentes	
b) Desalineamiento:	
1.- Movimiento restringido/ Desalineamiento de la cañería	
2.-Desalineamiento de la junta de expansión.	
c) Vibración	
1.- Peso colgado excesivo	
2.- Apoyo inadecuado	
3.- Delgadez, reducciones bruscas, mezcla de cañería	
4.- Conexiones roscadas (sueltas, con pérdidas)	
5.- Apoyos sueltos que provocan desgaste del material	
d) Apoyos:	
1.- Zapatas sin apoyos	
2.- Pernos rotos o torcidos	
3.- Superficie inferior fuera de lugar (de apoyo)	
4.- Abrazaderas rotas o torcidas	
5.- Puntales sueltos	
6.- Rodillos o placas corridas	
7.- Condición de desbalance en contra	
8.- Corrosión del Apoyo	
e) Corrosión:	
1.- En puntos de apoyo empernados bajo abrazaderas	
2.- Deterioro de la pintura / falta de aislamiento	
3.- Deterioro en la interfase suelo-aire	
3.- Deterioro en la interfase de la aislación	
4.- Crecimiento biológico (pasto,etc)	
f) Aislación:	
1.- Penetraciones /daños	
2.- Falta de aislación / bandas	
3.- Deterioro del sello	
4.- Encorvamiento /abultamiento	
5.- Franjas rotas o faltantes	