MANTENIMIENTO A SISTEMAS DE TUBERÍA DE PROCESO EN INSTALACIONES MARINAS

HOJA DE APROBACIÓN

ELABORA:

ING. LUIS ORTIZ HERNÁNDEZ

COORDINADOR DEL GRUPO DE TRABAJO

PROPONE:

ING. JESÚS HERNÁNDEZ SAN JUAN

VICEPRESIDENTE DEL SUBCOMITÉ TÉCNICO DE NORMALIZACIÓN DE PEMEX-EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN

APRUEBA:

ING. VICTOR RAGASOL BARBEY

PRESIDENTE SUPLENTE DEL COMITÉ DE NORMALIZACIÓN DE PETROLEOS MEXICANOS Y ORGANISMOS SUBSIDIARIOS

CONTENIDO

CAPÍTULO		PÁGINA
0.	**INTRODUCCIÓN**	5
1.	**OBJETIVO**	5
2.	**ALCANCE**	5
3.	**CAMPO DE APLICACIÓN**	6
4.	**ACTUALIZACIÓN**	6
5.	**REFERENCIAS**	6
6.	**DEFINICIONES**	7
7.	**SÍMBOLOS Y ABREVIATURAS**	8
8.	**DESARROLLO**	9
	8.1. Generalidades	9
	8.2. Materiales, equipos y maquinaria	10
	8.2.1. Materiales	10
	8.2.1.1. Tuberías, accesorios y válvulas	10
	8.2.1.2. Soportería	10
	8.2.1.3. Metales de aporte	10
	8.2.1.4. Recubrimiento anticorrosivo	10
	8.2.2. Equipos y maquinaria	10
	8.3. Soldadura	11
	8.3.1. Calificación de los procedimientos de soldadura	11
	8.3.2. Calificación y certificación de soldadores	11
	8.3.3. Variables esenciales para la calificación	11
	8.3.3.1. Tipos de junta	11
	8.3.3.2. Posiciones	11
	8.3.3.3. Metales de aporte	12
	8.3.3.4. Proceso de soldadura	12
	8.3.4. Soldadura de campo	12

CONTENIDO

CAPÍTULO **PÁGINA**

8.4. Experiencia de tuberos 12

8.5. Condiciones de seguridad industrial 12

8.6. Mantenimiento 12

8.6.1. Mantenimiento preventivo 13

8.6.1.1. Protección anticorrosiva 13

8.6.2. Mantenimiento correctivo 13

8.6.2.1. Esmerilado 15

8.6.2.2. Soldadura de relleno 16

8.6.2.3. Envolvente mecánica (Grampa) 16

8.6.2.4. Camisa de Refuerzo (envolvente de refuerzo) 17

8.6.2.5. Refuerzo no Metálico 18

8.6.2.6. Sustitución del carrete 19

8.6.2.7. Soportería 20

8.6.2.8. Tubería para servicios auxiliares 20

8.7. Documentación entregable 21

9. RESPONSABILIDADES 22

10. CONCORDANCIA CON NORMAS MEXICANAS O INTERNACIONALES 22

11. BIBLIOGRAFÍA 22

12. ANEXOS 24

12.1. Anexo A Equipo, maquinaria y herramientas 24

12.2. Anexo B Formatos de mantenimiento de tuberías de proceso 26

0. INTRODUCCIÓN.

Petróleos Mexicanos, dentro de su esquema estratégico de operación y producción, cuenta con instalaciones marinas denominadas Plataformas, en las que se desarrollan la explotación del petróleo crudo y del gas asociado, del cual una parte del aceite producido es almacenado para su exportación y el excedente, junto con el gas, se envía a los centros de producción y transformación, como son las Refinerías y los Complejos Petroquímicos, respectivamente, para comercializar el producto de tal manera que se obtengan divisas que redunden en beneficios colectivos al patrimonio nacional.

Para lograr tal infraestructura, Petróleos Mexicanos, por medio de la Dirección de Pemex Exploración y Producción, desarrolla programas estratégicos de mantenimiento a las plataformas, en los que se requiere del mantenimiento a los sistemas de tuberías de proceso que conforman las mismas, para que estas operen en condiciones de eficiencia, seguridad y rentabilidad, asegurando la operación en sus diferentes fases, las cuales deben garantizar la seguridad del personal, de las instalaciones y del medio ambiente en el que se encuentran.

Es por ello que Pemex Exploración y Producción emite a través de la Coordinación de Normalización (CN), esta norma técnica para el mantenimiento a sistemas de tubería de proceso en instalaciones marinas.

Este documento normativo se realizó en atención y cumplimiento a:

Ley Federal sobre Metrología y Normalización y su Reglamento.
Ley de Obras Públicas y Servicios Relacionados con las Mismas y su Reglamento.
Ley de Adquisiciones, Arrendamientos y Servicios del Sector Público y su Reglamento.
Ley General de Equilibrio Ecológico y la Protección al Ambiente y su Reglamento.
Guía para la Emisión de Normas de Referencia de Petróleos Mexicanos y Organismos Subsidiarios (CNPMOS-001, 30 septiembre 2004).

Participaron en su elaboración y/o revisión las direcciones de Petróleos Mexicanos, instituciones y empresas que se indican a continuación:

Pemex Exploración y Producción.
Instituto Mexicano del Petróleo.

1. OBJETIVO.

Establecer los requisitos que se deben cumplir en el mantenimiento de los sistemas de tuberías de proceso que transportan crudo, gas o ambos y los sistemas de tubería de servicios auxiliares que transportan agua, aire y productos químicos, de las plataformas marinas de Pemex Exploración y Producción.

2. ALCANCE.

Esta norma cubre los requisitos y especificaciones que deben cumplir: los materiales, los equipos, la calificación del personal soldador y tuberos, los trabajos de mantenimiento, la inspección anticorrosiva, las condiciones de seguridad y la documentación entregable en el mantenimiento a los sistemas de tuberías de proceso que transportan crudo, gas o ambos, así como los sistemas de tuberías de servicios auxiliares que transportan agua, aire y productos químicos, en las plataformas marinas de Pemex Exploración y Producción.

3. CAMPO DE APLICACIÓN.

Esta norma de referencia es de aplicación general y observancia obligatoria en la contratación de los servicios objeto de la misma, que lleven a cabo los centros de trabajo de PEMEX Exploración y Producción. Por lo que debe ser incluida en los procedimientos de contratación: licitación pública, invitación a cuando menos tres empresas, o por adjudicación directa, como parte de los requisitos que debe cumplir el proveedor, contratista o licitante.

También, las áreas usuarias de PEMEX Exploración y Producción deben cumplir los requisitos técnicos establecidos en esta norma de referencia en los trabajos objeto de la misma, que realicen por administración directa.

4. ACTUALIZACIÓN.

Las sugerencias para la revisión y actualización de esta norma, deben enviarse al Secretario del Subcomité Técnico de Normalización de PEP, quien deberá programar y realizar la actualización de acuerdo a la procedencia de las mismas, y en su caso, a través del Comité de Normalización de Petróleos Mexicanos y Organismos Subsidiarios, quién debe proceder a inscribirla en el programa anual de Normalización de Pemex. Sin embargo, esta norma se debe revisar y actualizar, al menos cada 5 años o antes, si las sugerencias y recomendaciones de cambio lo ameritan.

Las propuestas y sugerencias de cambio deben elaborarse en el formato CNPMOS-001-A01 y dirigirse a:

Pemex Exploración y Producción.
Coordinación de Normalización.
Bahía de Ballenas No. 5, Edificio “D”, P.B.
Col. Verónica Anzures, México, D. F., C. P. 11300
Teléfono directo: 1944-9286
Conmutador: 1944-2500 extensión 3-80-80, Fax: 3-26-54
Correo electrónico: mpachecop@pep.pemex.com

5. REFERENCIAS.

NRF-009-PEMEX-2004	“Identificación de productos transportados por tuberías o contenidos en tanques de almacenamiento”.
NRF-020-PEMEX-2005	“Calificación y certificación de soldadores y soldadura”.
NRF-032-PEMEX-2005	“Sistemas de tubería en plantas industriales - Diseño y especificaciones de materiales”.
NRF-035-PEMEX-2005	“Sistemas de tubería en plantas industriales - Instalación y pruebas”.
NRF-053-PEMEX-2006	“Sistemas de protección anticorrosiva a base de recubrimientos para instalaciones superficiales”.
NRF-084-PEMEX-2004	“Electrodos para soldadura para los sistemas de ductos e instalaciones relacionadas”.
NRF-107-PEMEX-2004	“Modelos electrónicos bidimensionales y tridimensionales inteligentes para instalaciones”.

6. DEFINICIONES.

Abolladura. Depresión en la superficie del tubo.

Anomalía. Condición no deseable en el cuerpo de la tubería, sus accesorios o en el medio circundante.

Corrosión localizada. Es aquella corrosión no homogénea que se presenta en la superficie con la formación de películas no uniformes.

Daño caliente (quemadura). Pérdida de material debida al arco inducido por el paso del electrodo.

Daño mecánico. Es aquel producido por un agente externo y puede estar dentro o fuera de norma.

Defecto. Indicación de magnitud suficiente para ser rechazada como resultado de la evaluación por los procedimientos de evaluación que apliquen.

Envolvente de refuerzo. Cuerpo sólido que envuelve completamente por el exterior a una sección o a una parte del tubo, con el propósito de constituir un respaldo o refuerzo mecánico.

Equivalente. Documento normativo nacional o extranjero (Norma, Código, Especificación, Estándar o Práctica Recomendada) que no es Norma Oficial Mexicana (NOM), Norma Mexicana (NMX), o Norma Internacional (ISO o IEC) y que contiene, como mínimo los parámetros y conceptos que se requieren evaluar y que se establecen como requisitos, además de valores y características (físicas, químicas, fisicoquímicas, mecánicas o de cualquier naturaleza) iguales o mejores a las del documento normativo al que hace referencia la presente norma.

Grampa. Dispositivos o accesorios en forma de abrazaderas, atornilladas o soldadas en la sección de la tubería que contiene un daño o defecto, y que pueden ser manufacturados en fábrica o fabricados en taller.

Grieta. Discontinuidad del material interior o exterior que no ha llegado a traspasar el espesor de pared de la tubería.

Indicación. Discontinuidad o irregularidad detectada por la inspección.

Libranza. Suspensión temporal programada de una instalación de producción, para realizar trabajos de sustitución o modificaciones en tuberías de proceso.

Mantenimiento. Conjunto de técnicas que tienen por objeto conseguir una utilización optima de los activos productivos, manteniéndolos en el estado que requiere una producción eficiente con gastos mínimos de operación.

Mantenimiento Correctivo. Acción u operación que consiste en reparar los daños o fallas consiste en reparar los daños y fallas o sustituir tramos en la tubería para evitar riesgos en su integridad o para restablecer la operación del mismo.

Mantenimiento preventivo. Acción u operación que se aplica para evitar que ocurran fallas, manteniendo en buenas condiciones y en servicio continuo a todos los elementos que integran una tubería, a fin de no interrumpir las operaciones; así como de corrección de anomalías detectadas en su etapa inicial producto de la inspección, mediante programas derivados de un plan de mantenimiento, procurando que sea en menor tiempo y costo.

Muesca. Sinónimo de identación, ranura, entalla, rayón o tallón. Pérdida de material en la pared del ducto producida por el golpe o rozamiento de un objeto agudo.

Picadura. Corrosión localizada confinada a un punto o a un área pequeña, la cual tiene forma de cavidad.

Pruebas No Destructivas. Es la aplicación de métodos y/o técnicas de inspección que permiten determinar la calidad de un espécimen sin alterar sus condiciones físicas y químicas.

Ranura. Abertura delgada y poco profunda producida por algún objeto filoso.

Rehabilitación. Mantenimiento correctivo que permite proporcionar a un sistema de tuberías su condición de operación inicial, para mantenerlo con gastos mínimos de operación.

Reparación Definitiva. Es el reemplazo de la sección del tubo que esta fuera de norma.

Reparación Permanente. Es el reforzamiento de una sección de tubería que contiene el defecto, mediante la colocación de una envolvente metálica o no metálica soldada longitudinalmente y donde la correspondiente soldadura circunferencial es opcional, esta reparación considera la sustitución en el mediano o largo plazo.

Reparación Provisional. Es la acción de colocar envolventes mecánicas (grampas), o camisas atornilladas, fabricadas en campo o taller en la sección de la tubería que contiene un daño o defecto, esta reparación debe considerar la sustitución en el corto plazo.

Sanidad. Condición de una tubería cuyo material base y/o soldadura no contiene defectos.

Soporte. Elemento que soporta tanto cargas estáticas como dinámicas provenientes de la tubería y equipos a los cuales se encuentra asociado.

Tubería de proceso. Es la tubería que conduce fluidos para suministrar la carga a las unidades de proceso, las cuales conectan equipos como cambiadores de calor, acumuladores, separadores, reactores, columnas, calentadores a fuego directo, deshidratadores, compresores, bombas y filtros entre otros equipos que intervienen en los procesos.

Tubería de servicios auxiliares. Son tuberías que conducen fluidos para suministrar los servicios de ayuda a los procesos de las instalaciones en plataformas marinas, como por ejemplo: gas combustible, agua de enfriamiento, vapor, entre otros.

7. SÍMBOLOS Y ABREVIATURAS.

API American Petroleum Institute (Instituto Americano del Petróleo).

ASME American Society of Mechanical Engineers (Sociedad Americana de Ingenieros Mecánicos).

ASNT American Society of Non Destructive Test (Sociedad Americana de Pruebas no Destructivas).

AWS American Welding Society (Sociedad Americana de Soldadura).

BPVC Boilers and Pressure Vessels Code (Código de calentadores y recipientes sujetos a presión)

FCAW Flux Core Arc Welding (Soldadura de arco con fundente en el núcleo).

GMAW Gas Metal Arc Welding (Soldadura de arco metálico con gas).

MSS Manufacturers Standardization Society (Sociedad de Manufactureros para la Estandarización).

NOM Norma Oficial Mexicana.

PEMEX Petróleos Mexicanos, Organismos Subsidiarios y Empresas Filiales.

PEP Pemex Exploración y Producción.

PND Pruebas No Destructivas

SMAW Shielded Metal Arc Welding (Soldadura de arco con electrodo recubierto).

8. DESARROLLO.

8.1. Generalidades.

El mantenimiento a los sistemas de tuberías de proceso, así como de los sistemas de tubería de servicios auxiliares en plataformas marinas, se debe desarrollar conforme a los programas estratégicos que las dependencias bajo su responsabilidad elaboren, cuidando en todo momento que la vida útil de los sistemas de tuberías proporcione a la instalación las mejores condiciones de operación, eficiencia, seguridad, rentabilidad y protección ambiental.

El mantenimiento que se aplique a los sistemas de tuberías de proceso, así como al que se aplique al de los sistemas de tubería de servicios auxiliares localizados en las plataformas marinas, debe considerar el mantenimiento preventivo y/o correctivo, que sean necesarios para el buen funcionamiento de dichos sistemas.

Se debe disponer de la información que permita verificar las condiciones originales de operación del sistema, en caso de que no se cuente con esta, se debe solicitar a PEMEX Exploración y Producción la siguiente información mínima del sistema:

a) Características físicas y químicas del fluido.
b) Presión y temperatura en condiciones normales y máxima de operación.
c) Espesor adicional debido a desgaste por corrosión.
d) Espesor mínimo de diseño.
e) Normatividad aplicada en el diseño.
f) Condiciones de seguridad imperantes en el área.
g) Cualquier otra información relacionada con el sistema.

Toda la información relacionada con las condiciones originales de operación del sistema, así como de los trabajos de mantenimiento, debe quedar registrada y a resguardo del encargado de operación de la instalación.

Previo a los trabajos de mantenimiento, el contratista debe presentar a PEP los procedimientos de las siguientes actividades, para su revisión y aprobación:

a) Calificación de soldadores y soldadura.
b) Esmerilado.
c) Reparaciones con soldadura de relleno.
d) Sustitución de carrete.
e) Prueba hidrostática.
f) Instalación de camisas de refuerzos (envolvente de refuerzo).
g) Instalación de envolvente mecánica (grampa).
h) Instalación de refuerzo no metálico.

i) Aplicación de recubrimiento anticorrosivo
j) Pruebas no destructivas (radiografía, ultrasonido y líquidos penetrantes).
k) Cambio de accesorios o válvulas.
l) Reparación de soldadura de campo.

8.2. Materiales, equipos y maquinaria.

Los materiales, equipos y maquinaria que deben emplearse para el mantenimiento de los sistemas de tubería de proceso y servicios auxiliares en plataformas marinas deben apegarse a las especificaciones indicadas a continuación.

8.2.1. Materiales.

8.2.1.1. Tuberías, accesorios y válvulas. Los materiales que deben emplearse para el mantenimiento de los sistemas de tubería de proceso y servicios auxiliares en plataformas marinas como son: tuberías, accesorios y válvulas, deben cumplir con lo indicado en la NRF-032-PEMEX-2005.

8.2.1.2. Soportería. Los materiales que deben emplearse para el mantenimiento de los soportes en la tubería de proceso y de servicios auxiliares, deben cumplir con lo indicado en la fracción 8.2.2.1.3 de la NRF-032-PEMEX-2005.

8.2.1.3. Metales de Aporte. Para el proceso de soldadura con arco con electrodo revestido (SMAW), para el proceso de soldadura con arco metálico (GMAW) y para el proceso de soldadura con arco con fundente en el núcleo (FCAW), los metales de aporte deben cumplir con los requisitos indicados en cada uno de los procedimientos respectivos, establecidos en la NRF-084-PEMEX-2004. Para otros procesos, se debe cumplir con lo especificado en la AWS o sus equivalentes, indicados en los documentos de ingeniería aprobados para construcción. En el caso de requerirse otro tipo de materiales de aporte no contemplados en la NRF-084-PEMEX-2004, se deben emplear los indicados en el API-STD-1104 o equivalente.

Los metales de aporte deben almacenarse en contenedores herméticos para impedir su deterioro y la exposición a condiciones de humedad que altere su composición química para los cuales han sido diseñados y manejarse cuidadosamente para prevenir su daño.

8.2.1.4. Recubrimiento anticorrosivo. Se debe seleccionar un sistema de protección anticorrosiva a base de recubrimientos para ambiente marino, de la tabla 13, subinciso 8.3.2 de la NRF-053-PEMEX-2006, el cual debe cumplir con las pruebas y criterios de aceptación establecidos en el inciso 8.5 de la misma norma.

8.2.2. Equipos y maquinaria.

Las características mínimas que deben cumplir los equipos y maquinaria a utilizarse en el mantenimiento se indican en el anexo A.

Se debe entregar a Pemex Exploración y Producción el programa de calibración del equipo y maquinaria que van a ser utilizados en la obra. Estos certificados deben tener vigencia mínima de un año y deben ser emitidos por un laboratorio acreditado por la EMA (Entidad Mexicana de Acreditación), CENAM (Centro Nacional de Metrología) u otro organismo internacional que tenga reconocimiento mutuo con la EMA.

La herramienta de apoyo que utilice el operario especialista para la ejecución de los trabajos regulados por esta norma de referencia, debe estar en condiciones óptimas de uso y debe garantizar al personal que la utilice las condiciones mínimas de operación de tal forma que se garantice la correcta ejecución de los trabajos.

8.3. Soldadura.

8.3.1. Calificación de los procedimientos de soldadura.

El procedimiento que se utilice para la aplicación de soldadura en los sistemas de tubería de proceso de las instalaciones marinas debe estar calificado y certificado, para asegurar que las soldaduras tengan propiedades mecánicas apropiadas para la tubería y accesorios, conforme a lo establecido en los incisos 8.1 y 8.3 de la NRF-020-PEMEX-2005, además de los requerimientos que se establecen en el párrafo 8.2.1.5 de la NRF-035-PEMEX-2005 para la calificación de la soldadura.

8.3.2. Calificación y certificación de soldadores.

Los soldadores especialistas para ejecutar los trabajos regulados por esta norma, deben estar calificados y certificados de acuerdo a lo establecido en los incisos 8.2 y 8.4 de la NRF-020-PEMEX-2005.

Es obligación del contratista mantener vigente la calificación de todos sus soldadores durante el periodo que duren los trabajos de acuerdo a los procedimientos autorizados y establecidos por la NRFR-020-PEMEX-2005.

El contratista debe presentar la documentación que acredite que el soldador fue calificado (registro de calificación de soldadura), la cual debe incluir como mínimo resultados de la pruebas no destructivas de la calificación y la documentación del personal que califica al soldador.

Se debe contar con un procedimiento de calificación de soldadores que consiste en la verificación de aptitudes para la aplicación de variables esenciales y no esenciales conforme al proceso de aplicación de soldadura, regulado por los criterios de aceptación y rechazo descritos en el subinciso 8.1.2 de la NRF-020-PEMEX-2005.

El personal que evalúe los resultados de las pruebas no destructivas debe estar calificado al menos con Nivel II, en la prueba no destructiva correspondiente de acuerdo a la ASNT-SNT-TC-1A o equivalente.

8.3.3. Variables esenciales para la calificación.

Las variables esenciales previstas para los procedimientos de calificación de los soldadores están en función del tipo de junta, posición de la soldadura, metal de aporte, metal base, proceso de calificación y de la técnica de aplicación descritos en la sección IX del BPVC de la ASME o equivalente.

8.3.3.1. Tipos de junta. Los tipos de juntas empleados y regulados por esta norma de referencia durante los procesos de soldadura son:

a) A tope.
b) Escuadra o de filete.
c) Traslape.
d) Bisel sencillo en “V”.
e) Doble bisel.
f) Ranura en “J”
g) Ranura en “U”.

8.3.3.2. Posiciones (Tipos de junta). Se debe considerar como variable esencial para la calificación de los soldadores la posición de aplicación de la soldadura debiendo ser: Posición Plana (1G), Posición Horizontal (2G), Posición Vertical (3G), Posición Múltiple (5G y 6G), mismas que están consideradas en el apartado QW-121 y 122 de la Sección IX del BPVC de la ASME o equivalente.

8.3.3.3. Metales de Aporte. Para la calificación de los soldadores, los electrodos serán considerados como variables esenciales tal como lo establece el apartado QW-404 y QW-405 (metales de aporte) de la Sección IX del BPVC de la ASME o equivalente.

8.3.3.4. Proceso de soldadura. El proceso de soldadura forma parte de las variables esenciales para la calificación y certificación debiéndose considerar los aspectos indicados en los apartados QW-406, QW-407, QW-408, QW-409 y QW-410 de la Sección IX del BPVC de la ASME o equivalente.

8.3.4. Soldadura de campo.

Los procedimientos de soldadura para el mantenimiento en campo de tubería de proceso, deben cumplir con los requisitos que se establecen en el subinciso 8.2.1 de la NRF-035-PEMEX-2005.

Una soldadura solo puede ser reparada dos veces y en caso de volver a mostrar defectos, se debe eliminar cortando el carrete donde se localiza el defecto.

8.4. Experiencia de tuberos.

Los operarios especialistas tuberos que desarrollen trabajos de mantenimiento de sistemas de tubería de proceso que sean regulados por esta norma de referencia, deben entregar documentos que avalen una experiencia mínima comprobable de 3 años en los trabajos objeto de esta norma de referencia.

8.5. Condiciones de seguridad industrial.

Durante las actividades de mantenimiento se deben cumplir las disposiciones de la Ley General de Equilibrio Ecológico y de Protección Ambiental (LGEEPA), sus reglamentos que apliquen y el Reglamento para Prevenir y Controlar la Contaminación por Vertimiento de Desechos y otras Materias, así como la Ley General para la Prevención y Gestión Integral de Residuos (LGPGIR).

El contratista debe cumplir con lo que estipula el Reglamento de Seguridad e Higiene de Petróleos Mexicanos y Organismos Subsidiarios, mientras labore dentro de sus instalaciones.

Se deben seguir las recomendaciones de seguridad indicadas en el instructivo PEMEX IN.10.1.02 y acatar lo indicado en el Anexo “S” de las “Obligaciones de seguridad, salud ocupacional y protección ambiental de los proveedores o contratistas que realizan actividades en instalaciones de Pemex Exploración y Producción”.

Previo a efectuar las actividades de mantenimiento a los sistemas de tubería, que impliquen un riesgo potencial a los trabajadores, equipos e instalaciones, la contratista debe solicitar o efectuar la gestión para obtener el permiso correspondiente, en los formatos del Sistema de Permisos para Trabajos con Riesgo vigente.

No se debe efectuar actividad alguna que conlleve un riesgo en los sistemas de tubería, sin el permiso de trabajo con riesgo debidamente autorizado.

8.6. Mantenimiento.

Los trabajos de mantenimiento que se desarrollen en tuberías de proceso y servicios auxiliares en plataformas marinas deben considerar las condiciones de operación, tipo de servicio, localización y condiciones ambientales, previamente definidas en un programa de trabajo.

Todas las actividades de mantenimiento deben documentarse en sus correspondientes formatos y registros, mismos que deben contar con la información requerida en la NRF-107-PEMEX-2004 para la actualización del modelo electrónico de la instalación, en caso de que se cuente con éste.

Durante todas las etapas de inspección y como evidencia del trabajo realizado, el contratista debe registrar cada inspección y/o prueba, en formatos similares a los indicados en el Anexo B de esta norma de referencia que incluyan como mínimo la información solicitada en los mismos.

Las actividades de mantenimiento deben realizarse mediante un procedimiento aprobado por Pemex Exploración y Producción, el cual debe ser realizado por personal calificado y/o capacitado en los trabajos de mantenimiento y el cual debe tener conocimiento de los riesgos a que se puede estar expuesto al utilizar maquinaria, equipos y materiales específicos para cada trabajo o actividad de reparación.

Terminadas las actividades de mantenimiento, se debe identificar la tubería intervenida de acuerdo al fluido que transporta y al peligro asociado a su transporte, conforme a lo que se estipula en la NRF-009-PEMEX-2004.

8.6.1. Mantenimiento preventivo.

8.6.1.1. Protección anticorrosiva.

8.6.1.1.1. Actividades a desarrollar. La preparación e inspección de la superficie y la aplicación del sistema de recubrimiento anticorrosivo debe cumplir con lo establecido en los incisos 8.2, 8.4 y 8.6 de la NRF-053-PEMEX-2006.

8.6.1.1.2. Personal. El personal requerido para realizar los trabajos de mantenimiento preventivo en tuberías de proceso y de servicios auxiliares, debe tener como mínimo las siguientes características:

a) Operario especialista sopletero-pintor que acredite una experiencia mínima comprobable de 3 años en la aplicación de recubrimientos anticorrosivos.

8.6.1.1.3. Equipo. El equipo mínimo requerido para realizar tanto los trabajos de mantenimiento preventivo como los de inspección a las tuberías de proceso y de servicios auxiliares intervenidas, se indica en el Anexo A.

8.6.1.1.4. Inspección de la aplicación del recubrimiento anticorrosivo. Se debe realizar una inspección que comprenda: inspección visual, medición de espesores, adherencia y conductividad eléctrica a toda la zona donde se aplicó el recubrimiento anticorrosivo, conforme a lo indicado en el inciso 8.7 de la NRF-053-PEMEX-2006 y considerando los criterios de aceptación indicados en dicha norma. Esta inspección incluye además la verificación del color y dimensiones de las franjas y marcas, conforme a lo establecido en la NRF-009-PEMEX-2004.

8.6.2. Mantenimiento correctivo.

Los métodos de mantenimiento correctivo permitidos de acuerdo al tipo de defecto se indican en la tabla 1. Las reparaciones se deben realizar mediante un procedimiento aprobado por Pemex Exploración y Producción. Aún cuando se realice una reparación con carácter provisional, como el uso de envolventes mecánicas, se debe programar la reparación permanente o definitiva por parte de Pemex Exploración y Producción en el menor tiempo posible. Todas las reparaciones deben llevar una protección anticorrosiva con un recubrimiento de características similares a las que tiene la tubería conforme a lo indicado en el párrafo 8.6.1.1.

INDICACIONES	ACCIONES PERMITIDAS DE MANTENIMIENTO CORRECTIVO EN TUBERÍA DE PROCESO						CRITERIOS DE ACEPTACIÓN
	Sustitución de tramo	Envolvente circunferencial completa soldada	Esmerilado	Relleno con material de aporte	Refuerzo no metálico	Operar a presión reducida	
Abolladuras	X	X					Las que no excedan una profundidad de 6 mm (1/4· pulg.) en un tubo de 305 mm (12 pulg) de diámetro nominal y menores ó 6% del diámetro nominal de tubos mayores de 305 mm (12 pulg) y no afecten a una unión soldada (longitudinal o circunferencial) y no contengan ninguna arrancadura.
Muescas y ranuras	X	X	X				Profundidad menor de 10% del espesor nominal
Defectos en soldadura							
Penetración inadecuada y fusión incompleta	X	X		X			Menores a 25,4 mm (1pulg) de longitud.
Cavidades por quemaduras	X	X					Para diámetros de 305mm (12 pulg) y menores, hasta 6,4 mm (1/4 pulg) de longitud y para diámetros mayores de 305 mm (12 pulg), hasta un espesor nominal del material base, si el espesor es mayor a 6,4 mm (1/4 pulg).
Inclusiones de escoria	X	X					Hasta 50,8 mm (2 pulg) de longitud o 1,6 mm (1/16 pulg) de ancho.
Porosidad o burbujas de gas	X	X					Hasta 1,6 mm (1/16 pulg) de diámetro.
Socavación	X	X					Hasta una profundidad de 0,8 mm (1/32 pulg) o 12,5% del espesor, si el espesor es mayor a 0,8 mm (1/32 pulg) y su longitud no exceda el valor de 50,8 mm (2 pulg) o 1/8 de la longitud de soldadura, el que sea menor.
Laminaciones en metal base	X	X			X	X	Profundidad menor de 10% del espesor nominal y sin contacto con la soldadura.
Quemaduras por arco (Daños Calientes)	X	X	X	X			Los daños calientes que tengan una profundidad no mayor al 10% del espesor nominal de la tubería no ameritan reparación ni estudio. Los daños calientes iguales o mayores al 10% del espesor nominal de la tubería deben ser evaluados con estudios de ingeniería basados en modelos de evaluación de pérdida localizada de metal, aumentando un 10% las dimensiones del daño.
Grietas o fisuras	X	X					Inaceptable cualquier tamaño. Reparar a la brevedad posible con base en un estudio de mecánica de fractura. Las grietas pasantes o que hayan alcanzado su tamaño crítico de acuerdo a un estudio de mecánica de fractura deben ser reparadas de inmediato, entre tanto la presión debe reducirse a un nivel seguro establecido de acuerdo al mismo estudio.
Corrosión externa generalizada	X	X			X	X	Espesor mínimo requerido conforme a 8.1.2.11 de la NRF-032-PEMEX-2005.
Corrosión interna generalizada	X	X				X	Espesor mínimo requerido conforme a 8.1.2.11 de la NRF-032-PEMEX-2005.
Corrosión externa localizada	X	X		X	X	X	De acuerdo con el ASME-B31G Modificado
Corrosión interna localizada	X	X				X	De acuerdo con el ASME-B31G Modificado

Tabla 1. Criterios de aceptación de defectos en tuberías y métodos de reparación definitivos

Las acciones permitidas de mantenimiento correctivo en una tubería de proceso dependen del tipo de indicación que ésta tenga, de acuerdo a lo indicado en la tabla 1. Si la tubería puede sacarse de operación es preferible realizar una reparación definitiva del tipo reemplazo, sustituyendo la sección del tubo que contiene el daño. En el caso de no poder dejar de operar la línea se puede optar por una reparación provisional mediante envolventes mecánicas, o por una reparación definitiva del tipo reforzamiento, consistente en la colocación de un envolvente de refuerzo o un refuerzo no metálico. Si se opta por la reparación provisional, se debe programar una reparación definitiva en un plazo no mayor de 30 días.

Dichas alternativas de reparación deben seleccionarse, también con base a un estudio técnico-económico y de costo-beneficio que garantice la seguridad de la instalación durante su vida útil o remanente.

Las recomendaciones indicadas en la tabla 1 no son limitativas y se permite la utilización de otros criterios cuando se demuestre con estudios de ingeniería basados en modelos de mecánica de fractura, elemento finito, prueba de laboratorio, entre otros; que el efecto real de las anomalías no pone en riesgo estructural la integridad de la tubería y por lo tanto la seguridad y confiabilidad de las instalaciones.

Para trabajos que requieran de un mantenimiento correctivo que impliquen trabajos de biselado y contra biselado de la tubería, éstos deben realizarse con una maquina biseladora en frío o en torno. No debe permitirse la utilización de equipo de corte oxiacetileno para trabajos de biselado.

Después de realizar cualquier trabajo de mantenimiento correctivo, la zona reparada debe ser sometida a una inspección con pruebas no destructivas.

8.6.2.1. Esmerilado.

8.6.2.1.1. Actividades a desarrollar. Los daños calientes, daños mecánicos o imperfecciones superficiales pueden ser eliminados por un sistema adecuado de esmerilado, debiéndose evitar los sobrecalentamientos, enfriamientos bruscos y agrietamientos. Se debe esmerilar por capas delgadas, tratando de formar una superficie parabólica. El área esmerilada debe contar con un acabado de perfil suave en su contorno. La tabla 1 indica los casos en que se puede aplicar este tipo de reparación.

Cuando se repare la zona que contiene el daño caliente a través de esmerilado, se debe revisar que el espesor remanente de la tubería después del esmerilado no se haya reducido a un valor menor del que se requiere para soportar los esfuerzos producidos por presión interna conforme al párrafo 8.1.2.11 de la NRF-032-PEMEX-2005. De otra manera este procedimiento no debe utilizarse y el tramo de tubería dañado debe reforzarse o reemplazarse.

En las áreas en donde a causa del esmerilado, se ha reducido el espesor de pared de la tubería a un valor menor del espesor de pared requerido por diseño, se debe realizar un análisis de esfuerzos producidos por presión interna, en la misma forma como se trata a la corrosión localizada del tipo picaduras, para determinar si las áreas necesitan ser reemplazadas, reparadas o la presión de operación reducida.

8.6.2.1.2. Personal. El personal requerido para realizar los trabajos de esmerilado en tubería de proceso y de servicios auxiliares, debe tener como mínimo las siguientes características:

a) Personal especializado que acredite una experiencia mínima comprobable de 3 años en trabajos similares de mantenimiento a tuberías.

b) Técnicos Nivel II de Pruebas No Destructivas (PND), como mínimo, calificados de acuerdo con la ASNT SNT-TC-1A o equivalente, para los trabajos de inspección de la reparación.

8.6.2.1.3. Equipo. El equipo mínimo requerido para realizar los trabajos de esmerilado y de inspección de la reparación en tubería de proceso, se indica en el Anexo A.

8.6.2.1.4. Inspección de la reparación. Al final de cada capa de esmerilado, se debe medir por medio de ultrasonido el espesor de pared remanente, el cual debe cumplir con el espesor de pared mínimo requerido para soportar los esfuerzos producidos por presión interna conforme al párrafo 8.1.2.11 de la NRF-032-PEMEX-2005 y posteriormente se debe aplicar la prueba de partículas magnéticas. En caso de que esta prueba arroje indicaciones de alguna grieta, ésta se debe esmerilar hasta su desaparición y medir nuevamente el espesor remanente.

8.6.2.2. Soldadura de relleno.

8.6.2.2.1. Actividades a desarrollar. Las áreas pequeñas corroídas como ranuras y ralladuras, pueden ser reparadas con depósito de metal de soldadura. El metal de soldadura utilizado en reparaciones debe ser del grado y tipo de la tubería que esta siendo reparada. Todas las reparaciones, deben llevar una adecuada protección anticorrosiva, con un recubrimiento de características similares a la que tiene la tubería.

Las áreas a reparar deben ser esmeriladas, de tal forma que la superficie se encuentre, lisa, uniforme y libre de grasa, pintura y otras impurezas que puedan afectar la aplicación de la soldadura. Se procede a la aplicación de soldadura con cordones paralelos uno respecto del otro, en la dirección circunferencial de la tubería, aplicándose un cordón de refuerzo que circunde los cordones anteriores y finalmente se deben colocar cordones de soldadura en la dirección longitudinal de la tubería de manera que se forme una cuadrícula con los cordones en dirección circunferencial pero que queden circunscritos en el cordón de refuerzo. La tabla 1 indica los casos en que se puede aplicar la soldadura de relleno.

8.6.2.2.2. Personal. El personal requerido para realizar los trabajos de soldadura de relleno en tubería de proceso y de servicios auxiliares, debe tener como mínimo las siguientes características:

a) Personal especializado que acredite una experiencia mínima comprobable de 3 años en trabajos similares de mantenimiento a tuberías.

b) Soldadores calificados conforme al subinciso 8.3.2 de esta norma de referencia.

c) Técnicos Nivel II de Pruebas No Destructivas (PND), como mínimo, calificados de acuerdo con la ASNT SNT-TC-1A o equivalente, para los trabajos de inspección de la reparación.

8.6.2.2.3. Equipo. El equipo mínimo requerido para realizar los trabajos de soldadura de relleno y de inspección de la reparación en tubería de proceso, se indica en el Anexo A.

8.6.2.2.4. Inspección de la reparación. Se debe realizar una inspección ultrasónica o de radiografía al 100% de las soldaduras, para verificar que se cumplan los criterios de aceptación establecidos en la Tabla 1 de esta norma de referencia.

8.6.2.3. Envolvente mecánica (Grampa).

8.6.2.3.1. Actividades a desarrollar. Las envolventes mecánicas (dispositivos como abrazaderas de fábrica o improvisadas atornilladas en la sección de la tubería) se deben utilizar para la reparación de anomalías en tuberías que estén trabajando bajo presión y temperatura. Su colocación permite realizar los trabajos de reparación mientras la línea continúa en operación.

Las envolventes mecánicas son consideradas reparaciones provisionales, por lo que debe programarse la reparación definitiva por parte de Pemex Exploración y Producción en un término no mayor de 30 días. Si una envolvente mecánica se suelda a la tubería, se considera como reparación definitiva.

La reducción de la presión de la línea mientras se efectúa la reparación permanente o definitiva, depende de las condiciones de operación y del diseño de la camisa o envolvente mecánica.

8.6.2.3.2. Personal. El personal requerido para realizar los trabajos de colocación de envolventes mecánicas en tubería de proceso y de servicios auxiliares, debe tener como mínimo las siguientes características:

a) Personal especializado que acredite una experiencia mínima comprobable de 3 años en trabajos similares de mantenimiento a tuberías.

b) Técnicos Nivel II de Pruebas No Destructivas (PND), como mínimo, calificados de acuerdo con la ASNT SNT-TC-1A o equivalente, para los trabajos de inspección de la reparación.

8.6.2.3.3. Equipo. El equipo mínimo requerido para realizar los trabajos de colocación de envolventes mecánicas en tubería de proceso, se indica en el Anexo A.

8.6.2.3.4. Inspección de la reparación. Se debe realizar una inspección visual de la reparación para comprobar que no existan fugas. En el caso de que se haya soldado la envolvente a la tubería, se debe realizar una inspección ultrasónica o de radiografía al 100% de las soldaduras, para verificar que se cumplan los criterios de aceptación establecidos en la Tabla 1 de esta norma de referencia, además de efectuar un tratamiento térmico conforme a lo indicado en el subinciso 8.2.3 de la NRF-035-PEMEX-2005.

8.6.2.4. Camisa de refuerzo (envolvente de refuerzo).

8.6.2.4.1. Actividades a desarrollar. Si no es posible sustituir un tramo de tubería con defectos dictaminados para reparación, las reparaciones de tipo permanente pueden realizarse mediante la instalación de una envolvente capaz de restituir la resistencia mecánica de la tubería, mantener su hermeticidad y garantizar una vida útil igual a la de ésta. La selección del tipo de envolvente a instalar depende de un análisis específico de la problemática de la reparación.

Para la reparación de abolladuras, grietas o fisuras que puedan considerarse reparables (ver tabla 1), debe usarse un material para llenar el espacio anular o entrehierro, entre la envolvente y la tubería, con objeto de transferir adecuadamente las cargas por presión de la tubería a la envolvente de refuerzo, proveer un aislamiento térmico y ser estable física y químicamente durante su vida útil.

Una tubería con quemaduras o ranuras, ocasionadas normalmente al realizar trabajos de corte o al aplicar soldadura con arco eléctrico, puede ser reparada instalando envolventes soldables siempre y cuando la quemadura o la ranura sea removida por esmerilado y el espesor remanente sea mayor al espesor mínimo requerido por presión interna conforme al párrafo 8.1.2.11 de la NRF-032-PEMEX-2005.

La soldadura circunferencial en las envolventes es opcional cuando éstas se instalen únicamente para refuerzo y no para contener la presión interna o cuando no se tenga fuga en el ducto. Se deben dar consideraciones especiales para minimizar concentraciones de esfuerzos resultantes de la reparación.

Las envolventes circunferenciales completas, instaladas para eliminar fugas, o para contener la presión interna deben estar diseñadas para soportar la presión de diseño o la máxima de operación del sistema que se va a reparar. Dicha envolvente será soldada en su totalidad tanto circunferencial como longitudinalmente, cumpliendo con los requisitos indicados en los incisos 6.4 y 6.5 de la CID-NOR-03: 1996. La envolvente debe

extenderse por lo menos 100 mm (4 pulg) a cada lado del defecto y como máximo la mitad del diámetro, siempre y cuando exista sanidad del tramo con el propósito de asegurar que la envolvente cumpla satisfactoriamente su función. Estas dimensiones pueden reducirse siempre y cuando se realice un estudio de integridad mecánica del daño el cual recomiende las dimensiones requeridas de la envolvente. Las envolventes como mínimo deben tener el mismo espesor y especificación de la tubería o su equivalente, además de ser habilitadas y colocadas sobre la superficie exterior de la tubería previa limpieza a metal blanco. Si el espesor de la envolvente es mayor que el espesor del tubo que se va a reparar, los extremos circunferenciales de dicha envolvente deben ser biselados hasta alcanzar un espesor igual al de la tubería.

Si la tubería no puede dejar de operar durante una reparación que involucre trabajos de soldadura, se debe reducir la presión de operación a un nivel seguro, realizándose en cada caso un análisis en el que participen las dependencias de Operación, Mantenimiento y Seguridad de la entidad responsable de la tubería. Dicho análisis debe contener como mínimo los resultados de la inspección ultrasónica, pruebas no destructivas, cálculos para determinar la presión máxima y otras medidas de seguridad adicionales a los criterios que sugieren las prácticas recomendadas al respecto.

La Tabla 1 indica los casos en los que se puede utilizar envolvente de refuerzo.

8.6.2.4.2. Personal. El personal requerido para realizar trabajos de colocación de camisas de refuerzo en tubería de proceso y de servicios auxiliares, debe tener como mínimo las siguientes características:

a) Personal especializado que acredite una experiencia mínima comprobable de 3 años en trabajos similares de mantenimiento a tuberías.

b) Soldadores calificados conforme al subinciso 8.3.2 de esta norma de referencia.

c) Técnicos Nivel II de Pruebas No Destructivas (PND), como mínimo, calificados de acuerdo con la ASNT SNT-TC-1A o equivalente, para los trabajos de inspección de la reparación.

8.6.2.4.3. Equipo. El equipo mínimo requerido para realizar los trabajos de colocación de camisas de refuerzo y de inspección de la reparación en tubería de proceso, se indica en el Anexo A.

8.6.2.4.4. Inspección de la reparación. Se debe realizar una inspección ultrasónica o de radiografía al 100% de las soldaduras, para garantizar que se cumpla con los criterios de aceptación establecidos en la tabla 1 de esta norma de referencia, además de efectuar un tratamiento térmico conforme a lo indicado en el subinciso 8.2.3 de la NRF-035-PEMEX-2005.

8.6.2.5. Refuerzo no metálico.

8.6.2.5.1. Actividades a desarrollar. En el caso de que no exista fuga, una opción para reparación en lugar de utilizar la envolvente metálica soldada, puede ser la colocación de la envolvente no metálica (resina epóxica reforzada con fibra de vidrio), para dar reforzamiento a la tubería debilitada por la corrosión o por daños mecánicos.

La utilización de envolventes o refuerzos no metálicos para la reparación de tuberías con disminución de espesor por corrosión o por daños mecánicos, está sujeta a que se demuestre que el refuerzo soportará como mínimo la misma presión que soporta la tubería metálica así como, que esté diseñado para trabajar en los rangos de temperatura y condiciones a los que opera el tubo.

El material no metálico utilizado como refuerzo debe estar soportado documentalmente con pruebas de laboratorio y pruebas de campo, además de comprobar su uso en instalaciones similares de operación y servicio.

Los refuerzos no metálicos se consideran reparaciones definitivas, por lo que no se requiere programar otro tipo de reparación.

8.6.2.5.2. Personal. El personal requerido para realizar trabajos de colocación de refuerzo no metálico en tubería de proceso y de servicios auxiliares, debe tener como mínimo las siguientes características:

a) Personal especializado que acredite una experiencia mínima comprobable de 3 años en trabajos similares de mantenimiento a tuberías.

8.6.2.5.3. Equipo. La maquinaria y herramienta requeridas para realizar los trabajos de colocación de refuerzo no metálico, debe cumplir con lo indicado en el subinciso 8.2.2 de esta norma de referencia.

8.6.2.5.4. Inspección de la reparación. Se debe realizar la inspección y pruebas de la reparación conforme a lo establecido en el manual del fabricante, para verificar el cumplimiento de los criterios de aceptación.

8.6.2.6. Sustitución de Carrete.

8.6.2.6.1. Actividades a desarrollar. Si es factible que el sistema sea liberado del servicio, se debe reparar en forma definitiva mediante la sustitución del tramo o sección que presente un daño mecánico o pérdida del espesor de pared con la instalación de una pieza cilíndrica denominada carrete, misma que debe cumplir con las condiciones de operación del sistema original o especificaciones requeridas para el tipo de servicio. La longitud mínima del carrete no debe ser menor de la mitad del diámetro del tubo.

En la sustitución del carrete se deben considerar los aspectos mínimos que permitan la sustitución en condiciones de seguridad para el personal que ejecuta los trabajos, así como de la instalación y el entorno ecológico, debiendo desarrollar un programa de trabajo bien definido con procedimientos claros y específicos.

Para la maniobra de montaje no se deben instalar orejas de izaje en el tramo de tubería a sustituir, así como no realizar golpes de arco en el cuerpo del tubo durante la aplicación de la soldadura

Las principales actividades a desarrollar en la sustitución de carrete son:

a) Localización del área de corte del carrete a sustituir.
b) Cuando el carrete a sustituir contenga una o más soldaduras, éste debe ser probado hidrostáticamente conforme lo indicado en el subinciso 8.4.2 de la NRF-035-PEMEX-2005, además de efectuar la radiografía al 100% de las soldaduras.
c) Cuando el carrete a sustituir no contenga soldaduras intermedias, se deben verificar sus certificados de calidad y pruebas, y en caso de que haya cumplido la prueba hidrostática, ésta ya no debe efectuarse. Después de instalado el carrete, se debe efectuar la inspección de soldaduras de los extremos con radiografía y ultrasonido al 100%.
d) Para el caso de tubería de 24” de diámetro y mayores en servicio amargo, después de efectuada la sustitución del carrete, se debe realizar la prueba de dureza de acuerdo a lo indicado en el formato FP01 del Anexo B.

8.6.2.6.2. Personal. El personal requerido para realizar trabajos de sustitución de carrete en tubería de proceso y de servicios auxiliares, debe tener como mínimo las siguientes características:

a) Personal especializado que acredite una experiencia mínima comprobable de 3 años en trabajos similares de mantenimiento a tuberías.

b) Soldadores calificados conforme el subinciso 8.3.2 de esta norma de referencia.

c) Técnicos Nivel II de Pruebas No Destructivas (PND), como mínimo, calificados de acuerdo con la ASNT SNT-TC-1A o equivalente, para los trabajos de inspección de la reparación.

8.6.2.6.3. Equipo. El equipo mínimo requerido para realizar los trabajos de sustitución de carrete, de inspección de la reparación en tubería de proceso y de medición de dureza, se indica en el Anexo A.

8.6.2.6.4. Inspección de la reparación. En la reparación de una sección de tubería mediante el corte y sustitución de la sección dañada, la unión soldada del carrete debe someterse a alguna de las pruebas no destructivas (inspección radiográfica al 100%, ultrasónica al 100%, líquidos penetrantes, partículas magnéticas o inspección por ondas guiadas) de tal forma que se cumpla con los criterios de aceptación establecidos en la tabla 1 de esta norma de referencia, además de efectuar un tratamiento térmico conforme a lo indicado en el subinciso 8.2.3 de la NRF-035-PEMEX-2005. En los sistemas donde sea factible, se debe realizar la prueba hidrostática conforme al subinciso 8.4.2 de la NRF-035-PEMEX-2005, para garantizar la hermeticidad del carrete.

8.6.2.7. Soportería.

8.6.2.7.1. Actividades a desarrollar. El mantenimiento correctivo de la soportería, consiste en la sustitución de aquellos soportes que, por su condición, no brindan seguridad al sistema de tuberías de proceso.

Para la sustitución de cualquier soporte deben tomarse en cuenta los criterios establecidos en el subinciso 8.2.2 de la NRF-032-PEMEX-2005. Antes de cortar y retirar el soporte, se debe evaluar la necesidad de colocar apoyos provisionales para no afectar la integridad de la tubería.

8.6.2.7.2. Personal. El personal requerido para realizar trabajos de sustitución de soportería en tubería de proceso y de servicios auxiliares, debe tener como mínimo las siguientes características:

a) Personal especializado que acredite una experiencia mínima comprobable de 3 años en trabajos similares de mantenimiento a tuberías.

b) Soldadores calificados conforme el subinciso 8.3.2 de esta norma de referencia.

c) Técnicos Nivel II de Pruebas No Destructivas (PND), como mínimo, calificados de acuerdo con la ASNT SNT-TC-1A o equivalente, para los trabajos de inspección de la reparación.

8.6.2.7.3. Equipo. El equipo mínimo requerido para realizar los trabajos de sustitución de soportería en tubería de proceso, se indica en el Anexo A.

8.6.2.7.4. Inspección de la reparación. Se debe realizar una inspección visual de la reparación para comprobar la funcionalidad del soporte.

8.6.2.8. Tubería para servicios auxiliares.

8.6.2.8.1. Actividades a desarrollar. Cuando se tenga cualquiera de las indicaciones listadas en la Tabla 1 y que se rebasen los criterios de aceptación indicados en dicha tabla, además de que el sistema sea factible

sacarlo de operación, se debe realizar el mantenimiento correctivo del tipo sustitución de carrete conforme a lo indicado en el subinciso 8.6.2.6 de esta norma de referencia. Cuando no se pueda liberar del servicio a la tubería se debe aplicar alguno de las otros tipos de mantenimiento correctivo indicados en esta norma de referencia, cumpliendo siempre con las condiciones de operación del sistema original y especificaciones requeridas para el tipo de servicio.

8.6.2.8.2. Personal. El personal requerido para realizar trabajos de mantenimiento en tuberías auxiliares debe tener las siguientes características:

a) Personal especializado que acredite una experiencia mínima comprobable de 3 años en trabajos similares de mantenimiento a tuberías.

b) Soldadores calificados conforme el subinciso 8.3.2 de esta norma de referencia.

c) Técnicos Nivel II de Pruebas No Destructivas (PND), como mínimo, calificados de acuerdo con la ASNT SNT-TC-1A o equivalente, para los trabajos de inspección de la reparación.

8.6.2.8.3. Equipo. El equipo mínimo requerido para realizar trabajos de mantenimiento en tuberías para servicios auxiliares depende del tipo de reparación a realizarse conforme al mantenimiento correctivo aplicable.

8.6.2.8.4. Inspección de la reparación. Se debe realizar una inspección de la reparación en tuberías para servicios auxiliares dependiendo del tipo de mantenimiento efectuado.

8.7. Documentación entregable.

Se debe llevar un registro estadístico de todas las reparaciones, modificaciones, ajustes y cambios que se realicen a las tuberías y soportería como actividades del mantenimiento preventivo.

Se debe entregar a Pemex Exploración y Producción en copia dura y en archivo electrónico la documentación inicial y la generada durante el desarrollo de los trabajos de mantenimiento preventivo y/o correctivo, así como los registros y formatos requeridos en la presente norma, como se indica a continuación:

a) Procedimientos de reparación mediante:
   - Esmerilado.
   - Soldadura de relleno.
   - Camisa de refuerzo.
   - Camisa metálica.
   - Refuerzo no metálico.
   - Inspección de soldadura mediante PND (prueba no destructiva).
   - Reparación de soldadura.
   - Sustitución de soportes.
   - Otros.
b) Certificados de calificación del personal soldador.
c) Documentación que compruebe la experiencia del personal técnico que efectuará la reparación.
d) Certificados de calibración de equipo y maquinaria utilizado para la reparación de que se trate.
e) Registros de cada tipo de reparación e inspección conforme a los formatos del Anexo B.
f) Planos o dibujos a escala de la reparación incluyendo la localización mediante coordenadas.
g) Registro de pruebas hidrostáticas cuando aplique.
h) Informe o reporte ejecutivo que incluya la memoria de los trabajos realizados, observaciones y recomendaciones.

i) Radiografías de las soldaduras, que incluyan las referencias necesarias para su identificación y localización.
j) Registros de otras pruebas no destructivas.

9. RESPONSABILIDADES.

9.1 Petróleos Mexicanos, Organismos Subsidiarios y Empresas Filiales.

Aplicar los requisitos y recomendaciones de esta norma, en las actividades de mantenimiento a los sistemas de tubería de proceso y servicios auxiliares en instalaciones marinas, a fin de asegurar una operación confiable y eficiente de las mismas.

9.2 Subcomité técnico de Normalización de Pemex Exploración y Producción.

Establecer comunicación con las aéreas usuarias de Petróleos Mexicanos, Organismos Subsidiarios y Empresas Filiales, así como prestadores de servicios, para mantener su contenido y requerimientos actualizados, con el fin de asegurar que los sistemas de tubería de proceso y servicios auxiliares, operen de una manera confiable y segura.

La verificación del cumplimiento de esta norma, será realizada por el área usuaria, verificando y atestiguando los trabajos realizados y su conformidad con los resultados registrados en los formatos indicados en el inciso 12.2.

9.3 Contratistas y prestadores de servicio.

Cumplir como mínimo con los requerimientos especificados en esta norma.

10. CONCORDANCIA CON NORMAS MEXICANAS O INTERNACIONALES

Esta norma de referencia no tiene concordancia con ninguna Norma Mexicana o Internacional.

11. BIBLIOGRAFÍA

Esta norma de referencia se fundamenta con las referencias técnicas bibliográficas que se indican a continuación:

API-SPEC-5L - Specification for line pipe, 2000 (Especificación para tubería. 2000).

ASME B-16.9 - Factory-Made Wrought Steel Butt Welding Fittings, 2001 (Estándares para conexiones soldables, 2001).

ASME B31.4 - Pipelines transportation systems for liquid hydrocarbons and other liquids, 2002 (Sistemas de transporte de hidrocarburos líquidos y otros líquidos, 2002).

ASME B31.8 - Gas transmissions and distribution piping system, 2003 (Sistemas de ductos de transporte y distribución de gas, 2003).

ASME SECTION V - Nondestructive Examination, 1992 (Pruebas no destructivas, 1992).

MSS-SP-75-1998 - Specification for high test wrought butt welding fittings, 1998 (Especificación para accesorios forjados soldados a tope, 1998)

ASNT SNT-TC-1A Recommended Practice for Nondestructive Testing Personnel Qualification and Certification (Práctica Recomendada para Calificación y Certificación del Personal para Pruebas No Destructivas).

Especificación PEMEX IN-10.1.02 – Instructivo de seguridad para personal de operación y mantenimiento de ductos, feb/1990.

Pemex CID-NOR-03-1996 “Reparaciones permanentes de defectos por medio de envolventes bipartidas soldables en tuberías que transportan hidrocarburos”.

Anexo ”S” – Obligaciones de seguridad, salud ocupacional y protección ambiental de los proveedores o contratistas que realizan actividades en instalaciones de PEMEX Exploración y Producción, ultima edición.

ANSI/ASME B31.3 Process Piping (Tubería de Proceso).

ASME BPVC Sección IX - Qualification Standard for Welding and Brazing Operators (Procedimiento para calificación de soldadura y soldadores), 2004.

API-STD-1104 Welding of Pipelines and Related Facilities (Soldadura de ductos e instalaciones relacionadas), Edición XIX, 1999.

12. ANEXOS.

12.1 Anexo A. Equipo, maquinaria y herramientas.

DESCRIPCIÓN	CARACTERÍSTICAS Y ESPECIFICACIONES
Máquina de soldar	Capacidad mínima 400 A, Porta-electrodo 300 A, con cable de uso rudo, conectores macho-hembra para empate de cable, protegida contra explosión, conexiones a tierra física, incluye reóstato.
Equipo de corte en frío	Equipo hidráulico con accesorios y discos para corte.
Equipo de arco aire	Compresor de aire de 0,5516 MPa (80 psi) mínimo y electrodo de carbón.
Equipo de corte oxiacetileno	Equipo de corte oxiacetileno con boquillas de corte del 1-5 y 50 m de manguera duplex de ¼” de diámetro.
Esmeriladoras	Eléctricas y/o neumáticas de 0,7457 kW (1 Hp), pulidora portátil para trabajo mediano y pesado, capacidad de discos de 17,78 cm (7 pulg), 5000 a 8000 rpm.
Biseladora universal para tubería	Para el diámetro de tubería que se esté reparando
Biseladora para corte recto	Con regletas de 3 m mínimo.
Equipo de Sand-blast	Compresor de aire de 1,207 MPa (175 psi) y 136,26 m^3/h (600 P.C.M.) mínimo, con mangueras porta-boquillas, purificador de aire, filtro separador de humedad, ollas areneras con capacidad de 200 – 300 kg (440 – 660 lb), alarma de monóxido de carbono, casco escafandra.
Equipo de relevado de esfuerzos	Maquina eléctrica de relevado de esfuerzo para relajamiento de tensión en junta con soldadura especial (línea de proceso), incluye cables de alimentación eléctrica, accesorios de descarga de tensión, resistencia de cerámica flexible, colcha mineral, alambre termopar para alta temperatura, conectores tipo K y consumibles
Equipo de pintura	Compresor de aire de 1,207 MPa (175 psi) y 136,26 m^3/h (600 P.C.M.) mínimo, ollas para pintura con capacidad para 20 lt (5,25 Galones), pistolas para aplicación de recubrimiento primario y acabado.
Malacates	Neumáticos, hidráulicos y/o eléctricos (capacidad desde 1 a 15 Toneladas).
EQUIPO PARA LA PRUEBA HIDROSTÁTICA Y LIMPIEZA DE TUBERÍA.	
Bomba de alta presión	20,684 MPa (3000 psi) y bajo volumen 34,065 m^3/h (150 G.P.M.) mínimo.
Bomba de baja presión	1,52 MPa (220 psi) y alto volumen 317,94 m^3/h (1400 G.P.M.) mínimo.

Compresor de aire	295,23 m3/h (1300 PCM.) y 862 o 1206 kPa (125 a 175 psi) mínimo.
Manómetros, manógrafos y balanza de pesos muertos	Con rango de medición no mayor al doble de la presión de prueba.
Termómetro y termógrafo	Para medición de rango de temperatura de 0 – 100º C

DESCRIPCIÓN	CARACTERÍSTICAS Y ESPECIFICACIONES
EQUIPO PARA PRUEBAS NO DESTRUCTIVAS	
Equipo de radiografía	Rayos Gamma Iridio-192 de capacidad nominal de 35 Cu para espesores desde 19,05 mm (3/4 pulg) hasta 76,2 mm (3 pulg); contador de radiación ionizante; penetrómetros requeridos tipo ASME o equivalente.
Laboratorio para revelado de radiografías	Dosímetro, cargador para dosímetro, reloj alarma, lámpara de seguridad, tanque para revelado, negatoscopio, químicos, unidad de aire acondicionado, termómetro, medidor de densidades (densitómetro).
Equipo de Ultrasonido	Equipo detector de fallas digital con memoria y lectura en pantalla, transductores, zapatas, acoplante, baterías, cargador para batería.
Equipo de partículas magnéticas	Yugo magnético, medidor de intensidad de flujo magnético (medidor de pastel), pulverizadores, atomizadores, cepillos suaves o brochas de limpieza, lámpara de mano de luz blanca, lámpara de luz negra, partículas magnéticas secas y/o húmedas, visibles, fluorescentes y/o duales.
Equipo de líquidos penetrantes	Lámpara de mano de luz blanca, lámpara de luz negra, lupa, regla con escala, brochas, paños secos y limpios, líquidos penetrantes visibles, fluorescentes y/o duales y solvente.
Equipo para medición de dureza	El equipo debe ser portátil con pantalla digital, para medir durezas en acero al carbono y acero microaleado en cualquier dirección y en rango de exactitud de ± 0,5%, con rango de medición de dureza Brinell de 100 hasta 500 y/o dureza Rockwell B desde 50 hasta 90 y/o Rockwell C desde 20 hasta 60.

12.2 Anexo B. Formatos de mantenimiento de tubería de proceso.

LOGO DE LA COMPAÑÍA	CLAVE : _____ DIAMETRO : _____ SERVICIO : _____ PLATAFORMA : _____ FECHA DE INSPECCION : _____ COMPAÑIA : _____	FORMATO DE MANTENIMIENTO (FM01) MANTENIMIENTO PREVENTIVO

No.	TIPO DE HALLAZGO	DOCUMENTO DE REFERENCIA	MANTENIMIENTO PREVENTIVO EFECTUADO	FECHA	OBSERVACIONES

REALIZÓ	REVISÓ	APROBÓ	ACEPTÓ
Nombre y Firma	Encargado de la Cuadrilla	Coordinador / Representante Técnico	Supervisor de PEP

LOGO DE LA COMPAÑÍA	CLAVE : _____ DIAMETRO : _____ SERVICIO : _____ PLATAFORMA : _____ FECHA DE INSPECCION : _____ COMPAÑIA : _____	**FORMATO DE MANTENIMIENTO (FM02)** MANTENIMIENTO CORRECTIVO

No.	TIPO DE HALLAZGO	DOCUMENTO DE REFERENCIA	MANTENIMIENTO CORRECTIVO EFECTUADO	FECHA	OBSERVACIONES

REALIZÓ	REVISÓ	APROBÓ	ACEPTÓ
Nombre y Firma	Encargado de la Cuadrilla	Coordinador / Representante Técnico	Supervisor de PEP

LOGO DE LA COMPAÑÍA	CLAVE : _____ DIAMETRO : _____ SERVICIO : _____ PLATAFORMA : _____ FECHA DE INSPECCION : _____ COMPAÑIA : _____	**FORMATO DE INSPECCIÓN (FI01)** PARTÍCULAS MAGNÉTICAS ESPECÍFICO

Reporte Esp. No. **Isométrico de Referencia** **Página** **de**

Características del elemento:				Estado de la superficie del elemento
No. de Junta	No. Elemento "A"	No. Elemento "B"	D.N. [Pulg.]	

PARÁMETROS DE INSPECCIÓN

Fuente magnetizante:	Marca:	Modelo:	Amperaje:	No. de Serie:

Técnica de magnetización:	Tipo de iluminación:	Corriente magnetizante:	Secuencia de operación:

Tipo de partículas:	Color:	Forma de aplicación:	Vehículo:

Croquis

RESULTADOS DE INSPECCIÓN

No. Ind	Tipo	Horario [hrs : min]	Distancia SC–anomalía [m]	Características de la Indicación			
				Longitud [Pulg]	Ancho [Pulg]	Diámetro [Pulg]	Profundidad [Pulg]

NOMENCLATURA:

No. Ind. = Número de indicación
SC. = Soldadura de campo
Pulg. = Pulgada

Observaciones:

LOGO DE LA COMPAÑÍA	CLAVE : _____ DIAMETRO : _____ SERVICIO : _____ PLATAFORMA : _____ FECHA DE INSPECCION : _____ COMPAÑIA : _____	**FORMATO DE INSPECCIÓN (FI01)** PARTÍCULAS MAGNÉTICAS ESPECÍFICO

Reporte Esp. No. **Isométrico de Referencia** **Página** **de**

REGISTRO FOTOGRÁFICO DE LAS INDICACIONES:

A) VISTA A DETALLE DE LA INDICACIÓN No. 1

B) VISTA A DETALLE DE LA INDICACIÓN No. 2

C) VISTA A DETALLE DE LA INDICACIÓN No. 3

D) VISTA A DETALLE DE LA INDICACIÓN No. 4

NOTA.- Si las indicaciones son más incluir las hojas que sean necesarias para el registro fotográfico de estas.

Observaciones:

REALIZÓ	REVISÓ	APROBÓ	ACEPTÓ
Nombre y Firma Nivel (SNT-TC-1A)	Encargado de la Cuadrilla	Coordinador / Representante Técnico	Supervisor de PEP

LOGO DE LA COMPAÑÍA	CLAVE : _____ DIAMETRO : _____ SERVICIO : _____ PLATAFORMA : _____ FECHA DE INSPECCION : _____ COMPAÑIA : _____	**FORMATO DE INSPECCIÓN (FI02)** ULTRASONIDO (HAZ RECTO) ESPECÍFICO

Reporte Esp. No.: **Isométrico de Referencia:** **Página:** **de**

Zona	Características del elemento:			Estado de la superficie del elemento	Acoplante
	No. de Referencia	Tipo	D.N. [Pulg.]		

EQUIPO Y ACCESORIOS DE INSPECCIÓN

Descripción	Marca	Modelo	No. De Serie	Frecuencia (MHz)	∅ (Pulg)
Medidor de espesores					
Transductor medidor de espesores					
Detector de fallas					
Transductor medidor de fallas					
Block de calibración					

Croquis de indicación

Indicación		Horario [h:min]	Distancia Relativa [m]	Longitud axial [cm]	Longitud Circunferencial [cm]	Espesor remanente **[Pulg]	Observaciones
No.	Tipo						

** Referido al espesor mínimo de la indicación

Observaciones:

LOGO DE LA COMPAÑÍA	CLAVE : _____ DIAMETRO : _____ SERVICIO : _____ PLATAFORMA : _____ FECHA DE INSPECCION : _____ COMPAÑIA : _____	**FORMATO DE INSPECCIÓN (FI02)** ULTRASONIDO (HAZ RECTO) ESPECÍFICO

Reporte Esp. No.: **Isométrico de Referencia:** **Página:** **de**

OSCILOGRAMA DEL ESPESOR MÁXIMO DEL ELEMENTO

OSCILOGRAMA DONDE SE LOCALIZA LA PROFUNDIDAD MÁXIMA DE LA INDICACIÓN

REGISTRO FOTOGRÁFICO DE LAS INDICACIONES DETECTADAS:

VISTA A DETALLE DE LA INDICACIÓN No. 1

VISTA A DETALLE DE LA INDICACIÓN No. 2

NOTA.- Si las indicaciones son más incluir las hojas que sean necesarias para el registro fotográfico de estas.

Observaciones:

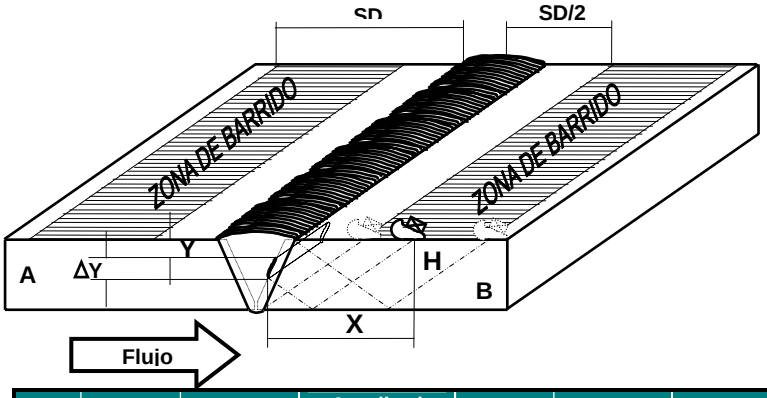
REALIZÓ	REVISÓ	APROBÓ	ACEPTÓ
Nombre y Firma Nivel (SNT-TC-1A)	Encargado de la Cuadrilla	Coordinador / Representante Técnico	Supervisor de PEP

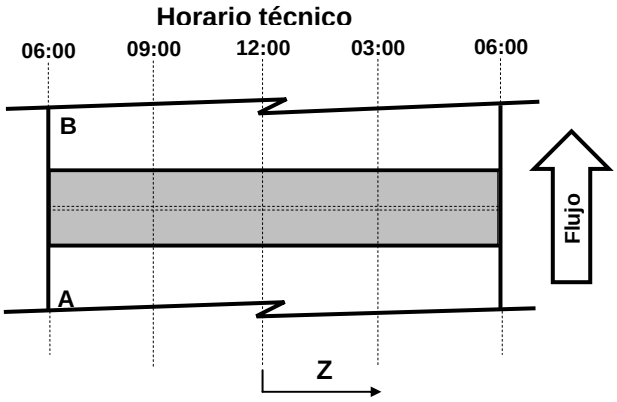
LOGO DE LA COMPAÑÍA	CLAVE : _____ DIAMETRO : _____ SERVICIO : _____ PLATAFORMA : _____ FECHA DE INSPECCION : _____ COMPAÑIA : _____	**FORMATO DE INSPECCIÓN (FI03)** ULTRASONIDO (HAZ ANGULAR) ESPECÍFICO

Reporte Esp. No. : **Isométrico de Referencia:** **Página:** **de**

INFORMACIÓN GENERAL				PARÁMETROS DE INSPECCIÓN		
Junta No.	Espesor máximo [Pulg]		Tipo de ranura	SD [Pulg]	Acoplante	Ganancia [dB]
	lado "A"	lado "B"				

EQUIPO Y ACCESORIOS DE INSPECCIÓN					
Descripción	Marca	Modelo	Frecuencia [MHz]	Dimensiones [Pulg]	No. de Serie
Medidor de espesores					
Detector de fallas					
Transductor medidor de espesores					
Transductor medidor de fallas					
Zapata [Angulo °]					
Block de calibración:					





No. Ind.	Ángulo	Sup. de insp.	Amplitud (dB)		Dist. Ang. "H" [Pulg]	Long. de la Ind.. [Pulg]	Prof. Rel. a sup. de insp. "Y" [Pulg]	Tipo de Indicación	Localización de la indicación			Observaciones
			Ref.	Ind.					Dist. "X" [Pulg]	Dist. "Z" [Pulg]	Horario técnico	

NOMENCLATURA:

No. Ind.	=	Número de indicación	Long. de la Ind.	=	Longitud de la Indicación.
Sup. de insp.	=	Superficie de inspección	Prof. rel. a sup. de insp.	=	Profundidad relativa a la superficie de inspección
dB	=	Decibeles	Dist.	=	Distancia
Ref.	=	Referencia	Pulg	=	Pulgada
Ind.	=	Indicación	Dist. ang.	=	Distancia angular

LOGO DE LA COMPAÑÍA	CLAVE : _____ DIAMETRO : _____ SERVICIO : _____ PLATAFORMA : _____ FECHA DE INSPECCION : _____ COMPAÑIA : _____	**FORMATO DE INSPECCIÓN (FI03)** ULTRASONIDO (HAZ ANGULAR) ESPECÍFICO

Reporte Esp. No. : **Isométrico de Referencia:** **Página :** **de**

ESQUEMA GENERAL DEL ÁREA DONDE SE LOCALIZA EL ELEMENTO INSPECCIONADO

ESQUEMA A DETALLE DEL ELEMENTO INSPECCIONADO

REGISTRO FOTOGRÁFICO DEL TRAMO INSPECCIONADO

A) VISTA GENERAL DEL ÁREA

B) VISTA A DETALLE DEL ELEMENTO

NOTA.- Si las indicaciones son más incluir las hojas que sean necesarias para el registro fotográfico de estas.

Observaciones:

LOGO DE LA COMPAÑÍA	CLAVE : _____ DIAMETRO : _____ SERVICIO : _____ PLATAFORMA : _____ FECHA DE INSPECCION : _____ COMPAÑIA : _____	**FORMATO DE INSPECCIÓN (FI03)** ULTRASONIDO (HAZ ANGULAR) ESPECÍFICO

Reporte Esp. No. : **Isométrico de Referencia:** **Página:** **de**

OSCILOGRAMA DONDE SE LOCALIZA LA PROFUNDIDAD MÍNIMA DE LA INDICACIÓN

OSCILOGRAMA DONDE SE LOCALIZA LA PROFUNDIDAD MÁXIMA DE LA INDICACIÓN

REGISTRO FOTOGRÁFICO DE LAS INDICACIONES DETECTADAS:

A) VISTA A DETALLE DE LA INDICACIÓN No. 1

B) VISTA A DETALLE DE LA INDICACIÓN No. 2

NOTA.- Si las indicaciones son más incluir las hojas que sean necesarias para el registro fotográfico de estas.

Observaciones:

REALIZÓ	REVISÓ	APROBÓ	ACEPTÓ
Nombre y Firma Nivel (SNT-TC-1A)	Encargado de la Cuadrilla	Coordinador / Representante Técnico	Supervisor de PEP

LOGO DE LA COMPAÑÍA	CLAVE : _____ DIAMETRO : _____ SERVICIO : _____ PLATAFORMA : _____ FECHA DE INSPECCION : _____ COMPAÑIA : _____	**FORMATO DE INSPECCIÓN (FI04)** LÍQUIDOS PENETRANTES ESPECÍFICO

Reporte Esp. No. **Isométrico de Referencia** **Página** **de**

Características del elemento:				Estado de la superficie del elemento
No. de Junta	No. Elemento "A"	No. Elemento "B"	D.N. [Pulg.]	

INFORMACIÓN GENERAL		
	Proceso de soldadura de campo:	**Especificación del material del ducto:**
Tipo de recubrimiento:	**Estado del recubrimiento:**	**Estado de la superficie del ducto:**
Espesor mínimo en zona sana [Pulg]:	**Espesor máximo en zona sana [Pulg]:**	**Tipo de ranura:**

PARÁMETROS DE INSPECCIÓN				
Tiempo de:	Secado (min)	Penetración (min)	Secado (min)	Revelado (min)

Tipo de penetrante:	Tipo de revelador:	Tipo de iluminación:

CONSUMIBLES			
LÍQUIDO	Marca	Código	No. de lote
Penetrante			
Revelador			
Removedor			

Croquis

No. Ind	Tipo de anomalía	Ubicación (hora técnica)	Distancia SC – anomalía [Pulg]	Características de la anomalía		
				Longitud [Pulg]	Ancho [Pulg]	Diámetro [Pulg]

NOMENCLATURA:

No. Ind. = Número de indicación
SC. = Soldadura de campo
Sup. de insp. = Superficie de inspección
Pulg. = Pulgada
Proc. = Proceso

Observaciones:

LOGO DE LA COMPAÑÍA	CLAVE : _____ DIAMETRO : _____ SERVICIO : _____ PLATAFORMA : _____ FECHA DE INSPECCION : _____ COMPAÑIA : _____	**FORMATO DE INSPECCIÓN (FI04)** LÍQUIDOS PENETRANTES ESPECÍFICO

Reporte Esp. No. **Página de**

REGISTRO FOTOGRÁFICO DE LAS INDICACIONES:

A) VISTA A DETALLE DE LA INDICACIÓN No. 1

B) VISTA A DETALLE DE LA INDICACIÓN No. 2

C) VISTA A DETALLE DE LA INDICACIÓN No. 3

D) VISTA A DETALLE DE LA INDICACIÓN No. 4

NOTA.- Si las indicaciones son más incluir las hojas que sean necesarias para el registro fotográfico de estas.

Observaciones:

REALIZÓ	REVISÓ	APROBÓ	ACEPTÓ
Nombre y Firma Nivel (SNT-TC-1A)	Encargado de la Cuadrilla	Coordinador / Representante Técnico	Supervisor de PEP

LOGO DE LA COMPAÑÍA	CLAVE : _____ DIAMETRO : _____ SERVICIO : _____ PLATAFORMA : _____ FECHA DE INSPECCION : _____ COMPAÑIA : _____	**FORMATO DE INSPECCIÓN DEL RECUBRIMIENTO (FIR01)** INSPECCIÓN VISUAL DEL RECUBRIMIENTO ANTICORROSIVO

Datos generales de la superficie a inspeccionar:

Condiciones de la inspección:

Área inspeccionada	Tipo de defecto	Dimensiones	Observaciones

Observaciones:

REALIZÓ	REVISÓ	APROBÓ	ACEPTÓ
Nombre y Firma Nivel (SNT-TC-1A)	**Encargado de la Cuadrilla**	**Coordinador / Representante Técnico**	**Supervisor de PEP**

LOGO DE LA COMPAÑÍA	CLAVE : _____ DIAMETRO : _____ SERVICIO : _____ PLATAFORMA : _____ FECHA DE INSPECCION : _____ COMPAÑIA : _____	**FORMATO DE INSPECCIÓN DEL RECUBRIMIENTO (FIR02)** MEDICIÓN DE ESPESORES DEL RECUBRIMIENTO ANTICORROSIVO

Datos generales de la superficie a inspeccionar:

Condiciones de la inspección:

Características del equipo de medición:

Nivel	Localización	Punto No 1	Punto No 2	Punto No 3	Promedio

Criterios de aceptación, resultado de la inspección y observaciones:

REALIZÓ	REVISÓ	APROBÓ	ACEPTÓ
Nombre y Firma Nivel (SNT-TC-1A)	Encargado de la Cuadrilla	Coordinador / Representante Técnico	Supervisor de PEP

LOGO DE LA COMPAÑÍA	CLAVE : _____ DIAMETRO : _____ SERVICIO : _____ PLATAFORMA : _____ FECHA DE INSPECCION : _____ COMPAÑIA : _____	**FORMATO DE INSPECCIÓN DEL RECUBRIMIENTO (FIR03)** PRUEBAS DE ADHERENCIA DEL RECUBRIMIENTO ANTICORROSIVO

Datos generales de la superficie a inspeccionar:

Condiciones de la inspección:

Características del equipo:

Punto	Localización	Grado de desprendimiento	Observaciones

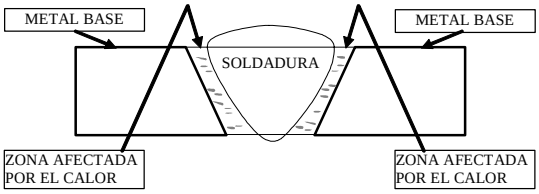
Criterios de aceptación, resultado de la inspección y observaciones**:**

REALIZÓ	REVISÓ	APROBÓ	ACEPTÓ
Nombre y Firma Nivel (SNT-TC-1A)	**Encargado de la Cuadrilla**	**Coordinador / Representante Técnico**	**Supervisor de PEP**

LOGO DE LA COMPAÑÍA	CLAVE : _____ DIÁMETRO : _____ SERVICIO : _____ PLATAFORMA : _____ FECHA DE INSPECCIÓN : _____ COMPAÑÍA : _____	**FORMATO DE REVISIÓN DE DUREZA (FP01)** PRUEBA DE DUREZA

DUREZA MÁXIMA PERMISIBLE:

METAL BASE: _____
SOLDADURA: _____
Z.A.C. _____



DATOS DEL EQUIPO
MARCA:
MODELO:
NUM. SERIE:
TIPO:

DATOS DE PRUEBA
ACABADO DE REFUERZO:
ACABADO DE SUPERFICIE:
TIPO DE MATERIAL:
ZONAS DE MEDICIÓN

DATOS DE LA UNIÓN DE LA TOma DE DUREZA			VALORES DE DUREZA ESCALA HARDNESS BRINELL					OBSERVACIONES
NUMERO DE JUNTA	IDENTIFICACIÓN	DIMENSIONES	METAL BASE	ZONA AFECTADA POR EL CALOR	SOLDADURA	ZONA AFECTADA POR EL CALOR	METAL BASE	

OBSERVACIONES:

Criterios de aceptación, resultado de la inspección y observaciones:

REALIZÓ	REVISÓ	APROBÓ	ACEPTÓ
Nombre y Firma Nivel (SNT-TC-1A)	Encargado de la Cuadrilla	Coordinador / Representante Técnico	Supervisor de PEP