


Número de documento NRF-106-PEMEX-2005	 COMITÉ DE NORMALIZACIÓN DE PETRÓLEOS MEXICANOS Y ORGANISMOS SUBSIDIARIOS
Rev. : 0	
17 de septiembre de 2005	SUBCOMITÉ TÉCNICO DE NORMALIZACIÓN DE PEMEX EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN
PAGINA 1 DE 69	

CONSTRUCCIÓN, INSTALACIÓN Y DESMANTELAMIENTO DE DUCTOS SUBMARINOS



COMITÉ DE NORMALIZACIÓN
DE PETRÓLEOS MEXICANOS Y
ORGANISMOS SUBSIDIARIOS

CONSTRUCCIÓN, INSTALACIÓN Y
DESMANTELAMIENTO DE DUCTOS
SUBMARINOS

NRF-106-PEMEX-2005

Rev.: 0

Página 2 de 69


HOJA DE APROBACIÓN

ELABORA:


ING. LUIS ORTIZ HERNÁNDEZ

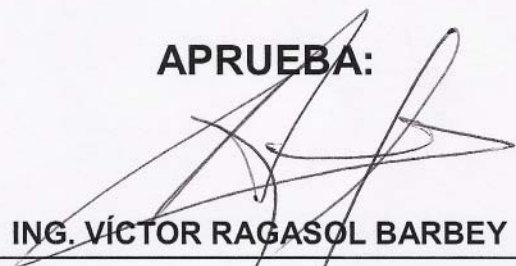
COORDINADOR DEL GRUPO DE TRABAJO

PROPONE:


DR. TOMÁS LIMÓN HERNÁNDEZ

VICEPRESIDENTE DEL SUBCOMITÉ TÉCNICO DE NORMALIZACIÓN
DE PEMEX EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN

APRUEBA:


ING. VÍCTOR RAGASOL BARBEY


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



CAPÍTULO	CONTENIDO	PÁGINA
0.	INTRODUCCIÓN	6
1.	OBJETIVO	7
2.	ALCANCE	7
3.	CAMPO DE APLICACIÓN	7
4.	ACTUALIZACIÓN	7
5.	REFERENCIAS	8
6.	DEFINICIONES	9
7.	SÍMBOLOS Y ABREVIATURAS	11
8.	DESARROLLO. CONSTRUCCIÓN, INSTALACIÓN Y DESMANTELAMIENTO DE DUCTOS SUBMARINOS	11
8.1	Documentación	11
8.1.1	Procedimientos constructivos	11
8.2	Embarcaciones	12
8.3	Equipo de construcción	13
8.4	Materiales	13
8.4.1	Tubería.....	13
8.4.2	Conexiones y accesorios.....	13
8.4.3	Materiales consumibles	14
8.4.4	Documentación.....	14
8.4.5	Marcado, embalaje, transporte y almacenaje de tubería.....	14
8.5	Personal técnico y profesionista	14
8.5.1	Personal profesionista	14
8.5.2	Personal técnico.....	14
8.5.3	Personal de buceo.....	15
8.5.4	Personal de posicionamiento.....	15
8.5.5	Personal de inspección no destructiva	15
8.6	Procedimiento de soldadura	15

8.6.1	Calificación de los procedimientos de soldadura	15
8.6.2	Calificación de soldadores	29
8.6.3	Soldaduras de campo.....	29
8.7	Protección anticorrosiva	33
8.7.1	Protección anticorrosiva en zona atmosférica, zona sumergida y zona de mareas y oleaje.....	33
8.7.2	Protección catódica	34
8.8	Tendido de tubería	34
8.8.1	Preparativos para construcción de línea	34
8.8.2	Transporte y recepción de tubería.....	35
8.8.3	Limpieza de tubería	35
8.8.4	Alineamiento de tubería	35
8.8.5	Producción de soldaduras	35
8.8.6	Detector de doblez	36
8.8.7	Marcado de la tubería.....	37
8.8.8	Reparación de soldaduras	37
8.8.9	Protección de la junta en la rampa de tendido.....	37
8.8.10	Control de esfuerzos.....	38
8.9	Fabricación e instalación de elementos	38
8.9.1	Fabricación de elementos en patio de fabricación, cubierta de la barcaza y/o chalán ...	38
8.9.2	Instalación de elementos	39
8.9.3	Reparación de soldaduras	40
8.10	Interconexiones.....	40
8.10.1	Interconexión sobre cubierta.....	40
8.10.2	Interconexión submarina.....	40
8.10.3	Interconexión con líneas de proceso en operación sobre plataforma y submarina.....	41
8.11	Dragado de línea regular.....	41
8.11.1	Equipo de dragado	42

8.12	Acolchonamiento de cruces de líneas y disparos submarinos	43
8.13	Prueba hidrostática y limpieza interior de ductos submarinos e interconexiones	44
8.13.1	Materiales y equipos de prueba hidrostática y limpieza	45
8.13.2	Prueba hidrostática.....	48
8.13.3	Limpieza interior de ductos submarinos	48
8.14	Registros y Documentación entregables de la construcción.....	49
8.14.1	Registros	49
8.14.2	Documentación entregable	49
8.15	Desmantelamiento de ductos submarinos.....	50
8.15.1	Embarcaciones y equipo para el desmantelamiento de tubería	50
8.15.2	Consideraciones previas	52
8.15.3	Retiro de trampa de diablos, defensas, abrazaderas, ducto ascendente, cuello de ganso, curvas de expansión y línea regular	52
8.15.4	Dragado y/o limpieza del área de la curva de expansión y línea regular	53
8.15.5	Dragado y retiro de interconexión submarina.....	53
8.15.6	Área de almacenamiento de los materiales recuperados	53
8.15.7	Documentación y registros del desmantelamiento.....	53
8.16	Protección Ambiental y Seguridad Industrial	53
8.16.1	Manifiesto de Impacto Ambiental	53
8.16.2	Trabajos con riesgo y planes de contingencia	54
9.	RESPONSABILIDADES	54
10.	CONCORDANCIA CON NORMAS MEXICANAS O INTERNACIONALES	54
11.	BIBLIOGRAFÍA.....	54
12.	ANEXOS	56
12.1	Equipo de construcción e instalación o desmantelamiento de ductos submarinos.....	56
12.2	Imperfecciones en soldadura	61

 COMITÉ DE NORMALIZACIÓN DE PETRÓLEOS MEXICANOS Y ORGANISMOS SUBSIDIARIOS	CONSTRUCCIÓN, INSTALACIÓN Y DESMANTELAMIENTO DE DUCTOS SUBMARINOS	NRF-106-PEMEX-2005 Rev.: 0 Página 6 de 69
--	--	--

0. INTRODUCCIÓN.

Petróleos Mexicanos inició en 1978 los trabajos de construcción e instalación de ductos en la región marina de la Sonda de Campeche, contando actualmente con un censo de 207 plataformas marinas fijas y 2 053 km de tubería, de los cuales 953 km son oleoductos, 539 km son oleogasoductos, 480 km son gasoductos y 81 km se destinan a otros servicios. Con esta infraestructura Pemex maneja una producción de crudo del orden de 2,11 Millones de barriles por día (MMBPD) y una producción de gas del orden de 1 500 millones de pies cúbicos por día (MMPCD), lo cual representa el 81 por ciento y 36 por ciento respectivamente, de la producción nacional de hidrocarburos.

El diseño y construcción de estos ductos fueron realizados para garantizar una vida útil de 20 años, la cual actualmente ha sido rebasada en algunos ductos, pero gracias a las mejoras tecnológicas en mantenimiento y control preventivo, tales como inyección de inhibidores de corrosión, reemplazo de ánodos de sacrificio, la inspección y monitoreo con equipos instrumentados para vigilar la integridad interna y externa de los ductos; se ha logrado ampliar la vida útil de los mismos, permitiendo su continua, segura y eficaz operación.

Cuando los ductos presenten deficiencias en sus componentes y no garanticen las condiciones seguras de la operación en el manejo de hidrocarburos, estos deberán desmantelarse.


Por lo anterior, la decisión de desmantelar un ducto recae en las áreas usuarias encargadas de la operación, inspección y mantenimiento de ductos, quienes previo estudio de la integridad de los mismos y basándose en los resultados obtenidos con fundamento en la normatividad existente, propondrán dicho desmantelamiento.

Este documento normativo se realizó en atención y cumplimiento a:

- La Ley Federal sobre Metrología y Normalización y su Reglamento.
- La Ley de Obras Públicas y servicios relacionados con las mismas y su Reglamento.
- La Ley de Adquisiciones, Arrendamientos y Servicios del Sector Público y su Reglamento.
- Guía para la redacción, estructuración y presentación de las normas mexicanas NMX-Z-13/1-1997.
- Guía para la emisión de Normas de Referencia de Petróleos Mexicanos y Organismos Subsidiarios.

Participaron en su elaboración las Subsidiarias de Petróleos Mexicanos e Instituciones que se indican a continuación:

- Pemex Exploración y Producción (PEP).
- Pemex Refinación.
- Petróleos Mexicanos.
- Instituto Mexicano del Petróleo (IMP).
- Colegio de Ingenieros Petroleros de México (CIPM).
- Global Offshore México S. de R.L. de C.V.
- Mantenimiento Marino de México S. de R.L. de C.V.
- Constructora Bay de México S.A. de C.V.
- Construcciones Marítimas Mexicanas S.A. de C.V.
- ECH Offshore S. de R.L. de C.V.

 <p>COMITÉ DE NORMALIZACIÓN DE PETRÓLEOS MEXICANOS Y ORGANISMOS SUBSIDIARIOS</p>	<p>CONSTRUCCIÓN, INSTALACIÓN Y DESMANTELAMIENTO DE DUCTOS SUBMARINOS</p>	<p>NRF-106-PEMEX-2005 Rev.: 0 Página 7 de 69</p>
---	---	---

1. OBJETIVO.

El objetivo de la presente norma es establecer los requisitos mínimos necesarios que se deben de cumplir durante la construcción, instalación y desmantelamiento de líneas submarinas de recolección y transporte de hidrocarburos.

2. ALCANCE.

Esta norma cubre los requisitos en el suministro, manejo y transporte de materiales, la construcción e instalación de un ducto submarino que incluye: tendido de línea regular, fabricación e instalación de curva de expansión, ducto ascendente, interconexiones en disparos submarinos y cubierta de plataforma; abrazaderas, defensa, soportería, protección anticorrosiva, prueba hidrostática y limpieza, dragado, acolchonamiento en cruces y hasta el desmantelamiento de ductos submarinos previa entrega por la rama operativa. Además de la entrega obligatoria por el prestador de servicio de toda la documentación, previo al inicio y al término de los trabajos.

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 Petróleos Mexicanos y Organismos Subsidiarios por las compañías contratistas y prestadores de servicios que desarrollen y/o ejecuten trabajos relacionados con dicho objeto. Por lo tanto debe ser incluida en los procedimientos de contratación: Licitación pública, invitación a cuando menos tres personas o Adjudicación directa, como parte de los requisitos que debe cumplir el proveedor, contratista o licitante, y en su caso, el interesado.

Esta norma aplica en la construcción, instalación, desmantelamiento de ductos submarinos en profundidades de hasta 100 metros.

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, procederá 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 dirigirse por escrito a:

Pemex Exploración y Producción.

Unidad de Normatividad Técnica.

Bahía de Ballenas 5, Edificio "D", PB.

Col. Verónica Anzures, México D.F. C.P. 11300

 COMITÉ DE NORMALIZACIÓN DE PETRÓLEOS MEXICANOS Y ORGANISMOS SUBSIDIARIOS	CONSTRUCCIÓN, INSTALACIÓN Y DESMANTELAMIENTO DE DUCTOS SUBMARINOS	NRF-106-PEMEX-2005 Rev.: 0 Página 8 de 69
--	--	--


Teléfono directo: 1944-9286

Conmutador: 1944-2500, extensión 3-80-80, Fax: 3-26-54

Correo Electrónico: mpachecop@pep.pemex.com


5. REFERENCIAS.

- 5.1 NOM-001-SEMARNAT-1996 - "Límites máximos permisibles de contaminantes en las descargas residuales en aguas y bienes nacionales".
- 5.2 NOM-014-STPS-2000 - "Exposición laboral a presiones ambientales anormales".
- 5.3 NOM-008-SECRE-1999 - "Control de corrosión externa en tuberías de acero enterradas y/o sumergidas".
- 5.4 NRF-001-PEMEX-2000 - "Tubería de acero para recolección y transporte de hidrocarburos amargos".
- 5.5 NRF-002-PEMEX-2001 - "Tubería de acero para recolección y transporte de hidrocarburos no amargos".
- 5.6 NRF-004-PEMEX-2003 - "Protección con recubrimientos anticorrosivos a instalaciones superficiales de ductos".
- 5.7 NRF-009-PEMEX-2001 - "Identificación de productos transportados por tubería o contenidos en tanques de almacenamiento".
- 5.8 NRF-013-PEMEX-2004 - "Diseño y evaluación de líneas submarinas en el Golfo de México".
- 5.9 NRF-026-PEMEX-2001 - "Protección con recubrimientos anticorrosivos para tuberías enterradas y/o sumergidas".
- 5.10 NRF-030-PEMEX-2003 - "Diseño, construcción, inspección y mantenimiento de ductos terrestres para transporte y recolección de hidrocarburos".
- 5.11 NRF-043-PEMEX-2003 - "Acercamiento y amarre de embarcaciones a instalaciones costa afuera".
- 5.12 NRF-047-PEMEX-2002 - "Diseño, instalación y mantenimiento de los sistemas de protección catódica".
- 5.13 NRF-084-PEMEX-2003 - "Electrodos para soldadura en ductos de transporte de hidrocarburos e instalaciones relacionadas".
- 5.14 NRF-096-PEMEX-2004 - "Conexiones y accesorios para ductos de recolección y transporte de hidrocarburos".
- 5.15 MX-B-482-1991 - "Capacitación, calificación y certificación de personal de ensayos no destructivos".


 <p>COMITÉ DE NORMALIZACIÓN DE PETRÓLEOS MEXICANOS Y ORGANISMOS SUBSIDIARIOS</p>	<p>CONSTRUCCIÓN, INSTALACIÓN Y DESMANTELAMIENTO DE DUCTOS SUBMARINOS</p>	<p>NRF-106-PEMEX-2005 Rev.: 0 Página 9 de 69</p>
---	---	---

6. DEFINICIONES.

- 6.1 Alineamiento.** Trayectoria en la cual la tubería queda localizada.
- 6.2 Check-list.** Lista de verificación empleada para la revisión física y documental de embarcaciones y equipos.
- 6.3 Contratista.** Persona física o moral que realiza contratos de obra pública.
- 6.4 Cuello de ganso.** Parte del sistema de un ducto marino formado con tubería, junta aislante y codos que unen al ducto ascendente con la trampa de diablos.
- 6.5 Curva de expansión.** Componente de la tubería submarina formada principalmente por codos y tramos rectos en forma de "L" o "Z", diseñada para absorber las elongaciones térmicas o mecánicas, que une el ducto ascendente con la línea regular.
- 6.6 Draga de arrastre o de volteo.-** Este tipo de draga es utilizado antes de tender la tubería, sólo requiere de un sistema para localizar el arado, dinamómetros para el control de tensiones del cable de arrastre, profundímetros para establecer la dimensión de la zanja realizada, sonar para detectar tuberías existentes. Este tipo de arado se utiliza para terrenos o suelos medio compactos a compactos.
- 6.7 Draga de arrastre de chiflón de aire o con bombas de lodos.-** Estos tipos de arados son empleados para dragar tuberías ya instaladas, requieren de un sistema localizador del arado, dinamómetros para el cable de arrastre, rodillos laterales y horizontales, profundímetros para establecer las dimensiones de la zanja, sonar para detectar tuberías existentes. Este equipo es utilizado en terrenos medio compactos.
- 6.8 Draga hidráulica con ruedas dentadas giratorias.-** Este tipo de arado se utiliza para dragar tuberías ya instaladas, requiriendo de dinamómetros para establecer las cargas de arrastre y laterales sobre la tubería, profundímetros para establecer las dimensiones de la zanja y sonar para detectar tuberías existentes. Este tipo de arado es empleado para dragar suelos compactos.
- 6.9 Draga hidráulica de turbina.-** Este tipo de draga es utilizado en tuberías ya instaladas, requiere de un sistema robotizado para el control y posicionamiento del equipo, localizador de tuberías existentes (sonar), profundímetros para detectar el perfil de la zanja y paletas removedoras de material, calibradas al diámetro y espesor de la tubería. Este tipo de draga es utilizado en suelos no compactos.
- 6.10 Draga de almeja.-** Este tipo de equipo es utilizado para dragar en aguas poco profundas (arriba a las playas o las costas), es utilizada para trabajar en suelos suaves y compactos antes de tender la tubería; sólo requiere de un equipo de posicionamiento, sonar para detectar otras tuberías y el perfil de la zanja.
- 6.11 Dragado.** Proceso mediante el cual la tubería es enterrada en el lecho marino.
- 6.12 Ducto ascendente.** Componente del ducto submarino que une a la curva de expansión con el cuello de ganso.
- 6.13 Elementos estructurales.** Soportan tanto las cargas estáticas como dinámicas de la tubería, conexiones y equipo en la cubierta de la plataforma.
- 6.14 Embarcación de tendido e instalación.** Artefacto Naval y/o barco con la cual se realiza el tendido de la tubería y la instalación de las curvas de expansión, ductos ascendentes, cuellos de ganso, además de las interconexiones en cubierta de plataformas y submarinas.

 COMITÉ DE NORMALIZACIÓN DE PETRÓLEOS MEXICANOS Y ORGANISMOS SUBSIDIARIOS	CONSTRUCCIÓN, INSTALACIÓN Y DESMANTELAMIENTO DE DUCTOS SUBMARINOS	NRF-106-PEMEX-2005 Rev.: 0 Página 10 de 69
--	--	---

- 6.15 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 regula como mínimo, los parámetros y conceptos que se requieren evaluar y que se establecen como requisitos en la norma de referencia, además de valores y características (físicas, químicas, fisicoquímicas, mecánicas o de cualquier naturaleza) iguales a las del documento normativo al que se hace referencia.
- 6.16 Estudios geofísicos.** Estudios que determinan las condiciones topográficas y de sedimentos del fondo marino, así como las características estructurales y fallas poco profundas.
- 6.17 Estudios geotécnicos.** Estudios que determinan características físicas y mecánicas de los suelos que forman el fondo marino.
- 6.18 Hot tapping:** Método de corte en línea de proceso en operación.
- 6.19 Ingeniería de Proyecto.** Conjunto de planos, dibujos, normas, especificaciones y requisiciones de materiales, que definen el tipo de obra a desarrollar y construir.
- 6.20 Interconexión sobre cubierta:** Se consideran interconexiones sobre cubierta, todos los arreglos de tuberías y equipos que se conectan entre sí después de la válvula de seccionamiento (lado producción) de una trampa de diablos (cabezales de prueba, producción, trampas de diablos, separadores, quemadores, equipos de bombeo y compresión, paquetes de regulación, endulzadoras, equipos de medición).
- 6.21 Interconexión submarina:** Se consideran interconexiones submarinas, todas las instalaciones por debajo del nivel medio del mar que se conectan entre sí (curva de expansión, ducto ascendente, disparo, cabezal submarino) al extremo de la línea regular, ó un disparo previamente instalado en otra línea mediante la realización de hot-tapping cuando el ducto esta en operación.
- 6.22 Junta aislante.** Accesorio utilizado para aislar eléctricamente el sistema de protección catódica de la plataforma del sistema de la línea regular.
- 6.23 Procedimiento.** Documento en el cual se detalla el proceso de realizar un trabajo o fase de construcción, instalación o reparación mediante actividades secuenciales.
- 6.24 Recuperación de tubería.** Procedimiento por medio del cual la tubería es recuperada del fondo marino, para continuar con las operaciones de tendido o para la instalación de algún elemento del sistema, o desmantelamiento de ductos fuera de operación.
- 6.25 Soldadura hiperbárica.** Acción de soldar en un ambiente artificial seco con una presión igual a la profundidad a la cual se este realizando esta actividad, con una mezcla de aire-helio.
- 6.26 Soportería.** Apoyos de los ductos ascendentes, como son las abrazaderas para guía y anclaje.
- 6.27 Supervisor.** Es la persona que auxilia técnicamente al Residente de obra, con las funciones que para tal efecto señala el Reglamento de la Ley de Obras Publicas y Servicios relacionados con las mismas, con independencia de los que, en su caso, se pacten en el contrato de supervisión.
- 6.28 Tendido de tubería.** Proceso mediante el cual el ducto es instalado sobre el lecho marino.
- 6.29 Zona de mareas y oleajes.** Elemento formado con un tramo de tubo encamisado instalado en el ducto ascendente, que disminuye el impacto directo al ducto del oleaje así como la corrosión por cambios bruscos de temperatura.

 COMITÉ DE NORMALIZACIÓN DE PETRÓLEOS MEXICANOS Y ORGANISMOS SUBSIDIARIOS	CONSTRUCCIÓN, INSTALACIÓN Y DESMANTELAMIENTO DE DUCTOS SUBMARINOS	NRF-106-PEMEX-2005 Rev.: 0 Página 11 de 69
--	--	---

7. SIMBOLOS Y ABREVIATURAS.

API	Instituto Americano del Petróleo (American Petroleum Institute)
ASME	Sociedad Americana de Ingenieros Mecánicos (American Society of Mechanical Engineers)
ASNT	Sociedad Americana para Pruebas no Destructivas (American Society for Nondestructive Testing)
ASTM	Sociedad Americana para Pruebas de Materiales (American Society of Testing and Materials)
AWS	Sociedad Americana de Soldadura (American Welding Society)
EWf	Federación Europea de Soldadura (European Welding Federation)
Ci	Curies
D	Diámetro nominal de la tubería
De	Diámetro exterior
DI	Diámetro interior
D.N.	Diámetro nominal.
EMA	Entidad Mexicana de Acreditación
EPA	Agencia de Protección Ambiental
Fy	Esfuerzo a la fluencia
GPS	Sistema de Posicionamiento Global
HRb	Dureza Rockwell B
HRc	Dureza Rockwell C
ISO	Organización Internacional de Normalización
MMPCD	Millones de pies cúbicos por día
NMX	Norma Mexicana
P.C.M.	Pies cúbicos por minuto
RP	Práctica recomendada
SNT-TC-1A	Practica recomendada para certificación y calificación de personal para pruebas no destructivas
s	Segundo
t	Espesor de la tubería
VOC	Componentes orgánicos volátiles

8. CONSTRUCCIÓN, INSTALACIÓN Y DESMANTELAMIENTO DE DUCTOS SUBMARINOS.

A continuación se describen todos los documentos, equipos, requisitos y actividades que el contratista debe desarrollar y cumplir a satisfacción de Pemex a menos que se especifique quien lo debe de cumplir.


8.1 Documentación.

El contratista antes del inicio de los trabajos de construcción de un ducto marino, debe tener a bordo de la embarcación o en el sitio de la obra la siguiente documentación: contrato, ingeniería del proyecto, plan de calidad, planes de contingencia y los procedimientos constructivos para cada una de las fases a desarrollar, revisados y aprobados por PEP.

8.1.1 Procedimientos constructivos.

Se debe entregar como mínimo los siguientes procedimientos para su revisión, que apliquen conforme al proyecto, al personal de Pemex designado para supervisar la obra:

- a) Procedimiento de soldadura.
- b) Procedimiento de calificación de soldadores.
- c) Procedimiento de relevado de esfuerzos.
- d) Procedimientos de pruebas no destructivas.

 <p>COMITÉ DE NORMALIZACIÓN DE PETRÓLEOS MEXICANOS Y ORGANISMOS SUBSIDIARIOS</p>	<p>CONSTRUCCIÓN, INSTALACIÓN Y DESMANTELAMIENTO DE DUCTOS SUBMARINOS</p>	<p>NRF-106-PEMEX-2005 Rev.: 0 Página 12 de 69</p>
---	---	--


- e) Procedimientos de reparación de soldadura.
- f) Procedimiento de inspección de materiales y equipos.
- g) Procedimiento de posicionamiento GPS.
- h) Procedimiento de buceo de construcción.
- i) Procedimientos de inspección subacuática.
- j) Procedimientos de tendido de línea regular submarina.
- k) Procedimiento de recuperación de tubería.
- l) Procedimiento de izaje/descenso de línea submarina.
- m) Procedimiento de fabricación e instalación de abrazaderas y defensas.
- n) Procedimiento de fabricación e instalación de elementos (Accesorios y tuberías) en plataforma.
- o) Procedimiento para aplicación de protección anticorrosiva y lastrado de tubería.
- p) Procedimiento para lastrado de codos para curva de expansión.
- q) Procedimiento de fabricación e instalación de ducto ascendente y curva de expansión.
- r) Procedimiento de acolchonamiento en cruces de tubería o interconexiones submarinas.
- s) Procedimiento de dragado de línea regular submarina.
- t) Procedimiento de instalación de derivaciones o ramales (hot tapping).
- u) Procedimiento de interconexión submarina con líneas existentes.
- v) Procedimiento de empate submarino.
- w) Procedimiento de prueba hidrostática y limpieza del ducto submarino.
- x) Procedimiento de secado e inertizado del ducto submarino.
- y) Procedimiento de instalación de instrumentación control y fuerza.
- z) Procedimiento de recuperación de residuos aceitosos.
- a1) Procedimiento de embridajes y desembridajes de interconexiones.
- b1)- Procedimiento de manejo y cuidado de los electrodos.
- c1)- Procedimiento de desmantelamiento de un ducto submarino.

8.2 Embarcaciones.

Se debe entregar la documentación autorizada que acrediten los permisos de navegación y las características de la embarcación principal y de la embarcación de apoyo (chalán, remolcador, abastecedor, lancha de pasajeros), con la finalidad de comprobar que cumplen con lo requerido para los trabajos de construcción, instalación o desmantelamiento de ductos submarinos, las cuales se describen en el anexo 12.1 de esta norma.

Adicionalmente, debe entregar como mínimo la documentación de las embarcaciones que se describe a continuación:

- a) Certificado de clase.
- b) Certificado de Francobordo.
- c) Certificado de Arqueo.
- d) Certificado de Balsas Salvavidas.
- e) Planos de Seguridad y de Arreglo General, certificados por Casa Clasificadora o por Marina Mercante.
- f) Dotación Mínima Seguridad.
- g) Cuadernillo de Estabilidad sellado por Marina Mercante, en caso de ser nacional.
- h) Certificado de Matrícula.
- i) Certificado de casco y maquinaria.
- j) Certificado de seguridad marítima.
- k) Seguros vigentes.
- l) Permisos de navegación, en caso de ser extranjera.
- m) Permisos en materia ambiental.

 <p>COMITÉ DE NORMALIZACIÓN DE PETRÓLEOS MEXICANOS Y ORGANISMOS SUBSIDIARIOS</p>	<p>CONSTRUCCIÓN, INSTALACIÓN Y DESMANTELAMIENTO DE DUCTOS SUBMARINOS</p>	<p>NRF-106-PEMEX-2005 Rev.: 0 Página 13 de 69</p>
---	---	--

Toda embarcación de construcción y embarcaciones auxiliares, deben apegarse a la normatividad establecida de seguridad industrial, respecto al acercamiento de embarcaciones a plataformas establecida en la norma de referencia NRF-043-PEMEX-2003.

8.3 Equipo de construcción.

Se debe mantener en las embarcaciones o sitio de la obra, el equipo mínimo principal descrito en el anexo 12.1 de esta norma de acuerdo a la fase de construcción por ejecutar, más el que indique Pemex en las bases técnicas de licitación, en cantidad y en condiciones de operación, para efectuar los trabajos de construcción, instalación o desmantelamiento de un ducto submarino, los cuales deben tener sus certificados correspondientes de calibración vigentes.

Los equipos que por sus características requieran realizárseles pruebas, estas deben efectuarse por el contratista en presencia del personal de Pemex para verificar sus condiciones de operación.

8.4 Materiales.

Todos los materiales permanentes deben ser nuevos y cumplir con las características y requisitos establecidos en las Normas de Referencia que se citan a continuación.

8.4.1 Tubería.

La tubería suministrada para la línea regular, curva de expansión, ducto ascendente, cuello de ganso e interconexiones submarinas, debe cumplir con la norma de referencia NRF-001-PEMEX-2000, cuando se trate de la recolección y transporte de hidrocarburos amargos, o la NRF-002-PEMEX-2001 para hidrocarburos no amargos.

El material de la tubería suministrada para ser instalada sobre cubierta de plataforma del lado de producción de la válvula de seccionamiento en trampa de diablos, debe apegarse a lo permitido por el ASME B31.3 ó equivalente.


No se permiten estibas tubo a tubo y deben utilizarse separadores de madera o de neopreno. Estas actividades deben llevarse a cabo de acuerdo con lo que establecen las prácticas recomendadas API-5L1 y API-5LW ó equivalentes. Los extremos de la tubería (biseles), deben protegerse con un sistema de protección mecánica que garantice su integridad, conforme lo señala la NRF-001-PEMEX-2000.

La tubería suministrada, transportada y almacenada para ser instalada en los protectores de las interconexiones submarinas, defensa de ducto ascendente, abrazaderas para ducto ascendente y curva de expansión, cantiliver, plataformas de operación de válvulas y soportería en general, debe apegarse a las especificaciones API 5L Gr. B, ASTM A36, A53, A106 ó equivalentes.

8.4.2 Conexiones y accesorios.

Las conexiones y accesorios para línea regular como son: codos, bridas, tees, junta aislante, weldolet, thredolet, sockolet deben cumplir con las características y especificaciones indicados en la norma de referencia NRF-096-PEMEX-2004.

Para el caso de las válvulas, estas no deben ser sometidas a prueba hidrostática antes de su instalación, si cuentan con su registro de prueba en fábrica, certificados de calidad y estampado API. Solo debe verificarse el funcionamiento de sus dispositivos de apertura y cierre.

 <p>COMITÉ DE NORMALIZACIÓN DE PETRÓLEOS MEXICANOS Y ORGANISMOS SUBSIDIARIOS</p>	<p>CONSTRUCCIÓN, INSTALACIÓN Y DESMANTELAMIENTO DE DUCTOS SUBMARINOS</p>	<p>NRF-106-PEMEX-2005 Rev.: 0 Página 14 de 69</p>
---	---	--

8.4.3 Materiales consumibles.

Los materiales consumibles requeridos para la construcción del ducto y que forman parte de la instalación como son: la soldadura y los recubrimientos anticorrosivos, deben cumplir con las normas de referencia NRF-084-PEMEX-2004 y con las NRF-004-PEMEX-2003 y NRF-026-PEMEX-2001, respectivamente.

8.4.4 Documentación.

Se debe entregar la documentación de los materiales permanentes, los cuales deben ser como mínimo:

- a) Certificados de pruebas de fábrica.
- b) Certificados de calidad.
- c) Pedimento de importación, para materiales o equipos de procedencia extranjera.
- d) Factura.

Para tuberías y accesorios como bridas, codos, tees, weldolet, sockolet, thredolet, juntas aislantes, se debe entregar la documentación señalada en las normas de referencia NRF-001-PEMEX-2000, NRF-002-PEMEX-2001 y NRF-096-PEMEX-2004, respectivamente.

Para los ánodos del sistema de protección catódica, se requiere el certificado de la composición química y su comportamiento electroquímico (eficiencia).

8.4.5 Marcado, embalaje, transporte y almacenaje de tubería.

Para el manejo, transporte, carga y descarga de tubería, se deben apegar a las recomendaciones de las especificaciones API RP-5L1, API RP-5LW o equivalentes.

8.5 Personal técnico y profesionalista.

El personal que se señala a continuación debe tener experiencia comprobable en trabajos de construcción e instalación o desmantelamiento de un ducto submarino, a fin de garantizar la calidad de la obra y seguridad de las instalaciones, así como la protección al medio ambiente y equilibrio ecológico.

8.5.1 Personal profesionalista.


El profesionalista designado por la contratista como responsable de los trabajos (representante), debe acreditar con documentos originales su especialidad en ingeniería, y comprobar su experiencia en trabajos de construcción costa afuera mediante:

- a) Título.
- b) Cédula profesional.
- c) Currículum
- d) Constancias de trabajo (contratos con compañías).
- e) Capacitación (cursos).

8.5.2 Personal técnico.

El personal técnico designado por la contratista para llevar a cabo los trabajos de supervisión y ejecución de la obra, debe acreditar y comprobar su experiencia en trabajos de construcción costa afuera mediante:

- a) Currículum
- b) Constancias de trabajo (contratos con compañías).

 COMITÉ DE NORMALIZACIÓN DE PETRÓLEOS MEXICANOS Y ORGANISMOS SUBSIDIARIOS	CONSTRUCCIÓN, INSTALACIÓN Y DESMANTELAMIENTO DE DUCTOS SUBMARINOS	NRF-106-PEMEX-2005 Rev.: 0 Página 15 de 69
--	--	---

c) Capacitación (cursos).

8.5.3 Personal de buceo.

El personal de buceo seleccionado para llevar a cabo los trabajos de supervisión y ejecución de la obra debe presentar su Currículum, acreditar su especialidad como Buzo Técnico o Especialista en buceo de superficie o de saturación mediante cursos de capacitación y último chequeo médico. Así mismo, el contratista debe presentar el dictamen de cumplimiento con los requisitos establecidos en la NOM-014-STPS-2000, emitido por la Secretaría del Trabajo y Previsión Social.

8.5.4 Personal de posicionamiento.

El personal de posicionamiento seleccionado para llevar a cabo los trabajos de posicionamiento de la obra debe presentar su Currículum y acreditar su experiencia en trabajos costa afuera.

8.5.5 Personal de inspección no destructiva.

El personal de inspección no destructiva encargado de tomar y revelar radiografías de uniones soldadas, debe presentar su Currículum y acreditar su especialidad como técnico Nivel I certificado por un técnico ASNT Nivel III, de acuerdo a la práctica recomendada SNT-TC-1A de la ASNT o de acuerdo a la NMX-B-482-1991, y comprobar su experiencia en trabajos costa afuera.

El personal de inspección no destructiva encargado de interpretar radiografías de uniones soldadas o efectuar evaluaciones de soldaduras mediante ultrasonido, así como de reportar resultados de la inspección, debe presentar su Currículum y acreditar su especialidad como técnico Nivel II certificado por un técnico ASNT Nivel III, de acuerdo a la práctica recomendada SNT-TC-1A de la ASNT o de acuerdo a la NMX-B-482-1991, y comprobar su experiencia en trabajos costa afuera mediante registros de evaluaciones de soldaduras.

8.6 Procedimiento de soldadura.


Se debe elaborar procedimiento de soldadura que determinan los pasos a seguir para realizar la unión soldada, así como el proceso de soldadura a utilizar; el procedimiento debe considerar las variables esenciales según la norma y/o código que aplique. Este procedimiento sirve como referencia a los soldadores para su calificación y debe ser presentado a Pemex para su revisión y aprobación. También debe presentarse procedimiento para reparaciones de defectos en soldadura ver inciso 8.6.1.3

8.6.1 Calificación de los procedimientos de soldadura.

Antes de iniciar la operación de soldadura en el ducto, debe ser calificada la especificación del procedimiento de soldadura, para asegurar que las soldaduras tengan propiedades mecánicas de acuerdo a la especificación de la tubería. La calidad de la soldadura debe ser determinada por pruebas destructivas y no destructivas. Así mismo, la calificación del procedimiento de soldadura debe ser certificada.

El procedimiento de soldadura para la línea regular debe ser calificado e incluir los diferentes parámetros que se enuncian en la tabla 1. En caso de cambio de alguna de las variables esenciales indicadas en la sección 8.6.1.4, se debe elaborar y calificar el nuevo procedimiento de soldadura.

Para el caso de la curva de expansión, ducto ascendente, cuello de ganso, trampa de diablos e interconexiones sobre cubierta, el procedimiento de soldadura especificado debe ser calificado e incluir los diferentes parámetros que se indican en el Artículo 2 del ASME Sección IX ó equivalente. Para elementos estructurales, el procedimiento de soldadura especificado debe ser calificado e incluir los diferentes parámetros que se indican en el Capítulo 3 del AWS D1.1.

 <p>COMITÉ DE NORMALIZACIÓN DE PETRÓLEOS MEXICANOS Y ORGANISMOS SUBSIDIARIOS</p>	<p>CONSTRUCCIÓN, INSTALACIÓN Y DESMANTELAMIENTO DE DUCTOS SUBMARINOS</p>	<p>NRF-106-PEMEX-2005 Rev.: 0 Página 16 de 69</p>
---	---	--

En caso de cambio de alguna de las variables esenciales, se debe elaborar y calificar el nuevo procedimiento de soldadura.

La información de cada procedimiento calificado debe ser anotada en registros que muestren los resultados completos de las pruebas del procedimiento. Los registros deben contener como mínimo lo señalado en la tabla 2.

La calificación del procedimiento es responsabilidad del contratista y debe efectuarla un inspector de soldadura acreditado por la AWS o EWF, conforme a los criterios de aceptación establecidos en la tabla 3 dependiendo del servicio del ducto. Independientemente del servicio, el procedimiento de soldadura para la trampa de diablos se calificará con el criterio establecido para servicio amargo según la misma tabla 3.

8.6.1.1 Inspección No Destructiva. Criterio de aceptación. Los criterios de aceptación de las pruebas no destructivas con inspección radiográfica se indican en la tabla 3. Para el caso de la calificación de las soldaduras de elementos estructurales, se debe aplicar el criterio de aceptación indicado en el capítulo 6 del AWS D1.1.

8.6.1.2 Pruebas destructivas de soldadura. Para línea regular, e interconexiones submarinas, las pruebas destructivas de la soldadura se deben realizar en especímenes que deben ser cortados y preparados de acuerdo al API-STD 1104 sección 5.6 o equivalente; el tipo y número de especímenes debe cumplir con lo indicado en la tabla 4. El criterio de aceptación de los especímenes de prueba debe cumplir como mínimo con lo indicado en la tabla 5.

Para las pruebas destructivas de la soldadura de la curva de expansión, ducto ascendente, cuello de ganso, trampa de diablos e interconexiones en cubierta de plataforma, se debe cumplir con lo indicado en el ASME sección IX o equivalente, en lo referente al tipo, número y corte de especímenes, así como también su criterio de aceptación.

Para servicio amargo, adicionalmente, se deben efectuar las pruebas de impacto Charpy, de susceptibilidad al agrietamiento por hidrógeno inducido (HIC), y perfil de dureza, conforme a los incisos 10.5, 10.8, 10.7 de la norma de referencia NRF-001-PEMEX-2000, respectivamente.

8.6.1.3 Reparación y eliminación de imperfecciones de soldadura. Las imperfecciones de soldadura, a excepción de las grietas en el cordón de raíz o en los cordones de relleno, pueden ser reparadas. Las imperfecciones en el último cordón, excepto fracturas, pueden ser también reparadas conforme al procedimiento de reparación aceptado o autorizado. Ninguna fractura debe repararse, en caso de presentarse debe eliminarse toda la junta cortando el carrete. Todas las reparaciones deben cumplir los criterios de aceptación para pruebas no destructivas señaladas en esta norma. Antes de hacer la reparación, los defectos deben ser completamente removidos hasta el metal limpio. Las escorias deben ser removidas con cepillo de alambre y/o disco abrasivo.


Las soldaduras rechazadas deben ser reparadas o eliminadas conforme al procedimiento de reparación aceptado o autorizado. Las imperfecciones de soldadura reparadas deben ser nuevamente sometidas a inspección no destructiva. Una soldadura podrá ser reparada como máximo dos veces.

8.6.1.4 Recalificación del procedimiento de soldadura. Un nuevo procedimiento de soldadura debe ser establecido y recalificado cuando cambien cualquiera de las siguientes variables:

- a) Cambio en el proceso de soldadura. De gas a arco protegido (proceso de gas o soldadura de arco a otro proceso de gas u otra soldadura de arco), de manual a semiautomático o automático o combinación de éstos.



- b) Cambio en el material de los tubos. Grupos de ASTM o API o sus equivalentes, soldados a tuberías de especificación NRF-001-PEMEX-2 000 o NRF-002-PEMEX-2 001, acero al carbono, con límite elástico mínimo especificado de 289,577 MPa (42 000 psi) y menor, más de 289.577 MPa (42 000 psi) y menor de 448,156 MPa (65 000 psi), mayor o igual a 448,156 MPa (65 000 psi); además de comprobar la compatibilidad de las propiedades metalúrgicas del metal base y el de relleno, así como tratamientos térmicos y propiedades mecánicas.
- c) Cambio en el diseño de la junta. De ranura en "V" a ranura en "U", etc. El cambio en el ángulo del bisel o borde de la ranura, no es variable esencial del procedimiento especificado.
- d) Cambio en la posición. Para soldadura a tope solamente, un cambio de fija a rotada o viceversa.
- e) Cambio en el espesor de pared del tubo. Un cambio de grupo de espesor de pared a otro grupo.
- f) Cambio en el metal de aporte. De un grupo clasificado a otro, ver [tabla 6](#).
- g) Cambio de polaridad de corriente positiva a negativa.
- h) Cambio en el lapso de tiempo entre el cordón de fondeo y el segundo cordón.
- i) Cambio de sentido (de vertical ascendente a vertical descendente o viceversa).
- j) Cambio en el gas de protección y proporción del mismo.
- k) Cambio en el fundente de protección.
- l) Cambio en la velocidad de avance.
- m) Decremento en la temperatura de precalentamiento especificado.
- n) Adición de un tratamiento térmico o cambio en sus rangos de valores especificados.

 COMITÉ DE NORMALIZACIÓN DE PETRÓLEOS MEXICANOS Y ORGANISMOS SUBSIDIARIOS	CONSTRUCCIÓN, INSTALACIÓN Y DESMANTELAMIENTO DE DUCTOS SUBMARINOS	NRF-106-PEMEX-2005 Rev.: 0 Página 18 de 69
--	--	---


ASPECTO	DESCRIPCIÓN																
Proceso	El proceso específico de soldadura de arco o el proceso de soldadura con gas, manual, semiautomático, automático o combinado.																
Material	Materiales, tubos y conexiones de tuberías, API-SPEC-5L o equivalente, NRF-001-PEMEX-2000 y NRF-002-PEMEX-2001 y otros materiales de especificaciones ASTM o equivalente, aceros al carbono agrupados según el límite mínimo especificado a la fluencia 289,577 MPa (42 000 psi) y menor, mayor de 289,577 MPa (42 000 psi) y menor de 448,156 MPa (65 000 psi); mayor o igual a 448,156 MPa (65 000 psi); además de comprobar la compatibilidad de las propiedades metalúrgicas de los metales base y de relleno, tratamientos térmicos y propiedades mecánicas.																
Diámetro y espesor	<table border="0" style="width: 100%;"> <tr> <td style="width: 25%;">Diámetro exterior pulg</td> <td style="width: 25%;">(mm)</td> <td style="width: 25%;">Espesor de pared pulg</td> <td style="width: 25%;">(mm)</td> </tr> <tr> <td>Menores de 2 3/8</td> <td>60,325</td> <td>Menores de 3/16</td> <td>4,763</td> </tr> <tr> <td>2 3/8 a 12 3/4</td> <td>60,325 a 323,85</td> <td>3/16 a 3/4</td> <td>4,763 a 19,05</td> </tr> <tr> <td>Mayores de 12 3/4</td> <td>323,85</td> <td>Mayores de 3/4</td> <td>19,05</td> </tr> </table>	Diámetro exterior pulg	(mm)	Espesor de pared pulg	(mm)	Menores de 2 3/8	60,325	Menores de 3/16	4,763	2 3/8 a 12 3/4	60,325 a 323,85	3/16 a 3/4	4,763 a 19,05	Mayores de 12 3/4	323,85	Mayores de 3/4	19,05
Diámetro exterior pulg	(mm)	Espesor de pared pulg	(mm)														
Menores de 2 3/8	60,325	Menores de 3/16	4,763														
2 3/8 a 12 3/4	60,325 a 323,85	3/16 a 3/4	4,763 a 19,05														
Mayores de 12 3/4	323,85	Mayores de 3/4	19,05														
Diseño de junta	Forma de la ranura y ángulo del bisel, tamaño de la cara de la raíz y abertura de la raíz o espacio entre miembros a tope. Forma y tamaño del cordón de soldadura. (Ver 8.6.1.5) Tipo de respaldo en caso de que aplique.																
Metal de aporte y número de cordones	Tamaño y número de clasificación del metal de aporte, número mínimo y secuencia de cordones.																
Características eléctricas o de flama	Corriente y polaridad, voltaje y corriente para cada electrodo, varilla o alambre. Neutral, carburizante, oxidante, tamaño del orificio en antorcha tipo, para cada tamaño de varilla o alambre.																
Posición	Rolado o soldadura de posición fija.																
Dirección de la soldadura	Vertical ascendente o descendente.																
Tiempo entre pasos	Tiempo máximo entre terminación del cordón de fondeo y principio del segundo cordón; tiempo máximo entre la terminación del segundo cordón y el principio de otros cordones.																
Tipo de alineador	Interno, externo, no se requiere.																
Remoción de alineador	Después de completar 100 por ciento del fondeo.																
Limpieza	Herramientas motrices, herramientas de mano.																
Pre y pos-calentamiento	Relevado de esfuerzos, métodos, temperatura, métodos de control de temperatura, fluctuación de temperatura ambiente.																
Fundente y protector	Tipo y tamaño.																
Velocidad de recorrido	Centímetros por minuto (pulgadas por minuto).																
Dibujos y tablas	Dibujos por láminas separadas, mostrando la ranura y secuencia de los cordones de soldadura, junto con los datos tabulados según el diámetro y espesor de pared del tubo, el diseño de la junta, el metal de aporte, número de cordones y las características de la corriente eléctrica o de la flama. Así como es mencionado en el código API STD-1104 o equivalente, además todos los registros de o los procedimientos, deben ser iguales o semejantes a lo señalado en dicho código.																
Número de soldadores.	Número de soldadores por junta.																
Temperatura entre pasos.	Temperatura máxima entre el cordón anterior y el subsecuente.																

Tabla 1. Variables que deben incluirse en el procedimiento de soldadura (WPS).



Prueba No. _____ Fecha _____	
Localización _____	
Constructor _____	
Cédula _____	Inspector _____
Fecha _____	Soldadura posición fija _____
Soldador _____	Marca _____
Tiempo de soldado _____	Hora _____ Temperatura °F _____
Estado atmosférico _____	
Uso de la pantalla contra viento _____	Tensión Volts _____ Corriente Amp. _____
Máquina de soldar utilizada _____	Tamaño _____
Marca de fábrica del electrodo _____	
Tamaño del refuerzo _____	
Marca de tubos _____ Clase _____	
Espesor de pared _____ D.E. _____	
Cordón Número 1 2 3 4 5 6 7	Cupón marcado 1 2 3 4 5 6 7
Tamaño del electrodo	Original _____
No. del electrodo	Dimensión placa _____
	Área original de placa _____ pulg ²
	Carga máxima _____
	Resistencia a la ruptura _____
	Localización de fractura _____
<ul style="list-style-type: none"> • Procedimiento • Soldador 	<ul style="list-style-type: none"> • Prueba calificada • Ducto probado
	<ul style="list-style-type: none"> • Calificado • Descalificado
Tensión máxima _____ Tensión mínima _____ tensión promedio _____	
Nota sobre tensión	
1	
2	
3	
4	
Nota sobre prueba de soldado	
1	
2	
3	
4	
Nota sobre prueba de sanidad por ranura y ruptura	
1	
2	
3	
4	
Prueba hecha a _____	Fecha _____
Probado por _____	Supervisado por _____
Nota: Puede usarse para reportar tanto la "Prueba de calificación del procedimiento" como para la "Prueba de calificación de soldaduras".	

Tabla 2. Registro de calificación del procedimiento de soldadura (PQR).

 COMITÉ DE NORMALIZACIÓN DE PETRÓLEOS MEXICANOS Y ORGANISMOS SUBSIDIARIOS	CONSTRUCCIÓN, INSTALACIÓN Y DESMANTELAMIENTO DE DUCTOS SUBMARINOS	NRF-106-PEMEX-2005 Rev.: 0 Página 20 de 69
--	--	---

DEFECTO	LINEA REGULAR E INTERCONEXIONES SUBMARINAS PARA SERVICIO AMARGO Y NO AMARGO	CURVA DE EXPANSION, DUCTO ASCENDENTE, CUELLO DE GANSO, TRAMPAS DE DIABLOS Y TUBERÍA DE PROCESO EN CUBIERTA DE PLATAFORMA EN AMBOS SERVICIOS
FALTA DE PENETRACIÓN (FP)	Sin desalineamiento. ? Longitud individual no mayor de 25,4 mm (1 pulg) ? Longitud acumulada no mayor de 25,4 mm (1 pulg) en cualquier longitud continua de 304,8 mm (12 pulg) ? Longitud acumulada no mayor del 8 por ciento de la longitud de la soldadura en cualquier soldadura menor de 304.8 mm (12 pulg) de longitud. Con desalineamiento. ? Longitud individual no mayor de 50,8 mm (2 pulg). ? Longitud acumulada no mayor de 76,2 mm (3 pulg) en cualquier longitud de soldadura de 304,8 mm (12 pulg) Transversal. ? Longitud individual no mayor de 50,8 mm (2 pulg) ? Longitud acumulada no mayor de 50,8 mm (2 pulg) en cualquier longitud continua de 304,8 mm (12 pulg)	No se acepta
FALTA DE FUSION (FF)	? Longitud individual no mayor de 25,4 mm (1 pulg) ? Longitud acumulada no mayor de 25,4 mm (1 pulg) en cualquier longitud continua de 304,8 mm (12 pulg) ? Longitud acumulada no mayor del 8 por ciento de la longitud total de la soldadura en cualquier soldadura menor de 304,8 mm (12 pulg) de longitud. Traslape en frío. ? Longitud individual no mayor de 50,8 mm (2 pulg) ? Longitud acumulada no mayor de 50,8 mm (2 pulg) en cualquier longitud continua de 304,8 mm (12 pulg) ? Longitud acumulada no mayor de 8 por ciento de la longitud total de la soldadura.	No se acepta
CONCAVIDAD EN LA RAIZ (CR)	Aceptable cualquier longitud, si la densidad de la imagen radiográfica de la concauidad no excede la del metal base más delgado adyacente. Para áreas que no cumplen lo anterior es aplicable el criterio de quemadura.	
QUEMADURA (Q)	Para tubería con diámetro exterior mayor que o igual a 60,3 mm (2,375 pulg). ? La dimensión máxima no mayor de 6,35 mm (0,25 pulg) y densidad de la imagen de la quemada no exceda el espesor del material base más delgado adyacente. ? La dimensión máxima no mayor al espesor de pared más delgado soldado y la densidad de la imagen de la quemada no mayor al metal base más delgado adyacente. ? La suma de las dimensiones máximas de quemadas separadas cuya densidad de imagen no sea mayor del metal base más delgado adyacente mayor de 12,7 mm (0,50 pulg) en cualquier longitud continua de soldadura de 304,8 mm (12 pulg.)	No se acepta
INCLUSIONES DE ESCORIA (IE)	Para tubería con diámetro exterior mayor que o igual a 60,3 mm (2,375"). Alargadas (IEE). ? La longitud de una IEE no sea mayor de 50,8 mm (2 pulg) ? La longitud acumulada de IEE no sea mayor de 50,8 mm (2 pulg) en 304,8 mm (12 pulg) de longitud continua de soldadura. ? El ancho de un IEE no sea mayor de 1,588 mm (0,0625 pulg) Para tubería con diámetro exterior mayor que o igual a 60,3 mm (2,375 pulg). Aisladas (IEA). ? La longitud acumulada de IEA no sea mayor de 12,7 mm (0,5") en 304,8 mm (12 pulg) de longitud continua de soldadura. ? El ancho de un IEA no sea mayor de 1,588 mm (0,0625 pulg). ? Menos de cuatro IEA con ancho máximo de 3,75 mm (0,125 pulg) estén presentes en 304,8 mm (12 pulg) de longitud continua de soldadura. ? La longitud acumulada de IEE y IEA no sea mayor de 8 por ciento de la longitud de la soldadura.	Longitud individual Ancho individual ? 2,5 mm (3/32 pulg) y ? 33 t Longitud acumulada ? t en 12 t de longitud de la soldadura.

Tabla 3. Criterios de aceptación de pruebas por inspección radiográfica.



POROSIDAD (P)	Individual (PI). ? El tamaño de un poro no sea mayor de 3,175 mm (0.125 pulg) ? El tamaño de un poro no sea mayor del 25 por ciento del espesor de pared más delgado de la junta. ? La distribución de la porosidad dispersa no sea mayor a las concentraciones indicadas en las figuras 1 y 2.	La dimensión máxima es 0,20 t o, 3,175 mm (0.125 pulg) la que sea menor Para tuberías de espesor menor a, 3,175 mm (0.125 pulg) el máximo número de poros es de 12 en 152.4 mm (6 pulg) de soldadura Para tuberías de espesor mayor a, 3,175 mm (0.125 pulg) la Fig. 3 indica los límites aceptables
	Agrupada (PA). La porosidad agrupada que ocurre en cualquier paso excepto el paso final debe cumplir con los criterios de PI. ? El diámetro de la PA no sea mayor de 12,7 mm (0,5 pulg) ? La longitud acumulada de la PA no sea mayor de 12,7 mm (0,5 pulg) en cualquier longitud continua de soldadura de. 304,8 mm (12 pulg) ? Un poro individual no sea mayor de 1,588 mm (0,0625 pulg) en una agrupación.	
	Túnel (PT). ? La longitud de una indicación individual PT no sea mayor de. 12,7 mm (0,5 pulg) ? La longitud acumulada no sea mayor de 50,8 mm (2 pulg) en 304,8mm (12 pulg) de longitud continua de soldadura. ? Indicaciones individuales, cada una mayor que 6,35 mm (0,25 pulg) de longitud, deben estar separadas por una distancia mínima de 50,8 mm (2 pulg). ? La longitud acumulada de todas las indicaciones no sea mayor de 8 por ciento de la longitud total de la soldadura.	
GRIETA (G)	Las grietas deben ser consideradas un defecto cuando exista alguna de las condiciones siguientes: ? La grieta de cualquier tamaño o ubicación en la soldadura que no sea una grieta superficial de tipo cráter o bien una grieta de inicio. ? La grieta de tipo cráter superficial o de inicio con una longitud no mayor de 3,969 mm (5/32 pulg) NOTA: Grieta superficial tipo cráter o de inicio localizada en el punto de terminación del cordón de soldadura resultado de contracciones del metal de soldadura durante la solidificación.	No se acepta
SOCAVADOS INTERNOS Y EXTERNOS (SE, SI)	? La longitud acumulada de indicaciones de socavados externos e internos en cualquier combinación no debe ser mayor de 50,8 mm (2 pulg) en cualquier longitud continua de soldadura de 304,8 mm (12 pulg). ? La longitud acumulada de indicaciones de socavados externos e internos en cualquier combinación, no sea mayor de 1/6 de la longitud total de la soldadura.	No se acepta
ACUMULACION DE IMPERFECCIONES (AD)	Excluyendo falta de penetración debido a desalineamiento y socavados. ? La longitud acumulada no sea mayor a 50,8 mm (2 pulg) en cualquier longitud continua de soldadura de. 304,8 mm (12 pulg) ? La longitud acumulada de indicaciones no sea mayor de 8 por ciento de la longitud total de la soldadura.	No se acepta

Nota: Para mejor identificación de las imperfecciones indicadas, referirse al anexo 12.2.

Tabla 3. Criterios de aceptación de pruebas por inspección radiográfica (continuación).

DEFECTO	CRITERIO
Grieta (G)	No se acepta
Falta de penetración (FP)	No se acepta
Quemaduras(Q)	No se acepta
Socavado externo (SE)	? Profundidad no mayor de 0,8 mm (1/32 pulg) o 12.5% del espesor de la pared del tubo, el que sea menor. ? Longitud acumulada no mayor de 50,8 mm (2 pulg) en 304,8 mm (12 pulg) de longitud continua de soldadura.

NOTA: Si la soldadura no cumple con estos criterios para la inspección visual, será motivo para eliminar pruebas (inspecciones) adicionales. Estos criterios están de acuerdo a API STD-1104 o equivalente.

Tabla 3A. Criterios de aceptación por Inspección visual.

DIAMETRO EXTERIOR	NUMERO DE ESPECIMENES					
	ROTURA POR TENSION	RANURA Y ROTURA	DOBLADO DE RAIZ	DOBLADO DE CARA	DOBLADO LATERAL	TOTAL
ESPESOR DE PARED DE 12,7 mm (½ pulg) Y MENORES						
MENORES DE 60,325 mm (2 3/8 pulg)	0 ^b	2	2	0	0	4 ^a
DE 60,325 mm (2 3/8 pulg) A 114,3 mm (4 ½ pulg)	0 ^b	2	2	0	0	4
DE 114,3 mm (4 ½ pulg) A 323,85 mm (12 ¾ pulg)	2	2	2	2	0	8
MAYORES DE 323,85 mm (12 ¾ pulg)	4	4	4	4	0	16
ESPESOR DE PARED MAYOR DE 12,7 mm (½ pulg)						
114,3mm (4 ½ pulg) Y MENORES	0 ^b	2	0	0	2	4
DE 114,3 mm (4 ½ pulg) A 323,85 mm (12 ¾ pulg)	2	2	0	0	4	8
MAYORES DE 323,85 mm (12 ¾ pulg)	4	4	0	0	8	16


NOTAS:

a Un espécimen de ranura y rotura, y otro de doblado de raíz deben ser tomados para ejecutar la prueba de tensión.

b Para materiales con esfuerzo de cedencia mínimo especificado (SMYS) mayor de 289,577 MPa (42,000 psi), se requiere una prueba de tensión como mínimo.

La preparación y dimensionamiento de la muestra y el método deben estar de acuerdo al API STD-1104 sección 5.6 o equivalente.

Tabla 4. Cantidad de especímenes y tipos de prueba.

 COMITÉ DE NORMALIZACIÓN DE PETRÓLEOS MEXICANOS Y ORGANISMOS SUBSIDIARIOS	CONSTRUCCIÓN, INSTALACIÓN Y DESMANTELAMIENTO DE DUCTOS SUBMARINOS	NRF-106-PEMEX-2005 Rev.: 0 Página 23 de 69
--	--	---

PRUEBA	IDENT.	SERVICIO AMARGO Y NO AMARGO
Tensión	T	<p>El esfuerzo de tensión de la soldadura, incluyendo la zona de fusión de cada espécimen, debe ser mayor o igual que el esfuerzo de tensión mínimo especificado del material del tubo pero no es necesario que sea mayor o igual que el esfuerzo a la tensión real del material del tubo.</p> <p>Si el espécimen se rompe fuera de la soldadura y zona de fusión (es decir, en el material base del tubo) y cumple los requerimientos del esfuerzo a la tensión mínimo especificado, entonces la soldadura debe ser aceptada.</p> <p>Si el espécimen se fractura en la soldadura o zona de fusión y el esfuerzo observado es mayor o igual al esfuerzo de tensión mínimo especificado del material de la tubería, la soldadura será aceptada.</p> <p>Si el espécimen se fractura en un valor del esfuerzo a la tensión abajo del mínimo especificado para el material del tubo, entonces el espécimen debe ser rechazado, y otro espécimen adyacente debe ser probado.</p>
Ranura y Rotura. (Sanidad)	RR	<p>Las superficies expuestas de cada espécimen para pruebas de rotura (Nick-break) deben mostrar completa penetración y fusión.</p> <p>La dimensión mayor de las cavidades o poros no debe exceder de 1,59 mm (1/16 pulg), y el área combinada de todas las cavidades no debe exceder del 2 por ciento del área de la superficie expuesta.</p> <p>Las inclusiones de escoria no deben tener más de 0,79 mm (1/32 pulg) de profundidad y una longitud no mayor de 3,18 mm (1/8 pulg) o la mitad del espesor de pared nominal, cualquiera que sea menor, debiendo tener cuando menos 12,7 mm (1/2 pulg) de metal sano de la soldadura entre inclusiones de escoria adyacentes.</p>
Doblez	D	<p>La prueba de doblez debe considerarse aceptable si no hay fisuras u otros defectos que excedan de 3,18 mm (1/8 pulg) o de la mitad del espesor nominal de pared, el que sea menor, en cualquier dirección que se presenten en la soldadura o entre la soldadura y la zona de fusión después del doblez.</p> <p>Las grietas que se originen en el radio exterior de la curvatura a lo largo de los bordes del espécimen durante la prueba y que sean menores de 6,35 mm (1/4 pulg) medido en cualquier dirección no deben ser considerados, a menos que se observen como defectos evidentes. Cada espécimen sujeto a la prueba de doblez debe estar conforme con estos requerimientos.</p> <p>Cada espécimen sujeto a la prueba de doblez lateral debe también cumplir con estos requerimientos.</p>
Soldadura de filete		<p>Las superficies expuestas de cada espécimen con soldadura de filete, deben mostrar completa penetración y fusión y cumplir con:</p> <ol style="list-style-type: none"> La mayor dimensión de cualquier porosidad no debe exceder a 1,59 mm (1/16 pulg). El área combinada de todas las porosidades, no debe exceder el 2 por ciento del área de la superficie expuesta. La profundidad de las inclusiones de escoria no debe ser mayor que 0,79 mm (1/32 pulg) y su longitud de 3,18 mm (1/8 pulg) o la mitad del espesor nominal de la pared, cualquiera que sea menor. Debe haber una separación cuando menos de 12,7 mm (1/2 pulg) entre inclusiones de escoria.

NOTA: Para servicio amargo se deberán efectuar adicionalmente a las pruebas de la tabla 5, las siguientes: pruebas de impacto Charpy, de susceptibilidad al agrietamiento por hidrógeno inducido (HIC), y perfil de dureza, conforme a los incisos 10.5, 10.8, 10.7 de la norma de referencia NRF-001-PEMEX-2000, respectivamente.

Tabla 5. Criterios de aceptación de pruebas destructivas.

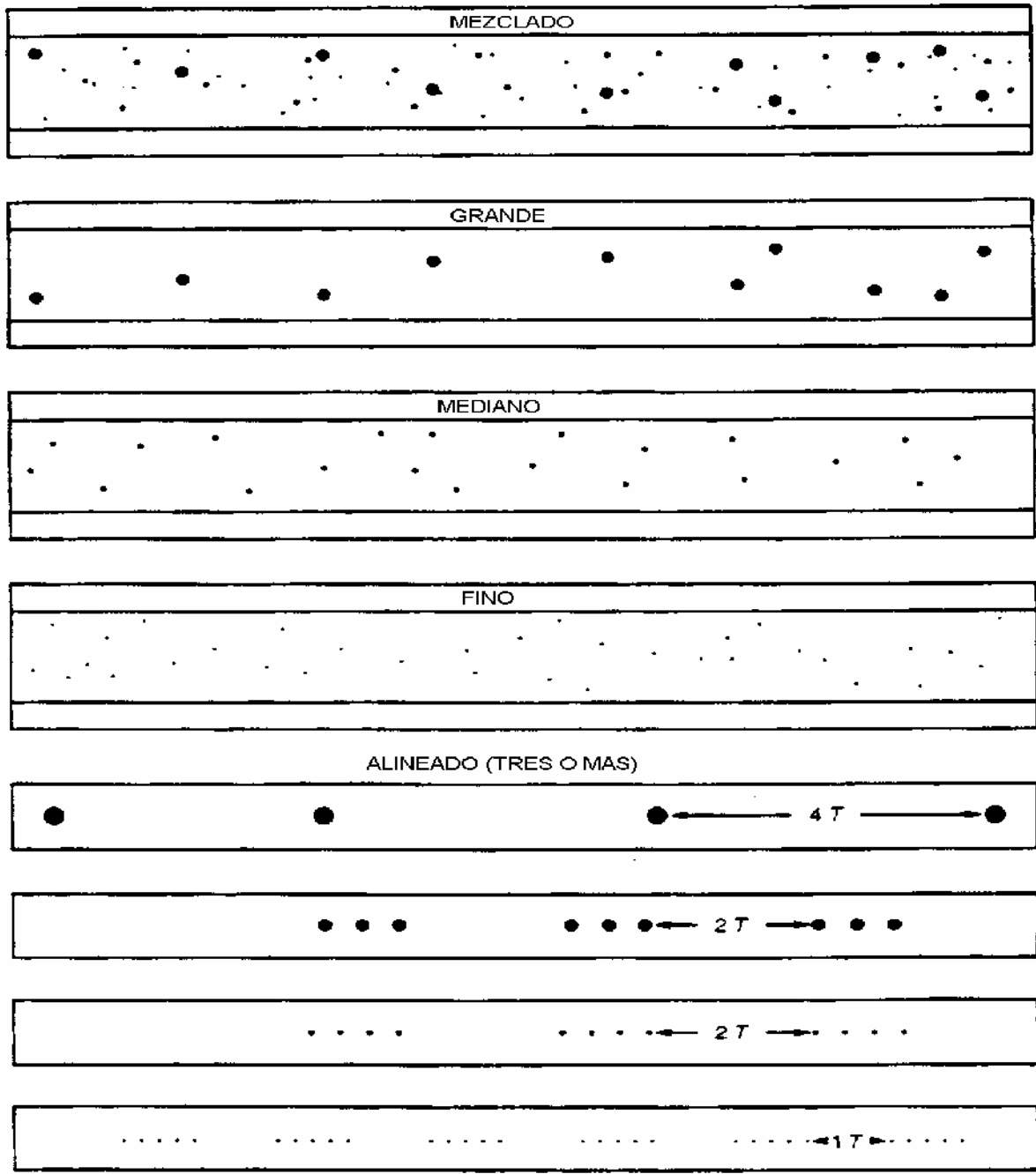


Figura 1. Máxima distribución de porosidades para espesores de pared de 12,7 mm (0,5 pulg) o menores (el tamaño de las porosidades no está a escala).

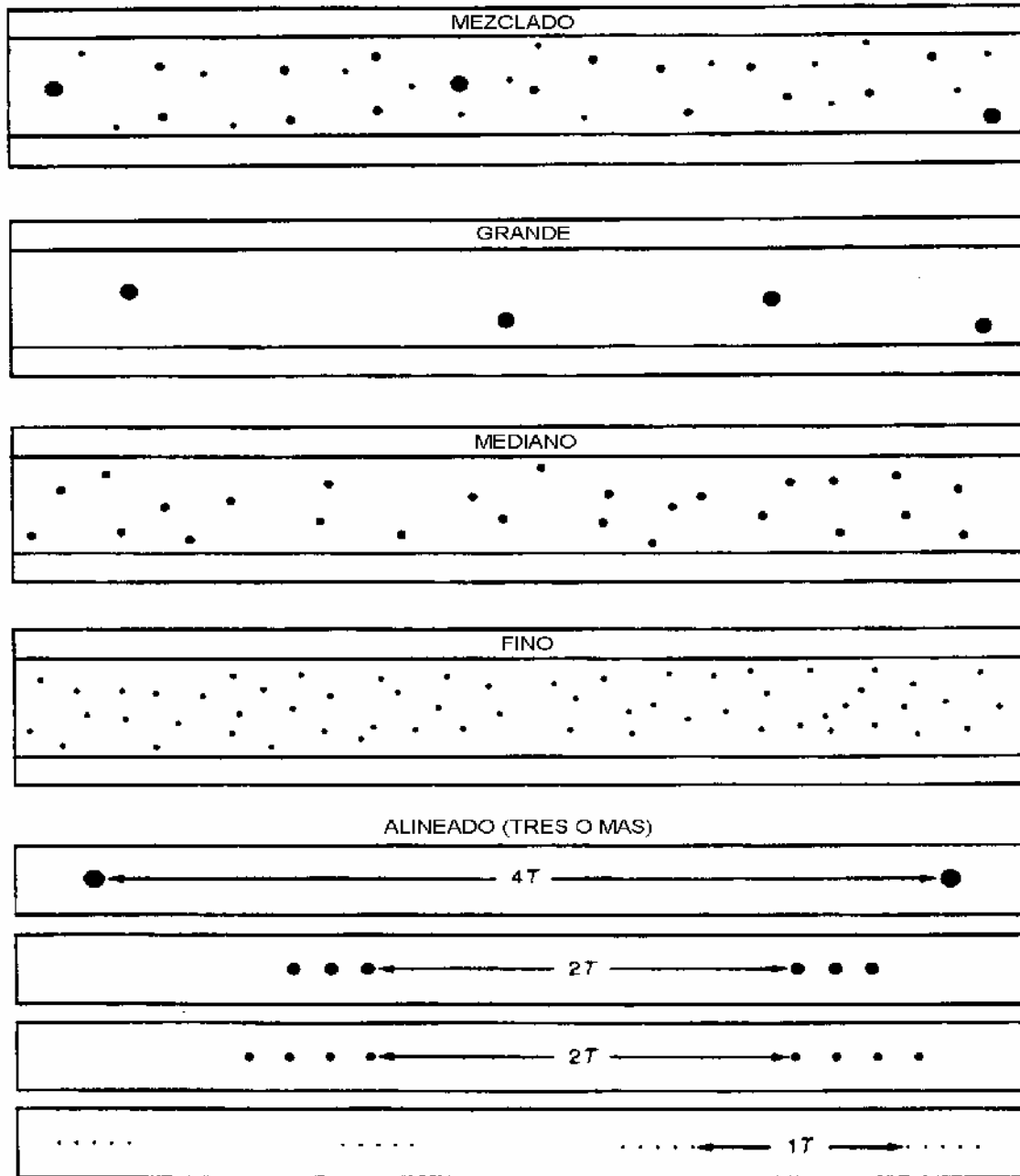


Figura 2. Máxima distribución de porosidades para espesores de pared mayores 12,7 mm (0,5 pulg) (el tamaño de las porosidades no está a escala).



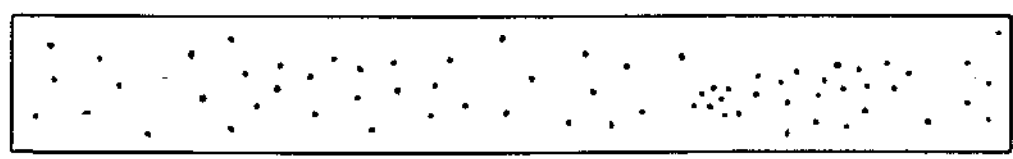
Tamaño y cantidad permitida en un longitud de 6" de soldadura
Espesor de 0.125" a 0.25"
(3,175mm) a (6,35mm) (152,4mm)



Tamaño y cantidad permitida en una longitud de 6" de soldadura
Espesor de 0.25" a 0.5"
(6,35mm) a (12,7mm)



Tamaño y cantidad permitida en una longitud de 6" de soldadura
Espesor de 0.5" a 1"



Tamaño y cantidad permitida en una longitud de 6" de soldadura
Espesor mayor a 1"
(25,4mm) (152,4mm)

Figura 3. Máxima distribución de porosidades para servicio amargo y trampa de diablos (el tamaño de las porosidades no está a escala).

GRUPO	ESPECIFICACIÓN AWS	ELECTRODO	FUNDENTE ^c	
1	A5.1	E6010, E6011		
	A5.5	E7010, E7011		
2	A5.5	E8010, E8011, E9010		
3	A5.1 o A5.5	E7015, E7016, E7018		
	A5.5	E8015, E8016, E8018, E9018		
4 ^a	A5.17	EL8		P6XZ
		EL8K		F6X0
		EL12		F6X2
		EM5K		F7XZ
		EM12K		F7X0
		EM13K	F7X2	
5 ^b	A5.18	ER70S-2		
	A5.18	ER70S-6		
	A5.28	ER80S-D2		
	A5.28	ER90S-G		
6	A5.2	RG60, RG65		
7	A5.20	E61T-GS ^d , E71T-GS ^d		
8	A5.29	E71T8-K6		
9	A5.29	E91T8-G		

NOTA. Pueden usarse otros electrodos, material de aporte y fundentes pero requieren un procedimiento separado de calificación.

^a Puede usarse una combinación de fundente y electrodo del Grupo 4 para calificar un procedimiento. La combinación debe identificarse por su número de clasificación AWS, tal como: F7A0-EL12 o F6A2-EM12K. Solo se permiten sin recalificación, sustituciones que resultan en el mismo número de clasificación AWS.

^b Un gas protector con el electrodo se debe usar en el grupo 5.

^c En la designación del fundente, la X puede ser una A para "como fue soldado" o una P para "Tratamiento térmico después del soldado".

^d Para soldadura de paso de raíz únicamente.


Tabla 6. Clasificación de materiales de aporte.

8.6.1.5 Tipos de soldadura, diseño de junta y transición. Soldadura a tope. Las juntas soldadas a tope pueden ser con ranura tipo V sencilla, doble V o tipo J, conforme a la figura 4. Los diseños de juntas ilustradas en la figura 4, o las combinaciones aplicables de éstos se deben utilizar para extremos de igual espesor. La transición entre extremos de espesor diferente puede lograrse biselando el espesor mediante un medio mecánico con equipo de corte o por medio de un carrete de transición, con diseño de junta aceptables (figura 5). El carrete debe tener las características y propiedades de los tubos a unir y por lo menos la resistencia mínima especificada a la fluencia.

Los croquis de la figura 5 ilustran las preparaciones aceptables para unir extremos de tubería con soldadura a tope que tienen diferente espesor de pared, materiales o resistencia mínima especificada a la fluencia.

Cuando la resistencia mínima especificada a la fluencia de la tubería a unir es diferente, el metal de soldadura depositado debe tener propiedades mecánicas, por lo menos iguales a las del tubo que tenga la resistencia más alta.

Diámetros interiores diferentes, figura 5. Si los espesores de pared nominales de los extremos de los tubos no varían en más de 2,38 mm (3/32 pulg), no es necesario tratamiento especial alguno, siempre y cuando se logre penetración completa de la soldadura, ver croquis (a).

 COMITÉ DE NORMALIZACIÓN DE PETRÓLEOS MEXICANOS Y ORGANISMOS SUBSIDIARIOS	CONSTRUCCIÓN, INSTALACIÓN Y DESMANTELAMIENTO DE DUCTOS SUBMARINOS	NRF-106-PEMEX-2005 Rev.: 0 Página 28 de 69
--	--	--

Cuando la diferencia nominal interior sea mayor de 2,38 mm (3/32 pulg) y no haya acceso al interior del ducto para soldar, la transición debe hacerse con un corte cónico en el interior del extremo del tubo más grueso o bien utilizar piezas de transición de fábrica, ver croquis (b). El ángulo de conicidad no debe ser mayor de 30 grados ni menor de 14 grados.

Para esfuerzos circunferenciales no superiores al 20 por ciento de la resistencia mínima especificada a la fluencia del tubo en servicios no amargos, cuando la diferencia nominal interior sea mayor de 2,38 mm (3/32 pulg) pero no exceda de la mitad del espesor de la pared del tubo más delgado y haya acceso al interior del tubo para soldar, la transición debe hacerse con una soldadura cónica, ver croquis (c).

En servicios no amargos, cuando la diferencia nominal interior entre caras sea mayor del espesor de pared del tubo más delgado y haya acceso al interior del tubo para soldar, la transición puede efectuarse con un corte cónico por el interior del extremo del tubo más grueso (ver croquis b) o mediante una combinación de soldadura cónica hasta 0,5 veces el espesor de pared del tubo más delgado y luego un corte cónico a partir de ese punto (ver croquis d).

Diámetros exteriores diferentes, figura 5. Cuando la diferencia exterior entre caras no exceda de la mitad del espesor de pared del tubo más delgado, la transición debe efectuarse mediante soldadura, ver croquis (e), siempre y cuando el ángulo de elevación de superficie de la soldadura no exceda de 30 grados y ambos bordes biselados tengan una fusión adecuada.

Cuando haya una diferencia exterior entre caras que exceda la mitad del espesor de pared del tubo más delgado, esa diferencia entre caras en exceso de la mitad del espesor, debe biselarse cónicamente como indica el croquis (f) de la figura 5.


Diámetros interiores y exteriores diferentes, figura 5. Cuando haya una diferencia tanto por el interior como por el exterior, el diseño de la junta debe ser como se indica en el croquis (g). En estas condiciones, se debe prestar atención particular al alineamiento apropiado.

Soldaduras de filete. Las soldaduras de filete pueden ser desde cóncavas hasta ligeramente convexas. Para fines de resistencia el tamaño de una soldadura de filete se mide como la longitud del cateto del mayor triángulo rectángulo de catetos iguales inscrito en la sección transversal de la soldadura, como se ilustra en la figura 6 que cubre los detalles recomendados para las conexiones de bridas.

8.6.1.6 Precalentamiento. Los aceros al carbono que tienen un contenido de carbono mayor de 0.32 por ciento, o un carbono equivalente ($C+1/4Mn$) mayor de 0,65 por ciento determinado por análisis de cuchara, deben precalentarse a la temperatura indicada por el procedimiento de soldadura.

El precalentamiento también se requiere para aceros que tienen bajo contenido de carbono equivalente cuando el procedimiento de soldadura indica que la composición química, la temperatura ambiente y del metal, el espesor de pared del material o la geometría del extremo a soldar requieren de tal tratamiento para producir soldaduras satisfactorias.

8.6.1.7 Relevado de esfuerzos. Para los aceros al carbono que tienen un contenido de carbono mayor de 0.32 por ciento, o un carbono equivalente ($C+1/4Mn$) mayor de 0,65 por ciento determinado por análisis de cuchara, se deben relevar de esfuerzos, así como para los aceros de bajo contenido de carbono o carbón equivalente cuando existen condiciones adversas como enfriamiento rápido de la soldadura. La temperatura de relevado de esfuerzos debe ser de 593 °C (1200 °F) o mayor, para aleaciones de acero ferrítico. Los límites exactos de temperatura deben establecerse en la especificación del procedimiento.

 <p>COMITÉ DE NORMALIZACIÓN DE PETRÓLEOS MEXICANOS Y ORGANISMOS SUBSIDIARIOS</p>	<p>CONSTRUCCIÓN, INSTALACIÓN Y DESMANTELAMIENTO DE DUCTOS SUBMARINOS</p>	<p>NRF-106-PEMEX-2005 Rev.: 0 Página 29 de 69</p>
---	---	--

Para las soldaduras de las curvas de expansión, ducto ascendente, cuello de ganso, trampa de diablos e interconexiones sobre cubierta de plataforma, cuando el espesor sea mayor de 0,750 pulg se deben relevar esfuerzos, exceptuando el relevado en las soldaduras de unión del monoblock.

8.6.2 Calificación de soldadores.

Los soldadores deben calificarse de acuerdo con los procedimientos autorizados y para la obra a realizarse, los cuales debieron haber cumplido con los requisitos establecidos en 8.6.1.

Los soldadores deben ser calificados cada vez que cambien las condiciones o parámetros que sirvieron de base para la calificación. La calificación de los soldadores se efectuará por medio de pruebas de acuerdo a la sección 6 del API STD 1104, o a la sección IX del ASME, o sus equivalentes según corresponda de acuerdo al servicio amargo o no amargo. Los criterios de aceptación para la inspección radiográfica y para la inspección visual se indican en las tablas 3 y 3A, respectivamente.

La evaluación de la inspección radiográfica debe ser llevada a cabo por el personal de inspección no destructiva descrito en 8.5.5.

8.6.3 Soldaduras de campo.

Los electrodos deben ser seleccionados de acuerdo con la tabla 6 y la norma de referencia NRF-084-PEMEX-2003, para proporcionar soldaduras con una resistencia igual o mayor a la resistencia de los tubos a unir y tener una composición química similar a la del metal base.

La operación de soldado se debe proteger de las condiciones meteorológicas (lluvia, viento, polvo, humedad, etc.) que puedan ser perjudiciales para la soldadura.

Durante el tendido de la línea regular, el alineamiento de los tubos de diámetro de 304,8 mm (12 pulg) y mayores, debe realizarse mediante alineadores interiores y este no debe de ser removido antes de que el paso de fondeo esté terminado al 100 por ciento y por lo menos aplicado el 50 por ciento del paso caliente. En el alineamiento de tubería de diámetro menores a 304,8 mm (12 pulg) y en los empates de todos los diámetros se debe utilizar alineadores exteriores tipo canasta, los cuales deben mantenerse hasta aplicar el fondeo en el 50 por ciento distribuido en toda la circunferencia del tubo. Los tubos se deben alinear alternando su costura longitudinal como mínimo a ± 30 grados a cada lado del eje vertical.

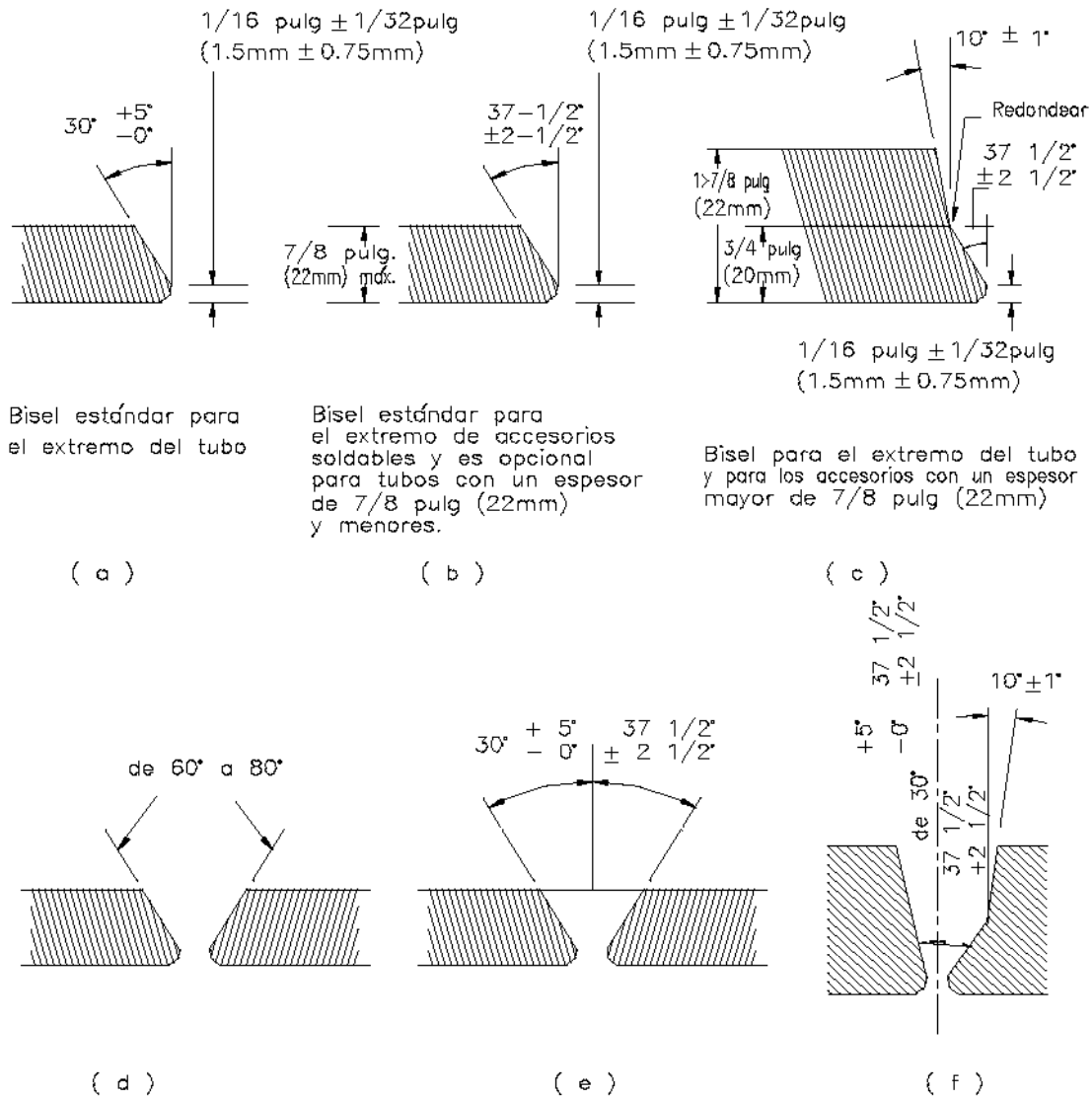
La conexión eléctrica de tierra no debe soldarse a la tubería, así como tampoco debe realizarse sobre equipos de proceso instalados, como medio de continuidad eléctrica para cerrar el circuito con la pieza que se va a soldar.

Todas las soldaduras de campo de ductos en línea regular se deben radiografiar al 100 por ciento con rayos X y con la técnica de inspección de pared sencilla (radial) o de pared doble (focal), en ductos de 203,2 mm (8 pulg) a 1 524 mm (60 pulg) de diámetro, para obtener radiografías que cumplan con la sensibilidad establecida en el API STD 1104 o equivalente.

Para las soldaduras de la curva de expansión, ducto ascendente, cuello de ganso, trampas de diablo e interconexiones sobre cubierta de plataforma, se debe radiografiar al 100 por ciento con el equipo de inspección de rayos X focal o rayos Gamma Iridio 192, cumpliendo con los requisitos del ASME sección V o su equivalente y el criterio de aceptación de la tabla 3 y 3A.

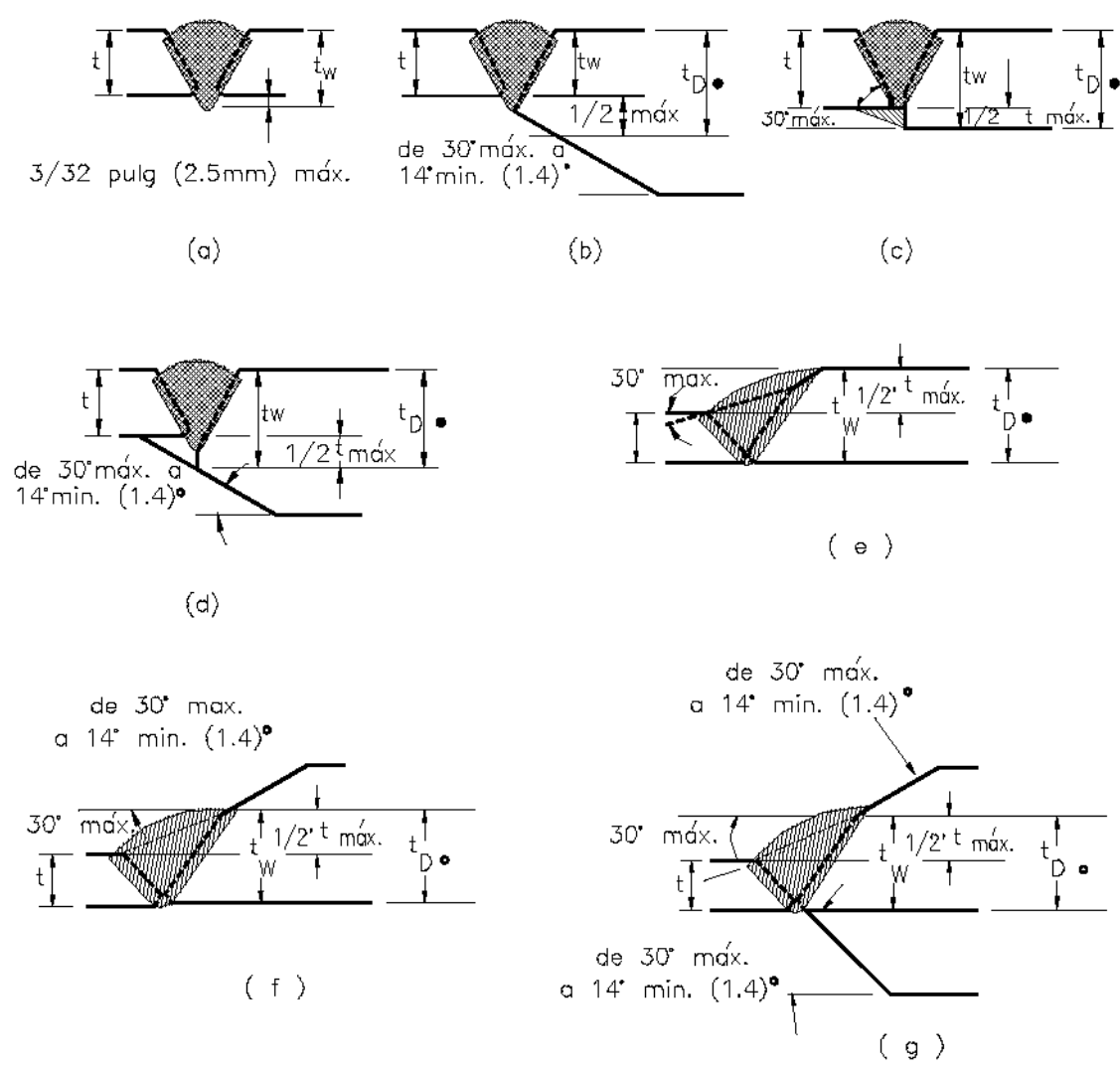
La evaluación de la inspección radiográfica debe ser llevada a cabo por el personal de inspección no destructiva descrito en el inciso 8.5.5.

Se deben llevar los registros en los formatos correspondientes en cada una de las juntas de campo efectuadas.



COMBINACIONES ACEPTABLES EN EL BISSEL DE LOS EXTREMOS DEL TUBO

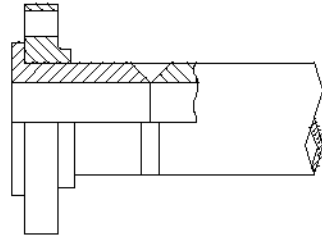
Figura 4. Diseño del bisel en la junta de soldadura para tubos de igual espesor de pared.



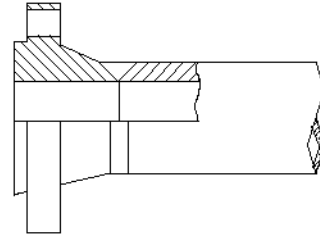
NOTA:

- (•) No hay mínimo cuando el material a unir tenga la misma resistencia a la cedencia
- (•) El máximo espesor " tD " para propósito de diseño, no deberá ser mayor a 1.5t.

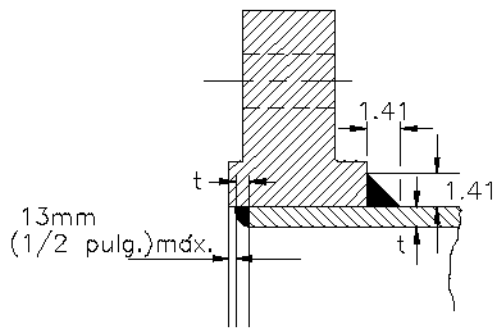
Figura 5. Diseño del bisel en la junta de soldadura para tubos de diferente espesor de pared.



BRIDA DE TRASLAPE

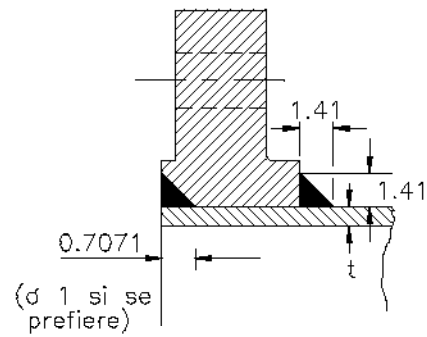


BRIDA DE CUELLO SOLDABLE



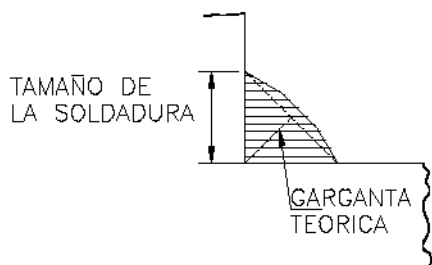
SOLDADURA DE RESPALDO
 AL FRENTE

BRIDA DESLIZABLE SOLDADA

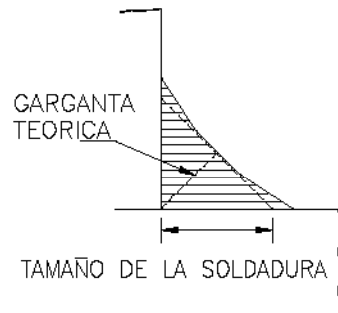


SOLDADURA DE RESPALDO
 AL FRENTE

BRIDA DESLIZABLE SOLDADA



SOLDADURA DE FILETE CONVEXA



SOLDADURA DE FILETE CONCAVA

Figura 6. Detalles recomendados para las conexiones de bridas.

8.7 Protección anticorrosiva.

Para proteger las instalaciones de los agentes corrosivos que se generan por el medio ambiente y las condiciones de operación, se deben aplicar barreras físicas de recubrimientos primarios, de enlace y acabados de acuerdo a las especificaciones y normas establecidas, según se indica a continuación, considerando la zona de las instalaciones, las cuales pueden ser atmosféricas y/o sumergidas, así como la protección catódica que complementa al citado sistema de recubrimiento y la protección interior con inhibidores que minimicen los efectos corrosivos de los fluidos manejados por los ductos.

8.7.1 Protección anticorrosiva en zona atmosférica, zona sumergida y zona de mareas y oleaje

Zona atmosférica

La protección anticorrosiva que se debe aplicar en la zona atmosférica, localizada a partir del codo degradado del ducto ascendente, debe de cumplir con las especificaciones y requisitos establecidos en la NRF-004-PEMEX-2003.

El recubrimiento debe cumplir con el contenido de los componentes orgánicos volátiles (VOC) y de metales tóxicos indicados en la especificación de PEP P.4.0351.01; en lo referente a los métodos de prueba para garantizar la calidad del producto como recubrimiento, se deben realizar conforme a la misma norma.

Para la protección anticorrosiva de la junta aislante, el sistema de recubrimientos utilizado debe evitar tener continuidad entre sus extremos para lo cual debe emplearse un sistema basado en resinas epóxicas.


Para la identificación rápida del tipo de servicio que presta el ducto, se debe pintar una franja perimetral de 152,4 mm (6 pulg) de ancho en el cuello de ganso, bajo el nivel 15,85 m (52 pulg) o nivel 18,898 m (62 pies), según corresponda al diseño de la plataforma, y a un metro de la trampa de diablos, así como a cada una de las caras de las bridas que integran la trampa de diablos, con el color que aplique de acuerdo al cuadro de referencia descrito a continuación:

Tipo de servicio	Color
Gasoducto*	Amarillo
Oleoductos (crudo)* y gasolinoductos	Violeta
Oleogasoducto (crudo)*	Café
Acueductos	Verde
Agua salada	Verde

***Nota:** Para el caso de tuberías de conducción de gas dulce y amargo, además de las franjas de color amarillo, deberá pintarse una franja de color azul para tuberías que conduzcan gas dulce y una adicional de color rojo para las que transportan gas amargo, en tanto que para tuberías que transportan crudo, además de la franja color violeta que identifica al fluido como producto inflamable, debe pintarse otra de color negro. En todos los casos, las franjas de identificación señaladas deben aparecer juntas en la totalidad de los puntos de exposición. Lo anterior conforme a la norma de referencia NRF-009-PEMEX-2001.

Zona sumergida.

El sistema de recubrimiento utilizado debe cumplir con la norma NRF-026-PEMEX-2001 de acuerdo a la temperatura de operación del ducto, cumpliendo también con los requisitos de dicha norma de referencia para la limpieza, perfil de anclaje, aplicación e inspección. Además debe cumplir con los requisitos establecidos en la

 COMITÉ DE NORMALIZACIÓN DE PETRÓLEOS MEXICANOS Y ORGANISMOS SUBSIDIARIOS	CONSTRUCCIÓN, INSTALACIÓN Y DESMANTELAMIENTO DE DUCTOS SUBMARINOS	NRF-106-PEMEX-2005 Rev.: 0 Página 34 de 69
--	--	--

NRF-047-PEMEX-2002, sobre protección catódica como complemento del sistema de recubrimiento anticorrosivo.

Zona de mareas y oleaje.

La zona de mareas y oleaje localizada en el ducto ascendente, se debe proteger utilizando uno de los recubrimientos anticorrosivos indicados en la especificación PEP P.2.0351.01, su limpieza, aplicación e inspección deben efectuarse conforme a la NRF-004-PEMEX-2003 y los métodos de prueba del material anticorrosivo, así como su composición deben estar de acuerdo a la especificación PEP P.4.0351.01.

8.7.2 Protección catódica.

En todo el ducto se debe instalar un sistema de protección catódica que cumpla con los requisitos contenidos en la NOM-008-SECRE-1999 y la NRF-047-PEMEX-2002.

8.8 Tendido de tubería.

El procedimiento de tendido de tubería para la construcción de un ducto marino, puede ser en “s” o “j”, flotada o semiflotada y puede utilizarse el proceso de soldadura tradicional tramo a tramo, doble junta o embobinado; en cualquiera de los casos se debe demostrar el control del proceso y su utilización en proyectos similares.

Para llevar a cabo los trabajos de construcción de tendido de tubería, se deben tener los procedimientos debidamente aprobados y certificados, en caso de que la obra sea certificada, que apliquen para cada una de las etapas del proceso de acuerdo a 8.1 de esta norma.

Estos procedimientos deben estar en el sitio de la obra y describir la secuencia lógica de actividades a realizar en el tendido de tubería, incluyendo sistema de anclaje, control de posicionamiento, tipo de rampa y su configuración geométrica, características del equipo de construcción, todo acorde con el primer párrafo de este apartado y el anexo 12.1 de esta norma, niveles de tensión requeridos, definición de operaciones recuperado de la línea y abastecimiento de la tubería.

Cuando las condiciones meteorológicas rebasen los límites establecidos de operación de la embarcación de tendido, conforme a lo establecido en la propia documentación de la embarcación, se debe aplicar el procedimiento de “Abandono y Recuperación de la tubería”.


Se debe colocar en el primer tramo de tubería tendido un diablo de limpieza con la finalidad de que éste sea desplazado en el caso de una ruptura o colapso del ducto.

Se debe contar con dos tapones del diámetro, espesor y especificación de la tubería que se esté tendiendo para el inicio del tendido de la tubería con sus conexiones y accesorios, además de las válvulas de inundación y/o desfogue, que permitan el llenado y/o desalajo interior de la tubería. El proceso de unión mediante soldadura al primer y último tramo de los tapones, se puede realizar utilizando el procedimiento de soldadura aprobado o por algún método de unión mecánico (bridado o de mordaza).

8.8.1 Preparativos para construcción de línea.

Antes de iniciar las actividades de tendido, el representante de la compañía, debe verificar la operación de los siguientes sistemas y equipos:

- a) El sistema de alimentación de tubería a la rampa de tendido y de alineamiento en la primera estación, incluye el alineador interior.

 COMITÉ DE NORMALIZACIÓN DE PETRÓLEOS MEXICANOS Y ORGANISMOS SUBSIDIARIOS	CONSTRUCCIÓN, INSTALACIÓN Y DESMANTELAMIENTO DE DUCTOS SUBMARINOS	NRF-106-PEMEX-2005 Rev.: 0 Página 35 de 69
--	--	---

- b) Equipo de soldadura que se empleará en cada estación de soldadura y de monitoreo y control de variables esenciales del proceso de soldadura empleado.
- c) Equipo de corte y biselado.
- d) Sistema de control y registros de tensionadores.
- e) Sistema de control del pontón.
- f) El malacate de recuperación de la línea y ancla de muerteo.
- g) El tapón de inicio con sus válvulas.
- h) Sistema de detección de dobléz en la tubería, durante la etapa de tendido.
- i) Sistema de alumbrado y ventilación de la rampa de tendido.
- j) Sistema de inspección y control de pruebas no destructivas como radiografiado, ultrasonido, líquidos penetrantes y partículas magnéticas, estación apropiada para el radiografiado, revelado e interpretación de radiografías, incluye equipos como unidades radiográficas (crawlers), bulbos, y de ultrasonido, negatoscopio de intensidad variable, líquidos reveladores y fijadores, película, letras y números de plomo, penetrómetros, medidor de radiación (geiger) y dosímetros personales.
- k) Sistema de protección de juntas (depósito de poliuretano, mangueras, bombas, láminas, flejes, grapas, yute, mangas, medidor de continuidad eléctrica (holiday detector)).
- l) Sistema de posicionamiento

8.8.2 Transporte y recepción de tubería.

La carga, amarre, traslado y descarga de la tubería desde la planta de lastrado hasta la barcaza de tendido, debe efectuarse de acuerdo a las especificaciones del API RP-5L1, API RP-5LW última edición o equivalentes. Toda la tubería se debe inspeccionar visualmente para identificar las posibles anomalías en el lastre de concreto o en los biseles.

8.8.3 Limpieza de tubería.

Previo al alineamiento, la tubería debe ser limpiada interiormente con aire a presión u otro medio mecánico para remover el polvo y las sustancias extrañas.

8.8.4 Alineamiento de tubería.


El alineamiento de tubería en la rampa de tendido debe efectuarse con un alineador expansor interno tipo hidroneumático. El desalineamiento interior de la tubería no debe exceder de 3 mm (1/8 pulg).

8.8.5 Producción de soldaduras.

Se debe disponer en el lugar de la obra con los documentos que comprueben la calificación del procedimiento de soldadura y de los soldadores; dicho procedimiento debe ser específico para cada fase. Todas las soldaduras se deben efectuar conforme al procedimiento calificado y certificado, este último en caso de que la obra sea certificada. El alineamiento de las juntas se debe realizar cuidando que las costuras longitudinales de los tubos, queden colocadas en la parte superior del mismo y giradas a 30 grados una con respecto a la otra.

Toda junta soldada durante el tendido de la tubería debe ser radiografiada al 100 por ciento y evaluada conforme a los criterios de aceptación citados en la tabla 3. Así mismo, un 3 por ciento de la producción de juntas realizadas en cada turno debe ser inspeccionada por el método de ultrasonido y evaluada de acuerdo a los criterios de aceptación citados en la tabla 7.

En todas las placas del radiografiado se debe observar, la leyenda de identificación de la obra, número de la junta, número del penetrómetro, diámetro y espesor de la tubería; el desarrollo del perímetro debe estar marcado cada 0,10 m e impreso con letras y números de plomo; que no tengan marcas ni desprendimiento de

 COMITÉ DE NORMALIZACIÓN DE PETRÓLEOS MEXICANOS Y ORGANISMOS SUBSIDIARIOS	CONSTRUCCIÓN, INSTALACIÓN Y DESMANTELAMIENTO DE DUCTOS SUBMARINOS	NRF-106-PEMEX-2005 Rev.: 0 Página 36 de 69
--	--	---

la emulsión; así como la densidad de la película y los penetrómetros se observen perfectamente delineados con su barreno y/o diámetro del alambre esencial.

DISCONTINUIDAD	LÍNEA REGULAR E INTERCONEXIONES SUBMARINAS PARA SERVICIO AMARGO Y NO AMARGO	CURVA DE EXPANSIÓN, DUCTO ASCENDENTE, CUELLO DE GANSO, TRAMPAS DE DIABLOS Y TUBERÍA DE PROCESO EN CUBIERTA DE PLATAFORMA EN AMBOS SERVICIOS
Grieta tipo cráter o estrella en superficie	menor o igual 3,96 mm (5/32 pulg)	No se permite
Lineales abierta sobre superficie	menor o igual 25,4 mm (1 pulg) en 304,8 mm (12 pulg) continuas de soldadura o el 8 por ciento de la longitud total de la soldadura	No se permite
Lineales dentro de la soldadura	menor o igual a 50,8 mm (2 pulg) en 304,8 mm (12 pulg) continuas de soldadura o el 8 por ciento de la longitud total de soldadura	6,35 mm (¼ pulg) para Tw ? 19,05 mm (¾ pulg) Tw/3 para 19,05 mm (¾ pulg) ? Tw ? 57,15 mm (2 1/4 pulg) 19,05 mm (¾ pulg) para Tw ? 57,15 mm (2 ¼ pulg)

Notas:

- a) Para servicio no amargo el bloque de referencia para la evaluación de reflectores debe ser un bloque de barrenos laterales con diámetro de 2,381 mm (3/32 pulg) para producir una curva de amplitud-distancia.
- b) Para servicio amargo el bloque de referencia para evaluación de reflectores debe ser similar al establecido por el código ASME sección V, art. 5 fig. T542.8.1, o equivalente.

Tw = espesor del material.

Tabla 7. Criterios de aceptación de ultrasonido.

En el caso de presentarse en el radiografiado indicaciones fuera de norma, éstas se deben reparar conforme a lo indicado en 8.8.8 de la presente norma, adicionalmente se inspeccionarán con ultrasonido las áreas reparadas.

El empleo de otros métodos de inspección, tales como: líquidos penetrantes y partículas magnéticas pueden ser utilizados cuando exista duda en los resultados obtenidos.

8.8.6 Detector de doblez.

Antes de iniciar el tendido de la tubería, se debe colocar en su interior el detector de doblez, con el objeto de asegurar que la línea no presente deformaciones durante el tendido, debiendo deslizarse sin restricción alguna al ser jalado por el cable en el interior de la tubería cuando se realiza el lanzamiento.

El diámetro del detector de doblez debe determinarse considerando: el diámetro interior de la tubería, las tolerancias en ovalamiento, espesor de pared, deslizamiento y altura del cordón de soldadura interno. Para calcular el diámetro, debe ser usada la siguiente formula (DNV Reglas para los sistemas de tubería submarina):

$$d = D - 2t - S$$


Donde:

$$S = 0.01D + 0.4t + 5L$$

d = Diámetro del detector

D = Diámetro nominal de la tubería.

t = espesor de la tubería

 COMITÉ DE NORMALIZACIÓN DE PETRÓLEOS MEXICANOS Y ORGANISMOS SUBSIDIARIOS	CONSTRUCCIÓN, INSTALACIÓN Y DESMANTELAMIENTO DE DUCTOS SUBMARINOS	NRF-106-PEMEX-2005 Rev.: 0 Página 37 de 69
--	--	--

L = 20 por ciento de t, ó máximo 5 mm.

La longitud del cable de tirón del detector de doblez, debe calcularse para asegurar que la posición del mismo dentro de la tubería, se encuentre como mínimo 24,0 m (78,74 pies) después del punto de contacto de ésta con el lecho marino.

En el caso de que durante el tendido de la tubería se observe que el detector de doblez requiere de mayor tensión para deslizarlo, éste debe recuperarse hasta la primera estación para revisar los discos calibradores. En caso de existir daños en el detector de doblez, se debe suspender la operación de tendido. Se deben localizar las coordenadas de la deformación e iniciar la recuperación de la tubería hasta dichas coordenadas para recuperar el tramo averiado y continuar con las operaciones de tendido.

8.8.7 Marcado de la tubería.

Con el objeto de facilitar la identificación de las juntas, los tramos de tubería se deben enumerar progresivamente en la estación de alineado, rotulando un número con pintura blanca claramente visible de 10 cm (3 15/16 pulg) hasta 30 cm (11 13/16 pulg) de altura, dependiendo del diámetro de la tubería, y a 1,0 m (3,281 pies) de la junta de campo en la parte superior del cuerpo del tubo (lado pontón).

8.8.8 Reparación de soldaduras.

Todas las soldaduras, que por motivo de las inspecciones no destructivas (visual, radiografía, ultrasonido) presenten discontinuidades (imperfecciones) que rebasen los parámetros permitidos según lo indicado en las tablas 3, 3A y 7, deben ser reparadas.

La reparación y remoción de defectos se debe de realizar basándose en el procedimiento aprobado y certificado, este último en caso de que la obra sea certificada, donde se detalle la forma de detección y remoción de defectos, el cual debe cumplir con las indicaciones de la sección 10.0 del API-STD 1104 o equivalente, considerando que la remoción de la soldadura en la curva superior y sobre la rampa de tendido, requiere de un vaciado secuencial y en secciones para evitar la ruptura en la junta y/o la propagación de una fisura.


Todas las reparaciones deben ser inspeccionadas mediante los métodos no destructivos indicados en 8.8.5 aplicando los mismos criterios de aceptación indicados en las tablas 3, 3A y 7.

8.8.9. Protección de la junta en la rampa de tendido.

El material de protección anticorrosiva que se aplique en la protección de las juntas de la tubería, debe cumplir con las características, especificaciones y requisitos establecidos en la NRF-026-PEMEX-2001.

Todas las juntas deben ser inspeccionadas con un equipo portátil detector de fallas eléctrico, con una capacidad de 15 000 V; en caso de detectar discontinuidad en alguna de ellas, éstas deben ser reparadas conforme a la NRF-026-PEMEX-2001 y al procedimiento aprobado.

La protección mecánica en la junta de campo de la tubería debe ser con lámina metálica galvanizada calibre 22. La lámina debe colocarse sobre el recubrimiento de concreto de la tubería quedando centrada con relación a la junta, asegurándola firmemente en ambos extremos con flejes. Se debe rellenar el espacio de las juntas con poliuretano.

 <p>COMITÉ DE NORMALIZACIÓN DE PETRÓLEOS MEXICANOS Y ORGANISMOS SUBSIDIARIOS</p>	<p>CONSTRUCCIÓN, INSTALACIÓN Y DESMANTELAMIENTO DE DUCTOS SUBMARINOS</p>	<p>NRF-106-PEMEX-2005 Rev.: 0 Página 38 de 69</p>
---	---	--

8.8.10 Control de esfuerzos.

Se debe asegurar la integridad de la tubería durante el tendido, mediante la corrida de un programa por computadora, donde muestre que los esfuerzos de trabajo en ningún caso son mayores a los permitidos en la NRF-013-PEMEX-2004, para la parte correspondiente a instalación.

Durante el tendido de la tubería, se debe contar con los instrumentos o medidores que permitan monitorear la tensión aplicada en la tubería en cualquier momento, de tal forma que no se generen esfuerzos mayores a los permisibles.

Los esfuerzos durante el lanzamiento de la línea se deben monitorear constantemente mediante la observación directa en los indicadores de tensión, además de efectuar la inspección subacuática para verificar la inclinación del pontón y la configuración de la línea y elaborar el registro correspondiente cada 6 horas.

8.9 Fabricación e instalación de elementos.

La fabricación e instalación de elementos como son: curva de expansión, ducto ascendente, cuello de ganso, trampa de diablos, cabezales de producción, abrazaderas, defensas, protectores de válvulas, soportería, cantiliver, atezadores y defensas, se deben realizar considerando lo indicado a continuación.

8.9.1 Fabricación de elementos en patio de fabricación, cubierta de la barcaza y/o chalán.

Antes de iniciar las actividades de fabricación de elementos, el representante de la compañía debe verificar que los equipos a utilizar (ver 8.3 y anexo 12.1 de esta norma) estén probados y en condiciones de operación.


La fabricación de elementos que por su forma o volumen requieran de un área específica para armarse y/o prefabricarse, éstos se deben realizar en patio de fabricación, seleccionando un área de fácil acceso vía marítima y/o terrestre. Sin embargo estas actividades pueden realizarse en la barcaza de tendido y/o en chalanes, siempre y cuando se tenga el área disponible y sin restricciones para el manejo de materiales y piezas prefabricadas.

Para cada uno de los elementos prefabricados y/o armados, se debe llevar un registro para control e información, dónde se debe incluir todos los materiales utilizados como son: tubería, conexiones, válvulas, etc., y anotar como mínimo los siguientes datos: especificación del material, número de pedido para su adquisición, proveedor o lote y número de serie en el orden de fabricación, así como su localización por pieza referida al desarrollo de la fabricación del elemento de que se trate.

Los elementos fabricados se deben inspeccionar y realizar las pruebas no destructivas, tal como se establece en la tabla 8.

Los criterios de aceptación de inspección radiográfica para el ducto ascendente, curva de expansión, cuello de ganso, trampas de diablos e interconexiones sobre cubierta de plataforma, deben ser conforme a lo establecido en la tabla 3. Los criterios de aceptación de inspección visual deben ser de acuerdo a lo establecido en el capítulo VI del ASME B31.3 ó equivalente. Para los elementos estructurales se debe aplicar el criterio establecido en el AWS D1.1 Capítulo 6, considerando los criterios de aceptación para cargas estáticas o cíclicas. En caso de existir indicaciones fuera de norma en la soldadura, éstos deben ser reparados conforme a lo indicado en el procedimiento de reparación aprobado.

Se debe aplicar protección anticorrosiva a los elementos fabricados, conforme a la zona dónde serán instalados, según se indica en 8.7 de esta norma.

 COMITÉ DE NORMALIZACIÓN DE PETRÓLEOS MEXICANOS Y ORGANISMOS SUBSIDIARIOS	CONSTRUCCIÓN, INSTALACIÓN Y DESMANTELAMIENTO DE DUCTOS SUBMARINOS	NRF-106-PEMEX-2005 Rev.: 0 Página 39 de 69
--	--	---

8.9.2 Instalación de elementos.

En esta sección se entiende por elementos cualesquiera de los siguientes: curva de expansión, ducto ascendente, protectores de ducto ascendente, cuello de ganso, cabezales de producción, abrazaderas, protectores de válvulas, soportería, cantiliver, atezadores o puntales de embarque y defensas.

ELEMENTO	TIPO DE INSPECCIÓN DE PRUEBAS NO DESTRUCTIVAS.
Ducto Ascendente	Radiografía y Ultrasonido según procedimiento
Curva de expansión	Radiografía y Ultrasonido según procedimiento
Protector del Ducto Ascendente (Defensa y Base)	Tabla 15.2.3.5 del API RP 2A
Abrazaderas	Tabla 15.2.3.5 del API RP 2A
Cuello de ganso	Radiografía y Ultrasonido según procedimiento
Soportería	Tabla 15.2.3.5 del API RP 2A

Tabla 8. Tipos de inspecciones de pruebas no destructivas para elementos del sistema.

El método y el porcentaje de inspección para elementos estructurales, será conforme a la tabla 15.2.3.5 del API RP 2A o equivalente. Para el caso de conexiones tubulares a tope de penetración completa, debe efectuarse según lo establecido en la sección 6.11.1 y el criterio de aceptación será conforme a las secciones 6.12.3 ó 6.13.3 del AWS D1.1 ó equivalente.

Previamente a la instalación de la curva de expansión se debe presentar la memoria de cálculo de izaje, centros de carga y gravedad; diámetro, longitud y arreglo de estrobos y grilletes, así como el croquis descriptivo de la instalación. Esta información debe considerar la presentación y metrología del elemento.

Se debe inspeccionar el área donde serán ubicados los equipos de izaje y maniobras, para eliminar escombros, retirar elementos estructurales que interfieran en la maniobra y en caso necesario reforzar las partes estructurales o instalar obra falsa. Al término de las maniobras de izaje e instalación, todos los elementos que hayan sido retirados deben ser reinstalados y toda obra falsa debe ser retirada, verificando que el área quede en sus condiciones originales.


En el caso de los contratos integrales que consideran la ingeniería, procura y construcción, es responsabilidad del contratista, cuándo existan obstrucciones ó interferencias en la trayectoria para la instalación ó interconexión de un elemento, hacer un levantamiento físico y proponer las adecuaciones ó modificaciones necesarias al proyecto ó a las instalaciones existentes. Dicha propuesta debe presentarse a Pemex para su autorización.

En el caso de que Pemex sea el responsable de la ingeniería del proyecto es su responsabilidad, cuándo existan obstrucciones ó interferencias en la trayectoria para la instalación ó interconexión de un elemento, efectuar las adecuaciones ó modificaciones necesarias al proyecto ó a las instalaciones existentes.

El equipo, maquinaria y elementos auxiliares para la instalación, tales como: estrobos, malacates y grúas, deben ser verificados en su funcionamiento y características.

En caso de que se requiera suspender la operación de instalación de alguno de los elementos, éste debe quedar asegurado provisionalmente, procurando no obstruir las áreas de acceso y rutas de escape de la plataforma.

Todos los materiales, como rejillas, barandales, luminarias, tuberías y equipo, que como resultado de la maniobra sean dañados, deben ser retirados y sustituidos por otros de iguales características.

 <p>COMITÉ DE NORMALIZACIÓN DE PETRÓLEOS MEXICANOS Y ORGANISMOS SUBSIDIARIOS</p>	<p>CONSTRUCCIÓN, INSTALACIÓN Y DESMANTELAMIENTO DE DUCTOS SUBMARINOS</p>	<p>NRF-106-PEMEX-2005 Rev.: 0 Página 40 de 69</p>
---	---	--

Antes de la instalación del ducto ascendente y de la curva de expansión, se debe efectuar la metrología en el sitio donde deben quedar instalados para efectuar cualquier ajuste a los mismos.

Cuando exista carrete de transición entre la línea regular y la curva de expansión, la calificación de las soldaduras se debe efectuar con el API STD 1104 para la junta de unión con la línea regular y con el ASME B31.3 para la junta de unión con la curva de expansión.

Al término de la instalación de elementos, se deben reparar todas las áreas dañadas del recubrimiento anticorrosivo ocasionadas por maniobras o soldaduras, realizando las pruebas correspondientes para su aceptación, conforme se indica en 8.7 de esta norma.

8.9.3 Reparación de soldaduras.

Todas las soldaduras, que por motivo de las inspecciones no destructivas (visual, radiografía, ultrasonido) presenten discontinuidades (defectos) que rebasen los parámetros indicados en las Tablas 3, 3A y 7 de esta norma, deben ser reparadas.

La reparación y remoción de defectos debe cumplir con lo establecido en el procedimiento de reparación aprobado y certificado, este último en caso de que la obra sea certificada. Todas las reparaciones de soldadura deben ser inspeccionadas mediante los métodos no destructivos indicados en la tabla 8.

8.10 Interconexiones.

Todas las líneas, elementos, equipos y/o accesorios nuevos que se requieran interconectar con los sistemas existentes sobre cubierta de plataforma (cabezales de producción, trampas de diablos, líneas de proceso, equipos), ó con líneas submarinas existentes, deben apegarse a los requerimientos descritos a continuación:

8.10.1 Interconexión sobre cubierta.

Previo a los trabajos de interconexión, se deben verificar las dimensiones requeridas (metrología) para realizar los ajustes necesarios.

Las interconexiones que se efectúen mediante la aplicación de soldadura, se debe realizar conforme se indica en 8.6, y los criterios de aceptación de la misma deben ser evaluados conforme a las tablas 3 y 7.


Los dispositivos de acceso para la inyección de inhibidores de corrosión deben ser perforados con equipo especial para hot tapping.

8.10.2 Interconexión submarina.

Previo a la interconexión submarina se debe realizar una metrología del perfil del lecho marino, en caso de ser necesario, se debe chiflonear y emparejar el área con costales de arena-cemento o colchacretos.

Los procesos de fabricación, métodos de inspección y registros, se deben llevar de acuerdo a lo indicado en 8.9.1, 8.9.2 y 8.14 de esta norma.

Las interconexiones que se efectúen mediante la aplicación de soldadura, se debe realizar conforme se indica en 8.6 y los criterios de aceptación de la misma deben ser evaluados conforme a las tablas 3 y 7.

 COMITÉ DE NORMALIZACIÓN DE PETRÓLEOS MEXICANOS Y ORGANISMOS SUBSIDIARIOS	CONSTRUCCIÓN, INSTALACIÓN Y DESMANTELAMIENTO DE DUCTOS SUBMARINOS	NRF-106-PEMEX-2005 Rev.: 0 Página 41 de 69
--	--	--

8.10.3 Interconexión con líneas de proceso en operación sobre plataforma y submarina.

Cuando se requiera realizar la interconexión con líneas de proceso en operación mediante el método de hot tapping ó embridaje con válvulas, se debe elaborar un programa de actividades detallado, en conjunto con el personal responsable del área que tiene a su cargo la operación del ducto, personal responsable de la plataforma, seguridad industrial, contratista y la Residencia de Pemex, en el cual se describan los criterios y acuerdos a seguir basándose en el reglamento de Seguridad e Higiene de Petróleos Mexicanos y a los requerimientos del área operativa, incluyendo los permisos para trabajo con riesgo; así mismo, el contratista y el residente, deben elaborar o en su caso, revisar el plan de contingencia que abarque las actividades previas, durante y posteriores al evento para mantener un control de las operaciones, así como tener los procedimientos debidamente certificados que apliquen para tal fin, en caso de que la obra sea certificada.

Para la realización de un hot tapping, se debe conocer la especificación del material a intervenir; en caso de que no se cuente con dicha información, se debe efectuar un estudio metalográfico y medición de durezas y aplicar el procedimiento de soldadura e inspección.

No se debe efectuar un hot tapping donde la tubería presente anomalías como bajos espesores, laminaciones, segregaciones, fisuras, ovalamientos en la tubería conforme a lo que se establece en la norma de referencia NRF-030-PEMEX-2003 y especificación API RP-1111 o equivalente. En este caso se debe localizar otra área de interconexión que no tenga las condiciones indicadas anteriormente.

Para el caso en el que la costura longitudinal de la tubería en operación obstruya durante la alineación de las tees soldables, éstas deben ser esmeriladas, evitando provocar anomalías como las citadas en el párrafo anterior.

Las interconexiones mediante embridajes a válvulas de líneas en operación, deben quedar aseguradas mediante la instalación de comales, candados y cadenas y anuncios (marbetes), que indiquen que no pueden ser operadas hasta la terminación de los trabajos de interconexión y haber sido entregadas al personal de operación autorizado. Conforme se establece en el reglamento de Seguridad e Higiene de Petróleos Mexicanos y otros lineamientos internos.

Para el caso de interconexión con línea de proceso en plataforma la tee envolvente deberá ser soldable y para el caso de la interconexión submarina la tee envolvente debe ser mecánica (bridada).

Todas las actividades que se requieran para un hot tapping independientemente si es en superficie o submarino, deben efectuarse conforme a lo establecido en el API RP 2201 o equivalente, y el procedimiento de soldadura aplicable debe estar conforme a lo requerido en el apéndice B del API STD 1104 o equivalente.


8.11 Dragado de línea regular.

El dragado de la línea regular se debe realizar de acuerdo al procedimiento aprobado por PEP. El esfuerzo longitudinal no debe exceder el 72 por ciento del esfuerzo de fluencia mínimo especificado de la tubería.

Se debe contar previamente con las memorias de cálculo, donde se establece la máxima cobertura que se puede realizar en un solo paso sin poner en peligro la integridad de la tubería. Así mismo el dragado debe apegarse a la ingeniería.

Previo al inicio de los trabajos de dragado, los equipos deben ser probados y calibrados conforme al diámetro de la tubería, al tipo de terreno y a la profundidad del área.

Para el posicionamiento de la embarcación durante el dragado, se debe utilizar el equipo de posicionamiento GPS.

 COMITÉ DE NORMALIZACIÓN DE PETRÓLEOS MEXICANOS Y ORGANISMOS SUBSIDIARIOS	CONSTRUCCIÓN, INSTALACIÓN Y DESMANTELAMIENTO DE DUCTOS SUBMARINOS	NRF-106-PEMEX-2005 Rev.: 0 Página 42 de 69
--	--	---

Con personal y equipo de buceo se deben llevar a cabo las inspecciones de la zanja para corroborar que se cumplen con las dimensiones de las coberturas de cada paso. El intervalo de estas inspecciones, debe considerar el funcionamiento del equipo, las condiciones climatológicas y los resultados obtenidos, debiendo ser como máximo cada cuatro horas.

Se deben establecer los puntos de inspección para corroborar las profundidades y uniformidad de la zanja, realizando la inspección en el arado y 3 tramos atrás cuando la tubería este llena de agua y 5 tramos atrás del mismo, cuando la tubería este vacía, confirmando la profundidad de la zanja, profundidad del lomo del tubo y del lecho natural, remoción del material bajo la tubería, daños en el lastre o en el recubrimiento anticorrosivo y llevar el registro correspondiente, conforme se señala en 8.14.

En caso de no cumplir con la cobertura se deben dar los pasos que sean necesarios con el equipo de dragado hasta lograr lo indicado en la ingeniería del proyecto.

En caso de existir cruzamientos con líneas existentes o disparos submarinos, se deben tomar en cuenta para efectuar las transiciones correspondientes. El perfil de la tubería dentro de la zanja debe ser constante o uniforme (sin valles o crestas) así como también, la pendiente en la zona de transición, para que los esfuerzos no excedan los límites indicados anteriormente.

La tubería debe quedar, dentro de la zanja, con espacio de un metro como mínimo entre el lomo superior del tubo y el lecho marino.

La cobertura en aproximaciones a la costa debe ser establecida considerando los estudios geofísicos, geotécnicos y de estabilidad hidrodinámica, la cual no debe ser menor a 4 m (13,123 pies) al arribo en playa a partir de tirantes de agua menores a 10 m (32,808 pies) de profundidad. La transición entre las coberturas de 1 m a 4 m (3,281 pies-13,123 pies) debe de efectuarse de acuerdo a las características propias de la tubería. Lo anterior, aplica únicamente para suelos blandos y semicompactados, y arribos a la línea de playa a través de canal de lanzamiento.

Si los alcances de la ingeniería lo indican, se deben restablecer las condiciones naturales en los arribos playeros, protegerlos y mejorar el entorno del arribo de la línea con escolleras artificiales de sandtiners, colchacretos, dados de concreto y/o roca natural.


Si durante el dragado se encuentran escombros que no permitan continuar con los trabajos, tales como estructuras, tuberías o cables, se debe inspeccionar, analizar y eliminar dicho escombros.

Se debe llevar un registro de todos los acontecimientos que se realizan en el dragado de la línea regular, incluyendo los equipos, instrumentos y personal que interviene, para tener constancia documental de esta actividad.

8.11.1 Equipo de dragado.

Los equipos de dragado, deben estar de acuerdo al tipo de suelo (ver Tabla 9), profundidad de la zanja y éstos pueden ser:

- a) Dragas hidráulicas con ruedas dentadas giratorias
- b) Draga de almeja
- c) Draga de Succión.
- d) Draga de arrastre o de volteo
- e) Draga de arrastre de chiflón de aire o con bombas de lodos
- f) Dragas hidráulicas de turbina

 COMITÉ DE NORMALIZACIÓN DE PETRÓLEOS MEXICANOS Y ORGANISMOS SUBSIDIARIOS	CONSTRUCCIÓN, INSTALACIÓN Y DESMANTELAMIENTO DE DUCTOS SUBMARINOS	NRF-106-PEMEX-2005 Rev.: 0 Página 43 de 69
--	--	---

Estos equipos pueden estar montados en chalanes o barcasas con sistema de posicionamiento a través de anclas, zancos o dinámico además de equipo GPS.

Los sistemas de localización y control conforme al tipo de draga pueden ser:

Sistema de localización y control	Draga de arrastre o de volteo	Draga de arrastre de chiflón de aire	Draga hidráulica con ruedas dentadas	Draga hidráulica de turbina	Draga de almeja	Draga de Succión
Sistema localizador de arado	X	X				
Dinamómetros	X	X	X			
Profundímetros	X	X	X	X		X
Sonar	X	X	X	X	X	X
GPS	X	X	X	X	X	X
Sistema robotizado para control y posicionamiento.				X		
Tipo de suelo	Medio compacto a compactos.	Medio compactos.	Compactos	No compactos	Suaves y compactos	Suaves medio compactos

Tabla 9. Tipo de dragas.

El dragado de la línea regular se debe realizar posterior al tendido y antes de efectuar la prueba hidrostática.

8.12 Acolchonamiento de cruces de líneas y disparos submarinos.

El acolchonamiento de cruces de ductos y disparos submarinos deben ser realizados mediante la colocación de sacos de arena cemento o colchacretos (lo que indique la ingeniería), formando un colchón que evite el contacto entre los ductos con el fin de evitar que se produzcan daños mecánicos en la tubería y/o accesorios del ducto submarino.

Antes de iniciar el acolchonamiento se debe verificar que los equipos a utilizar (ver 8.3 y anexo 12.1 de esta norma) estén en posición y en condiciones de operación.

La separación mínima entre las dos tuberías debe ser de 1,0 m (3,281 pies) o lo que indique la ingeniería del proyecto, con una distribución uniforme de la carga sobre la tubería existente y el lecho marino; la configuración final de las tuberías, bajo ninguna circunstancia deben exceder un esfuerzo longitudinal mayor al 18 por ciento del esfuerzo de fluencia mínimo especificado de la tubería.

El dragado del área del cruce, se debe realizar con chiflón de mano hasta descubrir estratos firmes como se ilustra en las figuras 7 y 8.

Se debe llevar un registro de todos los acontecimientos que se realizan del acolchonamiento, incluyendo al equipo y personal que intervenga, para tener constancia documental de esta actividad como se indica en la tabla 10.

En caso de que la tubería existente a cruzar cuente con evaluaciones del estado que guarda el material, por medio de corrida de diablos instrumentados, y éste sea aceptable, se puede dragar dicha tubería a una profundidad mayor y realizar el acolchonamiento en el cruce de tal forma que el lomo de la tubería nueva quede enterrada a 1 m (3,281 pies). ver figura 7.

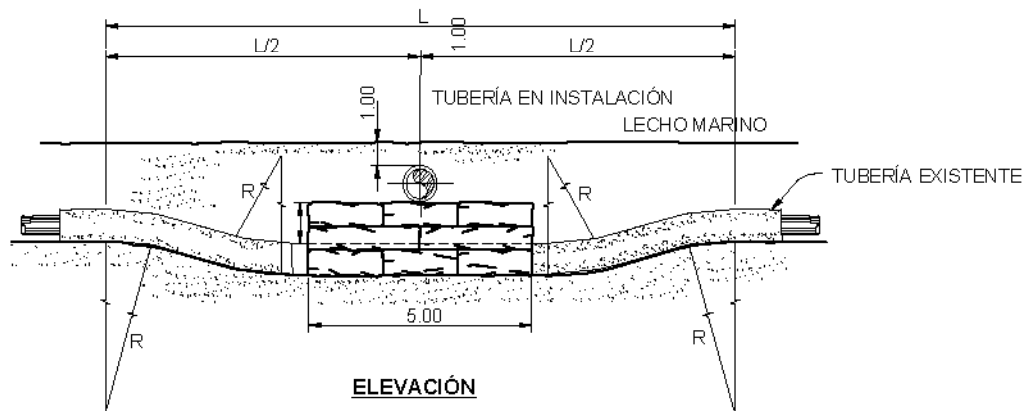
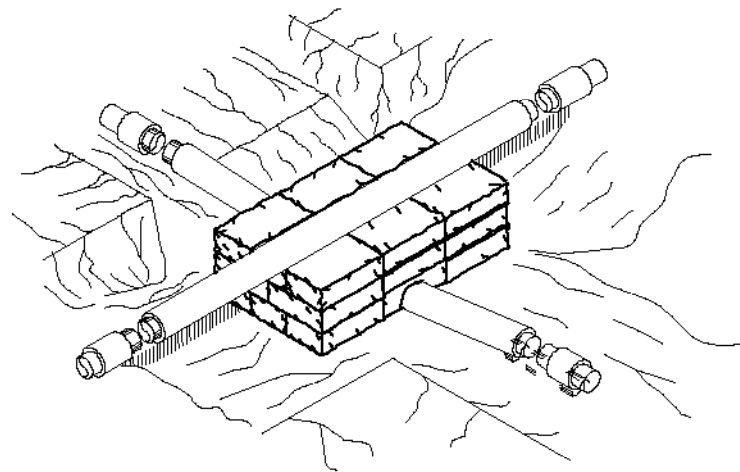


Figura 7. Acolchonamiento de un cruce con tubería existente.




ISOMÉTRICO

Figura 8. Dragado del área del cruce.

8.13 Prueba hidrostática y limpieza interior de ductos submarinos e interconexiones.

Antes de iniciar las actividades de esta fase, el representante de la compañía debe verificar la operación del sistema de llenado, presurizado y limpieza de ducto (bombas de alto volumen baja presión, bombas de bajo volumen alta presión, mangueras, equipos de medición y control como manómetros, manógrafos, termógrafos, balanza de pesos muertos, medidores de flujo, diablo de limpiezas, compresores, sistema de computo con programa para la evaluación y control de pruebas hidrostáticas, éste último sólo en caso de que esté disponible).

 COMITÉ DE NORMALIZACIÓN DE PETRÓLEOS MEXICANOS Y ORGANISMOS SUBSIDIARIOS	CONSTRUCCIÓN, INSTALACIÓN Y DESMANTELAMIENTO DE DUCTOS SUBMARINOS	NRF-106-PEMEX-2005 Rev.: 0 Página 45 de 69
--	--	---

La prueba hidrostática debe realizarse a todos los elementos que conforman el sistema de transporte de hidrocarburos líquidos y/o gaseosos de trampa a trampa, como son: línea regular, curva de expansión, ducto ascendente, cuello de ganso, incluyendo la propia trampa de diablos, y limpiadas mediante una corrida de diablos para desalojar el líquido de prueba previamente a su puesta en operación. (Ver figura 9).

Cuando ese sistema incluya uno o más ramales, puede ser efectuada la prueba hidrostática a ese sistema, siempre y cuando se instalen los manómetros en cada uno de los ramales y en el colector principal, registrando la presión de prueba en una sola gráfica y desde cualquier punto del sistema. (Ver figura 10).

Cuando el sistema a probar hidrostáticamente sea de una plataforma a una interconexión submarina según figura 11 y para evitar probar contra válvula existente, se deben colocar bridas ciegas y/o comales; el circuito a probar debe ser desde la trampa de diablos en plataforma hasta las bridas ciegas instaladas en la interconexión submarina.

Cuando no sea posible efectuar la prueba hidrostática al sistema completo como se señala en los párrafos anteriores, dicha prueba se debe efectuar por secciones, como se indica en la figura 12, instalando los instrumentos de medición de tal forma que puedan ser observadas y monitoreadas continuamente las lecturas de presión y temperatura.

También se debe efectuar la prueba hidrostática a las interconexiones sobre cubierta de plataforma, cuyos límites serán a partir de la válvula de seccionamiento en la trampa de diablos hasta el o los cabezales, tanques o separadores existentes, (Ver figura 13).

8.13.1 Materiales y equipos de prueba hidrostática y limpieza.

Se debe contar con el material y equipo permanente, así como el material y equipo temporal para la realización de la PH, conforme al anexo 12.1 de esta norma, además de los indicados a continuación:

- a) Material para obra falsa para fabricar soportes y desfuegos, tales como tuberías, soldaduras, viguetas, comales, tornillería, empaques (anillo o espiro metálico), cubetas temporales, conexiones de diámetros y cédulas diferentes para la construcción de árboles.
- b) Mangueras de diámetros y librajés diferentes.
- c) Bombas para el llenado y empaqueo de tubería de acuerdo al diámetro, longitud y localización de la tubería a probar.
- d) Diablos de limpieza de diferentes diámetros.
- e) Inhibidor de corrosión y bombas para su inyección, solo cuando el agua de mar deba permanecer mas de 21 días en el interior de la tubería.
- f) Manómetros, manógrafos, termógrafos, medidores de flujo, todos ellos calibrados y certificados, con rangos de medición no mayores al doble de la presión de prueba.
- g) Compresores con la capacidad y volumen necesario de acuerdo al diámetro, longitud y localización de la tubería a limpiar.

Todas las actividades de soldadura en tubería y accesorios, interconexiones, soportes, silletas y sistema de anclaje, deben de estar terminadas e inspeccionadas al 100 por ciento antes de iniciar la prueba hidrostática.

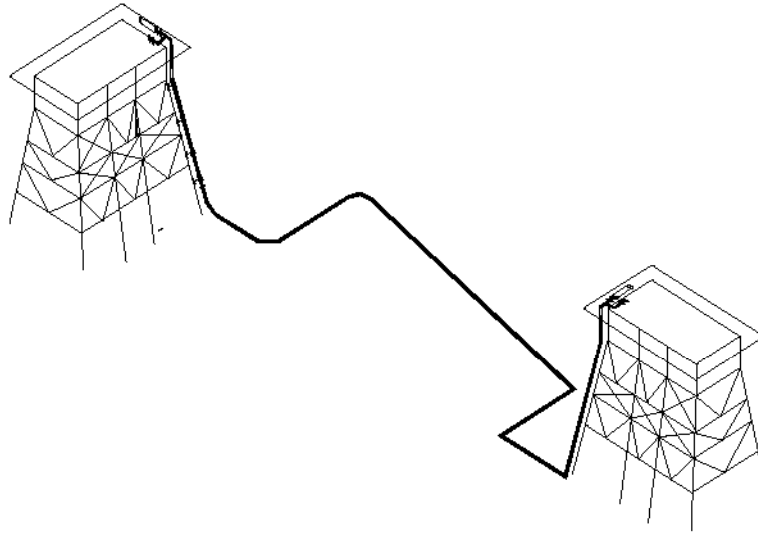


Figura 9. Prueba hidrostática del sistema completo de trampa a trampa.

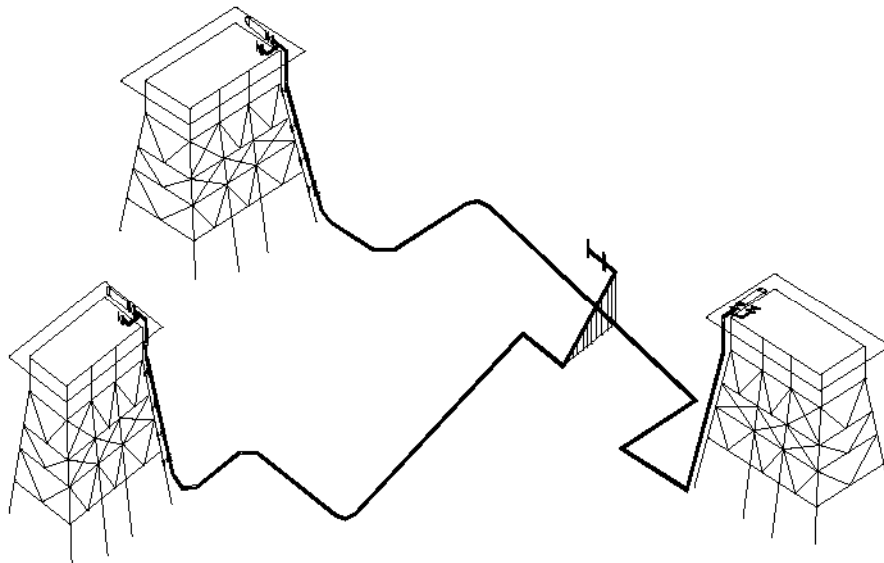


Figura 10. Prueba hidrostática del sistema completo incluyendo ramales.

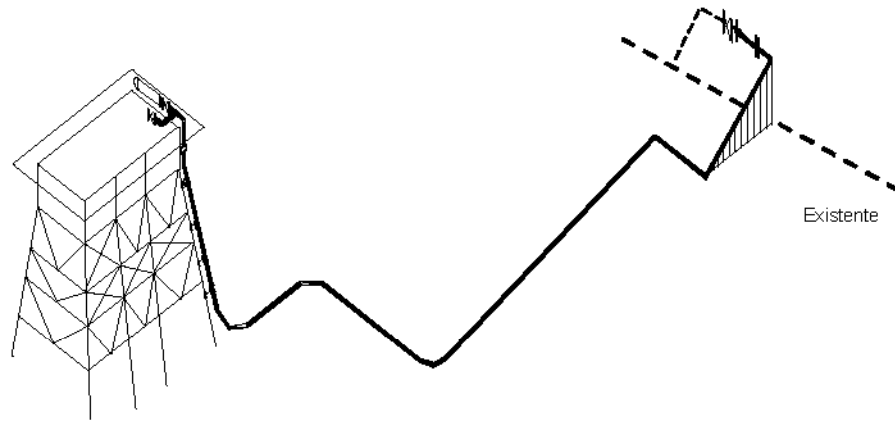


Figura 11. Prueba Hidrostática de trampa a interconexión submarina.

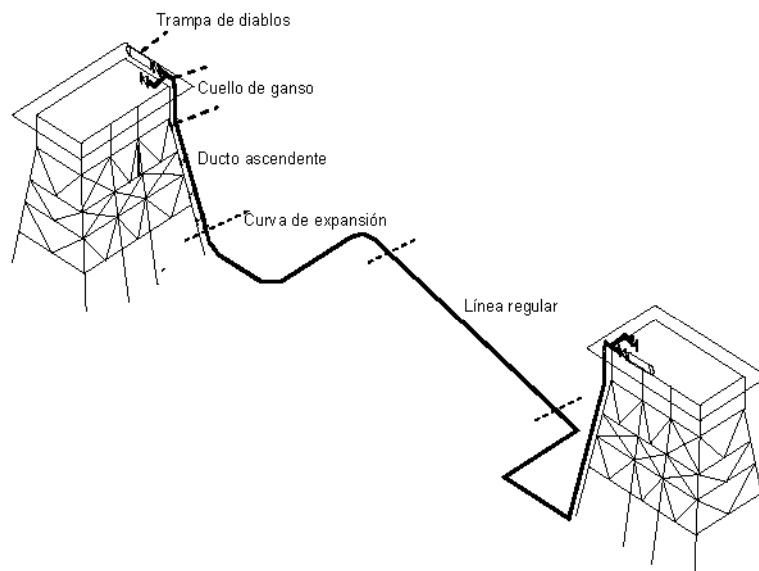


Figura 12. Prueba hidrostática de secciones del sistema.

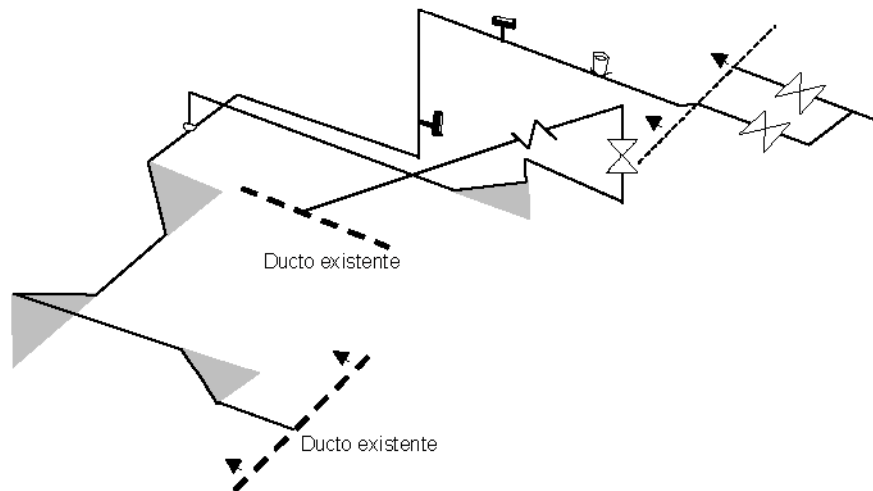


Figura 13. Prueba hidrostática de la interconexión sobre cubierta de la plataforma.

8.13.2 Prueba hidrostática

Para realizar la prueba hidrostática de un ducto marino se debe considerar el suministro, fabricación, montaje, instalación y desmontaje de equipo temporal (comales, trampas y desfogues), el llenado del ducto con agua mediante el equipo de bombeo y medición que permita cuantificar el volumen de agua. En el caso de que la tubería permanezca por más de 21 días cargada con agua de mar, se le debe inyectar un inhibidor de corrosión biodegradable para su protección efectuando para ello una corrida de diablo de limpieza y llenando nuevamente.

La prueba hidrostática debe ser efectuada después de haber dragado la línea regular.


La presión de prueba hidrostática debe ser a 1,25 veces la presión de diseño.

El tiempo de duración de la prueba hidrostática para el caso de ductos submarinos debe ser de 24 horas, a partir del momento de alcanzar la presión de prueba y el estabilizado de la misma, conforme al Reglamento de trabajos petroleros vigente.

Para el caso de pruebas hidrostáticas en interconexiones sobre cubierta de plataforma la presión de prueba debe ser 1,5 veces la presión de diseño y el tiempo de duración debe ser de 4 horas, debiéndose efectuar recorridos de inspección visual del sistema o circuito durante la prueba.

Cuando se efectúe la prueba hidrostática por secciones del ducto, es decir, a la curva de expansión, ducto ascendente, cuello de ganso y trampa de diablos, el tiempo de prueba debe ser de 4 horas a una presión de 1,25 veces la de diseño, debiendo efectuar la inspección radiográfica y ultrasónica al 100 por ciento en la soldadura de empare entre estos elementos.

Los equipos de medición y control como manómetros y manógrafos deben ser instalados por arriba de los elementos a probar, los cuales deben estar calibrados y certificados al igual que los medidores de flujo y termógrafos, protegiéndolos del viento, lluvia y vibraciones.

 COMITÉ DE NORMALIZACIÓN DE PETRÓLEOS MEXICANOS Y ORGANISMOS SUBSIDIARIOS	CONSTRUCCIÓN, INSTALACIÓN Y DESMANTELAMIENTO DE DUCTOS SUBMARINOS	NRF-106-PEMEX-2005 Rev.: 0 Página 49 de 69
--	--	---

Durante el proceso de aumento de presión, para alcanzar la presión de prueba, se debe llevar la inspección constante de la misma, para que el porcentaje de aire inducido no supere el 0,03 por ciento del volumen total del sistema a probar.

En caso de pérdida de presión, se debe inspeccionar todo el sistema, el cual incluye tubería, válvulas, conexiones e instrumentos, embridajes submarinos y/o aéreos.

Una vez alcanzada la presión de prueba, en caso de que ésta disminuya, se debe regular el gasto de la bomba para minimizar las variaciones de presión y garantizar incrementos no mayores de 69,03 KPa x hora (10 psi x hora), los cuales deben leerse y registrarse, hasta alcanzar la presión de prueba.

En la gráfica o carta del registro de la prueba hidrostática, se deben observar las líneas que indican el ascenso de presión y mantenimiento de la misma durante el periodo establecido, así como el descenso de presión al finalizar la misma.

Las juntas que por ser límite o frontera entre secciones de tubería probada o cambio de especificación entre éstas y que por dificultades propias de la construcción no puedan ser probadas, se inspeccionarán mediante radiografiado y ultrasonido al 100 por ciento. Se deben registrar las presiones y temperaturas observadas a cada hora así como todos los eventos que puedan influir en el resultado de la prueba hidrostática.

8.13.3 Limpieza interior de ductos submarinos.

Se debe efectuar la limpieza interior del ducto para desalojar el líquido utilizado en la prueba hidrostática, así como los residuos de materiales de la construcción que pudieran haber quedado dentro de la tubería, y/o interconexiones, mediante la corrida de diablos con aire, descargando el producto al mar previo permiso de la autoridad competente o, en su caso, en depósitos o recipientes para su disposición final.

8.14 Registros y documentación entregables de la construcción.


8.14.1 Registros.

Con la finalidad de tener los registros de las actividades y la rastreabilidad en la construcción de una línea submarina, se deben tener y llenar los formatos de control y estadística (registros), los cuales se deben apegar a lo descrito y requerido en la tabla 10. Estos formatos de registro deben cubrir las diferentes actividades que se realizan en las etapas de suministro de materiales, fabricación e instalación, con el objeto de tener la evidencia que se está cumpliendo con lo requerido por esta norma.

8.14.2 Documentación entregable.

La documentación que se debe entregar a Pemex al finalizar los trabajos de construcción, debe ser la siguiente:

- a) Registros y documentos indicados en la tabla 10.
- b) Planos As-built.
- c) Radiografías de todas las juntas.
- d) Documentación de los materiales permanentes y consumibles, como son: Certificados de pruebas de fábrica, certificados de calidad, pedimentos de importación, facturas y certificado de garantía.
- e) Procedimientos constructivos autorizados.
- f) Album fotográfico de todas las fases de construcción.
- g) Reporte final de la construcción emitido por la empresa certificadora, en caso de que la obra sea certificada, que contemple los siguientes aspectos: Nombre de la obra, Introducción, Alcance de la certificación, Descripción de la obra, Documentación aplicable, Calificación de personal, Inspección y revisión de materiales, así como su rastreabilidad, Inspección y revisión de equipos, Revisión y/o

 COMITÉ DE NORMALIZACIÓN DE PETRÓLEOS MEXICANOS Y ORGANISMOS SUBSIDIARIOS	CONSTRUCCIÓN, INSTALACIÓN Y DESMANTELAMIENTO DE DUCTOS SUBMARINOS	NRF-106-PEMEX-2005 Rev.: 0 Página 50 de 69
--	--	---

calificación documental, Inspección y revisión de las fases de la construcción, Resultados de la inspección, conclusiones, exclusiones y anexos.

- h) Cartas de consentimiento que indiquen el cumplimiento de las fases de la obra emitidas por una empresa certificadora, en su caso.
- i) Certificado final de la obra, en caso de que la obra sea certificada.

Dicha documentación debe ser entregada por duplicado en copia dura y archivo electrónico en discos compactos (CD's), excepto las radiografías.

8.15 Desmantelamiento de ductos submarinos.

Previo al desmantelamiento del ducto, éste debe estar despresurizado y limpio. El grado de limpieza debe estar determinado conforme a la calidad del agua para su vertimiento al mar de acuerdo a la NOM-001-SEMARNAT-1996.


8.15.1 Embarcaciones y equipo para el desmantelamiento de tubería.

Los tipos de embarcaciones que se pueden utilizar para la recuperación de la tubería son los indicados en la tabla 11, los cuales deben ser capaces de recuperar tuberías hasta de 121,92 cm (48 pulg) Ø, lastradas y en profundidades hasta de 100 m. (328,08 pies).

La embarcación debe contar con el equipo y maquinaria para el desmantelamiento de tubería, descrito en el anexo 12.1 de esta norma y además debe contar con un sistema GPS para el posicionamiento, que indique la posición, orientación y el avance durante el desarrollo de los trabajos de recuperación de la tubería de la línea regular y curva de expansión.

REGISTROS PRINCIPALES DE DIVERSAS FASES DE CONSTRUCCIÓN	Tendido	Fabricación de elementos	Instalación de elementos	Interconexión submarina	Dragado	Acolchonamientos	Interconexión sobre cubierta	Instalación de equipo sobre cubierta	Prueba hidrostática
01 Notas de campo.	☒	☒	☒	☒	☒	☒	☒	☒	☒
Registro de materiales	☒	☒	☒	☒		☒	☒	☒	
02 Reporte diario de actividades, personal, embarcaciones y equipos	☒	☒	☒	☒	☒	☒	☒	☒	☒
03 Reporte de tramos, ánodos instalados y longitud tendida	☒								
04 Reporte de localización del pontón, tensiones aplicadas y catenaria formada en la tubería	☒								
05 Reporte de inspección subacuática	☒		☒	☒	☒	☒			
06 Registros con variables esenciales vigiladas durante el proceso de soldadura (temperatura de precalentamiento, temperatura entre pasos, voltaje, amperaje, electrodos, gases, etc.) de las juntas realizadas	☒	☒					☒		
07 Registros de inspección y control de pruebas no destructivas, como: inspección visual, líquidos penetrantes, partículas magnéticas, ultrasonido y radiografías	☒	☒					☒		
08 Reporte de inspección en juntas de campo con equipo detector de paso de corriente (holliday detector)	☒								
09 Reporte de coordenadas tramo a tramo y de la localización de los ánodos, disparos submarinos y cruzamientos con líneas existentes	☒			☒		☒			
10 Croquis de juntas soldadas		☒		☒			☒		
11 Registros de inspección y control de relevado de esfuerzos y postcalentamiento, si se requiere	☒	☒					☒		
12 Registros de inspección y control del sand-blast y espesores de recubrimiento, así como de las pruebas de adherencia (superficial)		☒					☒	☒	
13 Registro de temperatura y presión (P.H)									☒
14 Toma de Videos (Elementos submarinos y acolchonamiento).			☒	☒					
15 Reporte de reparaciones de soldaduras	☒	☒					☒		
16 Reporte de protección mecánica de juntas	☒	☒							
17 Reporte de inspección de dragado				☒	☒	☒			
18 Reporte de cálculo de esfuerzos	☒		☒		☒	☒			

Tabla 10. Registros de las fases de construcción de un ducto submarino.

 COMITÉ DE NORMALIZACIÓN DE PETRÓLEOS MEXICANOS Y ORGANISMOS SUBSIDIARIOS	CONSTRUCCIÓN, INSTALACIÓN Y DESMANTELAMIENTO DE DUCTOS SUBMARINOS	NRF-106-PEMEX-2005 Rev.: 0 Página 52 de 69
--	--	--

8.15.2 Consideraciones previas.

Antes del inicio de los trabajos de desmantelamiento del ducto submarino el contratista debe presentar los procedimientos aplicables previamente aceptados por Pemex y certificados, en caso de que la obra sea certificada, para su aplicación, así como los planes de contingencia. Estos deben corresponder y citar el ducto que se desmantelará; dichos procedimientos como mínimo deben ser los siguientes:

- a) Procedimiento para limpieza de tubería y recuperación de residuos.
- b) Procedimiento de corte submarino.
- c) Procedimiento de corte en frío.
- d) Procedimiento de desacoplamiento de interconexiones con líneas en servicio.
- e) Procedimiento de retiro de derivaciones o ramales.
- f) Procedimiento de dragado de línea regular, curva de expansión, interconexiones y/o disparos submarinos.
- g) Procedimiento de retiro de ductos ascendentes y curvas de expansión.
- h) Procedimientos de retiro de trampas de diablos e interconexiones en cubierta
- i) Procedimiento de retiro de abrazaderas y defensas.
- j) Procedimiento de retiro de válvulas y accesorios.
- k) Procedimiento de retiro de soportería.
- l) Procedimiento de retiro de sección de línea regular.
- m) Procedimiento para manejo y transporte de las secciones recuperadas.

8.15.3 Retiro de trampa de diablos, defensas, abrazaderas, ducto ascendente, cuello de ganso, curvas de expansión y línea regular

La trampa de diablos debe ser retirada completa o desmantelándola por elementos, tales como: tapa abisagrada, barril, válvulas, bridas, conexiones y accesorios, soportes, tubería y base estructural (patín), manejándose estos elementos sin ocasionar daños a las instalaciones y a ellos mismos.

Se debe verificar que las defensas estén completamente libres para evitar daño alguno a la pierna de la plataforma o a algún otro ducto que se encuentre resguardado por la misma defensa.


En el caso de que exista una defensa doble, ésta se debe reinstalar al término de las actividades para proteger el ducto que se encuentra en operación.

Se debe verificar que las abrazaderas guías y ancla, estén completamente libres para evitar daño alguno a la pierna de la plataforma o algún otro ducto que se encuentre en la misma.

El ducto ascendente y el cuello de ganso deben retirarse de la plataforma verificando que las secciones de la tubería a recuperar estén libres de obstáculos, para asegurar la integridad física de otro ducto ascendente que se encuentre en operación sobre la misma pierna de la plataforma.

La curva de expansión debe retirarse verificando que las secciones de tubería a recuperar estén libres de obstáculos para no dañar la integridad física de alguna otra curva de expansión que se encuentre cerca y en operación; las secciones de tuberías retiradas deben ser depositadas sobre la cubierta del chalán de apoyo o embarcación para su traslado al lugar que haya sido asignado por Pemex.

Se debe retirar la línea regular submarina dragada con una longitud igual a lo indicado en el inciso siguiente, dejando el extremo de la línea regular con tapones mecánicos. El tapón mecánico debe tener la leyenda: tubería fuera de operación, despresurizada e indicar el tipo de fluido contenido. Para el caso de cruce con línea existente, si la tubería a recuperar se encuentra en la parte inferior, el corte se debe realizar considerando 3 m a cada lado del cruce, dejando dicho tramo sin retirar.

 COMITÉ DE NORMALIZACIÓN DE PETRÓLEOS MEXICANOS Y ORGANISMOS SUBSIDIARIOS	CONSTRUCCIÓN, INSTALACIÓN Y DESMANTELAMIENTO DE DUCTOS SUBMARINOS	NRF-106-PEMEX-2005 Rev.: 0 Página 53 de 69
--	--	---

8.15.4 Dragado y/o limpieza del área de la curva de expansión y línea regular.

Previo al inicio de los trabajos de dragado y/o limpieza se debe realizar la inspección de buceo submarino para verificar que no haya interferencias u obstáculos, tales como: estructuras, chatarra, tuberías, o cables que hayan sido abandonados o instalados en el área.

Se deben dragar como mínimo 150 m (492,12 pies) de tubería submarina (curva de expansión y línea regular), a partir de la pierna de la plataforma, hasta el punto donde quedará el extremo de la línea regular abandonada, descubriendo el diámetro de la tubería a todo lo largo de la parte dragada.

8.15.5 Dragado y retiro de interconexión submarina.

En el caso de que la línea regular submarina cuente con una interconexión submarina, debe efectuarse una limpieza y dragado del área respectiva para el retiro. Dicha área dependerá de la longitud de cada interconexión por recuperar.

Al extremo bridado de la válvula de la interconexión submarina, se le debe colocar una brida ciega con su empaque correspondiente.

8.15.6 Área de almacenamiento de los materiales recuperados.

Las secciones de material recuperado (curvas de expansión, ductos ascendentes, cuellos de ganso, trampas de diablos, abrazaderas, soportes, válvulas, defensas, disparos submarinos, jaulas protectoras, accesorios y conexiones del ducto) deben ser almacenadas provisionalmente, durante los trabajos, en la cubierta de la embarcación y/o chalán. Una vez concluidos los trabajos, las secciones de los materiales recuperados deben ser enviadas al lugar que Pemex indique.

8.15.7 Documentación y registros del desmantelamiento.*

La documentación que se debe entregar a Pemex al finalizar los trabajos de desmantelamiento, debe ser la siguiente:

- a) Notas de campo.
- b) Listado de elementos recuperados.
- c) Vídeos de la parte submarina.
- d) Croquis con coordenadas de los extremos del ducto.


8.16 Protección Ambiental y Seguridad Industrial

8.16.1 Manifiesto de Impacto Ambiental

El contratista debe acatar los términos resolutivos emitidos por la Subsecretaría de Gestión para la Protección Ambiental, Dirección General de Impacto y Riesgo Ambiental de la SEMARNAT respecto a la disposición de residuos o desechos orgánicos e inorgánicos, los impactos ambientales regionales que se llegasen a generar, así como las medidas de prevención y mitigación que se deberán aplicar para atenuar los impactos ambientales producto de las actividades de la obra.

8.16.2 Trabajos con riesgo y planes de contingencia.

Antes de iniciar las actividades de soldadura o trabajos con riesgo en líneas de proceso, se debe contar con el permiso de trabajos con riesgo autorizado por el área operativa y de seguridad industrial de Pemex, el cual debe describir claramente la actividad a efectuarse indicando la ubicación y nivel donde se desarrolla el trabajo.

 <p>COMITÉ DE NORMALIZACIÓN DE PETRÓLEOS MEXICANOS Y ORGANISMOS SUBSIDIARIOS</p>	<p>CONSTRUCCIÓN, INSTALACIÓN Y DESMANTELAMIENTO DE DUCTOS SUBMARINOS</p>	<p>NRF-106-PEMEX-2005 Rev.: 0 Página 54 de 69</p>
---	---	--

Los trabajos considerados con riesgo, son los siguientes:

- a) Limpieza de líneas.
- b) Interconexión a líneas existentes en operación:
 - Embridajes a líneas de proceso (válvulas y/o accesorios).
 - Soldaduras en líneas de proceso en operación por instalación de accesorios.
 - Hot Tapping.

Los trabajos con riesgo deben estar soportados por un programa de ejecución, acompañado de un plan de contingencia elaborado por la contratista.

Se debe acompañar al plan de contingencia, los croquis, planos, dibujos y/o isométricos a detalle, mostrando las líneas de flujo o equipos que se van a intervenir, y en que puntos se van a aislar las líneas.

Se debe contemplar y desarrollar un plan de contingencias por presencia de fugas o incendio. Esto es con el fin de poder aplicar los movimientos operativos para salvaguardar la integridad física del personal que se encuentra a bordo, instalaciones y equipos.

9. RESPONSABILIDADES.

9.1 Petróleos Mexicanos y Organismos Subsidiarios.

Aplicar los requisitos de esta norma, en las actividades de construcción, instalación y desmantelamiento de ductos submarinos, así como verificar su cumplimiento.

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.

9.2 Subcomité Técnico de Normalización de Pemex Exploración y Producción.

Establecer comunicación con las áreas usuarias de Petróleos Mexicanos y Organismos Subsidiarios, así como con prestadores de servicios, para mantener su contenido y requerimientos actualizados.

9.3 Contratistas y prestadores de servicio.


Cumplir con los requerimientos especificados en esta norma, así como proponer mejoras al documento, conforme a los avances tecnológicos, para mantener actualizado su contenido.

10. CONCORDANCIA CON OTRAS NORMAS MEXICANAS E INTERNACIONALES.

Esta norma de referencia no concuerda con alguna Norma Oficial Mexicana (NOM) o Internacional.

11. BIBLIOGRAFÍA.

Esta norma se fundamenta con las referencias técnicas bibliográficas que se indican a continuación.

 COMITÉ DE NORMALIZACIÓN DE PETRÓLEOS MEXICANOS Y ORGANISMOS SUBSIDIARIOS	CONSTRUCCIÓN, INSTALACIÓN Y DESMANTELAMIENTO DE DUCTOS SUBMARINOS	NRF-106-PEMEX-2005 Rev.: 0 Página 55 de 69
--	--	---

PEP

- P.1.0000.01 Estructuración y presentación de especificaciones y regulaciones técnicas.
- P.2.0351.01 Sistemas de protección anticorrosiva a base de recubrimientos.
- P.2.413.01 Sistemas de protección catódica.
- P.3.0301.01 Embalaje y marcado para embarque de equipos y materiales
- P.3.413.01 Instalación de sistemas para protección catódica.
- P.4.0351.01 Especificaciones y métodos de prueba para recubrimientos anticorrosivos, primera edición, diciembre 2001.

IMP

- IMP-2230-13 "Instalación de tuberías submarinas de recolección y transporte de hidrocarburos", edición de marzo de 1984.
- IMP-2230-15 "Instalación de ductos ascendentes y curvas de expansión en tuberías submarinas de recolección y transporte de hidrocarburos", edición de octubre de 1984.

Det Norske Veritas Rules for submarine pipeline systems.

API

- API SPEC 5L Specification for line pipe. 2000.
- API RP 1111 Recommended practice for design, construction, operation and maintenance of offshore hydrocarbon pipelines (Limit state design).
- API RP-14E Recommended practice for design and installation of offshore production platform piping systems.
- API STD 1104 Welding of pipelines and related facilities.
- API RP 2A Recommended Practice for planning, designing and constructing fixed offshore platforms- Working Stress Design.
- API RP 5L1 Recommended Practice for railroad transportation of line pipe, 2002.
- API RP 5LW Recommended Practice for Transportation of line pipe on barges and marine vessels, 1996.
- API RP 2201 Procedures for welding or hot tapping on equipment in service.

ASME


- ASME B31.3 Process piping
- ASME B.31.4 Pipeline transportation systems for liquid hydrocarbons and other liquids.
- ASME B.31.8 Gas transmission and distribution piping systems.
- ASME Secc V Nondestructive examination
- ASME Secc IX Qualification standard for welding and brazing procedures, welders, brazers and welding and brazing operators.

AWS

- AWS D1.1 Structural Welding Code - Steel

ASTM

- ASTM A36 Standard Specification for carbon structural steel
- ASTM A53 Standard specification for pipe steel, black and hot-dipped, zinc-coated, welded and seamless
- ASTM A106 Standard specification for seamless carbon steel pipe for high-temperature service

 COMITÉ DE NORMALIZACIÓN DE PETRÓLEOS MEXICANOS Y ORGANISMOS SUBSIDIARIOS	CONSTRUCCIÓN, INSTALACIÓN Y DESMANTELAMIENTO DE DUCTOS SUBMARINOS	NRF-106-PEMEX-2005 Rev.: 0 Página 56 de 69
---	--	---

12. ANEXOS.

12.1 Equipo de construcción e instalación o desmantelamiento de ductos submarinos.

El listado de embarcaciones y equipo indicado a continuación debe ser proporcionado por la contratista. El(los) tipo(s) de embarcación(es) se deben precisar por Pemex en las bases de licitación, conforme a la obra por desarrollar.


Puede ser utilizada la embarcación de tendido o la embarcación de instalación de elementos o una combinación de éstas, para la construcción de un ducto submarino o parte del mismo.

La embarcación de tendido puede ser utilizada para efectuar todos los trabajos de construcción e instalación de un ducto submarino o el desmantelamiento del mismo, siempre que ésta disponga del equipo y maquinaria, necesarios para cada una de las fases, ver tabla 11. La embarcación de instalación de elementos, con posicionamiento de anclas o posicionamiento dinámico, puede ser utilizada también para interconexiones en cubierta de plataforma, dragado o acolchonamiento.


Las características de embarcaciones, maquinaria y equipo se indican a continuación.

EMBARCACIONES	
TIPO DE EMBARCACIÓN	CARACTERÍSTICAS Y ESPECIFICACIONES
EMBARCACIÓN PARA TENDIDO	<p>CON POSICIONAMIENTO DE ANCLAS O POSICIONAMIENTO DINÁMICO PARA TENDIDO DE TUBERÍA LASTRADA HASTA DE 1,0668 m (42 pulg) , PARA OPERAR EN TIRANTES DE AGUA HASTA 100 m (328,08') DE PROFUNDIDAD, CON CAPACIDAD HABITACIONAL Y HELIPUERTO.</p> <p>GRÚA DE 60 TONELADAS y 30 m (100 PIES) DE LONGITUD DE LA PLUMA, COMO MÍNIMO PARA MANIOBRAS DE INSTALACIÓN DEL PONTÓN, PARA CARGA Y DESCARGA DE TUBERÍA, MATERIALES, EQUIPOS Y PERSONAL, ASÍ COMO PARA MANIOBRAS CON ANCLAS.</p> <p>RAMPA PARA TENDIDO DE TUBERÍA, EQUIPADA CON 4 ESTACIONES COMO MÍNIMO PARA REALIZAR LOS PROCESOS DE:</p> <p>a) ALINEADO, FONDEO Y PASO CALIENTE</p> <p>b) RELLENOS Y/O VISTA</p> <p>c) INSPECCIÓN RADIOGRÁFICA Y</p> <p>d) PROTECCIÓN MECÁNICA DE CADA UNA DE LAS JUNTAS DE CAMPO.</p>
EMBARCACIÓN PARA INSTALACIÓN DE ELEMENTOS E INTERCONEXIONES,	CON POSICIONAMIENTO DE ANCLAS O POSICIONAMIENTO DINÁMICO, GRÚA DE 60 TONELADAS y 30 m (100 PIES) DE LONGITUD DE LA PLUMA, COMO MÍNIMO, PARA MANIOBRAS DE CARGA Y DESCARGA DE MATERIAL REQUERIDO PARA LA CONSTRUCCIÓN, FABRICACIÓN E INSTALACIÓN DE ELEMENTOS.
EMBARCACIÓN PARA DESMANTELAMIENTO DE DUCTOS,	CON POSICIONAMIENTO DE ANCLAS O POSICIONAMIENTO DINÁMICO, CON GRÚA DE 60 TONELADAS y 30 m (100 PIES) DE LONGITUD DE LA PLUMA, COMO MÍNIMO, PARA MANIOBRAS DE CARGA Y DESCARGA DE MATERIAL A RECUPERAR CONFORME A SUS PROCEDIMIENTOS Y RENDIMIENTOS.
EMBARCACIONES DE APOYO EN LA CONSTRUCCIÓN E INSTALACIÓN	
REMOLCADOR MANEJADOR DE ANCLAS PARA EMBARCACIÓN DE CONSTRUCCIÓN	DE 2 535,38 kW (3,400 HP) COMO MÍNIMO, DE MÁSTIL ABATIBLE CUANDO SE REQUIERA PASAR POR DEBAJO DE LOS PUENTES; PARA EL ROLADO DE ANCLAS Y PARA REMOLCAR LA EMBARCACIÓN DE CONSTRUCCIÓN.
ABASTECEDOR	CON POTENCIA DE 3 500 HP, UN ÁREA SOBRE CUBIERTA DE 223 m ² (2400 pies), COMO MÍNIMO.
LANCHA	VELOCIDAD MÍNIMA 12 NUDOS Y CAPACIDAD PARA 60 PASAJEROS.
CHALÁN PARA TRANSPORTE DE TUBERÍA Y/O FABRICACIÓN DE ELEMENTOS	DIMENSIONES MÍNIMAS DE ESLORA: 36,576 m (120 pies) MANGA: 20 m (65,61 pies) PUNTAL: 3,048 m (10 pies)
REMOLCADOR MANEJADOR DE CHALANES	2087,96 kW (2 800 HP) DE POTENCIA MÍNIMA.
REMOLCADOR	CON 500 HP COMO POTENCIA MÍNIMA, DE FONDO PLANO PARA TRABAJOS EN ARRIBOS PLAYEROS; SOLO SI SE REQUIERE.
EMBARCACIONES DE APOYO EN EL DESMANTELAMIENTO	
CHALÁN	DIMENSIONES MÍNIMAS DE ESLORA: 36,576 m (120 pies) MANGA: 20 m (65,61 pies) PUNTAL: 3,048 m (10 pies)
REMOLCADOR MANEJADOR DE ANCLAS	CAPACIDAD DE 2 535,38 kW (3,400 HP) COMO MÍNIMO Y DE MÁSTIL ABATIBLE. APOYO PARA LAS OPERACIONES DE ROLADO DE ANCLAS, REMOLCAR EMBARCACIÓN CONVENCIONAL DE DESMANTELAMIENTO Y EL CHALÁN CON ELEMENTOS RECUPERADOS.
ABASTECEDOR	CON POTENCIA DE 3 500 HP, UN ÁREA SOBRE CUBIERTA DE 223 m ² (2400 pies), COMO MÍNIMO.
BARCO CISTERNA	CON CAPACIDAD MÍNIMA DE 2 000 m ³
ALMACÉN CON HORNO PARA SOLDADURA.	CAPACIDAD PARA 100-120 kg (45,4 – 54,8 lb) DE SOLDADURA (FIJO) Y PARA 3-5 kg (1,362 – 2,27 lb) DE SOLDADURA (PORTÁTIL), CONEXIONES A TIERRA DE 110 V
GENERADORES DE ENERGÍA	DEL TIPO DE COMBUSTIÓN INTERNA PARA GENERAR ENERGÍA ELÉCTRICA DE 110,

ELÉCTRICA	220 y 440 V, ADEMÁS CONEXIONES ELÉCTRICAS ESPECIALES PARA CADA TIPO DE VOLTAJE.
MICRO TEST PARA TOMA DE DUREZA.	CON IDENTADOR PARA MEDIR DUREZAS HRb y HRc.
MAQUINAS 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.
EQUIPOS DE CORTE OXI-ACETILENO	TANQUE DE OXIGENO TIPO I Gr. A CON CAPUCHÓN DE SEGURIDAD, TANQUE DE ACETILENO DE 2,7 – 5 kg (1,2258 – 2,27 lb) CON CAPUCHÓN DE SEGURIDAD, LLAVES TIPO PIPA PARA CILINDRO, REGULADOR PARA OXIGENO Y PARA ACETILENO, MANÓMETROS PARA OXIGENO DE 0 – 28 kg/cm ² (0 – 400 psi) Y PARA ACETILENO 0 – 280 kg/cm ² (0 – 4 000 psi).
EQUIPO DE CORTE EN FRÍO (PARA INTERCONEXIONES EN CUBIERTA)	MAQUINA HIDRÁULICA CON ACCESORIOS Y DISCOS PARA CORTE.
EQUIPO DE ARCO AIRE	COMPRESOR DE AIRE DE 80 psi MÍNIMO Y ELECTRODO DE CARBÓN.
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), 5 000 A 8 000 R.P.M.
EQUIPO DE BUCEO: DE SUPERFICIE (PARA TENDIDO E INSTALACIÓN DE ELEMENTOS)	CABINA CON PANEL DE CONTROL DE BUCEO Y VIDEO CON CAPACIDAD PARA MANTENER COMUNICACIÓN CON 2 BUZOS, COMPRESORES DE BAJA Y ALTA PRESIÓN, MANIFOLD DE AIRE, FILTROS DE AIRE, BANCO DE AIRE DE EMERGENCIA, UMBILICALES DE BUCEO, BANCO DE OXIGENO PARA DESCOMPRESIÓN Y CÁMARA DE DESCOMPRESIÓN, LÁMPARAS SUBMARINAS, MASCARA O CASCO DE BUCEO CON SISTEMA DE COMUNICACIÓN, REGULADORES DE AIRE, TANQUES DE VOLUMEN DE 8 m ³ A 3 000 psi, CONSOLA PARA BUCEO DE MEZCLA, PROFUNDÍMETROS DE 0 A 100 m Y SISTEMAS DE RADIOCOMUNICACIÓN PARA AIRE Y PARA HELIO.
BISELADORA PARA TUBERÍA	PARA EL DIÁMETRO DE TUBERÍA QUE SE ESTE TENDIENDO.
BISELADORA PARA CORTE RECTO	CON REGLITAS DE 3 m MÍNIMO.
SISTEMA DE ANCLAJE	CON 8 ANCLAS MARCADAS CON SOLDADURA, INDICANDO EL NOMBRE DE LA EMBARCACIÓN.
CONTROL DE ANCLAS	EQUIPO CONTROLADOR DE MALACATES PARA CABLES DE ANCLA CON SISTEMAS DE CONTROL DE TENSIÓN Y SISTEMA DE CIRCUITO CERRADO DE TELEVISIÓN.
EQUIPO DE NAVEGACIÓN	RADAR, GIROCOMPÁS, ECOSONDA, POSICIONAMIENTO POR SATÉLITE Y TRANSPONDEDOR.
EQUIPO DE COMUNICACIÓN	RADIO, VHF, BANDA LATERAL, FAX, TELÉFONO SATELITAL.
SISTEMA DE POSICIONAMIENTO	EQUIPO GPS
PARA TENDIDO DE TUBERÍA, ADICIONALMENTE EL SIGUIENTE EQUIPO	
PONTÓN RÍGIDO O ARTICULADO	PARA TENDER TUBERÍA LASTRADA DE 1,0668 m (42 pulg) ? MÁXIMO. CASETA PARA CONTROL E INSPECCIÓN DESDE CUBIERTA DE LA EMBARCACIÓN.
TENSIONADOR(ES)	PARA TENDER TUBERÍA LASTRADA HASTA DE 1,0668 m (42 pulg) ? . QUE CUENTE CON INSTRUMENTOS DE MEDICIÓN DE TENSIÓN.
MALACATE DE TIRÓN	CAPACIDAD 75 000 lb., CABLE DE 2 pulg ? Y LONGITUD DE 700 m, PARA ABANDONO Y RECUPERACIÓN DE TUBERÍA DE 0,2032 m (8 pulg) ? HASTA 106,68 m (42 pulg) Ø
DETECTOR DE DOBLEZ	DE PLACA DE ACERO CON UN DIÁMETRO IGUAL AL 95 POR CIENTO DEL DIÁMETRO INTERIOR DEL TUBO.
TAPÓN DE INICIO Y ABANDONO CON VÁLVULAS DE INUNDACIÓN.	TAPÓN FABRICADO PARA EL DIÁMETRO DE LA TUBERÍA A TENDER.
ALINEADOR INTERNO	DEL TIPO HIDRONEUMÁTICO, PARA EL DIÁMETRO Y EL ESPESOR DE LA TUBERÍA A

 COMITÉ DE NORMALIZACIÓN DE PETRÓLEOS MEXICANOS Y ORGANISMOS SUBSIDIARIOS	CONSTRUCCIÓN, INSTALACIÓN Y DESMANTELAMIENTO DE DUCTOS SUBMARINOS	NRF-106-PEMEX-2005 Rev.: 0 Página 59 de 69
--	--	---

	TENDER.
PARA INSTALACIÓN DE ELEMENTOS E INTERCONEXIONES EN CUBIERTA, ADICIONALMENTE EL SIGUIENTE EQUIPO	
PESCANTES (SOLO SI ES REQUERIDO PARA INSTALACIÓN DE CURVA DE EXPANSION)	ELÉCTRICOS Y/O HIDRÁULICOS CON CAPACIDAD PARA IZAJE DE TUBERÍA HASTA DE 1,0668 m (42 pulg) Ø CON LASTRE DE CONCRETO Y, PARA TIRANTES DE AGUA HASTA DE 100 m (328,08 pies).
TORQUIMETRO	CON FUENTE DE PODER HIDRÁULICA PARA 1 729,74 kg-m (12,500 lbf-pie)
ALINEADOR EXTERIOR	PARA TUBERÍA DESDE 0,2032 m (8 pulg) Ø HASTA 1,0668 m (42 pulg) Ø
EQUIPO PARA RELEVADO DE ESFUERZOS (SOLO SI ES REQUERIDO)	CON GUÍAS DE 440 V, 100 A, REGISTRADOR INTEGRADO Y ACCESORIOS.
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 PORTABOQUILLAS, 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 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 (3 000 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 (1 400 G.P.M.) MÍNIMO
COMPRESOR DE AIRE	295.23 m ³ /h (1 300 P.C.M) Y 862 o 1 206 kPa (125 A 175 psi) MÍNIMO, DEPENDIENDO DEL TIRANTE DE AGUA.
DIABLO DE LIMPIEZA	DE POLIURETANO PARA EL DIÁMETRO DE LA TUBERÍA EN INSTALACIÓN.
MANÓMETROS, MANÓGRAFO 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 – 100 °C
COLORANTE BIODEGRADABLE	COLOR VERDE LIMÓN O AMARILLO, SOLUBLE, NO CORROSIVO, VISIBLE EN SUPERFICIES SOBRE LAS QUE SE ENCUENTRE.
EQUIPO PARA PRUEBAS NO DESTRUCTIVAS	
EQUIPO DE RADIOGRAFÍA.	RAYOS X RADIAL PARA LA TUBERÍA DEL DIÁMETRO QUE SE ESTA INSTALANDO Y QUE PERMITA SU COLOCACIÓN EN EL INTERIOR; RAYOS X FOCAL PARA ESPESORES MAYORES A 38,1 mm (1 ½ pulg) CON POTENCIA MÍNIMA DE 225 kV Y PARA ESPESORES MENORES A 38,1 mm (1 ½ pulg) CON POTENCIA MÍNIMA DE 200 kV; RAYOS GAMMA IRIDIO-192 DE CAPACIDAD NOMINAL DE 60 Cu PARA ESPESORES DESDE 19,05 mm(¾ pulg) HASTA 76,2 mm (3 pulg); CONTADOR DE RADIACIÓN IONIZANTE; PENETRÓMETROS REQUERIDOS TIPO ASME, PLACAS RADIOGRÁFICAS.
LABORATORIO PARA REVELADO E INTERPRETACIÓN DE RADIOGRAFÍAS	DOSÍMETRO, CARGADOR PARA DOSÍMETRO, RELOJ ALARMA, LÁMPARA DE SEGURIDAD, TANQUE PARA REVELADO, NEGATOSCOPIO, QUÍMICOS, UNIDAD DE AIRE ACONDICIONADO, TERMÓMETRO, MEDIDOR DE DENSIDADES (DENSITOMETRO)
EQUIPO DE ULTRASONIDO.	EQUIPO AUTOMÁTICO 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

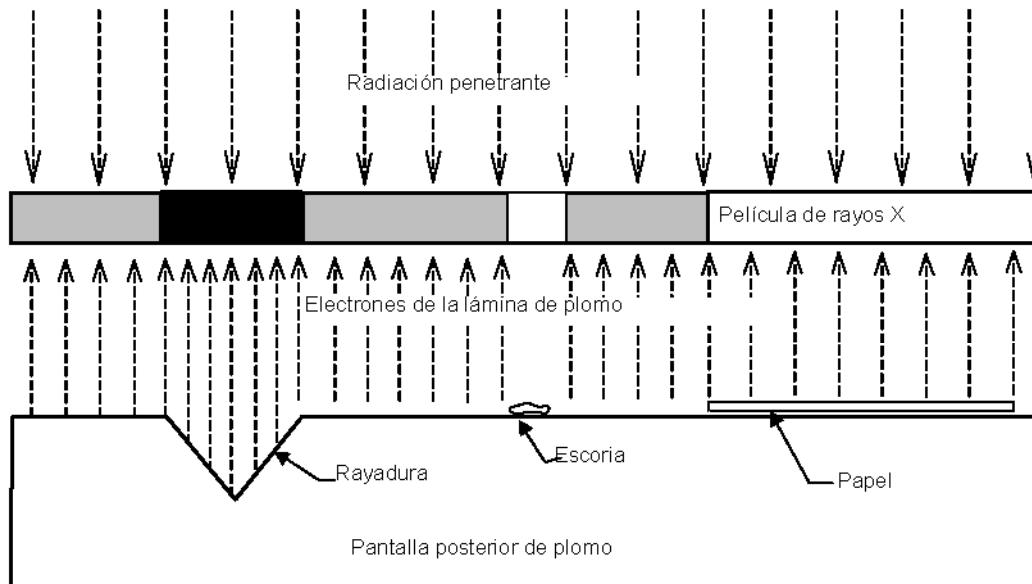
 COMITÉ DE NORMALIZACIÓN DE PETRÓLEOS MEXICANOS Y ORGANISMOS SUBSIDIARIOS	CONSTRUCCIÓN, INSTALACIÓN Y DESMANTELAMIENTO DE DUCTOS SUBMARINOS	NRF-106-PEMEX-2005 Rev.: 0 Página 60 de 69
--	--	---

	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 DRAGADO Y ACOLCHONAMIENTO DE CRUCES Y DISPAROS DE LÍNEAS SUBMARINAS (Cualquiera de los indicados a continuación)	
DRAGA DE ARRASTRE O DE VOLTEO	<p>COMPRESOR DE AIRE. CAPACIDAD 272,52 m³/h (1 200 P.C.M.) Y PRESIÓN DE 862 o 1 206 kPa (125 o 175 psi) DEPENDIENDO DEL TIRANTE DE AGUA.</p> <p>BOMBA MULTIPASO DE ALTA PRESIÓN. PARA INYECCIÓN DE AGUA CON CAPACIDAD DE 454.2 m³/h (2 000 G.P.M.) POR PASO Y 2,185 MPa (317 psi)</p> <p>BOMBA MULTIPASO DE BAJA PRESIÓN. PARA INYECCIÓN DE AGUA CON CAPACIDAD DE 454.2 m³/h (2 000 G.P.M.) POR PASO Y 1,723 MPa (250 psi)</p> <p>MANIFOLD. PARA DEPOSITO DE AGUA A PRESIÓN Y PARA ALMACENAMIENTO DE AIRE A PRESIÓN</p> <p>DRAGA. PARA EL DIÁMETRO DE LA TUBERÍA A DRAGAR.</p> <p>LOTE DE MANGUERAS. DE 4" A 6" PARA 3 000 psi</p>
DRAGA HIDRÁULICA DE TURBINA	<p>TURBINA CON UN RANGO DE CAPACIDAD DE EXCAVACIÓN DE 500 A 1 500 m³/hr, VELOCIDAD DE LA COLUMNA DE AGUA DE 8 m/s, EMPUJE VARIABLE DE 2,75 TONELADAS, VOLUMEN VARIABLE DE LA COLUMNA DE AGUA DE 8m³/s, FUERZA DE REMOCIÓN DE 1 100 kg/m.</p> <p>FUENTE DE PODER HIDRÁULICA CON CAPACIDAD REQUERIDA POR EL EQUIPO DE DRAGADO A EMPLEAR.</p> <p>CABINA CON SISTEMA DE DOBLE SONAR PARA CONTROL DEL PROCESO EN TIEMPO REAL Y VISUALIZACIÓN MEDIANTE CÁMARAS DE VIDEO REMOTAS.</p>
EQUIPO PARA DESMANTELAMIENTO DE DUCTOS SUBMARINOS	
EQUIPO DE CORTE OXI-ACETILENO	TANQUE DE OXIGENO TIPO I Gr. A CON CAPUCHÓN DE SEGURIDAD, TANQUE DE ACETILENO DE 2,7 – 5 kg (1,2258 – 2,27 lb) CON CAPUCHÓN DE SEGURIDAD, LLAVES TIPO PIPA PARA CILINDRO, REGULADOR PARA OXIGENO Y PARA ACETILENO, MANÓMETROS PARA OXIGENO DE 0 – 28 kg/cm ² (0 – 400psi) Y PARA ACETILENO 0 – 280 kg/cm ² (0 – 4 000 psi).
EQUIPO DE CORTE EN FRÍO	MAQUINA HIDRÁULICA CON ACCESORIOS Y DISCOS PARA CORTE.
EQUIPO DE ARCO AIRE	COMPRESOR DE AIRE DE 80 psi MÍNIMO Y ELECTRODO DE CARBÓN.
EQUIPO PARA BUCEO DE SATURACIÓN (SOLO SI ES REQUERIDO)	SISTEMA PARA SUMINISTRO DE LA MEZCLA DE GASES (Helio-Oxígeno). UMBILICALES Y MANGUERAS PARA ABASTECIMIENTO DE LA MEZCLA DE GASES. CONTROL DE FLOTACIÓN. CILINDROS PARA MEZCLA DE GAS COMPRIMIDO. CÁMARA DE DESCOMPRESIÓN CON SILENCIADORES Y EQUIPO PARA LA EXTINCIÓN DE INCENDIOS. PROFUNDIMETROS. CINTURÓN DE LASTRE Y ARNES DE BUCEO. TANQUE DE EMERGENCIA CON MEZCLA SIMILAR A LA UTILIZADA EN LA PROFUNDIDAD DE TRABAJO Y CON UNA PRESIÓN MÍNIMA DE 136 kg/cm ² (2 000 psi). CAMPANA CON BANCO DE EMERGENCIA, ABSORBEDORES ELÉCTRICOS DE BIÓXIDO DE CARBONO Y BOTIQUÍN DE EMERGENCIA. SISTEMA DE VIVIENDA CON ABSORBEDORES ELÉCTRICOS DE BIÓXIDO DE CARBONO
TORQUIMETRO	CON FUENTE DE PODER HIDRÁULICA PARA. 1 729,74 kg-m (12,500 lbf-pie)
DRAGA	CONFORME A LOS EQUIPOS DE DRAGADO SEÑALADOS EN ESTA TABLA PARA EL DIÁMETRO DE LA TUBERÍA.
EQUIPO DE NAVEGACIÓN	RADAR, GIROCOMPÁS, ECOSONDA, POSICIONAMIENTO POR SATÉLITE Y TRANSPONDEDOR.
EQUIPO DE COMUNICACIÓN	RADIO, VHF, BANDA LATERAL, FAX, TELÉFONO SATELITAL.
SISTEMA DE POSICIONAMIENTO	EQUIPO GPS

PESCANTES (SOLO EN CASO DE SER PROPUESTO POR EL CONTRATISTA)	ELÉCTRICOS Y/O HIDRÁULICOS CON CAPACIDAD PARA IZAJE DE TUBERÍA HASTA DE 1,0668 m (42 pulg) Ø CON LASTRE DE CONCRETO Y, PARA TIRANTES DE AGUA HASTA DE 100 m (328,08 pies).
MALACATES	NEUMÁTICOS, HIDRÁULICOS Y/O ELÉCTRICOS (CAPACIDAD DESDE 1 A 15 TONELADAS).
DIABLO DE LIMPIEZA	DE POLIURETANO PARA EL DIÁMETRO DE LA TUBERÍA EN INSTALACIÓN.
BOMBA DE ALTA PRESIÓN	PARA INYECCIÓN DE AGUA CON CAPACIDAD DE 454,2 m ³ /h (2 000 G.P.M.) POR PASO Y 2,185 MPa (317 psi)
BOMBA DE BAJA PRESIÓN	PARA INYECCIÓN DE AGUA CON CAPACIDAD DE 454,2 m ³ /h (2 000 G.P.M.) POR PASO Y 1,723 MPa (250 psi)
COMPRESOR DE AIRE	CAPACIDAD 272,52 m ³ /h (1 200 P.C.M) Y PRESIÓN DE 862 kPa (125 psi) MÍNIMO

Tabla 11. Equipo y maquinaria para la construcción, instalación y desmantelamiento de ductos submarinos.

12.2 Imperfecciones en soldadura.

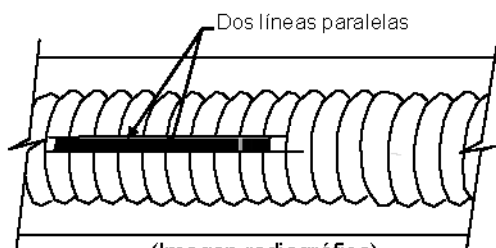




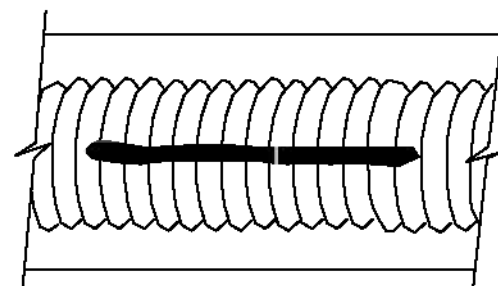
Penetración inadecuada de la soldadura en ranura



Concavidad en el fondeo



(Imagen radiográfica)



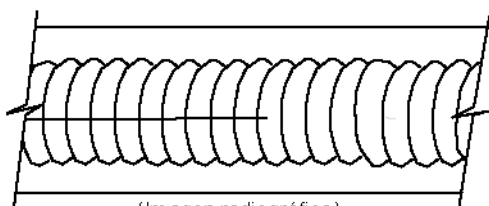
(Imagen radiográfica)



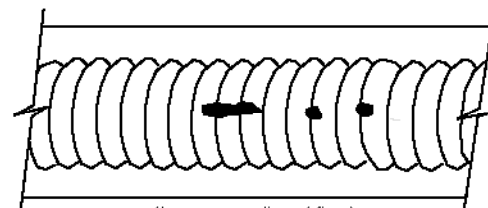
Penetración inadecuada debido a
desalineamiento en alturas



Quemadura

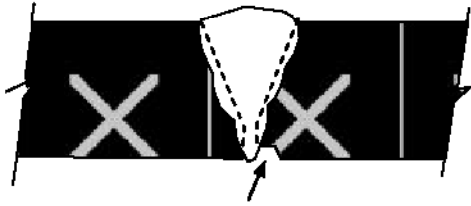


(Imagen radiográfica)



(Imagen radiográfica)

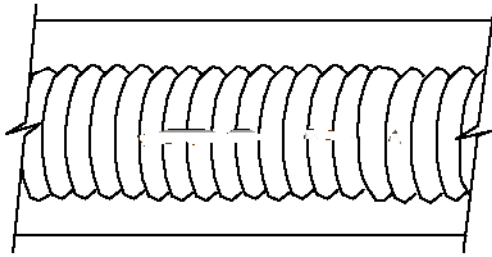
Fig. 1 Discontinuidades en el paso de fondeo.



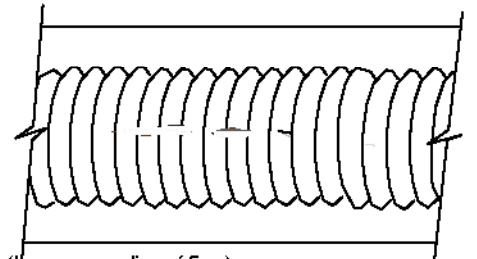
Socavado (interno) del fondeo



Cordón ahuecado



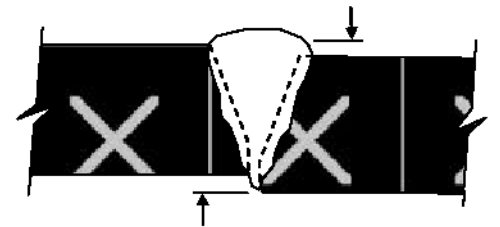
(Imagen radiográfica)



(Imagen radiográfica)

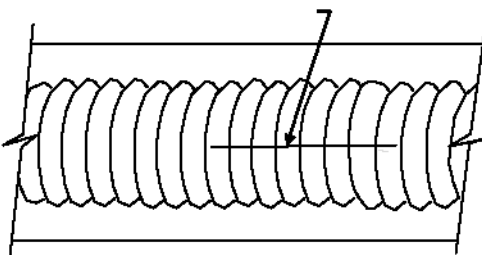


Fusión incompleta del paso de fondeo

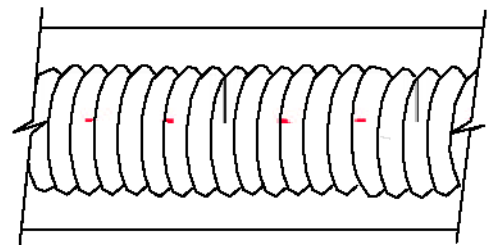


Desalineamiento en altura

Línea recta estrecha



(Imagen radiográfica)



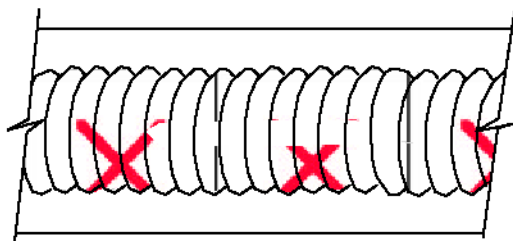
(Imagen radiográfica)

Fig. 1 Discontinuidades en el paso de fondeo (continuación).

Discontinuidades en el paso de fondeo



Inserto sin consumir

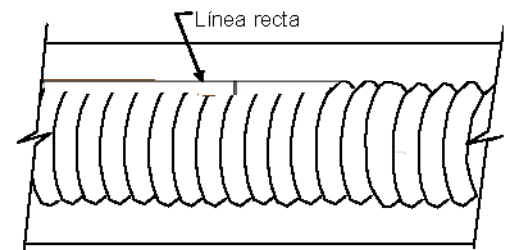


(Imagen radiográfica)

Discontinuidad en el paso final



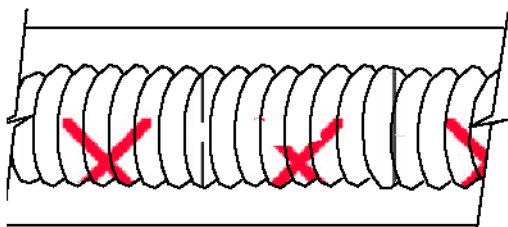
Penetración incompleta de soldadura en ranura



(Imagen radiográfica)



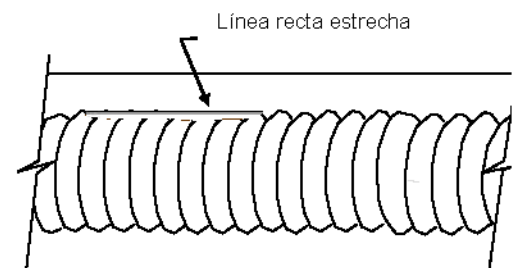
Fondo oxidado



(Imagen radiográfica)



Fusión incompleta (en la parte superior de la soldadura en ranura)



(Imagen radiográfica)

Fig. 1 Discontinuidades en el paso de fondeo (continuación).

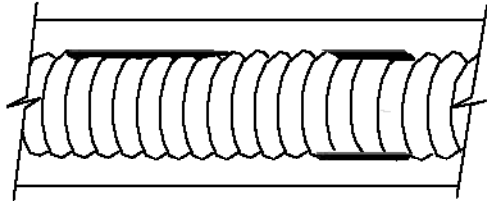


Socavado

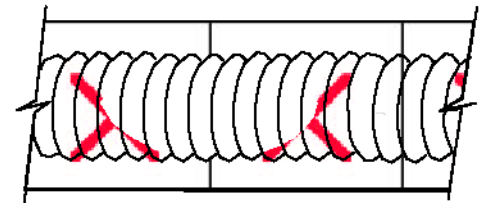


Refuerzo excesivo

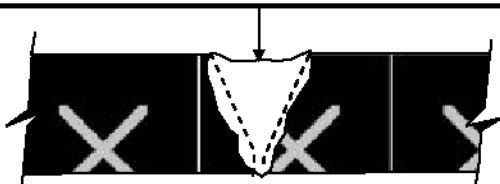
(Apariencia extremadamente brillante de la soldadura)



(Imagen radiográfica)



(Imagen radiográfica)

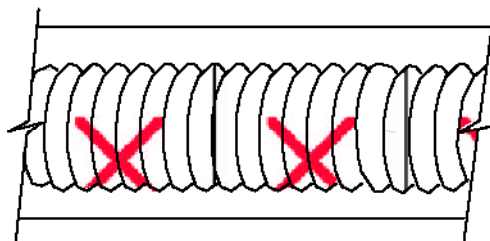


Refuerzo inadecuado

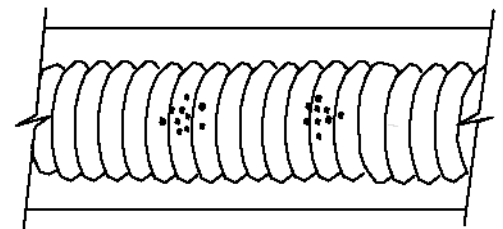
(Soldadura más oscura que el metal base)



Porosidad superficial



(Imagen radiográfica)

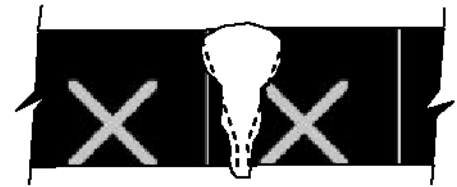


(Imagen radiográfica)

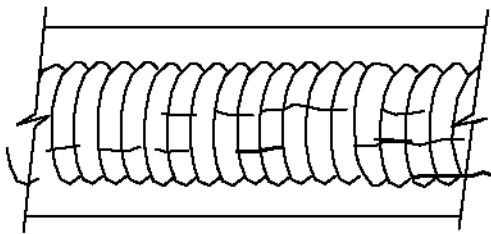
Fig. 2 Discontinuidades en el paso final.



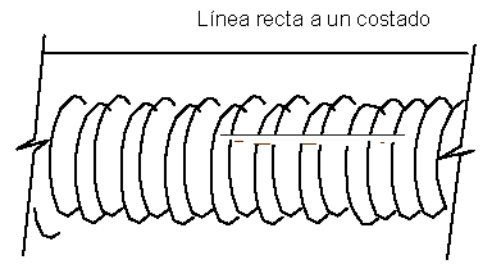
Líneas de escoria



Fusión incompleta (lapso frío)



(Imagen radiográfica)



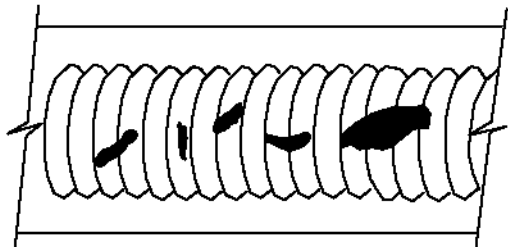
(Imagen radiográfica)



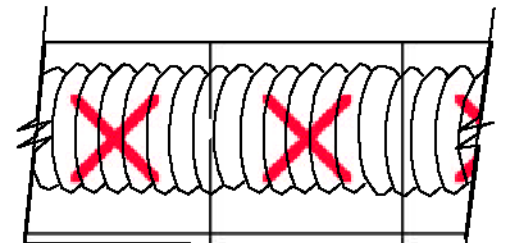
Inclusiones de escoria



Inclusiones de Tungsteno

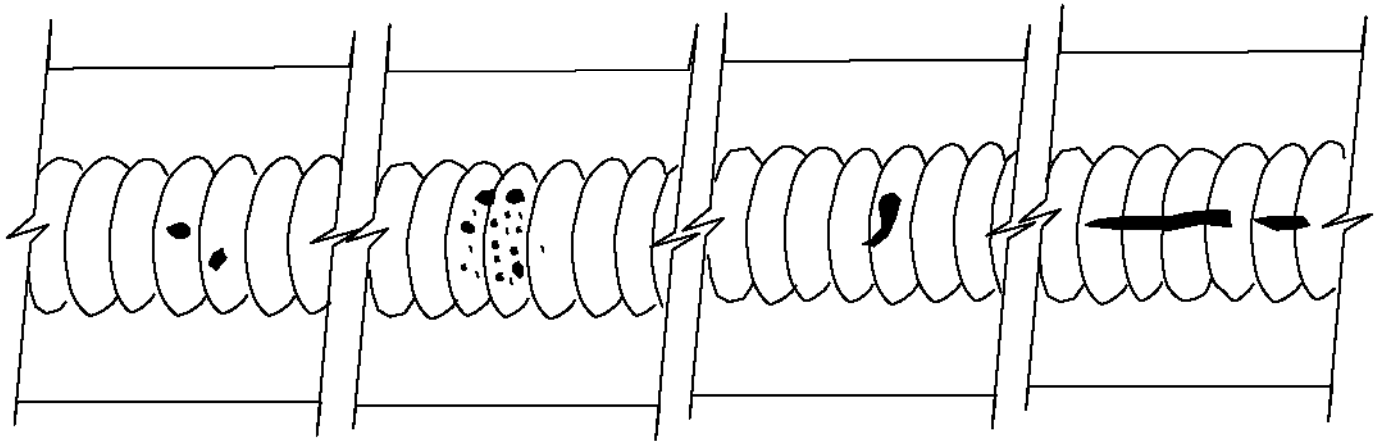
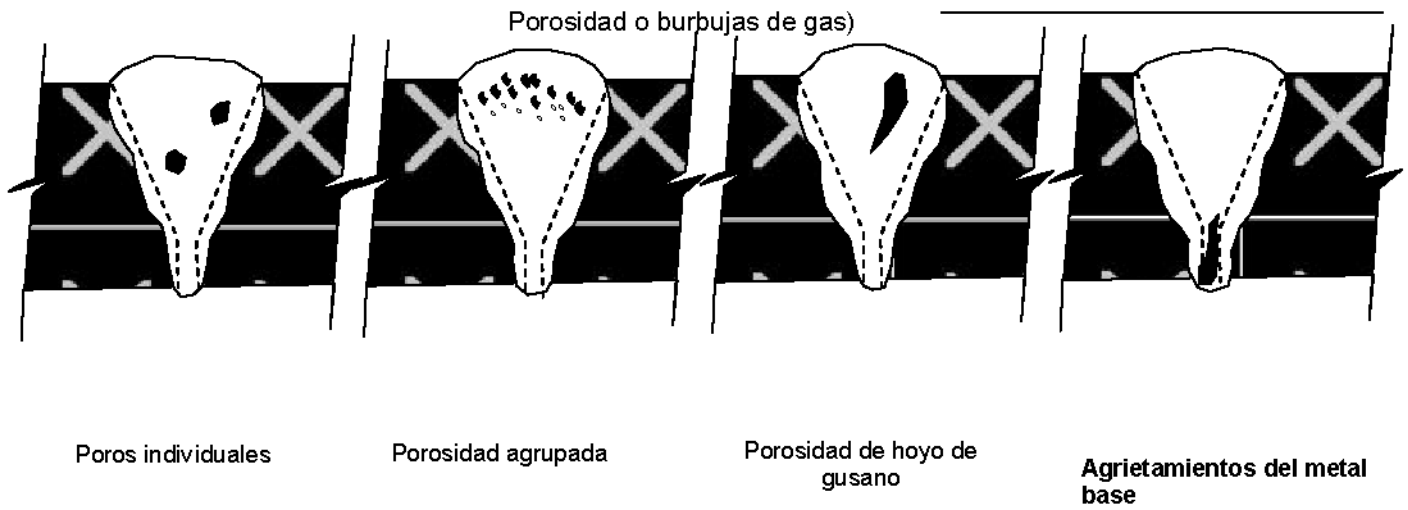


(Imagen radiográfica)



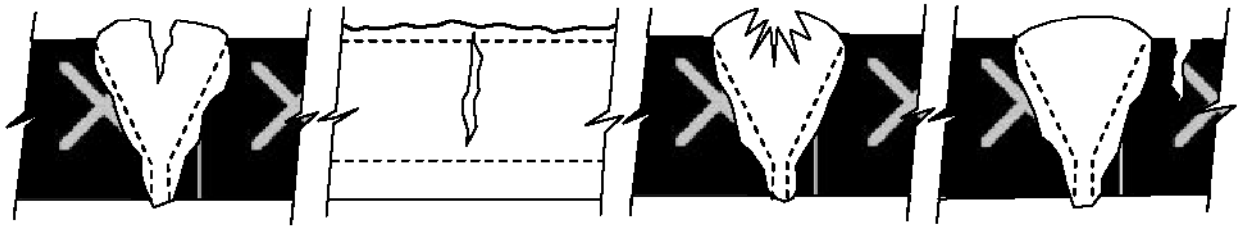
(Imagen radiográfica)

Fig. 3 Discontinuidades en el paso intermedio.



(Imagen radiográfica)

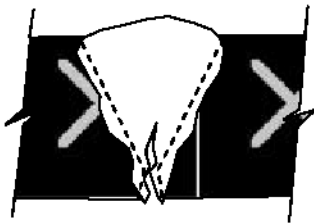
Fig. 3 Discontinuidades en el paso intermedio (continuación).



ó

(Sección transversal de la
línea central de la
soldadura)

ó



Agrietamiento
longitudinal



Agrietamiento
transversal



Agrietamiento en cráter



Agrietamientos del metal
base

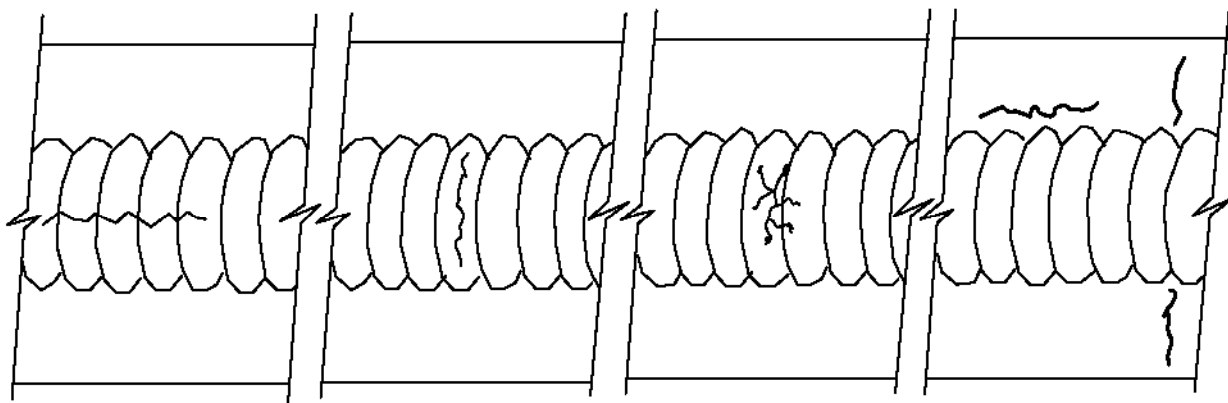


Imagen radiográfica

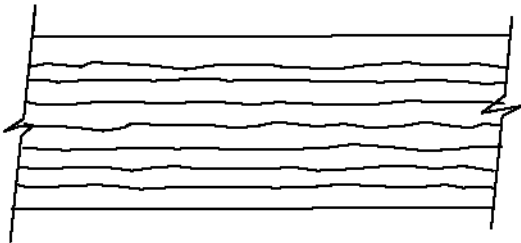
Fig. 4 Discontinuidades en la soldadura- Agrietamientos.



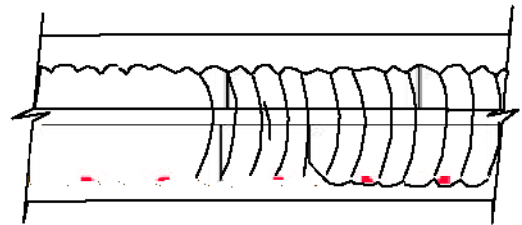
Ondulado excesivo en la soldadura



Ondulado en la soldadura y alto contraste



(Imagen radiográfica)



(Imagen radiográfica)

Fig. 5 Preparación de la superficie / Condiciones