

ASME B31.8-2016
(Revisión de ASME B31.8-2014)

Sistemas de tuberías de distribución y transporte de gas

Código ASME para tuberías a presión, B31

AN INTERNATIONAL PIPING CODE®



**The American Society of
Mechanical Engineers**

ASME B31.8-2016
(Revisión de ASME B31.8-2014)

Sistemas de tuberías de distribución y transporte de gas

Código ASME para tuberías a presión, B31

AN INTERNATIONAL PIPING CODE®



**The American Society of
Mechanical Engineers**

Two Park Avenue • New York, NY • 10016 USA

Fecha de emisión: 19 de octubre de 2016

La publicación de la siguiente edición de este Código está programada para 2018. Este Código entrará en vigencia 6 meses después de la Fecha de Publicación.

ASME emite respuestas por escrito a consultas relacionadas con las interpretaciones de los aspectos técnicos de este Código. Las interpretaciones se publican en la página web del Comité y en go.asme.org/Interpretations. Periódicamente, determinadas acciones del Comité B31 de ASME pueden publicarse como Casos. Los Casos se publican en el sitio web de ASME en la Página del Comité B31 en go.asme.org/B31committee a medida que se emiten.

Las fes de erratas de códigos y normas pueden publicarse en el sitio web de ASME en las Páginas del Comité de los códigos y las normas asociados para brindar correcciones de ítems publicados incorrectamente o para corregir errores tipográficos o gramaticales en códigos y normas. Las fes de erratas deben utilizarse en la fecha de publicación.

La Página del Comité B31 puede encontrarse en go.asme.org/B31committee. Desde la página principal puede acceder a las Páginas del Comité B31 asociadas para cada código y norma. Hay una opción disponible para recibir una notificación automática por correo electrónico cuando se publica una fe de errata en relación con un código o una norma en particular. Esta opción puede encontrarse en la Página apropiada del Comité luego de seleccionar "Errata" en la sección "Publication Information" (Información de publicación).

ASME es la marca registrada de la American Society of Mechanical Engineers (Sociedad Estadounidense de Ingenieros Mecánicos).

Este código o norma internacional fue desarrollado conforme a procedimientos que acreditan el cumplimiento de los criterios para las Normas Nacionales Estadounidenses y es, en sí, una Norma Nacional Estadounidense. El Comité de Normas que aprobó el código o norma fue representativo para garantizar que las personas competentes e interesadas hayan tenido la oportunidad de participar. El código o norma propuesto se encuentra disponible para revisión pública y comentarios, lo que brinda una oportunidad de recibir aportes públicos adicionales de parte de las industrias, el mundo académico, agencias regulatorias y el público en general.

ASME no "aprueba", "evalúa" ni "aval" ningún ítem, construcción, dispositivo de propiedad exclusiva o actividad.

ASME no toma ninguna posición con respecto a la validez de cualquier derecho de patente en relación con cualquiera de los ítems mencionados en este documento, y no asegurará a nadie que utilice una norma que vaya en detrimento de la responsabilidad por violación de cualquier patente aplicable, ni asumirá ninguna de dichas responsabilidades. Los usuarios de un código o norma están expresamente advertidos que la determinación de la validez de cualquiera de dichos derechos de patentes, y el riesgo de violación de tales derechos, es de su exclusiva responsabilidad.

La participación de representante(s) de la agencia federal o persona(s) asociada(s) a la industria no se debe interpretar como la aprobación de este código o norma por parte del gobierno o de la industria.

ASME solo acepta responsabilidad por aquellas interpretaciones de este documento emitidas de acuerdo con las políticas y los procedimientos establecidos por ASME, lo que excluye la emisión de interpretaciones por parte de individuos.

Ninguna parte de este documento puede ser reproducida de ninguna forma, ya sea mediante un sistema de recuperación electrónico o de otro modo, sin previo permiso por escrito del editor.

The American Society of Mechanical Engineers
Two Park Avenue, New York, NY 10016-5990

Copyright © 2016 por
THE AMERICAN SOCIETY OF MECHANICAL ENGINEERS
Todos los derechos reservados
Impreso en los EE. UU.

CONTENIDO

Preámbulo	viii
Listado del Comité	x
Introducción	xiv
Resumen de cambios	xvi
Definiciones y disposiciones generales	1
801 General	1
802 Alcance e intención	1
803 Definiciones de sistemas de tuberías	3
804 Definiciones de componentes de sistemas de tuberías	5
805 Términos y definiciones de diseño, fabricación, operación y prueba	7
806 Control de calidad	14
807 Capacitación y calificación del personal	14
Capítulo I	15
810 Materiales y equipos	15
811 Calificación de materiales y equipos	15
812 Materiales que deben utilizarse en aplicaciones a baja temperatura	16
813 Marcado	16
814 Especificaciones de materiales	16
815 Especificaciones de equipos	17
816 Transporte de tubería de línea	17
817 Condiciones para la reutilización de la tubería	18
Tabla	
817.1.3-1 Ensayos de tracción	18
Capítulo II	20
820 Soldadura	20
821 Soldadura	20
822 General	20
822 Preparación para la soldadura	20
823 Calificación de procedimientos y soldadores	21
824 Precalentamiento	21
825 Alivio de esfuerzos	22
826 Requerimientos de inspección de soldadura	23
827 Reparación o eliminación de soldaduras defectuosas en tuberías destinadas a funcionar con niveles de esfuerzo circunferencial del 20 % o más del límite de fluencia mínimo especificado	23
Capítulo III	24
830 Componentes y detalles de fabricación del sistema de tuberías	24
831 Componentes del sistema de tuberías	24
832 Expansión y flexibilidad	31
833 Diseño para esfuerzo longitudinal	33
834 Soportes y anclaje para tuberías expuestas	35
835 Anclaje para tuberías enterradas	36

Tablas

831.4.2-1	Refuerzo de conexiones de ramales soldadas, requerimientos especiales	29
832.2-1	Expansión o contracción térmica de los materiales de las tuberías	32
832.5-1	Módulo de elasticidad para el acero al carbono y de baja aleación	33

Capítulo IV

840	Diseño, instalación y pruebas	37
841	Diseño, instalación y pruebas	37
842	Tubería de acero	39
843	Otros materiales	55
844	Estaciones de compresión	63
845	Contenedores tipo tubería y tipo botella	66
846	Control y limitación de la presión de gas	67
847	Válvulas	74
848	Cámaras	75
849	Medidores y reguladores de los clientes	76
	Líneas de servicio de gas	77

Tablas

841.1.6-1	Factor de diseño básico, F	39
841.1.6-2	Factores de diseño para la construcción de tuberías de acero	43
841.1.7-1	Factor de junta longitudinal, E	44
841.1.8-1	Factor de reducción de la temperatura, T , para tubería de acero	44
841.1.11-1	Requerimientos de cubiertas de los gasoductos	46
841.2.3-1	Requerimientos de doblado en frío en campo de los gasoductos	48
841.3.2-1	Requerimientos de prueba para líneas principales y gasoductos de acero para funcionar a esfuerzos circunferenciales del 30 % o más del límite de fluencia mínimo especificado de la tubería	53
841.3.3-1	Esfuerzo circunferencial máximo permisible durante una prueba con aire o gas	54
842.1.1-1	Tabla de selección de espesor estándar para tubería de hierro dúctil	56
842.2.9-1	Valores nominales de coeficientes de expansión térmica de materiales de tubería termoplástica	60
844.3-1	Factores de diseño, F	68
844.3-2	Distancia mínima entre contenedores y límites cercados	68
845.2.2-1	Máxima presión de funcionamiento admisible para gasoductos o líneas principales de plástico o acero	69
845.2.3-1	Máxima presión de funcionamiento admisible para gasoductos que funcionan a 100 psig (690 kPa) o más	69
845.2.3-2	Máxima presión de funcionamiento admisible para gasoductos que funcionan a menos de 100 psig (690 kPa)	70

Capítulo V	Procedimientos de operación y mantenimiento	82
850	Procedimientos de operación y mantenimiento que afectan la seguridad de las instalaciones de distribución y transporte de gas	82
851	Mantenimiento de gasoductos	84
852	Mantenimiento de tuberías de distribución	92
853	Mantenimiento de instalaciones varias	95
854	Clase de ubicación y cambios en el número de edificios destinados a la ocupación por parte de seres humanos ...	98
855	Conversiones de servicio de gasoductos	100
856	Odorización	101
857	Sobrealimentación	101
Figura		
851.4.1-1	Alturas de ondulación permisibles	87
Tablas		
851.4.4-1	Espesor de pared para reducir la probabilidad de perforaciones	89
854.1-1	Clase de ubicación	98
857.4-1	Margen de espesor de pared para sobrealimentar una línea principal o un sistema de alta presión de hierro dúctil ...	103
Capítulo VI	Control de la corrosión	105
860	Control de la corrosión — General	105
861	Control de la corrosión externa para gasoductos de acero	106
862	Criterios de protección catódica	108
863	Operación y mantenimiento de los sistemas de protección catódica	108
864	Control de la corrosión interna	109
865	Gasoductos de acero en entornos árticos	110
866	Gasoductos de acero en servicio a altas temperaturas	111
867	Corrosión bajo esfuerzo y otros fenómenos	111
868	Gasoductos de hierro fundido, conformado, dúctil y otros materiales metálicos	112
Capítulo VII	Sección dejada en blanco intencionalmente	113
Capítulo VIII	Transporte de gas en alta mar	114
A800	Transporte de gas en alta mar	114
A801	General	114
A802	Alcance e intención	114
A803	Términos y definiciones de transporte de gas en alta mar	114
A811	Calificación de materiales y equipos	116
A814	Especificaciones de materiales	116
A817	Condiciones para la reutilización y recalificación de la tubería	116
A820	Soldadura de gasoductos en alta mar	116
A821	General	116
A823	Calificación de procedimientos y soldadores	117
A825	Alivio de esfuerzos	117
A826	Inspección de soldaduras	117
A830	Componentes y detalles de fabricación del sistema de tuberías	118
A831	Componentes del sistemas de tuberías	118
A832	Expansión y flexibilidad	118
A834	Soportes y anclaje para tuberías expuestas	118
A835	Anclaje para tuberías enterradas	118
A840	Diseño, instalación y pruebas	118

A841	Consideraciones de diseño.....	119
A842	Consideraciones de resistencia.....	120
A843	Estaciones de compresión	124
A844	Estabilidad en el fondo	125
A846	Válvulas.....	126
A847	Pruebas.....	126
A850	Procedimientos de operación y mantenimiento que afectan la seguridad de las instalaciones de transporte de gas	127
A851	Mantenimiento de gasoductos	127
A854	Clase de ubicación.....	128
A860	Control de la corrosión de gasoductos en alta mar	128
A861	Control de la corrosión externa	129
A862	Criterios de protección catódica	130
A864	Control de la corrosión interna.....	130

Tabla

A842.2.2-1	Factores de diseño para gasoductos en alta mar, tuberías de plataformas y elevadores de gasoductos.....	121
------------	---	-----

Capítulo IX

B800	Servicio de gas sulfuroso	131
B801	Servicio de gas sulfuroso.....	131
B802	General.....	131
B803	Alcance e intención	131
B803	Términos y definiciones de gas sulfuroso.....	131
B813	Marcado	132
B814	Especificaciones de materiales.....	132
B820	Soldadura de gasoductos de gas sulfuroso	132
B821	General.....	132
B822	Preparación para la soldadura.....	132
B823	Calificación de procedimientos y soldadores.....	132
B824	Precalentamiento.....	133
B825	Alivio de esfuerzos.....	133
B826	Soldadura y pruebas de inspección	133
B830	Componentes y detalles de fabricación del sistema de tuberías	133
B831	Componentes del sistemas de tuberías	133
B840	Diseño, instalación y pruebas.....	134
B841	Tubería de acero.....	134
B842	Otros materiales.....	134
B843	Estaciones de compresión	135
B844	Contenedores tipo tubería y tipo botella	135
B850	Consideraciones adicionales de operación y mantenimiento que afectan la seguridad de las tuberías de gas sulfuroso	135
B851	Mantenimiento de gasoductos	136
B854	Clase de ubicación y cambios en el número de edificios destinados a la ocupación por parte de seres humanos ...	136
B860	Control de la corrosión de gasoductos de gas sulfuroso	136
B861	Control de la corrosión externa de gasoductos de acero	136
B864	Control de la corrosión interna.....	136
B867	Corrosión bajo esfuerzo y otros fenómenos	138

Tablas		
B850.1-1	ROE de 100 ppm.....	137
B850.1-2	ROE de 500 ppm.....	137
B850.1-3	Ejemplo métrico para ROE de 100 ppm.....	137
B850.1-4	Ejemplo métrico para ROE de 500 ppm.....	137
Apéndices		
Apéndice obligatorio A	Referencias.....	139
Apéndice obligatorio B	Números y asuntos de normas y especificaciones que aparecen en el Apéndice obligatorio A	144
Apéndice no obligatorio C	Publicaciones que no aparecen en el Código ni en el Apéndice obligatorio A.....	145
Apéndice obligatorio D	Límite de fluencia mínimo especificado para tuberías de acero usadas comúnmente en sistemas de tuberías.....	148
Apéndice obligatorio E	Flexibilidad y factores de intensificación de esfuerzo	151
Apéndice obligatorio F	Conexiones de ramales soldadas y cabezales extruidos.....	157
Apéndice obligatorio G	Prueba de soldadores limitada al trabajo en líneas que operan a esfuerzos circunferenciales menores al 20 % del límite de fluencia mínimo especificado	164
Apéndice obligatorio H	Prueba de aplastamiento de tubería	165
Apéndice obligatorio I	Preparaciones de extremos para soldar a tope.....	166
Apéndice no obligatorio J	Factores de conversión comúnmente utilizados.....	175
Apéndice obligatorio K	Criterios para la protección catódica	179
Apéndice no obligatorio L	Determinación de la resistencia restante de una tubería corroída.....	181
Apéndice no obligatorio M	Criterios de control de fugas de gas	182
Apéndice no obligatorio N	Práctica recomendada para la prueba hidrostática de gasoductos instalados.....	189
Apéndice no obligatorio O	Preparación de consultas técnicas.....	191
Apéndice no obligatorio P	Nomenclatura de las figuras.....	192
Apéndice obligatorio Q	Diagramas de alcance	193
Apéndice no obligatorio R	Estimación de deformaciones en abolladuras.....	196
Índice		197

PREÁMBULO

La necesidad de un código nacional para las tuberías a presión comenzó a volverse más evidente entre 1915 y 1925. Para satisfacer esta necesidad, el American Engineering Standards Committee (Comité de normas de ingeniería estadounidenses) [luego llamado American Standards Association (Asociación de normas estadounidenses), y ahora, American National Standards Institute (Instituto Nacional de Normalización Estadounidense, ANSI)] inició el Proyecto B31 en marzo de 1926 ante la solicitud de la American Society of Mechanical Engineers (Sociedad Estadounidense de Ingenieros Mecánicos) y con dicha Sociedad como único patrocinador. Después de varios años de trabajo por parte del Comité seccional B31 y sus subcomités, se publicó una primera Edición en 1935 como un Código tentativo estadounidense de normas para tuberías de presión.

En 1937 comenzó una revisión de la norma tentativa original. Se invirtieron varios años más de esfuerzos para garantizar la uniformidad entre secciones, eliminar requerimientos divergentes y discrepancias, mantener el Código al día con los desarrollos actuales en técnicas de soldadura, calcular las tensiones por computadora e incluir referencias a nuevas normas dimensionales y de materiales. Durante este período, se preparó una nueva sección sobre tuberías de refrigeración en cooperación con la American Society of Refrigeration Engineers (Sociedad Estadounidense de Ingenieros en Refrigeración) que complementó el Código estadounidense de normas para refrigeración mecánica. Este trabajo culminó con el Código estadounidense de normas para tuberías a presión de 1942.

Los suplementos 1 y 2 del Código de 1942, que aparecieron en 1944 y 1947, respectivamente, introdujeron nuevas normas dimensionales y de materiales, una nueva fórmula para el espesor de la pared de la tubería y requerimientos más integrales para las tuberías de instrumentación y de control. Poco tiempo después de emitir el Código de 1942, se establecieron procedimientos para tratar consultas que requirieran la explicación o la interpretación de los requerimientos del Código y para publicar dichas consultas y respuestas en *Mechanical Engineering* (Ingeniería Mecánica) para informar a todas las personas que compartieran dichas dudas.

En 1948, los aumentos continuos en la severidad de las condiciones de servicio, junto con el desarrollo de nuevos materiales y diseños para cumplir con estos requerimientos más exigentes, ameritaron cambios más extensos en el Código que los que podían proporcionarse solo con suplementos. La American Standards Association (Asociación de Normas Estadounidenses) y el patrocinador tomaron la decisión de reorganizar el comité seccional y sus distintos subcomités, e invitar a los distintos organismos interesados a confirmar sus representantes o designar representantes nuevos.

Debido al amplio campo del que se trata, entre 30 y 40 sociedades de ingeniería, oficinas del gobierno, asociaciones empresariales, institutos y otras organizaciones similares tuvieron uno o más representantes en el comité seccional, además de algunos “miembros independientes” para representar los intereses generales. Las actividades del Código se subdividieron de acuerdo con el alcance de las distintas secciones. La dirección general de las actividades del Código estaba a cargo de los funcionarios del Comité de Normas y un comité ejecutivo, cuyos miembros, principalmente, eran funcionarios del Comité de Normas y presidentes de secciones.

Tras su reorganización en 1948, el Comité de Normas B31 llevó a cabo una revisión intensiva del Código de 1942 que resultó en lo siguiente:

- (a) una revisión general y extensión de requerimientos para ajustarse a la práctica actual
- (b) la revisión de las referencias a las normas dimensionales y especificaciones de materiales existentes y la adición de referencias a otras nuevas
- (c) la aclaración de requerimientos ambiguos o en conflicto

Se presentó una revisión para votación por correspondencia por parte del Comité de Normas B31. Tras la aprobación por parte de este organismo, el proyecto fue aprobado por la organización patrocinadora y la American Standards Association. Finalmente, se designó como Norma estadounidense en febrero de 1951, con la designación B31.1-1951.

El Comité de Normas B31, en su reunión anual del 29 de noviembre de 1951, autorizó la publicación por separado de una sección del Código para tuberías a presión que trata sobre sistemas de tuberías de distribución y transporte de gas, que se completa con las partes correspondientes de la Sección 2, Sistemas de tuberías de gas y aire; la Sección 6, Detalles de fabricación; y la Sección 7, Materiales — Especificaciones e identificación. El propósito era brindar un documento integrado para tuberías transporte y distribución de gas que no requiriera referencias cruzadas con otras secciones del Código.

La primera Edición de este documento integrado, conocido como el Código estadounidense de normas para tuberías a presión, Sección 8, Sistemas de tuberías de transporte y distribución de gas, se publicó en 1952 y estaba compuesto, casi en su totalidad, por material tomado de las Secciones 2, 6 y 7 de la Edición de 1951 del Código de tuberías a presión.

En 1952, se organizó un nuevo comité seccional para actualizar la Sección 8 según fuera necesario, para tratar los materiales y los métodos de construcción y operación modernos.

Tras una revisión llevada a cabo por los Comités de Normas y Ejecutivo de B31 en 1955, se tomó la decisión de desarrollar y publicar las secciones de la industria como documentos de Códigos separados del Código estadounidense de normas B31 para tuberías a presión. La Edición de 1955 fue una revisión general de la Edición de 1952 con un alcance ampliado de manera considerable. La experiencia en la aplicación del Código tuvo como resultado revisiones en 1958, 1963, 1966, 1967, 1968, 1969, 1975 y 1982.

En diciembre de 1978, el Comité nacional estadounidense de normas B31 se reorganizó como el Código ASME para tuberías a presión, Comité B31. La designación del código se cambió a ANSI/ASME B31.

La Edición de 1989 del Código fue una compilación de la Edición de 1986 y los apéndices subsiguientes emitidos para la Edición de 1986.

La Edición de 1992 del Código fue una compilación de la Edición de 1989, los tres apéndices subsiguientes y las dos fes de erratas emitidas para la Edición de 1989.

La Edición de 1995 del Código fue una compilación de la Edición de 1992 y los tres apéndices subsiguientes emitidos para la Edición de 1992.

La Edición de 1999 del Código fue una compilación de la Edición de 1995 y las revisiones que se produjeron tras la emisión de la Edición de 1995.

La Edición de 2003 del Código fue una compilación de la Edición de 1999 y las revisiones que se produjeron tras la emisión de la Edición de 1999.

La Edición de 2007 del Código fue una compilación de la Edición de 2003 y las revisiones que se produjeron tras la emisión de la Edición de 2003.

La Edición de 2010 del Código fue una compilación de la Edición de 2007 y las revisiones que se produjeron tras la emisión de la Edición de 2007.

La Edición de 2012 del Código fue una compilación de la Edición de 2010 y las revisiones que se produjeron tras la emisión de la Edición de 2010.

La Edición de 2014 del Código fue una compilación de la Edición de 2012 y las revisiones que se produjeron tras la emisión de la Edición de 2012.

La Edición de 2016 del Código es una compilación de la Edición de 2014 y las revisiones que se han producido desde la emisión de la Edición de 2014. ANSI aprobó esta Edición el 26 de agosto de 2016.

COMITÉ B31 DE ASME

Código para tuberías a presión

(A continuación, se brinda el listado del Comité al momento de la aprobación de este Código).

FUNCIONARIOS DEL COMITÉ DE NORMAS

J. E. Meyer, *Presidente*
J. W. Frey, *Vicepresidente*
A. P. Maslowski, *Secretario*

PERSONAL DEL COMITÉ DE NORMAS

R. J. Appleby, ExxonMobil Pipeline Co.
C. Becht IV, Becht Engineering Co.
K. C. Bodenhamer, Willbros Professional Services, Engineering
R. Bojarczuk, ExxonMobil Research and Engineering Co.
C. J. Campbell, Air Liquide
J. S. Chin, TransCanada Pipelines U.S.
D. D. Christian, Victaulic
R. P. Deubler, Fronex Power Systems, LLC
C. H. Eskridge, Jr., Jacobs Engineering
D. J. Fetzner, BP Exploration (Alaska), Inc.
P. D. Flenner, Flenner Engineering Services
J. W. Frey, Stress Engineering Services, Inc.
D. R. Frikken, Becht Engineering Co.
R. A. Grichuk, Fluor Enterprises, Inc.
R. W. Haupt, Pressure Piping Engineering Associates, Inc.
G. A. Jolly, Flowserve/Gestra USA
A. P. Maslowski, The American Society of Mechanical Engineers

W. J. Mauro, American Electric Power
J. E. Meyer, Louis Perry and Associates, Inc.
T. Monday, Team Industries, Inc.
M. L. Nayyar, NICE
G. R. Petru, Acapella Engineering Services, LLC
D. W. Rahoi, CCM 2000
R. Reamey, Turner Industries Group, LLC
E. H. Rinaca, Dominion Resources, Inc.
M. J. Rosenfeld, Kiefner/Applus – RTD
J. T. Schmitz, Southwest Gas Corp.
S. K. Sinha, Lucius Pitkin, Inc.
W. J. Sperko, Sperko Engineering Services, Inc.
J. P. Swezy, Jr., Boiler Code Tech, LLC
F. W. Tatar, FM Global
K. A. Vitminot, Black & Veatch
L. E. Hayden, Jr., *Miembro de oficio*, Consultor
A. J. Livingston, *Miembro de oficio*, Kinder Morgan
J. S. Willis, *Miembro de oficio*, Page Southerland Page, Inc.

COMITÉ EJECUTIVO 31.8

A. P. Maslowski, *Secretario*, The American Society of Mechanical Engineers
D. D. Anderson, Columbia Pipeline Group
R. J. Appleby, ExxonMobil Pipeline Co.
K. B. Kaplan, KBR
K. G. Leewis, Leewis and Associates, Inc.

E. K. Newton, Southern California Gas Co.
B. J. Powell, NiSource, Inc.
M. J. Rosenfeld, Kiefner/Applus – RTD
W. J. Walsh, ArcelorMittal
J. Zhou, TransCanada Pipelines Ltd.

COMITÉ SECCIONAL DE SISTEMAS DE TUBERÍAS DE DISTRIBUCIÓN Y TRANSPORTE DE GAS B31.8

R. J. Appleby, *Presidente*, ExxonMobil Pipeline Co.
D. D. Anderson, *Vicepresidente*, Columbia Pipeline Group
A. P. Maslowski, *Secretario*, The American Society of Mechanical Engineers

R. C. Becken, Energy Experts International
C. A. Bullock, Integrity Solutions Ltd.

J. S. Chin, TransCanada Pipelines U.S.

S. C. Christensen, Consultor

A. M. Clarke, Consultor

P. M. Dickinson, Resolute Energy Corp.

J. W. Fee, Consultor

D. J. Fetzner, BP Exploration (Alaska), Inc.

S. A. Frehse, Southwest Gas Corp.

M. W. Gragg, ExxonMobil Production Co.

D. W. Haim, S&B Infrastructure Private Ltd.

M. E. Hovis, Energy Transfer

R. Huriaux, Consultor

M. D. Huston, ONEOK Partners, LP

M. Israni, Departamento de Transporte de los EE. UU. – Administración de Seguridad de Tuberías y Materiales Peligrosos (PHMSA)

D. L. Johnson, Energy Transfer

K. B. Kaplan, KBR

R. W. Kivela, Spectra Energy

M. P. Lamontagne, Lamontagne Pipeline Assessment Corp.

K. G. Leewis, Leewis and Associates, Inc.

R. D. Lewis, Rosen USA

W. J. Manegold, Pacific Gas and Electric Co.

M. J. Mechlowicz, Southern California Gas Co.

D. K. Moore, Consultor

E. K. Newton, Southern California Gas Co.

M. Nguyen, S&B Engineers and Constructors

G. E. Ortega, BG-Group

B. J. Powell, NiSource, Inc.

M. T. Reed, TransCanada Pipelines Ltd.

E. J. Robichaux, Atmos Energy

M. J. Rosenfeld, Kiefner/Applus – RTD

R. A. Schmidt, Canadoil

P. L. Vaughan, ONEOK Partners, LP

F. R. Volgstadt, Volgstadt and Associates, Inc.

W. J. Walsh, ArcelorMittal Global R&D

D. H. Whitley, EDG, Inc.

D. W. Wright, Wright Tech Services, LLC

M. R. Zerella, National Grid

J. Zhou, TransCanada Pipelines Ltd.

J. S. Zurcher, Process Performance Improvement Consultants, LLC

S. C. Gupta, *Delegado*, Bharat Petroleum Corp. Ltd.

A. Soni, *Delegado*, Engineers India Ltd.

R. W. Gailing, *Miembro contribuyente*, BMT Fleet Technology Ltd.

J. K. Wilson, *Miembro contribuyente*, Spectra

SUBGRUPO SOBRE DISEÑO, MATERIALES Y CONSTRUCCIÓN B31.8

M. J. Rosenfeld, *Presidente*, Kiefner/Applus – RTD

R. J. Appleby, ExxonMobil Pipeline Co.

R. C. Becken, Energy Experts International

B. W. Bingham, T. D. Williamson, Inc.

J. S. Chin, TransCanada Pipelines U.S.

A. M. Clarke, Consultor

P. M. Dickinson, Resolute Energy Corp.

J. W. Fee, Consultor

D. J. Fetzner, BP Exploration (Alaska), Inc.

S. A. Frehse, Southwest Gas Corp.

R. W. Gailing, BMT Fleet Technology Ltd.

D. W. Haim, S&B Infrastructure Private Ltd.

R. D. Huriaux, Consultor

M. D. Huston, ONEOK Partners, LP

K. B. Kaplan, KBR

M. Kieba, Departamento de Transporte de los EE. UU. – Administración de Seguridad de Tuberías y Materiales Peligrosos (PHMSA)

M. J. Mechlowicz, Southern California Gas Co.

W. E. Mojica, Pacific Gas & Electric

E. K. Newton, Southern California Gas Co.

M. Nguyen, S&B Engineers and Constructors

G. E. Ortega, BG-Group

W. L. Raymundo, Raymundo Engineering

E. J. Robichaux, Atmos Energy

R. A. Schmidt, Canadoil

H. Tiwari, FMC Technologies, Inc.

P. L. Vaughan, ONEOK Partners, LP

F. R. Volgstadt, Volgstadt and Associates, Inc.

W. J. Walsh, ArcelorMittal Global R&D

D. H. Whitley, EDG, Inc.

J. Zhou, TransCanada Pipelines Ltd.

H. M. Al-Muslim, *Miembro contribuyente*, Saudi Aramco

M. A. Boring, *Miembro contribuyente*, Kiefner and Associates, Inc.

SUBGRUPO SOBRE DISTRIBUCIÓN B31.8

E. K. Newton, *Presidente*, Southern California Gas Co.

B. J. Powell, *Vicepresidente*, NiSource, Inc.

S. A. Frehse, Southwest Gas Corp.

J. M. Groot, Southern California Gas Co.

M. Kieba, Departamento de Transporte de los EE. UU. – Administración de Seguridad de Tuberías y Materiales Peligrosos (PHMSA)

W. J. Manegold, Pacific Gas and Electric Co.

M. J. Mechlowicz, Southern California Gas Co.

E. J. Robichaux, Atmos Energy

V. Romero, Southern California Gas Co.

B. Tansey, American Gas Association

F. R. Volgstadt, Volgstadt and Associates, Inc.

M. R. Zerella, National Grid

SUBGRUPO SOBRE REVISIÓN EDITORIAL B31.8

K. G. Leewis, *Presidente*, Leewis and Associates, Inc.
R. C. Becken, Energy Experts International
R. W. Gailing, BMT Fleet Technology Ltd.
D. W. Haim, S&B Infrastructure Private Ltd.

K. B. Kaplan, KBR
R. D. Lewis, Rosen USA
D. K. Moore, Consultor

SUBGRUPO SOBRE GASODUCTOS EN ALTA MAR B31.8

K. B. Kaplan, *Presidente*, KBR
R. J. Appleby, ExxonMobil Pipeline Co.
K. K. Emeaba, Junta Nacional de Seguridad del Transporte (NTSB)

M. W. Gragg, ExxonMobil Production Co.
M. Nguyen, S&B Engineers and Constructors
H. Tiwari, FMC Technologies, Inc.

SUBGRUPO SOBRE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO B31.8

D. D. Anderson, *Presidente*, Columbia Pipeline Group
M. E. Hovis, *Vicepresidente*, Energy Transfer
R. P. Barry, ENSTAR Natural Gas Co.
J. P. Brandt, BP Exploration (Alaska), Inc.
C. A. Bullock, Integrity Solutions Ltd.
K. K. Emeaba, Junta Nacional de Seguridad del Transporte (NTSB)
J. M. Groot, Southern California Gas Co.
J. Hudson, EN Engineering
L. J. Huyse, Consultor
M. Israni, Departamento de Transporte de los EE. UU. – Administración de Seguridad de Tuberías y Materiales Peligrosos (PHMSA)
D. L. Johnson, Energy Transfer
R. W. Kivela, Spectra Energy
E. Kostelka, Enable Midstream Partners
E. C. Kurilla, AGA

M. P. Lamontagne, Lamontagne Pipeline Assessment Corp.
K. G. Leewis, Leewis and Associates, Inc.
R. D. Lewis, Rosen USA
C. Maier, DNV GL
W. J. Manegold, Pacific Gas and Electric Co.
D. K. Moore, Consultor
M. Nguyen, S&B Engineers and Constructors
B. J. Powell, NiSource, Inc.
M. T. Reed, TransCanada Pipelines Ltd.
D. R. Thornton, The Equity Engineering Group
J. K. Wilson, Spectra
D. W. Wright, Wright Tech Services, LLC
M. R. Zerella, National Grid
C. S. Zurcher, Process Performance Improvement Consultants, LLC
D. E. Adler, *Miembro contribuyente*, Columbia Pipeline Group

GRUPO DE TRABAJO INTERNACIONAL (IWG) INDIA DE SISTEMAS DE TUBERÍAS DE DISTRIBUCIÓN Y TRANSPORTE DE GAS B31.8

B. B. Nallapaneni, *Presidente*, Gujarat State Petronet Ltd.
A. Karnatak, *Vicepresidente*, Gail India Ltd.
A. P. Maslowski, *Secretario*, The American Society of Mechanical Engineers
J. George, GSPL India Transco Ltd.
A. Meghani, Petroleum and Natural Gas Regulatory Board
V. Mittal, Engineers India Ltd.

S. Prakash, Petrofac Onshore Engineering and Construction
K. P. Radhakrishnan, Gujarat State Petronet Ltd.
V. T. Randeria, Gujarat Gas Co. Ltd.
S. Sahani, TDW India Ltd.
J. Sivaraman, Reliance Gas Transportation Infrastructure Ltd.
R. Uprety, Oil Industry Safety Directorate
M. Sharma, *Miembro contribuyente*, ASME India PVT. Ltd.

GRUPO DE REVISIÓN INTERNACIONAL B31.8

R. J. Appleby, *Presidente*, ExxonMobil Pipeline Co.
H. M. Al-Muslim, *Vicepresidente*, Saudi Aramco
A. P. Maslowski, *Secretario*, The American Society of Mechanical Engineers

Q. Feng, PetroChina Pipeline Co.
W. Feng, PetroChina Pipeline Co.
W. Wu, China Petroleum Pipeline Engineering Corp.
Z. Yu, China Petroleum Pipeline Engineering Corp.

GRUPO DE CONFERENCIAS B31

T. A. Bell, Bonneville Power Administration
R. A. Coomes, Estado de Kentucky, Departamento de Vivienda/Sección de calderas
D. H. Hanrath, Consultor
C. J. Harvey, Comisión de Servicio Público de Alabama
D. T. Jagger, Departamento de Comercio de Ohio
K. T. Lau, Asociación de seguridad de Calderas de Alberta (ABSA)
R. G. Marini, Comisión de Servicios Públicos de New Hampshire
I. W. Mault, Departamento de Trabajo de Manitoba
A. W. Meiring, División de Seguridad de Incendios y Edificación/Indiana
R. F. Mullaney, División de Seguridad de Calderas y Recipientes a Presión de Columbia Británica
P. Sher, Estado de Connecticut
D. A. Starr, Departamento de Trabajo de Nebraska
D. J. Stursma, Consejo de Servicios Públicos de Iowa
R. P. Sullivan, Junta Nacional de Inspectores de Calderas y Recipientes a Presión (NBBPVI)
J. E. Troppman, División de Trabajo/Inspecciones de Calderas del Estado de Colorado
W. A. West, Lighthouse Assistance, Inc.
T. F. Wickham, Departamento de Trabajo de Rhode Island

COMITÉ EJECUTIVO B31

J. W. Frey, *Presidente*, Stress Engineering Services, Inc.
G. A. Antaki, Becht Engineering Co.
R. J. Appleby, ExxonMobil Pipeline Co.
D. D. Christian, Victaulic
D. R. Frikken, Becht Engineering Co.
R. A. Grichuk, Fluor Enterprises, Inc.
L. E. Hayden, Jr., Consultor
C. E. Kolovich, Kiefner
H. Kutz, Johnson Controls Corp./York Process Systems
A. J. Livingston, Kinder Morgan
W. J. Mauro, American Electric Power
J. E. Meyer, Louis Perry Group
M. L. Nayyar, NICE
S. K. Sinha, Lucius Pitkin, Inc.
J. S. Willis, Page Southerland Page, Inc.

COMITÉ DE FABRICACIÓN Y EXÁMENES B31

J. P. Swezy, Jr., *Presidente*, Boiler Code Tech, LLC
U. D'Urso, *Secretario*, The American Society of Mechanical Engineers
R. D. Campbell, Bechtel Corp.
R. D. Couch, Electric Power Research Institute
R. J. Ferguson, Metalúrgico
P. D. Flenner, Flenner Engineering Services
S. Gingrich, AECOM
J. Hainsworth, Consultor
A. D. Nalbandian, Thielsch Engineering, Inc.
R. J. Silvia, Process Engineers and Constructors, Inc.
W. J. Sperko, Sperko Engineering Services, Inc.
P. L. Vaughan, ONEOK Partners, LP
K. Wu, Stellar Energy Systems

COMITÉ TÉCNICO DE MATERIALES B31

R. A. Grichuk, *Presidente*, Fluor Enterprises, Inc.
C. E. O'Brien, *Secretario*, The American Society of Mechanical Engineers
B. T. Bounds, Bechtel Corp.
W. P. Collins, WPC Solutions, LLC
R. P. Deubler, Fronek Power Systems, LLC
C. H. Eskridge, Jr., Jacobs Engineering
A. Hassan, PGESCO
G. A. Jolly, Flowserve/Gestra USA
C. J. Melo, Technip USA, Inc.
M. L. Nayyar, NICE
M. B. Pickell, Willbros Engineers, Inc.
D. W. Raho, CCM 2000
R. A. Schmidt, Canadoil
J. L. Smith, Consultor
Z. Djilali, *Miembro contribuyente*, Sonatrach

COMITÉ TÉCNICO DE DISEÑO MECÁNICO B31

G. A. Antaki, *Presidente*, Becht Engineering Co.
J. E. Meyer, *Vicepresidente*, Louis Perry Group
R. Lucas, *Secretario*, The American Society of Mechanical Engineers
D. Arnett, Chevron ETC
C. Becht IV, Becht Engineering Co.
R. Bethea, Huntington Ingalls Industries, Newport News Shipbuilding
P. Cakir-Kavcar, Bechtel Oil, Gas & Chemicals
N. F. Consumo, Sr., Consultor
J. P. Ellenberger, Consultor
M. Engelkemier, Stanley Consultants, Inc.
D. J. Fetzner, BP Exploration (Alaska), Inc.
D. A. Fraser, NASA Ames Research Center
J. A. Graziano, Consultor
J. D. Hart, SSD, Inc.
R. W. Haupt, Pressure Piping Engineering Associates, Inc.
B. P. Holbrook, Babcock Power, Inc.
W. J. Koves, Pi Engineering Software, Inc.
R. A. Leishear, Leishear Engineering, LLC
G. D. Mayers, Alion Science and Technology
J. F. McCabe, General Dynamics Electric Boat
T. Q. McCawley, TQM Engineering PC
J. Minichiello, Bechtel National, Inc.
A. Paulin, Paulin Research Group
R. A. Robleto, KBR
M. J. Rosenfeld, Kiefner/Applus – RTD
T. Sato, Japan Power Engineering and Inspection Corp.
G. Stevick, Berkeley Engineering and Research, Inc.
E. C. Rodabaugh, *Miembro honorario*, Consultor

INTRODUCCIÓN

El Código ASME para tuberías a presión está compuesto por muchas secciones publicadas individualmente y cada una de ellas es una Norma Nacional Estadounidense. En adelante, en esta Introducción y en el texto de esta Sección del Código, B31.8, cuando se utiliza la palabra “Código” sin una identificación específica, se refiere a esta Sección del Código.

El Código especifica los requerimientos de ingeniería que se consideran necesarios para el diseño y la construcción seguros de las tuberías a presión. Si bien la seguridad es la consideración principal, este factor no será el único que rijan necesariamente en las especificaciones finales de cualquier instalación u operación de tuberías. El Código no es un manual de diseño. Muchas decisiones que deben tomarse para llevar a cabo una instalación sólida de tuberías y mantener la integridad de un sistema durante su operación no se especifican en detalle en el interior de este Código. El Código no constituye un sustituto del buen criterio en ingeniería por parte de la empresa operadora y el diseñador.

En la mayor medida posible, los requerimientos del Código respecto del diseño se indican en términos de fórmulas y principios de diseño básicos. Estos se complementan según sea necesario con requerimientos específicos para garantizar la aplicación uniforme de principios y para guiar la selección y la aplicación de elementos de tubería. El Código prohíbe los diseños y las prácticas que se ha demostrado que son inseguros y contiene advertencias en las que se requiere precaución, pero no constituyen una prohibición.

Esta Sección del Código incluye lo siguiente:

- (a) referencias a especificaciones de materiales aceptables y normas de componentes, incluidos los requerimientos de propiedades mecánicas y dimensionales
- (b) requerimientos para el diseño de componentes y ensamblajes
- (c) requerimientos y datos para evaluar y limitar los esfuerzos, las reacciones y los movimientos asociados con la presión, los cambios de temperatura y otras fuerzas
- (d) pautas y limitaciones sobre la selección y la aplicación de materiales, componentes y métodos de unión
- (e) requerimientos para la fabricación, el ensamblaje y la instalación de las tuberías
- (f) requerimientos para la examinación, la inspección y la prueba de las tuberías
- (g) procedimientos para la operación y el mantenimiento que son esenciales para la seguridad pública

(h) disposiciones para proteger las tuberías contra la corrosión externa e interna

La intención es que esta Edición de la Sección del Código B31.8 no sea retroactiva. La edición más reciente emitida, al menos, 6 meses antes de la fecha del contrato original para la primera fase de una actividad que cubra uno o más sistemas de tubería, será el documento que prevalecerá, a menos que se efectúe específicamente un acuerdo entre las partes contratantes para utilizar otra edición o a menos que el organismo regulador que tenga jurisdicción imponga el uso de otra edición o requerimientos diferentes.

Se les advierte a los usuarios del Código que no deben utilizar las revisiones sin asegurarse de que sean aceptables para las autoridades de la jurisdicción donde se instalará la tubería.

El Código se encuentra bajo la dirección del Comité B31 de ASME, Código para tuberías a presión, que está organizado y opera de acuerdo con los procedimientos de la American Society of Mechanical Engineers, los cuales están acreditados por el American National Standards Institute. El Comité funciona de manera continua y mantiene actualizadas todas las Secciones del Código con los nuevos desarrollos en cuanto a materiales, construcción y prácticas industriales.

Cuando no exista ninguna Sección del Código ASME para tuberías a presión que cubra específicamente un sistema de tuberías, el usuario podrá seleccionar a discreción la Sección que determine que pueda aplicarse de manera general; sin embargo, se le advierte que es posible que sean necesarios requerimientos complementarios para la Sección seleccionada para garantizar un sistema de tuberías seguro para la aplicación deseada. Las limitaciones técnicas de las distintas Secciones, los requerimientos legales y la posible aplicabilidad de otros Códigos o Normas son algunos de los factores que debe considerar el usuario para determinar la aplicabilidad de cualquier Sección del Código.

Apéndices

Este Código contiene dos tipos de apéndices: obligatorios y no obligatorios. Los apéndices obligatorios contienen materiales que el usuario necesita para cumplir con un requerimiento o una recomendación en el texto principal del Código. Los apéndices no obligatorios, que están escritos en lenguaje imperativo, se ofrecen para aplicarse a discreción del usuario.

Interpretaciones y revisiones

El Comité ha establecido un procedimiento ordenado para considerar solicitudes de interpretación y revisión de los requerimientos del Código. Para que sean consideradas, las consultas deben enviarse por escrito y deben brindarse los datos completos. (Vea el Apéndice no obligatorio O, que cubre la preparación de consultas técnicas).

La respuesta aprobada para una consulta se enviará directamente a quien la presentó. Además, la pregunta y la respuesta se publicarán como parte de un Suplemento de interpretación para la Sección del Código, que se emitirá con las revisiones.

Las solicitudes de interpretación y las sugerencias de revisión deben enviarse al Secretario, ASME B31 Committee, The American Society of Mechanical Engineers, Two Park Avenue, New York, NY 10016-5990.

Casos

Un Caso es la forma prescrita de respuesta a una consulta cuando el estudio indique que la redacción del Código necesita una aclaración o cuando la respuesta modifica requerimientos existentes del Código u otorga permiso para utilizar nuevos materiales o construcciones alternativas. El Caso se publicará en la Página del Comité B31.8, <http://cstools.asme.org/>.

Normalmente, un Caso se emite para un período limitado, después del cual puede renovarse, incorporarse al Código o vencer si no existen indicios de que continúe siendo necesario para los requerimientos cubiertos por el Caso. Sin embargo, las disposiciones de un Caso pueden utilizarse después de que haya vencido o se haya retirado, siempre y cuando el Caso haya estado en vigencia durante la fecha de contrato original o se haya adoptado antes de finalizar el trabajo y las partes contratantes hayan acordado su uso. Los materiales se enumeran en las Tablas de esfuerzo solo cuando se haya demostrado un uso suficiente en tuberías dentro del alcance del Código. Un Caso puede cubrir materiales. Las solicitudes de inclusión deben contener evidencia de uso satisfactorio y datos específicos para permitir que se establezcan esfuerzos permisibles o presiones nominales, límites de temperatura máxima y mínima, y otras restricciones. Pueden encontrarse criterios adicionales en las pautas para la adición de nuevos materiales en el Código ASME para calderas y recipientes a presión, Sección II. (Para desarrollar el uso y obtener experiencia, pueden utilizarse materiales no listados de acuerdo con el párrafo 811.2.2).

Fecha de entrada en vigencia

Esta Edición, al momento de publicarse, contiene nuevas disposiciones del Código. Es una compilación de la Edición de 2014 y las revisiones de la Edición de 2014.

ASME B31.8-2016

RESUMEN DE CAMBIOS

Luego de la aprobación por parte del Comité B31 y ASME, y después de la revisión pública, el American National Standards Institute aprobó ASME B31.8-2016 el 26 de agosto de 2016.

ASME B31.8-2016 consiste en cambios editoriales, revisiones y correcciones identificadas mediante una nota en el margen, (16), ubicada junto al área afectada.

<i>Página</i>	<i>Ubicación</i>	<i>Cambio</i>
xiv, xv	Introducción	Actualizada
1	802.1	Subpárrafo (b)(2) revisado
2	802.2	Nuevo párrafo 802.2.2 agregado y párrafos restantes renombrados
4	803.4	Definición de <i>sistema de recolección</i> revisada en su totalidad
9, 10	805.2.3	Definición de <i>esfuerzo circunferencial</i> , S_H [psi (MPa)] revisada
16	813.3	Agregado
17	814.1.3	Subpárrafo (a)(2) revisado
19	817.3	Subpárrafo (a) revisado
20	823.2.1	Revisado
27	831.3.1	Subpárrafo (f) revisado
28, 29	831.4.1	Subpárrafos (b) y (e) revisados
36	834.5	Subpárrafo (b) revisado
40	841.1.2	Subpárrafo (c) revisado en su totalidad
41	841.1.5	Subpárrafo (a) revisado
43	Tabla 841.1.6-2	Fila "Instalaciones de control de presión/flujo y de medición" revisada
53	Tabla 841.3.2-1	Nota general (b) revisada
56	Tabla 842.1.1-1	Última fila revisada
57	842.2.1	Definición de <i>S</i> revisada
	842.2.2	(1) Subpárrafo (c) revisado (2) Tabla 842.2.2-1 eliminada
58, 59	842.2.3	(1) Subpárrafo (c) revisado (2) Tabla 842.2.3-1 eliminada
	842.2.9	(1) Subpárrafos (b)(5) y (c)(3) revisados (2) Subpárrafo (b)(5)(-c) agregado
60	Tabla 842.2.9-1	Segunda fila agregada
61	842.3.3	Anterior subpárrafo (d)(1) eliminado y subpárrafos restantes renombrados

<i>Página</i>	<i>Ubicación</i>	<i>Cambio</i>
64	843.3.1	Subpárrafo (b) revisado
66	843.4.6	Revisado
72, 73	845.4.1	Subpárrafos (a)(1), (a)(2) y (a)(3) revisados
114, 115	A801	Revisado
	A803	Definiciones de <i>espesor mínimo de pared</i> , $t_{\min}$; <i>tubería prefabricada y ensamblaje especial</i> agregadas
120–123	A842.1.6	Revisado
	A842.2.2	Revisado en su totalidad
	Tabla A842.2.2-1	Nota (1) revisada
	A842.2.10	Primera oración revisada
134, 135	B842.2.2	Subpárrafo (g) revisado
	B842.2.9	Subpárrafo (b) revisado
139–143	Apéndice obligatorio A	Actualizado
145–147	Apéndice no obligatorio C	Actualizado
150	Tabla D-2	(1) Encabezados revisados (2) Segunda fila agregada
152–156	Tabla E-1	Esquema de “Transición gradual según ASME B16.25” y Nota (1) revisados
157–159, 161	F-2.1	Última oración revisada
	F-2.1.5	Última oración revisada
	F-2.1M	Última oración revisada
	F-2.1.5M	Última oración revisada
189	N-1	Última oración revisada
197	Índice	Actualizado

PÁGINA DEJADA EN BLANCO INTENCIONALMENTE

SISTEMAS DE TUBERÍAS DE DISTRIBUCIÓN Y TRANSPORTE DE GAS

Definiciones y disposiciones generales

801 GENERAL

801.1 Normas y especificaciones aprobados

Las normas y las especificaciones aprobadas para su uso conforme a este Código y los nombres y las direcciones de las organizaciones patrocinantes aparecen en el Apéndice obligatorio A. No se considera práctico hacer referencia a una edición específica de cada una de las normas y especificaciones en los párrafos individuales del Código.

801.2 Uso de normas y especificaciones incorporadas por referencia

Algunas normas y especificaciones citadas en el Apéndice obligatorio A se complementan con los requerimientos específicos que aparecen en otras partes de este Código. Se les aconseja a los usuarios de este Código que no intenten aplicar directamente ninguna de estas normas sin antes leer con atención la referencia del Código sobre esa norma.

801.3 Dimensiones estándares

Cada vez que sea posible, se recomienda enfáticamente respetar las dimensiones del American National Standards Institute (ANSI). Sin embargo, los párrafos o anotaciones que especifican estas y otras normas dimensionales en este Código no son obligatorios, siempre que se sustituyan por otros diseños de, al menos, la misma resistencia y hermeticidad, capaces de soportar los mismos requerimientos de prueba.

801.4 Conversión del sistema internacional de medidas (SI) (métrico)

Para conocer los factores usados para convertir las unidades del sistema de medida de los Estados Unidos a unidades del sistema internacional de medidas, consulte el Apéndice no obligatorio J.

802 ALCANCE E INTENCIÓN

802.1 Alcance

(16)

(a) Este Código cubre el diseño, la fabricación, la instalación, la inspección y las pruebas de las instalaciones de gasoductos que se usan para el transporte del gas. Este Código también cubre los aspectos de seguridad de la operación y del mantenimiento de esas instalaciones. (Consulte el Apéndice obligatorio Q para conocer los diagramas del alcance).

Este Código solo se ocupa de ciertos aspectos de seguridad de los gases licuados de petróleo cuando se evaporan y se usan como combustibles gaseosos. Todos los requerimientos de NFPA 58 y NFPA 59 y de este Código respecto del diseño, la construcción, operación y el mantenimiento de las instalaciones de las tuberías se aplican a los sistemas de tuberías que llevan butano, propano o mezclas de estos gases.

(b) Este Código no se aplica a

(1) el diseño y fabricación de recipientes a presión cubiertos por el Código BPV¹

(2) tuberías con temperaturas del metal superiores a los 450 °F (232 °C) (En el caso de temperaturas bajas, consulte el párrafo 812.)

(3) tuberías más allá de la salida del ensamblaje del dispositivo medidor del cliente (Consulte ANSI Z223.1/NFPA 54.)

(4) tuberías en refinerías de petróleo o plantas de extracción de gasolina natural, tuberías en plantas de tratamiento de gas aparte de la tubería principal de corriente de gas para deshidratación, y todas las otras plantas de procesamiento instaladas como parte de un sistema de transporte de gas, plantas de fabricación de gas, plantas industriales o minas (Consulte otras secciones aplicables del Código ASME para tuberías a presión, B31.)

¹ Las referencias al Código para calderas y recipientes a presión (BPV) aquí y en otras partes de este Código son al Código ASME para calderas y recipientes a presión.

(5) tuberías de venteo para operar a presiones esencialmente atmosféricas para gases de deshecho de cualquier tipo

(6) ensamblajes de cabezal de pozo, incluidas las válvulas de control, líneas de flujo entre la boca de pozo y la trampa o el separador, tuberías de la instalación de producción de plataformas en alta mar o la tubería de revestimiento y la tubería de producción en pozos de gas o petróleo (Consulte API RP 14E en el caso de tuberías de instalaciones de producción de plataformas en alta mar.)

(7) el diseño y la fabricación de ítems de propiedad de equipos, aparatos o instrumentos

(8) el diseño y la fabricación de intercambiadores de calor (Consulte la norma TEMA² correspondiente.)

(9) sistemas de tuberías de transporte de petróleo líquido (Consulte ASME B31.4.)

(10) sistemas de tuberías de transporte de residuos líquidos (Consulte ASME B31.4.)

(11) sistemas de tuberías de transporte de dióxido de carbono

(12) sistemas de tuberías de gas natural licuado (Consulte NFPA 59A y ASME B31.3.)

(13) sistemas de tuberías criogénicas

(16) 802.2 Intención

802.2.1 Adecuación para las condiciones normales.

Los requerimientos de este Código son adecuados para la seguridad conforme a las condiciones que generalmente se encuentran en la industria del gas. No se pueden proporcionar específicamente los requerimientos para todas las condiciones inusuales ni todos los detalles de ingeniería y construcción prescritos; por lo tanto, las actividades que implican el diseño, la construcción, la operación o el mantenimiento del transporte del gas, los gasoductos de recolección o distribución se deben realizar con el personal de supervisión que tenga la experiencia o el conocimiento para tomar las medidas adecuadas para dichas condiciones inusuales y detalles específicos de ingeniería y construcción. Todo el trabajo que se realice dentro del alcance de este Código debe cumplir o superar las normas de seguridad expresadas o implícitas en el presente documento.

802.2.2 Análisis completos adicionales. El Código, generalmente, especifica un enfoque simplificado para muchos de los requerimientos.

(a) Para el diseño y la construcción, un diseñador puede elegir usar un análisis más riguroso para desarrollar los requerimientos de diseño y construcción. Cuando el diseñador decide adoptar este enfoque, debe proporcionar a la empresa que opera los detalles y cálculos que demuestren que el diseño, la construcción, el examen y la prueba son consistentes con los criterios de este Código. Estos detalles deben ser adecuados

para la empresa que opera para verificar la validez del enfoque y dicha empresa debe aprobarlos. Los detalles se deben documentar en el diseño de ingeniería.

(b) Para la operación y el mantenimiento, una empresa que opera puede elegir usar un análisis más riguroso para desarrollar los requerimientos de operación y mantenimiento. Cuando la empresa que opera decide adoptar este enfoque, debe proporcionar los detalles y cálculos que demuestren que dichas prácticas alternativas son consistentes con los objetivos de este Código. Los detalles quedarán documentados en los registros de operación y se retendrán durante el período de vida de la instalación.

802.2.3 Seguridad. Este Código se ocupa de lo siguiente

(a) la seguridad del público en general.

(b) la seguridad de los empleados en la medida en que esta que se vea afectada por el diseño básico, la calidad de los materiales y la mano de obra y los requerimientos para la prueba, operaciones y mantenimiento de las instalaciones de transporte y distribución de gas. Este Código no tiene como fin reemplazar los procedimientos de seguridad industrial existentes relacionados con las áreas de trabajo, los dispositivos de seguridad y las prácticas de trabajo seguras.

802.2.4 Aplicaciones retroactivas. Este Código no tiene como fin ser aplicado de manera retroactiva a aspectos de instalaciones existentes como diseño, fabricación, instalación y prueba al momento de la construcción. Además, este Código no tiene como fin ser aplicado de manera retroactiva a presiones de operación establecidas de instalaciones existentes, excepto por lo dispuesto en el Capítulo V.

802.2.5 Aplicación en las instalaciones existentes.

Las disposiciones de este Código se aplican a los procedimientos de operación y mantenimiento de las instalaciones existentes y cuando se aplican mejoras en las instalaciones existentes.

802.2.6 Calificación de las personas que realizan inspecciones.

Las personas que realicen las inspecciones deben estar calificadas mediante capacitación o experiencia para implementar los requerimientos y las recomendaciones aplicables de este Código.

802.2.7 Información adicional. Para obtener información adicional respecto de la integridad de los gasoductos, consulte el suplemento no obligatorio ASME B31.8S, Control de la integridad del sistema de los gasoductos de gas.

802.3 Transporte de gas en alta mar

Consulte el Capítulo VIII para obtener los requerimientos adicionales y las definiciones que aplicables a los sistemas de transporte de gas en alta mar.

² Tubular Exchanger Manufacturers Association, 25 North Broadway, Tarrytown, NY 10591.

803 DEFINICIONES DE SISTEMAS DE TUBERÍAS

803.1 Términos y definiciones generales

dióxido de carbono: gas incoloro y pesado que no admite la combustión, se disuelve en agua para formar ácido carbónico y se encuentra en algunas corrientes de gas natural.

ambiente: entorno o condiciones (físicas, químicas, mecánicas) en las cuales un material existe.

gas: como se usa en este Código, cualquier gas o mezcla de gases adecuada para combustible doméstico o industrial y que se transporta o distribuye al usuario mediante un sistema de tuberías. Los tipos comunes son gas natural, gas fabricado y gas de petróleo licuado que se distribuye como vapor, con o sin mezcla de aire.

derivaciones sobre tubería en carga: conexiones de tuberías de ramales realizadas en gasoductos en funcionamiento, líneas principales u otras instalaciones mientras se encuentran en funcionamiento. Las tuberías de ramales se conectan a la línea en funcionamiento, la cual se deriva mientras se encuentra bajo presión.

gas natural licuado: gas natural licuado mediante refrigeración o presión.

gases licuados de petróleo (LPG): compuestos principalmente de los siguientes hidrocarburos (ya sean esos mismos o como mezclas): butano (butano normal o isobutano), butileno (incluidos isómeros), propano, propileno y etano. Los LPG se pueden almacenar como líquidos a presiones moderadas [aproximadamente, de 80 psig (550 kPa) a 250 psig (1 720 kPa)] a temperaturas ambiente.

Especificación indicada: una especificación que aparece en el Apéndice obligatorio A.

empresa operadora u operador: como se usa en el presente documento, es la persona, sociedad, corporación, agencia pública, propietario, agente u otra entidad responsable del diseño, de la construcción, inspección, prueba, operación y del mantenimiento de las instalaciones de los gasoductos.

ocupación paralela: como se usa en este Código, es la parte de la ruta de un gasoducto o línea principal que se encuentra dentro, corre en dirección generalmente paralela y no necesariamente cruza el derecho de vía de un camino, calle, carretera o vía férrea.

petróleo: petróleo crudo, condensado, gasolina natural, líquidos de gas natural, gas licuado de petróleo y productos de petróleo líquido.

gasoducto: todas las partes de las instalaciones físicas a través de las cuales se mueve el gas en transporte, incluida la tubería, las válvulas, los acoples, las bridas (incluidos el empernado y las empaquetaduras), los reguladores, los recipientes a presión, los amortiguadores de pulsación, las válvulas de alivio, los accesorios conectados a la tubería, las unidades de compresión, las instalaciones de medición, las estaciones reguladoras de presión, las estaciones limitantes de presión, las

estaciones de alivio de presión y los ensamblajes fabricados. En esta definición se incluyen las líneas de transporte y recolección de gas, que transportan el gas desde las instalaciones de producción hasta los lugares en tierra, y el equipo de almacenamiento de gas del tipo tubería cerrada que se fabrica o se forja de la tubería o se fabrica con tuberías y acoples.

derecho de vía privado: como se usa en este Código, es el derecho de vía que no se encuentra en caminos, calles o carreteras que el público usa o en vías férreas.

sistema o sistema de gasoducto: infraestructura completa del gasoducto del operador o grandes partes de esa infraestructura que tiene un principio definido y puntos de detención.

transporte de gas: recolección, transporte o distribución de gas por medio de gasoductos o almacenamiento de gas.

cámara: estructura subterránea a la que se puede ingresar y que está diseñada para contener tuberías y componentes de tuberías (como válvulas o reguladores de presión).

803.2 Sistemas de tuberías

componente o componente de gasoducto: un ítem individual o elemento colocado en línea con la tubería en un sistema de gasoducto, como, entre otros, válvulas, codos, uniones en T, bridas y cierres.

instalación del gasoducto: gasoductos nuevos y existentes, derecho de vía y cualquier equipo, instalación o edificio que se use en el transporte de gas o en el tratamiento de gas durante el transporte.

sección de gasoducto: una línea continua de tubería entre las estaciones de compresión adyacentes, entre una estación de compresión y una válvula de bloqueo o entre válvulas de bloqueo adyacentes.

segmento: un tramo de tubería o parte del sistema que tiene características únicas en un lugar geográfico específico.

campo de almacenamiento: campo geográfico que contiene un pozo o varios pozos que se completan y están destinados para el almacenamiento subterráneo de grandes cantidades de gas para la recuperación posterior, transporte y uso final.

línea de transporte: un segmento del gasoducto instalado en un sistema de transporte o entre campos de almacenamiento.

sistema de transporte: uno o más segmentos del gasoducto, generalmente interconectados para formar una red, que transporta gas desde un sistema de recolección, la salida de una planta de procesamiento de gas o un campo de almacenamiento hasta un sistema de distribución de alta o baja presión, hasta un cliente de gran volumen o hasta otro campo de almacenamiento.

803.3 Sistemas de distribución

línea principal de gas o línea principal de distribución: un segmento del gasoducto en un sistema de distribución instalado para transportar gas a líneas de servicio individuales u a otras líneas principales.

línea de servicio de gas: la tubería instalada entre una línea principal, un gasoducto u otra fuente de suministro y el ensamblaje del dispositivo medidor. [Consulte el párrafo 802.1(b)(3).]

sistema de distribución de alta presión: un sistema de tuberías de distribución de gas que funciona a una presión más alta que la presión de servicio estándar que se entrega al cliente. En este tipo de sistema, se requiere un regulador de servicio en cada línea de servicio para controlar la presión que se entrega al cliente.

sistema de distribución de baja presión: un sistema de tuberías de distribución de gas en el que la presión del gas en las líneas principales y en las líneas de servicio es sustancialmente la misma que la que se entrega en los dispositivos del cliente. En ese tipo de sistema, no se requiere un regulador de servicio en las líneas de servicio individuales.

803.4 Sistemas de recolección

línea de almacenamiento de gas: una tubería que se usa para transportar gas entre una estación de compresión y un pozo de gas usado para almacenamiento de gas subterráneo.

línea de recolección: un segmento del gasoducto instalado en un sistema de recolección.

sistema de recolección: uno o más segmentos del gasoducto, generalmente interconectados para formar una red, que cumple uno o más de los siguientes criterios:

(a) transporta gas de una o más instalaciones de producción hacia la entrada de una planta de procesamiento de gas. Si no hay una planta de procesamiento de gas, el gas se transporta al punto más corriente abajo de una de las siguientes opciones:

(1) el punto de transferencia de custodia de gas adecuado para la entrega a un sistema de distribución

(2) el punto en donde se completó la acumulación y preparación de gas de campos de producción geográficamente separados en una proximidad razonable

(b) transporta gas dentro del sistema de recolección para usos de producción o recolección como gas combustible de compresión, extracción por elevación con gas, calentamiento u otros procesos, cuya fuente se encuentra dentro del sistema de recolección (es decir, corriente arriba de un sistema de transporte).

(c) está en conformidad con la definición de líneas de recolección en tierra según se define en API RP 80.

Consulte el Apéndice obligatorio Q, Figuras Q-1 y Q-2 para obtener aclaraciones adicionales.

803.5 Sistemas varios

tubería de control: todas las tuberías, válvulas y acoples usados para interconectar transmisores y receptores de instrumentos o aparatos de control de aire, gas u operados hidráulicamente.

planta de procesamiento de gas: una instalación usada para extraer productos comerciales del gas.

tubería de instrumentos: todas las tuberías, válvulas y acoples usados para conectar los instrumentos a la tubería de la línea principal, a otros instrumentos y aparatos o a equipos de medición.

instalación de producción: tubería o equipo usado en producción, extracción, recuperación, elevación, estabilización, separación, tratamiento, medición asociada, compresión de campo, extracción por elevación con gas, inyección de gas o suministro de gas combustible. Se deben usar tuberías o equipos de instalación de producción en la extracción de líquidos de petróleo o gas natural del suelo y en la preparación para transporte a través del gasoducto.

tubería de muestreo: todas las tuberías, válvulas y acoples usados para recolectar muestras de gas, vapor, agua o petróleo.

803.6 Medidores, reguladores y estaciones de alivio de presión

medidor del cliente: un medidor que mide el gas que se entrega a un cliente para consumo en el inmueble del cliente.

ensamblaje del dispositivo medidor: tubería y acoples instalados para conectar el lado de entrada del medidor a la línea de servicio de gas y el lado de salida del medidor a la línea de combustible del cliente.

regulador de monitoreo: un regulador de presión instalado en serie con otro regulador de presión que automáticamente toma el control de la presión corriente abajo de la estación, en caso de que la presión supere el máximo establecido.

estación limitadora de presión: está formada por un equipo que en condiciones anormales se accionará para reducir, restringir o cortar el suministro de gas que fluye a un sistema para evitar que la presión de gas supere un valor predeterminado. Aunque prevalecen las condiciones de presión normal, la estación limitadora de presión puede ejercer cierto grado de control en el flujo de gas o puede permanecer en la posición completamente abierta. En la estación, se incluyen tuberías y dispositivos auxiliares, como válvulas, instrumentos de control, líneas de control, el recinto y el equipo de ventilación, instalados de acuerdo con los requerimientos pertinentes de este Código.

estación reguladora de presión: está formada por un equipo instalado para reducir y regular automáticamente la presión en la tubería corriente abajo o en la línea principal a la que está conectada. Incluye tuberías y dispositivos

auxiliares, como válvulas, instrumentos de control, líneas de control, el recinto y el equipo de ventilación.

estación de alivio de la presión: está formada por un equipo que se instala para venteo del gas de un sistema que se protege para evitar que la presión del gas supere el límite predeterminado. El gas se puede ventear a la atmósfera o en un sistema de presión más baja capaz de absorber de manera segura el gas que se descarga. En la estación, se incluyen tuberías y dispositivos auxiliares, como válvulas, instrumentos de control, líneas de control, el recinto y el equipo de ventilación, instalados de acuerdo con los requerimientos pertinentes de este Código.

regulador de servicio: un regulador instalado en una línea de servicio de gas para controlar la presión del gas que se entrega al cliente.

803.7 Válvulas

válvula de bloqueo o corte: una válvula instalada para bloquear o detener el flujo de gas en una tubería.

válvula de retención: una válvula diseñada para permitir el flujo en una dirección y cerrarse automáticamente para evitar que el flujo vaya en la dirección contraria.

válvula de cierre: una válvula de corte instalada debajo del nivel del suelo en una línea de servicio en la línea de la propiedad o cerca de esta, a la que se puede acceder mediante una caja de válvula o tubo vertical, y se puede accionar mediante una llave extraíble o llave de tuercas para cortar el suministro de gas hacia un edificio. Esta válvula también se denomina *cierre general* o llave de cierre general.

válvula de línea de servicio: una válvula de corte fácil de accionar y accesible que sirve para cortar el gas a la línea de combustible del cliente. La válvula de corte se debe ubicar en la línea de servicio adelante del regulador de servicio o adelante del medidor, si no se proporciona un regulador. La válvula también se denomina *cierre de línea de servicio*, *llave de línea de servicio* o *cierre del medidor*.

803.8 Equipo de almacenamiento de gas

botella: como se usa en este Código, es una estructura hermética al gas completamente fabricada de una tubería con cierres de extremo estirados, forjados o moldeados integrales y probados en la planta del fabricante.

contenedor tipo botella: cualquier botella o grupo de botellas interconectadas que están instaladas en un lugar y que se usan solo para almacenar gas.

contenedor tipo tubería: cualquier contenedor de tuberías o grupo de tuberías interconectadas que están instaladas en un lugar y que se usan solo para almacenar gas.

804 DEFINICIONES DE LOS COMPONENTES DE SISTEMAS DE TUBERÍAS

804.1 Términos y definiciones de plástico

plástico (sustantivo): un material que contiene como ingrediente esencial una sustancia orgánica de peso molecular alto a ultra alto, es sólido en su estado final y, en algunas etapas de la fabricación o procesamiento, se puede modelar mediante flujo. Los dos tipos generales de plástico que se mencionan en este Código son el termoplástico y el plástico termoestable.

termoplástico: plástico que es capaz de ablandarse repetidamente al aumentar la temperatura y endurecerse al disminuir la temperatura.

plástico termoestable: plástico que se puede cambiar en un producto sustancialmente infusible o insoluble cuando se cura con la aplicación de medios térmicos o químicos.

804.2 Términos y definiciones de hierro

hierro fundido: se aplica al hierro de fundición gris, es decir, un material ferroso de fundición en el que la mayor parte del contenido de carbono se presenta como carbono libre en forma de escamas dispersas en todo el metal.

hierro dúctil: a veces denominado hierro nodular, es un material ferroso de fundición en el que el grafito libre presente tiene forma esferoidal en lugar de forma de escama. Las propiedades buscadas del hierro dúctil se logran mediante procesos químicos y un tratamiento térmico de ferritización de las piezas fundidas.

804.3 Términos y definiciones generales

contenedor de tubería: una estructura hermética al gas ensamblada en un taller o en el campo a partir de tuberías y cierres de extremo.

ítems de propiedad: ítems fabricados y comercializados por una empresa que tiene el derecho exclusivo o restringido de fabricarlos y venderlos.

804.4 Términos y definiciones de tuberías

tubería expandida en frío: tubería soldada o sin costura que se forma y luego se expande en frío mientras está en la fábrica de tuberías, de manera que la circunferencia aumenta permanentemente, al menos, 0.50 %.

inglete o codo mitrado: dos o más secciones rectas de la tubería combinadas y unidas en una línea que corta el ángulo de unión para producir un cambio en la dirección.

tubería: un producto tubular, incluido el tubo, fabricado para la venta como un ítem de producción, que se usa principalmente para transportar un líquido y, a veces, para almacenamiento. Los cilindros formados a partir de una placa durante la fabricación de un equipo auxiliar no son una tubería como se define en el presente documento.

804.5 Términos y definiciones de dimensiones

diámetro o diámetro externo nominal: diámetro externo de la tubería tal como se fabricó originalmente o tal como se especificó originalmente, que no se debe confundir con el NPS adimensional (DN). Por ejemplo, una tubería NPS 12 (DN 300) tiene un diámetro externo específico de 12.750 in (323.85 mm); NPS 8 (DN 200) tiene un diámetro externo específico de 8.625 in (219.08 mm) y la tubería NPS 24 (DN 600) tiene un diámetro externo específico de 24.000 in (609.90 mm).

tramo: tubería de la longitud que se entrega desde la fábrica. Cada pieza se llama tramo, independientemente de su dimensión real. A veces se denomina pieza, pero se prefiere tramo.

tamaño de tubería nominal (NPS) o diámetro nominal (DN): designador adimensional de tubería. Indica un tamaño de tubería estándar cuando está seguido por los números correspondientes [por ejemplo, NPS 1 ½ (DN 40), NPS 12 (DN 300)]. Consulte ASME B36.10M, página 1 para obtener información adicional sobre el NPS.

espesor nominal de pared, *t*: el espesor de pared computado o usado en la ecuación de diseño en el párrafo 841.1.1 o A842.2.2(a) en el Capítulo VIII. Según este Código, se puede ordenar la tubería con este espesor de pared computado sin agregar un margen para compensar la tolerancia por debajo del espesor permitida en especificaciones aprobadas.

804.6 Propiedades mecánicas

elongación mínima especificada: elongación mínima (expresada en porcentaje de la longitud de referencia) en la probeta de ensayo de tracción, prescrita por las especificaciones conforme a las cuales se le compra al fabricante el material.

resistencia a la tracción mínima especificada: expresada en libras por pulgada cuadrada (MPa), la resistencia a la tracción mínima prescrita por la especificación conforme a la cual se le compra al fabricante la tubería.

Límite de fluencia mínimo especificado (SMYS): expresado en libras por pulgada cuadrada (MPa), es el límite de fluencia mínimo prescrito por la especificación conforme a la cual se le compra al fabricante la tubería.

resistencia a la tracción: expresada en libras por pulgada cuadrada (MPa), es la mayor tensión de tracción (indicada en la sección transversal original) que un material puede soportar antes de fallar.

límite de fluencia: expresada en libras por pulgada cuadrada (MPa), es la resistencia a la cual un material muestra un conjunto permanente limitante especificado o produce una elongación total especificada bajo carga. El conjunto limitante especificado o elongación, generalmente, se expresa como un porcentaje de la longitud de referencia. Los valores se indican en las diferentes especificaciones de materiales aceptables según este Código.

804.7 Tubería de acero

804.7.1 Acero al carbono.³ Por costumbre, se considera que el acero es al carbono cuando no se especifica o requiere contenido mínimo de aluminio, boro, cromo, cobalto, molibdeno, níquel, niobio, titanio, tungsteno, vanadio, circonio, o cualquier otro elemento agregado para obtener un efecto de aleación deseado; cuando el mínimo especificado de cobre no supera el 0.40 %, o cuando el contenido máximo especificado para cualquiera de los siguientes elementos no supera los siguientes porcentajes:

Elemento	Porcentaje
Cobre	0.60
Manganeso	1.65
Silicio	0.60

En todos los aceros al carbono, a veces se encuentran pequeñas cantidades de ciertos elementos residuales inevitablemente retenidos de las materias primas, pero no se especifican o requieren, como cobre, níquel, molibdeno, cromo, etc. Estos elementos se consideran incidentales y normalmente no se determinan o informan.

804.7.2 Acero aleado.⁴ Por costumbre, el acero se considera acero aleado cuando el máximo del rango dado para el contenido de los elementos de aleación supera uno o más de los siguientes límites:

Elemento	Porcentaje
Cobre	0.60
Manganeso	1.65
Silicio	0.60

o en el que un rango definido o una cantidad mínima definida de cualquiera de los siguientes elementos se especifica o se requiere dentro de los límites del campo reconocido de aceros aleados de construcción.

- (a) aluminio
- (b) boro
- (c) cromo (hasta 3.99 %)
- (d) cobalto
- (e) niobio
- (f) molibdeno
- (g) níquel
- (h) titanio
- (i) tungsteno
- (j) vanadio
- (k) circonio

o cualquier otro elemento de aleación agregado para obtener un efecto de aleación deseado.

³ Del *Manual de productos de acero*, Sección 6, American Iron and Steel Institute (Instituto estadounidense de hierro y acero), agosto de 1952, páginas 5 y 6.

⁴ Del *Manual de productos de acero*, Sección 6, American Iron and Steel Institute, enero de 1952, páginas 6 y 7.

Existen, inevitablemente, pequeñas cantidades de ciertos elementos en aceros aleados. En muchas aplicaciones, no se consideran importantes y no se especifican o requieren. Cuando no se especifican o requieren, no deben exceder las siguientes cantidades:

Elemento	Porcentaje
Cromo	0.20
Cobre	0.35
Molibdeno	0.06
Níquel	0.25

804.7.3 Procesos de fabricación de tubería. En el presente documento, los tipos y nombres de las uniones soldadas se usan de acuerdo con el uso común según se define en AWS A3.0 o según se define específicamente de la siguiente manera:

(a) *tubería con soldadura por doble arco sumergido:* tubería que tiene una junta a tope longitudinal o helicoidal producida, al menos, por dos pasadas, una de las cuales es por dentro de la tubería. La coalescencia se produce al calentar con un arco eléctrico o arcos entre el electrodo de metal desnudo o los electrodos y el trabajo. La soldadura se protege con una capa de material granular fusible sobre el trabajo. No se usa presión y se obtiene metal de aporte para las soldaduras internas y externas del electrodo o electrodos. Las especificaciones típicas son ASTM A381, ASTM A1005 y API 5L.

(b) *tubería soldada por descarga eléctrica:* tubería que tiene una junta a tope longitudinal en donde la coalescencia se produce simultáneamente en toda el área de las superficies adyacentes mediante el calor que se obtiene de la resistencia al flujo de la corriente eléctrica entre las dos superficies, y por la aplicación de presión después de completar sustancialmente el calentamiento. El centelleo y el recalcado están acompañados por la expulsión de metal de la junta. Una especificación típica es API 5L.

(c) *tubería soldada por fusión eléctrica:* tubería que tiene una junta a tope longitudinal en donde la coalescencia se produce en el tubo preformado mediante soldadura manual o por arco eléctrico automático. La soldadura puede ser simple o doble y se puede hacer con o sin el uso de metal de aporte. Las especificaciones típicas son ASTM A134 y ASTM A139, que permiten una soldadura simple o doble con o sin el uso de metal de aporte. Las especificaciones típicas adicionales son ASTM A671 y ASTM A672, que requieren soldaduras internas y externas y el uso de metal de aporte.

(1) *tubería soldada en espiral:* también se realiza mediante el proceso de soldadura de fusión eléctrica con una junta a tope, junta solapada o junta con costura engatillada. Las especificaciones típicas son ASTM A134, ASTM A139 (junta a tope), API 5L y ASTM A211 (junta a tope, junta solapada o junta con costura engatillada).

(d) *tubería soldada por resistencia eléctrica:* tubería producida en tramos individuales o en tramos continuos

a partir de bandas enrolladas y luego cortada en tramos individuales. Los tramos que se obtienen tienen una junta a tope longitudinal en donde la coalescencia se produce mediante el calor que se obtiene de la resistencia de la tubería al flujo de la corriente eléctrica en un circuito del que la tubería es parte y por la aplicación de presión. Las especificaciones típicas son ASTM A53, ASTM A135, ASTM A984 y API 5L.

(e) *tubería soldada a tope en horno*

(1) *soldadura en campana:* tubería soldada en horno producida en tramos individuales a partir de una banda a la medida. La junta a tope longitudinal de la tubería soldada por forja y por la presión mecánica se desarrolla al extraer la banda calentada en horno a través de una matriz con forma de cono (conocida comúnmente como campana de soldadura), que funciona como una matriz de formación y soldadura combinada. Las especificaciones típicas son ASTM A53 y API 5L.

(2) *soldadura continua:* tubería soldada en horno producida en tramos continuos a partir de una banda enrollada y luego cortada en tramos individuales. La junta a tope longitudinal de la tubería se suelda por forja por la presión mecánica que se desarrolla al laminar la banda conformada en caliente, a través de un juego de rodillos de soldar de sección circular. Las especificaciones típicas son ASTM A53 y API 5L.

(f) *tubería soldada por rayo láser:* tubería que tiene una junta a tope longitudinal hecha con un proceso de soldadura que usa un rayo láser para producir el derretimiento del espesor completo de los bordes que se soldarán, seguido por la fusión de esos bordes. Una especificación típica es ASTM A1006.

(g) *tubería sin costura:* producto tubular conformado hecho sin una costura soldada. Se fabrica mediante el trabajo a alta temperatura del acero y, si es necesario, posteriormente mediante el terminado en frío del producto tubular a alta temperatura para obtener la forma, las dimensiones y propiedades deseadas. Las especificaciones típicas son ASTM A53, ASTM A106 y API 5L.

804.8

Para tubería de plástico, consulte el párrafo 805.1.3.

805 TÉRMINOS Y DEFINICIONES DE DISEÑO, FABRICACIÓN, OPERACIÓN Y PRUEBA

805.1 General

805.1.1 Área

clase de ubicación: área geográfica a lo largo del gasoducto que se clasifica de acuerdo con la cantidad y proximidad de los edificios destinados a la ocupación por parte de seres humanos y otras características que se consideran cuando se prescriben los factores de diseño para la construcción, las presiones de funcionamiento y los métodos de prueba de los gasoductos y las líneas principales ubicadas en

el área y cuando se aplican ciertos requerimientos de funcionamiento y mantenimiento.

derecho de vía (ROW): franja de terreno en donde se construyen gasoductos, vías férreas, líneas de alimentación, caminos, carreteras y otras instalaciones similares. El acuerdo de ROW garantiza el derecho a pasar por la propiedad de terceros. Los acuerdos de ROW, generalmente, permiten el derecho a entrar y salir para la operación y el mantenimiento de la instalación y el armado de la instalación. El ancho de ROW puede variar con los requerimientos de construcción y mantenimiento del operador de la instalación y, generalmente, se determina por negociación con el propietario afectado mediante acción legal o por la autoridad que lo permite.

805.1.2 Términos y definiciones de investigación de fugas. Para obtener las definiciones de los *términos de investigación de los criterios de control de fugas de gas*, consulte el Apéndice no obligatorio M.

805.1.3 Términos y definiciones de plástico

junta adhesiva: junta hecha en tubería de plástico mediante el uso de una sustancia adhesiva que forma una unión continua entre las superficies en contacto sin disolver ninguna de ellas.

relación de dimensión (DR): relación del diámetro externo de la tubería con el espesor de la pared de la tubería termoplástica. Se calcula dividiendo el diámetro externo especificado de la tubería entre el espesor de pared mínimo especificado.

junta por fusión térmica: junta en tubería termoplástica que se realiza al calentar las partes lo suficiente para permitir la fusión de los materiales cuando las partes se presionan entre sí.

base de diseño hidrostático (HDB): uno de una serie de valores de esfuerzos establecidos (especificados en ASTM D2837) para un compuesto plástico que se obtiene al categorizar la resistencia hidrostática a largo plazo de acuerdo con ASTM D2837. Las HDB establecidas se enumeran en PPI TR-4.

resistencia hidrostática a largo plazo: esfuerzo circunferencial estimado en libras por pulgada cuadrada (MPa) en una pared de tubería de plástico que causará la falla de la tubería en un promedio de 100,000 horas cuando esté sujeta a presión hidrostática constante. (Consulte el Apéndice obligatorio D.)

junta con cemento solvente: junta que se realiza en tuberías termoplásticas mediante el uso de un solvente o cemento solvente que forma una unión continua entre las superficies en contacto.

relación estándar de dimensiones (SDR): relación entre el diámetro externo de la tubería y el espesor de la pared de la tubería termoplástica. Se calcula dividiendo el diámetro externo específico de la tubería entre el espesor de la pared especificado.

805.1.4 Términos y definiciones de fabricación

soldadura por arco: conjunto de procesos de soldadura que producen la coalescencia de metales al calentarlos con un arco. Los procesos se usan con o sin la aplicación de presión y con o sin metal de aporte.

junta a tope: junta entre dos miembros alineados aproximadamente en el mismo plano. Consulte las Figuras 1(A), 2(A), 3, 51(A) y 51(B) en AWS A3.0.

soldadura a tope: término no estándar para una soldadura en una junta a tope.

elasticidad en frío para compensar la expansión térmica: cuando se usa en el Código, es la fabricación de la tubería con una longitud real más corta que la longitud nominal y forzándola en su posición para que quede erguida y así se compensen parcialmente los efectos producidos por la expansión debido al aumento de la temperatura. El factor de elasticidad en frío es la relación entre la cantidad de elasticidad en frío que se proporciona y la expansión térmica calculada en total.

soldadura de filete: soldadura de la sección transversal aproximadamente triangular que une dos superficies casi en ángulos rectos entre ellas en una junta solapada, junta en T o junta de esquina.

soldadura circunferencial: soldadura a tope circunferencial completa que une tuberías o componentes.

tratamiento térmico: calentamiento y enfriamiento de un metal sólido o aleación de manera tal que se obtengan las propiedades deseadas. El calentamiento solo para fines de trabajo con alta temperatura no se considera tratamiento térmico. Si una soldadura se calienta y se enfría de manera controlada, se usa el término tratamiento térmico posterior a la soldadura.

soldadura con costura: costura longitudinal o helicoidal en una tubería que se realiza en la fábrica de tuberías para realizar una sección transversal circular completa.

alivio de esfuerzo: calentamiento de un metal a la temperatura adecuada, manteniendo esa temperatura el tiempo suficiente para reducir los esfuerzos residuales y enfriando lentamente lo suficiente para minimizar el desarrollo de nuevos esfuerzos residuales.

soldadura por arco sumergido: proceso de soldadura por arco que usa un arco o arcos entre un electrodo de metal desnudo o electrodos y la soldadura en fusión. El arco y el metal fundido se protegen con una capa de flujo granular en las piezas de trabajo. El proceso se usa sin presión y con metal de aporte del electrodo y, a veces, de una fuente complementaria (varillas para soldadura, fundentes o gránulos de metal).

conexión: una conexión donde se deja un espacio para dividir un gasoducto en secciones de prueba o para instalar una sección de reemplazo previamente probada o en la construcción de una línea continua en un lugar como un río o cruce de carretera.

soldadura de conexión: una conexión de unión usando una soldadura, generalmente, una soldadura circunferencial.

soldadura: coalescencia localizada de metales o no metales producida al calentar los materiales a la temperatura de soldado, con o sin la aplicación de presión o mediante la aplicación de presión solamente y con o sin el uso de material de aporte.

soldador: persona que realiza la soldadura manualmente o de manera semiautomática.

operador de soldadura: persona que opera el equipo de soldadura adaptativo, automático, mecanizado, robótico o de control.

procedimientos de soldadura: métodos y prácticas detallados que se usan en la producción de una soldadura.

curvatura con arrugas: curvatura de tubería producida por una máquina en campo o por un proceso controlado que puede producir discontinuidades de contorno prominentes en el radio interno. La arruga se introduce deliberadamente como medio para acortar el meridiano interno de la curvatura. Tenga en cuenta que esta definición no se aplica a una curvatura de gasoducto en el que hay presente ondas menores, uniformes y accidentales.

Forjado: metal en estado sólido que se le da una forma deseada al trabajarlo (laminado, extrusión, forjado, etc.) generalmente a altas temperaturas.

805.2 Diseño

805.2.1 Términos y definiciones de presión

presión de diseño o presión de diseño interna: la presión máxima permitida por este Código, según lo determinan los procedimientos de diseño aplicables a los materiales y las ubicaciones involucrados. Se utiliza en los cálculos o en el análisis para el diseño de presión de un componente de tubería.

prueba hidrostática: una prueba de presión que usa agua como el medio de prueba.

máxima presión de funcionamiento admisible (MAOP): la máxima presión a la cual se puede operar un sistema de tuberías de acuerdo con las disposiciones de este Código.

máxima presión de prueba admisible: la máxima presión de fluido interno permitida por este Código para una prueba de presión según el material y la ubicación involucrados.

máxima presión funcionamiento (MOP): a veces también denominada máxima presión de funcionamiento real, la presión más alta a la cual se opera un sistema de tuberías durante un ciclo de funcionamiento normal.

presión de funcionamiento normal: la presión prevista (suma de la presión de descarga estática, la presión requerida para superar las pérdidas por fricción y la contrapresión) en cualquier punto de un sistema de tuberías cuando el sistema está funcionando con un conjunto de condiciones estables previstas.

protección contra sobrepresión: sirve para evitar que la presión en el sistema o parte del sistema no supere un valor predeterminado y, normalmente, es proporcionada por un dispositivo o equipo instalado en un sistema de tuberías de gas.

presión: a menos que se establezca lo contrario, se expresa en libras por pulgada cuadrada (kilopascuales) sobre la presión atmosférica (es decir, la presión manométrica) y se abrevia psig (kPa).

prueba de presión: un medio por el cual se evalúa la integridad de una pieza de equipo (tubería) en la cual el elemento se llena con un líquido, se sella y se lo somete a presión. Se utiliza para validar la integridad y detectar defectos de construcción y materiales defectuosos.

presión de servicio estándar: a veces denominada presión de uso normal, es la presión del gas que una empresa de servicio utiliza para mantener en los medidores de sus clientes residenciales.

prueba de presión vertical: un procedimiento utilizado para demostrar la hermeticidad contra fugas de una línea de servicio de gas, de baja presión, usando aire o gas como medio de prueba.

805.2.2 Términos y definiciones de temperatura

temperatura ambiente: la temperatura del medio circundante, normalmente utilizada para referirse a la temperatura del aire en el cual se sitúa una estructura u opera un dispositivo.

temperatura del suelo: la temperatura de la tierra en la profundidad de la tubería.

temperatura mínima de diseño: la menor temperatura anticipada del material durante el servicio. Se le advierte al usuario de este Código que pueden existir condiciones de temperatura de funcionamiento y ambiente durante la construcción, el arranque o parada que requieran consideraciones especiales de diseño o restricciones de funcionamiento.

temperatura: expresada en grados Fahrenheit (°F) (grados Celsius [°C]).

805.2.3 Términos y definiciones de esfuerzo

(16)

esfuerzo de flexión: la fuerza por unidad de área que actúa en un punto en la longitud de un miembro como resultado del momento de flexión aplicado en ese punto.

esfuerzo de compresión: la fuerza de empuje aplicada dividida entre el área transversal original.

esfuerzo circunferencial, S_H [psi (MPa)]: el esfuerzo en una tubería de espesor de pared, t [in (mm)], que actúa de forma circunferencial en un plano perpendicular al eje longitudinal de la tubería, producida por la presión, P [psig (kPa)], del fluido en una tubería de diámetro, D [in (mm)], y que se determina con la fórmula de Barlow:

(Unidades del sistema de medidas de los Estados Unidos)

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

(Unidades del sistema internacional de medidas)

$$\left(S_H = \frac{PD}{2000t}\right)$$

esfuerzo circunferencial máximo admisible: el esfuerzo circunferencial máximo permitido por este Código para el diseño de un sistema de tuberías. Depende del material utilizado, la ubicación de la tubería, las condiciones de funcionamiento y otras limitaciones impuestas por el diseñador en conformidad con este Código.

esfuerzo de operación: el esfuerzo en una tubería o miembro estructural en condiciones de funcionamiento normal.

esfuerzo residual: el esfuerzo presente en un objeto en ausencia de alguna carga externa, normalmente como resultado de los procesos de fabricación o construcción.

esfuerzo secundario: el esfuerzo creado en la pared de la tubería por cargas diferentes a la presión de fluido interno, tales como cargas de relleno, cargas de tráfico, cargas causadas por peligros naturales (consulte el párrafo 841.1.10), acción de la viga en un tramo, cargas en soportes y en conexiones de la tubería.

esfuerzo: la resistencia interna de un cuerpo a una fuerza externa aplicada, expresada en unidades de fuerza por unidad de área (psi o MPa). También se puede denominar *unidad de esfuerzo*.

concentrador de esfuerzo o concentración de esfuerzo: una discontinuidad en una estructura o cambio en el contorno que genera un aumento local del esfuerzo.

nivel de esfuerzo: el nivel de esfuerzo circunferencial o tangencial, normalmente expresado como un porcentaje del límite de fluencia mínimo especificado.

esfuerzo de tensión: la fuerza de tracción aplicada dividida entre el área transversal original.

805.2.4 Términos y definiciones de construcción, operación y mantenimiento

abandonado: puesto fuera de servicio de forma permanente.

anomalía procesable: una anomalía que puede superar los límites aceptables según el análisis de datos de tuberías y anomalías realizado por el operador.

anomalía: una desviación no examinada de la norma en el material, los recubrimientos o las soldaduras de la tubería.

análisis de datos de tuberías y anomalías: el proceso por el cual se integran y analizan los datos sobre tuberías y anomalías para clasificar y caracterizar más a fondo las anomalías.

relleno: material colocado en una perforación o zanja para llenar un espacio cavado alrededor de una tubería u otros accesorios.

certificación: testimonio escrito de calificación.

consecuencia: el impacto que una falla en la tubería podría tener en el público, los empleados, la propiedad y el medio ambiente.

grieta: defecto muy angosto y alargado, causado por una fragmentación mecánica en partes.

defecto: una anomalía examinada físicamente con dimensiones o características que superan los límites aceptables.

abolladura: una deformación permanente de la sección transversal circular de la tubería que produce una disminución en el diámetro y es cóncava hacia adentro.

discontinuidad: una interrupción de la estructura típica de un material, como la falta de homogeneidad en sus características mecánicas, metalúrgicas o físicas. Una discontinuidad no es necesariamente un defecto.

evaluación: una revisión posterior a la caracterización de una anomalía procesable para determinar si esta cumple con los criterios de aceptación especificados.

examinación: la inspección física directa de una tubería, que puede incluir el uso de técnicas o métodos de examen no destructivo (END).

experiencia: actividades de trabajo realizadas con un método de prueba no destructiva (PND) específico con la dirección de supervisión calificada, incluido el desarrollo del método PND y actividades relacionadas, pero sin incluir el tiempo invertido en los programas de capacitación organizados.

falla: un término general utilizado para sugerir que una pieza en servicio se ha vuelto completamente inoperable, todavía funciona pero no puede realizar de forma satisfactoria su función prevista, o se ha deteriorado gravemente al punto de ya no ser confiable o segura para uso continuo.

fatiga: el proceso de desarrollo o agrandamiento de una grieta como resultado de ciclos repetidos de esfuerzo.

tenacidad a la fractura: la resistencia de un material a la falla por la extensión de una grieta.

ranura: pérdida de metal inducida mecánicamente que genera grietas o cavidades alargadas localizadas en una tubería de metal.

amoladura: extracción de material mediante abrasión, normalmente utilizando una herramienta abrasiva rígida, como un disco.

imperfección: una anomalía con características que no superan los límites aceptables.

inclusión: una fase no metálica como una partícula de óxido, sulfuro o silicato en una tubería de metal.

indicación: un hallazgo de una técnica o un método de prueba no destructiva que se desvía de lo esperado. Puede ser o no un defecto.

inspección en línea (ILI): una técnica de inspección de tuberías de acero que utiliza dispositivos conocidos en la industria como chanchos o cerdos inteligentes (*smart pigs*). Estos dispositivos recorren el interior de la tubería y proporcionan indicios de pérdida de metal, deformación y otros defectos.

tubería en servicio: una tubería que contiene gas natural para ser transportado. El gas puede o no estar circulando.

inspección: el uso de una técnica o un método de prueba no destructiva.

integridad: la capacidad que tiene la tubería para soportar cargas anticipadas (incluido el esfuerzo circunferencial debido a la presión de funcionamiento) más el margen de seguridad establecido por esta sección.

evaluación de integridad: un proceso que incluye la inspección de las instalaciones de la tubería, en el que se evalúan los indicios que arrojan las inspecciones, se examina la tubería utilizando diferentes técnicas, se evalúan los resultados de los exámenes, se caracteriza la evaluación por tipo y gravedad de defecto, y se determina la integridad resultante de la tubería mediante análisis.

fuga: un escape no intencional de gas desde la tubería. El origen de la fuga pueden ser orificios, grietas (incluidas propagadas, no propagadas, longitudinales y circunferenciales), separaciones, o conexiones extraíbles y sueltas.

daño mecánico: un tipo de daño metálico en una tubería o en el recubrimiento de la tubería generado por la aplicación de una fuerza externa. El daño mecánico puede incluir abolladuras, extracción del recubrimiento, extracción del metal, movimiento del metal, trabajo en frío del metal subyacente, perforación y esfuerzos residuales.

mitigación: la limitación o reducción de la probabilidad de ocurrencia o consecuencia esperada para un evento particular.

examen no destructivo (END) o prueba no destructiva (PND): un método de prueba, como radiografía, ultrasonido, prueba magnética, líquido penetrante, visual, prueba de fugas, corriente parásita y emisión acústica, o una técnica de prueba, como fuga de flujo magnético, inspección de partículas magnéticas, ultrasonido de ondas transversales y ultrasonido de ondas de compresión por contacto.

chanco o cerdo (pig): un dispositivo dentro de una tubería para limpiar o inspeccionar la tubería, o preparar los fluidos.

trampa de chanco o cerdo o raspador: un elemento secundario del equipo de la tubería, como un lanzador o receptor, con canalización y válvulas relacionadas, para introducir un chanco o cerdo en una tubería o retirar uno.

limpieza de tuberías (pigging): el uso de cualquier dispositivo, herramienta o vehículo autónomo e independiente que se mueve por el interior de la tubería para inspeccionar, dimensionar, limpiar o secar.

calificación: conocimiento, habilidades y capacidades comprobadas y documentadas junto con capacitación documentada, experiencia, o ambas, requeridas para que el personal realice correctamente las labores de un trabajo o una tarea específicos.

rotura: una falla completa de cualquier porción de la tubería que permite que el producto se escape al medioambiente.

slug: un volumen de líquido o gas que llena por completo la sección transversal de la tubería.

sondeo: mediciones, inspecciones u observaciones para descubrir e identificar eventos o condiciones que indican una desviación del funcionamiento normal o de una condición sin daños de la tubería.

capacitación: un programa organizado desarrollado para impartir el conocimiento y las habilidades necesarios para la calificación.

ultrasónico: sonido de alta frecuencia. El examen por ultrasonido se utiliza para determinar el espesor de la pared y para detectar la presencia de defectos.

sobrealimentación: la calificación de una tubería o línea principal para una máxima presión de funcionamiento admisible superior.

805.2.5 Términos y definiciones del control de la corrosión

ánodo: el electrodo de una celda electromecánica en la que se produce la oxidación. Los electrones se alejan del ánodo en el circuito externo. Generalmente, se produce corrosión y los iones de metal introducen la solución en el ánodo.

ánodos de brazaletes: ánodos galvánicos con una geometría adecuada para una unión directa alrededor de la circunferencia de una tubería. Pueden ser brazaletes con carcasa semicircular que constan de dos secciones semicirculares o brazaletes segmentados que constan de una gran cantidad de ánodos individuales.

protección catódica (CP): una técnica para reducir la corrosión de una superficie de metal convirtiendo esa superficie en el cátodo de una celda electromecánica.

celda o celda electroquímica: un sistema que se compone de un ánodo y un cátodo inmersos en un electrolito para crear un circuito eléctrico. El ánodo y el cátodo pueden ser diferentes metales o áreas distintas en la misma superficie de metal.

recubrimiento: una composición líquida, licuable o de masilla que, después de su aplicación en la superficie, se convierte en una película adherente funcional, decorativa o protectora. El recubrimiento también incluye envoltura de cinta.

sistema de recubrimiento: toda la cantidad y los tipos de recubrimientos aplicados a un sustrato en un orden predeterminado. (Cuando se utiliza en un sentido más amplio, se incluyen la preparación de superficies, los tratamientos previos, el espesor de la película seca y la forma de aplicación).

corrosión: el deterioro de un material, generalmente un metal, que se produce por una reacción electromecánica con su entorno.

fatiga por corrosión: grieta tipo fatiga del metal generada por esfuerzos fluctuantes o repetidos en un entorno corrosivo y que se caracteriza por una vida útil más corta de la que se encontraría como resultado del esfuerzo fluctuante o repetido únicamente, o bien por solo el entorno corrosivo.

inhibidor de corrosión: una sustancia química o una combinación de sustancias que, cuando están presentes en el entorno o en una superficie, evita o reduce la corrosión.

velocidad de corrosión: la velocidad con la que se produce la corrosión.

corrosividad: la tendencia de un entorno a generar corrosión, o el grado o la velocidad con los cuales genera corrosión.

corrosión de fisura: corrosión localizada de una superficie de metal, o inmediatamente al lado de esta, en un área que está protegida de la exposición completa al entorno debido a la proximidad del metal con la superficie de otro material.

curado: un proceso químico en el que se desarrollan las propiedades previstas de un recubrimiento u otro material (por ejemplo resina) durante un período de tiempo.

corriente: un flujo de carga eléctrica.

densidad de corriente: la corriente hacia una unidad de área de la superficie de un electrodo, o desde esta, o a través de una unidad de área de un conductor o electrolito.

despolarización: la eliminación de factores que resisten la corriente en una celda electromecánica.

recubrimiento dieléctrico: un recubrimiento que no conduce electricidad.

metales distintos: diferentes metales que podrían formar una relación ánodo-cátodo en un electrolito cuando se conectan mediante un trayecto metálico.

potencial eléctrico: una diferencia de voltaje que existe entre dos puntos, como la tubería y su entorno.

interferencia eléctrica: cualquier alteración eléctrica en una estructura metálica en contacto con un electrolito causada por corrientes de fuga.

aislamiento eléctrico: el estado de estar eléctricamente separado de otras estructuras metálicas o del entorno.

electrodo: un conductor usado para establecer contacto con un electrolito y a través del cual se transfiere la corriente hacia un electrolito o desde este.

electrolito: un medio que contiene iones que migran en un campo eléctrico.

epoxi: tipo de resina formada por la reacción de polioles aromáticos o alifáticos (como el bisfenol) con epiclorhidrina y que se caracteriza por la presencia de grupos terminales de oxirano reactivo.

erosión: la pérdida progresiva de material de una superficie sólida debido a la interacción mecánica entre esa superficie y un fluido, un fluido multicomponente o partículas sólidas transportadas con el fluido.

corriente de falla: una corriente que fluye de un conductor a tierra o a otro conductor debido a una conexión anormal (incluido un arco) entre los dos. Una corriente de falla que fluye a tierra puede denominarse una corriente de falla a tierra.

película: una capa fina, no necesariamente visible, de material.

estructura extraña: cualquier estructura metálica que no está prevista como parte de un sistema con protección catódica.

ánodo galvánico: un metal que proporciona protección sacrificial a otro metal que es más noble cuando se acopla eléctricamente en un electrolito. Este tipo de ánodo es la fuente de electrón en un tipo de protección catódica.

corrosión galvánica: corrosión acelerada de un metal debido a un contacto eléctrico con un metal más noble o una sección localizada más noble del metal o el conductor no metálico en un electrolito corrosivo.

grafitización: la formación de grafito en el hierro o el acero, generalmente por la descomposición del carburo de hierro a temperaturas elevadas. Este término no debe usarse para describir la corrosión gráfica.

rotura del revestimiento protector: una discontinuidad en un recubrimiento protector que expone la superficie desprotegida al entorno.

fragilidad por hidrógeno: una pérdida de ductilidad de un metal como resultado de la absorción de hidrógeno.

agrietamiento por esfuerzo inducido por hidrógeno: agrietamiento que se genera por la presencia de hidrógeno en un metal en combinación con el esfuerzo de tensión. Ocurre con mayor frecuencia con aleaciones de alta resistencia.

corriente impresa: una corriente eléctrica proporcionada por un dispositivo que emplea una fuente de alimentación que es externa al sistema de electrodos. (Un ejemplo es la corriente directa para la protección catódica).

ánodo de corriente impresa: un electrodo adecuado para usar como ánodo cuando se conecta a una fuente de corriente impresa la cual, en general, está compuesta por un material sustancialmente inerte que conduce por

oxidación del electrolito y, por esta razón, no se percibe la corrosión.

corrosión intergranular: corrosión preferencial en los límites de los granos de un metal (también conocida como corrosión intercrystalina).

ion: un átomo o grupo de átomos eléctricamente cargados.

pérdida de metal: cualquiera de una variedad de tipos de anomalías en una tubería en la que el metal ha sido eliminado de la superficie de la tubería, generalmente debido a corrosión o a abolladuras.

noble: la dirección positiva del potencial del electrodo, por lo que se parece a metales nobles como el oro o el platino.

sobrevoltaje: el cambio del equilibrio o valor estable del potencial de un electrodo cuando se aplica corriente.

pintura: un líquido pigmentado o resina aplicados en un sustrato como una capa fina que se convierte en una película sólida opaca después de su aplicación. Normalmente, se utiliza como un recubrimiento decorativo o protector.

potencial tubería-suelo: la diferencia de potencial eléctrico entre la superficie de una estructura metálica sumergida o enterrada y el electrolito que se mide con referencia a un electrodo en contacto con el electrolito.

picadura: corrosión localizada de una superficie de metal que se limita a un área pequeña y toma la forma de cavidades llamadas picaduras.

polarización: el cambio del potencial de circuito abierto como resultado de corriente a través de la interfase electrodo/electrolito.

recubrimiento protector: un recubrimiento que se aplica en una superficie para proteger el sustrato contra la corrosión u otro daño.

resistividad:

(a) la resistencia por unidad de longitud de una sustancia con una sección transversal uniforme.

(b) una medida de la capacidad de un electrolito (por ejemplo suelo) para resistir el flujo de la carga eléctrica (por ejemplo corriente de protección catódica). Los datos de resistividad se utilizan para diseñar un dispersor para un sistema de protección catódica.

óxido: producto de la corrosión compuesto por varios óxidos de hierro y óxidos de hierro hidratado. (Este término se aplica correctamente solo al hierro y a las aleaciones férricas).

protección: prevención o desviación del flujo de la corriente de protección catódica de su trayectoria normal.

corriente de fuga: corriente a través de trayectos que no son el circuito previsto.

agrietamiento por corrosión bajo esfuerzo (SCC): una forma de ataque ambiental del metal que implica una interacción entre un entorno local corrosivo y los esfuerzos de tensión en un metal, lo que genera la formación y el agrandamiento de las grietas.

805.2.6 Términos y definiciones de ingeniería

fractura frágil: fractura con poca deformación plástica o ninguna.

vida útil del diseño: un período de tiempo usado en los cálculos del diseño, seleccionado con el objetivo de verificar que un componente reemplazable o permanente es adecuado para el período de servicio previsto. La vida útil del diseño puede no estar relacionada con la vida útil de un sistema de tuberías, ya que un sistema de tuberías bien mantenido y protegido puede proporcionar servicio indefinidamente.

ductilidad: una medida de la capacidad de un material para ser deformado plásticamente antes de fracturarse.

deformación elástica: cambios de dimensiones de un material con la aplicación de un esfuerzo dentro del rango elástico. Después del alivio de un esfuerzo elástico, el material vuelve a sus dimensiones originales sin una deformación permanente.

límite elástico: el esfuerzo máximo al que se puede someter un material sin mantener ninguna deformación permanente después del alivio del esfuerzo.

elasticidad: la propiedad de un material que le permite recuperar sus dimensiones originales después de la deformación por un esfuerzo por debajo de su límite elástico.

evaluación de ingeniería: una evaluación documentada usando principios de ingeniería sobre el efecto de variables relevantes en el servicio o en la integridad de un sistema de tuberías y realizada por una persona competente, o bajo su supervisión, con conocimientos y experiencia demostrados en la aplicación de principios de administración de riesgos e ingeniería relacionados con el tema que se está evaluando.

evaluación crítica de ingeniería: un procedimiento analítico basado en mecanismos de fractura que permite determinar los tamaños máximos tolerables para imperfecciones y realizado por una persona competente, o bajo su supervisión, con conocimientos y experiencia demostrados en la aplicación de principios de ingeniería relacionados con el tema que se está evaluando.

módulo de elasticidad: una medida de la rigidez o dureza de un material. Es, en realidad, la relación esfuerzo-deformación en la región elástica de un material. Si se determina mediante una prueba de esfuerzo o compresión, también se denomina módulo de Young o del coeficiente de elasticidad.

probabilidad: la probabilidad de que ocurra un evento.

riesgo: una medida de pérdida de potencial en cuanto a la probabilidad de ocurrencia de incidentes y a la magnitud de las consecuencias.

tramo: una sección de la tubería que no tiene soporte.

deformación: el cambio en la longitud de un material en respuesta a una fuerza aplicada, expresada en unidad

de longitud (por ejemplo pulgadas por pulgada o milímetros por milímetro).

805.2.7 Términos y definiciones variadas

deberá o no deberá: se utiliza para indicar que una disposición es obligatoria.

debe, no debe o se recomienda: se utiliza para indicar que una disposición no es obligatoria, pero se recomienda como buena práctica.

806 CONTROL DE CALIDAD

Los sistemas de control de calidad constan de las acciones sistemáticas y preventivas planificadas que se requieren para garantizar que los materiales, productos y servicios cumplirán con los requerimientos especificados. Los sistemas y procedimientos de control de calidad constan de auditorías y controles periódicos que garantizan que el sistema de control de calidad cumplirá con todos los objetivos establecidos.

La integridad de un sistema de tubería puede mejorarse mediante la aplicación de sistemas de control de calidad. Estos sistemas deben aplicarse a las actividades de diseño, adquisición, construcción, prueba, funcionamiento y mantenimiento de las aplicaciones de este Código.

Las organizaciones que realicen la aplicación de diseño, fabricación, montaje, erección, inspección, examinación, prueba, instalación, operación y mantenimiento para sistemas de tuberías B31.8 deben tener un sistema de garantía de calidad escrito de acuerdo con los documentos vigentes. El registro o la certificación del sistema de control de calidad debe ser de mutuo acuerdo entre las partes contratistas involucradas.

807 CAPACITACIÓN Y CALIFICACIÓN DEL PERSONAL

807.1 Programa

Cada empresa operadora deberá tener un programa para administrar la calificación del personal que realiza actividades de operación, mantenimiento y construcción que podrían afectar la seguridad o integridad de una tubería. El programa deberá abordar, como mínimo, los siguientes elementos:

(a) Identificar las tareas a las cuales se aplican las disposiciones de calificación del programa. Las tareas deberán incluir actividades de operación, mantenimiento y construcción que podrían afectar la seguridad o integridad de una tubería.

(b) Para cada tarea cubierta por el programa, identificar las condiciones de funcionamiento anormal y describir el proceso utilizado para garantizar que las personas que realizan estas tareas puedan reconocer dichas condiciones y reaccionar ante estas. Una condición de funcionamiento anormal se define en ASME B31Q como una condición que puede indicar un funcionamiento incorrecto de un componente o una desviación de los funcionamientos normales que puede:

(1) indicar una condición que supera los límites de diseño; o

(2) generar un riesgo para las personas, la propiedad o el medio ambiente.

(c) Identificar los requerimientos de capacitación del personal implicado en la realización de las tareas cubiertas por el programa.

(d) Describir el proceso de evaluación y los criterios utilizados para determinar

(1) la calificación inicial

(2) la calificación posterior o continua

(3) la suspensión o anulación de calificaciones

(4) la reincorporación de calificaciones

(e) Establecer responsabilidades organizativas para llevar a cabo cada elemento del programa.

(f) Establecer un proceso para evaluar periódicamente la efectividad del programa de calificación, incluidas las disposiciones para actualizar el programa según los resultados de las valoraciones de efectividad.

(g) Describir de qué manera se comunican los requerimientos del programa a las personas involucradas y de qué manera se administran y comunican los cambios de los requerimientos del programa.

(h) Identificar los requerimientos de documentación necesarios para administrar de forma adecuada el programa.

807.2 Funciones de operación y mantenimiento

Además de los requerimientos del párrafo 807.1, cada empresa operadora deberá proporcionar capacitación para los empleados en los procedimientos establecidos para las funciones de operación y mantenimiento. La capacitación deberá ser integral y estar diseñada para preparar a los empleados para el servicio en su área de responsabilidad.

807.3 Referencia

Una referencia útil para administrar las calificaciones del personal es ASME B31Q, Calificación del personal de tuberías.

Capítulo I

Materiales y equipos

810 MATERIALES Y EQUIPOS

Se pretende que todos los materiales y equipos que se convertirán en una pieza permanente de cualquier sistema de tuberías construido conforme a este Código sean adecuados y seguros para las condiciones en las que se utilizan. Todos esos materiales y equipos deberán estar calificados para las condiciones de su uso mediante el cumplimiento de determinadas especificaciones, normas y requerimientos especiales de este Código, o bien según las disposiciones del presente documento.

811 CALIFICACIÓN DE MATERIALES Y EQUIPOS

811.1 Categorías

Los materiales y equipos se clasifican en las siguientes seis categorías en relación con los métodos de calificación para el uso según este Código:

- (a) elementos que cumplen con las normas o especificaciones que se mencionan en este Código
- (b) elementos que son importantes desde el punto de vista de la seguridad, de un tipo para el cual se mencionan normas o especificaciones en este Código, pero que específicamente no cumplen con una norma mencionada (por ejemplo, una tubería fabricada según una especificación no mencionada en este Código)
- (c) elementos de un tipo para el cual se mencionan normas o especificaciones en este Código, pero que no cumplen con las normas y son relativamente poco importantes desde el punto de vista de la seguridad porque son pequeños o debido a las condiciones en las que serán usados
- (d) elementos de un tipo para el cual no se mencionan normas ni especificaciones en este Código (por ejemplo, compresor de gas)
- (e) ítems de propiedad (consulte la definición en el párrafo 804.3)
- (f) tubería usada o no identificada

811.2 Procedimientos de calificación

En los siguientes párrafos, se proporcionan los procedimientos establecidos para calificar cada una de estas seis categorías.

811.2.1 Conformidad. Los elementos que cumplen con las normas o especificaciones que se mencionan en este Código [párrafo 811.1(a)] pueden ser utilizados para las aplicaciones adecuadas, según lo dispuesto

y limitado por este Código sin más calificaciones. (Consulte la sección 814).

811.2.2 No conformidad (elementos importantes).

Los elementos importantes de un tipo para el cual se mencionan normas o especificaciones en este Código, como tubería, válvulas y bridas, pero que no cumplen con las normas ni las especificaciones mencionadas en este Código [párrafo 811.1(b)] deberán ser calificados tal como se describe en (a) o (b) a continuación:

(a) Se puede utilizar un material que cumpla con una especificación escrita que no varíe sustancialmente de una norma o especificación mencionada y que cumpla con los requerimientos mínimos de este Código con respecto a la calidad de los materiales y a la mano de obra. Este párrafo no deberá interpretarse como una autorización de desviaciones que tenderían a afectar la soldabilidad o la ductilidad de manera adversa. Si las desviaciones tienden a reducir la resistencia, se deberá proporcionar un margen total para la reducción en el diseño.

(b) Cuando se solicita la aprobación del Comité seccional, se deberá cumplir con los siguientes requerimientos. Si es posible, se deberá identificar el material con uno equivalente y se debe establecer que el material cumplirá con dicha especificación, salvo otra indicación. Se deberá proporcionar la información completa sobre la composición química y las propiedades físicas al Comité seccional, y se deberá obtener la aprobación antes de usar el material.

811.2.3 No conformidad (elementos no importantes).

Los elementos relativamente poco importantes que no cumplen con una norma o una especificación [párrafo 811.1(c)] pueden ser usados, siempre que

- (a) sean probados o investigados y se determine que son adecuados para el servicio propuesto
- (b) sean usados a esfuerzos que no sean mayores al 50 % de los permitidos por este Código para materiales similares
- (c) su uso no esté específicamente prohibido por este Código

811.2.4 Sin normas o especificaciones de referencia.

Los elementos de un tipo para el cual no se mencionan normas ni especificaciones en este Código [párrafo 811.1(d)] y elementos de propiedad [párrafo 811.1(e)] pueden estar calificados por el usuario siempre que

- (a) el usuario realice una investigación y pruebas (de ser necesario) que demuestren que el elemento

del material o el equipo es adecuado y seguro para el servicio propuesto (por ejemplo, tubería de acero inoxidable dúplex o con revestimiento); o

(b) el fabricante garantice la seguridad del elemento recomendado para ese servicio (por ejemplo, compresores de gas y dispositivos de alivio de presión)

811.3 Tubería usada o no identificada

Una tubería usada o no identificada [párrafo 811.1(f)] puede ser usada y está sujeta a los requerimientos de la sección 817.

812 MATERIALES QUE DEBEN UTILIZARSE EN APLICACIONES A BAJA TEMPERATURA

Es posible que algunos de los materiales que cumplen con las especificaciones mencionadas en este Código no tengan las propiedades adecuadas para funcionar a bajas temperaturas. Se les advierte a los usuarios de este Código que deben tener en cuenta los efectos de la baja temperatura y el posible impacto en el desarrollo de fracturas a bajas temperaturas.

Siempre que la temperatura mínima de diseño sea inferior a -20°F (-29°C), se deberá establecer un programa de control de fracturas. El programa deberá abordar los materiales originales, la soldadura de costura del material original (si hubiera), las soldaduras a tope circunferenciales, las soldaduras de unión y cualquier otra zona afectada por el calor de la soldadura (HAZ).

La prevención de la aparición de fracturas frágiles que se pueden producir en concentraciones pequeñas de esfuerzos es de principal importancia en el programa de control de fracturas. Como mínimo, el programa de control de fracturas deberá exigir una prueba de energía de impacto Charpy a la temperatura mínima de diseño o por debajo de esta. El requerimiento de energía específico es una función de la resistencia del material, su espesor y el esfuerzo de diseño. Consulte el párrafo 841.1.2 para obtener los requerimientos adicionales respecto del control de fracturas de la tubería.

Cuando la prueba de tenacidad a la fractura del fabricante del material de referencia (normas y especificaciones del material mencionadas en el Apéndice obligatorio A o en el Apéndice no obligatorio C) se realiza a la temperatura mínima de diseño de la tubería o por debajo de esta y cumple con los requerimientos del plan de control de fracturas, no se requieren pruebas adicionales de tenacidad del material. El procedimiento de soldadura para las soldaduras circunferenciales se deberá calificar como en conformidad con el programa de control de fracturas mediante la prueba Charpy a la temperatura mínima de diseño o por debajo de esta.

813 MARCADO

813.1 Alcance

Todas las válvulas, acoples, bridas, pernos, tuberías y tubos deberán estar marcados según las secciones de marcado de las normas y especificaciones con

las se fabricaron los elementos o de acuerdo con los requerimientos de MSS SP-25.

813.2 Estampado con matriz

El estampado con matriz, si se utiliza, se deberá hacer con matrices que tengan bordes redondeados o sin filo para minimizar las concentraciones de esfuerzo.

813.3 Marcado múltiple de materiales o componentes (16)

Los materiales o componentes marcados como que cumplen con los requerimientos de dos o más especificaciones (o grados, clases o tipos) son aceptables, siempre que

(a) Al menos uno o más de los marcados múltiples incluya una especificación de material (o grado, clase o tipo) que esté permitida por este Código, y que el material cumpla con todos los requerimientos de esa especificación.

(b) Se deberán usar los valores del diseño y las propiedades del material adecuados solo de la especificación aplicable seleccionada (o grado, clase o tipo). Los valores del diseño y las propiedades del material de otras especificaciones, grados, clases o tipos para los cuales esté marcado el material, incluidos aquellos aceptables para este Código, no deberán usarse ni reemplazarse por los de la especificación seleccionada.

(c) Cualquier otro requerimiento de este Código se cumpla para el material seleccionado.

El marcado múltiple deberá estar en conformidad con la especificación del material, si está permitido. De lo contrario, el marcado múltiple se deberá hacer de acuerdo con las pautas establecidas en el Código para calderas y recipientes a presión (BPV), Sección II, Parte D, Apéndice 7.

814 ESPECIFICACIONES DE MATERIALES

Para obtener un listado de todas las especificaciones de materiales mencionadas, consulte el Apéndice obligatorio A. Para obtener un listado de las normas de otros materiales comúnmente usados que no se mencionan, consulte el Apéndice no obligatorio C.

814.1 Tubería en conformidad con las normas y especificaciones mencionadas

Se pueden utilizar las tuberías que estén calificadas según el párrafo 811.1(a).

814.1.1 Tubería de acero

(a) Se pueden utilizar las tuberías de acero fabricadas de acuerdo con las siguientes normas:

API 5L [Nota (1)]	Tubería de línea
ASTM A53/A53M	Tubería de acero negra, zincada en caliente, soldada y sin costura
ASTM A106/A106M	Tubería de acero al carbono sin costuras para servicio a altas temperaturas

ASTM A134	Tubería de acero, soldada por fusión eléctrica (arco) (tamaños NPS 16 y superiores)
ASTM A135/A135M	Tubería de acero soldada por resistencia eléctrica
ASTM A139/A139M	Tubería de acero soldada por fusión eléctrica (arco) (tamaños NPS 4 y superiores)
ASTM A333/A333M	Tubería de acero soldada y sin costuras para servicio a bajas temperaturas
ASTM A381	Tubería de acero soldada por arco metálico para usar con sistemas de transporte de alta presión
ASTM A671	Tubería de acero soldada por fusión eléctrica para temperaturas atmosféricas e inferiores
ASTM A672	Tubería de acero soldada por fusión eléctrica para servicio de alta presión a temperaturas moderadas
ASTM A691	Tubería de acero al carbono y aleado, soldada por fusión eléctrica para servicio de alta presión a altas temperaturas
ASTM A984	Tubería de línea de acero soldada por resistencia eléctrica
ASTM A1005	Tubería de línea de acero soldada por doble arco sumergido helicoidal y longitudinal
ASTM A1006	Tubería de línea de acero soldada por rayo láser

NOTA:

(1) Las disposiciones de API 5L, 45.ª edición, aplican, a menos que se establezca lo contrario, o estén prohibidas o limitadas por esta edición de ASME B31.8.

(b) La tubería expandida en frío deberá cumplir con los requerimientos obligatorios de API 5L.

814.1.2 Tubería de hierro dúctil. Se pueden utilizar las tuberías de hierro dúctil fabricadas de acuerdo con ANSI A21.52, denominada Tubería de hierro dúctil, fundido por centrifugado, para gas.

(16) **814.1.3 Tubería y componentes de plástico**

(a) Se pueden utilizar las tuberías y los componentes de plástico fabricados de acuerdo con las siguientes normas:

ASTM D2513	Tuberías, tubos y acoples de polietileno (PE) para gas a presión
ASTM D2517	Tuberías y acoples de resina epoxi reforzada para gas a presión
ASTM F2945	Tuberías, tubos y acoples de poliamida 11 para gas a presión

(b) Las tuberías, los tubos y acoples termoplásticos y los cementos que cumplen con ASTM D2513 se deberán producir de acuerdo con el programa de control de calidad dentro de la planta recomendado en el Anexo A3 de dicha especificación.

814.1.4 Calificación de materiales de tubería de plástico

(a) Además de cumplir con las disposiciones del párrafo 814.1.3, el usuario deberá investigar minuciosamente la tubería, el tubo o acople de plástico específicos que se utilizarán y deberá determinar la capacidad de servicio del material para las condiciones previstas. El material seleccionado debe ser adecuadamente resistente a los líquidos y a las atmósferas químicas que se puedan encontrar.

(b) Cuando se unen tuberías, tubos o acoples de plástico con diferentes especificaciones de material, se deberá realizar una investigación minuciosa para determinar si los materiales son compatibles entre sí. Consulte el párrafo 842.2.9 para obtener los requerimientos de unión.

814.2 Componentes de tubería de acero, hierro fundido y hierro dúctil

Los requerimientos específicos para estos componentes de tubería que califican según el párrafo 811.1(a) se encuentran en el Capítulo III.

815 ESPECIFICACIONES DE EQUIPOS

Excepto por los componentes de tuberías y los materiales estructurales listados en el Apéndice obligatorio A y el Apéndice no obligatorio C, no es la intención incluir en este Código especificaciones completas para los equipos.

Sin embargo, ciertos detalles de diseño y fabricación hacen referencia necesariamente a equipos como soportes para tubería, amortiguadores de vibración, instalaciones eléctricas, motores, compresores, etc. En esta sección, se proporcionan especificaciones parciales para dichos equipos, en particular, si afectan la seguridad del sistema de tuberías en el que se instalarán. En otros casos en los que este Código no ofrezca especificaciones para el equipo en particular, la intención del documento es que las disposiciones de seguridad de este Código rijan en la medida en que sean aplicables. En cualquier caso, la seguridad de los equipos instalados en un sistema de tuberías deberá ser equivalente al de otras partes del mismo sistema.

816 TRANSPORTE DE TUBERÍA DE LÍNEA

Deben tomarse medidas para proteger la tubería, los biseles, el recubrimiento contra la corrosión y el recubrimiento de lastrado (si corresponde) contra los daños durante cualquier tipo de transporte (carretera, ferrocarril o agua) de la tubería de línea.

Todas las tuberías de línea que se transportarán por ferrocarril, vías de navegación interiores o transporte marítimo deberán cargarse y transportarse de acuerdo con API RP 5L1 o API RP 5LW. En los casos en los que no sea posible establecer si la tubería se cargó y transportó de acuerdo con las prácticas recomendadas a las que se hace referencia anteriormente, se deberá realizar una prueba hidrostática de la tubería durante, al menos, 2 horas con un mínimo de 1.25 veces la máxima presión de funcionamiento admisible si se instala en una ubicación Clase 1, o de 1.5 veces la máxima presión de funcionamiento admisible si se instala en una ubicación Clase 2, 3 o 4.

817 CONDICIONES PARA LA REUTILIZACIÓN DE LA TUBERÍA

817.1 Reutilización de la tubería de acero

817.1.1 Nivel de servicio equivalente. Se permite la extracción de una parte de una línea de acero existente y la reutilización de la tubería, ya sea en la misma línea o en otra que opere con una presión nominal igual o inferior, siempre y cuando la tenacidad a la fractura de la tubería extraída sea equiparable o superior a la de la línea que funciona a la presión nominal igual o inferior, y que la tubería usada cumpla con las restricciones de los párrafos 817.1.3(a), (f) e (i). Se permite la reutilización de la tubería en la misma línea o en una línea que funcione a una presión igual o inferior, y a una temperatura igual o superior, sujeto a las restricciones del mismo párrafo 817.1.3 que se indican anteriormente y a cualquier reducción que se requiera según la Tabla 841.1.8-1. No es necesario volver a realizar pruebas sobre la tubería extraída que se reinstale en la misma ubicación. La tubería usada que se instale en cualquier otro lugar estará sujeta a los párrafos 817.1.3(i) y (j):

817.1.2 Nivel de servicio de bajo esfuerzo circunferencial [menos de 6,000 psi (41 MPa)]. Puede utilizarse una tubería de acero usada y una tubería de acero nueva no identificada para un nivel de servicio de bajo esfuerzo [esfuerzo circunferencial menor que 6,000 psi (41 MPa)] en casos en los que no debe realizarse un enroscado o una curvatura de cierre, siempre y cuando se cumpla lo siguiente:

(a) un examen visual minucioso indique que se encuentra en buenas condiciones y libre de costuras abiertas u otros defectos que pudieran causar fugas

(b) si la tubería debe soldarse y no se conoce la especificación, deberá superar de manera satisfactoria las pruebas de soldabilidad prescritas en el párrafo 817.1.3(e)

817.1.3 Nivel de servicio de esfuerzo circunferencial medio [más de 6,000 psi (41 MPa) pero menos de 24,000 psi [165 MPa]]. Puede calificarse una tubería de acero no identificada o una tubería de acero nueva no identificada para su uso con niveles de esfuerzo circunferencial que superen los 6,000 psi (41 MPa) o para servicio que involucre un enroscado o una curvatura de

Tabla 817.1.3-1 Ensayos de tracción

Lote	Cantidad de pruebas de tracción, todos los tamaños
10 tramos o menos	1 serie de pruebas de cada tramo
De 11 a 100 tramos	1 serie de pruebas cada 5 tramos, pero no menos de 10
Más de 100 tramos	1 serie de pruebas cada 10 tramos, pero no menos de 20

cierre por medio de los procedimientos y dentro de los límites que se detallan a continuación:

(a) *Inspección.* Todas las tuberías deberán limpiarse en el interior y el exterior, si fuera necesario, para permitir una buena inspección. Todas las tuberías deberán inspeccionarse visualmente para determinar que mantengan razonablemente su forma redonda y recta, y para descubrir cualquier defecto que pueda afectar su resistencia o hermeticidad.

(b) *Propiedades de flexibilidad.* Para las tuberías NPS 2 (DN 50) o menores, deberá doblarse en frío una sección de longitud suficiente de tubería a 90 grados alrededor de un mandril cilíndrico cuyo diámetro sea 12 veces el diámetro nominal de la tubería, sin desarrollar grietas en ninguna parte y sin abrir la soldadura.

Para tuberías mayores a NPS 2 (DN 50), deberán realizarse pruebas de aplastamiento según se describe en el Apéndice obligatorio H. La tubería deberá cumplir con los requerimientos de esta prueba, excepto que la cantidad de pruebas requeridas para determinar las propiedades de aplastamiento serán las mismas que las requeridas en el punto (g) a continuación para determinar el límite de fluencia.

(c) *Determinación del espesor de la pared.* A menos que el espesor nominal de la pared se conozca con certeza, se determinará midiendo el espesor en puntos a un cuarto de distancia en un extremo de cada pieza de tubería. Si se conoce que el lote de tuberías tiene grado, tamaño y espesor nominal uniformes, la medición se llevará a cabo en, al menos, el 10 % de los tramos individuales y como mínimo en 10 tramos; el espesor de los demás tramos podrá verificarse aplicando un calibre configurado para el espesor mínimo. Luego de dicha medición, el espesor nominal de la pared deberá considerarse como el espesor de pared comercial más cercano por debajo del promedio de todas las mediciones tomadas; sin embargo, en ningún caso podrá ser mayor que 1.14 veces el espesor mínimo medido para todas las tuberías menores que NPS 20 (DN 500) ni mayor que 1.11 veces el espesor mínimo medido para todas las tuberías NPS 20 (DN 500) o mayores.

(d) *Factor de junta longitudinal.* Si el tipo de junta longitudinal puede determinarse con certeza, podrá utilizarse el factor de junta longitudinal correspondiente, *E* (Tabla 841.1.7-1 en el Capítulo IV). De lo contrario, *E* se deberá considerar como 0.60 para las tuberías NPS 4 (DN 100) o menores, o como 0.80 para las tuberías mayores que NPS 4 (DN 100).

(e) *Soldabilidad.* La soldabilidad se deberá determinar de la siguiente forma. Un soldador calificado deberá llevar a cabo una soldadura circunferencial en la tubería. La soldadura luego se probará de acuerdo con los requerimientos de API 1104. La soldadura que se calificará deberá realizarse en las condiciones más severas en las que se permita soldar en campo y deberá utilizar el mismo procedimiento que se usará en campo. La tubería se considerará soldable si se cumplen los requerimientos establecidos en API 1104. Deberá realizarse, al menos, una de estas pruebas cada 100 tramos de tubería para tamaños mayores que NPS 4 (DN 100). Para los tamaños NPS 4 (DN 100) o menores, se requerirá una prueba cada 400 tramos de tubería. Si no es posible cumplir con los requerimientos de API 1104 al probar la soldadura, es posible establecer la soldabilidad realizando pruebas químicas para detectar carbono y manganeso (consulte el párrafo 823.2.3) y procediendo de acuerdo con las disposiciones del Código para calderas y recipientes a presión (BPV), Sección IX. La cantidad de pruebas químicas deberá ser igual a la requerida para las pruebas de soldadura circunferencial indicadas anteriormente.

(f) *Defectos superficiales.* Deberán examinarse todas las tuberías en busca de estrías, ranuras y abolladuras, y se deberán calificar de acuerdo con las disposiciones del párrafo 841.2.4.

(g) *Determinación del límite de fluencia.* Cuando se desconoce la resistencia a la tracción, la elongación o el límite de fluencia mínimo de la tubería especificados por el fabricante y no se llevan a cabo pruebas físicas, el límite de fluencia mínimo para el diseño deberá considerarse como no más de 24,000 psi (165 MPa). De manera alternativa, las propiedades de tracción pueden establecerse de la siguiente manera:

(1) Llevar a cabo todas las pruebas de tracción establecidas por API 5L, excepto que la cantidad de las pruebas deberá ser la que se indica en la Tabla 817.1.3-1.

(2) Todas las probetas de ensayo deberán seleccionarse aleatoriamente.

(3) Si la relación fluencia-tracción es mayor que 0.85, la tubería no deberá utilizarse excepto según se dispone en el párrafo 817.1.2.

(h) *Valor de S.* Para las tuberías con especificaciones desconocidas, el límite de fluencia, que se utilizará como S en la fórmula del párrafo 841.1.1, en lugar del límite de fluencia mínimo especificado, será 24,000 psi (165 MPa) o se determinará de la siguiente manera.

Determine el valor promedio de todas las pruebas de límite de fluencia para un lote uniforme. El valor de S se considerará como el menor de los siguientes:

(1) el 80 % del valor promedio de las pruebas de límite de fluencia

(2) el valor mínimo de cualquier prueba de límite de fluencia, pero siempre que en ningún caso se considere S como mayor que 52,000 psi (359 MPa)

(i) *Prueba hidrostática.* Para las tuberías nuevas o usadas con especificaciones desconocidas y todas las

tuberías usadas, cuya resistencia se vea afectada por corrosión u otro tipo de deterioro, se deberá volver a realizar una prueba hidrostática tramo por tramo con pruebas como las realizadas en fábrica o en el campo después de la instalación antes de la puesta en servicio. La presión de prueba utilizada deberá establecer la máxima presión de funcionamiento admisible, sujeta a las limitaciones que se describen en el párrafo 841.1.3.

(j) *Control y detención de fracturas.* Si no se llevaron a cabo pruebas de tenacidad a la fractura de acuerdo con el párrafo 841.1.2, no deberán utilizarse tuberías de acero no identificadas ni tuberías nuevas o usadas con especificaciones desconocidas para las siguientes aplicaciones:

(1) en los casos en los que el esfuerzo circunferencial de funcionamiento supera el 40 % del límite de fluencia mínimo (MYS) para tuberías NPS 16 o mayores

(2) en los casos en los que el esfuerzo circunferencial de funcionamiento supera el 72 % del límite de fluencia mínimo especificado (SMYS) para tuberías de tamaños menores de NPS 16 (ubicaciones Clase 1, División 1)

(3) en los casos en los que la temperatura de diseño mínima es inferior a -20°F (-29°C)

817.2 Reutilización de tubería de hierro dúctil

817.2.1 Nivel de servicio equivalente. Se permite la extracción de una porción de una línea existente cuyas especificaciones son desconocidas y la reutilización de la tubería en la misma línea, o en una línea que funcione a la misma presión o a una presión inferior, siempre y cuando una inspección minuciosa indique que la tubería está en buen estado, permite la conformación de juntas estancas y tiene un espesor de pared neto real igual o mayor que los requerimientos del párrafo 842.1.1(d). Deberá hacerse una prueba en busca de fugas en la tubería de acuerdo con el párrafo 841.3.4 u 841.3.5.

817.2.2 Especificaciones conocidas. Las tuberías usadas con especificaciones conocidas podrán reutilizarse de acuerdo con las disposiciones y especificaciones del párrafo 842.1, siempre y cuando una inspección minuciosa indique que la tubería está en buen estado y permite la conformación de juntas herméticas.

817.3 Reutilización de la tubería de plástico

(16)

Los tubos y las tuberías de plástico con dimensiones y especificaciones conocidas que se hayan usado en el servicio de gas natural solo podrán reutilizarse si se cumplen todas las siguientes condiciones:

(a) Cumple con los requerimientos de ASTM D2513 o ASTM F2945 para tubos o tuberías termoplásticos nuevos, o ASTM D2517 para tuberías termoestables nuevas.

(b) Una investigación minuciosa indica que está libre de defectos visibles.

(c) Se instala y se prueba de acuerdo con los requerimientos de este Código para las tuberías nuevas.

Capítulo II Soldadura

820 SOLDADURA

821 GENERAL

821.1 Requerimientos generales

Este Capítulo aborda la soldadura de juntas de tuberías de acero fundido y forjado, y cubre las juntas con soldadura a tope y de filete en tuberías, válvulas, bridas y acoples, y las soldaduras de filete en ramales de tuberías, bridas deslizables, acoples para soldar a enchufe, etc., cuando se aplican en gasoductos y conexiones a aparatos o equipos. Cuando las válvulas o los equipos se suministran con extremos para soldar aptos para soldar directamente a un gasoducto, los procedimientos de diseño, composición, soldadura y alivio del esfuerzo deben ser tales que no se produzcan daños significativos como resultado de la operación de soldadura o alivio del esfuerzo. Este Capítulo no se aplica a la soldadura de la costura durante la fabricación de la tubería.

821.2 Procesos de soldadura

La soldadura puede llevarse a cabo mediante cualquier proceso o combinación de procesos que produzcan soldaduras que cumplan con los requerimientos de calificación de procedimientos de este Código. Las soldaduras pueden realizarse mediante soldadura de posición o soldadura por rodillo, o una combinación de ambos métodos.

821.3 Procedimiento de soldadura

Antes de soldar cualquier tubería, componente de tubería u otro equipo relacionado cubierto por este Código, se deberá establecer y calificar un procedimiento de soldadura. Cada soldador u operador de soldadura deberá estar calificado para el procedimiento establecido antes de llevar a cabo la soldadura de cualquier tubería, componente de tubería u otro equipo relacionado que se instale de acuerdo con este Código.

821.4 Aceptación de la soldadura

Se utilizarán las normas de aceptabilidad para la soldadura de sistemas de tuberías que deban funcionar con niveles de esfuerzo circunferencial del 20 % o más del límite de fluencia mínimo especificado tal como se establecen en API 1104.

821.5 Calificaciones de la soldadura

Todo trabajo de soldadura que se realice de acuerdo con este Código se llevará a cabo según la norma a la que se hace referencia en el párrafo 823.1.1 u 823.2.1, según corresponda.

821.6 Seguridad en la soldadura

Antes de soldar en el interior de una estructura o un área que contenga instalaciones de gas, o alrededor de esta, se deberá realizar una verificación minuciosa para determinar la posible presencia de una mezcla de gas combustible. La soldadura deberá comenzar solo cuando se indique que las condiciones son seguras.

821.7 Términos de soldadura

Las definiciones que corresponden a la soldadura según se utilizan en este Código se ajustan a las definiciones estándar establecidas por la American Welding Society (Sociedad Estadounidense de Soldadura) y contenidas en AWS A3.0.

822 PREPARACIÓN PARA LA SOLDADURA

822.1 Soldaduras a tope

(a) Algunas preparaciones de extremos aceptables se muestran en el Apéndice obligatorio I, figura I-4.

(b) La figura I-5 del Apéndice obligatorio I muestra preparaciones de extremos aceptables para la soldadura a tope de piezas que tienen un espesor desigual, un límite de fluencia desigual o ambos.

822.2 Soldaduras de filete

Las dimensiones mínimas para las soldaduras de filete que se utilizan para conectar bridas deslizantes y para juntas soldadas a enchufe se muestran en el Apéndice obligatorio I, figura I-6. En el Apéndice obligatorio I, las figuras I-1 e I-2 muestran dimensiones mínimas similares para soldaduras de filete que se utilizan en conexiones de ramales.

822.3 Soldaduras de sello

Los soldadores calificados deberán hacer las soldaduras de sello. Se permite la soldadura de sello de las juntas roscadas, pero no se considerará que las soldaduras de sello contribuyan a la resistencia de las juntas.

823 CALIFICACIÓN DE PROCEDIMIENTOS Y SOLDADORES

823.1 Requerimientos para calificar soldadores en sistemas de tuberías que operan a esfuerzos circunferenciales menores al 20 % del límite de fluencia mínimo especificado

Los soldadores cuyo trabajo se limite a tuberías que operan a niveles de esfuerzo circunferencial menores al 20 % del límite de fluencia mínimo especificado deberán estar calificados según cualquiera de las referencias del párrafo 823.2.1 o de acuerdo con el Apéndice obligatorio G.

823.2 Requerimientos para calificar procedimientos y soldadores en sistemas de tuberías que operan a esfuerzos circunferenciales del 20 % o más del límite de fluencia mínimo especificado

- (16) **823.2.1 Normas de calificación.** Los procedimientos de soldadura y los soldadores que trabajen en gasoductos nuevos y fuera de servicio deberán estar calificados según la Sección IX del Código para calderas y recipientes a presión (BPV) o API 1104. Para soldadura en servicio, los procedimientos de soldadura y los soldadores deberán estar calificados según el Apéndice B de API 1104. Los procedimientos calificados en virtud del Apéndice B son adecuados para la reparación de depósitos de material de soldadura, siempre y cuando los procedimientos sean adecuados para el resto del espesor de pared al que se aplicarán.

823.2.2 Tuberías de estaciones de compresión. Cuando los soldadores calificados en virtud de API 1104 trabajen en tuberías de estaciones de compresión, su calificación deberá estar basada en los requerimientos de las pruebas mecánicas destructivas de API 1104.

823.2.3 Variables para la calificación separada de soldadores. Las referencias que se proporcionan en el párrafo 823.2.1 contienen secciones tituladas "Variables esenciales" que pueden aplicarse a la calificación de los soldadores. Estas referencias deberán respetarse, excepto que para los fines de este Código, se considera que todos los aceros al carbono con un contenido de carbono que no supere el 0.32 %, según el análisis de colada, y de un equivalente del carbono ($C + \frac{1}{4} Mn$) que no supere el 0.65 % según el análisis de colada se encuentran incluidos dentro de la agrupación de materiales P-N.º 1. Los aceros de aleación que se haya demostrado que tienen características de soldabilidad similares a las de estos aceros al carbono deberán ser sometidos a soldadura, precalentamiento y alivio de esfuerzos según se prescribe en el presente documento para dichos aceros al carbono. Es posible que haya diferencias significativas en las resistencias de los metales base incluidos dentro de estos materiales P-N.º 1 y, aunque no es una variable esencial para la calificación del soldador, es posible que

se requiera una calificación del procedimiento separada de acuerdo con el párrafo 823.2.1.

823.3 Requerimientos de recalificación de soldador

Es posible que se requieran pruebas de recalificación si existe alguna razón específica para cuestionar la capacidad de un soldador o si el soldador no participa de un proceso de soldadura determinado durante 6 meses o más. Todos los soldadores deberán recalificarse al menos una vez por año.

823.4 Registros de calificación

Deberán mantenerse registros de las pruebas que establecen la calificación de un procedimiento de soldadura durante el tiempo que se utilice dicho procedimiento. La empresa operadora o el contratista deberán mantener, durante la duración de la construcción, un registro de los soldadores calificados en el que se indiquen las fechas y los resultados de las pruebas.

824 PRECALENTAMIENTO

824.1 Aceros al carbono

Los aceros al carbono con un contenido de carbono que supere el 0.32 % (análisis del acero en la cuchara) o de un equivalente del carbono ($C + \frac{1}{4} Mn$) que supere el 0.65 % (análisis del acero en la cuchara) deberán precalentarse a la temperatura indicada por el procedimiento de soldadura. También se requerirá el precalentamiento para los aceros con un menor contenido de carbono o equivalentes del carbono cuando el procedimiento de soldadura indique que la composición química, la temperatura ambiente o del metal, el espesor del material o la geometría del extremo para soldar requieren dicho tratamiento para producir soldaduras satisfactorias.

824.2 Materiales disímiles

Cuando se deben soldar materiales disímiles con diferentes requerimientos de precalentamiento, prevalecerá el material que requiere el mayor precalentamiento.

824.3 Métodos adecuados

El precalentamiento puede llevarse a cabo mediante cualquier método adecuado, siempre y cuando este sea uniforme y la temperatura no descienda por debajo del mínimo prescrito durante las operaciones de soldadura propiamente dichas.

824.4 Monitoreo temporal

La temperatura de precalentamiento deberá verificarse mediante el uso de crayones indicadores de temperatura, pirómetros con termocupla u otros métodos adecuados para garantizar que se logre la temperatura de precalentamiento requerida antes de la operación de soldadura y que se mantenga durante esta.

825 ALIVIO DE ESFUERZOS

825.1 Aceros al carbono

Las soldaduras en aceros al carbono con un contenido de carbono que supere el 0.32 % (análisis del acero en la cuchara) o de un equivalente del carbono ($C + \frac{1}{4} Mn$) que supere el 0.65 % (análisis del acero en la cuchara) deberán someterse a un alivio de esfuerzos según lo prescribe el Código para calderas y recipientes a presión (BPV), Sección VIII. El alivio de esfuerzos también puede ser recomendable para soldaduras en aceros con un menor contenido de carbono o de un equivalente del carbono cuando existan condiciones adversas que enfrien la soldadura demasiado rápido.

825.2 Espesor de pared

Se deberá llevar a cabo un alivio de esfuerzos en todas las soldaduras de aceros al carbono cuando el espesor nominal de la pared supere $1 \frac{1}{4}$ in (32 mm).

825.3 Espesores de pared diferentes

Cuando la junta soldada conecta piezas de diferentes espesores, pero de materiales similares, el espesor que se utilizará para aplicar las reglas de los párrafos 825.1 y 825.2 deberá ser uno de los siguientes:

- (a) el espesor más grueso de las dos piezas que se unen, medido en la junta para soldar
- (b) el espesor del tramo de tubería o del cabezal en el caso de conexiones de ramales, bridas deslizantes o acoples para soldar a enchufe

825.4 Materiales disímiles

Si cualquiera de los materiales en una soldadura entre materiales disímiles requiere alivio de esfuerzos, la junta requerirá alivio de esfuerzos.

825.5 Conexiones y uniones

Todas las soldaduras de conexiones y uniones deberán someterse a alivio de esfuerzos cuando se requiera que la tubería se someta a este proceso de acuerdo con las reglas del párrafo 825.3, con las siguientes excepciones:

- (a) soldaduras de filete y ranura con un tamaño de pierna que no supere $\frac{1}{2}$ in (13 mm) y que unan conexiones que no sean mayores que el tamaño de tubería NPS 2 (DN 50)
- (b) soldaduras de filete y ranura que no superen el tamaño de ranura de $\frac{3}{8}$ in (10 mm) y que unan miembros de soporte u otros accesorios no sometidos a presión

825.6 Temperatura de alivio de esfuerzos

(a) El alivio de esfuerzos deberá llevarse a cabo a una temperatura de 1,100 °F (593 °C) o superior para los aceros al carbono, y de 1,200 °F (649 °C) o superior para los aceros ferríticos aleados. El rango de temperatura exacto deberá estar establecido en la especificación del procedimiento.

(b) Cuando el alivio de esfuerzos se realice en una junta entre metales disímiles con requerimientos diferentes de alivio de esfuerzos, prevalecerá el material que requiera la mayor temperatura de alivio de esfuerzos.

(c) Las partes calentadas deberán llevarse lentamente hasta la temperatura requerida y deberán mantenerse a esa temperatura durante un período proporcional de, al menos, 1 h/in (1 h/25 mm) de espesor de pared de la tubería, pero que en ningún caso menos de $\frac{1}{2}$ h, y deberá permitirse que se enfríe de manera lenta y uniforme.

825.7 Métodos de alivio de esfuerzos

(a) Calentar la estructura completa como una unidad.

(b) Calentar una sección completa que contenga las soldaduras que deban someterse al alivio de esfuerzos antes de conectarla a otras secciones del trabajo.

(c) Calentar una parte del trabajo, calentando lentamente una banda circunferencial que contenga la soldadura en el centro. El ancho de la banda que se calienta a la temperatura requerida deberá ser, al menos, 2 in (51 mm) mayor que el ancho del refuerzo de la soldadura. Se debe tener cuidado para obtener una temperatura uniforme alrededor de la circunferencia completa de la tubería. La temperatura deberá disminuir gradualmente hacia el exterior desde los bordes de la banda.

(d) Es posible realizar el alivio de esfuerzos localmente de ramales u otras conexiones soldadas para las cuales se requiera este proceso, calentando una banda circunferencial alrededor de la tubería sobre la que el ramal o la unión está soldada con la unión en el medio de la banda. El ancho de la banda deberá ser, al menos, 2 in (51 mm) mayor que el diámetro de la soldadura que une el ramal o la unión al cabezal. La banda completa deberá calentarse hasta la temperatura requerida y deberá mantenerse a dicha temperatura durante el tiempo especificado.

825.8 Equipos para alivio de esfuerzos local

(a) El alivio de esfuerzos puede lograrse mediante inducción eléctrica, resistencia eléctrica, quemadores de anillo a combustible, sopletes a combustible u otros medios adecuados de calentamiento, siempre y cuando se alcance y se mantenga una temperatura uniforme durante el alivio de esfuerzos.

(b) La temperatura de alivio de esfuerzos deberá verificarse utilizando pirómetros con termocupla u otros equipos adecuados para garantizar que se cumpla el ciclo de alivio de esfuerzos adecuado.

826 REQUERIMIENTOS DE INSPECCIÓN DE SOLDADURA

826.1 Inspección visual

Una persona calificada con capacitación y experiencia apropiadas debe realizar la inspección visual de las soldaduras.

826.2 Inspección de soldaduras en sistemas de tuberías pensados para funcionar a niveles de esfuerzo circunferencial menores al 20 % del límite de fluencia mínimo especificado

La calidad de las soldaduras debe verificarse visualmente tomando un muestreo, y las soldaduras defectuosas deben repararse o retirarse de la línea.

826.3 Inspección y pruebas de control de calidad de soldaduras en sistemas de tuberías destinados a funcionar a niveles de esfuerzo circunferencial del 20 % o más del límite de fluencia mínimo especificado

(a) La calidad de cada soldadura deberá ser examinada mediante inspección visual.

(b) Además, un porcentaje determinado de las soldaduras deberá analizarse mediante examen radiográfico, pruebas de ultrasonido, pruebas de partículas magnéticas u otros métodos comparables y aceptables de pruebas no destructivas. Se prohíbe el método de prueba no destructiva de trepanado.

La empresa operadora deberá seleccionar de manera aleatoria la siguiente cantidad mínima de soldaduras a tope en campo de la construcción de cada día para su examen. Cada soldadura seleccionada se examinará en toda su circunferencia o se examinará la longitud equivalente de soldaduras si la empresa operadora elige examinar solo una parte de la circunferencia de cada una. Estos mismos porcentajes mínimos deberán examinarse para extremos dobles en cabezas de línea o depósitos de trenes.

- (1) 10 % de las soldaduras en ubicaciones Clase 1.
- (2) 15 % de las soldaduras en ubicaciones Clase 2.
- (3) 40 % de las soldaduras en ubicaciones Clase 3.
- (4) 75 % de las soldaduras en ubicaciones Clase 4.

(5) 100 % de las soldaduras en estaciones de compresión, cruces de ríos principales o navegables, cruces de carreteras principales y cruces de ferrocarriles, si fuera práctico, pero en ningún caso menos del 90 %. Todas las soldaduras de conexión que no se hayan sometido a una prueba de comprobación de presión deberán examinarse.

(c) Todas las soldaduras inspeccionadas deben cumplir con las normas de aceptabilidad de API 1104 o repararse y reinspeccionarse adecuadamente. Los resultados de la inspección se utilizarán para controlar la calidad de las soldaduras.

(d) Cuando se emplee un examen radiográfico, deberá seguirse un procedimiento que cumpla con los requerimientos de API 1104.

(e) Cuando el tamaño de la tubería es menor que NPS 6 (DN 150), o cuando el proyecto de construcción involucra un número tan limitado de soldaduras que una inspección no destructiva sería impráctica, y la tubería debe funcionar a niveles de esfuerzo circunferencial del 40 % o menos del límite de fluencia mínimo especificado, las disposiciones anteriores (b) y (c) no son obligatorias, siempre y cuando las soldaduras se inspeccionen visualmente y un inspector de soldadura calificado las apruebe.

(f) Además de los requerimientos de inspecciones no destructivas que se detallan anteriormente, personal calificado deberá controlar la calidad de las soldaduras de manera continua.

827 REPARACIÓN O ELIMINACIÓN DE SOLDADURAS DEFECTUOSAS EN TUBERÍAS DESTINADAS A FUNCIONAR A NIVELES DE ESFUERZO CIRCUNFERENCIAL DEL 20 % O MÁS DEL LÍMITE DE FLUENCIA MÍNIMO ESPECIFICADO

Las soldaduras defectuosas deben repararse o eliminarse. Si se realiza una reparación, esta deberá estar en conformidad con API 1104. Los soldadores que realicen reparaciones deberán estar calificados de acuerdo con el párrafo 823.2.

Capítulo III

Componentes y detalles de fabricación del sistema de tuberías

830 COMPONENTES Y DETALLES DE FABRICACIÓN DEL SISTEMA DE TUBERÍAS

830.1 General

(a) El propósito de este Capítulo es brindar un conjunto de normas para los sistemas de tuberías que cubra lo siguiente:

(1) especificaciones y selección de todos los ítems y accesorios que son parte del sistema de tuberías además de las tuberías propiamente dichas

(2) métodos aceptables para realizar conexiones de ramales

(3) disposiciones para tratar los efectos de los cambios de temperatura

(4) métodos aprobados para el soporte y anclaje de sistemas de tuberías expuestos y enterrados

(b) Este Capítulo no incluye lo siguiente:

(1) materiales de tuberías (consulte el Capítulo I)

(2) procedimientos de soldadura (consulte el Capítulo II)

(3) diseño de las tuberías (consulte el Capítulo IV)

(4) instalación y prueba de sistemas de tuberías (consulte el Capítulo IV)

(5) condiciones especiales para aplicaciones en alta mar (consulte el Capítulo VIII)

(6) condiciones especiales para aplicaciones con gas sulfuroso (consulte el Capítulo IX)

831 COMPONENTES DEL SISTEMA DE TUBERÍAS

Todos los componentes de los sistemas de tuberías, incluidas las válvulas, las bridas, los cabezales, los ensamblajes especiales, etc., deberán diseñarse de acuerdo con los requerimientos aplicables de esta sección y con las prácticas de ingeniería reconocidas para soportar las presiones de funcionamiento y otras cargas especificadas.

Se seleccionarán componentes que puedan soportar las condiciones de diseño, funcionamiento y prueba del sistema en el que el componente se utilizará sin fallas ni fugas, y sin afectar su capacidad de servicio.

831.1 Válvulas y dispositivos de reducción de presión

831.1.1 Válvulas sin rosca. Las válvulas deberán cumplir con las normas y especificaciones a las que se hace referencia en este Código y se utilizarán solo de acuerdo con las recomendaciones de servicio del fabricante.

(a) Pueden utilizarse válvulas fabricadas de acuerdo con las siguientes normas:

API 6A	Especificación para equipos de cabezal de pozo y árboles de conexiones
API 6D/ISO 14313	Especificación para válvulas de gasoductos
ASME B16.33	Válvulas metálicas manuales de gas que deben utilizarse en sistemas de tuberías de gas de hasta 175 psi (tamaños NPS ½ hasta NPS 2)
ASME B16.34	Válvulas — Bridadas, roscadas y con extremo para soldar
ASME B16.38	Válvulas metálicas grandes para distribución de gas: manuales, NPS 2 ½ (DN 65) a NPS 12 (DN 300), 125 psig (8.6 bar) máximo
ASME B16.40	Válvulas y cierres de gas termoplásticos manuales en sistemas de distribución de gas
MSS SP-70	Válvulas de compuerta de fundición gris, extremos bridados y roscados
MSS SP-71	Válvulas de retención de clapeta de fundición gris, extremos bridados y roscados
MSS SP-78	Válvulas tipo tapón de fundición gris, extremos bridados y roscados

(b) Las válvulas que tienen componentes del cuerpo (carcasa, sombrerete, cubierta o brida de extremo) fabricados con hierro dúctil fundido de acuerdo con ASTM A395 y con dimensiones que cumplen con ASME B16.1, ASME B16.33, ASME B16.34, ASME B16.38, ASME B16.40 o API 6D/ISO 14313 pueden usarse a presiones que no superen el 80 % de los regímenes de presión para válvulas de acero comparables a la temperatura indicada, siempre y cuando la presión no supere las 1,000 psig (6 900 kPa) y no se emplee soldadura en ningún componente de hierro dúctil en la fabricación de los cuerpos de las válvulas o su ensamblaje como parte del sistema de tuberías.

(c) Las válvulas que tienen componentes del cuerpo fabricados con hierro fundido no se deberán usar en componentes de tuberías de gas para estaciones de compresión.

831.1.2 Válvulas roscadas. Las válvulas roscadas deberán tener una rosca de acuerdo con ASME B1.20.1, API 5L o API 6A.

831.1.3 Dispositivos de reducción de presión. Los dispositivos de reducción de presión deberán cumplir con los requerimientos de este Código para las válvulas en condiciones de servicio comparables.

831.2 Bridas

831.2.1 Tipos y caras de bridas

(a) Las dimensiones y las perforaciones para todas las bridas de línea o de extremo deberán cumplir con una de las siguientes normas:

ASME B16.1	Bridas y accesorios bridados para tuberías de fundición gris: Clases 25, 125 y 250
ASME B16.5	Bridas y accesorios bridados para tuberías: NPS ½ a NPS 24, norma métrica/en pulgadas
ASME B16.24	Accesorios bridados y bridas para tuberías de aleación de cobre fundido: Clases 150, 300, 600, 900, 1500 y 2500
ASME B16.42	Bridas y accesorios bridados para tuberías de hierro dúctil: Clases 150 y 300
ASME B16.47	Bridas de acero de diámetro grande: NPS 26 a NPS 60, norma métrica/ en pulgadas
ASME B31.8, Apéndice obligatorio I, tabla I-1	Bridas ligeras
MSS SP-44	Bridas de acero para gasoductos

Se permiten bridas fundidas o forjadas de manera integral con la tubería, los acoples o las válvulas en los tamaños y las clases de presión cubiertos por las normas indicadas anteriormente y sujetas a los requerimientos de caras, empernado y empaquetaduras de este párrafo y los párrafos 831.2.2 y 831.2.3.

(b) Se permiten las bridas compañeras roscadas que cumplan con el grupo B16 de normas de ASME en los tamaños y las clases de presión cubiertos por estas normas.

(c) Se permiten bridas traslapadas en los tamaños y las clases de presión establecidos en ASME B16.5.

(d) Se permiten bridas deslizantes para soldar en los tamaños y las clases de presión establecidos en ASME B16.5. Las bridas deslizantes de sección rectangular pueden sustituirse por bridas deslizantes acampanadas, siempre y cuando se aumente el espesor según sea necesario para producir una resistencia equivalente

como se determine por los cálculos realizados de acuerdo con la Sección VIII del Código para calderas y recipientes a presión (BPV).

(e) Se permiten las bridas de cuello para soldar en los tamaños y las clases de presión establecidos en ASME B16.5, ASME B16.47 y MSS SP-44. El diámetro interior de la brida debe corresponderse con el diámetro interior de la tubería que se usa. Para conocer el tratamiento permisible de extremos para soldar, consulte el Apéndice obligatorio I, figura I-5.

(f) Las bridas de hierro fundido, hierro dúctil y acero deberán tener caras de contacto con un acabado de acuerdo con MSS SP-6.

(g) Las bridas no ferrosas deberán tener caras de contacto con un acabado de acuerdo con ASME B16.24.

(h) Las bridas compañeras roscadas o integrales de hierro fundido Clase 25 y 125 pueden usarse con una empaquetadura de cara completa o una empaquetadura de anillo plano que se extienda hasta el borde interior de los orificios para pernos. Cuando se utiliza una empaquetadura de cara completa, los pernos pueden ser de acero aleado (ASTM A193). Cuando se utiliza una empaquetadura de anillo, los pernos deberán ser de acero al carbono, equivalente a ASTM A307 Grado B, sin tratamiento térmico que no sea el alivio de esfuerzos.

(i) Al empernar entre sí dos bridas compañeras de hierro fundido roscadas o integrales Clase 250 con caras elevadas de 1/16 in (1.6 mm), los pernos deberán ser de acero al carbono equivalente a ASTM A307 Grado B, sin tratamiento térmico que no sea el alivio de esfuerzos.

(j) Las bridas de acero Clase 150 pueden unirse con pernos a bridas de hierro fundido Clase 125. Cuando se utiliza dicha construcción, la cara elevada de 1/16 in (1.6 mm) de la brida de acero deberá eliminarse. Cuando se empernan estas bridas entre sí utilizando una empaquetadura de anillo que se extienda hasta el borde interior de los orificios para pernos, los pernos deberán ser de acero al carbono, equivalente a ASTM A307 Grado B, sin tratamiento térmico que no sea el alivio de esfuerzos. Cuando se empernan estas bridas entre sí utilizando una empaquetadura de cara completa, los pernos pueden ser de acero aleado (ASTM A193).

(k) Las bridas de acero Clase 300 pueden unirse con pernos a bridas de hierro fundido Clase 250. Cuando se utiliza esta construcción, los pernos deberán ser de acero al carbono, equivalente a ASTM A307 Grado B, sin tratamiento térmico que no sea el alivio de esfuerzos. Las buenas prácticas indican que la cara elevada de la brida de acero debe eliminarse, pero, en este caso, los pernos también deberán ser de acero al carbono equivalente a ASTM A307 Grado B.

(l) Las bridas de cuello para soldar de acero forjado con un diámetro exterior y una perforación igual a la indicada en ASME B16.1, pero con un espesor de brida, dimensiones de acampanado y detalles especiales de las caras modificados pueden utilizarse para empernar bridas de hierro fundido de cara plana y pueden operar

con los regímenes de presión-temperatura presentados en ASME B16.1 para las bridas de tuberías de hierro fundido Clase 125, siempre y cuando se cumpla lo siguiente:

(1) el espesor de brida mínimo, T , no es menor que el especificado en el Apéndice obligatorio I para bridas ligeras

(2) las bridas se utilizan con empaquetaduras de cara completa no metálicas que se extienden hasta la periferia de la brida

(3) se comprobó mediante prueba que el diseño de la junta es adecuado para los regímenes

(m) Las bridas de hierro dúctil deberán cumplir con los requerimientos de ASME B16.42. Los requerimientos para las juntas con bridas de hierro dúctil deberán ser los mismos que para las bridas de acero al carbono y de baja aleación que se especifican en el párrafo 831.2.2.

831.2.2 Pernos

(a) Para todas las juntas con bridas, los pernos o los espárragos utilizados deberán extenderse completamente a través de las tuercas.

(b) Para todas las juntas con bridas además de las descritas en los párrafos 831.21(h) a (k), los pernos deberán ser de acero aleado, de acuerdo con ASTM A193, ASTM A320 o ASTM A354, o de acero al carbono tratado térmicamente, de acuerdo con ASTM A449. Sin embargo, los pernos para bridas ASME B16.5, Clases 150 y 300 a temperaturas entre -20°F y 400°F (entre -29°C y 204°C) pueden estar hechos de material ASTM A307 Grado B.

(c) Debe usarse un material de pernos de acero aleado que cumpla con ASTM A193 o ASTM A354 para bridas de aislamiento si dichos pernos se fabrican con un tamaño $\frac{1}{8}$ in (3.2 mm) menor.

(d) Los materiales que se usan para las tuercas deberán cumplir con ASTM A194 y ASTM A307. Las tuercas ASTM A307 solo pueden usarse con pernos ASTM A307.

(e) Todos los pernos y espárragos de acero al carbono y acero aleado y sus tuercas deberán estar roscados de acuerdo con las siguientes series de roscas y clases de dimensiones según los requerimientos de ASME B1.1.

(1) *Acero al carbono.* Todos los pernos y espárragos de acero al carbono deberán tener roscas gruesas con dimensiones Clase 2A, y sus tuercas deberán tener dimensiones Clase 2B.

(2) *Acero aleado.* Todos los pernos y espárragos de acero aleado con diámetro nominal de 1 in (25 mm) o menor deberán pertenecer a la serie de rosca gruesa. Los que tengan diámetros nominales de $1\frac{1}{8}$ in (29 mm) o mayores deberán ser de la serie de roscas 8 (8 roscas cada 25.4 mm). Los pernos y espárragos deberán tener dimensiones Clase 2A, y sus tuercas deberán tener dimensiones Clase 2B.

(f) Los pernos deberán tener cabezas hexagonales pesadas o cabezas cuadradas regulares estándares de ASME y deberán tener tuercas hexagonales pesadas

estándares de ASME que cumplan con las dimensiones indicadas en ASME B18.2.1 y ASME B18.2.2.

(g) Pueden utilizarse tuercas cortadas de material de barra, de manera tal que el eje sea paralelo a la dirección de giro de la barra, en todos los tamaños para juntas en las que una de las bridas, o ambas, sean de hierro fundido, y para juntas con bridas de acero en las que la presión no supere las 250 psig (1 720 kPa). Estas tuercas no se utilizarán para juntas en las que ambas bridas sean de acero y la presión supere las 250 psig (1 720 kPa); estas limitaciones no se aplican para los tamaños de tuerca de $\frac{1}{2}$ in (12.7 mm) o menores.

831.2.3 Empaquetaduras

(a) General

(1) Los materiales de las empaquetaduras deberán mantener su capacidad de servicio una vez instaladas y expuestas a los gases y fluidos que contiene el sistema de tuberías.

(2) ASME B16.20 y ASME B16.21 son normas que brindan pautas sobre las empaquetaduras y los materiales aplicables.

(b) Presión

(1) Las empaquetaduras deberán estar hechas de materiales adecuados para el diseño y las presiones de prueba de los sistemas en donde están instaladas.

(2) Las empaquetaduras metálicas que no sean empaquetaduras metálicas tipo anillo o espiraladas no se deberán usar con bridas ASME Clase 150 o más ligeras. Las empaquetaduras metálicas no se deberán usar para bridas más ligeras que las bridas Clase 150, o cuando se usen pernos ASTM A307 Grado B o equivalentes.

(c) Temperatura

(1) Los materiales de las empaquetaduras deberán mantener las propiedades mecánicas y químicas deseadas en todo el rango de temperaturas al que se expondrán.

(2) Se debe considerar el uso de materiales ignífugos para soportar condiciones de emergencia.

(d) Tipos

(1) El uso de las empaquetaduras metálicas o de camisa metálica (planas o corrugadas) no está limitado por la presión, excepto por lo indicado en (b)(2), siempre y cuando que el material de las empaquetaduras sea adecuado para la temperatura de servicio. Se recomienda usar estos tipos de empaquetaduras con las caras pequeñas macho y hembra o las caras pequeñas de ranura y lengüeta. También se pueden usar bridas de acero con caras solapadas, caras grandes macho y hembra, caras grandes de ranura y lengüeta o cara realzada.

(2) Las empaquetaduras de cara completa se deben usar con todas las bridas de bronce (o aleación de cobre) y con bridas de hierro fundido Clase 25 y Clase 125. Las empaquetaduras de anillo plano con un diámetro exterior que se extiende hacia el interior de los orificios para pernos se pueden usar con bridas de hierro fundido, con bridas de acero de caras realzadas

o con bridas de acero solapadas, siempre y cuando se cumplan los requerimientos de empernado de ASME B16.5, párrafo 5.3.5.

(3) Para que las bridas de acero garanticen una compresión de unidad mayor en la empaquetadura, se pueden usar empaquetaduras metálicas de un ancho menor que la cara macho completa de la brida con caras realzadas, caras solapadas o caras grandes macho y hembra. El ancho de la empaquetadura para las juntas macho y hembra pequeñas o para las juntas de ranura y lengüeta deberán ser igual al ancho de la cara macho o de lengüeta.

(4) Los anillos de las juntas de anillo deberán tener las dimensiones establecidas en ASME B16.20. El material de esos anillos deberá ser adecuado para las condiciones de servicio presentes y deberá ser más blando que las bridas.

(5) *Empaquetaduras especiales.* Las empaquetaduras especiales, incluidas las empaquetaduras aislantes, se pueden usar siempre y cuando sean adecuadas para las temperaturas, las presiones, la composición del gas, los fluidos y otras condiciones a las que puedan estar sujetas.

831.3 Acoples que no sean válvulas y bridas

(16) 831.3.1 Acoples estándares

(a) El espesor mínimo del metal de los acoples bridados o roscados no deberá ser inferior al especificado para las presiones y temperaturas en las normas ASME aplicables o en la práctica estándar de MSS.

(b) Los acoples de acero para soldar a tope deberán cumplir con ASME B16.9 o MSS SP-75 y deberán tener regímenes de presión y temperatura según los esfuerzos para la tubería del mismo material o equivalente. Para que el diseño del acople sea adecuado, la resistencia al estallido real de los acoples deberá ser, al menos, igual a la resistencia al estallido calculada de la tubería del material designado y espesor de la pared. No se requiere la prueba hidrostática de fábrica de los acoples de acero para soldar a tope hechos en fábrica, pero todos estos acoples deberán ser capaces de soportar una presión de prueba en campo equivalente a la presión de prueba establecida por el fabricante, sin fallas o fugas y sin afectar su capacidad de servicio.

(c) Las curvaturas por inducción para soldar a tope de acero conformado en fábrica o las curvaturas en caliente deben cumplir con ASME B16.49.

(d) Los acoples de acero para soldadura a enchufe deberán cumplir con ASME B16.11.

(e) Los acoples bridados de hierro dúctil deberán cumplir con los requerimientos de ASME B16.42 o ANSI A21.14.

(f) Los acoples termoplásticos deberán cumplir con ASTM D2513 o ASTM F2945.

(g) Los acoples de plástico termoestable reforzado deben cumplir con ASTM D2517.

831.3.2 Acoples especiales. Cuando se requieren acoples especiales fundidos, forjados, conformados o soldados para dimensiones que son diferentes a las de las formas regulares especificadas en las normas aplicables ASME y MSS, se deberán aplicar las disposiciones del párrafo 831.3.6.

831.3.3 Conexiones de ramales

(a) Las conexiones de ramales soldadas en tuberías de acero deben cumplir con los requerimientos de diseño de los párrafos 831.4 y 831.5.

(b) Las derivaciones roscadas en la tubería de hierro fundido para las conexiones de ramales están permitidas sin refuerzo para un tamaño que no sea mayor que el 25 % del diámetro nominal de la tubería. Sin embargo, en los lugares en donde las condiciones climáticas de servicio o las condiciones del suelo crean cargas externas anormales o inusuales en las tuberías de hierro fundido, solo se permiten derivaciones roscadas no reforzadas para las conexiones de ramales en las tuberías de hierro fundido NPS 8 (DN 200) y de mayor diámetro siempre que el tamaño de la desviación no sea mayor que el 25 % del diámetro nominal de la tubería.

(c) Las derivaciones roscadas existentes en la tubería de hierro fundido se pueden usar para las conexiones de ramales de reemplazo cuando una inspección cuidadosa muestra que no hay grietas u otro tipo de deterioro en la línea principal inmediatamente alrededor de la abertura.

(d) Las derivaciones roscadas en la tubería de hierro dúctil están permitidas sin refuerzo para un tamaño que no sea mayor que el 25 % del diámetro nominal de la tubería, excepto las derivaciones de 1 ¼ in (DN 32) que están permitidas en la tubería NPS 4 (DN 100) que tiene un espesor nominal de pared de no menos de 0.380 in (9.65 mm).

(e) Los acoples mecánicos se pueden usar para realizar derivaciones sobre tubería en carga en gasoductos y líneas principales, siempre y cuando estén diseñados para las condiciones de operación del gasoducto o línea principal y sean adecuados para ese propósito.

831.3.4 Aberturas para el equipo de control de gas en la tubería de hierro fundido. Las derivaciones roscadas que se usan para el equipo de control de gas en la tubería de hierro fundido (es decir, obturación con balón de una sección de la línea principal) están permitidas sin refuerzo para un tamaño que no sea mayor que el 25 % del diámetro nominal de la tubería, excepto las derivaciones de 1 ¼ in (DN 32) que están permitidas en la tubería NPS 4 (DN 100). Las derivaciones más grandes que aquellas permitidas arriba deberán usar una camisa de refuerzo.

831.3.5 Componentes especiales fabricados mediante soldadura

(a) Esta sección cubre componentes del sistema de tubería además de los ensamblajes formados por la tubería y los acoples unidos mediante soldaduras circunferenciales.

(b) Todas las soldaduras se deberán realizar usando procedimientos y operadores que estén calificados de acuerdo con los requerimientos de la sección 823.

(c) Las conexiones de ramales deberán cumplir con los requerimientos de diseño de los párrafos 831.4, 831.5 y 831.6.

(d) Las unidades prefabricadas, además de los acoples para soldar a tope fabricados regularmente, que usan placas y costuras longitudinales a diferencia de la tubería que se produce y prueba bajo una de estas especificaciones mencionadas en este Código, deberán estar diseñadas, construidas y probadas según los requerimientos del Código para calderas y recipientes a presión (BPV). Los requerimientos del Código BPV no tienen como fin aplicarse a ensamblajes parciales como los anillos partidos o collares u otros detalles soldados en campo.

(e) Cada unidad prefabricada producida bajo esta sección del Código deberá soportar con éxito una prueba de presión sin fallas, fugas, estrés o deformación, además de la deformación elástica a una presión igual a la presión de prueba del sistema en el que se instala, ya sea antes de la instalación o durante la prueba del sistema. Cuando esas unidades se deban instalar en sistemas existentes, se deberán someter a pruebas de presión antes de la instalación, si es posible. De lo contrario, deberán soportar una prueba de fugas a la presión de funcionamiento de la línea.

831.3.6 Diseño de presión de otros componentes que contienen presión. Los componentes que contienen presión, que no están cubiertos por las normas del Apéndice obligatorio A, y para los que no se dan ecuaciones o procedimientos de diseño en el presente documento se pueden usar en aquellos casos en donde el diseño de componentes con forma, proporción y tamaño similares ha probado de manera satisfactoria un desempeño exitoso en condiciones de servicio comparables. (Se puede hacer la interpolación entre componentes de formas similares con pequeñas diferencias en tamaño o proporción). Ante la ausencia de experiencia de ese servicio, el diseño de presión se deberá basar en un análisis consistente con la filosofía de diseño general incluida en este Código y deberá estar respaldado por, al menos, uno de los siguientes puntos:

(a) pruebas de comprobación, según se describe en UG-101 de la Sección VIII, División 1 del Código para calderas y recipientes a presión (BPV)

(b) análisis de esfuerzo experimental, según se describe en el Anexo 5.F de la Sección VIII, División 2 del Código BPV

(c) cálculos de ingeniería

831.3.7 Cierres

(a) *Cierres de apertura rápida.* Un cierre de apertura rápida es un componente que contiene presión (consulte el párrafo 831.3.6), que se usa para el acceso repetido al interior de un sistema de tuberías. Este Código no tiene

como fin imponerle los requerimientos de un método de diseño específico al diseñador o fabricante de un cierre de apertura rápida.

Los cierres de apertura rápida deberán tener regímenes de presión y temperatura iguales o superiores a los requerimientos de diseño del sistema de tuberías al que se conectan.

Los cierres de apertura rápida deberán estar equipados con dispositivos de bloqueo de seguridad de acuerdo con la Sección VIII, División I, UG-35.2 del Código BPV.

La preparación de los extremos para soldar deberá ser de acuerdo con el Apéndice obligatorio I, figura I-4.

(b) *Acoples de cierre.* Los acoples de cierre que, generalmente, se denominan “tapas de soldadura” deben estar diseñados y fabricados de acuerdo con ASME B16.9 o MSS SP-75. [Consulte el párrafo 831.3.1(b).]

(c) *Cabezas de cierre.* Los cabezas de cierre, como los planos, elipsoidales [aparte de los nombrados en (b)], esféricos o cónicos, se pueden usar conforme a este Código. Estos ítems pueden estar diseñados conforme a la Sección VIII, División 1 del Código BPV. En el caso de los cabezas de cierre que no están diseñados según la Sección VIII, División 1 del Código BPV, los esfuerzos máximos admisibles para los materiales usados en estos cabezas de cierre deberán establecerse según las disposiciones de la sección 841 y no deberán superar el nivel de esfuerzo circunferencial del 60 % del límite de fluencia mínimo especificado (SMYS).

Si se usan soldaduras en la fabricación de estos cabezas, se deberán inspeccionar de acuerdo con las disposiciones de la Sección VIII, División 1 del Código BPV.

Los cabezas de cierre deberán tener regímenes de presión y temperatura iguales o superiores al requerimiento de diseño del sistema de tubería al que están conectados.

(d) *Cierres fabricados.* Están prohibidos los tapones ciegos y las reducciones piel de naranja a presión en los sistemas que funcionan a niveles de esfuerzo circunferencial del 20 % o más del límite de fluencia mínimo especificado del material de la tubería. Las colas de pescado y los cierres planos están permitidos en una tubería NPS 3 (DN 75) y menor, que funciona a menos de 100 psi (690 kPa). Las colas de pescado están prohibidas en tuberías mayores que NPS 3 (DN 75). Los cierres planos en una tubería mayor que NPS 3 deberán estar diseñados de acuerdo con la Sección VIII, División 1 del Código BPV. [Consulte (c)].

(e) *Conexiones empernadas de bridas ciegas.* Las conexiones empernadas de bridas ciegas deberán cumplir con el párrafo 831.2.

831.4 Refuerzo de conexiones de ramales soldadas

831.4.1 Requerimientos generales. Todas las conexiones de ramales soldadas deberán cumplir con los siguientes requerimientos:

(16)

(a) Cuando las conexiones de ramales se realizan en una tubería en la forma de una sola conexión o en un cabezal o distribuidor como una serie de conexiones, el diseño debe ser el adecuado para controlar los niveles de esfuerzo en la tubería dentro de los límites seguros. La construcción se deberá adaptar a los esfuerzos en la pared restante de la tubería debido a la abertura en la tubería o cabezal, los esfuerzos de corte producidos por la presión que actúa sobre el área de la abertura del ramal y cualquier carga externa debido al movimiento térmico, peso, vibración, etc. Los siguientes párrafos proporcionan reglas de diseño para las combinaciones usuales de las cargas arriba mencionadas, excepto por las cargas externas excesivas.

(b) El refuerzo requerido en la sección de bifurcación de una conexión de ramal soldada se determinará de acuerdo con la regla de que el área de metal disponible para el refuerzo deberá ser igual o superior al área requerida según se define en este párrafo así como en el Apéndice obligatorio F, figura F-5.

(c) El área de la sección transversal requerida, A_R , se define como el producto de d multiplicado por t :

$$A_R = dt$$

donde

d = la longitud mayor de la abertura terminada en la pared medida del cabezal paralela al eje del tramo o al diámetro interior de la conexión del ramal

t = el espesor nominal de la pared del cabezal requerido según el párrafo 841.1.1 para la presión y temperatura de diseño

Cuando el espesor de la pared de la tubería incluye un margen para la corrosión o erosión, todas las dimensiones usadas se deberán obtener después de que se haya producido la corrosión o erosión anticipada.

(d) El área disponible para el refuerzo deberá ser la suma de

(1) el área de la sección transversal que resulta de cualquier exceso de espesor disponible en el espesor del cabezal sobre el mínimo requerido para el cabezal según se define en (c) y que se encuentra dentro del área de refuerzo como se define en (e)

(2) el área de la sección transversal que resulta de cualquier exceso de espesor disponible en el espesor de la pared del ramal sobre el espesor mínimo requerido para el ramal y que se encuentra dentro del área de refuerzo como se define en (e)

(3) el área de la sección transversal de todo el metal de refuerzo agregado que se encuentra dentro del área de refuerzo, según se define en (e), incluida el área del metal de soldadura sólida que está conectado convencionalmente al cabezal o ramal

(e) El área de refuerzo, que se muestra en el Apéndice obligatorio F, figura F-5, se define como un rectángulo

Tabla 831.4.2-1 Refuerzo de conexiones de ramales soldadas, requerimientos especiales

Relación entre el esfuerzo circunferencial de diseño y el límite de fluencia mínimo especificado en el cabezal	Relación entre el diámetro nominal del ramal y el diámetro nominal del cabezal		
	25 % o menos	Más del 25 % hasta 50 %	Más del 50 %
20 % o menos	(g), (j)	(g), (j)	(h), (j)
Más del 20 % hasta 50 %	(d), (i), (j)	(i), (j)	(h), (i), (j)
Más del 50 %	(c), (d), (e), (j)	(b), (e), (j)	(a), (e), (f), (j)

NOTA GENERAL: Las letras en la tabla corresponden a los subpárrafos del párrafo 831.4.2.

cuya longitud será la distancia, d , a cada lado de la línea central transversal de la abertura terminada y cuyo ancho será la distancia de $2\frac{1}{2}$ veces el espesor de la pared del cabezal a cada lado de la superficie de la pared del cabezal. Sin embargo, en ningún caso deberá extenderse más de $2\frac{1}{2}$ veces el espesor de la pared del ramal desde la superficie exterior del cabezal o del refuerzo, si lo hubiera.

(f) El material de cualquier refuerzo agregado deberá tener un esfuerzo de trabajo máximo admisible por lo menos igual al de la pared del cabezal, excepto el material del esfuerzo admisible más bajo que se puede usar si el área aumenta en relación directa con el esfuerzo admisible para el cabezal y el material de refuerzo, respectivamente.

(g) El material usado para el refuerzo del anillo o asiento puede tener especificaciones que difieren de aquellas de la tubería, siempre que el área de la sección transversal se realice en proporción directa con la resistencia relativa de la tubería y los materiales de refuerzo a las temperaturas de funcionamiento y siempre que tenga las cualidades de soldadura comparables con las de la tubería. No se deberá tener en cuenta la resistencia adicional del material que tiene mayor resistencia que la de la parte que se debe reforzar.

(h) Cuando los anillos o asientos cubren la soldadura entre el ramal y el cabezal, se deberá realizar un orificio de venteo en el anillo o asiento para mostrar la fuga en la soldadura entre el ramal y el cabezal, y para proporcionar ventilación durante las operaciones de soldadura y tratamiento térmico. Los orificios de venteo se deben tapar durante el servicio para evitar que se produzca corrosión de fisura entre la tubería y el miembro de refuerzo, pero no se debe usar material de taponamiento que sea capaz de soportar la presión dentro de la fisura.

(i) El uso de nervaduras o refuerzos no contribuye al refuerzo de la conexión del ramal. Esto no prohíbe el uso de nervaduras o refuerzos para propósitos además del refuerzo, como la rigidización.

(j) El ramal se deberá conectar mediante una soldadura para obtener el espesor total del ramal o

pared del cabezal más una soldadura de filete, W_1 , como se muestra en el Apéndice obligatorio I, figuras I-1 e I-2. Se prefiere usar soldaduras de filete cóncavas para minimizar aún más la concentración del esfuerzo de esquina. El refuerzo del anillo o asiento deberá estar conectado como se muestra en la figura I-2. Cuando no se usa un filete completo, se recomienda que el borde del refuerzo se aligere o se bisele a, aproximadamente, 45 grados para que se fusione con el borde del filete.

(k) Los anillos y asientos de refuerzo se deberán ajustar de manera precisa a las piezas a las que se conectan. Las figuras I-2 y I-3 del Apéndice obligatorio I ilustran algunas formas aceptables del refuerzo.

(l) Las conexiones de ramales conectadas en un ángulo inferior a los 85 grados con respecto al tramo se debilitan progresivamente a medida que el ángulo disminuye. Cada uno de esos diseños se debe estudiar individualmente y se debe proporcionar el refuerzo suficiente para compensar la debilidad inherente de dicha construcción. Está permitido el uso de nervaduras envolventes para sostener las superficies planas o reingresantes y se puede incluir en los cálculos de resistencia. Se le advierte al diseñador que las concentraciones de esfuerzo cerca de los extremos de nervaduras parciales, abrazaderas o refuerzos pueden superar el valor de refuerzo.

831.4.2 Requerimientos especiales. Además de los requerimientos del párrafo 831.4.1, las conexiones de ramales deben cumplir con los requerimientos especiales de los siguientes párrafos tal como se presentan en la Tabla 831.4.2-1:

(a) Se prefiere usar uniones en T de acero conformado con contorno uniforme de diseño probado. Cuando no se pueden usar uniones en T, el miembro de refuerzo deberá extenderse alrededor de la circunferencia del cabezal. Quedan prohibidos los parches, los asientos parciales u otros tipos de refuerzos localizados.

(b) Se prefiere usar uniones en T con contorno uniforme de diseño probado. Cuando no se usan uniones en T, el miembro de refuerzo debe ser del tipo envolvente completo, pero puede ser del tipo parche, tipo asiento o tipo acople de salida de soldadura.

(c) El miembro de refuerzo puede ser del tipo envolvente completo, tipo parche, tipo asiento o tipo acople de salida para soldadura. Los bordes de los miembros de refuerzo deben estar biselados al espesor del cabezal. Se recomienda que las piernas de las soldaduras de filete que unen el miembro de refuerzo con el cabezal no superen el espesor del cabezal.

(d) No es necesario hacer cálculos de refuerzo para las aberturas de 2 in (51 mm) e inferiores en diámetro; sin embargo, se debe tener cuidado de proporcionar la protección adecuada contra vibraciones y otras fuerzas externas a las que estas pequeñas aberturas a menudo están sujetas.

(e) Todas las soldaduras que unen el cabezal, el ramal y el miembro de refuerzo deberán ser equivalentes a

aquellas que aparecen en el Apéndice obligatorio I, figuras I-1, I-2 e I-3.

(f) Los bordes internos de la abertura terminada deberán estar redondeados, siempre que sea posible, con un radio de $\frac{1}{8}$ in (3.2 mm). Si el miembro envolvente es más ancho que el cabezal y se suelda al cabezal, los extremos deberán biselarse al espesor del cabezal y se deberán realizar soldaduras de filete continuas. En el caso de las derivaciones sobre tubería en carga o acoples de taponamiento, use el requerimiento especial (j).

(g) No es obligatorio el refuerzo de aberturas; sin embargo, se puede requerir un refuerzo para los casos especiales que involucren presiones superiores a 100 psig (690 kPa), tuberías de pared delgada o cargas externas fuertes.

(h) Si se requiere un miembro de refuerzo y el diámetro del ramal es tal que un tipo localizado del miembro de refuerzo se extendería alrededor de más de la mitad de la circunferencia del cabezal, se deberá usar un miembro de refuerzo de tipo envolvente completo, independientemente del esfuerzo circunferencial de diseño, o una unión en T de acero conformado con contorno uniforme de diseño probado.

(i) El refuerzo puede ser de cualquier tipo que cumpla con los requerimientos del párrafo 831.4.1.

(j) En el caso de las derivaciones sobre tubería en carga o acoples de taponamiento de las configuraciones tipo unión en T (consulte la figura I-3.1), donde la camisa de refuerzo está presurizada y tiene un espesor mayor que el cabezal, y la aplicación da como resultado una carga adicional como esa de la derivación sobre tubería en carga y equipo de taponamiento, se aplican los siguientes requerimientos:

(1) La dimensión mínima de pierna de la soldadura de filete en los extremos de la camisa deberá ser de $1.0t$ más el espacio observado o medido entre el interior del acople y el exterior de la tubería en la instalación, donde t es el espesor real de la pared de la tubería. Esto dará como resultado una garganta de soldadura efectiva mínima de $0.7t$.

(2) La dimensión máxima de pierna de la soldadura de filete en los extremos deberá ser de $1.4t$ más el espacio observado o medido entre el interior del acople y el exterior de la tubería en la instalación, lo que da como resultado una garganta de soldadura efectiva que no supera $1.0t$.

(3) Si es necesario, los acoples deberán estar ahusados o biselados en sus extremos a un ángulo mínimo aproximado de 45 grados (con respecto a la cara del extremo). El ahusamiento o biselado debe proporcionar, al menos, una cara nominal para incluir la soldadura de filete, pero la dimensión de la cara no debe superar 1.4 veces el espesor calculado que se requiere para cumplir con el esfuerzo circunferencial máximo de la camisa presurizada. La pierna del filete depositada en la cara del extremo no se debe realizar por completo en

el borde de la cara si al hacerlo resulta en una soldadura de filete de tamaño excesivo.

(4) Debido a que cada instalación puede ser única, el ahusamiento o bisel deberá estar a cargo del usuario o, de lo contrario, se deberá realizar por un acuerdo entre el usuario y el fabricante.

831.5 Refuerzo de aberturas múltiples

(a) Cuando dos o más ramales adyacentes están distanciados a menos de dos veces el diámetro promedio (de manera que las áreas efectivas de refuerzo se superponen), se deberá reforzar el grupo de aberturas de acuerdo con el párrafo 831.4. Se deberá agregar el metal de refuerzo como un refuerzo combinado, cuya resistencia deberá ser igual a las resistencias combinadas de los refuerzos que se requerirían para las aberturas por separado. En ningún caso, ninguna porción de la sección transversal deberá considerarse como aplicable a más de una abertura, o ser evaluada más de una vez en un área combinada.

(b) Cuando se proporcionan más de dos aberturas adyacentes con un refuerzo combinado, la distancia mínima entre los centros de cualquiera de las dos aberturas deberá ser preferentemente, al menos, $1\frac{1}{2}$ veces el diámetro promedio, y el área de refuerzo entre ellos deberá ser, al menos, igual al 50 % del total requerido para estas dos aberturas en la sección transversal que se está considerando.

(c) Cuando la distancia entre los centros de dos aberturas adyacentes es menor que $1\frac{1}{3}$ veces el diámetro promedio, según se indica en (b), no se deberá considerar el refuerzo para ningún metal entre las dos aberturas.

(d) Se puede reforzar una cantidad de aberturas adyacentes muy cercanas entre sí en cualquier configuración como si el grupo se tratara de una abertura de un diámetro que encierra todas esas aberturas.

831.6 Salidas extruidas

(a) Las reglas en este párrafo aplican a las salidas extruidas de acero en las que el refuerzo es integral.

Una salida extruida se define como una salida en la que el reborde extruido en la salida tiene una altura mayor que la superficie del tramo que es igual o mayor que el radio de la curvatura de la parte externa del contorno de la salida. (Consulte el Apéndice obligatorio F, figuras F-1 a F-4 y nomenclatura.)

(b) Estas reglas no se aplican a boquillas o conexiones de ramales en las que se aplica material no integrado adicional en la forma de anillos, parches o asientos.

(c) Estas reglas se aplican solamente a los casos en los que el eje de la salida intersecta y es perpendicular al eje del tramo.

(d) En las figuras F-1 a F-4, se definen las dimensiones correspondientes y las condiciones limitantes.

(e) *Área requerida.* El área requerida se define como

$$A = K t_r D_o$$

donde

$$K = 1.00 \text{ donde } d/D > 0.60$$

$$= 0.6 + \frac{2}{3} d/D \text{ donde } d/D > 0.15 \text{ y no supera } 0.60$$

$$= 0.70 \text{ donde } d/D \leq 0.15$$

El diseño debe cumplir con el criterio de que el área de refuerzo definida en (f) abajo no es menor que el área requerida.

(f) *Área de refuerzo.* El área de refuerzo será la suma de las áreas $A_1 + A_2 + A_3$ como se define a continuación:

(1) El área A_1 es el área que se encuentra dentro de la zona de refuerzo que resulta de cualquier exceso de espesor disponible en la pared del tramo, es decir,

$$A_1 = D_o (T_r - t_r)$$

(2) El área A_2 es el área que se encuentra dentro de la zona de refuerzo que resulta de cualquier exceso de espesor disponible en la pared de la tubería del ramal, es decir,

$$A_2 = 2L (T_b - t_b)$$

(3) El área A_3 es el área que se encuentra dentro de la zona de refuerzo que resulta del exceso de espesor disponible en el reborde extruido de la salida, es decir,

$$A_3 = 2r_o (T_o - t_b)$$

(g) *Refuerzo de aberturas múltiples.* Se deberán cumplir las reglas del párrafo 831.5, salvo que el área requerida y el área de refuerzo sea como se describe en el párrafo 831.6.

(h) Además de lo anterior, el fabricante será responsable de establecer y marcar en la sección que contiene las salidas extruidas lo siguiente: la presión y temperatura de diseño y que estas se establecieron según las disposiciones de este Código. En la sección, se deberá marcar el nombre o la marca comercial del fabricante.

832 EXPANSIÓN Y FLEXIBILIDAD

832.1 Aplicación

La Sección 832 se aplica a la tubería que cumple con la definición de tubería no restringida en el párrafo 833.1(c).

832.2 Cantidad de expansión o contracción

La expansión y contracción térmica del acero al carbono y de baja aleación más común se puede calcular usando 6.5×10^{-6} in/in/°F (1.17×10^{-5} cm/cm/°C) como el coeficiente de expansión térmica. La expansión o contracción que se debe considerar es la diferencia entre las temperaturas máximas o mínimas de diseño y la temperatura de instalación promedio esperada. Para obtener coeficientes de expansión térmica más precisos

Tabla 832.2-1 Expansión o contracción térmica de materiales de tuberías**Acero al carbono, de baja aleación y de alta resistencia, y hierro forjado**

Temperatura, °F (°C)	Expansión o contracción aproximadas, in/100 ft (mm/m)	
	Por encima o por debajo de 32 °F (0 °C)	
-125 (-87)	1.2	(1.0)
-100 (-74)	1.0	(0.8)
-75 (-60)	0.8	(0.7)
-50 (-45)	0.6	(0.5)
0 (-18)	0.2	(0.2)
32 (0)	0.0	(0.0)
60 (16)	0.2	(0.2)
100 (38)	0.5	(0.4)
125 (52)	0.7	(0.6)
150 (66)	0.9	(0.8)
175 (79)	1.1	(0.9)
200 (93)	1.3	(1.1)
225 (107)	1.5	(1.3)
250 (121)	1.7	(1.4)
300 (149)	2.2	(1.8)
350 (177)	2.6	(2.2)
400 (204)	3.0	(2.5)
450 (232)	3.5	(2.9)

para materiales específicos, consulte los datos de fuentes autorizadas, como las publicaciones del National Institute of Standards and Technology (Instituto Nacional de Normas y Tecnología, NIST). En la Tabla 832.2-1, se proporcionan las cantidades aproximadas de expansión o contracción por unidad de longitud para las temperaturas seleccionadas.

832.3 Requerimientos de flexibilidad

(a) Los sistemas de tuberías están diseñados para que tengan suficiente flexibilidad para evitar que la expansión o contracción térmica cause excesivo esfuerzo en el material de la tubería, excesiva flexión o cargas inusuales en las juntas, o fuerzas o momentos no deseados en puntos de conexión con el equipo o en puntos de anclaje o guía. Se deberán realizar cálculos formales cuando exista una duda razonable con respecto a la flexibilidad adecuada del sistema. Consulte el párrafo 833.7 para obtener pautas adicionales.

(b) La flexibilidad se deberá proporcionar mediante el uso de curvaturas, bucles o desviaciones, o se deberán establecer disposiciones para absorber cambios térmicos mediante el uso de las juntas de expansión o conectores de las juntas de labio o juntas de expansión del tipo fuelle. Si se usan juntas de expansión, se deberán instalar anclajes o sujeciones de suficiente resistencia y rigidez para proporcionar fuerzas finales debido a la presión de fluido y otras causas.

(c) Al calcular la flexibilidad de un sistema de tuberías, el sistema se deberá tratar como un todo.

Se deberá considerar la importancia de todas las piezas de la línea y todas las restricciones, como soportes o guías rígidas.

(d) Los cálculos deberán tener en cuenta que los factores de intensificación de esfuerzos existen en componentes además de la tubería recta simple. Se puede considerar la flexibilidad adicional de esos componentes. Se pueden usar los factores de flexibilidad y los factores de intensificación de esfuerzos que aparecen en la Tabla E-1.

(e) Las propiedades de la tubería y los acoples para estos cálculos se deberán basar en dimensiones nominales, y el factor de junta E deberá ser 1.00.

(f) En todos los cálculos de esfuerzo de expansión, se deberá considerar el rango total en la temperatura, desde la temperatura mínima de diseño hasta la temperatura máxima de diseño, independientemente de si la tubería se sometió al proceso de elasticidad en frío. Si las temperaturas de instalación, arranque o apagado están fuera del rango de temperaturas de diseño, se deberá considerar el rango de temperatura máxima posible. Además de la expansión de la línea en sí, se deberán considerar los movimientos lineales y angulares del equipo al que está conectada.

(g) Los cálculos de flexibilidad se deberán basar en el módulo de elasticidad correspondiente a la temperatura más baja del ciclo operativo.

(h) Para modificar el efecto de expansión y contracción, los tramos de la tubería se pueden someter al proceso de elasticidad en frío. Se puede tener en cuenta la elasticidad en frío en los cálculos de las reacciones, siempre que se especifique y use un método efectivo para obtener la elasticidad en frío diseñada.

832.4 Reacciones

(a) Las fuerzas y los momentos de reacción que se usarán en el diseño de restricciones y soportes para un sistema de tuberías y en la evaluación de los efectos de los desplazamientos de tuberías en equipos conectados deberán tener en cuenta el rango completo de las condiciones de desplazamiento térmico, además del peso y de las cargas externas. El conformado en frío puede ser útil para mantener las reacciones dentro de los límites aceptables.

(b) Las reacciones para los desplazamientos térmicos se deberán calcular usando el módulo elástico que corresponde a la temperatura más baja de un ciclo operativo.

(c) Se deberá considerar la capacidad de transporte de carga del equipo a presión giratorio conectado y la estructura de soporte.

832.5 Módulo de elasticidad

En la Tabla 832.5-1, aparece el módulo de elasticidad para el acero al carbono y de baja aleación a diferentes temperaturas. Los valores entre las temperaturas mencionadas se pueden interpolar linealmente.

Tabla 832.5-1 Módulo de elasticidad para el acero al carbono y de baja aleación

Temperatura, °F (°C)	Módulo de elasticidad, psi x 10 ⁶ (GPa)
-100 (-73)	30.2 (208)
70 (21)	29.5 (203)
200 (93)	28.8 (198)
300 (149)	28.3 (195)
400 (204)	27.7 (191)
500 (260)	27.3 (188)

833 DISEÑO PARA ESFUERZO LONGITUDINAL**833.1 Restricción**

(a) La condición de restricción es un factor en el comportamiento estructural del gasoducto. El grado de restricción puede verse afectado por aspectos de construcción del gasoducto, diseño del soporte, propiedades del suelo y terreno. La Sección 833 se aplica a todas las tuberías de acero dentro del alcance de ASME B31.8. Para los propósitos de diseño, este Código reconoce dos condiciones de restricción axial, “restringida” y “no restringida”. A continuación, se proporcionan pautas para la categorización de la condición de restricción.

(b) La tubería en la que el suelo o los soportes evitan el desplazamiento axial o la flexión en las curvaturas se denomina “restringida”. La tubería restringida puede incluir lo siguiente:

- (1) secciones rectas de tubería enterrada
- (2) curvaturas y tuberías adyacentes enterradas en suelo duro o consolidado
- (3) secciones de tubería sobre la superficie de la tierra sobre soportes rígidos

(c) La tubería que está libre para desplazarse axialmente o flexionarse en las curvaturas se denomina “no restringida”. La tubería no restringida puede incluir lo siguiente:

- (1) la tubería sobre la superficie de la tierra que está configurada para adaptarse a los movimientos de expansión térmica o anclaje a través de la flexibilidad
- (2) curvaturas y tuberías adyacentes enterradas en suelo blando o no consolidado
- (3) una sección sin relleno del gasoducto enterrado que es suficientemente flexible para desplazarse lateralmente o que contiene una curvatura
- (4) la tubería sujeta a una fuerza de presión de tapa de extremo

833.2 Cálculo de componentes de esfuerzo longitudinal

(a) El esfuerzo longitudinal debido a la presión interna en gasoductos restringidos es

$$S_p = 0.3S_H$$

donde S_H es el esfuerzo circunferencial, psi (MPa)

(b) El esfuerzo longitudinal debido a la presión interna en gasoductos no restringidos es

$$S_p = 0.5S_H$$

donde S_H es el esfuerzo circunferencial, psi (MPa)

(c) El esfuerzo longitudinal debido a la expansión térmica en tuberías restringidas es

$$S_T = E\alpha(T_1 - T_2)$$

donde

E = el módulo elástico, psi (MPa), a temperatura ambiente

T_1 = la temperatura de la tubería al momento de la instalación, conexión o enterramiento, °F (°C)

T_2 = la temperatura de funcionamiento más alta o más baja de la tubería, °F (°C)

α = el coeficiente de expansión térmica, 1/°F (1/°C)

Si una sección de la tubería puede funcionar a una temperatura mayor o menor que la temperatura de instalación, es posible que se deban examinar las condiciones de T_2 .

(d) El esfuerzo de flexión nominal en una tubería recta o en curvaturas de radio grande debido al peso u otras cargas externas es

$$S_B = M/Z$$

donde

M = el momento de flexión en la sección transversal de la tubería, lb-in (N·m)

Z = el módulo de sección de tubería en in³ (cm³)

(e) El esfuerzo de flexión nominal en acoples y componentes debido al peso u otras cargas externas es

$$S_B = M_R/Z$$

donde M_R es el momento intensificado resultante en el acople o componente. El momento resultante se debe calcular como

$$M_R = [(0.75i_i M_i)^2 + (0.75i_o M_o)^2 + M_t^2]^{1/2}, \text{ lb-in (N·m)}$$

donde

i_i = el factor de intensificación de esfuerzos en el plano del Apéndice obligatorio E

i_o = el factor de intensificación de esfuerzos fuera del plano del Apéndice obligatorio E

M_i = el momento de flexión en el plano, lb-in (N·m)

M_o = el momento de flexión fuera del plano, lb-in (N·m)

M_t = el momento de torsión, lb-in (N·m)

El producto $0.75i \geq 1.0$

(f) El esfuerzo debido a la carga axial aparte de la expansión térmica y presión es

$$S_X = R/A$$

donde

A = el área de sección transversal de metal de la tubería, in² (mm²)

R = el componente axial de fuerza externa, lb (N)

833.3 Suma de esfuerzos longitudinales en tuberías restringidas

(a) Los esfuerzos longitudinales netos en tuberías restringidas son

$$S_L = S_P + S_T + S_X + S_B$$

Tenga en cuenta que S_B , S_L , S_T o S_X pueden tener valores negativos.

(b) El valor máximo permitido de $|S_L|$ es $0.9ST$, donde S es el límite de fluencia mínimo especificado, psi (MPa), según el párrafo 841.1.1(a), y T es el factor de reducción de la temperatura según el párrafo 841.1.8.

(c) A menudo hay esfuerzos residuales de la construcción; por ejemplo, la flexión en gasoductos enterrados en donde se produce asentamiento diferencial o colgamiento. Estos esfuerzos, con frecuencia, son difíciles de evaluar con precisión, pero se pueden ignorar en la mayoría de los casos. Es responsabilidad del ingeniero determinar si se deben evaluar dichos esfuerzos.

833.4 Esfuerzo combinado para tuberías restringidas

(a) El estado del esfuerzo biaxial combinado del gasoducto en el modo de funcionamiento se evalúa usando el cálculo en (1) o (2) a continuación:

$$(1) \text{ máx. } \{ |S_H - S_L|, |S_H|, |S_L| \}$$

$$(2) [S_L^2 - S_L S_H + S_H^2]^{1/2}$$

El valor máximo permitido para el esfuerzo biaxial combinado es kST , donde S es el límite de fluencia mínimo especificado, psi (MPa), según el párrafo 841.1.1(a); T es el factor de reducción de la temperatura según el párrafo 841.1.8 y k se define en (b) y (c) a continuación.

(b) Para cargas de larga duración, el valor de k no supera 0.90.

(c) Para cargas no periódicas ocasionales de corta duración, el valor de k no debe superar 1.0.

(d) S_L en (a) arriba se calcula considerando los valores de tracción y compresión de S_B .

(e) Los esfuerzos inducidos por cargas que no se producen de manera simultánea no se deben considerar agregados.

(f) La evaluación del esfuerzo biaxial descrita anteriormente se aplica solamente a las secciones rectas de la tubería.

833.5 Diseño para esfuerzo superior a la fluencia

(a) Los límites en los párrafos 833.3 y 833.4 se pueden superar cuando se considera la ductilidad y la capacidad de deformación de los materiales de la soldadura con costura, soldadura circunferencial y cuerpo de la tubería, y la prevención de pandeo, expansión o daño en el recubrimiento.

(b) La deformación máxima permitida se limita al 2 %.

833.6 Suma de esfuerzos longitudinales en tuberías no restringidas

(a) El esfuerzo longitudinal neto en la tubería no restringida es

$$S_L = S_P + S_X + S_B, \text{ psi}$$

(b) El esfuerzo longitudinal máximo permitido en las tuberías no restringidas es $S_L \leq 0.75ST$, donde S es el límite de fluencia mínimo especificado, psi (MPa), según el párrafo 841.1.1(a), y T es el factor de reducción de la temperatura según el párrafo 841.1.8.

833.7 Análisis de flexibilidad para tuberías no restringidas

(a) No es necesario realizar un análisis de flexibilidad formal para un sistema de tuberías no restringidas que

(1) duplica o reemplaza sin un cambio importante un sistema que funciona con un registro exitoso

(2) se puede juzgar fácilmente como adecuado en comparación con sistemas analizados anteriormente

(3) tiene un tamaño uniforme, no tiene más de dos puntos de fijación ni limitaciones intermedias, y se encuentra dentro de las limitaciones de la siguiente ecuación empírica

$$\frac{DY}{(L - U)^2} \leq K$$

donde

D = diámetro externo nominal de la tubería, in (mm)

K = 0.03, para unidades del sistema de medida de los Estados Unidos (208, para unidades del sistema internacional de medidas) que se mencionan en la ecuación anterior

L = longitud desarrollada de la tubería entre anclajes, ft (m)

U = separación en línea recta entre anclajes, ft (m)

Y = resultado de las deformaciones totales por desplazamiento, in (mm), que serán absorbidas por el sistema

NOTA: No se puede ofrecer una prueba general de que esta ecuación empírica siempre produzca resultados conservadores. No se aplica a sistemas usados en condiciones cíclicas severas. Se debe utilizar con precaución en configuraciones como curvaturas en U de tramos irregulares que tienen $L/U > 2.5$ o en tramos zigzag casi rectos o donde $i \geq 5$ debido a un diseño de pared delgada o donde los desplazamientos que no están en la dirección

que conecta los puntos de anclaje constituyen una gran parte del desplazamiento total. No hay garantías de que las reacciones terminales serán aceptablemente bajas incluso si el sistema de tuberías falla dentro de los límites de (a)(3).

(b) Cualquier sistema de tuberías que no cumpla con uno de los criterios en (a) debe ser sometido a un análisis de esfuerzos por flexibilidad realizado con un método simplificado, aproximado o integral, según se considere apropiado.

833.8 Esfuerzos por flexibilidad y esfuerzos debido a carga de fatiga cíclica o periódica

(a) El rango de esfuerzos en una tubería no restringida debido a la expansión térmica y a los desplazamientos periódicos, por vibración o cíclicos o a las cargas se deben calcular como

$$S_E = M_E / Z$$

donde M_E es el intervalo del momento intensificado resultante de un estado de esfuerzo a otro. El momento intensificado resultante se deberá calcular como

$$M_E = [(i_i M_i)^2 + (i_o M_o)^2 + M_f^2]^{1/2}, \text{ lb-in (N}\cdot\text{m)}$$

(b) El rango de esfuerzo cíclico $S_E \leq S_A$, donde

$$S_A = f [1.25 (S_c + S_h) - S_L]$$

$$f = 6N^{-0.2} \leq 1.0$$

N = cantidad equivalente de ciclos durante la vida útil de servicio prevista del sistema de tuberías

$S_c = 0.33 S_u T$ a la temperatura funcionamiento o de instalación mínima

$S_c = 0.33 S_u T$ a la temperatura funcionamiento o de instalación máxima

S_L = esfuerzo longitudinal calculado de acuerdo con el párrafo 833.6(a), psi (MPa)

S_u = resistencia a la rotura por tracción mínima especificada, psi (MPa)

T = factor de reducción de la temperatura según el párrafo 841.1.8

(c) Cuando el rango de esfuerzos calculado varía, S_E se define como el rango de esfuerzos más grande calculado. El valor de N en dichos casos se puede calcular como

$$N = N_E + \sum [r_i^5 N_i] \text{ para } i = 1, 2, \dots, n$$

donde

N_E = cantidad de ciclos del rango de esfuerzo máximo calculado, S_E

N_E = cantidad de ciclos asociada al rango de esfuerzo, S_E

$$r_i = S_i / S_E$$

S_i = cualquier rango de esfuerzo calculado menor que S_E , psi (MPa)

833.9 Esfuerzos locales

(a) Los esfuerzos locales altos normalmente se generan en discontinuidades estructurales y en sitios de cargas locales. Aunque pueden superar el límite de fluencia del material, dichos esfuerzos a menudo se pueden ignorar porque tienen una influencia localizada y pueden ser autolimitantes o aliviados por deformación local. Algunos ejemplos incluyen los esfuerzos en las conexiones de ramales causados por presión o cargas externas, o esfuerzos en las discontinuidades estructurales. Este Código no aborda por completo el valor máximo admisible para los esfuerzos locales. Es responsabilidad del ingeniero establecer si tales esfuerzos deben ser evaluados.

(b) El total máximo admisible de esfuerzo circunferencial debido a la presión interna y al esfuerzo de flexión a través de la pared circunferencial causado por cargas de un vehículo en la superficie u otras cargas locales es $0.9ST$, donde S es el límite de fluencia mínimo especificado, psi (MPa), según el párrafo 841.1.1(a), y T es el factor de reducción de la temperatura según el párrafo 841.1.8.

(c) Los esfuerzos locales en (a) o (b) causados por cargas periódicas o repetitivas pueden requerir más limitaciones en cuanto a la fatiga.

833.10 Pandeo e inestabilidad lateral

Para evitar el pandeo debido a pliegues en la pared de la tubería o a la inestabilidad lateral, el máximo esfuerzo de compresión neto admisible es $\frac{2}{3}$ del esfuerzo crítico por pandeo calculado usando el criterio de estabilidad adecuado.

834 SOPORTES Y ANCLAJE PARA TUBERÍAS EXPUESTAS

834.1 General

Las tuberías y los equipos deberán tener abundante apoyo de calidad para evitar o reducir la excesiva vibración, y deberán anclarse lo suficiente como para evitar tensiones indebidas en los equipos conectados.

834.2 Previsión para la expansión

Los soportes, soportes colgantes y anclajes deben instalarse de forma que no interfieran con la expansión y contracción libre de la tubería entre los anclajes. Se deberán proporcionar soportes colgantes con resortes, arriostramiento transversal, etc., cuando sea necesario.

834.3 Materiales, diseño e instalación

Todos los soportes colgantes, soportes y anclajes permanentes deberán estar fabricados con materiales incombustibles duraderos, y diseñados e instalados de acuerdo con la buena práctica de ingeniería para las

condiciones de servicio implicadas. Todas las piezas de los equipos de soporte deberán estar diseñadas e instaladas para que no se desenganchen por el movimiento de la tubería soportada.

834.4 Fuerzas en las juntas de tubería

(a) Todas las juntas de tuberías expuestas deberán tener la capacidad de soportar la fuerza máxima en el extremo, lb (N), debido a la presión interna, es decir, la presión de diseño, psig (kPa), por el área interna de la tubería, in² (mm²), así como también cualquier fuerza adicional debido a la expansión o contracción térmica, o al peso de la tubería y el contenido.

(b) Si se utilizan conectores tipo manga o de compresión en una tubería expuesta, se deberá contemplar lo necesario para soportar las fuerzas longitudinales que se mencionan arriba en (a). Si no se contempla esto en la fabricación del conector, se deberán proporcionar los arriostramientos o las abrazaderas adecuados, pero dicho diseño no debe interferir con el funcionamiento normal del conector ni con su correcto mantenimiento. Las uniones deben cumplir con los requerimientos del párrafo 834.5.

(16) 834.5 Unión de soportes o anclajes

(a) Si la tubería está diseñada para funcionar a un esfuerzo circunferencial inferior al 50 % del límite de fluencia mínimo especificado, los soportes o anclajes estructurales pueden estar soldados directamente a la tubería. Los requerimientos de resistencia de soldadura y dimensionamiento de dichas uniones deberán cumplir con las prácticas estructurales estándares.

(b) Si la tubería está diseñada para funcionar a un esfuerzo circunferencial del 50 % o más del límite de fluencia mínimo especificado, los soportes o anclajes estructurales no deberán estar soldados directamente a la tubería. Donde sea necesario proporcionar una unión soldada, los soportes o anclajes estructurales se deberán soldar a un miembro que rodee por completo la tubería. La conexión de la tubería al miembro que la rodea deberá ser una soldadura continua, en lugar de intermitente, o se deberán usar conexiones mecánicas fijadas con abrazaderas o pernos.

835 ANCLAJE PARA TUBERÍAS ENTERRADAS

835.1 General

Las curvaturas o desviaciones en tuberías enterradas generan fuerzas longitudinales que el anclaje debe resistir en la curvatura, por limitación debido a la fricción de la tierra o por esfuerzos longitudinales en la tubería.

835.2 Anclaje en las curvaturas

Si la tubería está anclada con soporte en la curvatura, se deberá tener cuidado de distribuir la carga en el suelo

para que la presión de apoyo esté dentro de los límites seguros para el terreno implicado.

835.3 Limitación debido a la fricción del suelo

Cuando haya dudas sobre la adecuación de la fricción por limitación, se deberán hacer los cálculos y se deberá instalar el anclaje indicado.

835.4 Fuerzas en las juntas de tubería

Si no se proporciona anclaje en la curvatura (consulte el párrafo 835.2), las juntas de tuberías que están cerca de puntos de origen de empuje se deberán diseñar para soportar la fuerza de extracción longitudinal. Si no se contempla esto en la fabricación de las juntas, se deberán proporcionar los arriostramientos o las abrazaderas adecuados.

835.5 Soportes para tuberías enterradas

(a) En los gasoductos, especialmente los que soportan grandes esfuerzos debido a la presión interna, es fundamental un soporte uniforme y adecuado de la tubería en la zanja. Asentamientos desiguales pueden producir esfuerzos de flexión adicionales en la tubería. Los empujes laterales en conexiones de ramales pueden aumentar significativamente los esfuerzos en la propia conexión del ramal, a menos que el relleno se consolide adecuadamente o se contemplen otras medidas para resistir el empuje.

(b) No se deberá cubrir la tubería con protectores contra piedras, a menos que se coloque relleno y amortiguación adecuados en la zanja para proporcionar un soporte continuo y adecuado de la tubería en la zanja.

(c) Cuando se hacen aberturas en un relleno consolidado para conectar nuevos ramales a una línea existente, se debe tener cuidado de proporcionar una base firme tanto para el cabezal como para el ramal, a fin de evitar movimientos verticales y laterales.

835.6 Interconexión de líneas subterráneas

Las líneas subterráneas están sujetas a esfuerzos longitudinales debido a cambios de presión y temperatura. En el caso de líneas largas, la fricción de la tierra evitará cambios en la longitud de estos esfuerzos, excepto por varios cientos de pies cerca de curvaturas o extremos. En estas ubicaciones, el movimiento, si fuera no restringido, puede ser de una magnitud considerable. Si se realizan conexiones en esas ubicaciones en una línea relativamente no flexible o en otro objeto fijo, es fundamental que la interconexión tenga bastante flexibilidad para compensar el posible movimiento, o que la línea tenga un anclaje suficiente como para desarrollar las fuerzas necesarias para limitar el movimiento.

Capítulo IV

Diseño, instalación y pruebas

840 DISEÑO, INSTALACIÓN Y PRUEBAS

840.1 Disposiciones generales

(a) Los requerimientos de diseño de este Código pretenden ser adecuados para la seguridad pública conforme a las condiciones que se encuentran en la industria del gas. Se deberán establecer las condiciones que pueden causar esfuerzo adicional en cualquier pieza de una línea o sus accesorios, utilizando la buena práctica de ingeniería. Ejemplos de tales condiciones incluyen tramos largos autoportantes, terreno inestable, vibración mecánica o sónica, peso de uniones especiales, esfuerzos causados por terremotos, esfuerzos causados por diferencias de temperatura y condiciones de suelo y temperatura encontradas en el Ártico. Las diferencias de temperatura se deberán entender como la diferencia entre la temperatura más baja y más alta prevista del metal durante la prueba de presión o los servicios operativos, considerando especialmente los datos de temperatura registrados en el pasado y los posibles efectos de la temperatura del aire y del terreno más baja o más alta.

(b) Cuando se diseñan las instalaciones, se debe considerar la calidad del gas que será transportado en el gasoducto o por el sistema del gasoducto. Se deberán tomar las medidas para controlar o minimizar los efectos adversos de las propiedades del gas o la composición del gas cuando cualquiera de los siguientes factores pudiera ser una preocupación:

(1) *Composición del gas.* Las variaciones no controladas o imprevistas en el valor calorífico pueden generar problemas en el proceso o en la boquilla del quemador del usuario final. Los compuestos no combustibles (por ejemplo, nitrógeno, compuestos de nitrógeno, dióxido de carbono, etc.) pueden reducir el valor calorífico y aumentar la gravedad específica de la corriente de gas. El dióxido de carbono contribuye a la corrosión interna en la presencia de agua libre. La mayor gravedad específica de la corriente de gas puede predecir la condensación de hidrocarburos pesados a temperaturas inferiores que pueden afectar negativamente las operaciones. Un cambio en la gravedad específica puede afectar los cálculos de la capacidad del compresor y del gasoducto. Para obtener los efectos de los hidrocarburos pesados en el diseño de la tubería para la detención de las fracturas dúctiles, consulte el punto "Precaución" al final del párrafo 841.1.1.

(2) *Contenido de sulfuro de hidrógeno.* El sulfuro de hidrógeno es altamente tóxico y contribuye a la corrosión en presencia de agua. Consulte el Capítulo IX, Servicio de gas sulfuroso, para obtener las disposiciones específicas relacionadas con el sulfuro de hidrógeno.

(3) *Contenido de oxígeno.* El oxígeno contribuye a los problemas de corrosión en presencia de agua libre a ciertas temperaturas. Determinadas mezclas de oxígeno y gas por encima del límite inferior de explosividad pueden crear una condición explosiva. (Consulte la sección 864 y los párrafos 841.2.7 y 850.6.)

(4) *Contenido de vapor de agua y líquidos libres.* El agua libre y los hidrocarburos a determinadas combinaciones de presiones y temperaturas pueden producir hidratos, los cuales son sólidos cristalinos que pueden producir bloqueos parciales o totales en el gasoducto, lo que puede interrumpir las operaciones del gasoducto.

Según las características de la corriente de gas (es decir, valor calorífico, gravedad específica, temperatura, líquido libre, odorización, impurezas y otras sustancias objetables), se deberán tomar las precauciones apropiadas para abordar cualquier problema que pudiera afectar negativamente el sistema del gasoducto o al usuario final.

(c) El factor más importante que contribuye a la falla de un gasoducto es el daño en la línea causado por las actividades de las personas a lo largo del trayecto de la línea. El daño, generalmente, se producirá durante la construcción de otras instalaciones relacionadas con el suministro de servicios asociados con viviendas de personas y empresas comerciales o industriales. Estos servicios, como el suministro de agua, gas y electricidad, sistemas de desagüe, líneas de drenaje y zanjas, cables de alimentación y comunicación enterrados, calles y caminos, etc., se vuelven más frecuentes y extensos, y la posibilidad de daño en el gasoducto es superior con mayores concentraciones de edificios destinados a la ocupación por parte de seres humanos. Determinar la Clase de ubicación ofrece un método de evaluación del grado de exposición de la línea al daño.

(d) Un gasoducto diseñado, construido y operado de acuerdo con los requerimientos de la ubicación Clase 1 [consulte el párrafo 840.2.2(a)] es, básicamente, seguro en cuanto a la contención de presión en cualquier ubicación; sin embargo, es necesario tomar medidas adicionales para proteger la integridad de la línea en la presencia de actividades que pudieran causar daños. Una de las medidas requeridas por este

Código es disminuir el nivel de esfuerzo relacionado con el aumento de la actividad pública. Esta actividad se cuantifica determinando la Clase de ubicación y relacionando el diseño del gasoducto con el factor de diseño apropiado.

(e) En las primeras ediciones de este Código se usaba el término “índice de densidad de población” para determinar los requerimientos de diseño, construcción, pruebas y operación. También se usaba el término “Clase de ubicación” para determinar la presión de diseño, el tipo de construcción y la máxima presión de funcionamiento admisible. Para simplificar el uso de este Código, se eliminó el término “índice de densidad de población”. Se eliminaron los Tipos de construcción A, B, C y D, y se reemplazaron con la misma terminología utilizada para la clase de ubicación-diseño.

(f) Los requerimientos basados en la Clase de ubicación eran tales que no hubo cambios importantes en el diseño, la instalación ni el funcionamiento de los sistemas de tuberías debido a los cambios en la terminología.

(g) Los gasoductos construidos antes de la publicación de esta Edición y diseñados de acuerdo con las Clases de ubicación establecidas en cumplimiento con ediciones anteriores de este Código pueden seguir utilizando las Clases de ubicación establecidas allí, siempre que cuando se observen aumentos comprobados en la cantidad de edificios destinados a la ocupación por parte de seres humanos, la determinación de Clase de ubicación será la presentada en el párrafo 840.2.

840.2 Edificios destinados a la ocupación por parte de seres humanos

840.2.1 General

(a) Para determinar la cantidad de edificios destinados a la ocupación por parte de seres humanos para un gasoducto en tierra, se debe establecer una zona de $\frac{1}{4}$ de milla (0.4 km) de ancho a lo largo del trayecto del gasoducto ubicando el gasoducto en la línea central de esta zona, y dividir el gasoducto en secciones aleatorias de 1 milla (1.6 km) de longitud de manera que las longitudes individuales incluyan la cantidad máxima de edificios destinados a la ocupación por parte de seres humanos. Se debe contar la cantidad de edificios destinados a la ocupación por parte de seres humanos dentro de cada zona de 1 milla (1.6 km). Para este fin, cada unidad de vivienda independiente en un edificio de viviendas múltiples se contará como un edificio independiente destinado a la ocupación por parte de seres humanos.

(b) La intención no es instalar 1 mi (1.6 km) completa de gasoducto de nivel inferior de esfuerzo si hay barreras físicas u otros factores que limitarán la futura expansión de áreas más densamente pobladas a una distancia total de menos de 1 milla (1.6 km). Sin embargo, está previsto que donde no existan dichas barreras se deje un margen

al determinar los límites del diseño de menor esfuerzo para permitir el posible desarrollo futuro en el área.

(c) Cuando un grupo de edificios destinado a la ocupación por parte de seres humanos indica que 1 milla (1.6 km) básica de gasoducto debe identificarse como ubicación Clase 2 o Clase 3, estas pueden terminarse a 660 ft (200 m) del edificio más cercano en el grupo.

(d) En el caso de gasoductos de menos de 1 milla (1.6 km) de longitud, se deberá asignar una Clase de ubicación que típicamente se requiera para 1 milla (1.6 km) de tubería que atraviesa el área.

840.2.2 Clases de ubicación para diseño y construcción

(a) *Ubicación Clase 1.* Una ubicación Clase 1 es cualquier sección de 1 milla (1.6 km) que tenga 10 o menos edificios destinados a la ocupación por parte de seres humanos. Una ubicación Clase 1 está prevista para considerar áreas como descampados, desiertos, montañas, pastizales, tierras de cultivo y áreas escasamente pobladas.

(1) *Clase 1, División 1.* Esta División es una ubicación Clase 1 en la que el factor de diseño de la tubería es mayor que 0.72, pero igual o inferior a 0.80. (Consulte la Tabla 841.1.6-2 para obtener las excepciones del factor de diseño).

(2) *Clase 1, División 2.* Esta División es una ubicación Clase 1 en la que el factor de diseño de la tubería es igual o inferior a 0.72. (Consulte la Tabla 841.1.6-2 para obtener las excepciones del factor de diseño).

(b) *Ubicación Clase 2.* Una ubicación Clase 2 es cualquier sección de 1 milla (1.6 km) que tenga más de 10 edificios destinados a la ocupación por parte de seres humanos, pero menos de 46. Una ubicación Clase 2 está prevista para considerar áreas en las que el grado de población sea intermedio entre la ubicación Clase 1 y la ubicación Clase 2, tales como zonas marginales alrededor de ciudades y pueblos, áreas industriales, fincas y haciendas, etc.

(c) *Ubicación Clase 3.* Una ubicación Clase 3 es cualquier sección de 1 milla (1.6 km) que tenga 46 o más edificios destinados a la ocupación por parte de seres humanos, excepto cuando prevalezca una ubicación Clase 4. Una ubicación Clase 3 está prevista para considerar áreas tales como desarrollos de viviendas suburbanas, centros comerciales, áreas residenciales, áreas industriales y otras áreas pobladas que no cumplan con los requerimientos de la ubicación Clase 4.

(d) *Ubicación Clase 4.* La ubicación Clase 4 incluye áreas en las que prevalecen los edificios de varios pisos, en las que el tráfico es pesado o intenso, y en las que puede haber gran cantidad de otros servicios públicos subterráneos. De varios pisos significa cuatro o más pisos sobre el nivel del suelo, incluido el primer piso o la planta baja. La profundidad de sótanos o la cantidad de pisos de sótano es irrelevante.

840.3 Consideraciones necesarias para concentraciones de personas en la ubicación Clase 1 o 2.

(a) Además de los criterios incluidos en el párrafo 840.2, se debe prestar especial atención a las posibles consecuencias de una falla cerca de áreas en las que es probable que haya concentración de personas, tales como iglesias, escuelas, unidades de viviendas múltiples, hospitales o zonas recreativas de una naturaleza organizada en la ubicación Clase 1 o 2.

Si la instalación se utiliza con poca frecuencia, no es necesario aplicar los requerimientos de (b).

(b) Los gasoductos cerca de sitios de reuniones públicas o concentraciones de personas, tales como iglesias, escuelas, edificios de viviendas múltiples, hospitales o áreas recreativas de una naturaleza organizada en la ubicación Clase 1 o 2 deben cumplir con los requerimientos de la ubicación Clase 3.

(c) Las concentraciones de personas mencionadas en (a) y (b) más arriba no tienen como fin incluir grupos con menos de 20 personas por instancia o ubicación, pero sí cubrir a las personas tanto en un área externa como en un edificio.

840.4 Intención

(a) Cabe enfatizar que la Clase de ubicación (1, 2, 3 o 4) según lo descrito en los párrafos anteriores se define como una descripción general de un área geográfica que tiene ciertas características como una base para determinar los tipos de diseño, construcción y métodos de pruebas que se utilizarán en esas ubicaciones o en áreas similares. Una Clase de ubicación numerada, tal como ubicación Clase 1, se refiere solo a la geografía de esa ubicación o a un área similar y no indica necesariamente que un factor de diseño de 0.72 será suficiente para toda la construcción en esa ubicación o área en particular [por ejemplo, en la ubicación Clase 1 todos los cruces aéreos requieren un factor de diseño de 0.6; consulte el párrafo 841.1.9(b)].

(b) Cuando se clasifican las ubicaciones para determinar el factor de diseño para la construcción y las pruebas del gasoducto que se deben utilizar, se deberá tener la debida consideración sobre la posibilidad del futuro desarrollo del área. Si al momento de planificar un nuevo gasoducto parece que este futuro desarrollo será suficiente para modificar la Clase de ubicación, se deberá tener esto en cuenta en el diseño y las pruebas de la tubería propuesta.

841 TUBERÍA DE ACERO

841.1 Requerimientos de diseño de los sistemas de tuberías de acero

841.1.1 Fórmula de diseño de la tubería de acero

(a) La presión de diseño para los sistemas de tuberías de acero para gas o el espesor nominal de pared para una determinada presión de diseño deberá determinarse

Tabla 841.1.6-1 Factor de diseño básico, F

Clase de ubicación	Factor de diseño F
Ubicación Clase 1, División 1	0.80
Ubicación Clase 1, División 2	0.72
Ubicación Clase 2	0.60
Ubicación Clase 3	0.50
Ubicación Clase 4	0.40

con la siguiente fórmula (para obtener las limitaciones, consulte el párrafo 841.1.3):

(Unidades del sistema de medidas de los Estados Unidos)

$$P = \frac{2St}{D} FET$$

(Unidades del sistema internacional de medidas)

$$P = \frac{2000St}{D} FET$$

donde

D = diámetro externo nominal de la tubería, in (mm)

E = factor de junta longitudinal obtenido de la Tabla 841.1.7-1 [también consulte el párrafo 817.1.3(d)]

F = factor de diseño obtenido de la Tabla 841.1.6-1.

Al establecer los valores del factor de diseño, F , se tuvo en consideración y se dejó margen para las diferentes tolerancias por debajo del espesor establecidas en las especificaciones de la tubería enumeradas y aprobadas para el uso en este código.

P = presión de diseño, psig (kPa) (también consulte el párrafo 841.1.3)

S = límite de fluencia mínimo especificado, psi (MPa), estipulado en las especificaciones según las cuales se compró la tubería al fabricante o determinado de acuerdo con los párrafos 817.1.3(h) y 841.1.4. Los límites de fluencia mínimos especificados de algunos de los aceros de tubería más usados, cuyas especificaciones se incorporan mediante referencia en el presente documento, se presentan en forma de tablas en el Apéndice obligatorio D para mayor comodidad.

T = factor de reducción de la temperatura obtenido de la Tabla 841.1.8-1.

t = espesor nominal de la pared, in (mm)

PRECAUCIÓN: Este aviso de precaución no es obligatorio. La tubería de acero puede presentar diferencias pronunciadas en resistencia entre las direcciones longitudinal y circunferencial. La orientación de la prueba de resistencia se establece mediante la especificación del producto de la tubería, según su tamaño y el método de fabricación de la tubería. Por lo tanto, la tubería puede tener una resistencia calificada en la orientación de un eje que no cumple con la orientación de la carga o el esfuerzo principal. Se la advierte al usuario que debe estar consciente de la orientación de la prueba estándar usada para determinar el cumplimiento de la tubería con el requerimiento de resistencia

mínima del grado seleccionado, y para tener en cuenta si los usos previstos o si las condiciones de servicio anticipadas del sistema de gasoducto justifican pruebas adicionales de las propiedades de resistencia en otras orientaciones.

(b) El factor de diseño para gasoductos en la ubicación Clase 1, División 1, se basa en la experiencia operativa con gasoductos a niveles operativos que superan aquellos recomendados anteriormente por este Código.

Se debe tener en cuenta que es posible que se le exija al usuario sustituir dicha tubería o reducir la presión a un SMYS de 0.72, máximo de acuerdo con el párrafo 854.2.

841.1.2 Control y detención de fracturas

(a) *Criterio de tenacidad a la fractura.* Se deberá especificar un criterio de tenacidad a la fractura u otro método para controlar la propagación de fracturas cuando se cumpla una de las siguientes condiciones:

(1) un gasoducto esté diseñado para funcionar a un esfuerzo circunferencial superior al 40 % y hasta el 80 % del límite de fluencia mínimo especificado (SMYS) en tamaños NPS 16 (DN 400) o más grandes

(2) un gasoducto esté diseñado para funcionar a un esfuerzo circunferencial superior al 72 % y hasta el 80 % del SMYS en tamaños más pequeños que NPS 16 (DN 400)

(3) un gasoducto esté diseñado con una temperatura mínima de diseño por debajo de los -20°F (-29°C) tal como se detalla en la sección 812.

Cuando se utiliza un criterio de tenacidad a la fractura, se puede lograr el control garantizando que la tubería tenga la ductilidad correcta, y especificando la tenacidad adecuada o instalando supresores de grietas en el gasoducto para detener la propagación.

(b) *Control de fractura frágil.* Para garantizar que la tubería tenga la ductilidad adecuada, se deberán realizar pruebas de tenacidad a la fractura de acuerdo con los procedimientos de prueba de los requerimientos adicionales SR5 o SR6 de API 5L (43.^a edición) o el Anexo G de API 5L (45.^a edición), u otras alternativas equivalentes. Si la temperatura operativa es inferior a 50°F (10°C), se deberá utilizar una temperatura de prueba inferior adecuada para determinar el cumplimiento de los valores mínimos de impacto de (c) y la apariencia de corte como se detalla a continuación. Se deberá considerar que la temperatura de prueba inferior adecuada es la temperatura más baja prevista para el metal, o inferior a esta, durante las pruebas de presión (si es con aire o gas) y durante el servicio, teniendo en cuenta los datos de temperatura registrados en el pasado y los posibles efectos de las temperaturas del aire y del terreno más bajas. El valor de corte promedio de la apariencia de la fractura de tres probetas Charpy de cada temperatura no deberá ser inferior al 60 % y el promedio de la temperatura completa para cada pedido por diámetro, tamaño y grado no deberá ser inferior al 80 %. Alternativamente, cuando se especifique la prueba de desgarramiento por caída de peso (DWTT), al menos el 80 % de las temperaturas deberá tener un área de

aparición de corte de la fractura del 40 % o más a la temperatura de prueba especificada.

(c) *Detención de fracturas dúctiles.* Para garantizar que el gasoducto tenga la resistencia adecuada para detener una fractura dúctil, se deberán realizar pruebas en la tubería de acuerdo con los procedimientos de los requerimientos adicionales SR5 de API 5L (43.^a edición) o el Anexo G de API 5L (45.^a edición). El promedio de la temperatura completa de los valores de energía Charpy deberá alcanzar o superar el valor de energía calculado, usando una de las siguientes ecuaciones que se han desarrollado en varios programas de investigación de gasoductos:

(Unidades del sistema de medidas de los Estados Unidos)

(1) *Battelle Columbus Laboratories (BCL) (AGA)*

$$\text{CVN} = 1.08 \times 10^{-2} \sigma^2 R^{1/3} t^{1/3}$$

(2) *American Iron and Steel Institute (AISI)*

$$\text{CVN} = 3.39 \times 10^{-2} \sigma^{3/2} R^{1/2}$$

(Unidades del sistema internacional de medidas)

(3) *Battelle Columbus Laboratories (BCL) (AGA)*

$$\text{CVN} = 3.57 \times 10^{-5} \sigma^2 R^{1/3} t^{1/3}$$

(4) *American Iron and Steel Institute (AISI)*

$$\text{CVN} = 5.04 \times 10^{-4} \sigma^{3/2} R^{1/2}$$

donde

CVN = energía absorbida con la prueba de Charpy con entalla en V de tamaño completo, ft-lb (J)

R = radio de la tubería, in (mm)

t = espesor nominal de la pared, in (mm)

σ = esfuerzo circunferencial máximo admisible, ksi (MPa)

Para la tubería API 5L, los valores de impacto mínimos deberán ser superiores a los proporcionados por las ecuaciones anteriores o los requeridos por API 5L para las tuberías PSL 2. El Anexo G de API 5L (45.^a edición) contiene metodologías aceptables adicionales para establecer los valores mínimos de energía Charpy promedio o de todas las temperaturas.

Para las tuberías fabricadas con otras normas en las que los valores mínimos de impacto se especifican en dicha norma, se deberán mantener esos requerimientos mínimos. En casos en los que la norma de fabricación de la tubería no especifique los requerimientos mínimos de impacto, se deberán utilizar los requerimientos mínimos de impacto de API 5L (45.^a edición).

(b) *Supresores mecánicos de grietas.* Los supresores mecánicos de grietas que constan de camisas, envoltura de cable de acero, tubería de pared gruesa u otros tipos

adecuados han demostrado proporcionar métodos confiables de detención de fracturas dúctiles. Los supresores mecánicos de grietas se deberán colocar en intervalos a lo largo del gasoducto.

PRECAUCIÓN: Los requerimientos especificados en (c), Detención de fracturas dúctiles, asumen que el gasoducto está transportando, fundamentalmente, metano puro y que la tubería es similar en cuanto al comportamiento de la fractura a la usada para desarrollar las ecuaciones empíricas anteriores. La presencia de hidrocarburos más pesados puede hacer que el gas presente un comportamiento de dos fases en una descompresión repentina y, por lo tanto, requiere una mayor energía Charpy para detener la fractura que se propaga por la tubería. Asimismo, la tubería con un espesor de pared gruesa superior a 1.25 in (32 mm) o que ha sido laminada bajo control o templada y revenida puede no comportarse como se indica en las ecuaciones y también puede requerir una mayor energía Charpy para detener una fractura que se propaga. Se deben realizar cálculos para determinar si la descompresión presenta un comportamiento de dos fases, y se debe realizar una evaluación en cuanto a la aplicabilidad de las ecuaciones de detención en las que pueda requerirse mayor tenacidad. De lo contrario, deben instalarse supresores mecánicos de grietas [consulte el punto (d) arriba] o se deben verificar los requerimientos de resistencia Charpy mediante experimentos o cálculos adicionales.

NOTA: Las ecuaciones empíricas especificadas en (c), Detención de fracturas dúctiles, fueron desarrolladas utilizando los espesores de pared de tuberías de línea convencionales. Se le advierte al usuario de este Código que, a veces, es necesario disminuir la temperatura de prueba por debajo de la temperatura mínima de diseño para simular adecuadamente el rendimiento de los materiales cuando el espesor de la pared de la tubería sea significativamente mayor que el tamaño de las probetas de ensayo.

841.1.3 Limitaciones en la presión de diseño, P , en el párrafo 841.1.1. La presión de diseño obtenida por la fórmula del párrafo 841.1.1 debe ser reducida para cumplir con lo siguiente:

(a) P para tubería soldada a tope en horno no deberá superar las restricciones del párrafo 841.1.1 o el 60 % de la presión de prueba en fábrica, lo que sea inferior.

(b) P no deberá superar el 85 % de la presión de prueba en fábrica para todas las otras tuberías proporcionadas; sin embargo, dicha tubería, probada en fábrica a una presión inferior al 85 % de la presión requerida para producir un esfuerzo circunferencial igual a la fluencia mínima especificada, puede ser probada nuevamente con una prueba hidrostática en fábrica o en el lugar después de la instalación. En caso de que la tubería se vuelva a probar por sobre la presión de prueba en fábrica, entonces P no deberá superar el 85 % de la presión de la nueva prueba en lugar de la presión de prueba inicial en fábrica. Es obligatorio usar un líquido como el medio de prueba en todas las pruebas realizadas después de la instalación en las que la presión de prueba supere la presión de prueba en fábrica. Este párrafo no debe interpretarse como una autorización de presión de funcionamiento o presión de diseño por sobre la proporcionada en el párrafo 841.1.1.

841.1.4 Limitaciones del límite de fluencia mínimo especificado, S , en el párrafo 841.1.1

(a) Si la tubería en consideración no es una nueva tubería adquirida con una especificación aprobada y enumerada en este Código, el valor de S puede determinarse de acuerdo con una de las siguientes opciones:

(1) valor de S para la nueva tubería calificada según el párrafo 811.2.2(a) u 811.2.2(b)

(2) valor de S para reutilizar la tubería de acero calificada según una de las disposiciones del párrafo 817.1

(3) valor de S para tubería con una especificación desconocida según lo determinado en el párrafo 817.1.3(h)

(b) Cuando una tubería que se ha trabajado en frío para que cumpla con el esfuerzo de fluencia mínimo especificado es posteriormente calentada a una temperatura superior a los 900 °F (482 °C) durante un tiempo o a más de 600 °F (316 °C) por más de 1 h, la presión máxima admisible a la cual puede usarse no deberá superar el 75 % del valor obtenido por el uso de la fórmula del diseño de la tubería de acero dada en el párrafo 841.1.1.

(c) En ningún caso, en el que el Código se refiera al valor mínimo especificado de una propiedad mecánica, se deberá reemplazar el valor real más alto de una propiedad en la fórmula de diseño de la tubería de acero dada en el párrafo 841.1.1. Si el valor real es inferior al valor mínimo especificado de una propiedad mecánica, el valor real puede ser usado donde sea permitido por este Código, como en el párrafo 817.1 sobre la reutilización de tuberías de acero.

841.1.5 Requerimientos adicionales para el espesor (16) nominal de pared, t , en párrafo 841.1.1

(a) El espesor nominal de pared, t , requerido para la contención de presión según se determina en el párrafo 841.1.1 puede no ser adecuado para otras fuerzas a las que puede estar sujeto el gasoducto. [Consulte el párrafo 840.1(a).] También se deberán considerar las cargas por el transporte o la manipulación de la tubería durante la construcción, el peso del agua durante las pruebas, y la carga del terreno y otras cargas secundarias durante el funcionamiento. [Consulte el párrafo 841.1.11(e) para obtener métodos sugeridos para brindar protección adicional]. También se deben considerar los requerimientos de unión mecánica o soldaduras. El espesor de pared estándar, tal como se establece en ASME B36.10M, deberá ser el menor espesor nominal de pared utilizado para tuberías roscadas y ranuradas.

(b) El transporte, la instalación o la reparación de la tubería no deberá reducir el espesor de la pared en ningún punto a un espesor inferior al 90 % del espesor nominal de pared, según lo especificado en el párrafo 841.1.1 para la presión de diseño a la que estará sujeta la tubería.

841.1.6 Factores de diseño, F, y Clases de ubicación

Se deberá utilizar el factor de diseño de la Tabla 841.1.6-1 para las Clases de ubicación designadas. Todas las excepciones a los factores de diseño básicos que se utilizarán en la fórmula del diseño se ofrecen en la Tabla 841.1.6-2.

841.1.7 Factor de junta longitudinal. El factor de junta longitudinal deberá cumplir con la Tabla 841.1.7-1.

841.1.8 Factor de reducción de la temperatura. El factor de reducción de la temperatura deberá cumplir con la Tabla 841.1.8-1.

841.1.9 Información o instrucciones adicionales sobre el diseño

(a) *Ensamblajes fabricados.* Cuando ensamblajes fabricados, como conexiones para separadores, ensamblajes de válvula de línea principal, conexiones cruzadas, cabezales que cruzan ríos, etc., se instalarán en áreas definidas como ubicación Clase 1, se requiere un factor de diseño de 0.6 en todo el ensamblaje y por una distancia igual o inferior a 5 diámetros o 10 ft (3 m) en cada dirección más allá del último acople. Puede usarse una distancia más corta, siempre que se consideren los esfuerzos combinados en el diseño de la instalación. Las piezas de transición en el extremo de un ensamblaje y los codos utilizados en lugar de curvaturas de tuberías no se consideran acoples según los requerimientos de este párrafo. También consulte la sección 822.

(b) *Gasoductos o líneas principales en puentes.* Se deberá determinar el factor de diseño de gasoductos o líneas principales soportados por puentes de gasoductos peatonales, vehiculares o de ferrocarril de acuerdo con la Clase de ubicación establecida para el área en la que se ubica el puente. En la ubicación Clase 1, sin embargo, se deberá utilizar un factor de diseño de 0.6.

(c) *Enfriamiento por descompresión.* Se le advierte al usuario de este Código que, cuando se prevé que la reducción de presión debido a la despresurización produzca una reducción importante en la temperatura del sistema de tuberías o cualquier porción de este, debe evaluar los efectos de la descompresión y el enfriamiento asociado respecto de la capacidad de servicio del material y de los esfuerzos inducidos.

(d) *Diseño de medición y control de presión/flujo*

(1) Toda la tubería y los componentes de la tubería, incluidas las válvulas de corte de la salida de los tramos de medición y control de presión/flujo individuales, deberán alcanzar o superar la presión máxima de diseño en el sistema de tubería de entrada. No se deben utilizar cojinetes reductores roscados en instalaciones de control de presión/flujo cuando estén sujetas a vibraciones de tubería de alta frecuencia. Los requerimientos de diseño del párrafo 840.3 y la Tabla 841.1.6-2 se aplican a los requerimientos de diseño de esta sección.

(2) Toda la tubería deberá ser probada de acuerdo con el párrafo 841.3 y los requerimientos de la Clase de ubicación de la Tabla 841.1.6-2. Los dispositivos de

instrumentación, como transmisores, registradores, controladores, etc., excepto el instrumento de prueba, deben aislarse de la tubería durante la prueba. Los fluidos de prueba deberán ser eliminados de la tubería y los componentes de la tubería, y se deberá purgar la tubería con gas natural antes de poner en servicio las instalaciones.

(3) Se deben aplicar las medidas de control de corrosión del Capítulo IV, según corresponda, en la tubería de medición y control de presión/flujo.

(e) *Instalaciones de medición.* Se deberá prestar atención y considerar particularmente el dimensionamiento de las aperturas de la línea de medición o las placas de restricción de flujo para medidores de turbina y de desplazamiento positivo. La despresurización rápida de las líneas de medición puede dañar o destruir los medidores debido a un exceso de revoluciones del medidor y diferenciales elevados que pueden poner en peligro al personal.

(f) *Otras consideraciones (no obligatorias) para instalaciones de medición*

(1) La verificación de los medidores reduce la incertidumbre de la medición. Cuando lo permita el diseño, el tamaño y el caudal del medidor, considere instalar válvulas de verificación del medidor.

(2) Debe considerarse el uso de filtros de gas seco corriente arriba cuando se instalan medidores rotativos o de turbina. Las partículas y el polvo del gasoducto pueden contaminar el aceite lubricante del medidor y dañar los cojinetes y otros componentes internos del medidor.

(g) *Instalaciones de control de presión/flujo*

(1) Deberá proporcionarse protección contra la sobrepresión mediante el uso de lo siguiente:

(-a) Un regulador de monitoreo en serie con un regulador de control (en cada línea de regulación).

(-b) Válvulas de alivio de tamaño adecuado corriente abajo de los reguladores de control.

(-c) Válvulas de corte por sobrepresión corriente arriba o corriente abajo de los reguladores de control. Es útil instalar dispositivos de alarma que indiquen fallas del regulador primario (de control) y debe considerarse para sistemas de reguladores de monitoreo.

(2) Cada línea de sensor, control y suministro del regulador deberá tener una válvula de aislamiento separada para fines de aislamiento durante la configuración y el mantenimiento del regulador para evitar que un dispositivo de seguridad (es decir, un monitor o un regulador) quede inoperable de manera no intencional debido a la obstrucción o al congelamiento de líneas de instrumentos.

(3) Deberán tomarse medidas para evitar el congelamiento (interno y externo) de los reguladores, las válvulas de control, los instrumentos, los controles de piloto y los equipos de accionamiento de válvulas provocado por aire o gas de instrumentos saturados

(16)

Tabla 841.1.6-2 Factores de diseño para la construcción de tuberías de acero

Instalación	Clase de ubicación				
	1		2	3	4
	Div. 1	Div. 2			
Gasoductos, líneas principales y líneas de servicio [consulte el párrafo 840.2.2]	0.80	0.72	0.60	0.50	0.40
Cruces de caminos, vías férreas sin revestimiento:					
(a) Caminos privados	0.80	0.72	0.60	0.50	0.40
(b) Caminos públicos sin mejora	0.60	0.60	0.60	0.50	0.40
(c) Caminos, carreteras o calles públicas con superficie dura y vías férreas	0.60	0.60	0.50	0.50	0.40
Cruces de caminos, vías férreas con revestimiento:					
(a) Caminos privados	0.80	0.72	0.60	0.50	0.40
(b) Caminos públicos sin mejora	0.72	0.72	0.60	0.50	0.40
(c) Caminos, carreteras o calles públicas con superficie dura y vías férreas	0.72	0.72	0.60	0.50	0.40
Invasión paralela de gasoductos y líneas principales en caminos y vías férreas:					
(a) Caminos privados	0.80	0.72	0.60	0.50	0.40
(b) Caminos públicos sin mejora	0.80	0.72	0.60	0.50	0.40
(c) Caminos, carreteras o calles públicas con superficie dura y vías férreas	0.60	0.60	0.60	0.50	0.40
Ensamblajes fabricados [consulte el párrafo 841.1.9(a)]	0.60	0.60	0.60	0.50	0.40
Gasoductos en puentes [consulte el párrafo 841.1.9(b)]	0.60	0.60	0.60	0.50	0.40
Instalaciones de control de presión/flujo y de medición [consulte el párrafo 841.1.9(d)]	0.60	0.60	0.60	0.50	0.40
Tubería de estaciones de compresión	0.50	0.50	0.50	0.50	0.40
Separadores de líquido contruidos de tuberías y acoples sin soldadura interna [consulte el párrafo 843.3.1(b)]	0.40	0.40	0.40	0.40	0.40
Concentración cercana de personas en ubicaciones Clases 1 y 2 [consulte el párrafo 840.3(b)]	0.50	0.50	0.50	0.50	0.40

Tabla 841.1.7-1 Factor de junta longitudinal, E

Especificación N.º	Clase de tubería	Factor E
ASTM A53	Sin costura	1.00
	Soldada por resistencia eléctrica	1.00
	Soldadura continua a tope en horno	0.60
ASTM A106	Sin costura	1.00
ASTM A134	Soldada por fusión eléctrica de arco	0.80
ASTM A135	Soldada por resistencia eléctrica	1.00
ASTM A139	Soldada por fusión eléctrica de arco	0.80
ASTM A333	Sin costura	1.00
	Soldada por resistencia eléctrica	1.00
ASTM A381	Soldada por arco sumergido	1.00
ASTM A671	Soldada por fusión eléctrica	
	Clases 13, 23, 33, 43, 53	0.80
	Clases 12, 22, 32, 42, 52	1.00
ASTM A672	Soldada por fusión eléctrica	
	Clases 13, 23, 33, 43, 53	0.80
	Clases 12, 22, 32, 42, 52	1.00
ASTM A691	Soldada por fusión eléctrica	
	Clases 13, 23, 33, 43, 53	0.80
	Clases 12, 22, 32, 42, 52	1.00
ASTM A984	Soldada por resistencia eléctrica	1.00
ASTM A1005	Soldada por doble arco sumergido	1.00
ASTM A1006	Soldada por rayo láser	1.00
API 5L	Soldada por resistencia eléctrica	1.00
	Sin costura	1.00
	Soldada por arco sumergido (costura longitudinal o helicoidal)	1.00
	Soldadura continua a tope en horno	0.60

NOTA GENERAL: Las definiciones para las diversas clases de tubería soldada se dan en el párrafo 804.7.3.

Tabla 841.1.8-1 Factor de reducción de la temperatura, T, para tubería de acero

Temperatura, °F (°C)	Factor de reducción de la temperatura, T
250 (121) o menos	1.000
300 (149)	0.967
350 (177)	0.933
400 (204)	0.900
450 (232)	0.867

NOTA GENERAL: Para las temperaturas intermedias, se debe interpolar el factor de reducción de la temperatura.

de humedad, gas del gasoducto o condiciones ambientales externas.

(4) Deberán evitarse niveles de presión sonora iguales o mayores que 110 dBA para evitar dañar los equipos de control y las tuberías.

(5) Las velocidades del gas en las tuberías no deben superar los 100 ft/s (30 m/s) en condiciones máximas. Se recomienda utilizar velocidades menores. Las velocidades altas del gas en las tuberías aumentan la turbulencia y la caída de presión, contribuyen a generar niveles de presión sonora excesivos (ruido aerodinámico) y pueden provocar la erosión interna de la tubería.

(h) Otras consideraciones (no obligatorias) para las instalaciones de control de presión/flujo

(1) Debe considerarse la filtración de gas, en particular para los instrumentos, los reguladores de instrumentos, etc., en los casos en los que haya contaminantes particulados presentes o donde sean un problema potencial.

(2) La instalación de reductores cónicos inmediatamente corriente abajo de un regulador o una válvula de control permitirá una expansión del gas más gradual hacia tuberías más grandes y reducirá la turbulencia y la caída de presión durante la expansión del gas.

(i) Instalaciones eléctricas y equipos electrónicos para instalaciones de control de presión/flujo y de medición

(1) Todos los equipos eléctricos y el cableado instalados en instalaciones de control de presión/flujo y de medición deberán cumplir con los requerimientos de NFPA 70 y otros códigos eléctricos aplicables. Las referencias adicionales de API y AGA se indican en el Apéndice no obligatorio C.

(2) Los equipos de control electrónico, monitoreo y medición de gas deberán estar conectados a tierra y aislados de las tuberías adecuadamente para ayudar a evitar situaciones de sobrepresión o corte accidental debido a fallas del equipo debido a caída de rayos y sobretensiones eléctricas, y para evitar riesgos de seguridad provocados por corrientes de falla. No deben instalarse equipos de aislamiento eléctrico con fines de control de la corrosión en edificios, a menos que estén específicamente diseñados para utilizarse en atmósferas combustibles.

(3) Debe considerarse el uso de fuentes de alimentación ininterrumpidas o sistemas de respaldo redundantes para ayudar a evitar situaciones de sobrepresión o cierre no intencional provocadas por los cortes de energía.

(4) Una referencia útil para las mediciones de gas electrónicas es el Manual de Normas de Medición de Petróleo de API, Capítulo 21 — Medición de flujo utilizando sistemas de medición electrónica, Sección 1 — Medición de gas electrónica.

(j) Instalación de gasoductos mediante perforación dirigida

(1) Calificaciones. Los contratistas de perforación deberán mantener procedimientos de diseño e

instalación escritos que aborden los cruces que deberán completarse mediante el método de perforación dirigida. Los operadores del equipo de perforación y el personal responsable de establecer la ubicación del escariador y del cabezal del piloto durante las operaciones de perforación deberán estar calificados mediante capacitación y experiencia en la implementación de los procedimientos del contratista.

(2) *Evaluaciones geotécnicas.* Debe considerarse la realización de evaluaciones geotécnicas en la ubicación del cruce para establecer las condiciones subsuperficiales.

(3) *Esfuerzos y fuerzas de instalación.* Deberán evaluarse las cargas y los esfuerzos a los que se somete el tramo de tubería durante la instalación para garantizar la protección de la tubería contra deformaciones, pandeo, aplastamiento y movimiento no deseado del tramo de tubería debido a los efectos combinados de la presión externa, la fricción, las fuerzas axiales y la flexión. (Consulte las referencias para la perforación dirigida en el Apéndice no obligatorio C).

(4) *Recubrimiento protector.* Cuando se especifique el tipo de sistema de recubrimiento que se aplicará en la tubería y las juntas de soldadura, se deberán considerar las fuerzas friccionales y abrasivas que pueden ejercerse en el recubrimiento de la tubería durante la instalación. Al momento de la instalación, se deberá tener cuidado para proteger la calidad y la integridad del recubrimiento anticorrosión externo.

(5) *Medidas de evaluación adicionales.* Además de los requerimientos mínimos de inspección y posinspección de este Código, se deberá considerar la aplicación de las siguientes medidas en el tramo de tubería:

(-a) exámenes no destructivos del 100 % de todas las soldaduras circunferenciales antes de la instalación

(-b) pruebas de presión (prueba previa) del tramo de tubería fabricado antes de la instalación

(-c) pasaje de una placa de medición interna, un calibre o un dispositivo de inspección instrumentado a través del tramo de tubería después de la instalación

(6) *Prevención de daños.* Para minimizar el potencial de daños en las estructuras superficiales o subsuperficiales, el diseño del perfil y del plan de cruce deberá considerar la precisión de los métodos que se emplearán para ubicar las estructuras existentes, mantener las distancias mínimas con respecto a las estructuras existentes, mantener un seguimiento de la posición del escariador y del cabezal del piloto durante las operaciones de perforación, y mantener un seguimiento del escariador durante la extracción.

Antes de comenzar con las operaciones de perforación, deberá exponerse la ubicación de todas las estructuras subsuperficiales que se encuentren en las cercanías de la ruta de perforación de diseño, en los casos en los que sea práctico, para permitir una confirmación visual de la ubicación de la estructura.

Antes de iniciar la operación de escariado, deberá considerarse el impacto potencial de la operación en

todas las estructuras adyacentes debido a cualquier desviación que pudiera ocurrir de la ruta de diseño.

(k) *Otras consideraciones (no obligatorias) para la fatiga debida a ciclos de presión de las costuras longitudinales de las tuberías.* En general, no se considera que las costuras longitudinales de las tuberías de línea sean susceptibles a la fatiga debido a ciclos de presión de funcionamiento en la mayoría de los servicios de gas natural. Se recomienda una evaluación del potencial del crecimiento de grietas por fatiga debido a los ciclos de presión para las tuberías que contengan costuras longitudinales en las que la acumulación esperada en toda su vida útil de ciclos a la máxima presión de funcionamiento admisible (MAOP) completa pueda superar el siguiente número de ocurrencias:

(Unidades del sistema de medidas de los Estados Unidos)

$$N = \frac{6.0 \times 10^{17}}{(F \times S)^3 \times t^{0.5}}$$

(Unidades del sistema internacional de medidas)

$$\left(N = \frac{9.8 \times 10^{11}}{(F \times S)^3 \times t^{0.5}} \right)$$

donde

F = factor de diseño de la Tabla 841.1.6-1

N = cantidad equivalente de ciclos durante la vida útil de servicio prevista del sistema de tuberías

S = límite de fluencia mínimo especificado, psi (MPa), estipulado en la especificación según la cual se compró la tubería al fabricante o determinado de acuerdo con los párrafos 817.1.3(h) y 841.1.4

t = espesor nominal de la pared, in (mm)

Se considera que el gasoducto no es susceptible a la fatiga en las costuras longitudinales debido a los ciclos de presión si el gasoducto ha estado expuesto a una prueba hidrostática a un nivel de presión de, al menos, 1.25 veces la MAOP, si la acumulación en toda la vida útil de ciclos a la MAOP completa es de N o menor, o si el factor de diseño, F , es de 0.4 o menos. Para los fines de la aplicación de este criterio de selección, los ciclos de presión con una magnitud mayor al 50 % de la MAOP deben contarse como ciclos de MAOP completa. Las soldaduras con costura que no estén orientadas de manera paralela al eje longitudinal de la tubería están exentas de esta evaluación.

841.1.10 Protección de gasoductos y líneas principales contra peligros

(a) Cuando se deben instalar gasoductos y líneas principales en lugares donde estarán sujetos a peligros naturales como erosión, inundaciones, suelo inestable, derrumbes, eventos relacionados con terremotos (como fallas superficiales, licuefacción del suelo y características de inestabilidad del suelo e inclinación) u

otras condiciones que puedan provocar un movimiento importante del gasoducto o cargas anormales sobre este, se deberán tomar las precauciones razonables para proteger el gasoducto, como aumentar el espesor de pared, construir muros de contención, evitar la erosión e instalar anclajes.

(b) En los casos en los que los gasoductos y las líneas principales crucen áreas que normalmente se encuentran bajo el agua o sujetas a inundación (es decir, lagos, bahías o pantanos), deberá aplicarse un peso o anclaje suficiente a la línea para evitar la flotación.

(c) Dado que los cruces submarinos pueden estar sujetos a erosión debido a los peligros naturales de los cambios en el lecho de la vía fluvial, las velocidades del agua, la profundización del canal o el cambio de la ubicación del canal en la vía fluvial, se deberá considerar en el diseño la protección del gasoducto o la línea principal en dichos cruces. El cruce deberá ubicarse en las ubicaciones de la orilla y el lecho más estables. La profundidad de la línea, la ubicación de las curvaturas instaladas en las orillas, el espesor de pared de la tubería y el lastre de la línea deberán seleccionarse sobre la base de las características de la vía fluvial.

(d) En los casos en los que los gasoductos y las líneas principales estén expuestos, como entre pilotes, caballetes y cruces de puentes, los gasoductos y las líneas principales deberán protegerse razonablemente mediante distancia o barricadas contra daños accidentales provocados por el tránsito vehicular u otras causas.

841.1.11 Requerimientos de cubiertas, distancias mínimas y revestimientos para gasoductos y líneas principales de acero enterradas

(a) *Requerimientos de cubiertas para las líneas principales.* Las líneas principales enterradas deberán instalarse con una cubierta de no menos de 24 in (610 mm). En los casos en los que esta disposición sobre cubiertas no pueda cumplirse, o en los que las cargas externas pudieran ser excesivas, la línea principal se deberá revestir, arriostrar o diseñar para que soporte cualquiera de estas cargas externas anticipadas. En los casos en los que la actividad agrícola u otras operaciones pudieran tener como resultado un arado profundo, en áreas sujetas a la erosión o en ubicaciones donde una nivelación futura sea probable, como un camino, una carretera, un ferrocarril y cruces de zanjas, deberá proporcionarse una protección adicional. [Consulte el punto (e) para conocer métodos sugeridos para proporcionar protección adicional].

(b) *Requerimientos de cubiertas para los gasoductos.* Excepto para los gasoductos en alta mar, las tuberías enterradas deberán instalarse con una cubierta que no sea menor que lo que se indica en la Tabla 841.1.11-1.

En los casos en los que estas disposiciones sobre cubiertas no pueda cumplirse, o en los que las cargas externas pudieran ser excesivas, el gasoducto se deberá revestir, arriostrar o diseñar para que soporte cualquiera de estas cargas externas anticipadas. En las áreas en las

Tabla 841.1.11-1 Requerimientos de cubiertas de los gasoductos

Ubicación	Cubierta, in (mm)		
	Para excavación normal	Para excavaciones en roca [Nota (1)]	
		Tamaño de tubería NPS 20 (DN 500) y más pequeño	Tamaño de tubería mayor que NPS 20 (DN 500)
Clase 1	24 (610)	12 (300)	18 (460)
Clase 2	30 (760)	18 (460)	18 (460)
Clases 3 y 4	30 (760)	24 (610)	24 (610)
Zanja de drenaje en caminos públicos y cruces de vías férreas (todas las ubicaciones)	36 (910)	24 (610)	24 (610)

NOTA:

(1) La excavación de roca es la excavación que requiere voladura.

que la actividad agrícola u otras operaciones pudieran tener como resultado un arado profundo, en áreas sujetas a la erosión o en ubicaciones donde una nivelación futura sea probable, como caminos, carreteras, cruces de vías férreas y cruces de zanjas, deberá proporcionarse una protección adicional. [Consulte el punto (e) para conocer métodos sugeridos para proporcionar protección adicional].

(c) *Distancia mínima entre gasoductos o líneas principales y otras estructuras subterráneas*

(1) Deberá haber una distancia mínima de, al menos, 6 in (150 mm), siempre que sea posible, entre cualquier gasoducto enterrado y cualquier otra estructura subterránea que no se utilice junto con el gasoducto. Cuando no pueda alcanzarse dicha distancia mínima, deberán tomarse precauciones para proteger la tubería, como la instalación de revestimiento, riostras o material de aislamiento.

(2) Deberá haber una distancia mínima de, al menos, 2 in (50 mm), siempre que sea posible, entre cualquier línea principal de gas enterrada y cualquier otra estructura subterránea que no se utilice junto con la línea principal. Cuando no pueda alcanzarse dicha distancia mínima, deberán tomarse precauciones para proteger la línea principal, como la instalación de material de aislamiento o revestimiento.

(d) *Requerimientos de revestimiento bajo vías férreas, carreteras, caminos o calles.* Los revestimientos deberán diseñarse para soportar las cargas impuestas sobre ellos. Cuando existe una posibilidad de que el agua ingrese en el revestimiento, deberán sellarse los extremos de este. Si el sellado del extremo es de un tipo que retendrá la máxima presión de funcionamiento admisible de la tubería de transporte, el revestimiento deberá

diseñarse para esta presión y, al menos, con un factor de diseño de 0.72. No es obligatoria la ventilación de los revestimientos sellados; sin embargo, si se instalan ventilaciones, deben estar protegidas contra el clima para evitar que ingrese agua en el revestimiento. (Los requerimientos para los cruces dentro del revestimiento de vías férreas y carreteras se muestran en la Tabla 841.1.6-2).

(e) *Protección adicional para tuberías subterráneas.* El factor de diseño de la tubería, F , deberá establecerse de acuerdo con la Tabla 841.1.6-2 para los cruces de caminos y vías férreas. Puede considerarse la orientación ofrecida por API RP 1102, Gasoductos de acero que cruzan vías férreas y carreteras, el Reporte GRI N.º 91/0284, Pautas para gasoductos que cruzan carreteras o el Apéndice G-15, Diseño de cruces de tuberías con carreteras y vías férreas del Material de guía del Gas Piping Technology Committee (Comité de Tecnología de Tuberías de Gas) para el diseño y la instalación del cruce del gasoducto. El operador del gasoducto deberá evaluar la necesidad de extender una protección de tubería adicional sobre el gasoducto cuando el ancho de derecho de vía no pueda definirse debido a la carga anticipada del tránsito o de equipos pesados que lleven a cabo actividades de mantenimiento de manera adyacente al camino o vía férrea.

Pueden lograrse distintos grados de protección adicional contra daños de terceros en un cruce de línea principal o gasoducto enterrados dentro del derecho de vía de un camino o vía férrea (o de forma paralela a este) si se utilizan las siguientes técnicas, o variantes de estas, de manera individual o combinada:

(1) Puede instalarse una barrera física o un marcador sobre la tubería o alrededor de esta (consulte el párrafo 851.7). Si se utiliza una barrera física, se debe considerar el conflicto potencial con las actividades de mantenimiento del derecho de vía. Los métodos de barrera física o marcadores incluyen los siguientes:

(-a) una barrera de concreto o acero colocada sobre la tubería

(-b) una losa de concreto colocada verticalmente de manera adyacente a la tubería a cada lado y extendida por encima de la parte superior de la elevación de la tubería

(-c) un material de recubrimiento resistente a los daños, como el concreto

(-d) mayor profundidad de la cubierta que lo requerido en el punto (b)

(-e) cinta de advertencia de alta visibilidad enterrada de manera paralela a la tubería y sobre esta

(-f) revestimiento de la tubería [consulte el punto (d) y el párrafo 861.1.6]

(2) Un mayor espesor de pared que el requerido por el factor de diseño de la tubería, F , de acuerdo con la Tabla 841.1.6-1 o la Tabla 841.1.6-2.

(3) La alineación de la tubería debe ser tan recta y perpendicular al camino o vía férrea como sea posible,

con el fin de promover una marcación confiable de la ubicación de la tubería por todo el derecho de vía y en los límites del derecho de vía. Se deberá utilizar protección subterránea adicional para la tubería junto con un programa de educación efectivo (párrafo 850.4.4), una vigilancia periódica de los gasoductos (párrafo 851.1), el patrullaje del gasoducto (párrafo 851.2) y la utilización de programas que les proporcionen notificaciones a los operadores sobre las próximas actividades de excavación, si estuviera disponible.

841.1.12 Resumen de los factores de diseño. Los factores de diseño se resumen en la Tabla 841.1.6-2.

841.2 Instalación de gasoductos y líneas principales de acero

841.2.1 Especificaciones de construcción. Todo el trabajo de construcción que se realice en sistemas de tuberías de acuerdo con los requerimientos de este Código deberá realizarse según las especificaciones de construcción. Las especificaciones de construcción deberán cubrir todas las fases del trabajo y deberán tener suficiente detalle como para cubrir los requerimientos de este Código.

841.2.2 Disposiciones de inspección

(a) La empresa operadora deberá llevar a cabo una inspección adecuada. Los inspectores deberán estar calificados mediante experiencia o capacitación. El inspector deberá tener la autoridad para ordenar la reparación o la extracción y el reemplazo de cualquier componente que se descubra que no cumple con las normas de este Código.

(b) Las disposiciones de la inspección de instalación para tuberías y otras instalaciones para funcionar a esfuerzos circunferenciales del 20 % o más del límite de fluencia mínimo especificado deberán ser adecuadas para posibilitar, al menos, las siguientes inspecciones a intervalos suficientemente frecuentes como para garantizar la buena calidad de la mano de obra:

(1) Inspeccionar la superficie de la tubería en busca de defectos superficiales graves inmediatamente antes de la operación de recubrimiento. [Consulte el párrafo 841.2.4(b)(1)].

(2) Inspeccionar la superficie del recubrimiento de la tubería a medida que se la hace descender en la zanja con el fin de encontrar laceraciones en el recubrimiento que indiquen que la tubería pudiera haber resultado dañada después de haber sido recubierta.

(3) Inspeccionar el empalme de las juntas antes de realizar la soldadura.

(4) Inspeccionar visualmente el cordón rectilíneo antes de aplicar otros cordones.

(5) Inspeccionar las soldaduras completas antes de cubrirlas con el recubrimiento.

(6) Inspeccionar el estado del fondo de la zanja inmediatamente antes de que se haga descender la

Tabla 841.2.3-1 Requerimientos de doblado en frío en campo de los gasoductos

Tamaño nominal de tubería	Deflexión de eje longitudinal, grados	Radio mínimo de curvatura en diámetros de tubería [consulte 841.2.3(a)(3)]
Menor que NPS 12 (DN 300)	841.2.3(a)(4)	18D
NPS 12 (DN 300)	3.2	18D
NPS 14 (DN 350)	2.7	21D
NPS 16 (DN 400)	2.4	24D
NPS 18 (DN 450)	2.1	27D
NPS 20 (DN 500) y mayor	1.9	30D

tubería hacia el interior, excepto en el caso de tuberías en alta mar.

(7) Inspeccionar el ajuste de la tubería en la zanja antes de rellenar, excepto en el caso de tuberías en alta mar.

(8) Inspeccionar todas las reparaciones, los reemplazos o los cambios ordenados antes de cubrirlos.

(9) Llevar a cabo las pruebas e inspecciones especiales requeridas por las especificaciones, como pruebas no destructivas de soldaduras y pruebas eléctricas del recubrimiento protector.

(10) Inspeccionar el material de relleno antes del uso y observar el procedimiento de rellenado para garantizar que no se dañe el recubrimiento durante el proceso de rellenado.

841.2.3 Curvaturas, ingletes o codos mitrados y codos en líneas principales y gasoductos de acero. Pueden realizarse cambios de dirección mediante el uso de curvaturas, ingletes o codos mitrados o codos de acuerdo con las limitaciones que se indican a continuación:

(a) *Curvaturas*

(1) Una curvatura deberá estar libre de pandeo, grietas o cualquier otra evidencia de daño mecánico.

(2) El grado máximo de la curvatura en una operación de doblado en frío en campo puede determinarse mediante cualquiera de los métodos de la Tabla 841.2.3-1. La primera columna expresa la deflexión máxima en una longitud de arco igual al diámetro exterior nominal, y la segunda columna expresa el radio mínimo como función del diámetro exterior nominal.

(3) Puede llevarse a cabo un doblado en frío en campo para un radio mínimo menor que el permitido en el punto (2) anterior, siempre y cuando la curvatura completada cumpla con todos los otros requerimientos de esta sección y el espesor de pared, después del doblado, no sea menor que el mínimo permitido por el párrafo 841.1.1. Esto puede demostrarse mediante las pruebas adecuadas.

(4) Para tuberías menores que NPS 12 (DN 300), los requerimientos del punto (1) anterior deben cumplirse, y el espesor de pared, después del doblado, no deberá ser menor que el mínimo permitido por el párrafo 841.1.1. Esto puede demostrarse mediante las pruebas adecuadas.

(5) Excepto en los casos de gasoductos en alta mar, cuando se realice una soldadura circunferencial en una sección con curvatura, deberá someterse a un examen radiográfico tras el doblado.

(6) Todas las curvaturas en caliente deberán realizarse de acuerdo con ASME B16.49.

(7) Se deberán permitir curvaturas con arrugas solo en sistemas que operen a niveles de esfuerzo circunferencial de menos del 30 % del límite de fluencia mínimo especificado. Cuando se realicen curvaturas con arrugas en tuberías soldadas, la soldadura longitudinal deberá ubicarse sobre el eje neutral de la curvatura, o cerca de este. No se deberán permitir curvaturas con arrugas que exhiban pliegues agudos. El espaciado de las arrugas deberá medirse a lo largo de la bifurcación de la curvatura de la tubería, y la distancia de pico a pico entre arrugas deberá ser superior al diámetro de la tubería. En tuberías NPS 16 (DN 400) o más grandes, la arruga no deberá producir un ángulo de más de 1 ½ grados por arruga.

(8) Pueden producirse ondulaciones accidentales en la superficie de la tubería a lo largo del radio interior durante la formación de curvaturas en frío en campo en algunas tuberías. Las ondulaciones que tengan una dimensión medida de pico a valle, que no superen el 1 % del diámetro exterior de la tubería, se considerarán aceptables para todo servicio de gas. Las ondulaciones más grandes pueden permitirse sobre la base de un análisis de ingeniería que considere los efectos de la construcción y la operación del gasoducto sobre la confiabilidad de la tubería afectada por dichas ondulaciones. Además, la curvatura deberá cumplir con todas las demás disposiciones de esta sección.

(b) *Ingletes o codos mitrados.* Se permiten curvaturas con ingletes o codos mitrados, siempre y cuando se cumpla con las siguientes limitaciones:

(1) En sistemas diseñados para funcionar a niveles de esfuerzos circunferenciales iguales o mayores que el 40 % del límite de fluencia mínimo especificado, no se permiten curvaturas con ingletes o codos mitrados. Las deflexiones provocadas por una alineación incorrecta de hasta 3 grados no se consideran ingletes o codos mitrados.

(2) En sistemas diseñados para funcionar a niveles de esfuerzos circunferenciales iguales o mayores que el 10 %, pero menores del 40 %, del límite de fluencia mínimo especificado, el ángulo de deflexión total en cada inglete o codo mitrado no deberá superar los 12 ½ grados.

(3) En sistemas diseñados para funcionar a niveles de esfuerzos circunferenciales menores del 10 % del

límite de fluencia mínimo especificado, el ángulo de deflexión total en cada inglete o codo mitrado no deberá superar los 90 grados.

(4) En sistemas diseñados para funcionar a niveles de esfuerzos circunferenciales iguales o mayores que el 10 % del límite de fluencia mínimo especificado, la distancia mínima entre ingletes o codos mitrados, medida desde la bifurcación, no deberá ser menor que un diámetro de tubería.

(5) Se deberá tener cuidado al crear juntas con ingletes o codos mitrados para proporcionar un espaciado y una alineación adecuados, y una penetración total.

(c) *Codos*. Pueden usarse codos de soldadura de acero forjado, conformados en fábrica, o segmentos transversales cortados de estos, para los cambios de dirección, siempre y cuando la longitud de arco medida a lo largo de la bifurcación sea de, al menos, 1 in (25 mm) para tamaños de tuberías NPS 2 (DN 50) o mayores.

841.2.4 Requerimientos de superficie de la tubería aplicables a gasoductos y líneas principales para funcionar a un esfuerzo circunferencial del 20 % o más del límite de fluencia mínimo especificado. Se ha demostrado que las estrías, las ranuras y las muescas son una causa importante de fallas de gasoductos. Todos los defectos perjudiciales de esta naturaleza se deben evitar, eliminar o reparar. Deberán tomarse precauciones durante la fabricación, el transporte y la instalación para evitar la formación de estrías o ranuras en la tubería.

(a) *Detección de estrías y ranuras*

(1) La inspección en campo que se lleva a cabo en cada trabajo deberá ser adecuada para reducir a un mínimo aceptable la probabilidad de que una tubería con estrías o ranuras llegue hasta el gasoducto o la línea principal terminada. Se requiere una inspección con este fin inmediatamente antes de la operación de recubrimiento y durante las operaciones de descenso y rellenado.

(2) Cuando se recubre la tubería, deberá realizarse una inspección para determinar que la máquina de recubrimiento no provoque estrías ni ranuras perjudiciales.

(3) Deberán examinarse cuidadosamente las laceraciones del recubrimiento protector antes de la reparación del recubrimiento, con el fin de determinar si la superficie de la tubería se ha dañado.

(b) *Reparación en campo de estrías y ranuras*

(1) Las estrías o ranuras perjudiciales deberán eliminarse.

(2) Es posible eliminar las estrías o ranuras amolando hasta lograr un contorno suave, siempre y cuando el espesor de la pared resultante no sea menor que el mínimo prescrito por este Código para las condiciones de uso. [Consulte el párrafo 841.1.5(b).]

(3) Cuando no se pueden satisfacer las condiciones detalladas en el punto (b)(2), deberá cortarse y retirarse el cilindro de la porción dañada de la tubería y reemplazarse con una pieza en buen estado. Se prohíbe el parchado con insertos.

(c) *Abolladuras*

(1) Una abolladura puede definirse como una depresión que provoca una alteración importante en la curvatura de la pared de la tubería (en comparación con una raya o una ranura, que reducen el espesor de la pared de la tubería). La profundidad de una abolladura se medirá como el espacio entre el punto más bajo de la abolladura y una prolongación del contorno original de la tubería en cualquier dirección.

(2) Una abolladura, según se define en el punto (c) (1), que contenga un concentrador de esfuerzo como una raya, una ranura o una estría, o una quemadura por arco eléctrico deberá eliminarse cortando el cilindro donde se encuentra la porción dañada de la tubería.

(3) Se deberán eliminar todas las abolladuras que afecten la curvatura de la tubería en la soldadura longitudinal o en cualquier soldadura circunferencial. No se permitirán abolladuras que superen una profundidad máxima de $\frac{1}{4}$ in (6 mm) en tuberías NPS 12 (DN 300) o menores, o el 2 % del diámetro nominal de la tubería en tuberías mayores que NPS 12 (DN 300) en gasoductos o líneas principales diseñados para funcionar a niveles de esfuerzo circunferencial del 40 % o más del límite de fluencia mínimo especificado. Cuando se eliminan las abolladuras, el cilindro de la porción dañada de la tubería deberá cortarse. Se prohíbe el parchado con insertos y la reparación de las abolladuras mediante martillado.

(d) *Muecas*

(1) Las muescas en la superficie de la tubería pueden ocurrir debido a un daño mecánico en la fabricación, el transporte, la manipulación o la instalación. Cuando se determine que fue provocada mecánicamente, deberá tratarse de la misma manera que las ranuras y estrías [consulte el punto (a) anterior].

(2) Las concentraciones de esfuerzo que pueden o no involucrar una muesca geométrica también pueden haber sido creadas por un proceso que involucre energía térmica en el que la superficie de la tubería se calienta lo suficiente para cambiar sus propiedades mecánicas o metalúrgicas. Estas imperfecciones se denominan "muecas metalúrgicas". Algunos ejemplos incluyen una quemadura por arco eléctrico producida por un contacto accidental con un electrodo de soldadura o una quemadura por fricción producida por la aplicación de fuerza excesiva sobre un disco de amolado. Las muescas metalúrgicas pueden generar concentraciones de esfuerzo más severas que una muesca mecánica y deberán evitarse o eliminarse en todos los gasoductos diseñados para funcionar a niveles de esfuerzo circunferencial del 20 % o más del límite de fluencia mínimo especificado.

(e) *Eliminación de quemaduras por arco eléctrico*. Las muescas metalúrgicas provocadas por quemaduras por arco eléctrico deberán eliminarse mediante amolado, siempre y cuando el amolado no reduzca el espesor de la pared restante a menos del mínimo prescrito por

este Código para las condiciones de uso.¹ En todos los demás casos, se prohíbe la reparación, y deberá cortarse el cilindro de la porción de tubería que contenga la quemadura por arco eléctrico y reemplazarse con una pieza en buen estado. Se prohíbe el parchado con insertos. Se deberá tener cuidado para garantizar que el calor del amolado no produzca una muesca metalúrgica.

841.2.5 Operaciones varias involucradas en la instalación de líneas principales y gasoductos de acero

(a) *Manipulación, transporte y colocación.* Se deberá tener cuidado al seleccionar el equipo de manipulación y al manipular, transportar, descargar y colocar la tubería de manera tal que esta no se dañe.

(b) *Instalación de la tubería en la zanja.* En los gasoductos que funcionan a niveles de esfuerzo circunferencial del 20 % o más del límite de fluencia mínimo especificado, es importante que se minimicen los esfuerzos impuestos sobre los gasoductos como resultado de su construcción. Excepto en los casos de los gasoductos en alta mar, la tubería deberá colocarse en la zanja sin el uso de fuerzas externas para sostenerla en su lugar hasta que se complete el relleno. Cuando se bajan secciones largas de tubería que se soldaron junto a la zanja, se deberá tener cuidado de no sacudir la tubería ni imponer ningún tipo de deformación que pudiera crear pliegues o crear una curvatura permanente en la tubería. Este párrafo no prohíbe la conformación de bucles de dilatación en los casos en los que las condiciones de disposición hagan que su uso sea recomendable.

(c) Rellenado

(1) El relleno deberá llevarse a cabo de una manera que brinde un soporte firme debajo de la tubería.

(2) Si el material que se utilizará para relleno tiene rocas grandes, se deberá tener cuidado para evitar dañar el recubrimiento, mediante el uso de material de protección contra rocas o la realización del llenado inicial con suficiente material libre de rocas como para evitar los daños.

(3) En los casos en los que se inunde la zanja para consolidar el relleno, se deberá observar con cuidado que la tubería no se eleve por flotación de su asentamiento firme en el fondo de la zanja.

841.2.6 Derivaciones sobre tubería en carga. Personal capacitado y experimentado deberá instalar todas las derivaciones sobre tubería en carga.

841.2.7 Precauciones para evitar explosiones de mezclas de gas y aire o incendios no controlados durante las operaciones de construcción

(a) Las operaciones como la soldadura eléctrica o por gas y el corte con sopletes de corte pueden

llevarse a cabo de manera segura en gasoductos, líneas principales y equipos auxiliares, siempre y cuando estén completamente llenos de gas o aire libre de material combustible. Deberán tomarse medidas para evitar la mezcla de gas y aire en todos los lugares donde se vaya a realizar cualquiera de estas operaciones.

(b) Cuando un gasoducto o una línea principal pueda mantenerse libre de gas durante una operación de soldadura o corte, se recomiendan los siguientes procedimientos:

(1) Mantener un flujo ligero de gas en movimiento hacia el punto donde se lleva a cabo el corte o la soldadura.

(2) Controlar la presión de gas en el lugar del trabajo utilizando un medio adecuado.

(3) Una vez que se lleva a cabo un corte, cerrar inmediatamente todas las ranuras o los extremos abiertos con cinta, una lona ajustada u otros materiales adecuados.

(4) No permitir que permanezcan dos aberturas descubiertas al mismo tiempo. Esto es doblemente importante si las dos aberturas se encuentran a elevaciones diferentes.

(c) No deberán llevarse a cabo soldaduras, cortes u otras operaciones que pudieran significar una fuente de ignición en un gasoducto, una línea principal o un aparato auxiliar que contengan aire si se encuentran conectados a una fuente de gas, a menos que se haya proporcionado un medio adecuado para evitar la formación de una mezcla explosiva en el área de trabajo.

(d) En situaciones en las que la soldadura o el corte deba llevarse a cabo en instalaciones llenas de aire y conectadas a una fuente de gas, y no puedan tomarse las precauciones recomendadas anteriormente, se sugiere aplicar una o más de las siguientes precauciones, según las circunstancias del lugar de trabajo:

(1) purgar la tubería o el equipo en el que se llevará a cabo la soldadura o el corte con un gas inerte o de manera continua con aire de manera tal que no se forme una mezcla combustible en el área de trabajo en las instalaciones

(2) analizar la atmósfera en el área cercana a la zona que se calentará antes de comenzar con el trabajo, y a intervalos a medida que progresa el trabajo, con un indicador de gas combustible o a través de otros medios adecuados

(3) verificar cuidadosamente antes del trabajo y durante este, asegurándose de que las válvulas que aíslan el trabajo de una fuente de gas no tengan fugas

(e) Purga de gasoductos y líneas principales

(1) Cuando se colocará en servicio un gasoducto o una línea principal, se deberá desplazar el aire. Los siguientes son algunos métodos aceptables:

(-a) *Método 1.* Introducir un flujo moderadamente rápido y continuo de gas en un extremo de la línea y ventilar el aire por el otro extremo. El flujo de gas deberá

¹ La eliminación completa de la muesca metalúrgica creada por una quemadura por arco eléctrico puede determinarse de la siguiente manera: Una vez que el amolado haya eliminado la evidencia visible de la quemadura por arco eléctrico, se debe limpiar el área amolada con una solución de persulfato de amonio al 20 %. Una mancha ennegrecida es una evidencia de una muesca metalúrgica e indica que se necesita un amolado adicional.

continuar sin interrupciones hasta que el gas ventilado esté libre de aire.

(-b) *Método 2.* Si el venteo se encuentra en una ubicación en la que la liberación de gas a la atmósfera pudiera provocar una condición peligrosa, deberá introducirse una inyección de gas inerte entre el gas y el aire. El flujo de gas deberá continuar sin interrupciones hasta que todo el aire y el gas inerte se hayan eliminado de las instalaciones. Los gases ventilados deberán monitorearse y el venteo deberá cerrarse antes de que se libere una cantidad sustancial de gas combustible a la atmósfera.

(2) En los casos en los que se decida que el gas de un gasoducto o una línea principal se desplazará con aire y la tasa a la que se puede suministrar el aire a la línea es demasiado pequeña como para que un procedimiento similar, pero inverso al descrito en el párrafo (1) anterior, sea factible, debe introducirse una inyección de gas inerte para evitar la formación de una mezcla explosiva en la interfase entre el gas y el aire. Puede utilizarse nitrógeno o dióxido de carbono con este fin.

(3) Si se debe eliminar un gasoducto o una línea principal que contiene gas, la operación puede llevarse a cabo de acuerdo con el punto (b) o puede desconectarse la línea de todas las fuentes de gas en primer lugar, y luego purgarse minuciosamente con aire, agua o gas inerte antes de realizar cualquier otra operación de corte o soldadura.

(4) Si se debe llenar de aire un gasoducto, una línea principal de gas o un equipo auxiliar después de estar en servicio y existe una posibilidad razonable de que las superficies interiores de las instalaciones estén humedecidas con líquidos inflamables volátiles o de que dichos líquidos se puedan haber acumulado en lugares bajos, deberán usarse procedimientos de purga diseñados para solucionar esta situación. Se recomienda soplar con vapor las instalaciones hasta que todos los líquidos combustibles hayan sido evaporados y arrastrados. Una recomendación alternativa es llenar las instalaciones con un gas inerte y mantenerla llena de dicho gas durante el progreso de cualquier trabajo que pudiera encender una mezcla explosiva en las instalaciones. No debe ignorarse como posible fuente de ignición la descarga de chispas de estática dentro de las instalaciones.

(f) En todos los casos en los que sea probable que la ignición accidental en el aire de una mezcla de gas y aire provoque lesiones personales o daños a la propiedad, deberán tomarse precauciones como las siguientes:

(1) Prohibir fumar y encender llamas abiertas en el área.

(2) Instalar una unión metálica alrededor de la ubicación de los cortes de las tuberías de gas que se realizarán por medios que no sean sopletes de corte.

(3) Tomar precauciones para evitar chispas de electricidad estática.

(4) Proporcionar un extintor de incendio del tamaño y tipo adecuados, conforme a NFPA 10.

841.3 Pruebas después de la construcción

841.3.1 Disposiciones generales. Todos los sistemas de tuberías se probarán después de la construcción de acuerdo con los requerimientos de este Código, excepto por los ensamblajes fabricados preprobados y las conexiones soldadas donde las pruebas de conexión posconstrucción no sean prácticas.

Adicionalmente, los *tramos* individuales o los *tramos* múltiples soldados de tubería que ya se hayan probado de acuerdo con este Código para fines de reparación o reemplazo no requieren una nueva prueba después de la construcción.

(a) Las soldaduras circunferenciales asociadas con la conexión de ensamblajes preprobados, los *tramos* o las secciones de tuberías de reparación preprobadas y las conexiones soldadas que no se hayan sometido a una prueba de presión después de la construcción se inspeccionarán mediante métodos radiográficos u otros métodos no destructivos aceptados de acuerdo con el párrafo 826.2.

(b) Las conexiones no soldadas que no se hayan sometido a pruebas de presión después de la construcción deberán probarse en busca de fugas a una presión que no sea inferior a la presión disponible cuando se coloca en servicio la conexión.

(c) Se recomienda realizar pruebas de presión con agua siempre que sea posible. Sin embargo, se reconoce que ciertas condiciones pueden requerir pruebas con gases. Cuando se utilice un gas como medio de prueba, la presión de prueba no deberá superar los valores máximos indicados en las Tablas 841.3.2-1 y 841.3.3-1.

Se le advierte al usuario que la liberación de energía almacenada en una falla en una prueba con gas puede ser significativamente más peligrosa que una falla similar con agua. Cuando se prueba con gas, se recomienda una evaluación de riesgos formal en la que se identifiquen los riesgos y se identifiquen e implementen medidas de mitigación adecuadas para minimizar esos riesgos adicionales.

(d) Cuando se instalan sistemas de gasoductos en suelos inestables o la masa del medio de prueba contribuye a generar esfuerzos adicionales sobre el sistema de gasoductos, deberán investigarse los esfuerzos y las reacciones debido a la expansión, la presión longitudinal y la flexión longitudinal antes de las pruebas. Esta investigación deberá confirmar que las presiones y las cargas de prueba no producen esfuerzos, deformaciones o deflexiones inaceptables u otras condiciones que pudieran afectar de manera adversa la capacidad del sistema de funcionar como se requiere.

(e) La planificación de las pruebas deberá considerar las temperaturas del medio de prueba de presión y la duración de las operaciones de prueba para limitar el daño en la tubería debido al congelamiento del medio

de prueba y evitar deformaciones perjudiciales en el gasoducto debido a la desestabilización de suelos de permafrost.

(f) Cada ensamblaje de prueba (fabricación que no es parte de la instalación permanente, que se utiliza para llenar, presurizar y monitorear la prueba) se deberá diseñar, fabricar e instalar de acuerdo con las disposiciones de este Código. Cada ensamblaje de prueba se deberá diseñar para funcionar a la presión máxima de prueba anticipada. Se le recomienda al operador considerar la prueba del ensamblaje de prueba antes de su uso para reducir el riesgo para el personal encargado de las pruebas. Se requieren pruebas previas del ensamblaje de prueba cuando la prueba de presión se llevará a cabo en un medio de gas sulfuroso. Deben considerarse nuevas pruebas subsiguientes anteriores a la reutilización si se sospecha que el ensamblaje de prueba sufrió daños durante las pruebas o entre estas.

(g) Los ensamblajes de prueba deben ubicarse considerando la accesibilidad, las fuentes del medio de prueba y el perfil de elevación del segmento de prueba. Algunas ubicaciones seleccionadas pueden ofrecer flexibilidad para las pruebas, al mismo tiempo que limitan las presiones de prueba entre la presión de prueba mínima y la presión de prueba máxima seleccionada.

841.3.2 Requerimientos de prueba de presión para probar la resistencia de líneas principales y gasoductos para funcionar a esfuerzos circunferenciales del 30 % o más del límite de fluencia mínimo especificado de la tubería. A continuación aparecen los requerimientos de prueba de presión para probar la resistencia de gasoductos y líneas principales para funcionar a esfuerzos circunferenciales del 30 % o más del límite de fluencia mínimo especificado de la tubería:

(a) En la Tabla 841.3.2-1, se mencionan los medios de prueba de presión permisibles. El medio de prueba recomendado es el agua. El gas sulfuroso, como se define en el párrafo B803, y el gas inflamable solo se pueden usar para propósitos de prueba en ubicación Clase 1, ubicaciones División 2. Cuando se usa cualquiera de estos medios, el público se deberá trasladar a una distancia segura durante la prueba y el personal de prueba deberá contar con el equipo de protección personal adecuado. Las pruebas con gas sulfuroso y gas inflamable deben cumplir con las limitaciones de presión de prueba según lo establecido en la Tabla 841.3.3-1.

(b) No es necesario que se apliquen los requerimientos para los medios de prueba de presión de la Tabla 841.3.2-1 para la prueba de presión de los gasoductos en las ubicaciones Clases 3 y 4 si, cuando los gasoductos están listos por primera vez para la prueba de presión, existe una o ambas de las siguientes condiciones:

(1) La temperatura del suelo en las profundidades de la tubería es lo suficientemente baja durante la prueba para hacer que el medio de prueba cambie de estado y cause daños o bloqueos que dañarían la tubería

o invalidarían la prueba, y no es posible usar reductores químicos del congelamiento.

(2) No puede recurrirse razonablemente al agua aprobada de calidad satisfactoria en cantidad suficiente.

(c) En los casos en que existe una o ambas condiciones de (b), se puede usar una prueba de presión con aire o gases no inflamables y no tóxicos como el medio de prueba de presión, siempre que existan todas las siguientes condiciones:

(1) El esfuerzo circunferencial máximo durante la prueba de presión es menor al 50 % del límite de fluencia mínimo especificado en ubicaciones Clase 3 y menor al 40 % del límite de fluencia mínimo especificado en ubicaciones Clase 4.

(2) La presión máxima a la cual debe funcionar el gasoducto no supera el 80 % de la presión de prueba máxima en campo.

(3) Se confirmó que la tubería involucrada es apta para el servicio y tiene un factor de junta longitudinal de 1.00 (consulte la Tabla 841.1.7-1).

(d) Antes de ponerlo en servicio, se debe realizar una prueba de resistencia del sistema de gasoducto recientemente construido durante un período mínimo de 2 horas, a una presión mínima igual o superior a la especificada en la Tabla 841.3.2-1 después de alcanzar la estabilización de temperaturas e incrementos de operaciones con presión. Se deberá obtener y mantener la presión mínima en la elevación más alta en el sistema de gasoducto.

(e) En la Tabla 841.3.2-1, se resumen los requerimientos de prueba como una función de Clase de ubicación.

(f) Al seleccionar la presión de prueba, el diseñador o la empresa operadora deben conocer las disposiciones de la sección 854 y la relación entre la presión de prueba y la presión de funcionamiento cuando el gasoducto experimenta un aumento posterior en la cantidad de viviendas destinadas a la ocupación de seres humanos.

(g) A pesar de otras disposiciones de este Código, los gasoductos y las líneas principales que cruzan carreteras y vías férreas se pueden probar previamente de manera independiente o se pueden probar junto con los segmentos del gasoducto adyacente de la misma manera y a la misma presión que el gasoducto a cada lado del cruce.

(h) A pesar de otras disposiciones de este Código, los ensamblajes fabricados, incluidos los ensamblajes de válvulas de líneas principales, conexiones cruzadas, cabezales que cruzan ríos, etc., instalados en gasoductos en ubicaciones Clase 1 y diseñados de acuerdo con un factor de diseño de 0.60 según lo requerido en el párrafo 841.1.9(a), se pueden probar previamente de forma independiente o se pueden probar junto con los segmentos de gasoductos adyacentes según lo requerido para la ubicación Clase 1.

(i) Las empresas operadoras deberán conservar, en sus archivos, durante la vida útil de cada gasoducto

Tabla 841.3.2-1 Requerimientos de prueba para líneas principales y gasoductos de acero para funcionar a esfuerzos circunferenciales del 30 % o más del límite de fluencia mínimo especificado de la tubería (16)

1	2	3	4	5	6
Clase de ubicación	Factor de diseño máximo, F	Medio de prueba permisible	Prueba de presión prescrita		Máxima presión de funcionamiento admisible, la menor de
			Mínimo	Máximo	
1 División 1	0.8	Agua	$1.25 \times \text{MOP}$	Ninguna	$\text{TP} \div 1.25$ o DP
1 División 2	0.72	Agua	$1.25 \times \text{MOP}$	Ninguna	$\text{TP} \div 1.25$ o DP
	0.72	Aire o gas [Nota (1)]	$1.25 \times \text{MOP}$	$1.25 \times \text{DP}$	$\text{TP} \div 1.25$ o DP
2	0.6	Agua	$1.25 \times \text{MOP}$	Ninguna	$\text{TP} \div 1.25$ o DP
	0.6	Aire [Nota (1)]	$1.25 \times \text{MOP}$	$1.25 \times \text{DP}$	$\text{TP} \div 1.25$ o DP
3 [Nota (2)]	0.5	Agua [Nota (3)]	$1.50 \times \text{MOP}$	Ninguna	$\text{TP} \div 1.5$ o DP
4	0.4	Agua [Nota (3)]	$1.50 \times \text{MOP}$	Ninguna	$\text{TP} \div 1.5$ o DP

LEYENDA:

- DP = presión de diseño
MOP = máxima presión de funcionamiento (no necesariamente la máxima presión de funcionamiento admisible)
TP = presión de prueba

NOTAS GENERALES:

- (a) Esta Tabla define la relación entre las presiones de prueba y las máximas presiones de funcionamiento admisibles posteriores a la prueba. Si una empresa operadora decide que la máxima presión de funcionamiento será menor que la presión de diseño, se puede realizar una reducción correspondiente en la presión de prueba prescrita, tal como se indica en la Prueba de presión prescrita, columna Mínimo. Sin embargo, si se usa esta presión de prueba reducida, la máxima presión de funcionamiento no puede aumentarse después hasta la presión de diseño sin volver a probar la línea a una presión de prueba más alta. Consulte los párrafos 805.2.1(d), 845.2.2 y 845.2.3.
- (b) La tubería de gas sin instalaciones de gasoducto (por ejemplo, estaciones medidoras, estaciones reguladoras, etc.) se deberá probar y se deberá calificar la máxima presión de funcionamiento admisible de acuerdo con el párrafo 841.3 y las Tablas 841.3.2-1 y 841.3.3-1 según la clase de ubicación, el factor de diseño y el criterio de medio de prueba apropiados.
- (c) Cuando se realiza una prueba con aire o gas, el usuario de este Código debe tomar la precaución de evaluar la habilidad del sistema de tubería para resistir la propagación de una fractura frágil o dúctil en el nivel máximo de esfuerzo que se alcanzará durante la prueba.

NOTAS:

- (1) Cuando se pruebe la presión con aire o gas, consulte los párrafos 841.3.1(c) y 841.3.2(a) a (c), y la Tabla 841.3.3-1.
- (2) La tubería de estaciones de compresión se deberá evaluar con agua según los requerimientos del gasoducto de la ubicación Clase 3 que se indican en el párrafo 843.5.1(c).
- (3) En el caso de las excepciones, consulte los párrafos 841.3.2(b) y (c).

y línea principal, los registros que muestran los procedimientos usados y los datos desarrollados para establecer la máxima presión de funcionamiento admisible de ese gasoducto o línea principal. Consulte la sección N-7 del Apéndice no obligatorio N para obtener una lista de los registros sugeridos para conservación.

841.3.3 Pruebas requeridas para probar la resistencia de líneas principales y gasoductos para su funcionamiento a niveles de esfuerzo circunferencial menores que el 30 % del límite de fluencia mínimo especificado de la tubería, pero por sobre 100 psig (690 kPa). La tubería de acero que operará a niveles de esfuerzo circunferencial menores que el 30 % del límite de fluencia mínimo especificado en ubicaciones Clase 1 se deberán probar, por lo menos, de acuerdo con el párrafo 841.3.4. En ubicaciones Clases 2, 3 y 4, dicha tubería se deberá probar de acuerdo con la Tabla 841.3.2-1, excepto que el gas o aire se pueden usar como el medio de prueba dentro de los límites máximos establecidos en la Tabla 841.3.3-1.

841.3.4 Pruebas de fugas en líneas principales o gasoductos para su funcionamiento a 100 psig (690 kPa) o más

(a) Se deberá probar cada gasoducto y línea principal después de la construcción y antes de colocarlos en funcionamiento para demostrar que no tienen fugas. Si la prueba indica que hay una fuga, se deberá localizar y eliminar la fuga o fugas, a menos que se pueda determinar que no existe un peligro excesivo para la seguridad pública.

(b) El procedimiento de prueba usado deberá permitir visualizar todas las fugas en la sección que se somete a prueba y se deberá seleccionar después de considerar debidamente el contenido volumétrico de la sección y su ubicación. Esto requiere el ejercicio de un juicio responsable y experimentado, en lugar de una precisión numérica.

(c) En todos los casos en que una línea se someta a esfuerzos en una prueba de comprobación de resistencia a un nivel de esfuerzo circunferencial del 20 % o más del límite de fluencia mínimo especificado de la tubería, y el gas o aire sea el medio de prueba, se deberá realizar una prueba de fugas a una presión en el rango de 100 psig (690 kPa) del valor requerido para producir un esfuerzo circunferencial del 20 % del límite de fluencia mínimo especificado o se deberá recorrer la línea mientras el esfuerzo circunferencial se mantiene a, aproximadamente, el 20 % del límite de fluencia mínimo especificado.

841.3.5 Pruebas de fugas en gasoductos y líneas principales para su funcionamiento a menos de 100 psig (690 kPa)

(a) Cada gasoducto, línea principal y equipo relacionado que funcione a menos de 100 psi (690 kPa) se deberá probar después de la construcción y antes de colocarlo en funcionamiento para demostrar que no tiene fugas.

Tabla 841.3.3-1 Esfuerzo circunferencial máximo permisible durante una prueba con aire o gas

Medio de prueba	Clase de ubicación, porcentaje de límite de fluencia mínimo especificado		
	2	3	4
Aire o gas no tóxico y no inflamable	75	50	40
Gas inflamable	30	30	30

NOTA GENERAL: Consulte el párrafo 841.3.2(c).

(b) Se puede usar el gas como el medio de prueba a la máxima presión disponible en el sistema de distribución en el momento de la prueba. En este caso, se puede usar la prueba de jabón para localizar fugas si se puede acceder a todas las juntas durante la prueba.

(c) La prueba a presiones del sistema de distribución disponibles como se indican en (b) puede no ser adecuada si se usan recubrimientos de protección importantes que sellarían una costura abierta de tubería. Si se usan esos recubrimientos, la presión de prueba de fugas deberá ser de 100 psig (690 kPa).

841.3.6 Seguridad durante las pruebas. Todas las pruebas de gasoductos y líneas principales después de la construcción se deberán realizar teniendo en cuenta la seguridad de los empleados y del público durante la prueba. Cuando se usa aire o gas, se deberán seguir los pasos adecuados para mantener a las personas que no trabajan en las operaciones de prueba lejos del área de prueba cuando el esfuerzo circunferencial se aumenta primero del 50 % de la fluencia mínima especificada al esfuerzo de prueba máximo, y hasta que la presión se reduzca a la máxima presión de funcionamiento.

841.4 Puesta en marcha de las instalaciones

841.4.1 General. Se deberán establecer por escrito los procedimientos para la puesta en marcha. Los procedimientos deberán tener en cuenta las características del gas que se transporta, la necesidad de aislar el gasoducto de otras instalaciones conectadas y la transferencia del gasoducto construido a aquellos responsables de su funcionamiento.

Se deberán seleccionar los procedimientos de la puesta en marcha, los dispositivos y los fluidos para garantizar que no se introduzca nada en el sistema de gasoducto que sea incompatible con el gas que se transporta, o con los materiales en los componentes del gasoducto.

841.4.2 Procedimientos de limpieza y secado. Se deberá considerar la necesidad de limpiar y secar la tubería y sus componentes además de lo requerido para la extracción del medio de prueba.

841.4.3 Prueba funcional de los equipos y sistemas. Como parte de la puesta en marcha, todos los equipos y sistemas de control y monitoreo de la estación de

compresión y los gasoductos se deberán someter a pruebas de funcionamiento completas, especialmente los sistemas de seguridad, como los bloqueos de trampa de chanco o cerdo, los sistemas de monitoreo de presión y flujo y los sistemas de apagado de emergencia del gasoducto. También se debe considerar realizar una prueba final de las válvulas del gasoducto antes de que se introduzca el gas para asegurarse de que cada válvula funcione correctamente.

841.4.4 Procedimientos de arranque e introducción del gas transportado. Se deberán preparar por escrito los procedimientos de arranque antes de introducir el gas transportado en el sistema y se deberá requerir lo siguiente:

- (a) el sistema deberá estar mecánicamente completo y en funcionamiento
- (b) se deberán realizar y aceptar todas las pruebas funcionales
- (c) todos los sistemas de seguridad necesarios deberán estar operativos
- (d) los procedimientos operativos deberán estar disponibles
- (e) se deberá establecer un sistema de comunicación
- (f) deberá haber una transferencia del sistema de gasoducto completo a aquellos responsables de su funcionamiento

841.4.5 Documentación y registros. Se deberán mantener los siguientes registros de puesta en marcha como registros permanentes:

- (a) procedimientos de limpieza y secado
- (b) resultados de la limpieza y secado
- (c) registros de la prueba de funcionamiento del monitoreo del gasoducto
- (d) sistemas de equipo de control
- (e) lista completa de verificación previa al inicio

842 OTROS MATERIALES

842.1 Requerimientos de los sistemas de tuberías de hierro dúctil

842.1.1 Diseño de tubería de hierro dúctil

(a) *Determinación del espesor de pared requerido.* La tubería de hierro dúctil deberá estar diseñada de acuerdo con los métodos establecidos en ANSI/AWWA C150/A21.50.

(b) *Valores admisibles de s y f .* Los valores del esfuerzo circunferencial de diseño, s , y el esfuerzo de flexión de diseño, f , en la parte inferior de la tubería, que se usarán en las ecuaciones dadas en ANSI/AWWA C150/A21.50, son

$$s = 16,800 \text{ psi (116 MPa)}$$

$$f = 36,000 \text{ psi (248 MPa)}$$

(c) *Resistencia del hierro dúctil estándar y en conformidad con ANSI A21.52.* La tubería de hierro dúctil deberá tener un grado de (60-42-10) y deberá cumplir con todos los

requerimientos de ANSI A21.52. El hierro dúctil de grado (60-42-10) tiene las siguientes propiedades mecánicas:

Resistencia a la tracción mínima	60,000 psi (414 MPa)
Límite de fluencia mínimo	42,000 psi (290 MPa)
Elongación mínima	10 %

(d) *Espesor admisible para la tubería de hierro dúctil.* Los espesores de tubería de hierro dúctil menos permitidos son la clase estándar más ligera para cada tamaño de tubería nominal como se muestra en ANSI A21.52. Los espesores de pared estándares para una máxima presión de trabajo de 250 psig (1 720 kPa) y las condiciones de disposición estándar en diferentes profundidades de cubierta se muestran en la Tabla 842.1.1-1.

(e) *Juntas de tubería de hierro dúctil*

(1) *Juntas mecánicas.* La tubería de hierro dúctil con juntas mecánicas deberá cumplir con los requerimientos de ANSI A21.52 y ANSI/AWWA C111/A21.11. Las juntas mecánicas deberán estar ensambladas de acuerdo con las "Notas sobre instalación de las juntas mecánicas" en ANSI/AWWA C111/A21.11.

(2) *Otras juntas.* La tubería de hierro dúctil se puede suministrar con otros tipos de juntas, siempre que estén correctamente calificadas y cumplan con las disposiciones correspondientes de este Código. Esas juntas deberán estar ensambladas de acuerdo con las normas aplicables o de acuerdo con las recomendaciones escritas del fabricante.

(3) *Juntas roscadas.* No se recomienda el uso de las juntas roscadas para acoplar tramos de tubería de hierro dúctil.

842.1.2 Instalación de tubería de hierro dúctil

(a) *Disposición.* La tubería de hierro dúctil se deberá disponer de acuerdo con las condiciones de campo aplicables que se describen en ANSI/AWWA C150/A21.50.

(b) *Cubierta.* La tubería de hierro dúctil subterránea deberá instalarse con una cubierta mínima de 24 in (610 mm), a menos que otras estructuras subterráneas lo impidan. Cuando no se puede proporcionar suficiente cubierta para proteger la tubería de cargas externas o daños y la tubería no está diseñada para soportar semejantes cargas externas, la tubería se deberá revestir o arriostrar para su protección.

(c) *Restricción de junta.* Se deberá proporcionar equipos o refuerzos adecuados en puntos donde la línea principal se desvíe de una línea recta y el empuje, si no se restringe, separaría las juntas.

(d) *Realización de juntas de hierro dúctil en campo.* Las juntas de tubería de hierro dúctil deberán cumplir con el párrafo 842.1.1(e) y deberán estar ensambladas de acuerdo con las normas nacionales estadounidenses o de acuerdo con las recomendaciones escritas del fabricante.

842.1.3 Prueba de juntas de hierro dúctil en campo.

Las juntas de tubería de hierro dúctil se deberán probar para detectar si tienen fugas de acuerdo con el párrafo 841.3.4 u 841.3.5.

(16)

Tabla 842.1.1-1 Tabla de selección de espesor estándar para tubería de hierro dúctil

Tamaño nominal de tubería, NPS (DN)	Condición de disposición	Espesor, in (mm), para profundidad de cubierta, ft (m)							
		2 ½	3 ½	5	8	12	16	20	24
3 (75)	A	0.28 (7.1)	0.28 (7.1)	0.28 (7.1)	0.28 (7.1)	0.28 (7.1)	0.28 (7.1)	0.28 (7.1)	0.28 (7.1)
	B	0.28 (7.1)	0.28 (7.1)	0.28 (7.1)	0.28 (7.1)	0.28 (7.1)	0.28 (7.1)	0.28 (7.1)	0.28 (7.1)
4 (100)	A	0.29 (7.4)	0.29 (7.4)	0.29 (7.4)	0.29 (7.4)	0.29 (7.4)	0.29 (7.4)	0.29 (7.4)	0.29 (7.4)
	B	0.29 (7.4)	0.29 (7.4)	0.29 (7.4)	0.29 (7.4)	0.29 (7.4)	0.29 (7.4)	0.29 (7.4)	0.29 (7.4)
6 (150)	A	0.31 (7.9)	0.31 (7.9)	0.31 (7.9)	0.31 (7.9)	0.31 (7.9)	0.31 (7.9)	0.31 (7.9)	0.31 (7.9)
	B	0.31 (7.9)	0.31 (7.9)	0.31 (7.9)	0.31 (7.9)	0.31 (7.9)	0.31 (7.9)	0.31 (7.9)	0.31 (7.9)
8 (200)	A	0.33 (8.4)	0.33 (8.4)	0.33 (8.4)	0.33 (8.4)	0.33 (8.4)	0.33 (8.4)	0.33 (8.4)	0.33 (8.4)
	B	0.33 (8.4)	0.33 (8.4)	0.33 (8.4)	0.33 (8.4)	0.33 (8.4)	0.33 (8.4)	0.33 (8.4)	0.33 (8.4)
10 (250)	A	0.35 (8.9)	0.35 (8.9)	0.35 (8.9)	0.35 (8.9)	0.35 (8.9)	0.35 (8.9)	0.38 (9.7)	0.38 (9.7)
	B	0.35 (8.9)	0.35 (8.9)	0.35 (8.9)	0.35 (8.9)	0.35 (8.9)	0.35 (8.9)	0.38 (9.7)	0.38 (9.7)
12 (300)	A	0.37 (9.4)	0.37 (9.4)	0.37 (9.4)	0.37 (9.4)	0.37 (9.4)	0.37 (9.4)	0.40 (10.2)	0.43 (10.9)
	B	0.37 (9.4)	0.37 (9.4)	0.37 (9.4)	0.37 (9.4)	0.37 (9.4)	0.37 (9.4)	0.40 (10.2)	0.40 (10.2)
14 (350)	A	0.36 (9.1)	0.36 (9.1)	0.36 (9.1)	0.36 (9.1)	0.39 (9.9)	0.42 (10.7)	0.45 (11.4)	0.45 (11.4)
	B	0.36 (9.1)	0.36 (9.1)	0.36 (9.1)	0.36 (9.1)	0.36 (9.1)	0.42 (10.7)	0.42 (10.7)	0.45 (11.4)
16 (400)	A	0.37 (9.4)	0.37 (9.4)	0.37 (9.4)	0.37 (9.4)	0.40 (10.2)	0.43 (10.9)	0.46 (11.7)	0.49 (12.4)
	B	0.37 (9.4)	0.37 (9.4)	0.37 (9.4)	0.37 (9.4)	0.40 (10.2)	0.43 (10.9)	0.46 (11.7)	0.49 (12.4)
18 (450)	A	0.38 (9.7)	0.38 (9.7)	0.38 (9.7)	0.38 (9.7)	0.41 (10.4)	0.47 (11.9)	0.50 (12.7)	0.53 (13.5)
	B	0.38 (9.7)	0.38 (9.7)	0.38 (9.7)	0.38 (9.7)	0.41 (10.4)	0.44 (11.2)	0.47 (11.9)	0.53 (13.5)
20 (500)	A	0.39 (9.9)	0.39 (9.9)	0.39 (9.9)	0.39 (9.9)	0.45 (11.4)	0.48 (12.2)	0.54 (13.7)	...
	B	0.39 (9.9)	0.39 (9.9)	0.39 (9.9)	0.39 (9.9)	0.42 (10.7)	0.48 (12.2)	0.51 (13.0)	...
24 (600)	A	0.44 (11.2)	0.41 (10.4)	0.41 (10.4)	0.44 (11.2)	0.50 (12.7)	0.56 (14.2)	...	...
	B	0.41 (10.4)	0.41 (10.4)	0.41 (10.4)	0.41 (10.4)	0.47 (11.9)	0.53 (13.5)	...	...

NOTAS GENERALES:

- (a) Esta Tabla se extrajo de ANSI A21.52.
 (b) Condición de disposición A: zanja de parte inferior plana sin bloques, relleno sin apisonar.
 (c) Condición de disposición B: zanja de parte inferior plana sin bloques, relleno apisonado.
 (d) Los espesores en esta Tabla son iguales o superiores que los requeridos para soportar una presión de trabajo de 250 psi (1 720 kPa).
 (e) Todos los espesores que se muestran en esta Tabla para las profundidades de la cubierta indicadas son adecuados para cargas de zanja, incluidas las grandes cargas de camiones.
 (f) Para la base del diseño, consulte ANSI/AWWA C150/A21.50.
 (g) Las conexiones de rosca en derivaciones para conexiones de servicio y orificios para mediciones y muestreo, podrían requerir consideración al momento de seleccionar los espesores de la tubería. Consulte el Apéndice de ANSI A21.52.

842.2 Diseño de tuberías de plástico

Disposiciones generales. Los requerimientos de diseño de esta sección tienen como fin limitar el uso de tuberías de plástico principalmente a las líneas principales y líneas de servicio en sistemas de distribución² de PVC (cloruro de polivinilo) típicos que funcionan a una presión de 100 psig (690 kPa) o menos, sistemas de distribución de PE (polietileno) que funcionan a una presión de 125 psig (860 kPa) o menos y sistemas de distribución de PA-11 (poliamida 11) que funcionan a presiones que llegan hasta la presión de diseño del material según lo determinan las fórmulas en el párrafo 841.2.1. Para otras aplicaciones en las ubicaciones Clases 1 o 2, se pueden usar tuberías de plástico dentro de las limitaciones prescritas en este Código. La tubería de plástico deberá cumplir con los requerimientos de una especificación indicados en el Apéndice obligatorio A.

- (16) **842.2.1 Fórmula de diseño de tuberías y tubos de plástico.** La presión de diseño para los sistemas de tuberías de gas de plástico o el espesor de pared nominal para una presión de diseño dada (sujetos a las limitaciones en el párrafo 842.2.2) deberán estar determinados por las siguientes fórmulas:

(Unidades del sistema de medidas de los Estados Unidos)

$$P = \frac{2S}{(SDR) - 1} \times D_f$$

o

$$P = \frac{2St}{D - t} \times D_f$$

(Unidades del sistema internacional de medidas)

$$\left(P = \frac{2000S}{(SDR) - 1} \times D_f \right)$$

o

$$\left(P = \frac{2000St}{D - t} \times D_f \right)$$

donde

D = diámetro externo especificado, in (mm), en el caso de la tubería de plástico termoestable reforzada (RTP), el diámetro externo especificado de la capa termoestable reforzada

D_f = factor de diseño p 0.32 o 0.40 para PA-11. El factor de diseño es un número menor o igual a 1 que se multiplica por la presión máxima calculada para obtener la presión de diseño.

² Según ASTM D2513, se puede usar tubería de PVC solo para reparación y mantenimiento de las instalaciones de PVC existentes.

DR = relación de dimensión, la relación del diámetro externo especificado promedio con el espesor de pared mínimo especificado

P = presión de diseño, manómetro, psig (kPa)

S = para la tubería de termoplástico, base de diseño hidrostático (HDB) determinada de acuerdo con ASTM D2837 a una temperatura igual a 73 °F (23 °C), 100 °F (38 °C), 120 °F (49 °C), 140 °F (60 °C) o 180 °F (82 °C). Si falta una HDB establecida a la temperatura especificada, se puede usar la HDB de una temperatura más alta para determinar una presión nominal de diseño a la temperatura especificada mediante la interpolación matemática, usando el procedimiento en la Parte D.2 de PPI TR-3. Para la tubería de RTP NPS 6 (DN 150) e inferior, usada en ubicaciones Clases 1 y 2, la HDB se determina de acuerdo con la especificación mencionada. Para todas las otras tuberías de RTP, se debe usar 11,000 psi (76 MPa).

SDR = relación estándar de dimensiones, la relación del diámetro externo especificado promedio con el espesor de la pared especificado mínimo, correspondiente a un valor de un sistema numérico común que se deriva de la serie de números preferida 10 del American National Standards Institute. En el caso de la tubería de RTP, la SDR es la relación del diámetro externo promedio de la capa termoestable reforzada con el espesor de la pared especificado mínimo de la capa termoestable reforzada. La DR se puede reemplazar con SDR en este cálculo, cuando la relación de dimensión no es una relación "estándar" de dimensión definida anteriormente.

t = espesor de la pared especificado, in (mm), en el caso de la tubería de RTP, el espesor de la pared especificado de la capa termoestable reforzada

NOTA: En el Apéndice obligatorio D, se incluye la resistencia hidrostática a largo plazo a 73 °F (23 °C) para los materiales plásticos cuyas especificaciones se incorporan para referencia en el presente documento.

842.2.2 Limitaciones del diseño de termoplástico (16)

(a) Excepto por lo dispuesto en (e) y (f), la presión de diseño no puede superar una presión manométrica de 100 psig (689 kPa) para la tubería de plástico que se usa en

- (1) sistemas de distribución
- (2) ubicaciones Clases 3 y 4

(b) No se deberá usar tubería de plástico en donde la temperatura de diseño de la tubería será

(1) inferior a -40 °F (-40 °C). En ningún caso se deberán usar la tubería o los componentes de la tubería en aplicaciones que excedan los valores nominales recomendados por el fabricante para la tubería o los componentes de la tubería.

(2) superior a la temperatura a la cual se determina la HDB usada en la fórmula de diseño.

(c) El valor de t para la tubería de termoplástico no deberá ser menor que el especificado en ASTM D2513.

(d) Para las conexiones de servicio tipo asiento realizadas mediante técnicas de fusión térmica, es posible que se requiera un espesor de pared mayor que el definido por la fórmula de diseño de presión para los tamaños NPS 2 (DN 50) y menores para algunos materiales que están destinados a usarse a presiones de funcionamiento altas. Se debe contactar a los fabricantes del material de la tubería específica para obtener recomendaciones o se deberá usar un procedimiento calificado.

(e) La presión de diseño para tuberías de PE puede superar una presión manométrica de 100 psig (689 kPa), siempre que

(1) la presión de diseño no exceda las 125 psi (862 kPa)

(2) el material sea material de PE según se especifica en ASTM D2513

(3) el tamaño de la tubería sea NPS 12 (DN 300) o menor

(4) la presión de diseño esté determinada de acuerdo con la ecuación de diseño definida en el párrafo 842.2.1

(f) La tubería de poliamida 11 (PA-11) se puede usar a presiones que lleguen a la presión de diseño según se determina de acuerdo con la ecuación de diseño definida en el párrafo 842.2.1.

(16) **842.2.3 Limitaciones del diseño de plástico termoes-
table reforzado (RTP)**

(a) El valor de P para las líneas principales y las líneas de servicio de RTP en sistemas de distribución en las ubicaciones Clases 3 y 4 no deberá exceder las 100 psig (689 kPa), excepto lo indicado en (d).

(b) Las tuberías y los acoples de plástico termoes-
table reforzado no se deberán usar en los casos en que las temperaturas de funcionamiento estén por debajo de los -20°F (-29°C), o por encima de los 150°F (66°C), y si el fabricante lo recomienda, hasta los 180°F (82°C).

(c) El espesor de la pared para tuberías de RTP no deberá ser menor que el especificado en ASTM D2517.

(d) La tubería de RTP no puede funcionar a presiones superiores a la presión de diseño según se determina de acuerdo con la ecuación en el párrafo 842.2.1.

842.2.4 Presión de diseño de acoples de plástico. La presión nominal máxima para los acoples deberá ser el mismo valor que la máxima presión de diseño del tamaño de tubería correspondiente y del espesor de pared según se indica en la norma de referencia para los acoples y según se determina en los párrafos 842.2.1 y 842.2.2. Se debe consultar al fabricante para que aconseje sobre la máxima presión nominal para los acoples que no están cubiertos en las normas de referencia.

842.2.5 Válvulas en la tubería de plástico

(a) Las válvulas en la tubería de plástico pueden estar hechas de cualquier material y diseño adecuado que este Código permita. Las válvulas de termoplástico deberán cumplir con ASTM D2513 y ASME B16.40.

(b) Las instalaciones de válvulas en las tuberías de plástico deberán estar diseñadas para proteger el material plástico contra cargas de torsión o cizallamiento excesivas cuando la válvula o el cierre funciona, y contra cualquier otro esfuerzo secundario que se pueda ejercer a través de la válvula o su recinto.

842.2.6 Protección contra peligros. Las tuberías de plástico deberán cumplir con las disposiciones aplicables del párrafo 841.1.10.

842.2.7 Requerimientos de cubierta y revestimiento debajo de vías férreas, caminos, calles o carreteras. La tubería de plástico deberá cumplir con los requerimientos aplicables de los párrafos 841.1.11(a) y (d). En los casos en que la tubería de plástico se deba revestir o arriostrar, se deberán tomar las precauciones adecuadas para evitar el colapso o cizallamiento de la tubería. (Consulte también el párrafo 842.3.3).

842.2.8 Distancia entre las líneas principales y otras estructuras subterráneas. Las tuberías de plástico deberán cumplir con las disposiciones aplicables del párrafo 841.1.11(c). Se deberá mantener suficiente distancia entre la tubería de plástico y las líneas de vapor, agua caliente o alimentación, y otras fuentes de calor para evitar temperaturas de funcionamiento que superen las limitaciones del párrafo 842.2.2(b) u 842.2.3(b).

**842.2.9 Juntas y conexiones de tuberías y tubos (16)
de plástico**

(a) *Disposiciones generales.* Las tuberías, tubos y acoples de plástico se pueden unir mediante el método de cemento solvente, el método adhesivo, el método por fusión térmica u otros medios de conectores o bridas de compresión. El método usado debe ser compatible con los materiales que se unen. Se deberán considerar las recomendaciones del fabricante al momento de determinar el método que se usará.

(b) *Requerimientos de las juntas*

(1) La tubería o el tubo no deberán ser roscados.

(2) Las juntas con cemento solvente, las juntas adhesivas y las juntas por fusión térmica se deberán realizar de acuerdo con los procedimientos calificados establecidos y probados mediante pruebas, para generar juntas herméticas al gas al menos tan resistentes como la tubería o el tubo que se une.

(3) El personal calificado mediante capacitación o experiencia deberá realizar las juntas en los procedimientos adecuados requeridos para el tipo de junta involucrada.

(4) El cemento solvente solo se deberá usar en juntas de PVC.

(5) Las juntas mecánicas o por fusión térmica se deberán usar al unir tuberías, tubos o acoples de polietileno o poliamida 11. Los componentes de PA-11 se pueden unir a componentes de PA-11 y los componentes de PE se pueden unir a componentes de PE. Los componentes de PE y PA-11 no se deberán unir entre sí por fusión térmica. Los componentes de polietileno hechos de diferentes grados de materiales se pueden fusionar térmicamente, siempre que se usen los procedimientos correctamente calificados para unir los componentes específicos. Cualquier combinación de materiales de PE con un índice de fusión de categoría C, categoría de tubería de la Tabla 4 de ASTM D2513, se puede unir mediante procedimientos de fusión térmica como aquellos detallados en PPI TR-33. El Plastics Pipe Institute (Instituto de Tuberías de Plástico, PPI) publica los siguientes procedimientos por fusión térmica genéricos:

(-a) TR-33, procedimiento de unión por fusión a tope genérico para tubería de gas de polietileno

(-b) TR-41, procedimiento de unión por fusión genérica de silleta para tubería de gas de polietileno

(-c) TR-45, procedimiento de unión por fusión a tope para uniones en campo de tubería de poliamida 11 (PA-11)

La fusión de componentes de PE con diferentes categorías de fusión puede requerir procedimientos de "fusión diferentes" proporcionados por el fabricante.

(6) Se pueden usar bridas o juntas especiales, siempre que tengan la calificación adecuada y se usen de acuerdo con las disposiciones apropiadas de este Código.

(c) *Juntas con cemento solvente*

(1) Se requieren extremos de corte a escuadra sin rebabas para una junta de enchufe correcta.

(2) Para lograr una buena unión, es esencial un ajuste adecuado entre la tubería o el tubo y el acople o la camisa en contacto. Generalmente, no se pueden hacer uniones adecuadas entre componentes de acople sueltos o muy ajustados.

(3) Las superficies en contacto deben estar limpias, secas y sin material que pueda dañar la junta.

(4) Para realizar juntas cementadas, se deberán usar cementos solventes que cumplan con ASTM D2513 y que estén recomendados por el fabricante de la tubería o del tubo.

(5) Se requiere una cubierta uniforme del cemento solvente en ambas superficies en contacto. Luego de realizar la unión, el exceso de cemento se deberá retirar del exterior de la junta. La junta no se deberá tocar hasta que se haya fraguado correctamente.

(6) El cemento solvente y los componentes de la tubería que se unirán se pueden acondicionar antes del ensamblaje, calentándolos si se realiza de acuerdo con las recomendaciones del fabricante.

(7) Una junta con cemento solvente no se deberá calentar para acelerar el fraguado del cemento.

(8) Se deberán seguir los requerimientos de seguridad del Apéndice A de ASTM D2513 cuando se usan cementos solventes.

(d) *Juntas por fusión térmica*

(1) Las juntas por fusión térmica a tope adecuadas requieren el uso de un dispositivo de unión que mantenga el elemento del calentador a escuadra en los extremos de la tubería, pueda comprimir los extremos calentados juntos y sostenga la tubería en la alineación adecuada mientras el plástico se endurece.

(2) Las juntas por fusión térmica a enchufe adecuadas requieren el uso de un dispositivo de unión que caliente las superficies en contacto de la junta de manera uniforme y simultánea a la misma temperatura esencialmente. La junta finalizada no se deberá tocar hasta que se asiente correctamente.

(3) Se debe tener cuidado en la operación de calentamiento para evitar dañar el material plástico por sobrecalentamiento o por no calentar lo suficiente el material para garantizar una buena junta. Queda prohibida la aplicación directa de calor con un soplete u otra llama abierta.

(4) Al conectar acoples tipo asiento a una tubería NPS 2 (DN 50) y más pequeñas, consulte el párrafo 842.2.2(e) para minimizar la posibilidad de fallas.

(e) *Juntas adhesivas*

(1) Se deberán usar adhesivos que cumplan con ASTM D2517 y estén recomendados por el fabricante de la tubería, tubo o acople para realizar las juntas unidas con adhesivo.

(2) Cuando se unen materiales diferentes, se deberá realizar una investigación detallada para determinar que los materiales y el adhesivo usado sean compatibles entre sí.

(3) Una junta unida con adhesivo se puede calentar de acuerdo con la recomendación del fabricante de la tubería para acelerar la curación.

(4) Se deben tomar precauciones para sujetar o de algún otro modo evitar que los materiales unidos se muevan hasta que el adhesivo se haya endurecido correctamente.

(f) *Juntas mecánicas³*

(1) Cuando se usan juntas mecánicas de tipo compresión, el material de la empaquetadura elastomérica en el acople deberá ser compatible con el plástico (es decir, el plástico y el elastómero no deberán deteriorar las propiedades físicas y químicas del otro durante un largo período).

(2) El rigidizador tubular que se requiere para reforzar el extremo de la tubería o tubo deberá extenderse, al menos, hasta debajo de esa sección de la tubería que se comprime con el material de la empaquetadura o adherencia. El rigidizador deberá estar libre de

³ Consulte las ediciones actuales del Catálogo de AGA N.º XR0104, *Manual de tuberías de plástico para servicio de gas*; ASTM D2513; ANSI/ GPTC Z380.1, *Guía para transporte de gas y sistemas de tubería de distribución*; y publicaciones técnicas de fabricantes de tuberías y acoples de plástico.

bordes ásperos o filosos y no se deberá colocar a la fuerza en la tubería o tubo. No se deberán usar acoples tubulares divididos.

(3) Debido a que la resistencia de extracción de los acoples de tipo compresión varía con el tipo y tamaño, todas las juntas mecánicas deberán estar diseñadas e instaladas para resistir eficazmente las fuerzas de extracción longitudinal causadas por la contracción de la tubería o por la máxima carga externa anticipada. La instalación se deberá diseñar y realizar para minimizar estas fuerzas de la siguiente manera:

(-a) En el caso de enterramiento directo cuando la tubería es suficientemente flexible, la tubería se puede desplazar en la zanja.

(-b) En el caso de una tubería instalada mediante la inserción en un revestimiento, la tubería se deberá empujar en lugar de tirar en el lugar para colocarla en compresión en lugar de tensión.

(-c) Se deberá dejar un margen para la expansión y contracción térmica debido a cambios de estación en la temperatura de la tubería instalada. La importancia de este margen aumenta a medida que aumenta la longitud de la instalación. Dicho margen es de suma importancia cuando la tubería de plástico se usa para renovar la inserción dentro de otra tubería, ya que no está restringida por la carga de tierra. Este margen se puede lograr mediante combinaciones adecuadas de

(-1) desviaciones

(-2) anclajes

(-3) alineación de la tubería y acople

(-4) en el caso de compresión, acoples a través del uso de tipos de estilo largo y la colocación de la tubería en compresión axial leve

(-5) dispositivos de expansión y contracción

(-6) acoples diseñados para evitar la extracción

Los coeficientes típicos de expansión térmica, que se pueden usar para realizar cálculos, aparecen la Tabla 842.2.9-1.

842.3 Instalación de tuberías de plástico

842.3.1 Especificaciones de construcción. Todo el trabajo de construcción que se realice en sistemas de tuberías de acuerdo con los requerimientos de este Código deberá realizarse usando las especificaciones de construcción. Las especificaciones de construcción deberán cubrir los requerimientos de este Código y deberán estar lo suficientemente detalladas para garantizar la instalación adecuada.

842.3.2 Disposiciones de inspección y manipulación. Los componentes de la tubería de plástico son susceptibles a daños por mala manipulación. Las ranuras, los cortes, los pliegues u otras formas de daños pueden causar fallas. Se deberá tener cuidado durante la manipulación e instalación para evitar esos daños.

(a) La tubería y los tubos de plástico se deberán inspeccionar con cuidado para detectar si hay cortes, rayas, ranuras y otras imperfecciones antes de usar y se

Tabla 842.2.9-1 Valores nominales de coeficientes de expansión térmica de materiales de tubería termoplástica (16)

Designación de material general	Coeficientes nominales de expansión térmica ASTM D696, $\times 10^{-5}$ in/in/°F ($\times 10^{-5}$ mm/mm/°C)
PA 32312 (PA-11)	8.5 (4.3)
PA 32316 (PA-11)	8.5 (4.3)
PE 2406	9.0 (5.0)
PE 2606	10.0 (5.6)
PE 2706	10.0 (5.6)
PE 2708	10.0 (5.6)
PE 3408	9.0 (5.0)
PE 3608	9.0 (5.0)
PE 3708	9.0 (5.0)
PE 3710	9.0 (5.0)
PE 4708	9.0 (5.0)
PE 4710	9.0 (5.0)
PVC 1120	3.0 (1.7)
PVC 1220	3.5 (1.9)
PVC 2116	4.0 (2.2)

NOTAS GENERALES:

(a) Los compuestos individuales pueden diferir de los valores en esta Tabla hasta en $\pm 10\%$. Los valores más exactos para productos comerciales específicos se pueden obtener de los fabricantes.

(b) Abreviaturas: PA-11 = poliamida 11, PE = polietileno, PVC = cloruro de polivinilo.

deberá rechazar cualquier tubería o tubo que contenga imperfecciones perjudiciales.

(b) Cada instalación se deberá inspeccionar en campo para detectar imperfecciones perjudiciales. Se deberá eliminar cualquier imperfección que se encuentre.

(c) Se requiere la aplicación adecuada de técnicas calificadas y el uso de materiales y equipos correctos en buenas condiciones para lograr juntas fiables en las tuberías de plástico, usando métodos con cemento solvente, adhesivos o por fusión térmica. Las disposiciones de inspección se deberán verificar visualmente. Si existe alguna razón para creer que la junta está defectuosa, se deberá retirar y reemplazar.

(d) Se deberá tener cuidado para evitar la manipulación descuidada de la tubería y del tubo de plástico. No se deberán empujar o tirar sobre proyecciones filosas o dejarlos caer, ni se les deberá arrojar objetos sobre ellos. Se deberá tener cuidado para evitar torceduras o pandeos, y se deberá eliminar cualquier coca o pando que se produzca cortándolo como un cilindro.

(e) Se deberá tener cuidado en todo momento para proteger el material plástico contra incendios, calor excesivo o sustancias químicas perjudiciales.

(f) La tubería y el tubo de plástico se deberán sostener correctamente durante el almacenamiento. Las tuberías, los tubos y acoples de termoplástico deberán

estar protegidos de la exposición a largo plazo a la luz directa del sol.

(16) 842.3.3 Disposiciones de instalación

(a) *Instalación sobre la superficie de la tierra.* La tubería de plástico se puede instalar sobre la superficie de la tierra si se cumple una de las siguientes opciones:

(1) está revestida en tubería de metal que está protegida contra la corrosión atmosférica; protegida contra el deterioro (por ejemplo, degradación por alta temperatura) y protegida contra daños externos

(2) está instalada en un puente de acuerdo con el Reporte GRI 00/0154, Guía de diseño para tuberías en puentes

(3) está instalada para líneas de servicio de plástico según lo permitido en el párrafo 849.4.2(b)

La tubería de plástico no se deberá usar para sostener cargas externas. La tubería de plástico revestida deberá poder soportar temperaturas anticipadas sin que se deteriore o reduzca la resistencia por debajo de los límites de diseño mencionados en los párrafos 842.2.2 y 842.2.3. Cuando se protege contra daños externos, se deberá considerar la necesidad de aislar el segmento revestido y ventilar de manera segura o contener el gas que pudiera salir de la tubería de plástico en el caso de una fuga o rotura.

(b) *Instalación debajo del nivel del suelo.* La tubería de plástico no se deberá instalar en cámaras o en ningún otro recinto debajo del nivel del suelo, a menos que esté completamente revestida en una tubería de metal hermética al gas y acoples de metal y tenga protección adecuada contra la corrosión.

(c) *Esfuerzos.* La tubería de plástico se deberá instalar de manera tal que se minimicen los esfuerzos de tensión o cizallamiento que resultan de la construcción, el relleno, la contracción térmica o carga externa. [Consulte el párrafo 842.2.9(f).]

(d) *Enterramiento directo*

(1) La tubería de plástico se deberá disponer sobre suelo intacto o bien compactado. Si la tubería de plástico se debe disponer en suelos que puedan dañarla, la tubería se deberá proteger con materiales adecuados sin rocas antes de terminar de colocar el relleno. La tubería de plástico no se deberá sostener mediante bloqueo. Se deberá usar tierra bien apisonada u otro soporte continuo.

(2) La tubería se deberá instalar con suficiente holgura para permitir una posible contracción. Es posible que se requiera enfriar antes de realizar la última conexión en condiciones de temperatura extremadamente alta. [Consulte el párrafo 842.2.9(f).]

(3) Cuando se bajan largas secciones de tubería que se ensamblaron junto a la zanja, se deberá tener cuidado para evitar deformaciones que puedan sobrecargar o pandear la tubería o aplicar esfuerzo excesivo en las juntas.

(4) El rellenado deberá llevarse a cabo de una manera que brinde un soporte firme alrededor de la

tubería. El material usado para el relleno deberá estar libre de piedras grandes, trozos de pavimento o de cualquier otro material que pudiera dañar la tubería.

(5) En los casos en los que se inunde la zanja para consolidar el relleno, se deberá observar con cuidado que la tubería no se eleve por flotación de su asentamiento firme en el fondo de la zanja.

(6) Se requiere un método positivo de localización de los sistemas de tubería de plástico. Un método común es la instalación de material eléctricamente conductivo, como un rastreador o cinta metálica recubierta de plástico con la tubería de plástico, para facilitar su localización con un localizador de tubería electrónico. Se pueden usar métodos de localización probados alternativos.

(e) *Inserción del revestimiento*

(1) Se deberá preparar la tubería de revestimiento en la medida en que sea necesaria para eliminar bordes filosos, proyecciones o material abrasivo que podría dañar el plástico durante y después de la inserción.

(2) La tubería o el tubo de plástico se deberán insertar en la tubería de revestimiento de manera tal que se proteja el plástico durante la instalación. El extremo principal del plástico se deberá cerrar antes de la inserción. Se deberá tener cuidado para evitar que la tubería de plástico quede en el extremo del revestimiento.

(3) La parte de la tubería de plástico expuesta debido a la extracción de una sección de la tubería de revestimiento deberá tener suficiente resistencia para soportar la carga externa anticipada, o se deberá proteger con una pieza de conexión adecuada para soportar la carga externa anticipada.

(4) La parte de la tubería de plástico que se extiende por la tierra movida deberá estar protegida adecuadamente mediante una pieza de conexión u otros medios contra el colapso o cizallamiento causado por cargas externas o asentamiento del relleno.

(5) La tubería se deberá instalar para permitir una posible contracción. Puede ser necesario el enfriamiento antes de realizar la última conexión cuando la tubería se instala en temperaturas altas o muy altas. [Consulte el párrafo 842.2.9(f).]

(6) Si se acumula agua entre el revestimiento y la tubería portadora que puede estar sujeta a temperaturas de congelamiento, la tubería portadora se puede contraer hasta el punto en que la capacidad se vea afectada o la pared de la tubería podría aplastarse y tener fugas. Para evitar esto, se deberán seguir uno o más de los siguientes pasos:

(-a) El anillo entre la tubería portadora y el revestimiento deberá mantenerse a un mínimo para que el aumento de volumen del agua que cambia a hielo no sea suficiente para aplastar la tubería portadora.

(-b) Se deberá proporcionar un drenaje adecuado para el revestimiento.

(-c) El relleno como la espuma se deberá insertar en el anillo entre el revestimiento y la tubería portadora.

(f) *Instalaciones sin zanja: tubería de plástico.* Para obtener los requerimientos generales de instalación, consulte el párrafo 841.1.9(j). Además, se deberán tomar las siguientes medidas para instalaciones de tuberías de plástico sin zanja:

(1) *Protección de la tubería*

(-a) Se deberán tomar precauciones para evitar tirar o empujar el tramo de tubería expuesto sobre objetos filosos o superficies abrasivas que puedan dañar la tubería durante la instalación.

(-b) Se deberá realizar una inspección visual de la superficie expuesta de la tubería antes y después de la instalación. Esto incluiría secciones de tubería expuesta en el cabezal de tracción y en orificios excavados para pozos de reconocimiento, uniones y conexiones de ramales o servicio. Si el daño (por ejemplo, rayas, ranuras, etc.) supera el 10 % del espesor de pared nominal, la tubería se deberá reemplazar por completo.

(-c) Se deberán tomar medidas para evitar que se sobrecargue la tubería de plástico durante las instalaciones sin zanja. Estas medidas pueden incluir el monitoreo de la fuerza de tracción, el uso de un enlace ligero en el cabezal de tracción u otros métodos. Para obtener más información, consulte el Manual de la tubería de polietileno.

(-d) Para ubicar la tubería con un localizador de tubería electrónico, se deberá insertar un rastreador con la tubería, pero con un contacto físico mínimo con la tubería.

(2) *Medidas de evaluación adicionales.* Se deberán emplear los requerimientos mínimos de inspección y pruebas posteriores a la inspección que figuren en otras partes de este Código.

842.3.4 Curvaturas y ramales. Los cambios de dirección en la tubería de plástico se pueden realizar con curvaturas, uniones en T o codos con las siguientes limitaciones:

(a) Las tuberías y los tubos de plástico se pueden flexionar a un radio no inferior al mínimo recomendado por el fabricante para la clase, el tipo, el grado, el espesor de pared y el diámetro del plástico particular utilizado.

(b) Las curvaturas no deberán tener pandeos, grietas ni ninguna otra evidencia de daño.

(c) Los cambios de dirección que no se puedan realizar de acuerdo con el punto (a) más arriba deberán hacerse con acoples tipo codo.

(d) No están permitidos los acoples de inglete o codo mitrado fabricados en el campo.

(e) Las conexiones de ramales se deberán hacer solo con uniones en T tipo enchufe u otros acoples adecuados específicamente diseñados para ese fin.

842.3.5 Reparaciones en campo de ranuras y perforaciones. Las ranuras o perforaciones perjudiciales se deberán eliminar cortando y reemplazando la parte dañada como un cilindro o se deberán reparar de acuerdo con el párrafo 852.5.2.

842.3.6 Derivaciones sobre tubería en carga. Personal capacitado y experimentado deberá instalar todas las derivaciones sobre tubería en carga.

842.3.7 Purga. La purga de líneas principales y líneas de servicio de plástico se deberá hacer de acuerdo con las disposiciones vigentes de los párrafos 841.2.7(e) y (f).

842.4 Pruebas de tuberías de plástico después de la construcción

842.4.1 Disposiciones generales

(a) *Prueba de presión.* Se deberá realizar una prueba de presión en toda la tubería de plástico después de la construcción y antes de colocarla en funcionamiento para demostrar que no tiene fugas.

(b) *Conexiones.* Dado que a veces es necesario dividir un gasoducto o una línea principal en secciones para realizar las pruebas e instalar cabezales de prueba, conectar tuberías y cualquier otro accesorio necesario, no es necesario someter las secciones de conexión de la tubería a pruebas. Sin embargo, las juntas de conexión deberán probarse en busca de fugas a la presión de línea.

842.4.2 Requerimientos de prueba

(a) El procedimiento de prueba usado, incluida la duración de la prueba, deberá permitir visualizar todas las fugas en la sección que se somete a prueba y se deberá seleccionar después de considerar debidamente el contenido volumétrico de la sección y su ubicación.

(b) La tubería termoplástica no se deberá probar con temperaturas del material superiores a los 140 °F (60 °C) y la tubería de plástico termoestable reforzado no se deberá probar con temperaturas del material superiores a los 150 °F (66 °C). Sin embargo, la duración de la prueba de la tubería termoplástica por encima de los 100 °F (38 °C) no deberá superar las 96 h.

(c) Se debe dejar el tiempo suficiente para que las juntas se “asienten” antes de comenzar la prueba.

(d) Los gasoductos y las líneas principales de plástico deberán ser probadas a una presión no inferior a 1.5 veces de la máxima presión de funcionamiento o 50 psig (340 kPa), la que sea mayor, excepto que

(1) la presión de prueba para la tubería de plástico termoestable reforzado no deberá superar en 3.0 veces la presión de diseño de la tubería

(2) la presión de prueba para la tubería termoplástica no deberá superar en 3.0 veces la presión de diseño de la tubería a temperaturas de hasta 100 °F (38 °C), inclusive, o 2.0 veces la presión de diseño de la tubería a temperaturas que superen los 100 °F (38 °C)

(e) Se puede utilizar gas, aire o agua como medio de prueba.

842.4.3 Seguridad durante las pruebas. Todas las pruebas después de la construcción se deberán realizar teniendo en cuenta la seguridad de los empleados y del público durante la prueba.

842.5 Líneas principales de cobre

842.5.1 Diseño de las líneas principales de cobre

(a) *Requerimientos.* Cuando se utiliza en las líneas principales de gas, la tubería o el tubo de cobre deberá cumplir con los siguientes requerimientos:

(1) La tubería o el tubo de cobre no se deberá utilizar para las líneas principales cuando la presión supere las 100 psig (690 kPa).

(2) La tubería o el tubo de cobre no se deberá utilizar para las líneas principales cuando el gas transportado contenga más de un promedio de 0.3 granos de sulfuro de hidrógeno por cada 100 ft³ estándares (2.8 m³) de gas. Esto equivale a una traza según se determina mediante una prueba de acetato de plomo.

(3) El tubo o la tubería de cobre para las líneas principales deberá tener un espesor de pared mínimo de 0.065 in (1.65 mm) y deberá ser estirado en frío.

(4) La tubería o el tubo de cobre no se deberá utilizar para las líneas principales en donde la deformación o carga externa pueden dañar la tubería.

(b) *Válvulas en la tubería de cobre.* Las válvulas instaladas en líneas de cobre pueden estar hechas de cualquier material adecuado permitido por este Código.

(b) *Acoples en la tubería de cobre.* Se recomienda que los acoples en la tubería de cobre y expuestos al suelo, como uniones en T para servicio, acoples de control de presión, etc., estén hechos de bronce, cobre o latón.

(d) *Uniones en tuberías y tubos de cobre.* La tubería de cobre deberá estar unida con un conector tipo compresión o una junta solapada soldada o con soldadura brazing. El material de aporte utilizado para la soldadura brazing deberá ser una aleación de cobre y fósforo o una aleación a base de plata. Las soldaduras a tope no están permitidas para unir tuberías o tubos de cobre. El tubo de cobre no deberá ser roscado; sin embargo, la tubería de cobre con un espesor de pared equivalente al tamaño comparable de una tubería de acero de Sch 40, es decir, que varía de 0.068 in (1.73 mm) para NPS 1/8 (DN 6) a 0.406 in (10.31 mm) para NPS 12 (DN 300), puede ser roscada y utilizada para conectar acoples o válvulas roscados.

(e) *Protección contra la corrosión galvánica.* Se deberán tomar las medidas para evitar la acción galvánica nociva donde el cobre esté conectado de manera subterránea al acero. [Consulte el párrafo 861.1.3(a).]

842.5.2 Prueba de las líneas principales de cobre después de la construcción. Todas las líneas principales de cobre deberán ser probadas después de la construcción de acuerdo con las disposiciones del párrafo 841.3.5.

843 ESTACIONES DE COMPRESIÓN

843.1 Diseño de las estaciones de compresión

843.1.1 Ubicación del edificio de compresión. Excepto por los gasoductos en alta mar, el edificio de compresión principal para las estaciones de compresión de gas

debe ubicarse a distancias apartadas de la propiedad adyacente que no esté bajo el control de la empresa operadora para minimizar el riesgo de contacto de fuego con el edificio de compresión desde estructuras en la propiedad adyacente. Se debe proporcionar el suficiente espacio abierto alrededor del edificio para permitir el movimiento libre del equipo de extinción de incendios.

843.1.2 Construcción del edificio. Todos los edificios de estaciones de compresión que albergan tubería de gas con tamaños superiores a NPS 2 (DN 50) o equipos que manipulan gas (excepto el equipo para uso doméstico) deberán construirse de materiales no combustibles o de combustión limitada tal como se define en NFPA 220.

843.1.3 Salidas. Se deberán proporcionar como mínimo dos salidas en cada piso de operación de un edificio de compresión principal, sótanos y en cualquier pasarela o plataforma elevada a 10 ft (3 m) o más sobre el nivel del piso. Es posible que las pasarelas de motores individuales no requieran dos salidas. Las salidas de cada uno de esos edificios pueden ser escaleras fijas, escaleras móviles, etc. La distancia máxima desde cualquier punto en un piso de operación hasta una salida no deberá superar los 75 ft (23 m), medidos a lo largo de la línea central de pasillos o pasarelas. Las salidas deberán ser puertas sin obstrucciones ubicadas de manera que proporcionen una posibilidad convencional de escape y deberán ofrecer un pasaje sin obstrucciones a un lugar seguro. Los pestillos de las puertas deberán ser de un tipo que se pueda abrir fácilmente desde adentro sin llave. Todas las puertas abatibles ubicadas en una pared exterior deberán abrirse hacia afuera.

843.1.4 Áreas cercadas. Cualquier cerca que pudiera impedir o evitar el escape de personas de la cercanía de una estación de compresión en una emergencia deberá tener como mínimo dos puertas. Estas puertas deberán estar ubicadas de manera que proporcionen una oportunidad conveniente de escape a un lugar seguro. Cualquier puerta ubicada dentro de los 200 ft (61 m) de cualquier planta de compresión deberá abrirse hacia afuera y deberá estar destrabada (o ser capaz de abrirse desde adentro sin llave) cuando el área dentro del recinto esté ocupada. Alternativamente, se pueden proporcionar otras instalaciones que puedan permitir una salida conveniente similar desde el área.

843.2 Instalaciones eléctricas

Todo el equipo y el cableado eléctrico instalados en las estaciones de compresión de transporte y distribución de gas deberán cumplir con los requerimientos de NFPA 70, en la medida en que el equipo disponible en el mercado lo permita.

Las instalaciones eléctricas en ubicaciones peligrosas según lo definido en NFPA 70 y que permanecerán en funcionamiento durante el apagado de emergencia de la estación de compresión, según lo dispuesto en el párrafo

843.3.3(a)(1), deberán estar diseñadas de acuerdo con los requerimientos de NFPA 70 para la Clase I, División 1.

843.3 Equipos de las estaciones de compresión

(16) 843.3.1 Instalaciones de tratamiento de gas

(a) *Eliminación de líquidos.* Cuando hay una cantidad suficiente de vapores condensables en la corriente de gas para licuar en las condiciones de temperatura y presión anticipadas, la corriente de succión en cada etapa de compresión (o en cada unidad para los compresores centrífugos) deberá estar protegida contra la introducción de cantidades peligrosas de líquidos arrastrados hacia el compresor. Cada separador de líquido utilizado con este fin deberá contar con instalaciones operadas manualmente para la eliminación de líquidos de a partir de allí. Además, en los lugares donde las inyecciones de líquidos puedan ser transportadas hacia los compresores, se deberán utilizar instalaciones de eliminación automática de líquidos, un dispositivo de apagado automático del compresor o una alarma de nivel de líquido alto.

(b) *Equipo para la eliminación de líquidos.* Los separadores de líquido deberán estar fabricados de acuerdo con la Sección VIII del Código BPV, excepto los construidos con tubería y acoples sin componentes soldados en el interior de la tubería, los cuales pueden estar construidos de acuerdo con ASME B31.8 usando un factor de diseño de 0.4. El diseñador del equipo de eliminación de líquidos deberá aplicar un margen de corrosión adecuado y deberá dirigir todas las cargas de golpes de ariete y de líquidos de manera que no superen los esfuerzos permitidos por el Código.

843.3.2 Protección contra incendios. Deben proporcionarse instalaciones de protección contra incendios de acuerdo con las recomendaciones de la American Insurance Association (Asociación de Seguros Estadounidenses). Si las bombas contra incendios son parte de dichas instalaciones, su operación no deberá estar afectada por instalaciones de apagado de emergencia.

843.3.3 Dispositivos de seguridad

(a) *Instalaciones de apagado de emergencia*

(1) Excepto lo mencionado o aclarado desde el punto (a)(2) hasta el (a)(4), la estación de compresión deberá estar provista de un sistema de apagado de emergencia mediante el cual se pueda bloquear el gas de la estación y purgar la tubería de gas de la estación. El funcionamiento del sistema de apagado de emergencia deberá apagar todo el equipo de compresión de gas y todo el equipo alimentado por gas. El funcionamiento de este sistema deberá desenergizar las instalaciones eléctricas ubicadas cerca de colectores de gas y en la sala de compresión, excepto aquellas que proporcionan iluminación de emergencia para la protección del personal y aquellas que son necesarias para la protección del equipo. El sistema de apagado de emergencia deberá ser accionado desde alguna de, al menos,

dos ubicaciones fuera del área de gas de la estación, preferentemente próximo a las puertas de salida en la cerca de la estación, pero a no más de 500 ft (150 m) de los límites de las estaciones. La tubería de purga deberá extenderse hasta una ubicación en la que la descarga del gas no pueda crear un peligro para la estación de compresión o el área circundante.

(2) Las estaciones de compresión de campo sin supervisión de 1,000 hp (746 kW) y menos no están incluidas en las disposiciones de (a)(1).

(3) Cada estación de compresión que suministra gas directamente a un sistema de distribución deberá estar provista de instalaciones de apagado de emergencia ubicadas afuera de los edificios de las estaciones de compresión mediante las cuales se pueda bloquear todo el gas de la estación, siempre que haya otra fuente adecuada de gas para el sistema de distribución. Estas instalaciones de apagado pueden ser accionadas de forma automática o manual según lo determinen las condiciones locales. Cuando no haya disponible otra fuente de gas, no se deberán colocar instalaciones de apagado que puedan funcionar en el momento equivocado y causar un corte en el sistema de distribución.

(4) Apesar de las excepciones en (a)(2) y (a)(3), cada estación de compresión que manipula gas y contiene suficientes cantidades o concentraciones de sulfuro de hidrógeno o líquidos como para presentar un riesgo medioambiental o de seguridad deberá estar provista de un sistema de apagado de emergencia. El sistema de apagado de emergencia y los procesos y equipos de purga manuales o automáticos deben estar diseñados para evitar la liberación automática de concentraciones de sulfuro de hidrógeno, vapores condensables o líquidos libres en la atmósfera que pueden ser peligrosas para el operador o el público en general.

(b) *Paradas por sobrevelocidad del motor.* El motor de cada compresor, excepto los motores eléctricos de inducción o sincrónicos, deberá estar provisto de un dispositivo automático que esté diseñado para apagar la unidad antes de superar la máxima velocidad segura del motor o de la unidad accionada, según lo determinado por los respectivos fabricantes.

843.3.4 Requerimientos limitadores de presión en estaciones de compresión

(a) *Alivio de presión.* Se deberán instalar y mantener dispositivos de alivio de presión u otros dispositivos de protección adecuados con la suficiente capacidad y sensibilidad para garantizar que no se exceda la máxima presión de funcionamiento admisible de la tubería y del equipo de la estación en más del 10 %.

(b) *Válvulas de alivio de presión.* Se deberá instalar una válvula de alivio de presión o un dispositivo limitador de presión, como un presostato o un dispositivo de descarga, en la línea de descarga de cada compresor de transmisión de desplazamiento positivo, entre el compresor de gas y la primera válvula de bloqueo

de descarga. Si una válvula de alivio de presión es el dispositivo de sobreprotección principal, entonces la capacidad de alivio deberá ser igual o superior a la capacidad del compresor. Si las válvulas de alivio de presión en el compresor no evitan la posibilidad de sobrepresión del gasoducto según lo especificado en la sección 845, se deberá instalar un dispositivo limitador o de alivio de presión en la tubería para evitar que se sobrepresurice por encima de los límites de este Código.

(c) *Venteo.* Las líneas de venteo suministradas para expulsar el gas de las válvulas de alivio de presión hacia la atmósfera se deberán extender a una ubicación en la que el gas pueda ser liberado sin riesgo indebido. Las líneas de venteo deberán tener la capacidad suficiente para que no inhiban el funcionamiento de la válvula de alivio. Para obtener consideraciones de diseño adicionales, consulte el párrafo 841.1.9(d).

843.3.5 Control de gas combustible. En cada motor a gas que funcione con inyección de gas a presión, se deberá proporcionar un dispositivo automático diseñado para cortar el gas combustible cuando el motor se detenga. El colector de distribución del motor deberá ventilarse automáticamente en simultáneo.

843.3.6 Fallas de refrigeración y lubricación. Todas las unidades de compresión de gas deberán estar equipadas con dispositivos de apagado o alarma para accionarse en caso de que las unidades no tengan la correcta refrigeración o lubricación.

843.3.7 Prevención de explosiones

(a) *Amortiguadores.* El cuerpo externo de los amortiguadores para motores que usan gas como combustible deberá estar diseñado de acuerdo con la buena práctica de ingeniería y deberá estar construido con materiales dúctiles. Se recomienda que todos los componentes del amortiguador estén fabricados con ranuras u orificios de venteo en los deflectores para evitar que el gas quede atrapado en el amortiguador.

(b) *Ventilación del edificio.* La ventilación deberá ser amplia para garantizar que los empleados no estén en peligro en condiciones normales de operación (o en condiciones anormales, como una empaquetadura o prensaestopas dañados, etc.) por acumulaciones de concentraciones peligrosas de vapores o gases inflamables o nocivos en salas, sumideros, áticos, pozos u otros lugares cerrados similares, o en cualquier parte de ellos.

(c) *Ventilación de LPG.* Todos los gases licuados de petróleo (LPG) son más pesados que el aire, por lo tanto, las estructuras que estén por sobre el nivel del suelo para los reguladores de viviendas, medidores, etc., deberán tener ventilaciones abiertas cerca del nivel del piso. Dicho equipo no deberá estar instalado en pozos ni en cámaras subterráneas, excepto en los casos en los que se proporcione lo necesario para una ventilación forzada.

(d) *Precauciones especiales sobre LPG.* Se requiere especial atención en la ubicación de los venteos de

descarga de la válvula de alivio que liberan LPG a la atmósfera, para evitar la acumulación de gases pesados a nivel del suelo o por debajo de este. Asimismo, es necesario tomar precauciones adicionales para lograr la ventilación adecuada cuando se realizan excavaciones para reparar fugas en un sistema de distribución de LPG subterráneo.

843.3.8 Sistemas de detección de gas y alarma

(a) Cada edificio de compresión en una estación de compresión, en donde es posible que se acumulen concentraciones peligrosas de gas, deberá tener un sistema fijo de detección de gas y alarma, a menos que el edificio

(1) esté construido de manera que, al menos, el 50 % del área de su lado vertical esté abierto de manera permanente a la atmósfera o suficientemente ventilado mediante ventilación natural o forzada,

(2) esté en una ubicación de estación de compresión de campo sin supervisión de 1,000 hp (746 kW) o menos, y esté suficientemente ventilado

(b) Excepto cuando el apagado del sistema sea necesario para mantenimiento (consulte el párrafo 853.1.6), cada sistema de detección de gas y alarma requerido por esta sección deberá

(1) monitorear continuamente el edificio de compresión para garantizar una concentración de gas en el aire de no más del 25 % del límite inferior de explosividad

(2) advertir a las personas que estén por ingresar al edificio y a las personas dentro del edificio sobre el peligro si se supera dicha concentración de gas

(c) Se deberá tener en cuenta la configuración del edificio de compresión cuando se seleccione la cantidad, el tipo y la ubicación de detectores y alarmas.

(d) Las señales de alarma deberán ser exclusivas y reconocibles de forma inmediata, teniendo en cuenta el sonido y la iluminación de fondo, por el personal que esté adentro o justo afuera de cada edificio de compresión.

843.4 Tubería de estaciones de compresión

843.4.1 Tubería de gas. A continuación, se brindan las disposiciones generales correspondientes a todas las tuberías de gas:

(a) *Especificaciones para la tubería de gas.* Toda la tubería de gas de la estación de compresión, aparte de la tubería de instrumentos, control y muestreo, hasta las conexiones al gasoducto principal, inclusive, deberá ser de acero y utilizar un factor de diseño, F, conforme a la Tabla 841.1.6-2. Las válvulas que tengan componentes del cuerpo hechos de hierro dúctil pueden ser utilizadas con las limitaciones del párrafo 831.1.1(b).

(b) *Instalación de la tubería de gas.* Se deberán aplicar las disposiciones del párrafo 841.2 a la tubería de gas en las estaciones de compresión, cuando corresponda.

(b) *Prueba de la tubería de gas.* Toda la tubería de gas en una estación de compresión deberá ser probada después de la instalación de acuerdo con las disposiciones del

párrafo 841.3 para los gasoductos y las líneas principales en la ubicación Clase 3, excepto en el caso de pequeñas adiciones a las estaciones operativas que no deben ser probadas cuando las condiciones de funcionamiento hacen que no sea posible la prueba.

(d) *Identificación de válvulas y tubería.* Todas las válvulas y controles de emergencia deberán estar identificados con letreros. La función de todas las tuberías de presión de gas importantes deberá estar identificada mediante letreros o códigos de color.

843.4.2 Tubería de gas combustible. A continuación, se brindan las disposiciones específicas correspondientes solo a las tuberías de gas combustible en estaciones de compresión:

(a) Todas las líneas de gas combustible en una estación de compresión que suministra a varios edificios y áreas residenciales deberá estar provista de válvulas de corte maestro ubicadas afuera de cualquiera de los edificios o áreas residenciales.

(b) Las instalaciones reguladores de presión para el sistema de gas combustible de una estación de compresión deberán estar provistas de dispositivos limitadores de presión para evitar que se supere la presión normal de funcionamiento del sistema en más del 25 %, o la máxima presión de funcionamiento admisible en más del 10 %.

(c) Se deberán tomar las medidas adecuadas para evitar que el gas combustible ingrese en los cilindros de fuerza de un motor y en las piezas móviles de accionamiento mientras el trabajo está en progreso en el motor o en el equipo impulsado por el motor.

(d) Todo el gas combustible utilizado con fines domésticos en una estación de compresión, que tiene un olor propio insuficiente como para servir de advertencia en el caso de escape, deberá ser odorizado según lo establecido en la sección 856.

843.4.3 Sistema de tuberías de aire.

(a) Toda la tubería de aire dentro de las estaciones de compresión de gas deberá estar construida de acuerdo con ASME B31.3.

(b) La presión de aire de arranque, el volumen de almacenamiento y el tamaño de la tubería de conexión deberán ser adecuados para hacer girar el motor a la velocidad de arranque y para la cantidad de revoluciones necesarias para purgar el gas combustible del cilindro de fuerza y del amortiguador. Se pueden utilizar las recomendaciones del fabricante del motor como guía al determinar estos factores. Se debe tener en cuenta la cantidad de motores instalados y la posibilidad de tener que arrancar varios de estos motores en un período de tiempo corto.

(c) Se deberá instalar una válvula de retención en la línea de aire de arranque cerca de cada motor para evitar el reflujo del motor en el sistema de tubería de aire. También se deberá colocar una válvula de retención en la línea de aire principal en el lado de la salida más próxima del tanque o los tanques de aire. Se recomienda que el

equipo para refrigerar el aire y eliminar la humedad y el aceite atrapado se instale entre el compresor de aire de arranque y los tanques de almacenamiento de aire.

(d) Se deberán tomar las medidas adecuadas para evitar que el aire de arranque ingrese en los cilindros de fuerza de un motor y en las piezas móviles de accionamiento mientras el trabajo está en progreso en el motor o en el equipo impulsado por los motores. Los medios aceptables para lograr esto son la instalación de un brida ciega, la eliminación de una parte de la tubería que suministra aire o el bloqueo de una válvula de corte en posición cerrada y de un venteo en posición abierta corriente abajo respecto de esta.

(e) Se deberán construir depósitos de aire o botellas de almacenamiento de aire para utilizar en las estaciones de compresión y se deberán equipar de acuerdo con la Sección VIII del Código BPV.

843.4.4 Tubería de aceite lubricante. Toda la tubería de aceite lubricante en estaciones de compresión de gas deberá estar construida de acuerdo con ASME B31.3.

843.4.5 Tubería de agua. Toda la tubería de agua en estaciones de compresión de gas deberá estar construida de acuerdo con ASME B31.1.

843.4.6 Tubería de vapor. Toda la tubería de vapor en estaciones de compresión de gas deberá estar construida de acuerdo con ASME B31.1 o ASME B31.3. (16)

843.4.7 Tubería hidráulica. Toda la tubería de energía hidráulica en estaciones de compresión de gas deberá estar construida de acuerdo con ASME B31.3.

844 CONTENEDORES TIPO TUBERÍA Y TIPO BOTELLA

844.1 Contenedores tipo tubería en derecho de vía que no son de uso y control exclusivos de la empresa operadora

Se deberá diseñar, instalar y probar un contenedor tipo tubería que se instalará en calles, carreteras o derechos de paso privados que no es de uso y control exclusivos de la empresa operadora de acuerdo con las disposiciones de este Código aplicables para un gasoducto instalado en la misma ubicación y operado a la misma máxima presión.

844.2 Contenedores tipo botella

Los contenedores tipo botella deberán estar ubicados en terreno propio de la empresa operadora o bajo el control y uso exclusivos de esta.

844.3 Contenedores tipo tubería y tipo botella en la propiedad de uso y control exclusivos de la empresa operadora

(a) El sitio de almacenamiento deberá estar completamente rodeado con una cerca que evite el acceso de personas no autorizadas.

(b) El contenedor tipo tubería o tipo botella que se instalará en la propiedad de uso y control exclusivo de la empresa operadora se deberá diseñar de acuerdo con los factores de diseño de la construcción. La selección de estos factores depende de la Clase de ubicación en la que esté el sitio, la distancia entre los contenedores o las botellas de tubería y la cerca, y la máxima presión de funcionamiento, como se muestra en la Tabla 844.3-1.

(c) La distancia mínima entre los contenedores y los límites cercados del sitio está determinada por la máxima presión de funcionamiento del contenedor, como se muestra en la Tabla 844.3-2.

(d) La distancia mínima en pulgadas (milímetros) entre los contenedores o botellas de tubería se deberá determinar con la siguiente fórmula:

(Unidades del sistema de medidas de los Estados Unidos)

$$C = \frac{3DPF}{1,000}$$

(Unidades del sistema internacional de medidas)

$$\left(C = \frac{3DPF}{6\,895} \right)$$

donde

C = distancia mínima entre los contenedores o botellas de tubería, in (mm)

D = diámetro externo del contenedor o botella de tubería, in (mm)

F = factor de diseño [consulte el punto (b) más arriba]

P = máxima presión de funcionamiento admisible, psig (kPa)

(e) Los contenedores de tubería deberán enterrarse con la parte superior de cada uno de ellos a no menos de 24 in (610 mm) por debajo de la superficie del terreno.

(f) Las botellas deberán enterrarse con la parte superior de cada una de ellas por debajo de la línea normal de congelación, pero nunca más cerca de 24 in (610 mm) de la superficie.

(g) Los contenedores tipo tubería deberán ser probados de acuerdo con las disposiciones del párrafo 841.3.2 para un gasoducto ubicado en la misma Clase de ubicación que el sitio del contenedor. Sin embargo, se deberá utilizar agua como medio de prueba en todos los casos en que la presión de prueba produzca un esfuerzo circunferencial del 80 % o más del esfuerzo de fluencia mínimo especificado de la tubería.

844.4 Disposiciones especiales correspondientes solo a los contenedores tipo botella

Un contenedor tipo botella puede estar fabricado de acero que no sea posible soldar en condiciones de campo, sujeto a las siguientes limitaciones:

(a) Los contenedores tipo botella hechos de acero de aleación deberán cumplir con los requerimientos

químicos y de tracción para los diferentes grados de acero en ASTM A372.

(b) En ningún caso la relación del esfuerzo de fluencia real con la resistencia a la tracción real deberá superar 0.85.

(c) No se deberán realizar soldaduras en tales botellas después de haber sido tratadas con calor o aliviadas de esfuerzos; sin embargo, estará permitido fijar pequeños cables de cobre a una porción de diámetro pequeño del recinto de la botella con fines de protección catódica, usando un proceso de soldadura aluminotérmica localizada (la carga no debe exceder los 15 g).

(d) Tales botellas deberán ser sometidas a una prueba hidrostática en la fábrica y no se deberán someter a otra prueba hidrostática en el momento de la instalación. La presión de prueba en fábrica no deberá ser inferior a la requerida para producir un esfuerzo circunferencial igual al 85 % del límite de fluencia mínimo especificado del acero. Se deberá realizar una inspección minuciosa de las botellas en el momento de la instalación, y no se deberán utilizar botellas dañadas.

(e) Se deberá probar la hermeticidad de dichas botellas y tuberías de conexión después de la instalación, usando aire o gas a una presión de 50 psi (340 kPa) por encima de la máxima presión de funcionamiento.

844.5 Disposiciones generales aplicables a contenedores tipo tubería y tipo botella

(a) No se deberá almacenar ningún gas que contenga más de 0.1 grano de sulfuro de hidrógeno cada 100 ft³ estándares (2.8 m³) cuando haya o se prevea que haya agua libre sin emplear los medios adecuados para identificar, mitigar o evitar la corrosión interna perjudicial. (Consulte la sección 864).

(b) Se deberán tomar medidas para evitar la formación o acumulación de líquidos en el contenedor, la tubería de conexión y el equipo auxiliar que pudiera causar corrosión o interferir con el funcionamiento seguro del equipo de almacenamiento.

Se deberán instalar válvulas de alivio de acuerdo con las disposiciones de este Código, las cuales tendrán capacidad de alivio adecuada para limitar la presión impuesta en la línea de llenado y, por lo tanto, en el contenedor de almacenamiento al 100 % de la presión de diseño del contenedor o de la presión que produce un esfuerzo circunferencial del 75 % del límite de fluencia mínimo especificado del acero, el valor que sea menor.

845 CONTROL Y LIMITACIÓN DE LA PRESIÓN DE GAS

845.1 Requerimiento básico para la protección contra la sobrepresión accidental

Todos los gasoductos, las líneas principales, los sistemas de distribución, los medidores y las instalaciones conectadas del cliente, las estaciones de compresión, los contenedores tipo tubería, los

Tabla 844.3-1 Factores de diseño, F

Clase de ubicación de tamaño de contenedor	Factores de diseño, F	
	Para distancia mínima entre contenedores y límites cercados del sitio de 25 ft (7.6 m) a 100 ft (30 m)	Para distancia mínima entre contenedores y límites cercados del sitio de 100 ft (30 m) y más
1	0.72	0.72
2	0.60	0.72
3	0.60	0.60
4	0.40	0.40

Tabla 844.3-2 Distancia mínima entre contenedores y límites cercados

Máxima presión de funcionamiento, psig (kPa)	Distancia mínima, ft (m)
Menos de 1,000 (6 900)	25 (7.6)
1,000 (6 900) o más	100 (30)

contenedores tipo botella, los contenedores fabricados de tuberías y acoples, y todo el equipo especial, si estuvieran conectados a un compresor o a una fuente de gas en los que una falla del control de presión u otras causas podrían generar una presión que superaría la máxima presión de funcionamiento admisible de la instalación (consulte el párrafo 805.2.1), deberán estar equipados con los dispositivos limitadores de presión o de alivio de presión adecuados. Las disposiciones especiales para los reguladores de servicio se brindan en el párrafo 845.2.7.

845.2 Control y limitación de la presión de gas

845.2.1 Control y limitación de la presión de gas en contenedores, gasoductos y todas las instalaciones que, en ocasiones, podrían ser herméticas. Los tipos de dispositivos de protección adecuados para evitar la sobrepresión de dichas instalaciones incluyen

(a) válvulas de alivio accionadas por resorte de los tipos que cumplan con las disposiciones del Código BPV, Sección VIII.

(b) los reguladores de contrapresión accionados por piloto usados como válvulas de alivio, diseñados de forma que la falla del sistema de piloto o las líneas de control harán que el regulador se abra

(c) discos de ruptura del tipo que cumpla con las disposiciones del Código BPV, Sección VIII, División 1

845.2.2 Máxima presión de funcionamiento admisible para gasoductos o líneas principales de plástico o acero. Esta presión es, por definición, la máxima presión de funcionamiento a la que pueden estar sujetos el gasoducto o la línea principal de acuerdo con los requerimientos de este Código. En el caso de un

gasoducto o una línea principal, la máxima presión de funcionamiento admisible no deberá superar el menor de los siguientes cuatro ítems:

(a) La presión de diseño (definida en el párrafo 805.2.1) del elemento más débil del gasoducto o de la línea principal. Suponiendo que todos los acoples, las válvulas y otros accesorios en la línea tengan una clasificación de presión adecuada, la máxima presión de funcionamiento admisible de un gasoducto o una línea principal deberá ser la presión de diseño determinada de acuerdo con el párrafo 841.1.1 para acero o el párrafo 842.2 para plástico.

(b) La presión obtenida al dividir la presión a la que se prueba el gasoducto o la línea principal después de la construcción entre el factor apropiado para la Clase de ubicación involucrada, como se muestra en la Tabla 845.2.2-1.

(c) La máxima presión segura a la que deben estar sujetos el gasoducto o la línea principal según el historial de funcionamiento y mantenimiento (para gasoductos, consulte el párrafo 851.1).

(d) Cuando las líneas de servicio están conectadas al gasoducto o a la línea principal, los límites establecidos en los párrafos 845.2.4(c)(2) y (c)(5).

845.2.3 Calificación de un gasoducto o una línea principal de acero para establecer la MAOP

(a) *Gasoducto que funciona a 100 psig (690 kPa) o más.* Este párrafo se aplica a los gasoductos de gas natural existentes o a los gasoductos existentes que estén en proceso de conversión para servicio de gas natural, en los que se desconocen uno o más de los factores de la fórmula de diseño de la tubería de acero (consulte el párrafo 841.1.1), y el gasoducto debe operarse a 100 psig (690 kPa) o más. La máxima presión de funcionamiento admisible deberá determinarse por una prueba hidrostática del gasoducto.

(1) La máxima presión de funcionamiento admisible deberá estar limitada por la presión obtenida al dividir la presión a la que se prueba el gasoducto o la línea principal entre el factor apropiado para la Clase de ubicación involucrada, como se muestra en la Tabla 845.2.3-1.

(2) La presión de prueba que se utilizará en el cálculo de la máxima presión de funcionamiento admisible deberá ser la presión de prueba obtenida en el punto de elevación alto de la sección de prueba de resistencia mínima y no deberá ser superior a la presión requerida para producir un esfuerzo circunferencial igual al límite de fluencia según lo determine la prueba. Solo la primera prueba a la fluencia se puede utilizar para determinar la máxima presión de funcionamiento admisible.

(3) Se deberán conservar los registros de las pruebas de presión hidrostática y las reparaciones en la línea mientras las instalaciones implicadas permanezcan en servicio.

(4) Se debe determinar que todas las válvulas, bridas y otros componentes especificados para presión tengan las clasificaciones adecuadas.

(5) Si bien la presión máxima de una prueba utilizada para establecer la máxima presión de trabajo admisible no está limitada por este párrafo, excepto por (a)(2) arriba, se debe tener el debido cuidado al seleccionar la presión de prueba máxima.

(b) *Gasoducto que funciona a menos de 100 psig (690 kPa).* Este párrafo se aplica a los gasoductos de gas natural existentes o a los gasoductos existentes que estén en proceso de conversión para servicio de gas natural, en los que se desconocen uno o más de los factores de la fórmula de diseño de la tubería de acero (consulte el párrafo 841.1.1), y el gasoducto debe operarse a menos de 100 psig (690 kPa). La máxima presión de funcionamiento admisible deberá determinarse por una prueba de presión en el gasoducto.

(1) La máxima presión de funcionamiento admisible deberá estar limitada por la presión obtenida al dividir la presión a la que se prueba el gasoducto o la línea principal entre el factor apropiado para la Clase de ubicación involucrada, como se muestra en la Tabla 845.2.3-2.

(2) La presión de prueba que se utilizará en el cálculo de la máxima presión de funcionamiento admisible deberá ser la presión de prueba obtenida en el punto de elevación alto de la sección de prueba de resistencia mínima y no deberá ser superior a la presión requerida para producir un esfuerzo circunferencial igual al límite de fluencia según lo determine la prueba. Solo la primera prueba a la fluencia se puede utilizar para determinar la máxima presión de funcionamiento admisible.

(3) Se deberán conservar los registros de las pruebas de presión y las reparaciones en la línea mientras las instalaciones implicadas permanezcan en servicio.

(4) Se debe determinar que todas las válvulas, bridas y otros componentes especificados para presión tengan las clasificaciones adecuadas.

(5) Si bien la presión máxima de una prueba utilizada para establecer la máxima presión de trabajo admisible no está limitada por este párrafo, excepto por (b)(2) arriba, se debe tener el debido cuidado al seleccionar la presión de prueba máxima.

845.2.4 Control y limitación de la presión de gas en sistemas de distribución de alta presión de acero, hierro dúctil, hierro fundido o plástico

(a) Cada sistema de distribución de alta presión o línea principal, suministrados desde una fuente de gas que esté a una presión superior a la máxima presión de funcionamiento admisible para el sistema, deberán estar equipados con dispositivos reguladores de presión de la capacidad adecuada y diseñados para cumplir con la presión, la carga y otras condiciones de servicio en las que operarán o a las que pueden estar sujetos.

(b) Además de los dispositivos reguladores de presión establecidos en (a), se deberá proporcionar un

Tabla 845.2.2-1 Máxima presión de funcionamiento admisible para gasoductos o líneas principales de plástico o acero

Clase de ubicación	Presión para acero [Nota (1)]	Presión para plástico
1 División 1	<u>Presión de prueba</u> 1.25	N. C.
1 División 2	<u>Presión de prueba</u> 1.25	<u>Presión de prueba</u> 1.50
2	<u>Presión de prueba</u> 1.25	<u>Presión de prueba</u> 1.50
3	<u>Presión de prueba [Nota (2)]</u> 1.50	<u>Presión de prueba</u> 1.50
4	<u>Presión de prueba [Nota (2)]</u> 1.50	<u>Presión de prueba</u> 1.50

NOTAS:

- (1) Consulte el párrafo 845.2.3 para los factores de prueba aplicables a la conversión de gasoductos con factores desconocidos.
- (2) Se deben usar otros factores si la línea se probó bajo las condiciones especiales que se describen en los párrafos 841.3.2(d) e (f), y 41.3.3. En esos casos, use factores que sean consistentes con los requerimientos aplicables de estas secciones.

Tabla 845.2.3-1 Máxima presión de funcionamiento admisible para gasoductos que funcionan a 100 psig (690 kPa) o más

Clase de ubicación	Máxima presión de funcionamiento admisible
1 División 1	<u>Presión de prueba</u> 1.25
1 División 2	<u>Presión de prueba</u> 1.39
2	<u>Presión de prueba</u> 1.67
3	<u>Presión de prueba</u> 2.0
4	<u>Presión de prueba</u> 2.5

método adecuado para evitar la sobrepresión accidental de un sistema de distribución de alta presión.

Los tipos de dispositivos de protección adecuados para evitar la sobrepresión de sistemas de distribución de alta presión incluyen

(1) válvulas de alivio según lo determinado en los párrafos 845.2.1(a) y (b).

(2) válvulas de alivio por contrapeso.

(3) un regulador de monitoreo instalado en serie con un regulador de presión principal.

Tabla 845.2.3-2 Máxima presión de funcionamiento admisible para gasoductos que funcionan a menos de 100 psig (690 kPa)

Clase de ubicación	Máxima presión de funcionamiento admisible
1	<u>Presión de prueba</u> 1.25
2	<u>Presión de prueba</u> 1.25
3	<u>Presión de prueba</u> 1.5
4	<u>Presión de prueba</u> 1.5

(4) un regulador en serie instalado corriente arriba respecto al regulador principal y configurado para limitar la presión en la entrada del regulador principal continuamente a la máxima presión de funcionamiento admisible del sistema de distribución o menos.

(5) un dispositivo de corte automático instalado en serie con el regulador de presión principal y configurado para cerrarse cuando la presión del sistema de distribución alcance la máxima presión de funcionamiento admisible o menos. Este dispositivo debe permanecer cerrado hasta que se restablezca manualmente. No debe utilizarse donde podría causar una interrupción en el servicio para una gran cantidad de clientes.

(6) válvulas de alivio tipo diafragma, accionadas por resorte.

(c) *Máxima presión de funcionamiento admisible para sistemas de distribución de alta presión.* Esta presión deberá ser la máxima presión a la que puede estar sujeto el sistema de acuerdo con los requerimientos de este Código. No deberá superar

(1) la presión de diseño del elemento más débil del sistema según lo definido en el párrafo 805.2.1

(2) 60 psig (410 kPa) si las líneas de servicio en el sistema no están equipadas con reguladores en serie u otros dispositivos limitadores de presión según lo establecido en el párrafo 845.2.7(c)

(3) 25 psig (170 kPa) en sistemas de hierro fundido que tienen juntas de campana y espiga calafateadas, que no han sido equipadas con abrazaderas de juntas de campana u otros métodos eficaces para sellar fugas

(4) los límites de presión a los que podría estar sometida cualquier junta sin la posibilidad de separación

(5) 2 psig (14 kPa) en sistemas de distribución de alta presión equipados con reguladores de servicio que no cumplen con los requerimientos del párrafo 845.2.7(a) y que no tiene un dispositivo de protección contra sobrepresión según lo requerido en el párrafo 845.2.7(b)

(6) la máxima presión segura a la que debe estar sujeto el sistema según el historial de funcionamiento y mantenimiento

845.2.5 Control y limitación de la presión de gas en sistemas de distribución de baja presión

(a) Cada sistema de distribución de baja presión o línea principal de baja presión suministrados desde una fuente de gas que esté a una presión más alta que la máxima presión de funcionamiento admisible para el sistema de baja presión deberán estar equipados con dispositivos reguladores de presión de la capacidad adecuada. Estos dispositivos deben estar diseñados para cumplir con la presión, la carga u otras condiciones de servicio en las que tendrán que operar.

(b) Además de los dispositivos reguladores de presión establecidos en (a), se deberá proporcionar un dispositivo adecuado para evitar la sobrepresión accidental. Los tipos de dispositivos de protección adecuados para evitar la sobrepresión de sistemas de distribución de baja presión incluyen

(1) un dispositivo de alivio de sello líquido que pueda configurarse para que se abra de manera precisa y consistente a la presión deseada

(2) válvulas de alivio por contrapeso

(3) un dispositivo de corte automático según se describe en el párrafo 845.2.4(b)(5)

(4) un regulador de contrapresión accionado por piloto según se describe en el párrafo 845.2.1(b)

(5) un regulador de monitoreo según se describe en el párrafo 845.2.4(b)(3)

(6) un regulador en serie según se describe en el párrafo 845.2.4(b)(4)

(c) *Máxima presión de funcionamiento admisible para sistemas de distribución de baja presión.* La máxima presión de funcionamiento admisible para un sistema de distribución de baja presión no deberá superar ninguno de los siguientes valores:

(1) una presión que pudiera provocar el funcionamiento inseguro de cualquier equipo de combustión de gas de baja presión conectado y ajustado adecuadamente

(2) una presión de 2 psig (14 kPa)

845.2.6 Conversión de sistemas de distribución de baja presión a sistemas de distribución de alta presión

(a) Antes de convertir un sistema de distribución de baja presión a un sistema de distribución de alta presión, se deben considerar los siguientes factores:

(1) el diseño del sistema, incluidos los tipos de material y equipos utilizados

(2) los registros de mantenimiento anteriores, incluidos los resultados de cualquier detección de fugas

(b) Antes de aumentar la presión, deberán tomarse las siguientes medidas (no necesariamente en la secuencia en que se muestran):

(1) Llevar a cabo una detección de fugas y reparar las fugas que se encuentren.

(2) Reforzar o reemplazar las partes del sistema que se detecte que no sean adecuadas para las presiones de funcionamiento más elevadas.

(3) Instalar un regulador de servicio en cada línea de servicio y probar cada regulador para determinar que esté funcionando. En algunos casos, podría ser necesario elevar la presión ligeramente para permitir un funcionamiento adecuado de los reguladores de servicio.

(4) Aislar el sistema de los sistemas de baja presión adyacentes.

(5) En las curvaturas o desviaciones en tuberías con acoplamientos o juntas de espiga y campana, reforzar o reemplazar los anclajes que se determine que son inadecuados para las presiones más elevadas.

(c) La presión del sistema que se convertirá deberá incrementarse de manera escalonada, considerando un período para verificar el efecto del incremento anterior antes de llevar a cabo el próximo incremento. La magnitud deseable de cada incremento y la longitud del período de verificación variará según las condiciones. El objetivo de este procedimiento es permitir que exista una oportunidad para descubrir cualquier conexión abierta o no regulada hacia sistemas adyacentes de baja presión o hacia clientes individuales antes de que se alcancen presiones excesivas.

845.2.7 Control y limitación de la presión del gas entregado a clientes residenciales, comerciales pequeños e industriales pequeños desde sistemas de distribución de alta presión

(a) Si la máxima presión de funcionamiento admisible del sistema de distribución es de 60 psig (410 kPa) o menos, y se utiliza un regulador de servicio con las siguientes características, no se requiere ningún otro dispositivo limitador de presión:

(1) un regulador de presión capaz de reducir la presión de la línea de distribución, en psig (kPa), a presiones recomendadas para dispositivos del hogar, en pulgadas (milímetros) de columna de agua

(2) una válvula de un único puerto con un diámetro de orificio que no sea mayor que el recomendado por el fabricante para la presión máxima de gas en la entrada del regulador

(3) un asiento de válvula de un material resiliente, diseñado para soportar la abrasión y las impurezas del gas y los cortes de la válvula, y diseñado para resistir la deformación permanente cuando se presiona contra el puerto de la válvula

(4) conexiones de la tubería al regulador que no superen NPS 2 (DN 50)

(5) la capacidad en condiciones normales de funcionamiento de regular la presión corriente abajo dentro de los límites necesarios de precisión y de limitar la acumulación de presión en condiciones de ausencia de flujo a no más del 50 % por encima de la presión de descarga normal que se mantiene en condiciones de flujo

(6) un regulador de servicio autónomo sin líneas de control ni estáticas externas

(b) Si la máxima presión de funcionamiento admisible del sistema de distribución es de 60 psig (410 kPa) o menos y se utiliza un regulador de servicio que no cuenta con todas las características detalladas en (a), o si el gas contiene materiales que interfieren gravemente con el funcionamiento de los reguladores de servicio, deberán instalarse dispositivos de protección adecuados con el fin de evitar una sobrepresión insegura para los dispositivos del cliente si fallara el regulador. Algunos de los tipos adecuados de dispositivos de protección para evitar la sobrepresión de los dispositivos de los clientes son los siguientes:

(1) un regulador de monitoreo

(2) una válvula de alivio

(3) un dispositivo de corte automático

Estos dispositivos pueden instalarse como parte integral del regulador de servicio o como una unidad separada.

(c) Si la máxima presión de funcionamiento admisible del sistema de distribución supera las 60 psig (410 kPa), deberán utilizarse métodos adecuados para regular y limitar la presión del gas proporcionado al cliente al máximo valor seguro. Dichos métodos pueden incluir lo siguiente:

(1) un regulador de servicio con las características indicadas en (a) y un regulador secundario ubicado corriente arriba del regulador de servicio. En ningún caso se deberá configurar el regulador secundario para que mantenga una presión mayor a 60 psig (410 kPa). Deberá instalarse un dispositivo entre el regulador secundario y el regulador de servicio para limitar la presión en la entrada del regulador de servicio a 60 psig (410 kPa) o menos en caso de que el regulador secundario no funcione correctamente. Este dispositivo puede ser una válvula de alivio o un dispositivo de corte automático que se cierra si la presión en la entrada del regulador de servicio supera la presión de ajuste [60 psig (410 kPa) o menos] y permanece cerrado hasta que se restablece manualmente.

(2) un regulador de servicio y un regulador de monitoreo configurado para limitar a un máximo valor seguro la presión del gas entregado al cliente.

(3) un regulador de servicio con una válvula de alivio ventilada hacia la atmósfera exterior, con la válvula de alivio en posición abierta, de manera tal que la presión del gas que se entrega al cliente no supere un máximo valor seguro. La válvula de alivio puede estar incorporada en el regulador de servicio o puede ser una unidad separada instalada corriente abajo del regulador de servicio. Esta combinación puede utilizarse por sí misma solo en los casos en los que la presión de entrada del regulador de servicio no supere la presión de funcionamiento segura nominal del regulador de servicio. No se recomienda su uso en casos en los que la presión de entrada del regulador de servicio supere las

125 psig (860 kPa). Para presiones de entrada mayores, debe usarse el método indicado en (c)(1) o (c)(2).

(d) Para casos en que la presión del gas y la demanda del cliente son mayores que las que corresponden según las disposiciones de los párrafos (a), (b) y (c), los requerimientos para el control y la limitación de la presión del gas entregado se incluyen en el párrafo 845.1.

845.3 Requerimientos para el diseño de instalaciones de alivio de presión y limitación de presión

(a) Los dispositivos de alivio de presión o de limitación de presión, excepto por los discos de ruptura, deberán cumplir con lo siguiente:

(1) estar contruidos con materiales tales que el funcionamiento del dispositivo normalmente no resulte afectado por la corrosión de sus partes externas debido a la acción de la atmósfera, o de sus partes internas debido a la acción del gas

(2) tener válvulas y asientos de válvulas diseñados para no pegarse en una posición que hará que el dispositivo no se encuentre operativo y provoque la falla del dispositivo para que funcione en la manera para la que fue diseñado

(3) estar diseñados e instalados de manera tal que puedan operarse con facilidad para determinar si la válvula está libre, probarse para determinar la presión a la que funcionarán y probarse en busca de fugas cuando se encuentran en la posición cerrada

(4) estar diseñados e instalados de manera tal que el funcionamiento no resulte afectado a la temperatura mínima de diseño

(b) Los discos de ruptura deberán cumplir con los requerimientos de diseño establecidos en el Código BPV, Sección VIII, División 1.

(c) Las chimeneas de descarga, los venteos o los puertos de salida de todos los dispositivos de alivio de presión deberán ubicarse en lugares donde pueda descargarse gas a la atmósfera sin que haya riesgos indebidos. Se debe considerar todo lo que pueda resultar expuesto en las cercanías inmediatas, incluidos los lugares donde los gasoductos se ubiquen de manera paralela a líneas de transmisión eléctrica aéreas en el mismo derecho de vía, para garantizar que las conexiones de purga dirijan el gas hacia la dirección opuesta de los conductores eléctricos. En los casos en los que se requiera la protección de los dispositivos, las chimeneas de descarga o los venteos se protegerán con tapas para lluvia que impidan el ingreso de agua.

(d) El tamaño de las aberturas, tuberías y acoples que se encuentran entre el sistema que se debe proteger y el dispositivo de alivio de presión y la línea de venteo deberán ser del tamaño adecuado para evitar el martilleo de la válvula y el deterioro de la capacidad de alivio.

(e) Deberán tomarse precauciones para evitar el funcionamiento no autorizado de cualquier válvula de corte que haga que una válvula de alivio de presión no se encuentre operativa. Esta disposición no se aplicará a

válvulas que aislen el sistema que está siendo protegido de su fuente de presión. Los métodos aceptables para cumplir con esta disposición son los siguientes:

(1) Bloquear la válvula de corte en la posición abierta. Instruir al personal autorizado sobre la importancia de no dejar la válvula de corte cerrada de manera inadvertida y de estar presente el período completo durante el que la válvula de corte se encuentre cerrada, de manera que puedan bloquearla en la posición abierta antes de abandonar la ubicación.

(2) Instalar válvulas de alivio duplicadas, cada una con una capacidad individual adecuada para proteger el sistema, y disponer las válvulas de aislamiento o válvulas de tres vías, de manera que mecánicamente sea posible que solo uno de los dispositivos de seguridad se encuentre desconectado por vez.

(f) Deberán tomarse precauciones para evitar el funcionamiento no autorizado de cualquier válvula que haga que un dispositivo de limitación de presión no se encuentre operativo. Esta disposición se aplica a válvulas de aislamiento, válvulas de derivación y válvulas en líneas de control o de flotación ubicadas entre el dispositivo de limitación de presión y el sistema que protege el dispositivo. Un método similar al descrito en (e)(1) deberá considerarse aceptable para cumplir con esta disposición.

(g) Cuando un regulador de monitoreo, un regulador en serie, un dispositivo de alivio del sistema o un dispositivo de apagado del sistema se instalan en una estación reguladora del distrito para proteger un sistema de tuberías contra la sobrepresión, la instalación deberá diseñarse e instalarse para evitar que cualquier incidente individual, como una explosión en una cámara o el daño provocado por un vehículo o formación de hielo (tanto interno como externo), afecte el funcionamiento tanto del dispositivo de protección de sobrepresión como del regulador del distrito. (Consulte las secciones 846 y 847).

(h) Se deberá prestar especial atención a las líneas de control. Todas las líneas de control deberán protegerse contra la caída de objetos, las excavaciones realizadas por terceros u otras causas previsibles de daño, y deberán diseñarse e instalarse de manera tal que eviten que los daños de cualquier línea de control hagan que tanto el regulador del distrito como el dispositivo de protección de sobrepresión no se encuentren operativos.

845.4 Capacidad de los dispositivos y las estaciones de alivio de presión y de limitación de presión

845.4.1 Capacidad requerida de las estaciones de alivio de presión y de limitación de presión (16)

(a) Cada estación de alivio de presión o de limitación de presión, o cada grupo de estos tipos de estaciones instalado para proteger un sistema de tuberías o un recipiente a presión deberán tener una capacidad suficiente y deberán estar configurados para funcionar con el fin de evitar que la presión supere los siguientes niveles:

(1) *Sistemas con componentes de gasoductos o tuberías en funcionamiento a niveles de esfuerzos circunferenciales por encima del 72 % del límite de fluencia mínimo especificado (SMYS).* La capacidad requerida no deberá ser menor que la capacidad requerida para evitar que la presión exceda la máxima presión de funcionamiento admisible más un 4 %.

(2) *Sistemas con componentes de gasoductos o tuberías en funcionamiento a niveles de esfuerzos circunferenciales iguales o menores que el 72 % del SMYS que no sean sistemas de distribución de baja presión.* La capacidad requerida no deberá ser menor que la capacidad requerida para evitar que la presión exceda el menor de los dos ítems siguientes:

(-a) la máxima presión de funcionamiento admisible más un 10 %

(-b) la presión que produce un esfuerzo circunferencial del 75 % del límite de fluencia mínimo especificado

(3) *Sistemas de distribución de baja presión.* La capacidad requerida no deberá ser menor que la capacidad requerida para evitar que la presión supere valores que pudieran provocar que cualquier equipo de combustión de gas conectado y ajustado correctamente funcione de manera insegura.

(4) *Recipientes a presión.* Los recipientes a presión se protegerán contra la sobrepresión de acuerdo con el Código BPV, Sección VIII, División 1.

(b) Cuando hay más de una estación de regulación de presión o de compresión que alimenta el gasoducto o el sistema de distribución y hay dispositivos de alivio de presión instalados en dichas estaciones, la capacidad de alivio en la estación remota puede tenerse en cuenta al dimensionar los dispositivos de alivio en cada estación. Sin embargo, al hacer esto, la capacidad supuesta de alivio remoto debe limitarse a la magnitud menor entre la capacidad del sistema de tuberías de transportar gas a la ubicación remota y la capacidad del dispositivo de alivio remoto.

845.4.2 Comprobación de capacidad adecuada y desempeño satisfactorio de dispositivos de limitación de presión y de alivio de presión. En los casos en los que el dispositivo de seguridad está compuesto por un regulador adicional que está asociado con uno o más reguladores dispuestos en serie, o funciona en combinación con estos, para controlar o limitar la presión de un sistema de tuberías, deben llevarse a cabo las verificaciones adecuadas. Estas verificaciones deberán realizarse para determinar que el equipo pueda funcionar de manera satisfactoria para evitar cualquier presión que supere la máxima presión de funcionamiento admisible del sistema en caso de que los reguladores asociados funcionen incorrectamente o permanezcan en la posición completamente abierta.

845.5 Tuberías de instrumentos, control y muestreo

845.5.1 Alcance

(a) Los requerimientos que se proporcionan en esta sección se aplican al diseño de tuberías de instrumentos, control y muestreo, y para la operación segura y adecuada de la tubería en sí, pero no cubren el diseño de la tubería para garantizar el funcionamiento adecuado de los instrumentos para los que se instala la tubería.

(b) Esta sección no se aplica a sistemas de tuberías permanentemente cerrados, como los dispositivos llenos de fluidos que responden a los cambios en la temperatura.

845.5.2 Materiales y diseño

(a) Los materiales empleados para las válvulas, los acoples, los tubos y las tuberías deberán diseñarse para cumplir con las condiciones de servicio particulares.

(b) Las conexiones de tomas y los pernos, acoples o adaptadores de conexión deberán estar fabricados con un material adecuado y deberán ser capaces de soportar las temperaturas y las presiones de funcionamiento máximas y mínimas de las tuberías o del equipo al que están conectados. Deberán diseñarse para soportar de manera satisfactoria todos los esfuerzos sin fallas por fatiga.

(c) Se instalará una válvula de corte en cada línea de toma tan cerca del punto de toma como sea factible. Se instalarán válvulas de purga donde sea necesario para la operación segura de las tuberías, los instrumentos y los equipos.

(d) No se deberán utilizar tubos ni tuberías de cobre o bronce para temperaturas del metal mayores de 400 °F (204 °C).

(e) Se deberán proporcionar conexiones adecuadas para la limpieza de las tuberías que estén sujetas a obstrucciones debido a sólidos o depósitos.

(f) Las tuberías o los tubos que se requieren en virtud de esta sección pueden estar especificados por los fabricantes del instrumento, aparato de control o dispositivo de muestreo, siempre y cuando la seguridad de la tubería o del tubo que se instala sea, al menos, igual a la que se requiere de acuerdo con el Código.

(g) Las tuberías que pudieran contener líquidos deberán estar protegidas mediante calefacción u otros métodos adecuados contra los daños provocados por el congelamiento.

(h) Las tuberías en las que pueden acumularse líquidos deberán contar con drenajes o sistemas de goteo.

(i) La disposición de las tuberías y los soportes se deberá diseñar teniendo en cuenta no solo la seguridad para los esfuerzos de funcionamiento, sino también para brindar protección para las tuberías contra curvaturas perjudiciales, abusos y daños mecánicos externos, y daños debido a condiciones de servicio inusuales además de las que están relacionadas con la presión, la temperatura y la vibración de servicio.

(j) Deberán tomarse precauciones adecuadas para la protección contra la corrosión. (Consulte la sección 864).

(k) Las juntas entre secciones de tubos o tuberías, o entre tubos o tuberías y válvulas o acoples deberán realizarse de una manera adecuada para las condiciones de presión y temperatura; por ejemplo, a través de acoples abocardados, no abocardados y de compresión, u otros medios equivalentes, o pueden ser roscadas, con soldadura brazing o con soldadura a enchufe. Si se utilizan válvulas con extremos roscados junto con acoples abocardados, no abocardados o de compresión, se requiere el uso de adaptadores.

No se deberán usar juntas de expansión del tipo deslizante. Se deberá compensar la expansión proporcionando flexibilidad dentro del mismo sistema de tuberías o tubos.

(l) No se deberá usar plástico en los casos en los que las temperaturas de funcionamiento superen las limitaciones que se muestran en los párrafos 842.2.2(b) y 842.2.3(b).

(m) Las tuberías plásticas no deberán pintarse. Si se requiere una identificación además de la proporcionada por el fabricante, deberá realizarse por otros medios.

846 VÁLVULAS⁴

846.1 Espaciado requerido de las válvulas

846.1.1 Líneas de transmisión. Deberán instalarse válvulas de bloqueo en tierra en nuevos gasoductos de transporte al momento de la construcción con el fin de aislar el gasoducto para el mantenimiento y para respuesta ante emergencias de funcionamiento. Cuando se determina la ubicación de estas válvulas para seccionalizar el gasoducto, primero deberán considerarse las ubicaciones que ofrezcan una accesibilidad continua a las válvulas.

(a) Para determinar la cantidad y el espaciado de las válvulas que se instalarán, el operador deberá llevar a cabo una evaluación que considere factores como los siguientes:

(1) la cantidad de gas liberado debido a fugas, rupturas o purgas por reparación y mantenimiento

(2) el tiempo necesario para purgar una sección aislada

(3) el impacto de la liberación de gas en el área (por ejemplo, las molestias y los riesgos que se produzcan como resultado de purgas prolongadas)

(4) la continuidad del servicio

(5) la flexibilidad de operación y mantenimiento del sistema

(6) los desarrollos futuros en las cercanías del gasoducto

(7) las condiciones significativas que pueden afectar de manera adversa el funcionamiento y la seguridad de la línea

⁴ Consulte los párrafos 849.1.2 y 849.1.3 para conocer las disposiciones que cubren las válvulas en líneas de servicio.

(b) En lugar de lo establecido anteriormente en (a), deberán usarse los siguientes espaciados máximos entre válvulas:

(1) 20 millas (32 km) en áreas predominantemente de ubicación Clase 1

(2) 15 millas (24 km) en áreas predominantemente de ubicación Clase 2

(3) 10 millas (16 km) en áreas predominantemente de ubicación Clase 3

(4) 5 millas (8 km) en áreas predominantemente de ubicación Clase 4

El espaciado definido anteriormente puede ajustarse para permitir que una válvula se instale en una ubicación más accesible.

846.1.2 Líneas principales de distribución. Las válvulas en líneas principales de distribución, ya sea que se hayan instalado con fines de funcionamiento o de emergencia, deberán espaciarse de la siguiente manera:

(a) *Sistemas de distribución de alta presión.* Las válvulas deberán instalarse en sistemas de distribución de alta presión en ubicaciones accesibles con el fin de reducir el tiempo necesario para cortar la operación de una sección de línea principal en una emergencia. Al determinar el espaciado de las válvulas, deberán considerarse tanto la presión de funcionamiento, el tamaño de las líneas principales y las condiciones físicas locales como la cantidad y el tipo de consumidores que resultarían afectados por un corte.

(b) *Sistemas de distribución de baja presión.* Pueden utilizarse válvulas en sistemas de baja presión, pero no se requieren, excepto en la medida en que se especifica en el párrafo 846.2.2(a).

846.2 Ubicación de las válvulas

846.2.1 Válvulas de transmisión

(a) Las válvulas de bloqueo de seccionalización deberán estar en una ubicación accesible y protegidas contra daños y alteraciones. Si hay una válvula de purga involucrada, deberá ubicarse en un lugar donde el gas pueda purgarse hacia la atmósfera sin riesgo indebido.

(b) Las válvulas de seccionalización pueden instalarse sobre la superficie, en una cámara o enterradas. En todas las instalaciones, deberá haber un dispositivo para abrir o cerrar la válvula fácilmente accesible para las personas autorizadas. Todas las válvulas deberán tener un soporte adecuado para evitar el asentamiento o el movimiento de la tubería conectada.

(c) Se deberán proporcionar válvulas de purga de manera tal que cada sección del gasoducto entre válvulas de la línea principal pueda purgarse. Los tamaños y las capacidades de las conexiones para purgar la línea deberán ser tales que, en condiciones de emergencia, pueda purgarse la sección de la línea tan rápido como sea factible.

(d) Este Código no requiere el uso de válvulas automáticas ni implica que el uso de válvulas automáticas en su estado de desarrollo actual proporcione una

protección completa a un sistema de tuberías. El uso y la instalación de estas deberán ser a discreción de la empresa operadora.

846.2.2 Válvulas del sistema de distribución

(a) Deberá instalarse una válvula en la tubería de entrada de cada estación reguladora que controla el flujo o la presión del gas en un sistema de distribución. La distancia entre la válvula y el regulador, o los reguladores, deberá ser suficiente como para permitir la operación de la válvula durante una emergencia, como una gran fuga de gas o un incendio en la estación.

(b) Las válvulas instaladas en líneas principales de distribución, ya sea por motivos de funcionamiento o de emergencia, deberán estar ubicadas de una manera tal que proporcione un acceso rápido y facilite su operación durante una emergencia. En los casos en los que una válvula esté instalada en una caja o un recinto enterrados, esta disposición solo se refiere al acceso rápido al mecanismo o vástago de operación. La caja o el recinto deberán estar instalados de manera que se evite la transmisión de cargas externas a la línea principal.

847 CÁMARAS

847.1 Requerimientos de diseño estructural

Los pozos o las cámaras subterráneas para válvulas, estaciones de alivio, limitación o regulación de presión, etc., se deberán diseñar y construir de acuerdo con las siguientes disposiciones:

(a) Las cámaras y los pozos se deberán diseñar y construir de acuerdo con las buenas prácticas de ingeniería estructural con el fin de soportar las cargas que se impondrán sobre ellos.

(b) Se deberá proporcionar un espacio suficiente para que todo el equipo requerido en la cámara pueda instalarse, operarse y mantenerse adecuadamente.

(c) En el diseño de las bóvedas y los pozos para equipos de limitación, de alivio y de regulación de presión, se deberá considerar la protección de los equipos instalados contra daños, como los que pueden producirse como resultado de una explosión en el interior de la cámara o del pozo que pudiera provocar que partes del techo o la cubierta caigan hacia el interior de la cámara.

(d) Las tuberías que ingresan a las cámaras o los pozos de reguladores y aquellas en su interior deberán ser de acero para tamaños NPS 10 (DN 250) o menores, excepto por las tuberías de control y medición, que pueden ser de cobre. En los casos en los que la tubería se extiende a través de la estructura de la cámara o del pozo, se deberán tomar medidas para evitar el pasaje de gases o líquidos a través de la abertura para impedir deformaciones en la tubería. Los equipos y las tuberías deberán estar sostenidos adecuadamente con soportes de metal, mampostería o concreto. Las tuberías de control deberán estar colocadas y sostenidas en la cámara o el

pozo de manera tal que la exposición a daños se reduzca al mínimo.

(e) Las aberturas de las cámaras o los pozos deberán estar ubicadas para minimizar los riesgos de caída de herramientas u otros objetos sobre el regulador, las tuberías u otros equipos. Las tuberías de control y las partes operativas de los equipos instalados no deberán estar ubicadas debajo de la abertura de una cámara o un pozo donde los trabajadores pudieran pisarlas al entrar o salir de la cámara o el pozo, a menos que dichas partes estén adecuadamente protegidas.

(f) Siempre que se deba ubicar una abertura de cámara o pozo sobre equipos que podrían resultar dañados por la caída de una cubierta, debe instalarse una cubierta circular o deben tomarse otras precauciones adecuadas.

847.2 Accesibilidad

Se deberá considerar la accesibilidad al seleccionar un sitio para una cámara. Algunos de los factores importantes que se deben considerar para seleccionar la ubicación de una cámara son los siguientes:

(a) *Exposición al tránsito.* Debe evitarse la ubicación de las cámaras en las intersecciones de calles o en puntos donde el tránsito sea pesado o denso.

(b) *Exposición a inundaciones.* Las cámaras no deberán ubicarse en puntos de elevación mínima, cerca de sumideros o en lugares donde las cubiertas de acceso estén sobre el curso de aguas superficiales.

(c) *Exposición a riesgos subsuperficiales adyacentes.* Las cámaras deben ubicarse tan lejos como sea posible de instalaciones eléctricas, de agua, de vapor o de otro tipo.

847.3 Sellado, venteo y ventilación de la cámara

Las cámaras subterráneas y los pozos cerrados en su parte superior que contengan una estación de reducción, regulación, limitación o alivio de presión deberán tener el siguiente sello, venteo o ventilación:

(a) Cuando el volumen interior exceda los 200 ft³ (5.7 m³), las cámaras o los pozos deberán estar ventilados mediante dos conductos, cada uno con el efecto de ventilación de una tubería NPS 4 (DN 100) como mínimo.

(b) La ventilación proporcionada deberá ser suficiente como para minimizar la posible formación de una atmósfera combustible en la cámara o el pozo. Los venteos asociados con los equipos de regulación o alivio de presión no deberán estar conectados a la ventilación de la cámara o el pozo.

(c) Los conductos deberán extenderse hasta una altura adecuada sobre la superficie como para dispersar cualquier mezcla de gas y aire que pudiera descargarse. El extremo exterior de los conductos deberá estar equipado con un cabezal de venteo o un acople resistente a los efectos del clima y diseñado para evitar que materiales extraños ingresen en el ducto o lo obstruyan. El área efectiva de la abertura de dichos acoples o cabezales de venteo deberá ser, al menos, igual al área de sección transversal de un conducto NPS 4

(DN 100). La sección horizontal de los conductos deberá ser tan corta como sea factible y deberá estar inclinada para evitar la acumulación de líquidos en la línea. La cantidad de curvaturas o desvíos deberá reducirse al mínimo, y deberán incorporarse medidas para facilitar la limpieza periódica de los conductos.

(d) Dichas cámaras o pozos deberán tener un volumen interno entre 75 ft³ y 200 ft³ (2.1 m³ y 5.7 m³) y pueden estar sellados, tener venteos o estar ventilados. Si están sellados, todas las aberturas deberán estar equipadas con cubiertas de ajuste hermético sin orificios abiertos a través de los cuales pudiera encenderse una mezcla explosiva. Deberán proporcionarse los medios para probar la atmósfera interior antes de retirar la cubierta. Si cuentan con venteos, se deberán tomar las medidas adecuadas para evitar que fuentes externas de ignición alcancen la atmósfera de la cámara. Si están ventilados, deberán aplicarse las disposiciones de los párrafos anteriores (a), (b) y (c), o del párrafo (e) a continuación.

(e) Si las cámaras o los pozos a los que se hace referencia anteriormente en (d) están ventilados mediante aberturas en las cubiertas o rejillas, y la relación entre el volumen interno en pies cúbicos (m³) y el área de ventilación efectiva de la cubierta o la rejilla en pies cuadrados (m²) es menor que 20 a 1, no se requiere ventilación adicional.

(f) Las cámaras o los pozos que tengan un volumen menor de 75 ft³ (2.1 m³) no tienen requerimientos específicos.

847.4 Drenaje e impermeabilización

(a) Deberán tomarse medidas para minimizar la entrada de agua en las cámaras. Sin embargo, el equipo de las cámaras siempre deberá diseñarse para funcionar con seguridad si se encuentra sumergido.

(b) Ninguna cámara que contenga una tubería de gas deberá estar conectada mediante una conexión de drenaje a ninguna otra subestructura, como una cloaca.

(c) Los equipos eléctricos de las cámaras deberán cumplir con los requerimientos de la Clase 1, Grupo D de la norma NFPA 70.

848 MEDIDORES Y REGULADORES DE LOS CLIENTES

848.1 Ubicación de las instalaciones medidoras y reguladoras de los clientes

(a) Los medidores y reguladores de los clientes pueden ubicarse ya sea en el interior o en el exterior de los edificios, según las condiciones locales, excepto que en las líneas de servicio que requieren regulación en serie de acuerdo con el párrafo 845.2.7(c), el regulador corriente arriba deberá ubicarse en el exterior del edificio.

(b) Cuando se instala en el interior de un edificio, el regulador de servicio deberá estar en una ubicación fácilmente accesible, cerca del punto de entrada de

la línea del servicio de gas, y, cuando sea factible, los medidores deberán instalarse en la misma ubicación. Ni los medidores ni los reguladores deberán instalarse en habitaciones, armarios o baños, debajo de escaleras combustibles, en lugares no ventilados o inaccesibles, ni a menos de 3 ft (0.9 m) de distancia de fuentes de ignición, como hornos o calentadores de agua. En las líneas de servicio que brindan suministro a grandes clientes o instalaciones industriales, donde se utiliza gas a una presión mayor que la presión de servicio estándar, pueden instalarse reguladores en otras ubicaciones fácilmente accesibles.

(c) Cuando se encuentran en el exterior de los edificios, los medidores y los reguladores de servicio deberán instalarse en ubicaciones fácilmente accesibles donde puedan estar protegidos razonablemente contra daños.

(d) Los reguladores que requieren venteos para su funcionamiento adecuado y efectivo deberán contar con venteos hacia la atmósfera exterior de acuerdo con las disposiciones del párrafo 848.3.3. Se deberán proporcionar venteos individuales para cada regulador.

848.2 Presiones de funcionamiento para instalaciones de medidores de clientes

No deberán utilizarse medidores con carcassas de hierro o aluminio a una máxima presión de funcionamiento mayor que la establecida por el fabricante. Los medidores con carcasa de acero estañado nuevos no deberán usarse a una presión que supere el 50 % de la presión de prueba del fabricante; los medidores con carcasa de acero estañado reparados no deberán usarse a una presión que supere el 50 % de la presión utilizada para probar el medidor después de la reparación.

848.3 Protección de las instalaciones de medidores y reguladores del cliente contra daños

848.3.1 Áreas corrosivas. Los medidores y los reguladores de servicio no deberán instalarse en lugares donde sea probable que se produzca un deterioro rápido debido a la corrosión u otras causas, a menos que se tomen medidas comprobadas para proteger contra dicho deterioro.

848.3.2 Dispositivo de protección. Deberá instalarse un dispositivo de protección adecuado, como un regulador de contrapresión o una válvula de retención, corriente abajo del medidor según lo requieran las siguientes condiciones:

(a) Si la naturaleza del equipo que se utiliza es tal que pudiera inducir un vacío en el medidor, se debe instalar un regulador de contrapresión corriente abajo del medidor.

(b) Se debe instalar una válvula de retención o un dispositivo equivalente si se cumple lo siguiente:

(1) el equipo que se utiliza puede inducir una contrapresión.

(2) el equipo que se utiliza está conectado a una fuente de oxígeno o aire comprimido.

(3) se utiliza gas licuado de petróleo u otro gas complementario como reserva y puede fluir hacia el medidor. Si se desea, puede sustituirse una válvula de tres vías por la válvula de retención si se instala de manera tal que admita el suministro de reserva y corte, al mismo tiempo, el suministro regular.

848.3.3 Terminación de los venteos. Todos los venteos de los reguladores de servicios y de las válvulas de alivio, donde se requiera, deberán terminar en el aire exterior y deberán contar con acoples resistentes a la lluvia y los insectos. El extremo abierto del venteo deberá ubicarse en un lugar donde el gas pueda escapar libremente hacia la atmósfera y alejado de cualquier abertura de los edificios si se produjera una falla del regulador que tenga como resultado la liberación del gas. En las ubicaciones donde pudieran sumergirse los reguladores de servicio durante inundaciones, deberá instalarse un acople de venteo respirador a prueba de inundaciones especial o deberá extenderse por encima de la altura del agua de inundación esperada.

848.3.4 Diseño de pozos y cámaras. Los pozos y las cámaras que alojen medidores y reguladores de los clientes deberán diseñarse para soportar el tránsito vehicular cuando se instalen en las siguientes ubicaciones:

- (a) porciones utilizadas de pasajes, calles y carreteras
- (b) accesos para autos

848.4 Instalación de medidores y reguladores

Todos los medidores y reguladores deberán instalarse de manera tal que se eviten los esfuerzos indebidos sobre las tuberías de conexión o el medidor. No deberán usarse conexiones de plomo (Pb) u otras conexiones de materiales que pudieran dañarse fácilmente. El uso de niples de cierre (completamente roscados) de peso estándar está prohibido.

849 LÍNEAS DE SERVICIO DE GAS

849.1 Disposiciones generales correspondientes a líneas de servicio de acero, cobre y plástico

849.1.1 Instalación de líneas de servicio

(a) Las líneas de servicio deberán instalarse a una profundidad que las proteja contra cargas excesivas externas y actividades locales, como la jardinería. Se requiere que se proporcione, como mínimo, 12 in (300 mm) de cubierta en propiedad privada y un mínimo de 18 in (460 mm) de cubierta en calles y caminos. En los casos en los que no puedan cumplirse estos requisitos de cubierta debido a estructuras existentes, se permite el uso de una cubierta menor, siempre y cuando dichas porciones de estas líneas de servicio que están sujetas a la imposición de cargas excesivas estén

protegidas con una carcasa o riostra, o la tubería esté reforzada adecuadamente.

(b) Las líneas de servicio deberán estar sostenidas adecuadamente en todos los puntos sobre suelos inalterados o bien compactados de manera tal que la tubería no esté sujeta a cargas externas excesivas debido al relleno. El material utilizado para el relleno deberá estar libre de rocas, materiales de construcción, etc., que pudieran provocar daños en las tuberías o el recubrimiento protector.

(c) En los casos en los que exista evidencia de condensados en el gas en cantidades suficientes como para provocar interrupciones en el suministro de gas hacia el cliente, la línea de servicio deberá colocarse en pendiente de manera que drene hacia la línea principal o hacia sistemas de goteo en los puntos más bajos de la línea de servicio.

849.1.2 Tipos de válvulas adecuados para actuar como válvulas de líneas de servicio

(a) Las válvulas que se utilizan como válvulas de líneas de servicio deberán cumplir con los requerimientos de la sección 810 y el párrafo 831.1.

(b) No se recomienda el uso de válvulas de líneas de servicio con asientos blandos si el diseño de las válvulas es tal que dicha exposición al calor excesivo pudiera afectar de manera adversa la válvula para evitar el flujo de gas.

(c) Una válvula incorporada en una barra del medidor que permita que se omita el medidor no califica como válvula de la línea de servicio en virtud de este Código.

(d) Las válvulas de las líneas de servicio en líneas de servicio a alta presión, ya sea que estén instaladas en el interior de edificios o en espacios reducidos fuera de los edificios en los que la purga de gas podría ser peligrosa deberán diseñarse y construirse para minimizar la posibilidad de la extracción accidental o intencional del alma de la válvula con herramientas comunes que se encuentran en el hogar.

(e) La empresa operadora deberá asegurarse de que las válvulas de las líneas de servicio instaladas en líneas de servicio de alta presión sean adecuadas para este uso, ya sea realizando sus propias pruebas o revisando las pruebas llevadas a cabo por los fabricantes.

(f) Para las líneas de servicio diseñadas para funcionar a presiones que superen las 60 psig (410 kPa), las válvulas de las líneas de servicio deberán ser equivalentes a una válvula lubricada a presión o una válvula de aguja. Pueden utilizarse otros tipos de válvulas si las pruebas realizadas por el fabricante o el usuario indican que son adecuadas para este tipo de servicio.

849.1.3 Ubicación de las válvulas de las líneas de servicio

(a) Las válvulas de las líneas de servicio deberán instalarse en todas las líneas de servicio nuevas

(incluidos los reemplazos) en una ubicación fácilmente accesible desde el exterior.

(b) Las válvulas deberán ubicarse corriente arriba del medidor si no se cuenta con ningún regulador, o corriente arriba del regulador, si hubiera uno.

(c) Todas las líneas de servicio que funcionan a una presión mayor que 10 psig (69 kPa) y todas las líneas de servicio NPS 2 (DN 50) o mayores deberán estar equipadas con una válvula ubicada en la línea de servicio, fuera del edificio, excepto en los casos en los que se suministra gas a un teatro, una iglesia, una escuela, una fábrica o cualquier otro edificio donde se reúnen grandes cantidades de personas, en cuyo caso se requerirá una válvula en el exterior, independientemente del tamaño de la línea de servicio o de la presión de la línea de servicio.

(d) Las válvulas subterráneas deberán ubicarse en una caja de válvula o un tubo vertical cubiertos y duraderos, diseñados para permitir una operación sencilla de la válvula. La caja de válvula o el tubo vertical deberán sostenerse de manera independiente de la línea de servicio.

849.1.4 Ubicación de las conexiones de las líneas de servicio a la tubería principal. Se recomienda que las líneas de servicio estén conectadas en la parte superior o en el costado de la línea principal. Se prefiere la conexión en la parte superior de la línea principal para reducir la posibilidad de que el polvo y la humedad pasen de la línea principal a la línea de servicio.

849.1.5 Prueba de las líneas de servicio después de la construcción

(a) *Disposiciones generales.* Se deberá probar cada línea de servicio después de construirla y antes de colocarla en funcionamiento para demostrar que no tiene fugas. No es necesario incluir la conexión de la línea de servicio a la línea principal en esta prueba si no se puede hacer.

(b) *Requerimientos de prueba*

(1) Las líneas de servicio que funcionarán a una presión menor que 1 psig (7 kPa) y que no tienen un recubrimiento protector que pueda sellar temporalmente una fuga se deberán someter a una prueba de presión vertical de agua o gas a no menos de 10 psig (69 kPa) durante 5 minutos como mínimo.

(2) Las líneas de servicio que funcionarán a una presión menor que 1 psig (7 kPa) y que tienen un recubrimiento protector que podría sellar temporalmente una fuga, y todas las líneas de servicio que funcionarán a una presión de 1 psig (7 kPa) o más se deberán someter a una prueba de presión vertical de aire o gas durante, al menos, 5 minutos a la máxima presión de funcionamiento propuesta o a 90 psig (620 kPa), la que sea mayor. Sin embargo, las líneas de servicio de acero que funcionan a niveles de esfuerzo circunferencial del 20 % o más del límite de fluencia mínimo especificado se deberán probar de acuerdo con los requerimientos para evaluar las líneas principales. (Consulte el párrafo 841.3.)

(3) Se deberán aplicar los requerimientos de (a) y (b) anteriores a las líneas de servicio de plástico, excepto que las líneas de servicio de plástico se deberán probar, al menos, 1.5 veces a la máxima presión de funcionamiento y se deberán tener en cuenta las limitaciones en la presión de prueba máxima, temperatura y duración establecidas en el párrafo 842.4.2.

849.2 Líneas de servicio de acero

849.2.1 Diseño de líneas de servicio de acero

(a) Cuando la tubería de acero se usa para líneas de servicio, la tubería de acero deberá cumplir con los requerimientos aplicables del Capítulo I.

(b) La tubería de servicio de acero deberá estar diseñada de acuerdo con los requerimientos de los párrafos 841.1.1 y 841.1.9(a). Cuando la presión es menor que 100 psig (690 kPa), la tubería de servicio de acero deberá estar diseñada para una presión de, al menos, 100 psig (690 kPa).

(c) La tubería de acero usada para las líneas de servicio se deberá instalar de manera tal que la deformación de la tubería o carga externa no deberá ser excesiva.

(d) Todas las líneas de servicio de acero subterráneas deberán estar unidas con juntas roscadas y acopladas, acoples tipo compresión o mediante métodos calificados de soldadura o soldadura brazing, procedimientos y operadores.

849.2.2 Instalación de líneas de servicio de acero

(a) *Instalación de líneas de servicio de acero en perforaciones*

(1) Cuando se debe instalar una tubería de acero recubierta como una línea de servicio en un diámetro interior, se deberá tener cuidado para evitar dañar el recubrimiento durante la instalación.

(2) Cuando una línea de servicio se debe instalar mediante perforación o inserción y se debe usar una tubería de acero recubierta, no se deberá usar como la tubería perforada o tubería de conducción y no se deberá dejar en el suelo como parte de la línea de servicio, a menos que se demuestre que el recubrimiento es lo suficientemente duradero para soportar la operación de perforación o inserción en el tipo de suelo involucrado sin dañar de manera significativa el recubrimiento. Cuando se puede producir un daño significativo en el recubrimiento debido a la perforación o inserción, la línea de servicio recubierta se debe instalar en una tubería de revestimiento o perforación de gran tamaño de un diámetro suficiente para adaptar la tubería de servicio.

(3) En suelos excepcionalmente rocosos, la tubería recubierta no se deberá insertar a través de una perforación abierta si puede haber daño significativo en el recubrimiento.

(b) *Instalación de líneas de servicio en edificios o debajo de estos*

(1) Las líneas de servicio de acero subterráneas, cuando se instalan debajo del nivel del suelo a través de la pared de cimentación externa de un edificio, deberán

estar revestidas en una camisa o protegidas de alguna otra manera contra la corrosión. La línea de servicio o camisa deberá estar sellada en la pared de cimentación para evitar la entrada de gas o agua en el edificio.

(2) Las líneas de servicio de acero, cuando se instalan bajo tierra debajo de los edificios, deberán estar revestidas en un conducto hermético al gas. Cuando este tipo de línea de servicio suministra al edificio que delimita, el conducto se deberá extender en una parte que normalmente se use y sea accesible en el edificio. En el punto en que el conducto finaliza, el espacio entre el conducto y la línea de servicio se deberá sellar para evitar la posible entrada de cualquier fuga de gas. El revestimiento se deberá ventilar a un lugar seguro.

849.3 Líneas de servicio de hierro dúctil

Cuando se usan para líneas de servicio, la tubería de hierro dúctil deberá cumplir con los requerimientos aplicables de la sección 842. La tubería de hierro dúctil se puede usar para líneas de servicio excepto por la parte de la línea de servicio que se extiende a través de la pared del edificio. Las líneas de servicio de hierro dúctil no se deberán instalar en suelos inestables o debajo de edificios.

849.4 Líneas de servicio de plástico

849.4.1 Diseño de líneas de servicio de plástico

(a) La tubería y los tubos de plástico se deberán usar para las líneas de servicio solo en donde la deformación de la tubería o la carga externa no será excesiva.

(b) La tubería, los tubos, los cementos y los acoples de plástico usados para las líneas de servicio deberán cumplir con los requerimientos aplicables del Capítulo I.

(c) Las líneas de servicio de plástico deberán estar diseñadas de acuerdo con los requerimientos aplicables del párrafo 842.2.

(d) Las líneas de servicio de plástico deberán estar unidas de acuerdo con los requerimientos aplicables del párrafo 842.2.9.

849.4.2 Instalación de líneas de servicio de plástico

(a) Las líneas de servicio de plástico se deberán instalar de acuerdo con los requerimientos aplicables de los párrafos 842.3 y 849.1.1. Se debe tener especial cuidado para evitar que se produzcan daños en la tubería de la línea de servicio de plástico en la conexión a la línea principal u otra instalación. Se deberán tomar precauciones para evitar el colapso o cizallamiento de la tubería de plástico debido a una carga externa o al asentamiento del relleno y para evitar el daño o la extracción de la conexión como resultado de la expansión o contracción térmica. [Consulte los párrafos 842.3.3(d) y (e)].

(b) A pesar de las limitaciones impuestas en el párrafo 842.3.3, una línea de servicio de plástico puede terminar por encima del nivel del suelo y afuera del edificio, siempre que

(1) la parte sobre la superficie del suelo de la línea de servicio de plástico esté completamente encerrada en un conducto o revestimiento de suficiente resistencia para proteger contra daños y deterioros externos. Cuando se usa un conducto flexible, la parte superior del tubo ascendente se debe conectar a un soporte sólido. El conducto o revestimiento se deberá extender un mínimo de 6 in (150 mm) debajo del nivel del suelo.

(2) la línea de servicio de plástico no esté sujeta a esfuerzos de carga externa por un medidor del cliente o la tubería de conexión.

(c) *Instalación de líneas de servicio de plástico en edificios o debajo de estos*

(1) Una línea de servicio de plástico instalada bajo tierra a través de la fundación externa o pared de un edificio deberá estar revestida en una camisa rígida con protección adecuada contra la acción de cizallamiento o asentamiento del relleno. La camisa se deberá extender más allá de la cara externa de la cimentación una distancia suficiente como para alcanzar el suelo intacto o relleno completamente compactado. En el punto en donde la camisa termina adentro de la cimentación o pared, el espacio entre la camisa y la línea de servicio deberá estar sellado para evitar una fuga adentro del edificio. La línea de servicio de plástico no deberá estar expuesta adentro del edificio.

(2) Una línea de servicio de plástico instalada bajo tierra debajo de un edificio deberá estar revestida en un conducto hermético al gas. Cuando este tipo de línea de servicio suministra al edificio que delimita, el conducto se deberá extender en una parte que normalmente se use y sea accesible en el edificio. En el punto en donde el conducto termina, el espacio entre el conducto y la línea de servicio deberá estar sellado para evitar una fuga adentro del edificio. La línea de servicio de plástico no deberá estar expuesta adentro del edificio. El revestimiento se deberá ventilar a un lugar seguro.

849.5 Líneas de servicio de cobre

849.5.1 Diseño de líneas de servicio de cobre

(a) *Uso de líneas de servicio de cobre.* La tubería o el tubo de cobre, cuando se usa para las líneas de servicio, deberá cumplir con los siguientes requerimientos:

(1) La tubería o el tubo de cobre no se deberá usar para líneas de servicio en donde la presión supere las 100 psig (690 kPa).

(2) La tubería o el tubo de cobre no se deberá usar para líneas de servicio en donde el gas transportado contenga más que un promedio de 0.3 granos de sulfuro de hidrógeno por cada 100 pies cúbicos estándares (2.8 m³) de gas. Esto equivale a una traza según se determina mediante una prueba de acetato de plomo.

(3) El espesor de pared mínimo para una tubería o tubo de cobre que se usa para las líneas de servicio no deberá ser menor que el tipo "L" según se especifica en ASTM B88.

(4) La tubería o el tubo de cobre no se deberá usar para las líneas de servicio en donde la deformación o carga externa pueden dañar la tubería.

(b) *Válvulas en la tubería de cobre.* Las válvulas instaladas en líneas de servicio de cobre pueden estar hechas de cualquier material adecuado permitido por este Código.

(b) *Acoples en la tubería de cobre.* Se recomienda que los acoples en la tubería de cobre y expuestos al suelo, como las uniones en T de la línea de servicio, acoples de control de presión, etc., estén hechos de bronce, cobre o latón.

(d) *Uniones en tuberías y tubos de cobre.* La tubería de cobre deberá estar unida con un conector tipo compresión o una junta solapada soldada o con soldadura brazing. El material de aporte utilizado para la soldadura brazing deberá ser una aleación de cobre y fósforo o una aleación a base de plata. Las soldaduras a tope no están permitidas para unir tuberías o tubos de cobre. El tubo de cobre no deberá ser roscado; sin embargo, la tubería de cobre con un espesor de pared equivalente al tamaño comparable de la tubería de acero Sch 40, es decir, que varía de 0.068 in (1.73 mm) para NPS $\frac{1}{8}$ (DN 6) a 0.406 in (10.31 mm) para NPS 12 (DN 300), puede ser roscada y utilizada para conectar acoples o válvulas roscados.

(e) *Protección contra la acción galvánica causada por cobre.* Se deberán tomar las medidas para evitar la acción galvánica nociva donde el cobre esté conectado de manera subterránea al acero. [Consulte el párrafo 861.1.3(a).]

849.5.2 Instalación de líneas de servicio de cobre. Los siguientes requerimientos se deberán aplicar a las líneas de servicio de cobre dentro de edificios:

(a) Las líneas de servicio de cobre se pueden instalar dentro de edificios, siempre que la línea de servicio no esté oculta y esté protegida adecuadamente contra el daño externo.

(b) Una línea de servicio de cobre subterránea instalada a través de la pared de cimentación externa de un edificio deberá estar revestida en una camisa o protegida de alguna otra manera contra la corrosión. El espacio anular entre la línea de servicio y la camisa deberá estar sellado en la pared de cimentación para evitar la entrada de gas o agua.

(c) Una línea de servicio de cobre instalada de manera subterránea debajo de los edificios deberá estar revestida en un conducto diseñado para evitar que las fugas de gas de la línea de servicio entren en el edificio. Cuando se usan juntas, se deberá usar soldadura brazing o soldadura normal de acuerdo con el párrafo 849.5.1(d).

849.6 Conexiones de líneas de servicio a líneas principales

849.6.1 Conexiones de líneas de servicio a líneas principales de acero. Las líneas de servicio se pueden conectar a líneas principales de acero de las siguientes maneras

(a) soldando una unión en T de la línea de servicio o dispositivo similar a la línea principal.

(b) usando una abrazadera o asiento de la línea de servicio.

(c) usando acoples de compresión con empaquetaduras de caucho o similar al caucho o conexiones soldadas para conectar la línea de servicio al acople de conexión de la línea principal. Las empaquetaduras que se usan en un sistema de gas fabricado deberán ser de un tipo que resista eficazmente ese tipo de gas.

(d) soldando una línea de servicio de acero directamente a la línea principal (consulte el párrafo 831.4.2 y la Tabla 831.4.2-1).

849.6.2 Conexión de la línea de servicio a las líneas principales de hierro fundido y hierro dúctil

(a) Las líneas de servicio se pueden conectar a líneas principales de hierro fundido y hierro dúctil de las siguientes maneras

(1) perforando y roscando la línea principal, siempre que el diámetro del orificio roscado no exceda las limitaciones impuestas en el párrafo 831.3.3(b)

(2) usando una camisa de refuerzo

(b) Las conexiones de la línea de servicio se deberán unir por soldadura brazing directamente a las líneas principales de hierro fundido o hierro dúctil.

(c) Se pueden usar acoples de compresión usando empaquetaduras de caucho o similar al caucho o conexiones soldadas para conectar la línea de servicio al acople de la conexión de la línea principal.

(d) Las empaquetaduras que se usan en un sistema de gas fabricado deberán resistir eficazmente ese tipo de gas.

849.6.3 Conexiones de líneas de servicio a líneas principales de plástico

(a) Las líneas de servicio de plástico o metal se deberán conectar a líneas principales de plástico con los acoples adecuados.

(b) La conexión de la línea de servicio de tipo compresión a la línea principal deberá estar diseñada e instalada para soportar de manera eficaz las fuerzas de tracción longitudinal causadas por la contracción de la tubería o la carga externa.

849.6.4 Conexiones de líneas de servicio a líneas principales de cobre

(a) Para las líneas principales de cobre, se recomiendan las conexiones que usan una unión en T de línea de servicio de cobre o bronce fundido o un acople de extensión soldado por fusión a presión y por brazing a la línea principal de cobre.

(b) No se permite la soldadura a tope.

(c) No se recomiendan las juntas con soldadura de filete.

(d) Los requerimientos del párrafo 849.5.1(d) se deberán aplicar a

(1) juntas que no se mencionen específicamente en (a) hasta (c)

(2) todos los materiales de brazing

849.6.5 Conexiones de líneas de servicio de plástico a líneas principales de metal

(a) Las líneas de servicio de plástico deberán estar conectadas a líneas principales de metal con un acople de línea principal de metal o plástico adecuado según se establece en los párrafos 849.6.1, 849.6.2 u 849.6.4 que tienen un extremo de compresión u otro acople de transición adecuado.

(b) La conexión de la línea de servicio de tipo compresión a la línea principal deberá estar diseñada e instalada para soportar de manera eficaz las fuerzas de tracción longitudinal causadas por la contracción de la tubería o la carga externa.

ASMENORMDOC.COM : Click to view the full PDF of ASME B31.8 (SPANISH) 2016

Capítulo V

Procedimientos de operación y mantenimiento

850 PROCEDIMIENTOS DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO QUE AFECTAN LA SEGURIDAD DE LAS INSTALACIONES DE DISTRIBUCIÓN Y TRANSPORTE DE GAS

850.1 General

(a) Debido a numerosas variables, no es posible indicar en un código un conjunto detallado de procedimientos de operación y mantenimiento que abarque todos los casos. Sin embargo, cada empresa operadora puede desarrollar procedimientos de operación y mantenimiento según las disposiciones de este Código, su experiencia y sus conocimientos de sus instalaciones y las condiciones bajo las cuales operan, que serán adecuados desde el punto de vista de la seguridad pública. Para los procedimientos de operación y mantenimiento relacionados con el control de corrosión, consulte el Capítulo VI.

(b) Al iniciar el servicio de gas en un gasoducto diseñado y construido o convertido al servicio de gas de acuerdo con este Código, la empresa operadora deberá determinar la Clase de ubicación de acuerdo con la Tabla 854.1-1.

850.2 Requerimientos básicos

Cada empresa operadora que tiene instalaciones dentro del alcance de este Código deberá:

(a) tener un plan escrito que cubra los procedimientos de operación y mantenimiento de acuerdo con el alcance y la intención de este Código.

(b) tener un plan de emergencia escrito que cubra las fallas de la instalación u otras emergencias.

(c) operar y mantener sus instalaciones de acuerdo con estos planes.

(d) modificar los planes periódicamente según lo determine la experiencia y la exposición al público a las instalaciones y conforme lo requieran los cambios en las condiciones de funcionamiento.

(e) proporcionar capacitación para los empleados sobre los procedimientos establecidos para las funciones de operación y mantenimiento que sea integral y esté diseñada para preparar a los empleados para el servicio en sus áreas de responsabilidad. Consulte la sección 807 para guía sobre la capacitación y la calificación del personal que realiza las tareas que podrían afectar la seguridad o integridad de un gasoducto.

(f) mantener registros para administrar los planes y la capacitación adecuadamente.

850.3 Características esenciales del plan de operación y mantenimiento

El plan que se prescribe en el párrafo 850.2(a) deberá incluir

(a) planes e instrucciones detalladas para los empleados que cubran los procedimientos de operación y mantenimiento para las instalaciones de gas durante las operaciones normales y reparaciones.

(b) ítems recomendados para incluir en el plan para clases específicas de instalaciones que se mencionan en los párrafos 851.2, 851.3, 851.4, 851.5, 851.6 y 860.1(d).

(c) planes para prestar atención en particular a aquellas partes de las instalaciones que presentan el mayor peligro para el público en el caso de una emergencia o debido a los requerimientos de construcción o mantenimiento extraordinarios.

(d) disposiciones para inspecciones periódicas a lo largo del trayecto de los gasoductos o líneas principales de acero existentes que funcionan a un esfuerzo circunferencial por sobre el 40 % de la resistencia del límite de fluencia mínimo especificado del material de la tubería para considerar la posibilidad de cambios en la Clase de ubicación. No es la intención que estas inspecciones incluyan sondeos de la cantidad de edificios destinados a la ocupación por parte de seres humanos. (Consulte la sección 854).

850.4 Características esenciales del plan de emergencia

850.4.1 Procedimientos de emergencia escritos.

Cada empresa operadora deberá establecer procedimientos escritos que constituirán la base para las instrucciones para el personal de operación y mantenimiento adecuado que minimizarán los peligros que resulten de una emergencia del gasoducto. Como mínimo, los procedimientos deberán brindar lo siguiente:

(a) un sistema para recibir, identificar y clasificar emergencias que requieran respuesta inmediata por parte de la empresa operadora

(b) indicación clara de la responsabilidad de formar a los empleados sobre los procedimientos que aparecen en los planes de emergencia y de capacitar a los empleados sobre la ejecución de esos procedimientos

(c) indicación clara de aquellas personas responsables de actualizar el plan

(d) establecimiento de un plan para el manejo inmediato y adecuado de todas las llamadas que estén

relacionadas con emergencias, ya sean de clientes, del público, de empleados de la empresa u otras fuentes

(e) establecimiento de un plan para la respuesta eficaz e inmediata a un aviso de cada tipo de emergencia

(f) control de situaciones de emergencia, incluida la acción que debe realizar el primer empleado que llegue a escena

(g) la divulgación de información al público

(h) la restauración segura del servicio en todas las instalaciones afectadas por la emergencia después de haber tomado las medidas correctivas adecuadas

(i) generación de informes y documentos de la emergencia

850.4.2 Programa de capacitación. Cada empresa operadora deberá tener un programa para informar, instruir y capacitar empleados responsables sobre la ejecución de procedimientos de emergencia. El programa deberá informar a los empleados sobre los procedimientos de emergencia y cómo manejarse de forma inmediata y eficaz en situaciones de emergencia. El programa se puede implementar mediante instrucción oral, instrucción escrita y, en algunos casos, instrucción grupal seguida de sesiones prácticas. El programa se deberá establecer y mantener continuamente con disposiciones para actualizar, según se requiera, mediante la revisión de los procedimientos de emergencia escritos. Se deberán mantener los registros del programa para establecer qué capacitación recibe cada empleado y la fecha de esa capacitación.

850.4.3 Enlace

(a) Cada empresa operadora deberá establecer y mantener un enlace con bomberos, policía y otros funcionarios públicos, entidades dentro o cerca del derecho de vía del gasoducto (por ejemplo, servicios públicos y otros servicios, autoridades de carreteras y vías férreas) y los medios de comunicación.

(b) Cada empresa operadora debe tener un medio de comunicación con los funcionarios públicos correspondientes durante una emergencia.

(c) Los procedimientos de emergencia, incluido el plan de contingencia en el párrafo B854.5(e), se deben preparar en coordinación con los funcionarios públicos correspondientes.

850.4.4 Programa de educación. Se deberá establecer un programa de educación para permitir que los clientes y el público en general reconozcan una emergencia de gas e informen a las autoridades correspondientes. El programa de educación deberá estar diseñado para el tipo de operación del gasoducto y el entorno que el gasoducto atraviesa, y se deberá realizar en cada idioma que hable la comunidad en donde se brinda el servicio. Los operadores de los sistemas de distribución deberán comunicar los programas a los consumidores y al público en general en su área de distribución. Los operadores de los sistemas de transporte deberán comunicar los programas a los residentes a lo largo

del derecho de vía del gasoducto. Los operadores de los gasoductos de gas sulfuroso sujetos al Capítulo IX deberán notificar a los residentes que se vean afectados por el plan de contingencia en el párrafo B854.5(e) de los peligros del gas sulfuroso, la fuente potencial de gas y las medidas de protección para tomar en una emergencia. Los programas de los operadores en la misma área deberán estar coordinados para dirigir correctamente los informes de emergencia y evitar inconsistencias.

850.5 Investigación sobre fallas en el gasoducto

Cada empresa operadora deberá establecer procedimientos para analizar todas las fallas y accidentes para determinar la causa y minimizar la posibilidad de una reiteración.

Este plan deberá incluir un procedimiento para seleccionar muestras de la instalación o equipo con fallas para que se examine en el laboratorio cuando sea necesario.

850.6 Prevención de una ignición accidental

Deberá estar prohibido fumar y usar llamas abiertas en las estructuras o alrededor de estas, o en áreas bajo el control de la empresa operadora en donde estén las instalaciones de gas (como estaciones de compresión, estaciones medidoras y reguladoras y otros equipos de manejo de gas) en donde posibles fugas de gas constituyan un peligro de incendio o explosión. Cada empresa operadora deberá seguir los pasos necesarios para minimizar el peligro de ignición accidental del gas.

(a) Cuando se debe ventilar una cantidad peligrosa de gas al aire abierto, cada posible fuente de ignición deberá primero eliminarse del área y se deberán proporcionar extintores de incendios adecuados. Todas las linternas, accesorios de iluminación, cables de extensión y herramientas deberán ser de un tipo aprobado para atmósferas peligrosas. Se deben instalar o usar las conexiones de purga que dirigirán el gas fuera de las líneas de transmisión eléctrica.

(b) Se deberán colocar señales adecuadas y banderilleros o guardias, si es necesario, para advertir a los demás que se acercan o ingresan en el área de peligro.

(c) Para evitar la ignición accidental por arco eléctrico, se debe conectar un cable de conexión adecuado a cada lado de cualquier tubería que se debe partir, desviar, limitar el flujo o unir y se deberá apagar cualquier rectificador de protección catódica en el área. Cuando los gasoductos están paralelos a las líneas de transmisión eléctrica aéreas en el mismo derecho de vía, la empresa que opera el gasoducto deberá asegurarse de que la capacidad de transporte actual del conductor de unión sea, al menos, la mitad de la capacidad de transporte actual de los conductores de líneas aéreas. [Consulte también el párrafo 861.1.3(b).] La conexión de unión se debe mantener mientras se separa el gasoducto. Cuando la tubería de plástico se parte, se desvía o une, se debe prestar atención a las cargas eléctricas

estáticas que pueden presentarse en el diámetro interior y exterior de la tubería. Estas cargas se pueden disipar usando fluidos antiestáticos o una solución de agua y detergente en combinación con un material que retenga la humedad, que debe estar en contacto con la tubería expuesta y la tierra. Las herramientas de corte y los equipos limitadores de flujo y de desviación usados en tuberías de plástico, en donde se pueden presentar cargas estáticas, se deberán conectar a tierra para drenar estas cargas desde la tubería.

(d) Cuando se debe realizar un corte mediante soplete o soldadura, primero se deberá realizar un chequeo detallado para detectar la presencia de mezcla de gas combustible en el área afuera del gasoducto. Si se encuentra, la mezcla se deberá eliminar antes de iniciar la soldadura o corte. El monitoreo de la mezcla de aire debe continuar durante el progreso del trabajo.

(e) Si se debe realizar una soldadura en un gasoducto lleno de gas y se completó de manera satisfactoria el chequeo de seguridad en (d), se debe controlar la presión del gas con medios adecuados para mantener una presión levemente positiva en el gasoducto en el área de la soldadura antes de iniciar el trabajo. Se deben tomar precauciones para evitar que se produzca una contracorriente en el área de la soldadura.

(f) Antes de cortar con soplete o soldar en una línea que puede contener una mezcla de gas y aire, se deberá brindar protección desplazando la mezcla con gas, aire o gas inerte. Se debe tener cuidado al usar un gas inerte para proporcionar la ventilación adecuada para todos los trabajadores en el área.

850.7 Efectos de las voladuras

Cada empresa operadora deberá establecer procedimientos para la protección de las instalaciones en las cercanías de las actividades de voladuras. La empresa operadora deberá

(a) localizar y marcar su gasoducto cuando los explosivos se deban detonar dentro de las distancias como se especifica en los planes de la empresa. Se debe considerar el marcado de distancias de voladura mínimas de los gasoductos según el tipo de operación de voladura.

(b) determinar la necesidad y extensión de la observación o el monitoreo de las actividades de voladura según la proximidad de la voladura con respecto a los gasoductos, el tamaño de la carga y las condiciones del suelo.

(c) realizar un sondeo de fugas después de cada operación de voladura cerca de los gasoductos.

850.8 Programa de prevención de daños

Cada empresa operadora deberá tener un programa para reducir el riesgo asociado con el daño de las instalaciones de gas que resultan de actividades de excavaciones. Los operadores deben considerar los siguientes elementos en el programa:

(a) participación en los sistemas de notificación de excavaciones en lugares en donde exista ese esquema. Los sistemas de notificación de excavaciones permiten a los excavadores notificar a un solo punto de contacto, el cual, a su vez, envía los detalles de la excavación a los propietarios/operadores de la instalación participante.

(b) identificación de personas que normalmente realizan excavaciones en el área en donde el operador tiene instalaciones, incluido el público, y establecimiento de comunicación periódica con estas partes. Estos son ejemplos de los elementos que la comunicación podría incluir: cómo determinar la ubicación de las instalaciones, cómo marcar el campo de las instalaciones antes de las excavaciones y a quién contactar en el caso de daño de la instalación del operador.

(c) un proceso para recibir notificaciones de excavaciones planificadas, suministrando las excavadoras con las ubicaciones de las instalaciones del operador a través de marcas de campo temporales, estableciendo líneas de comunicación con la excavadora para garantizar la protección inmediata y la operación futura de la instalación y consideración de monitoreo de las actividades de excavaciones.

(d) realización de inspecciones de los gasoductos en donde existen indicaciones de que la tubería podría haberse dañado como resultado de la excavación. Si se produce un daño que afecta la integridad del gasoducto, el daño se deberá solucionar de acuerdo con los procedimientos establecidos.

(e) tener mapas que indiquen la ubicación de las instalaciones. Los mapas se deben actualizar para reflejar instalaciones nuevas y de reemplazo.

(f) un proceso para asegurar la eficacia del programa. Este proceso puede incluir: tendencia de los daños y la ubicación de la excavación, investigación de los daños de la excavación e identificación de la causa principal, e identificación de medidas de prevención que estén dirigidas a las excavadoras o ubicaciones con altos índices de daños.

Una referencia útil para identificar los elementos de un programa de prevención de daños eficaz es el *Best Practices Guide* (Guía de mejores prácticas), que Common Ground Alliance mantiene y publica.

851 MANTENIMIENTO DE GASODUCTOS

851.1 Vigilancia periódica de gasoductos

Como una manera de mantener la integridad de su sistema de gasoductos, cada empresa operadora deberá establecer e implementar procedimientos para vigilancia periódica de sus instalaciones. Se deberán iniciar estudios y se deberá tomar una medida adecuada en donde se produzcan condiciones de operación y mantenimiento inusuales, como fallas, antecedentes de fugas, caída en la eficiencia del flujo debido a la corrosión interna o cambios sustanciales en los requerimientos de protección catódica.

Cuando esos estudios indican que la instalación está en condiciones no satisfactorias, se deberá iniciar un programa planificado para abandonar, reemplazar o reacondicionar y realizar una prueba de comprobación. Si esa instalación no se puede reacondicionar o eliminar gradualmente, se deberá reducir la máxima presión de funcionamiento admisible de acuerdo con los requerimientos descritos en el párrafo 845.2.2(c).

851.2 Patrullaje de gasoductos

Cada empresa operadora deberá mantener un programa de patrullaje de gasoductos periódico para observar las condiciones de la superficie en cada derecho de vía del gasoducto y adyacente a este, indicios de fugas, actividades de construcción además de aquellas realizadas por la empresa, peligros naturales y cualquier otro factor que afecte la seguridad y el funcionamiento del gasoducto. Los patrullajes se deberán realizar, al menos, una vez por año en una ubicación Clases 1 y 2, al menos una vez cada 6 meses en una ubicación Clase 3 y, al menos, una vez cada 3 meses en una ubicación Clase 4. El tiempo, terreno, tamaño de la línea, las presiones de funcionamiento y otras condiciones serán factores para determinar la necesidad de patrullajes con mayor frecuencia. Las principales carreteras y cruces de vías férreas se deberán inspeccionar con mayor frecuencia y más de cerca que los gasoductos en campo abierto.

851.2.1 Mantenimiento de la cobertura en los cruces de caminos y zanjas de desagüe. La empresa operadora deberá determinar mediante inspecciones periódicas si la cubierta sobre el gasoducto en los cruces de caminos y en las zanjas de desagüe se ha reducido por debajo de los requerimientos del diseño original. Si la empresa operadora determina que la cubierta normal suministrada en el momento de la construcción del gasoducto se ha reducido de manera inaceptable debido a la eliminación de tierra o al movimiento de la línea, deberá proporcionar una protección adicional con barreras, alcantarillas, plataformas de concreto, revestimientos, descenso de la línea u otros medios adecuados.

851.2.2 Mantenimiento de la cubierta en terreno de campo traviesa. Si la empresa operadora descubre, como resultado de la supervisión, que la cubierta sobre el gasoducto en terreno de campo traviesa no cumple con el diseño original, deberá determinar si la cubierta se ha reducido a un nivel inaceptable. Si el nivel es inaceptable, la empresa operadora deberá proporcionar una protección adicional mediante el reemplazo de la cubierta, el descenso de la línea u otros medios adecuados.

851.3 Sondeos de fugas

Cada empresa operadora de una línea de transporte deberá proporcionar inspecciones periódicas de fugas de la línea en su plan de operación y mantenimiento.

Los tipos de inspecciones seleccionados deberán ser eficaces para determinar si existe una fuga potencialmente peligrosa. El alcance y la frecuencia de los sondeos de fugas deberá estar determinado por la presión de funcionamiento, la antigüedad de la tubería, la Clase de ubicación y si la línea transporta gas con o sin odorizante.

851.4 Procedimientos de reparación para gasoductos de acero

La evaluación de los defectos del gasoducto y los métodos de reparación asociados se encuentran en los párrafos 851.4.1 a 851.4.5. Se pueden encontrar pautas adicionales en las Partes 2 y 3 de ASME PCC-2, Reparación de equipos y tuberías de presión, y en los siguientes documentos PRCI: Manual de reparación del gasoducto (versión original y actualizada) y Evaluación de defectos del gasoducto: Una revisión y comparación de los métodos comúnmente usados. La información sobre estos documentos se encuentra en el Apéndice obligatorio A.

Si en cualquier momento un defecto mencionado en las siguientes subsecciones del párrafo 851.4 es evidente en un gasoducto, se deberán tomar medidas temporales de forma inmediata para proteger la propiedad y al público. Si no es posible hacer reparaciones en el momento del descubrimiento, se deberán hacer reparaciones permanentes tan pronto como se describe en el presente documento. Está prohibido el uso de un parche soldado como método de reparación, excepto según lo dispuesto en el párrafo 851.4.4(e). Siempre que un gasoducto permanezca presurizado mientras esté expuesto para investigar o reparar un posible defecto, la presión de funcionamiento deberá estar en un nivel que proporcione seguridad durante las operaciones de excavación, investigación o reparación.

(a) Si hubiera suficiente información sobre el defecto para determinar mediante un análisis de ingeniería la presión a la cual se pueden realizar las operaciones de excavación, investigación o reparación de manera segura, el gasoducto deberá ser operado a esta presión, o por debajo de esta, durante las actividades.

(b) Si no hubiera suficiente información sobre el defecto para determinar la presión a la cual se pueden realizar las operaciones de excavación, investigación o reparación de manera segura, el gasoducto deberá ser operado a una presión que no sea superior al 80 % de la presión de funcionamiento en el momento del descubrimiento. La presión de funcionamiento deberá permanecer a esta presión reducida, o por debajo de esta, durante las actividades, a menos que se obtenga información suficiente para determinar una presión diferente.

Las áreas corroídas sin fugas que deban repararse o reemplazarse se definen en el párrafo 860.2(a). Las costuras longitudinales de soldadura se identifican

comúnmente mediante inspección visual, reactivos de ataque o pruebas de ultrasonido.

Una camisa partida soldada de envoltura completa con extremos soldados deberá tener una presión de diseño, al menos, igual a la requerida para la máxima presión de funcionamiento admisible de la tubería que se está reparando [consulte el párrafo 841.1.1(a)]. Si las condiciones requieren que la camisa soporte todos los esfuerzos longitudinales, deberá tener, al menos, la misma resistencia de diseño de la tubería que se está reparando. Las camisas de envoltura completa no deberán tener un ancho inferior a 4 in (100 mm).

Si el defecto no es una fuga, las soldaduras de filete circunferenciales son opcionales en determinados casos según lo descrito en las siguientes secciones del párrafo 851.4. Si se hacen soldaduras de filete circunferenciales, las soldaduras longitudinales de la camisa deberán ser soldaduras a tope. Los procedimientos de soldadura para las soldaduras de filete circunferenciales deberán ser adecuados para los materiales y deberán tener en cuenta la posibilidad de agrietamiento por debajo del cordón de soldadura. No se requieren tiras de respaldo. Si no se hacen soldaduras de filete circunferenciales, las soldaduras longitudinales pueden ser soldaduras a tope o filetes en una barra lateral. Los bordes circunferenciales, que se habrían sellado si se hubiera realizado la soldadura de filete, deben sellarse con un material de recubrimiento como esmalte o masilla para que el entorno del suelo se mantenga fuera del área debajo de la camisa.

Antes de instalar una camisa, se deberá inspeccionar el cuerpo de la tubería mediante métodos de ultrasonido en busca de laminaciones donde se depositarán las soldaduras de filete de la camisa en el cuerpo de la tubería.

Se deberán considerar las características de resistencia y la calidad de todas las soldaduras de costura cuando se depositan a lo largo de la costura durante las reparaciones.

851.4.1 Definición de abolladuras perjudiciales y daño mecánico

(a) Las abolladuras son hendiduras de la tubería o deformaciones de la sección circular de la tubería generadas por fuerzas externas.

(b) Las abolladuras simples son abolladuras que varían uniformemente y que no contienen pliegues, daños mecánicos [como los descritos en (c)], corrosión, quemaduras por arco, soldaduras circunferenciales o soldaduras de costura.

(c) El daño mecánico es el daño en la superficie de la tubería generado por fuerzas externas. El daño mecánico incluye características tales como pliegues en la pared de la tubería, ranuras, rayaduras, metal manchado y fuga de metal no producido por la corrosión. Puede o no haber agrietamiento junto con el daño mecánico. La abolladura de la tubería puede o no ser evidente junto con el daño mecánico.

(d) Las abolladuras simples se definen como perjudiciales si superan una profundidad del 6 % del diámetro nominal de la tubería. Las abolladuras simples de cualquier profundidad son aceptables, siempre que los niveles de deformación elástica asociados con la deformación no superen el 6 % de deformación elástica. Los niveles de deformación pueden calcularse de acuerdo con el Apéndice no obligatorio R u otra metodología de ingeniería. Al evaluar la profundidad de las abolladuras simples, también se deberá tener en cuenta la necesidad de poder pasar un dispositivo de seguridad o de inspección interna por el segmento de manera segura. Cualquier abolladura que no sea aceptable para este fin debe eliminarse antes de pasar estos dispositivos por el segmento, incluso si la abolladura no es perjudicial.

(e) Todo el daño mecánico externo con o sin hendiduras visibles coexistentes en la tubería se considera perjudicial.

(f) Las abolladuras que contienen corrosión son perjudiciales si la corrosión supera lo permitido en el párrafo 860.2(a) o si superan una profundidad del 6 % del diámetro nominal de la tubería.

(g) Las abolladuras que contienen fisuras por corrosión bajo esfuerzo u otras fisuras son perjudiciales.

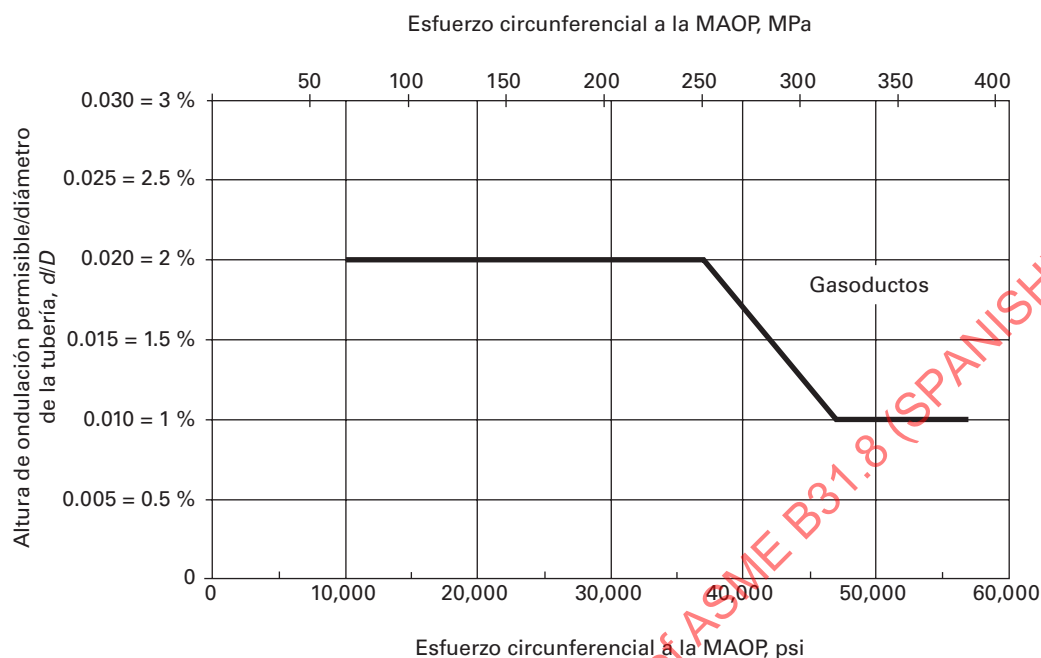
(h) Las abolladuras que afectan las soldaduras circunferenciales o las soldaduras de costura dúctiles son perjudiciales si superan una profundidad del 2 % del diámetro nominal de la tubería, excepto las que se evaluaron y se establecieron como seguras mediante un análisis de ingeniería que considera que la calidad de la soldadura, los exámenes no destructivos y el funcionamiento de la tubería son aceptables, siempre que los niveles asociados con la deformación no superen el 4 %. Es responsabilidad del operador establecer el nivel de calidad de la soldadura.

(i) Las abolladuras de cualquier profundidad que afectan soldaduras no dúctiles, como soldaduras circunferenciales con acetileno o soldaduras de costura que son propensas a la fractura frágil, son perjudiciales.

(j) La altura admisible de ondulaciones leves en tuberías de acero al carbono formadas durante el proceso de doblado en frío se puede determinar a partir de la Fig. 851.4.1-1, donde d es la máxima profundidad o la dimensión máxima desde la cresta hasta base de la ondulación y D es el diámetro externo especificado de la tubería. Las ondulaciones en tuberías de acero al carbono son aceptables si su altura está por debajo de la línea mostrada. Se puede demostrar que las ondulaciones con alturas por encima de la línea son aceptables usando un análisis más riguroso.

851.4.2 Reparaciones permanentes en campo de abolladuras perjudiciales y daño mecánico

(a) Las abolladuras perjudiciales y el daño mecánico deberán ser eliminados o reparados mediante uno de los siguientes métodos o se deberá reducir la presión de funcionamiento. La presión reducida no deberá superar el 80 % de la presión de funcionamiento experimentada

Fig. 851.4.1-1 Alturas de ondulación permisibles

NOTA GENERAL: Fuente: Trabajo "Development of Acceptance Criteria for Mild Ripples in Pipeline Field Bends" (Desarrollo de criterios de aceptación para ondulaciones leves en curvaturas de campo de gasoductos) IPC02-27124 de International Pipeline Conference 2002. Copyright © 2002 The American Society of Mechanical Engineers.

por la característica perjudicial al momento del descubrimiento. La reducción de presión no constituye una reparación permanente.

(b) La eliminación de abolladuras perjudiciales o daño mecánico deberá realizarse poniendo el gasoducto fuera de servicio, y cortando una parte cilíndrica de la tubería y reemplazándola con una tubería con la misma presión de diseño, o superior, o eliminando el defecto mediante derivaciones sobre tubería en carga, siempre que se elimine todo el defecto.

(c) Las reparaciones de abolladuras perjudiciales o daño mecánico deberán realizarse tal como se describe a continuación.

(1) Las abolladuras simples, las abolladuras que contienen corrosión, las abolladuras que contienen agrietamiento por corrosión bajo esfuerzo y las abolladuras que afectan las soldaduras circunferenciales o costuras dúctiles pueden ser reparadas con una camisa de envoltura completa de acero con extremos abiertos o con extremos soldados a la tubería.

(2) El daño mecánico externo y todas las abolladuras que afectan las soldaduras circunferenciales con acetileno o soldaduras de costura que se sabe que tienen características de fractura frágil pueden ser reparados con una camisa de envoltura completa de acero con extremos soldados a la tubería.

(3) El daño mecánico externo, incluidas las grietas, puede ser reparado eliminando el daño mediante amoladura, siempre que cualquier hendidura

asociada de la tubería no supere una profundidad del 4 % del diámetro nominal de la tubería. Se permite la amoladura hasta una profundidad del 10 % de la pared nominal de la tubería sin límite de longitud. Se permite la amoladura a una profundidad superior al 10 % hasta un máximo del 40 % de la pared de la tubería, con la eliminación de metal limitada a una longitud dada por la siguiente ecuación:

(Unidades del sistema de medidas de los Estados Unidos)

$$L = 1.12 \left[(Dt) \left(\left(\frac{a/t}{1.1a/t - 0.11} \right)^2 - 1 \right) \right]^{1/2}$$

(Unidades del sistema internacional de medidas)

$$L = 28.45 \left[(Dt) \left(\left(\frac{a/t}{1.1a/t - 0.11} \right)^2 - 1 \right) \right]^{1/2}$$

donde

a = máxima profundidad medida del área del terreno, in (mm)

D = diámetro externo nominal de la tubería, in (mm)

L = máximo alcance longitudinal admisible del área del terreno, in (mm)

t = espesor nominal de la pared de la tubería, in (mm)

La amoladura deberá producir un contorno uniforme en la pared de la tubería. El resto del espesor de la pared deberá verificarse usando pruebas de ultrasonido. Después de la amoladura, se deberá inspeccionar la superficie en busca de grietas usando un método de examen no destructivo de la superficie capaz de detectar grietas, y se deberá inspeccionar la superficie con una solución de ataque adecuada de acuerdo a lo establecido en el párrafo 841.2.4(e). Si la amoladura dentro de los límites de profundidad y longitud no elimina por completo el daño, se deberá eliminar o reparar el daño de acuerdo con el punto (c)(2).

(4) Las abolladuras que contienen agrietamiento por corrosión bajo esfuerzo pueden ser reparadas eliminando las grietas mediante amoladura hasta una longitud y una profundidad permitidas en el párrafo 860.2(a) para corrosión en tuberías simples. El espesor de pared deberá verificarse usando pruebas de ultrasonido. Después de la amoladura, se deberá inspeccionar la superficie en busca de grietas usando un método de examen no destructivo de la superficie capaz de detectar grietas, y se deberá inspeccionar la superficie con una solución de ataque adecuada de acuerdo a lo establecido en el párrafo 841.2.4(e). Si la amoladura dentro de los límites de profundidad y longitud no elimina por completo el daño, se deberá eliminar o reparar el daño de acuerdo con el punto (c)(1).

(d) Si se repara una abolladura o un daño mecánico con una camisa que no está diseñada para soportar la máxima presión de funcionamiento admisible de la línea, primero se deberá llenar la abolladura con un material de aporte incompresible. Si la camisa está diseñada para soportar la máxima presión de funcionamiento admisible, el material de aporte incompresible se recomienda pero no se exige.

(e) Las reparaciones envolventes compuestas no metálicas no son aceptables para reparar abolladuras perjudiciales ni daño mecánico, a menos que se comprueben mediante pruebas y análisis de ingeniería confiables.

(f) Todas las reparaciones según el párrafo 851.4.2 deberán pasar las inspecciones y pruebas no destructivas según lo dispuesto en el párrafo 851.5.

851.4.3 Reparaciones permanentes en campo de soldaduras con defectos perjudiciales

(a) Todas las soldaduras a tope circunferenciales que tengan defectos inaceptables (de acuerdo con API 1104) deberán ser reparadas de acuerdo con los requerimientos de la sección 827, siempre que se pueda poner fuera de servicio el gasoducto. Las reparaciones en las soldaduras se pueden hacer mientras el gasoducto está en servicio, siempre que la soldadura no tenga fugas, que la presión en el gasoducto se haya reducido a una presión que no producirá un esfuerzo circunferencial superior al 20 % del límite de fluencia mínimo especificado de la tubería y que la amoladura del área defectuosa pueda limitarse

para que quede un espesor de, al menos, $\frac{1}{8}$ in (3.2 mm) en la soldadura de la tubería.

(b) Las soldaduras defectuosas mencionadas en (a) más arriba, que no puedan ser reparadas conforme a (a) y en las que no es posible eliminar el defecto del gasoducto mediante reemplazo, pueden ser reparadas instalando una camisa partida soldada de envoltura completa usando soldaduras de filete circunferenciales.

(c) Si se encuentra un defecto de fabricación en una costura de soldadura por doble arco sumergido o costura ERW de alta frecuencia, se deberá instalar una camisa partida soldada de envoltura completa.

(d) Si se descubre un defecto de fabricación en una costura de soldadura ERW de baja frecuencia o en cualquier costura que tenga un factor E menor a 1.0 en la Tabla 841.1.7-1, o si se encuentra agrietamiento por esfuerzo inducido por hidrógeno en cualquier zona soldada, se deberá instalar una camisa partida soldada de envoltura completa diseñada para soportar la máxima presión de funcionamiento admisible.

(e) Todas las reparaciones realizadas según (a) hasta (d) más arriba se deberán probar e inspeccionar según lo dispuesto en el párrafo 851.5.

(f) Las áreas corroídas se pueden reparar llenándolas con metal de soldadura depositado usando un proceso de soldadura bajo hidrógeno. Las reparaciones se deberán realizar de acuerdo con un procedimiento de mantenimiento escrito, el cual, cuando sea respetado, restablecerá permanentemente el espesor de pared requerido y las propiedades mecánicas del gasoducto. Los procedimientos de soldadura y los soldadores deberán estar calificados conforme el párrafo 823.2.1. Los procedimientos deberán proporcionar suficientes indicaciones para evitar perforaciones y minimizar el riesgo de agrietamiento inducido por hidrógeno en gasoductos en servicio. Para obtener material de referencia sobre cómo desarrollar un procedimiento de reparación de depósitos de material de soldadura, consulte las "Pautas para la reparación de depósitos de material de soldadura en gasoductos" (Catálogo PRCI L51782) en el Apéndice obligatorio A. No se deberá intentar este método de reparación en tuberías que puedan ser susceptibles a fractura frágil.

851.4.4 Reparaciones permanentes en campo de fugas y áreas corroídas sin fugas

(a) Si es posible, se deberá poner fuera de servicio el gasoducto y repararlo cortando una parte cilíndrica de la tubería y reemplazándola con una tubería con la misma resistencia de diseño, o superior.

(b) Si no es posible poner fuera de servicio el gasoducto, las reparaciones deberán realizarse instalando una camisa partida soldada de envoltura completa a menos que se elija un parche de acuerdo con el punto (e) más abajo o a menos que la corrosión se repare con metal de soldadura depositado de acuerdo con el punto (f) más abajo. Si la corrosión sin fugas se repara con

Tabla 851.4.4-1 Espesor de pared para reducir la probabilidad de perforaciones

psia (kPa)	Velocidad del gas, ft/s (m/s)			
	0	5 (1.5)	10 (3.0)	20 (6.1)
15 (100)	0.320 in (8.13 mm)	...	...	...
500 (3,450)	0.300 in (7.62 mm)	0.270 in (6.86 mm)	0.240 in (6.10 mm)	0.205 in (5.21 mm)
900 (6,200)	0.280 in (7.11 mm)	0.235 in (5.97 mm)	0.190 in (4.83 mm)	0.150 in (3.81 mm)

una camisa partida soldada de envoltura completa, las soldaduras de filete circunferenciales son opcionales.

(c) Si la fuga se debe a una picadura de corrosión, la reparación se puede hacer instalando una abrazadera contra fugas empernada diseñada correctamente.

(d) Una fuga pequeña se puede reparar soldando un niple sobre ella para ventilar el gas mientras se suelda e instala un acople apropiado en el niple.

(e) Las áreas corroídas con o sin fugas en la tubería con un límite de fluencia mínimo especificado no superior a 40,000 psi (276 MPa) pueden ser reparadas usando un parche de placa de acero con esquinas redondeadas y con dimensiones que no superen la mitad de la circunferencia de una soldadura de filete de la tubería en el área picada. La resistencia de diseño de la placa deberá ser igual o superior a la de la tubería.

(f) Las áreas corroídas pequeñas se pueden reparar llenándolas con metal de soldadura depositado de electrodos bajos en hidrógeno. Mientras más alta sea la presión y mayor sea el caudal, menor será la posibilidad de que se produzcan perforaciones. A 20 V y 100 A, es improbable que se produzcan perforaciones cuando existe el espesor de pared real, tal como se muestra en la Tabla 851.4.4-1.

Este método de reparación no debe intentarse en tuberías que puedan ser susceptibles a fractura frágil.

(g) Todas las reparaciones realizadas según (a), (b) y (d) más arriba se deberán probar e inspeccionar según lo dispuesto en el párrafo 851.5.

851.4.5 Reparaciones permanentes en campo de agrietamiento por esfuerzo inducido por hidrógeno en puntos duros y agrietamiento por corrosión bajo esfuerzo

(a) Si es posible, se deberá poner fuera de servicio el gasoducto y repararlo cortando una parte cilíndrica de la tubería y reemplazándola con una tubería con la misma resistencia de diseño, o superior.

(b) Si no es posible poner fuera de servicio el gasoducto, las reparaciones deberán realizarse instalando una camisa partida soldada de envoltura completa. En el caso de agrietamiento por corrosión bajo esfuerzo, las soldaduras de filete son opcionales. Si se realizan soldaduras de filete, la presurización de la camisa es opcional. Lo mismo se aplica al agrietamiento por esfuerzo inducido por hidrógeno en puntos duros, con la excepción de un punto duro plano que deberá ser protegido con un material de aporte templable o mediante la presurización de la camisa con soldadura de filete. El agrietamiento por corrosión bajo

esfuerzo también se puede reparar de acuerdo con lo establecido en el párrafo 851.4.2(c)(4), el cual describe las reparaciones para agrietamiento por corrosión bajo esfuerzo en abolladuras.

(c) Todas las reparaciones realizadas según (a) y (b) se deberán probar e inspeccionar según lo dispuesto en el párrafo 851.5.

851.5 Prueba de reparaciones en gasoductos o líneas principales de acero

851.5.1 Prueba de secciones de tubería de reemplazo.

Cuando una reparación programada en un gasoducto o línea principal se hace cortando la porción dañada como un cilindro y reemplazándola con otra sección de tubería, se deberá someter la sección de reemplazo de la tubería a una prueba de presión. Se deberá probar la sección de reemplazo de la tubería a la presión requerida para un nuevo gasoducto o línea principal instalados en el mismo lugar. Las pruebas pueden hacerse en la tubería antes de la instalación, siempre que se realicen las pruebas no destructivas que cumplen con los requerimientos de la sección 826 en todas las soldaduras a tope circunferenciales después de la instalación. Si se realiza el reemplazo en condiciones de fuego controlado (gas en el gasoducto), se pueden utilizar camisas partidas soldadas de envoltura completa para unir las secciones de tubería en vez de soldaduras a tope. Todas las soldaduras de la camisa se deben radiografiar. (Consulte el párrafo 851.5.2).

851.5.2 Pruebas no destructivas de reparaciones, ranuras, grietas, abolladuras y soldaduras. Si se reparan los defectos con soldaduras de acuerdo con lo dispuesto en el párrafo 851.4 y cualquiera de sus subsecciones, la soldadura deberá ser examinada de acuerdo con lo dispuesto en la sección 826.

851.6 Registros de fugas del gasoducto

Se deberán conservar los registros que incluyan todas las fugas descubiertas y las reparaciones realizadas. Se deberán informar en detalle todas las roturas del gasoducto. Estos registros, junto con los registros de los sondeos de fugas, los registros de supervisión de línea y otros registros relacionados con inspecciones de rutina o inusuales deberán conservarse en el archivo de la empresa operadora, siempre que la sección de la línea permanezca en servicio.

851.7 Carteles o señales de gasoductos

(a) Se deberán instalar señales o carteles o las señales donde se considere necesario para indicar la presencia de un gasoducto en un cruce de caminos, carreteras, vías férreas y arroyos. Se deberán instalar señales o carteles o las señales adicionales a lo largo del resto del gasoducto en lugares donde exista la posibilidad de daño o interferencia.

(b) Los carteles o las señales y los derechos de vía aledaños se deberán mantener en buenas condiciones para que los carteles o las señales se puedan leer fácilmente y no estén escondidos.

(c) Las señales o los carteles o las señales deberán incluir las palabras "Gasoducto" (o nombre del gas transportado), el nombre de la empresa operadora y el número de teléfono (incluido el código de área) en el que se puede contactar a la empresa operadora.

851.8 Abandono de las instalaciones de transporte

Cada empresa operadora deberá tener un plan en sus procedimientos de funcionamiento y mantenimiento para abandonar las instalaciones de transporte. El plan deberá incluir las siguientes disposiciones:

(a) Se deberán desconectar las instalaciones que se abandonarán de todas las fuentes y suministros de gas u otros gasoductos, líneas principales, tuberías de cruce, estaciones de medición, líneas de control y otros accesorios.

(b) Se deberá purgar el gas de las instalaciones que se abandonarán en el lugar con un material inerte y se deberán sellar los extremos, excepto que

(c) Después de haber tomado las precauciones necesarias para determinar que no quedan hidrocarburos líquidos en las instalaciones que se abandonarán, dichas instalaciones se pueden purgar con aire. Si se purgan las instalaciones con aire, se deben tomar las precauciones necesarias para determinar que no haya una mezcla combustible después de la purga. [Consulte el párrafo 841.2.7(e).]

851.9 Puesta fuera de servicio de las instalaciones de transporte

Los operadores que planifican poner fuera de servicio (desconectar temporalmente) instalaciones de transporte deberán desarrollar procedimientos para la puesta fuera de servicio de las instalaciones. Los procedimientos deberán incluir lo siguiente:

(a) Se deberán aislar y sellar las instalaciones que se pondrán fuera de servicio de todas las fuentes y suministros de gas u otros gasoductos, líneas principales, tuberías de cruce, estaciones de medición, líneas de control y otros accesorios.

(b) Purgar las instalaciones que serán puestas fuera de servicio con un material inerte y sellar eficazmente los extremos. En el caso de las instalaciones en las que no es necesario purgar y donde existe la necesidad de restaurar el servicio, puede quedar una pequeña cantidad de gas en la instalación, siempre que la cantidad de gas

no presente un posible riesgo y contenga contaminantes no corrosivos que superen las normas de calidad del gasoducto, como agua, dióxido de carbono y sulfuros.

(c) Después de haber puesto fuera de servicio las instalaciones, se deberán seguir aplicando los procedimientos de mantenimiento como si la instalación todavía estuviera en servicio.

(d) La protección catódica se deberá mantener con las inspecciones periódicas y los registros como si la instalación todavía estuviera en servicio.

(e) En el caso de estaciones en las que quede una capa de gas, el sistema de parada de emergencia (ESD) deberá permanecer en servicio. Es posible que se requieran algunas modificaciones en el sistema ESD para permitir un sistema ESD de baja presión. Los detectores de gas peligroso e incendios deben permanecer en servicio para purgar las unidades y la tubería, si fuera necesario.

851.10 Nueva puesta en servicio de las instalaciones de transporte

Los operadores que planifican volver a poner en servicio (reactivar) las instalaciones de transporte, que temporalmente se pusieron fuera de servicio, deberán desarrollar procedimientos por escrito para la nueva puesta en servicio de las instalaciones de transporte. Los procedimientos deberán incluir lo siguiente:

(a) Antes de volver a poner en servicio una instalación, se deberán revisar todos los registros de protección catódica y mantenimiento para garantizar que el estado y la integridad de la instalación se hayan mantenido durante el período fuera de servicio.

(b) Las instalaciones que se volverán a poner en servicio que se pusieron fuera de servicio por un período de tiempo prolongado deberán ser represurizadas gradualmente.

(c) Se deberá realizar una inspección de fugas después de haber puesto en servicio nuevamente la instalación. Todas las fugas o los defectos descubiertos deberán ser reparados antes de que la estación esté completamente en funcionamiento otra vez.

851.11 Reubicación de un gasoducto en servicio

Los siguientes son algunos factores que se deben tener en cuenta al reposicionar un gasoducto en servicio:

- (a) deflexión
- (b) diámetro, espesor de pared y grado de la tubería
- (c) presión del gasoducto
- (d) tipo de soldaduras circunferenciales
- (e) historial de funcionamiento y pruebas
- (f) presencia de defectos
- (g) curvatura existente
- (h) curvaturas
- (i) válvulas y acoples
- (j) condiciones del terreno y suelo
- (k) consideraciones de seguridad del personal
- (l) esfuerzos adicionales generados por la reubicación del gasoducto

851.12 Prueba de presión para la evaluación de la integridad de gasoductos en servicio

La integridad de un gasoducto en servicio puede establecerse mediante una prueba de presión para determinar la resistencia y las fugas. La comparación de las nuevas presiones de prueba con las presiones de prueba anteriores determinará que la integridad del gasoducto no se redujo si las nuevas presiones de prueba son iguales a las presiones de pruebas anteriores, o superiores. Si no hubo una prueba de resistencia anterior con la cual comparar la prueba actual, se puede establecer un margen mínimo especificado de seguridad. Sin embargo, una prueba de resistencia no indicará un deterioro constante del gasoducto que no ha progresado al punto en el que los defectos fallen durante la prueba de resistencia. Consulte el Apéndice no obligatorio N para obtener las pautas sobre pruebas hidrostáticas.

851.12.1 Niveles de pruebas de presión. Cuando se establecen las presiones de prueba para una sección de prueba, el operador deberá determinar la máxima presión de prueba para evitar dañar el gasoducto y sus componentes. Se debe prestar atención al efecto de las diferencias de elevación en la sección de prueba en la presión de prueba. Cuando la presión de prueba cause un esfuerzo circunferencial superior al 100 % del SMYS, consulte el Apéndice no obligatorio N, sección N-5 para obtener una guía sobre el monitoreo de fluencia. La presión de prueba mínima deberá ser la requerida de (a) a (c).

(a) Para determinar la integridad de un gasoducto en servicio mediante prueba de resistencia, se deberá realizar la prueba de resistencia en el gasoducto a una presión que causará un esfuerzo circunferencial de, al menos, el 90 % del SMYS en el segmento con la presión nominal o de diseño más baja en la sección probada excepto según lo dispuesto en (b) o (c).

(b) En los gasoductos en los que se ha identificado agrietamiento por corrosión bajo esfuerzo (SCC), los defectos pueden atenuarse mediante pruebas de presión a una presión que creará un esfuerzo circunferencial de, al menos, el 100 % del SMYS en la elevación del punto alto.

(c) Para aquellos gasoductos en servicio cuyo porcentaje de esfuerzo circunferencial del SMYS no se puede determinar con precisión o para los gasoductos que funcionan a niveles de esfuerzo circunferencial más bajos que la máxima presión de diseño, la mínima presión de prueba de resistencia deberá ser 1.10 veces la MAOP.

(d) Después del período de prueba de resistencia, se debe realizar una prueba de fugas. La presión de la prueba de fugas debe ser de, al menos, 1.10 veces la MAOP del gasoducto.

851.12.2 Período de mantenimiento de presión.

(a) La presión de la prueba de resistencia deberá mantenerse por un período de tiempo mínimo de ½ h,

excepto para aquellas líneas con una SCC conocida, las cuales deben someterse a una prueba de presión de acuerdo con (b).

(b) La prueba de presión para SCC deberá mantenerse el tiempo suficiente para que la presión de prueba se estabilice, en la mayoría de los casos ½ h o menos.

(c) La presión de la prueba de fugas debe mantenerse tanto como sea necesario para detectar y localizar o evaluar cualquier fuga de medios de prueba. Se pueden emplear métodos de prueba de fugas adicionales si la detección de fugas de los medios de prueba no es práctica debido a fugas muy pequeñas, como las que se pueden experimentar después de la prueba de SCC.

851.12.3 Intervalo de tiempo entre pruebas. El intervalo de tiempo entre pruebas de presión, o la realización de la prueba inicial de presión si el gasoducto no fue probado después de la construcción, se debe basar en la evaluación de ingeniería fundamental para evitar que los defectos lleguen a tamaños críticos. Esa evaluación de ingeniería fundamental debe tener en cuenta los siguientes factores:

(a) *Riesgo para el público.* La primera consideración en una prueba o segunda prueba debe ser la exposición que el público podría tener a una falla de un gasoducto en particular.

(b) *Nivel de esfuerzo de la prueba anterior.* Las pruebas muestran que mientras más alto sea el nivel de esfuerzo de la prueba de resistencia, menor será la falla restante. Las fallas restantes más pequeñas resultarán en mayor tiempo antes de que la falla pueda llegar a un tamaño crítico, si no se atenúa. Esto significa que aumentar la relación entre la presión de prueba y la presión de funcionamiento puede, posiblemente, aumentar el intervalo entre pruebas.

(c) *Velocidad de crecimiento de la corrosión.* La velocidad de crecimiento de la corrosión en un gasoducto en particular depende de la agresividad del entorno corrosivo y de la eficacia de las medidas de control de corrosión.

(d) *Mantenimiento.* El deterioro del gasoducto también es una función del tiempo y la eficacia de las acciones para corregir condiciones como deficiencias en el control de la corrosión, daño por fuerzas externas y condiciones de funcionamiento que aumentan la posibilidad de corrosión. La eficacia de los programas para evitar el daño por excavación afecta el mantenimiento del gasoducto.

(e) *Otros métodos de inspección.* La inspección en línea, las inspecciones eléctricas externas del estado del recubrimiento y los niveles de protección catódica, la inspección directa de la tubería, el monitoreo de corrosión interna, el monitoreo de la calidad del gas y el monitoreo para detectar invasiones son métodos que se pueden utilizar para predecir o confirmar la presencia de defectos que pueden reducir la integridad del gasoducto.

852 MANTENIMIENTO DE TUBERÍAS DE DISTRIBUCIÓN

852.1 Patrullaje

Se deberán patrullar las líneas principales de distribución en áreas en las que es necesario observar factores que puedan afectar el funcionamiento seguro. El patrullaje se deberá tener en cuenta en áreas de actividad de construcción, deterioro físico de tubería y soportes expuestos, o cualquier causa natural que pudiera dañar la tubería. La frecuencia del patrullaje se deberá determinar según la gravedad de las condiciones que pudieran causar fallas o fugas y los posteriores riesgos a la seguridad pública.

852.2 Sondeos de fugas

Cada empresa operadora que tenga un sistema de distribución de gas deberá establecer en su plan de funcionamiento y mantenimiento una disposición para hacer inspecciones periódicas de fugas en el sistema.

852.2.1 Tipos de inspecciones. Los tipos de inspecciones seleccionados deberán ser efectivos para determinar si existe una fuga potencialmente peligrosa. Se pueden emplear alguno de los siguientes procedimientos:

- (a) inspecciones de detección de gas en la superficie
- (b) sondeo de detección de gas debajo de la superficie (incluidos los orificios de sondeo)
- (c) inspecciones de la vegetación
- (d) pruebas de caída de presión
- (e) pruebas de burbuja para fugas
- (f) pruebas de fugas mediante ultrasonido

En el Apéndice no obligatorio M se muestra una descripción detallada de las diferentes inspecciones y procedimientos de detección de fugas.

852.2.2 Frecuencia de las inspecciones. El alcance y la frecuencia de los sondeos de fugas se determinarán de acuerdo con la naturaleza del área de servicio general, las concentraciones de edificios, la antigüedad de la tubería, el estado del sistema, la presión de funcionamiento y cualquier otra condición conocida (como fallas en la superficie, hundimiento, inundaciones o un aumento en la presión de funcionamiento) que tengan un potencial significativo para iniciar una fuga o causar que el gas en fuga migre a un área en la que podría producir una condición peligrosa. Se deben tener en cuenta inspecciones especiales por única vez después de la exposición del sistema de distribución de gas a esfuerzos inusuales (como los que se producen por terremotos o explosiones). Las frecuencias de los sondeos de fugas deberán basarse en la experiencia operativa, el buen criterio y el conocimiento del sistema. Una vez establecidas, las frecuencias deberán ser revisadas periódicamente para confirmar que todavía son apropiadas. Las frecuencias de la inspección de fugas deberán, al menos, cumplir con lo siguiente:

(a) Los sistemas de distribución en un distrito comercial principal se deben inspeccionar anualmente como mínimo. Tales inspecciones deberán ser realizadas con un detector de gas y deberán incluir pruebas de la atmósfera que indicarán la presencia de gas en las entradas de hombre del servicio, en grietas en el pavimento y aceras, y en otros lugares que brindan oportunidades para encontrar fugas de gas.

(b) Se debe inspeccionar el sistema de distribución subterráneo fuera de las áreas cubiertas por (a) más arriba con la frecuencia que la experiencia indique necesaria, pero no menos de una vez cada 5 años.

852.3 Investigación de fugas y acción

852.3.1 Clasificación y reparación de fugas. Las fugas localizadas mediante inspecciones o investigación se deben evaluar, clasificar y controlar de acuerdo con los criterios establecidos en la sección M-5 del Apéndice no obligatorio M.

Antes de tomar cualquier medida de reparación, se deben señalar las fugas pero solo después de que se haya establecido que no existe un riesgo inmediato o haya sido controlado por medidas de emergencia tales como evacuación, bloqueo de un área, redireccionamiento del tráfico, eliminación de fuentes de ignición, ventilación o detención del flujo de gas. Se deben seguir las pautas de señalización proporcionadas en la sección M-6 del Apéndice no obligatorio M.

852.3.2 Investigación de informes de fuentes externas. Se deberá investigar de inmediato cualquier notificación de una fuente externa (como policía o bomberos, otro contratista de servicios, cliente o público en general) que informe una fuga, una explosión o un incendio que pudiera involucrar gasoductos u otras instalaciones de gas. Si la investigación revela una fuga, esta se debe clasificar y se deben tomar medidas de acuerdo con los criterios de la sección M-5 del Apéndice no obligatorio M.

852.3.3 Olor o indicios de fuentes extrañas. Cuando se encuentra que los indicios de una fuga potencialmente peligrosa (como gas natural, de cloacas o pantanos, o vapores de gasolina) se originan en una fuente o instalación extraña o de tubería que es propiedad del cliente, se deberá informar al operador de la instalación y, cuando sea apropiado, al departamento de policía, bomberos u otra agencia gubernamental. Cuando el gasoducto de la empresa está conectado a una instalación extraña (como la tubería del cliente), se deberá tomar una medida de inmediato, como desconectar o cortar el flujo de gas de la instalación, para eliminar el riesgo potencial.

852.3.4 Inspecciones de seguimiento. Mientras la excavación esté abierta, se deberá verificar la adecuación de las reparaciones de fugas usando métodos aceptables. Se deberá verificar el perímetro del área de la fuga con un detector de gas. En el caso de una reparación de fuga de Grado 1, según se define en el Apéndice no obligatorio M,

cuando haya gas residual en el terreno, se debe realizar una inspección de seguimiento tan pronto se pueda después de dejar que el suelo ventile a la atmósfera y se estabilice, pero en ningún caso después de un mes desde la reparación. En el caso de otras reparaciones de fugas, el personal calificado deberá determinar la necesidad de una inspección de seguimiento.

852.4 Requerimientos para abandonar, desconectar y restablecer instalaciones de distribución

852.4.1 Abandono de las instalaciones de distribución.

Cada empresa operadora deberá tener un plan para abandonar instalaciones inactivas, como líneas de servicio, líneas principales, líneas de control, equipo y accesorios para los que no hay un uso previsto.

El plan también deberá incluir las siguientes disposiciones:

(a) Si las instalaciones se abandonan en el lugar, deberán ser desconectadas físicamente del sistema de tubería. Los extremos abiertos de todas las instalaciones abandonadas deberán ser tapados, bloqueados o sellados de alguna otra forma eficaz. La necesidad de purgar instalaciones abandonadas para evitar el desarrollo de un posible riesgo de combustión se deberá tener en cuenta y se deberán tomar las medidas apropiadas. No se deberá realizar el abandono hasta que se haya determinado que el volumen de gas o hidrocarburos líquidos contenido en la sección abandonada no presenta un posible riesgo. Se puede utilizar aire o gas inerte para la purga, o se puede llenar la instalación con agua u otro material inerte. [Consulte el párrafo 841.2.7(e).] Si se utiliza aire para la purga, la empresa operadora deberá determinar que no haya una mezcla combustible después de la purga. Se debe considerar cualquier efecto que el abandono pudiera tener en el sistema de protección catódica activo, y se deberán tomar las medidas apropiadas.

(b) En casos en los que una línea principal y las líneas de servicio conectadas a ella sean abandonadas, en tanto las líneas de servicio estén conectadas, solo el extremo del cliente de dichas líneas de servicio debe ser sellado como se especifica anteriormente.

(c) Las líneas de servicio abandonadas de la línea principal activa deben desconectarse tan cerca de la línea principal como sea posible.

(d) Se deben cerrar todas las válvulas que queden en el segmento abandonado. Si un segmento es largo y hay pocas válvulas en la línea, se debe considerar bloquear el segmento en intervalos.

(e) Se deben eliminar todas las válvulas que excedan el grado, los elevadores, las cámaras y cubiertas de las cajas de válvulas. Los vacíos de la cámara y la caja de válvulas se deberán llenar con un material de relleno compactado adecuado.

852.4.2 Servicio desconectado temporalmente. Siempre que se desconecte temporalmente el servicio a

un cliente, se deberá cumplir con una de las siguientes disposiciones:

(a) La válvula que se cierra para evitar el flujo de gas hacia el cliente deberá estar dotada con un dispositivo de bloqueo u otro medio diseñado para evitar la apertura de la válvula por parte de personas que no estén autorizadas por la empresa operadora.

(b) Se deberá instalar un dispositivo mecánico o acople que evite el flujo de gas en la línea de servicio o en el ensamblaje del medidor.

(c) Las tuberías del cliente se desconectarán físicamente del suministro de gas y se sellarán los extremos abiertos de la tubería.

852.4.3 Requerimientos de prueba para restablecer instalaciones abandonadas y líneas de servicio desconectadas temporalmente. Las instalaciones abandonadas anteriormente deberán probarse de la misma manera que las instalaciones nuevas antes de su restablecimiento.

Las líneas de servicio abandonadas anteriormente deberán probarse de la misma manera que las líneas de servicio nuevas antes de su restablecimiento.

Las líneas de servicio desconectadas temporalmente debido a la renovación de líneas principales u otro tipo de trabajo planificado deberán probarse desde el punto de desconexión hasta la válvula de la línea de servicio, de la misma manera que las líneas de servicio nuevas antes de la reconexión, excepto en los siguientes casos:

(a) cuando se toman medidas para mantener un servicio continuo, por ejemplo, mediante la instalación de una derivación, no será necesario probar ninguna parte de la línea de servicio original utilizada para mantener el servicio continuo

(b) cuando la línea de servicio haya sido diseñada, instalada, probada y mantenida de acuerdo con los requerimientos del Código

852.5 Mantenimiento de tuberías de plástico

852.5.1 Limitación de flujo y reapertura de tubos o tuberías termoplásticos para el control de presión

(a) Antes de limitar el flujo y reabrir un tubo o una tubería termoplásticos, se requiere que se lleven a cabo investigaciones y pruebas para determinar si un tubo o una tubería del tipo, grado, tamaño y espesor de pared de la tubería del mismo fabricante puede limitarse y reabrirse sin provocar una falla en las condiciones que prevalecerán en el momento de la limitación y la reapertura.

(b) Además del cumplimiento de (a), siempre que se limita y reabre un tubo o una tubería termoplástica, se requiere lo siguiente:

(1) el trabajo debe realizarse con equipos y procedimientos que se haya establecido y comprobado mediante pruebas que son capaces de llevar a cabo la operación de manera segura y eficaz

(2) el área limitada y reabierto del tubo o la tubería debe reforzarse de acuerdo con las disposiciones

adecuadas del párrafo 852.5.2, a menos que se haya determinado mediante investigaciones y pruebas que la limitación y reapertura no afectarán las propiedades a largo plazo del tubo o la tubería

(c) La limitación de flujo y la reapertura deberán hacerse de acuerdo con ASTM F1041, Guía estándar para la limitación de flujo de tubos y tuberías de gas a presión de poliolefina, y ASTM F1563, Especificación de la norma para herramientas para limitar el flujo de tubos o tuberías de gas de polietileno (PE).

(d) Consultar el Apéndice no obligatorio C para obtener una lista de otras normas ASTM y documentos de la industria pertinentes.

852.5.2 Reparación de tubos o tuberías de plástico.

Si, en algún momento, se detecta un defecto, una ranura, una estría o una abolladura perjudiciales en un tubo o una tubería de plástico, la sección dañada o defectuosa deberá reemplazarse, a menos que se lleven a cabo reparaciones satisfactorias.

La sección dañada puede cortarse y reemplazarse de acuerdo con las disposiciones aplicables del párrafo 842.3, Instalación de tuberías de plástico. El tubo o la tubería de reemplazo deberán inspeccionarse visualmente en su totalidad, tanto en el interior como en el exterior. No deberá haber defectos visibles ni en el interior ni en el exterior de la tubería o el tubo de reemplazo. El tubo o la tubería de reemplazo deberán probarse en busca de fugas a la presión disponible del sistema.

Deberán realizarse reparaciones de acuerdo con los procedimientos calificados que se hayan establecido y comprobado mediante pruebas de acuerdo con lo siguiente (se deberá asegurar especialmente que el procedimiento de reparación sea aplicable para la temperatura ambiente durante la reparación):

(a) Deberán considerarse las recomendaciones del fabricante del plástico al momento de determinar el tipo de reparación que se llevará a cabo. Se deberá considerar especialmente la medida del daño de las fibras en el caso de las tuberías de plástico termoplástico.

(b) Si se utiliza un parche o una camisa de envoltura completa, deberá extenderse, al menos, ½ in (13 mm) más allá del área dañada.

(c) Si se utiliza una camisa partida de envoltura completa, la línea de unión entre las mitades de la camisa deberán estar tan lejos como sea posible del defecto, en ningún caso a menos de ½ in (13 mm). Deberán tomarse las precauciones adecuadas para garantizar un ajuste adecuado en la costura longitudinal.

(d) El material del parche o de la camisa deberá ser del mismo tipo y grado que la tubería o el tubo que se está reparando. El espesor de pared del parche o de la camisa deberá ser, al menos, igual al de la tubería o el tubo.

(e) El método de unión del parche o la camisa deberá ser compatible con el material y deberá cumplir con las disposiciones aplicables del párrafo 842.2.9(b). Deberán tomarse precauciones para garantizar un ajuste

adecuado y una unión completa entre el parche o la camisa y la tubería que se está reparando. El parche o la camisa deberán sujetarse o mantenerse en su lugar por otros medios durante el secado o el curado del material de unión, o durante el endurecimiento de una unión por fusión térmica. El cemento solvente en exceso deberá eliminarse de los bordes del parche o la camisa.

852.6 Registros de mantenimiento de tuberías

852.6.1 Inspección de tuberías subterráneas. En todos los casos en los que cualquier porción o sección de un sistema de tuberías de distribución subterráneo se descubra para fines de operación o mantenimiento, o para la instalación de nuevos elementos, deberá registrarse la siguiente información:

(a) el estado de la superficie de la tubería al descubierto, si se encuentra picada o, en general, corroída

(b) el estado de la superficie de la tubería y del recubrimiento protector en los casos en los que el recubrimiento se haya deteriorado en una medida tal que la tubería esté corroyéndose debajo de este

(c) los recubrimientos protectores dañados

(d) todas las reparaciones realizadas

852.6.2 Causa de ruptura del hierro fundido. En todos los casos en los que se descubran instalaciones de hierro fundido, deberá registrarse, si puede determinarse, la causa de la ruptura, como el efecto térmico, el rellenado o la construcción llevada a cabo por terceros.

852.6.3 Análisis de registros de estado. Deberán analizarse periódicamente los registros de estado de las tuberías de distribución. Todas las acciones correctivas indicadas para el sistema de tuberías deberán llevarse a cabo y registrarse.

852.7 Mantenimiento de tuberías de hierro fundido

852.7.1 Sellado de juntas de 25 psig (170 kPa) o más. Cada junta de espiga y campana calafateada de hierro fundido que funcione a presiones de 25 psig (170 kPa) o más, que esté expuesta por cualquier motivo, debe sellarse con una abrazadera mecánica contra fugas o un material o dispositivo que no reduzca la flexibilidad de la junta y selle y una de manera permanente.

852.7.2 Sellado de juntas de menos de 25 psig (170 kPa). Cada junta de espiga y campana calafateada de hierro fundido que funcione a presiones de menos de 25 psig (170 kPa) que esté expuesta por cualquier motivo, deberá sellarse por otros medios además del calafateo.

852.7.3 Inspección de grafitización. Cuando una sección de tubería de hierro fundido resulta expuesta por cualquier motivo, deberá llevarse a cabo una inspección para determinar si existe grafitización. Si se detecta grafitización perjudicial, debe reemplazarse el segmento afectado.

852.7.4 Soporte de gasoducto alterado. Cuando una empresa operadora toma conocimiento de que el soporte de un segmento de un gasoducto de hierro fundido enterrado resultó alterado, debe hacerse lo siguiente:

(a) dicho segmento del gasoducto debe protegerse según sea necesario contra el daño que pudiera sufrir durante la alteración

(b) tan pronto como sea posible, deben tomarse medidas adecuadas para proteger de manera permanente el segmento alterado contra daños que pudieran surgir como resultado de las cargas externas

853 MANTENIMIENTO DE INSTALACIONES VARIAS

853.1 Mantenimiento de estaciones de compresión

853.1.1 Compresores y motores. La empresa operadora deberá establecer los procedimientos para el encendido, el funcionamiento y el apagado para todas las unidades compresoras de gas. La empresa operadora deberá tomar las medidas adecuadas para asegurarse de que se sigan las prácticas aprobadas.

853.1.2 Inspección y pruebas de válvulas de alivio. Todos los dispositivos de alivio de presión en las estaciones de compresión deberán inspeccionarse o probarse de acuerdo con el párrafo 853.3, y todos los dispositivos, excepto por los discos de ruptura, deberán operarse periódicamente para determinar que se abran a la presión de ajuste correcta. Todos los equipos defectuosos o inadecuados deberán repararse o reemplazarse oportunamente. Todos los dispositivos de apagado por control remoto deberán inspeccionarse y probarse, al menos, una vez por año, para determinar si funcionan correctamente.

853.1.3 Reparaciones de tuberías de estaciones de compresión. Todas las reparaciones programadas de tuberías de estaciones de compresión que operan a niveles de esfuerzo circunferencial por encima del 40 % del límite de fluencia mínimo especificado deberán llevarse a cabo de acuerdo con el párrafo 851.3, con la excepción de que se prohíbe el uso de parches soldados. Las pruebas de las reparaciones deberán llevarse a cabo de acuerdo con el párrafo 851.4.

853.1.4 Aislamiento del equipo para mantenimiento o alteraciones. La empresa operadora deberá establecer procedimientos para el aislamiento de unidades o secciones de tubería para el mantenimiento y para la purga antes de volver a colocar unidades en servicio, y se deberán seguir estos procedimientos en todos los casos.

853.1.5 Almacenamiento de materiales combustibles. Todos los materiales combustibles o inflamables en cantidades mayores que las que se requieren para el uso cotidiano o en otros usos diferentes a los que normalmente se utilizan en edificios de compresión, deberán almacenarse en una estructura separada

construida con material no combustible ubicada a una distancia adecuada del edificio de compresión. Todos los tanques de almacenamiento de petróleo o gasolina sobre la superficie del suelo deberán tener la protección indicada en NFPA 30.

853.1.6 Mantenimiento y pruebas de sistemas de detección de gas y alarma. Cada sistema de detección de gas y de alarma requerido por este Código deberán mantenerse para funcionar de manera confiable. El operador deberá desarrollar procedimientos de mantenimiento y calibración para verificar de manera periódica la integridad operativa de los sistemas de alarma y detectores de gas instalados.

853.1.7 Monitoreo de efectos de pulsación y vibración. Es posible que las instalaciones expuestas a los efectos de la vibración y la pulsación inducida por la compresión de pistón, como también de la vibración inducida por descarga o flujo de gas, sean susceptibles al crecimiento de las grietas por fatiga en soldaduras de fabricación y de unión. Algunas instalaciones susceptibles son las siguientes:

- (a) tubería de la estación de compresión con un historial observado de vibración
- (b) tubería de purga
- (c) botellas y colectores de pulsación
- (d) tubería que no cumpla con los requerimientos del párrafo 833.7(a)

Dichas instalaciones pueden requerir la evaluación de un ingeniero o un examen no destructivo de agrietamiento por fatiga en soldaduras de unión y fabricación.

853.2 Procedimientos para mantener contenedores tipo tubería y tipo botella en condiciones de funcionamiento seguras

(a) Cada empresa operadora que tenga un contenedor tipo tubería o tipo botella deberá preparar y colocar en sus archivos un plan para llevar a cabo pruebas e inspecciones sistemáticas de rutina de las instalaciones, con las siguientes disposiciones:

(1) Deberán seguirse procedimientos para permitir la detección de corrosión interna antes de que se haya afectado la resistencia del contenedor.

(2) Deberán realizarse pruebas y muestreos periódicos del gas almacenado para determinar el punto de rocío de los vapores contenidos en el gas almacenado que pudiera provocar corrosión interna o interferir con el funcionamiento seguro de la planta de almacenamiento.

(3) El equipo de control y limitación de presión deberá inspeccionarse y probarse de manera periódica para determinar que esté en condiciones seguras de funcionamiento y que tenga la capacidad adecuada.

(b) Cada empresa operadora, una vez preparado el plan según lo prescrito en (a), deberá seguir el plan y mantener registros que detallen el trabajo de inspección y prueba llevado a cabo y las condiciones detectadas.

(c) Todas las condiciones insatisfactorias que se detecten deberán corregirse oportunamente.

853.3 Mantenimiento de estaciones de limitación y regulación de presión

853.3.1 Condición y adecuación. Todas las estaciones de limitación de presión, los dispositivos de alivio y otros equipos y estaciones de regulación de presión deberán someterse a pruebas adecuadas e inspecciones periódicas y sistemáticas, o revisarse para determinar que se encuentren:

(a) en buenas condiciones mecánicas. Deberán realizarse inspecciones visuales para determinar que el equipo esté correctamente instalado y protegido contra la suciedad, los líquidos u otras condiciones que pudieran evitar el funcionamiento adecuado. En los casos que sea adecuado, se deberá incluir lo siguiente en la inspección:

(1) soportes de tubería, pozos y cámaras de la estación para determinar su condición general y detectar indicios de asentamiento del suelo. Consulte el párrafo 853.5 para obtener información sobre el mantenimiento de las cámaras.

(2) puertas y entradas de la estación, y cubiertas de pozos y cámaras para determinar que estén funcionando correctamente y que el acceso sea adecuado y esté libre de obstrucciones.

(3) equipo de ventilación instalado en edificios o cámaras de la estación para determinar que funcione correctamente y detectar evidencias de acumulación de agua, hielo, nieve u otras obstrucciones.

(4) líneas de control, de sensor y de suministro para condiciones que pudieran resultar en una falla.

(5) todos los dispositivos de bloqueo para determinar que funcionen correctamente.

(6) los esquemas de la estación para asegurar que sean correctos.

(b) adecuadas desde el punto de vista de la capacidad y la confiabilidad del funcionamiento para el servicio en el que se emplean y configuradas para funcionar a la presión correcta

(1) Si no se logra un funcionamiento aceptable durante la verificación operativa, deberá determinarse la causa del funcionamiento incorrecto y deberán ajustarse, repararse o reemplazarse los componentes adecuados según se requiera. Tras la reparación, deberá volver a verificarse que el componente funcione correctamente.

(2) Al menos una vez por año calendario, deberá llevarse a cabo una revisión para garantizar que la capacidad combinada de los dispositivos de alivio en un sistema de tuberías o una instalación sea adecuada para limitar la presión en todo momento a los valores prescritos por este Código. Esta revisión debe basarse en las condiciones de funcionamiento que crean el requerimiento máximo posible de capacidad de alivio en cada caso, incluso si en la realidad estas condiciones de funcionamiento ocurren de manera infrecuente o

solo durante períodos breves. Si se determina que el equipo de alivio tiene una capacidad insuficiente, se deberán tomar medidas para instalar equipos nuevos o adicionales para ofrecer una capacidad adecuada.

853.3.2 Condiciones anormales. Siempre que se impongan condiciones anormales en los dispositivos de control de presión o de flujo, el incidente deberá investigarse y deberá tomarse una determinación con respecto a la necesidad de inspección o reparaciones. Entre las condiciones anormales pueden incluirse cuerpos de reguladores sujetos a condiciones de servicio erosivas o contaminantes provenientes de una construcción y prueba hidrostática corriente arriba.

853.3.3 Válvulas de cierre

(a) Deberá llevarse a cabo una inspección o una prueba de las válvulas de cierre para determinar que las válvulas funcionen y estén correctamente ubicadas. (Se deberá tener cuidado para evitar cualquier efecto no deseado en la presión durante las verificaciones operativas). Se deberá incluir lo siguiente en la inspección o la prueba:

(1) válvulas de entrada, salida y derivación de la estación

(2) válvulas de aislamiento del dispositivo de alivio

(3) válvulas de las líneas de control, de sensor y de suministro

(b) El procedimiento de inspección final deberá incluir lo siguiente:

(1) una verificación de la posición correcta de todas las válvulas. Se deberá prestar atención especial a las válvulas de derivación de la estación del regulador, las válvulas de aislamiento de los dispositivos de alivio y las válvulas de las líneas de control, de sensor y de suministro.

(2) la restauración de todos los dispositivos de bloqueo y seguridad a la posición adecuada.

853.3.4 Estaciones de regulación de presión

(a) Todos los sistemas de distribución que reciben suministro de más de una estación de regulación de presión deberán estar equipados con manómetros de registro o de telemetría para indicar la presión de gas en el distrito.

(b) En sistemas de distribución que reciben suministro de una estación de regulación de presión única, la empresa operadora deberá determinar la necesidad de instalar este tipo de manómetros en el distrito. Para tomar esta determinación, la empresa operadora deberá considerar las condiciones de funcionamiento, como la cantidad de clientes a los que se suministra el servicio, las presiones de funcionamiento, la capacidad de instalación, etc.

(c) Si existen indicios de presiones anormalmente altas o bajas, deberán inspeccionarse el regulador y el equipo auxiliar, y deberán tomarse las medidas necesarias para rectificar cualquier condición de funcionamiento

insatisfactoria. Deberán llevarse a cabo inspecciones periódicas adecuadas de estaciones de regulación de presión únicas que no estén equipadas con manómetros de registro o de telemetría para determinar si el equipo de regulación de presión funciona adecuadamente.

853.4 Mantenimiento de válvulas

853.4.1 Válvulas de gasoductos. Las válvulas de gasoductos cuya operación se requiere durante una emergencia deberán inspeccionarse periódicamente y operarse de manera parcial, al menos, una vez por año para garantizar condiciones de funcionamiento seguras y adecuadas.

(a) Los procedimientos de rutina de mantenimiento de válvulas deberán incluir, entre otros, los siguientes:

(1) servicio de acuerdo con los procedimientos escritos y llevado a cabo por personal adecuadamente capacitado

(2) mapas de sistema precisos para su uso durante condiciones de rutina o de emergencia

(3) seguridad de válvulas para evitar alteraciones, interrupciones del servicio, etc., según sea necesario

(4) programas de capacitación de empleados para familiarizar al personal con los procedimientos correctos de mantenimiento de válvulas

(b) Los procedimientos de mantenimiento de válvulas de emergencia incluyen lo siguiente:

(1) planes de contingencia por escrito para seguir durante cualquier tipo de emergencia

(2) capacitación del personal para anticipar todos los riesgos potenciales

(3) provisión de herramientas y equipos según sea necesario, incluidos los equipos de respiración auxiliares, para satisfacer requerimientos de servicio o mantenimiento de válvulas de emergencia

853.4.2 Válvulas del sistema de distribución. Las válvulas, cuyo uso puede ser necesario para el funcionamiento seguro de un sistema de distribución de gas, se deberán verificar y mantener, incluida la lubricación donde sea necesario, a intervalos suficientemente frecuentes para garantizar su funcionamiento satisfactorio. La inspección deberá incluir la verificación de la alineación para permitir el uso de una llave o una llave de tuercas y la eliminación de cualquier tipo de desecho de la cámara o la caja de la válvula que pudiera interferir con el funcionamiento de la válvula o demorarlo. Debe haber mapas del sistema disponibles que indiquen las ubicaciones de las válvulas.

853.4.3 Válvulas de líneas de servicio. Las válvulas de corte exteriores instaladas en líneas de servicio que brindan suministro a lugares de reunión, como teatros, iglesias, escuelas y hospitales, deberán inspeccionarse y lubricarse donde sea necesario a intervalos suficientemente frecuentes como para garantizar su funcionamiento satisfactorio. La inspección deberá determinar si la válvula es accesible, si la alineación

es satisfactoria y si la cámara o la caja de la válvula, si se utiliza, contiene desechos que puedan interferir con el funcionamiento de la válvula o demorarlo. Las condiciones insatisfactorias que se detecten deberán corregirse.

853.4.4 Registros de válvulas. Deberá mantenerse un registro para ubicar las válvulas que se mencionan en los párrafos 853.4.1 y 853.4.2. Estos registros pueden mantenerse en mapas operativos, archivos separados u hojas de resumen, y la información de estos registros deberá ser fácilmente accesible para el personal que debe responder a emergencias.

853.4.5 Prevención del funcionamiento accidental. Deberán tomarse precauciones para evitar el funcionamiento accidental de cualquier válvula mencionada en los párrafos 853.4.1 y 853.4.2. Cuando se tomen dichas precauciones, se debe considerar el funcionamiento accidental de la válvula por parte del personal de la empresa operadora y el público en general. Algunas medidas recomendadas que pueden tomarse, donde corresponda, son las siguientes:

(a) Bloquear las válvulas sobre la superficie del suelo en entornos fácilmente accesibles al público general, que no estén encerradas por un edificio o una cerca.

(b) Bloquear las válvulas ubicadas en cámaras, si estas están accesibles al público en general.

(c) Identificar las válvulas mediante etiquetas, códigos de colores o cualquier otro medio adecuado de identificación.

853.5 Mantenimiento de cámaras

Cada cámara que aloja una estación de limitación, alivio o regulación de presión deberá inspeccionarse para determinar su condición cada vez que el equipo se inspeccione y pruebe de acuerdo con el párrafo 853.3. En todas las cámaras donde ingresa el personal, deberá probarse la atmósfera para detectar gas combustible. Si la atmósfera es peligrosa, deberá determinarse la causa. La cámara deberá inspeccionarse para determinar si la ventilación es adecuada. Deberá examinarse minuciosamente la condición de las cubiertas de la cámara en busca de riesgos. Las condiciones insatisfactorias que se revelen deberán corregirse. Deberán cumplirse las disposiciones aplicables del párrafo 821.6 antes de llevar a cabo cualquier trabajo de soldadura en la cámara. El trabajo de mantenimiento llevado a cabo en la cámara deberá realizarse de acuerdo con los procedimientos desarrollados según el párrafo 850.2(a), considerando particularmente el monitoreo de la atmósfera y las protecciones de seguridad para el personal en el interior de la cámara.

Tabla 854.1-1 Clase de ubicación

Original [Nota (1)]		Actual		Máxima presión de funcionamiento admisible (MAOP)
Clase de ubicación	Cantidad de edificios	Clase de ubicación	Cantidad de edificios	
1 División 1	0–10	1	11–25	MAOP anterior pero no superior al 80 % de SMYS
1 División 2	0–10	1	11–25	MAOP anterior pero no superior al 72 % de SMYS
1	0–10	2	26–45	0.800 x presión de prueba pero no superior al 72 % de SMYS
1	0–10	2	46–65	0.667 x presión de prueba pero no superior al 60 % de SMYS
1	0–10	3	Más de 66	0.667 x presión de prueba pero no superior al 60 % de SMYS
1	0–10	4	[Nota (2)]	0.555 x presión de prueba pero no superior al 50 % de SMYS
2	11–45	2	46–65	MAOP anterior pero no superior al 60 % de SMYS
2	11–45	3	Más de 66	0.667 x presión de prueba pero no superior al 60 % de SMYS
2	11–45	4	[Nota (2)]	0.555 x presión de prueba pero no superior al 50 % de SMYS
3	46+	4	[Nota (2)]	0.555 x presión de prueba pero no superior al 50 % de SMYS

NOTAS:

(1) En el momento del diseño y la construcción.

(2) Prevalecen los edificios de múltiples pisos.

854 CLASE DE UBICACIÓN Y CAMBIOS EN EL NÚMERO DE EDIFICIOS DESTINADOS A LA OCUPACIÓN POR PARTE DE SERES HUMANOS

854.1 Monitoreo

(a) Los gasoductos o las líneas principales de acero existentes que funcionen a niveles de esfuerzo circunferencial que superen el 40 % del límite de fluencia mínimo especificado deberán monitorearse para determinar si se han construido otros edificios destinados a la ocupación por parte de seres humanos. Se deberá contar el número total de edificios destinados a la ocupación por parte de seres humanos para determinar la Clase de ubicación actual de acuerdo con los procedimientos especificados en los párrafos 840.2.2(a) y (b).

(b) De acuerdo con los principios mencionados en el párrafo 840.1(c) y con el conocimiento de que la cantidad de edificios destinados a la ocupación por parte de seres humanos no es un medio exacto ni absoluto para determinar las actividades perjudiciales, se debe aplicar el buen juicio para determinar los cambios que deben realizarse en ítems como los requerimientos de niveles de esfuerzo de funcionamiento, frecuencia de patrullaje y protección catódica a medida que se construyen edificios adicionales destinados a la ocupación por parte de seres humanos.

(c) Cuando se produce un aumento en la cantidad de edificios destinados a la ocupación por parte de seres humanos en el límite superior de la Clase de ubicación detallada en la Tabla 854.1-1, o cerca de este, en la medida que un cambio en la Clase de ubicación sea probable, deberá completarse un estudio dentro de los 6 meses posteriores a la percepción del aumento para determinar lo siguiente:

(1) los procedimientos de diseño, construcción y prueba que se siguieron en la construcción original y una comparación entre dichos procedimientos con las disposiciones correspondientes de este Código.

(2) las condiciones físicas del gasoducto o la línea principal en la medida que pueda establecerse a partir de los registros de evaluación y pruebas actuales.

(3) el historial de operación y mantenimiento del gasoducto o la línea principal.

(4) la máxima presión de funcionamiento y el esfuerzo circunferencial de funcionamiento correspondiente. Se puede tener en cuenta el gradiente de presión en la sección del gasoducto o la línea principal directamente afectado por el número mayor de edificios destinados a la ocupación por parte de seres humanos.

(5) el área real afectada por el aumento en la cantidad de edificios destinados a la ocupación por parte de seres humanos y las barreras físicas u otros factores que puedan limitar la expansión posterior del área más densamente poblada.

(d) Después de este estudio, si se recomienda un cambio de Clase de ubicación, deberán ajustarse los patrullajes y las detecciones de fugas de inmediato a los intervalos establecidos por la empresa operadora para la nueva Clase de ubicación.

854.2 Confirmación o revisión de la MAOP

Si el estudio descrito en el párrafo 854.1 indica que la máxima presión de funcionamiento admisible (MAOP) establecida de una sección de gasoducto o línea principal no es equiparable con una Clase de ubicación 2, 3 o 4 existente, y dicha sección se encuentra en condiciones físicas satisfactorias, la máxima presión de funcionamiento admisible de dicha sección se confirmará o revisará dentro de los 18 meses posteriores a la finalización del estudio, de la siguiente manera:

(a) Si la sección involucrada se probó anteriormente en su lugar durante un período no menor de 2 h, la máxima presión de funcionamiento admisible deberá confirmarse o reducirse de manera tal que no supere lo permitido en la Tabla 854.1-1.

(b) Si la presión de prueba anterior no fue lo suficientemente alta como para permitir que el gasoducto

retuviera su MAOP o alcance una MAOP inferior aceptable en la Clase de ubicación de acuerdo con el párrafo (a) anterior, el gasoducto podrá retener su MAOP u obtener la calificación para una MAOP aceptable inferior si se vuelve a probar a una presión de prueba mayor durante no menos de 2 h, según las disposiciones correspondientes de este Código. Si no se lleva a cabo la nueva prueba de resistencia durante el período de 18 meses posterior al cambio de la Clase de ubicación, la MAOP debe reducirse de manera tal que no supere la presión de diseño, de manera equiparable con los requerimientos del Capítulo IV al finalizar el período de 18 meses. Si se lleva a cabo la prueba en cualquier momento después del vencimiento del período de 18 meses, sin embargo, puede aumentarse la MAOP al nivel que se hubiera alcanzado si se hubiera llevado a cabo la prueba durante ese período de 18 meses.

(c) Una MAOP que haya sido confirmada o revisada de acuerdo con los párrafos anteriores (a) o (b) no deberá exceder los valores establecidos por este Código o aquellos establecidos anteriormente por ediciones aplicables del Código B31.8. La confirmación o la revisión de acuerdo con el párrafo 854.2 no deberán impedir la aplicación de la sección 857.

(d) En los casos en los que las condiciones de funcionamiento requieran que la máxima presión de funcionamiento admisible existente se mantenga, y no pueda lograrse el cumplimiento del gasoducto según se dispone en los párrafos anteriores (a), (b) o (c), la tubería dentro del área del cambio de Clase de ubicación deberá reemplazarse con tubería equiparable con los requerimientos del Capítulo IV, utilizando el factor de diseño obtenido de la Tabla 841.1.6-1 para la Clase de ubicación adecuada.

854.3 Dispositivos de alivio o limitación de presión

En los casos en los que se revisa la MAOP de una sección de un gasoducto o una línea principal de acuerdo con el párrafo 854.2 y esta es menor que la máxima presión de funcionamiento admisible del gasoducto o la línea principal de la que es parte, deberá instalarse un dispositivo adecuado de alivio o limitación de presión de acuerdo con las disposiciones de los párrafos 845.1, 845.2 y 845.2.1.

854.4 Revisión del espaciado de las válvulas

En los casos en los que el estudio requerido en el párrafo 854.1 indique que la máxima presión de funcionamiento admisible establecida de un gasoducto de transmisión no es equiparable con la permitida por este Código para una nueva Clase de ubicación, el espaciado de la válvula de seccionalización deberá revisarse de la siguiente manera:

(a) Si la sección de la tubería está calificada para servicio continuo debido a una prueba anterior [párrafo 854.2(a)] o puede estar en cumplimiento si se reduce la máxima presión de funcionamiento admisible [párrafo

854.2(a)], o mediante una prueba [párrafo 854.2(b)], normalmente, no se requerirán válvulas adicionales.

(b) En los casos en los que un segmento de tubería deba reemplazarse para mantener la máxima presión de funcionamiento admisible según se dispone en el párrafo 854.2(d), deberá considerarse el espaciado de las válvulas según se indica a continuación:

(1) En los casos en los que se reemplace una sección corta de la línea, normalmente, no se requerirán válvulas adicionales.

(2) En los casos en los que la sección de reemplazo involucre 1 milla (1.6 km) o más de línea de transmisión, se deberá considerar la instalación de una válvula adicional para cumplir con los requerimientos de espaciado del párrafo 846.1.1.

854.5 Concentraciones de personas en ubicaciones Clase 1 y 2

(a) En los casos en los que una instalación que cumple con los criterios del párrafo 840.3 se construye cerca de un gasoducto de acero existente en ubicaciones Clase 1 o 2, se deberán considerar las posibles consecuencias de una falla, aunque las probabilidades de dicho evento sean muy reducidas si la línea se diseña, construye y opera de acuerdo con este Código.

(1) En los casos en los que dicha instalación, descrita anteriormente en (a), resulte en la concentración frecuente de personas, se deberán aplicar los requerimientos del párrafo (b) a continuación.

(2) Sin embargo, no es necesario aplicar el párrafo (b), a continuación, si las instalaciones no se usan con frecuencia. El menor uso, combinado con la posibilidad muy remota de una falla en ese punto en particular de la tubería, prácticamente elimina la posibilidad de que ocurra.

(b) Los gasoductos cerca de lugares de reunión según se detallan en el párrafo anterior (a) deberán tener un esfuerzo circunferencial máximo admisible que no supere el 50 % del límite de fluencia mínimo especificado (SMYS). De manera alternativa, la empresa operadora puede llevar a cabo el estudio descrito en el párrafo 854.1(c) y determinar que el cumplimiento de lo siguiente tendrá como resultado un nivel adecuado de seguridad:

(1) El segmento se vuelve a probar hidrostáticamente durante, al menos, 2 h a un nivel de esfuerzo circunferencial mínimo igual a uno de los siguientes valores:

(-a) 100 % del SMYS si el gasoducto funciona a un nivel de esfuerzo circunferencial entre el 60 % y el 72 % del SMYS

(-b) 90 % del SMYS si el gasoducto funciona a un nivel de esfuerzo circunferencial entre el 50 % y el 60 % del SMYS, a menos que el segmento se haya probado anteriormente a una presión de, al menos, 1.5 veces la MAOP

Si el segmento contiene tuberías de distintos niveles de esfuerzo de funcionamiento, los niveles mínimos de esfuerzo circunferencial que se indican anteriormente deben basarse en el SMYS de la tubería con el mayor nivel de esfuerzo de funcionamiento.

(2) Los patrullajes y las detecciones de fugas se llevan a cabo a intervalos consistentes con los establecidos por la empresa operadora para ubicaciones Clase 3.

(3) En los casos en los que el esfuerzo circunferencial máximo admisible supere el 60 % del SMYS, se llevan a cabo inspecciones visuales periódicas adecuadas mediante una técnica de muestreo apropiada, o se llevan a cabo inspecciones instrumentadas capaces de detectar estrías y daños por corrosión para confirmar que la condición física de la tubería siga siendo satisfactoria.

(4) Si es probable que la instalación cercana promueva una actividad de construcción adicional, proporcione carteles o señales de gasoductos adecuados.

855 CONVERSIONES DE SERVICIO DE GASODUCTOS

855.1 General

La intención de esta sección es proporcionar requerimientos para permitir que un operador de un gasoducto de acero que haya sido utilizado anteriormente para un servicio no cubierto por este Código califique dicho gasoducto para el servicio en virtud de este Código. Para un gasoducto de servicio doble utilizado alternativamente para transportar líquidos de acuerdo con un Código apropiado, como el Código ASME B31.4, y gas de acuerdo con este Código, solo la conversión inicial al servicio de gas requiere pruebas de calificación.

855.2 Estudio de registros históricos

Revise los siguientes datos históricos y realice una evaluación de la condición del gasoducto:

(a) Estudie toda la información disponible en las inspecciones, las pruebas y el diseño original del gasoducto. Debe prestar atención particular a las descripciones de los procedimientos de soldadura utilizados y otros métodos de unión, los recubrimientos internos y externos, las tuberías y otras descripciones de materiales.

(b) Estudie los datos disponibles de funcionamiento y mantenimiento, incluidas las prácticas de registros de fugas, inspecciones, fallas, protección catódica y control de corrosión interna.

(c) Considere la antigüedad del gasoducto y la duración del período durante el que estuvo fuera de servicio al preparar una evaluación final para convertir el gasoducto para el servicio de gas.

855.3 Requerimientos para la conversión al servicio de gas

Un gasoducto de acero anteriormente utilizado para un servicio no sujeto a este Código puede calificarse para el servicio en virtud de este Código de la siguiente manera:

(a) Revise los registros históricos del gasoducto según se indica en el párrafo 855.2.

(b) Inspeccione la condición física de todos los segmentos del gasoducto sobre la superficie del suelo. Durante la inspección, identifique el material, cuando sea posible, para compararlo con los registros disponibles.

(c) *Estudio de nivel de esfuerzo de funcionamiento*

(1) Establezca la cantidad de edificios cerca del gasoducto o la línea principal destinados a la ocupación por parte de seres humanos y determine el factor de diseño para cada segmento, de acuerdo con el párrafo 840.2 y la Tabla 841.1.6-1.

(2) Realice un estudio para comparar los niveles de esfuerzo de funcionamiento propuestos con los permitidos para la Clase de ubicación.

(3) Reemplace las instalaciones necesarias para garantizar que el nivel de esfuerzo de funcionamiento sea equiparable con la Clase de ubicación.

(d) Si fuera necesario, realice inspecciones de las secciones adecuadas de tubería subterránea para determinar la condición del gasoducto.

(e) Lleve a cabo los reemplazos, las reparaciones o las alteraciones que la empresa operadora considere recomendables.

(f) Realice una prueba de resistencia de acuerdo con este Código para establecer la máxima presión de funcionamiento admisible del gasoducto, a menos que el gasoducto haya sido probado de esa manera anteriormente.

(g) Lleve a cabo una prueba de fugas de acuerdo con este Código.

(h) Dentro del plazo de 1 año a partir de la fecha en que el gasoducto convertido se coloque en servicio de gas, proporcione la protección catódica que se establece en el párrafo 860.2(a), excepto que, en los casos que sea factible, las secciones de reemplazo y otras tuberías nuevas deberán tener la protección catódica requerida para los gasoductos nuevos.

855.4 Procedimiento de conversión

Prepare un procedimiento por escrito que detalle los pasos que deben seguirse durante el estudio y la conversión del sistema de gasoductos. Anote todas las condiciones inusuales relacionadas con esta conversión.

855.5 Registros de la conversión

Durante la vida útil del gasoducto, mantenga un registro de los estudios, las inspecciones, las pruebas, las reparaciones, los reemplazos y las alteraciones realizadas en conexión con la conversión del gasoducto de acero existente al servicio de gas en virtud de este Código.

856 ODORIZACIÓN

856.1 General

Todo el gas que se distribuye a los clientes a través de líneas principales o de servicio, o que se utiliza con fines domésticos en plantas compresoras, que no posee naturalmente un olor particular en la medida que su presencia en la atmósfera sea fácilmente detectable para todas las concentraciones de gas a partir de un quinto del límite inferior de explosión, deberá tener un odorizante agregado para hacerlo detectable de esta manera. En general, los gases licuados de petróleo no son tóxicos, pero cuando se distribuyen para su uso por parte de consumidores o como combustibles en un lugar de trabajo también deben odorizarse por motivos de seguridad.¹

La odorización no es necesaria para los siguientes usos:

- (a) gas en almacenamiento subterráneo o de otro tipo
- (b) gas utilizado para otro proceso o uso en el que el odorizante no tenga un propósito útil como agente de advertencia o en el que fuera perjudicial para el proceso
- (c) gas utilizado en operaciones en campo o en áreas de concesión

Si se entrega gas para su uso principal en una de las instalaciones o actividades exentas mencionadas anteriormente, pero que también se usa en una de esas actividades para calefacción de espacios, refrigeración, calentamiento de agua, cocina u otros usos domésticos, o si dicho gas se utiliza para proporcionar calefacción o aire acondicionado para oficinas o viviendas, el gas deberá odorizarse.

856.2 Equipo de odorización

Cada empresa operadora deberá usar un equipo de odorización diseñado para el tipo y la tasa de inyección del odorizante que se utiliza.

856.3 Requerimientos del odorizante

Cada empresa operadora deberá usar un odorizante de acuerdo con los siguientes requerimientos:

(a) El odorizante, cuando se mezcla la cantidad especificada con el gas, no deberá ser nocivo para los humanos o los materiales presentes en el sistema de gas, y no deberá ser soluble en agua en una medida mayor que 2 ½ partes de odorizante por 100 partes de agua por peso.

(b) Los productos de la combustión del odorizante no deberán ser tóxicos para los humanos que respiren aire que contenga los productos de la combustión y no deberán ser corrosivos ni perjudiciales para los materiales con los que entrarían normalmente en contacto estos productos de combustión.

(c) La combinación del odorizante y el olor natural del gas deberán proporcionar un olor distintivo, de manera tal que cuando el gas esté presente en el aire en una concentración tan pequeña como el 1 % en volumen,

una persona con un sentido normal del olfato pueda detectar el olor.

856.4 Registros

Para todos los odorizantes, excepto los de tipo mecha pequeña o de derivación, u odorizantes similares que se utilicen para clientes individuales o sistemas pequeños de distribución, cada empresa operadora deberá mantener registros que contengan los siguientes ítems:

- (a) el tipo de odorizante que se introduce en el gas
- (b) la cantidad de odorizante inyectado por millón de pies cúbicos (m³)

856.5 Pruebas de concentración de odorizante

Cada empresa operadora deberá llevar a cabo pruebas de concentración de odorizante en el gas suministrado a través de sus instalaciones que requiera odorización. Los puntos de prueba deberán ubicarse en un lugar alejado del equipo de odorización para proporcionar datos representativos del gas en todos los puntos del sistema.

857 SOBREALIMENTACIÓN

Esta sección del Código prescribe los requerimientos mínimos para sobrealimentar gasoductos o líneas principales a una máxima presión de funcionamiento admisible más alta.

857.1 General

(a) Una máxima presión de funcionamiento admisible más alta establecida de acuerdo con esta sección no podrá superar la presión de diseño del elemento más débil del segmento que se sobrealimentará. No es la intención que los requerimientos de este Código se apliquen retroactivamente a elementos como cruces de caminos, ensamblajes fabricados, cubiertas mínimas y espaciado de válvulas. En lugar de esto, los requerimientos de estos elementos deberán cumplir con los criterios de la empresa operadora antes de llevar a cabo la sobrealimentación.

(b) Deberá prepararse un plan para la sobrealimentación que incluya un procedimiento escrito que garantice el cumplimiento con cada requerimiento aplicable de esta sección.

(c) Antes de aumentar la máxima presión de funcionamiento admisible de un segmento que estuvo funcionando a una presión menor que la determinada según el párrafo 845.2.2, deberán tomarse las siguientes medidas correctivas y de investigación:

(1) Se deberán revisar el diseño, la instalación inicial, el método y la fecha de la prueba anterior, las clases de ubicación, los materiales y los equipos para determinar que el aumento propuesto sea seguro y consistente con los requerimientos de este Código.

(2) Se deberá determinar la condición de la línea mediante sondeos de fugas, otras inspecciones de campo y exámenes de los registros de mantenimiento.

¹ Consulte NFPA 58 y NFPA 59.

(3) Se deberán realizar las reparaciones, los reemplazos o las alteraciones que sean necesarios según (c)(1) y (c)(2) arriba mencionados antes de la sobrealimentación.

(d) Se debe considerar una nueva prueba de acuerdo con los requerimientos de este Código si no hay disponible evidencia satisfactoria para garantizar una operación segura a la máxima presión de funcionamiento admisible propuesta.

(e) Cuando están permitidas las sobrealimentaciones de gas según los párrafos 857.2, 857.3, 857.4 y 857.5, se deberá aumentar la presión de gas en incrementos y se deberá realizar un sondeo de fuga después de cada aumento incremental. El operador deberá determinar el número de incrementos después de considerar la cantidad total del aumento de presión, el nivel de esfuerzo a la máxima presión de funcionamiento admisible final, la condición conocida de la línea y la proximidad de la línea a otras estructuras. El número de incrementos deberá ser suficiente para garantizar que se detecte cualquier fuga antes de que pueda crear un posible peligro. Las fugas potencialmente peligrosas que se descubran se deberán reparar antes de aumentar aún más la presión. Se deberá realizar un sondeo final de fugas a la máxima presión de funcionamiento admisible más alta.

(f) Se deberán guardar los registros para la sobrealimentación, incluida cada investigación que esta sección requiera, la medida correctiva tomada y la prueba de presión realizada, siempre que las instalaciones involucradas permanezcan en servicio.

857.2 Sobrealimentación de gasoductos o líneas principales de acero a una presión que producirá un esfuerzo circunferencial del 30 % o más del límite de fluencia mínimo especificado (SMYS)

La máxima presión de funcionamiento admisible se puede aumentar después de cumplir con el párrafo 857.1(c) y una de las siguientes disposiciones:

(a) Si la condición física de la línea según lo determina el párrafo 857.1(c) indica que la línea puede soportar la presión de funcionamiento más alta deseada, cumple en general con los requerimientos de diseño de este Código, y previamente se sometió a una prueba a una presión igual o superior que la requerida por este Código para una nueva línea para la máxima presión de funcionamiento admisible propuesta, la línea se puede operar a la máxima presión de funcionamiento admisible más alta.

(b) Si la condición física de la línea según lo determina el párrafo 857.1(c) indica que la capacidad de la línea para soportar la máxima presión de funcionamiento más alta no se verificó de manera satisfactoria o que la línea no se probó previamente a los niveles requeridos por este Código para una nueva línea para la máxima presión de funcionamiento admisible más alta propuesta, la línea se puede operar a la máxima presión de funcionamiento

admisible más alta si soporta exitosamente la prueba requerida por este Código para que una nueva línea funcione en las mismas condiciones.

(c) Si la condición física de la línea según lo determina el párrafo 857.1(c) verifica la capacidad de funcionamiento a una temperatura más alta, se puede establecer una máxima presión de funcionamiento admisible más alta de acuerdo con el párrafo 845.2.2, usando como presión de prueba la presión más alta a la cual se sometió la línea, ya sea en una prueba de resistencia o en la operación real.

(d) Si es necesario probar un gasoducto o una línea principal antes de que se pueda sobrealimentar a una máxima presión de funcionamiento admisible más alta, y si no es práctico probar la línea ya sea por el gasto o las dificultades creadas al sacarla de servicio o por otras condiciones de funcionamiento, la máxima presión de funcionamiento admisible se puede establecer en una ubicación Clase 1 de la siguiente manera:

(1) Cumpla con los requerimientos del párrafo 857.1(c).

(2) Seleccione una máxima presión de funcionamiento admisible nueva consistente con la condición de la línea y los requerimientos de diseño de este Código, siempre que

(-a) la nueva máxima presión de funcionamiento admisible no supere el 80 % de la permitida para que una nueva línea funcione bajo las mismas condiciones

(-b) la presión se aumente en incrementos según se especifica en el párrafo 857.1(e)

857.3 Sobrealimentación de gasoductos de acero o plástico a una presión que producirá un esfuerzo circunferencial menor que el 30 % del límite de fluencia mínimo especificado (SMYS)

(a) Esto se aplica a líneas principales y gasoductos de acero de alta presión en donde la máxima presión de funcionamiento admisible más alta es menor que la requerida para producir un esfuerzo circunferencial del 30 % del límite de fluencia mínimo especificado de la tubería y para todos los sistemas de distribución de plástico de alta presión. Si la máxima presión de funcionamiento admisible más alta de un gasoducto o línea principal de acero produce un nivel de esfuerzo circunferencial mayor que el 30 % del límite de fluencia mínimo especificado de la tubería, se deberán aplicar las disposiciones del párrafo 857.2.

(b) Antes de aumentar la máxima presión de funcionamiento admisible de un sistema que ha estado funcionando a una presión menor que la presión máxima aplicable, a una máxima presión de funcionamiento admisible más alta, se deberán considerar los siguientes factores:

(1) la condición física de la línea según lo determina el párrafo 857.1(c)

(2) la información del fabricante o proveedor que determina que cada componente de un sistema de

Tabla 857.4-1 Margen de espesor de pared para sobrealimentar una línea principal o un sistema de alta presión de hierro dúctil

Tamaño nominal de tubería, in (DN)	Margen, in (mm)		
	Tubería de hierro fundido		
	Tubería fundida en foso de colada	Tubería fundida por centrifugado	Tubería de hierro dúctil
3–8 (75–200)	0.075 (1.9)	0.065 (1.7)	0.065 (1.7)
10–12 (250–300)	0.08 (2.0)	0.07 (1.8)	0.07 (1.8)
14–24 (350–600)	0.08 (2.0)	0.08 (2.0)	0.075 (1.9)
30–42 (750–1050)	0.09 (2.3)	0.09 (2.3)	0.075 (1.9)
48 (1200)	0.09 (2.3)	0.09 (2.3)	0.08 (2.0)
54–60 (1350–1500)	0.09 (2.3)	...	...

plástico puede funcionar de manera satisfactoria a la presión más alta

(c) Antes de aumentar la presión, se deberán realizar los siguientes pasos:

(1) Instale dispositivos adecuados en las líneas de servicio para regular y limitar la presión del gas de acuerdo con el párrafo 845.2.7(c) si la máxima presión de funcionamiento admisible nueva será superior a 60 psi (410 kPa).

(2) Refuerce o ancle adecuadamente desviaciones, curvaturas y extremos cerrados en tuberías acopladas para evitar el movimiento de la tubería si la desviación, curvatura o extremo cerrado queda expuesto en la excavación.

(3) Aumente la presión en incrementos según se especifica en el párrafo 857.1(e).

857.4 Sobrealimentación de una línea principal o sistema de alta presión de hierro dúctil a una máxima presión de funcionamiento admisible nueva y superior

(a) La máxima presión de funcionamiento admisible de la línea principal o sistema de hierro dúctil no se deberá aumentar a una presión que supere la permitida en el párrafo 842.1.1(a). Cuando los registros no están lo suficientemente completos para permitir la aplicación directa del párrafo 842.1.1(a), se deberán usar los siguientes procedimientos:

(1) *Condición de disposición.* Cuando no se pueden asegurar las condiciones de disposición, se deberá asumir que la Condición D (tubería soportada sobre bloques, relleno apisonado) existe para la tubería de hierro dúctil y la Condición B (tubería dispuesta sin bloques, relleno apisonado) existe para la tubería de hierro dúctil.

(2) *Cubierta.* A menos que se conozca con seguridad la profundidad máxima real de la cubierta, esta se deberá determinar exponiendo la línea principal o del sistema en tres o más puntos y tomando las medidas reales. La línea principal o el sistema deberán estar expuestos en áreas en donde la profundidad de la cubierta muy posiblemente sea la mayor. Para los

cálculos, se deberá usar la mayor profundidad de la cubierta medida.

(3) *Espesor nominal de la pared.* A menos que se conozca con seguridad el espesor nominal, esta se deberá determinar con dispositivos de medición por ultrasonido. El promedio de todas las medidas tomadas se deberá aumentar con el margen indicado en la Tabla 857.4-1.

El espesor nominal de la pared de hierro fundido deberá ser el espesor estándar mencionado en la Tabla 10 o Tabla 11, lo que sea aplicable, de AWWA C101 que es el valor más cercano obtenido. El espesor nominal de la pared de hierro dúctil deberá ser el espesor estándar mencionado en la Tabla 6 de ANSI/AWWA C150/A21.50 que es el valor más cercano obtenido.

(4) *Proceso de fabricación.* A menos que se conozca con seguridad el proceso de fabricación de la tubería de hierro fundido, se deberá asumir que es una tubería fundida en foso de colada que tiene una resistencia a la tracción de estallido, S , de 11,000 psi (76 MPa) y un módulo de rotura, R , de 31,000 psi (214 MPa).

(b) Antes de aumentar la máxima presión de funcionamiento admisible, se deberán tomar las siguientes medidas:

(1) Revise la condición física según lo requiere el párrafo 857.1(c).

(2) Refuerce o ancle adecuadamente desviaciones, curvaturas y extremos cerrados en tuberías acopladas o de espiga y campana, para evitar el movimiento de la tubería si la desviación, la curvatura o el extremo cerrado quedan expuestos por la excavación.

(3) Instale dispositivos adecuados en las líneas de servicio para regular y limitar la presión del gas de acuerdo con el párrafo 845.2.7(c) si la máxima presión de funcionamiento admisible nueva y más alta será superior a 60 psig (410 kPa).

(c) Si después de cumplir con (a) y (b) se establece que el sistema principal puede soportar de manera segura la máxima presión de funcionamiento admisible nueva y más alta, la presión se deberá aumentar según se indica en el párrafo 857.1(e).

857.5 Sobrealimentación de un sistema de distribución que funciona a pulgadas (milímetros) de agua (baja presión) a una presión más alta

(a) Además de las precauciones descritas en el párrafo 857.1(c) y de los requerimientos aplicables en los párrafos 857.3 y 857.4, se deben realizar los siguientes pasos:

(1) Instale dispositivos reguladores de presión en el medidor de cada cliente.

(2) Verifique que el segmento que se sobrealimenta esté físicamente desconectado de todos los segmentos de la línea que seguirá funcionando a pulgadas (milímetros) del agua.

(b) Luego de realizar los pasos descritos en (a), se deberá aumentar la presión en incrementos como se indica en el párrafo 857.1(e). Sin embargo, después del primer aumento incremental, se deberán seguir los pasos para verificar que los reguladores del cliente estén funcionando de manera satisfactoria.

ASMENORMDOC.COM : Click to view the full PDF of ASME B31.8 (SPANISH) 2016

Capítulo VI

Control de la corrosión

860 CONTROL DE LA CORROSIÓN — GENERAL

860.1 Alcance

(a) Este Capítulo contiene los requerimientos y procedimientos mínimos para el control de la corrosión en tuberías de metal expuestas, enterradas y sumergidas y sus componentes. (Consulte el Capítulo VIII para conocer los requerimientos especiales para tuberías en alta mar). Este Capítulo incluye los requerimientos y procedimientos mínimos para controlar la corrosión externa (incluida la atmosférica) e interna. Este Capítulo se aplica al diseño e instalación de nuevos sistemas de tuberías y a la operación y mantenimiento de los sistemas de tubería existentes.

(b) Las disposiciones de este Capítulo se deben aplicar bajo la dirección del personal competente encargado de controlar la corrosión. No se puede anticipar cada situación específica; por lo tanto, la aplicación y evaluación de las prácticas de control de la corrosión requieren una cantidad significativa de juicio competente para que resulte eficaz en la mitigación de la corrosión.

(c) Las desviaciones de las disposiciones de este Capítulo están permitidas en situaciones específicas, siempre que la empresa operadora pueda demostrar que los objetivos expresados aquí se logran.

(d) Los requerimientos y procedimientos del control de la corrosión pueden, en muchas instancias, necesitar medidas adicionales a aquellas que aparecen en este Capítulo. Cada empresa operadora deberá establecer procedimientos para implementar su programa de control de la corrosión, incluidos los requerimientos de este Capítulo, para alcanzar los objetivos deseados. Los procedimientos, incluidos aquellos para el diseño, la instalación y el mantenimiento de los sistemas de protección catódica, deberán estar preparados e implementados por personas calificadas con capacitación o experiencia en métodos de control de la corrosión o bajo la dirección de estas personas.

(e) La empresa operadora deberá mantener los registros que indican las tuberías protegidas catódicamente, las instalaciones de protección catódica y otras estructuras afectadas por el sistema de protección catódica o que afecten este sistema.

(f) Los registros de pruebas, sondeos, resultados de inspecciones, fugas, etc., que se necesitan para evaluar la eficacia de las medidas del control de la corrosión se

deberán mantener y guardar durante el período que la tubería permanezca en servicio.

860.2 Evaluación de las instalaciones existentes

(a) Se deberán establecer procedimientos para evaluar la necesidad y eficacia de un programa de control de la corrosión. Se deberá tomar la medida correctiva adecuada de acuerdo con las condiciones que se encuentren. Si la extensión de la corrosión redujo la resistencia de una instalación por debajo de su máxima presión de funcionamiento admisible, se deberá reparar, reacondicionar o reemplazar esa parte, o se deberá reducir la presión de funcionamiento, de acuerdo con la resistencia restante de la tubería corroída. En el caso de los gasoductos de acero, la resistencia restante de la tubería corroída se puede determinar según ASME B31G, Manual para determinar la resistencia restante de los gasoductos corroídos.

(b) Se deberán revisar continuamente los registros disponibles como resultado de sondeos de fugas y del trabajo de mantenimiento normal, de acuerdo con los párrafos 852.2 y 852.6 para obtener evidencia de corrosión continua

(c) Se pueden usar métodos de sondeo eléctrico como una indicación de las áreas corrosivas sospechosas en los lugares donde las condiciones de la superficie permitan mediciones suficientemente precisas. Esos sondeos son más eficaces en entornos no urbanos. Los métodos comunes de sondeo eléctrico incluyen los siguientes

- (1) potenciales tubería-suelo
- (2) potenciales de superficie (celda a celda)
- (3) mediciones de resistividad de suelo

(d) Se deberá monitorear la eficacia continua de un sistema de protección catódica de acuerdo con la sección 863.

(e) Siempre que se exponga una instalación enterrada durante las actividades normales de mantenimiento o construcción, se deberá realizar una inspección visual de la condición del recubrimiento, de la superficie de metal o de ambas, si quedan expuestas. La extensión de la corrosión se deberá evaluar de acuerdo con el párrafo 860.2.

(f) Cuando se retira cualquier parte de un gasoducto y la superficie interna queda accesible para la inspección, se la deberá examinar visualmente y evaluar para detectar si hay corrosión interna.

(1) Si se descubre evidencia de corrosión interna, se deberá analizar el gas para determinar los tipos y las concentraciones de agentes corrosivos.

(2) Se deberán analizar los líquidos o sólidos que se extraigan del gasoducto mediante limpieza de tuberías usando chanchos o cerdos (*pigging*), drenaje o limpieza, según sea necesario, para determinar la presencia de materiales corrosivos y evidencia de productos de corrosión.

860.3 Medidas correctivas

(a) Si se encuentra corrosión externa continua que, a menos que se controle, pudiera causar una condición perjudicial para la seguridad del público o empleados mediante la evaluación realizada en el párrafo 860.2(a) o sección 863, se deberán tomar medidas correctivas adecuadas para mitigar más corrosión en el sistema de tubería o segmento. Las medidas correctivas deberán seguir en vigencia mientras se requieran para mantener un sistema que funcione de manera segura. Entre las medidas correctivas adecuadas, se pueden incluir las siguientes:

- (1) disposiciones para la operación adecuada y continua de las instalaciones de protección catódica
- (2) aplicación de recubrimiento protector
- (3) instalación de ánodos galvánicos
- (4) aplicación de corriente impresa
- (5) aislamiento eléctrico
- (6) control de corriente de fuga
- (7) otras medidas eficaces
- (8) cualquier combinación de los puntos anteriores

(b) En los casos en que se determine que la corrosión interna que hay podría afectar la seguridad del público o de los empleados, se deberán aplicar una o más de las siguientes medidas protectoras o correctivas para controlar la corrosión interna perjudicial:

(1) Se deberá aplicar un inhibidor de corrosión eficaz de la manera y en la cantidad correspondiente para proteger todas las partes afectadas de los sistemas de tubería.

(2) Se deberán eliminar los agentes corrosivos mediante métodos reconocidos, como gas ácido o plantas de tratamiento de deshidratación.

(3) Se deberán añadir acoples para extraer agua de puntos bajos, o se deberán colocar tuberías para reducir las capacidades de los sumideros.

(4) En algunas circunstancias, la aplicación de un recubrimiento interno adecuado puede resultar eficaz.

(c) Cuando la experiencia o la prueba indiquen que los métodos de mitigación anteriores no controlarán la corrosión continua a un nivel aceptable, se deberá reacondicionar o reemplazar el segmento y se deberá proteger de manera adecuada.

861 CONTROL DE LA CORROSIÓN EXTERNA PARA GASODUCTOS DE ACERO

861.1 Instalaciones enterradas/sumergidas

Todos los gasoductos de transporte nuevos, tuberías de estaciones de compresión, líneas principales de distribución, líneas de servicio y contenedores tipo botella y tipo tubería instalados según este Código deberán, excepto por lo permitido en el párrafo 862.1.2, estar recubiertos externamente y protegidos catódicamente, a menos que se pueda demostrar mediante prueba o experiencia que los materiales son resistentes a la corrosión en el entorno en que están instalados. Cuando se seleccionen los materiales de recubrimiento, se deberán considerar las condiciones de manipulación, envío, almacenamiento e instalación y los requerimientos de protección catódica y del entorno de servicio. *The Corrosion Data Survey* (Sondeo de datos sobre corrosión), publicado por NACE International, es una fuente de información sobre el desempeño de materiales en entornos corrosivos.

861.1.1 Recubrimientos

(a) La preparación de la superficie debe ser compatible con el recubrimiento que se aplicará. La superficie de la tubería deberá estar libre de materiales perjudiciales, como óxido, escamas, humedad, suciedad, aceites, lacas y barnices. Se deberá inspeccionar la superficie para detectar irregularidades que podrían sobresalir a través del recubrimiento. Se deberán eliminar esas irregularidades. Se puede obtener información adicional en NACE SP0169.

(b) Se deberán seleccionar recubrimientos adecuados, incluidos recubrimientos de junta y parches de campo compatibles, teniendo en cuenta la condición de manipulación, envío, almacenamiento e instalación, absorción de la humedad, temperaturas de funcionamiento del gasoducto, factores ambientales (incluida la naturaleza del suelo en contacto con el recubrimiento), características de adhesión y resistencia dieléctrica.

(c) El recubrimiento se deberá aplicar de manera tal que se garantice una adhesión eficaz a la tubería. Se deberán evitar los vacíos, arrugas, las roturas del revestimiento protector y el atrapamiento del gas.

(d) El recubrimiento se deberá inspeccionar visualmente para detectar defectos antes de bajar la tubería a la zanja. Se deberán inspeccionar los recubrimientos tipo aislante en las líneas principales y en las líneas de transporte para detectar si hay roturas del revestimiento protector mediante el método más adecuado. Se deberán reparar los defectos o daños en el recubrimiento que podrían perjudicar el control eficaz de la corrosión antes de instalar la tubería en la zanja.

(e) Además de las disposiciones de los párrafos 841.2.2(b), 841.2.5(b) y 841.2.5(c), se deberá tener cuidado al manipular, almacenar e instalar el recubrimiento para evitar dañarlo y se deberán seguir medidas como las que se indican a continuación:

(1) Minimice la manipulación de la tubería recubierta. Use los equipos que menos dañen el recubrimiento, por ejemplo, cintas u horquillas en lugar de cables.

(2) Use patines acolchados cuando sea adecuado.

(3) Apile o almacene la tubería de manera tal que minimice el daño en el recubrimiento.

861.1.2 Requerimientos para la protección catódica.

A menos que se pueda demostrar mediante pruebas o por experiencia que no se necesita la protección catódica, todas las instalaciones enterradas o sumergidas con recubrimientos tipo aislante, excepto aquellas instalaciones para una vida de servicio limitada, se deberán proteger catódicamente, siempre que sea posible después de la instalación. Sin embargo, se deberán proteger los reemplazos o extensiones menores según se indica en el párrafo 860.3.

Las instalaciones para una vida de servicio limitada no necesitan protección catódica si se puede demostrar que la instalación no sufrirá corrosión que sea perjudicial para el público o ambiente. Los sistemas de protección catódica deberán estar diseñados para proteger el sistema enterrado o sumergido por completo. Se considera que una instalación está catódicamente protegida cuando cumple con uno o más de los criterios establecidos en el Apéndice obligatorio K.

861.1.3 Aislamiento eléctrico

(a) Todos los sistemas de transporte y distribución recubiertos deberán estar aislados eléctricamente en todas las interconexiones con sistemas extraños, incluidas las líneas de combustible del cliente, excepto en las estructuras de metal subterráneas que están eléctricamente interconectadas y catódicamente protegidas como una unidad. Los gasoductos de acero deberán estar aislados eléctricamente de gasoductos y componentes de hierro fundido, hierro dúctil o metales no ferrosos. Se deberán hacer pruebas eléctricas de los sistemas de transporte y distribución para localizar contactos no intencionales con otras estructuras de metal. Si existen esos contactos, se deberán corregir. Consulte el párrafo 841.1.11(c) para obtener los requerimientos de distancia.

(b) Cuando un gasoducto está paralelo a líneas de transmisión eléctrica aéreas, se deberá hacer lo siguiente

(1) investigar la necesidad de proteger las juntas aislantes en el gasoducto contra voltajes inducidos que son el resultado de fallas a tierras y rayos. Esa protección se puede obtener conectando ánodos galvánicos enterrados a la tubería cerca de las juntas aislantes o conectando el aislante del gasoducto con un descargador o mediante algún otro medio eficaz.

(2) hacer un estudio en colaboración con la empresa de electricidad, teniendo en cuenta los siguientes factores y aplicando medidas de reparación según sea adecuado:

(-a) la necesidad de mitigar los voltajes de CA inducidos o sus efectos en la seguridad del personal

durante la construcción y operación del gasoducto mediante un diseño adecuado para técnicas de unión, protección o conexión a tierra

(-b) la posibilidad de rayos o corrientes con fallas que inducen voltajes suficientes para perforar los recubrimientos de tubería o las tuberías

(-c) posibles efectos adversos en la protección catódica, las comunicaciones u otras instalaciones electrónicas

(-d) los efectos corrosivos de sistemas de alimentación de corriente directa de alto voltaje (HVDC)

(3) obtener información adicional en NACE SP0177 y EPRI EL-3106.

861.1.4 Conexiones eléctricas y puntos de monitoreo

(a) Excepto por los gasoductos en alta mar, se deben instalar puntos de prueba suficientes para demostrar la eficacia del control de la corrosión o la necesidad de protección catódica. (Consulte el Capítulo VIII para obtener las consideraciones especiales para los gasoductos en alta mar).

(b) Se deberá prestar especial atención a la forma de la instalación de los cables eléctricos usados para el control de la corrosión o pruebas para evitar una concentración perjudicial del esfuerzo en el punto de unión de la tubería. Entre los métodos aceptables, se incluyen los siguientes

(1) cables eléctricos conectados directamente en la tubería o mediante el proceso de soldadura aluminotérmica, usando polvo de aluminio y óxido de cobre. El tamaño de la carga de la soldadura aluminotérmica no deberá superar un cartucho de 15 g.

(2) conexión de cables eléctricos directamente en la tubería mediante el uso de soldaduras blandas u otros materiales que no impliquen temperaturas que superen las de las soldaduras blandas.

(c) Todas las tuberías que estén descubiertas para conexiones de cables eléctricos y todos los cables eléctricos al descubierto deberán estar protegidos con material aislante eléctrico compatible con el recubrimiento existente.

861.1.5 Interferencia eléctrica

(a) Los sistemas de protección catódica de corriente impresa deberán estar diseñados, instalados y operados para minimizar los efectos adversos en las estructuras de metal existentes.

(b) Se deberán realizar pruebas en campo para determinar la interferencia eléctrica adversa de estructuras extrañas, incluidas las instalaciones eléctricas de corriente directa. Los efectos se deberán mitigar con medios como uniones de control, protección catódica complementaria, recubrimientos protectores y dispositivos aislantes.

861.1.6 Aislamiento de revestimientos. En la medida de lo posible, se debe evitar el uso de revestimientos de metal desde el punto de vista del control de la corrosión. Sin embargo, se reconoce que con frecuencia se requiere o desea la instalación de revestimientos de metal para

facilitar la construcción, como un método económico para proteger los gasoductos existentes, para brindar protección estructural de cargas pesadas o por impacto, para permitir el reemplazo según lo requiera una agencia del gobierno y el propietario u otorgante de permisos y por otras razones. Cuando se usa el revestimiento de metal, se debe tener cuidado para asegurarse de que el recubrimiento en la tubería portadora no se dañe durante la instalación. La tubería portadora debe estar aislada de los revestimientos de metal y los extremos del revestimiento deben estar sellados con un material duradero para reducir la acumulación de sólidos y líquidos en el espacio anular. Se debe prestar atención en especial a los extremos del revestimiento para evitar un cortocircuito eléctrico debido al movimiento o asentamiento del relleno. Cuando no se logra el aislamiento eléctrico, se deberán tomar medidas para corregir la condición o mitigar la corrosión adentro del revestimiento con protección catódica complementaria o localizada, la instalación de un material inhibido de alta resistividad en el espacio anular u otros medios eficaces.

861.1.7 Interferencia eléctrica

(a) Se deberá mitigar la interferencia eléctrica adversa desde o hacia estructuras extrañas según lo determinan las pruebas de campo.

(b) Las instalaciones para mitigar la interferencia eléctrica se deberán monitorear periódicamente.

861.2 Protección atmosférica de las tuberías sobre la superficie del suelo

861.2.1 Recubrimientos. Las instalaciones expuestas a la atmósfera deberán estar protegidas contra la corrosión externa mediante un revestimiento o una camisa adecuada.

861.2.2 Preparación de la superficie. La superficie que se recubrirá deberá estar libre de materiales perjudiciales, como óxido, escamas, humedad, suciedad, aceites, lacas y barnices. La preparación de la superficie deberá ser compatible con el recubrimiento o la camisa que se aplicará.

861.2.3 Características del recubrimiento. El recubrimiento o la camisa seleccionados deberán tener características que brinden una protección adecuada del entorno. Los recubrimientos y las camisas deberán cubrir por completo la estructura expuesta y se deberán aplicar de acuerdo con las especificaciones establecidas o las recomendaciones del fabricante.

861.2.4 Interfase aire/electrolito. Se deberá considerar de manera especial las superficies cerca de la línea de tierra o en una zona de salpicadura.

861.3 Entornos hostiles

Cuando una investigación o la experiencia indica que el entorno en el que la tubería o el componente se

instalará es sustancialmente corrosivo, se deberán tener en cuenta los siguientes puntos:

- (a) los materiales o la geometría de los componentes deberán estar diseñados para resistir la corrosión perjudicial
- (b) un recubrimiento adecuado
- (c) protección catódica

862 CRITERIOS DE PROTECCIÓN CATÓDICA

862.1 Criterios estándares

Se considera que una instalación está catódicamente protegida cuando cumple con uno o más de los criterios establecidos en el Apéndice obligatorio K.

862.2 Criterios alternativos

No se tiene como fin que la protección catódica se limite a estos criterios si se puede demostrar por otros medios que se alcanzó el control adecuado de la corrosión.

863 OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO DE LOS SISTEMAS DE PROTECCIÓN CATÓDICA

863.1 Inspección de los equipos

Las inspecciones se deberán realizar según lo requerido para mantener una operación continua y eficaz del sistema de protección catódica.

863.2 Medición de la protección catódica

Se deberán realizar pruebas eléctricas periódicamente para determinar que el sistema de tubería esté protegido de acuerdo con los criterios aplicables.

863.3 Frecuencia de las pruebas

El tipo, la frecuencia y el lugar de las inspecciones y pruebas deberán ser los adecuados para establecer con una precisión razonable el grado de protección brindado en el sistema de tuberías. Para determinar la frecuencia, se deben considerar los siguientes elementos, incluidos, entre otros:

- (a) condición de la tubería
- (b) método de protección catódica
- (c) corrosividad del entorno
- (d) probabilidad de la pérdida o interrupción de la protección
- (e) experiencia operativa, incluidas inspecciones e investigaciones de fugas
- (f) vida del diseño de la instalación de la protección catódica
- (g) seguridad del público o de los empleados

863.4 Medida correctiva adecuada

Cuando las pruebas o los sondeos indican que no existe una protección adecuada, se deberá tomar una medida correctiva adecuada.

864 CONTROL DE LA CORROSIÓN INTERNA

864.1 General

Cuando se transporta gas corrosivo, se deberán establecer disposiciones para proteger el sistema de tuberías contra la corrosión perjudicial. Se deberá asumir que el gas que contiene agua libre en las condiciones en las que se transporta es corrosivo, a menos que se compruebe que no es corrosivo mediante pruebas reconocidas o por experiencia.

Se deberán evaluar las medidas de control de la corrosión interna con un programa de inspección y monitoreo, incluidos, entre otros, los siguientes:

(a) El inhibidor y el sistema de inyección del inhibidor se deben verificar periódicamente.

(b) Las probetas de corrosión y los carretes de prueba se deberán extraer y evaluar en intervalos periódicos.

(c) Las sondas de corrosión se deben verificar manualmente en intervalos, o monitorear, registrar o ambos de manera continua o intermitente, para evaluar el control de la corrosión interna del gasoducto.

(d) Se debe mantener y usar un registro de la condición interna de las tuberías, fugas y reparaciones de la corrosión, de las cantidades de gas, líquidos o sólidos y de la corrosividad como base para los cambios en el cronograma de limpieza de tuberías (*pigging*), programa de inhibidores o instalación de tratamiento del gas.

(e) Cuando la tubería está descubierta o en una tubería expuesta en donde se puede anticipar que habrá corrosión interna, medir o monitorear el espesor de la pared de la tubería ayudará a evaluar la corrosión interna.

(f) Cuando las inspecciones, las observaciones o los análisis de registro indican que hay corrosión interna hasta el punto que podría perjudicar la seguridad del público o de los empleados, se deberá reparar o reacondicionar esa parte del sistema y se deberán seguir los pasos adecuados para mitigar esa corrosión interna.

864.2 Diseño de las instalaciones nuevas

Cuando se diseña un sistema de gasoducto nuevo o de reemplazo, o adiciones o modificaciones de sistemas existentes, se deberán considerar medidas para evitar o inhibir la corrosión interna. Para preservar la integridad y eficacia de un gasoducto en el que se sabe o anticipa que se transportará gas corrosivo, se deben incluir los siguientes factores en el diseño y construcción, ya sea por separado o en conjunto.

864.2.1 Uso del recubrimiento protector interno. Cuando se use un recubrimiento interno para proteger un sistema de tubería

(a) el recubrimiento deberá cumplir con las especificaciones de calidad y se deberá establecer el espesor mínimo de la película seca para proteger la instalación de los medios corrosivos involucrados, según el tipo de recubrimiento y los métodos de aplicación

(b) se deberán inspeccionar los recubrimientos aplicados de acuerdo con las especificaciones establecidas o la práctica aceptada

(c) se deberán establecer disposiciones para evitar la corrosión de las juntas, como limpiar o volver a aplicar recubrimiento o usar continuamente un inhibidor adecuado cuando las tuberías recubiertas u otros componentes estén unidos mediante soldadura u otros métodos que dejan el metal principal expuesto

(d) se deben evaluar y elegir los tipos de herramientas de recubrimiento y limpieza de tuberías (*pigging*) que se usarán para evitar dañar el recubrimiento interno si se usan chanchos o cerdos (*pig*) o esferas

864.2.2 Uso del inhibidor de corrosión. Cuando se usa un inhibidor de corrosión como aditivo en las corrientes de gas

(a) el equipo para sostener, transferir e inyectar el inhibidor en la corriente deberá estar incluido en el diseño

(b) la operación del programa de inyección debe ser parte de la planificación

(c) se deberán proporcionar suficientes soportes de probetas de ensayo u otros equipos de monitoreo para que se puedan realizar evaluaciones continuas del programa

(d) el inhibidor de corrosión seleccionado deberá ser de un tipo que no cause deterioro de ningún componente del sistema de tubería

864.2.3 Uso del equipo de limpieza de tuberías (*pigging*). Cuando se planifica un sistema de limpieza de tuberías (*pigging*) de un gasoducto

(a) se deberán proporcionar trampas de raspadores para insertar y retirar chanchos o cerdos (*pigs*), esferas o ambos

(b) las secciones del gasoducto que los chanchos o cerdos o esferas atravesarán deberán estar diseñadas para evitar dañar los chanchos o cerdos, las esferas, las tuberías o los acoples durante las operaciones

(c) la tubería para los chanchos o cerdos o las esferas deberá estar diseñada para guiar la herramienta y los materiales que impulsan de manera eficaz y segura

(d) se deberán establecer disposiciones para la acumulación y la manipulación eficaces de materiales líquidos y sólidos que los chanchos o cerdos o las esferas extraen del gasoducto

864.2.4 Uso de probetas de corrosión. Cuando se usan probetas de corrosión, sondas de corrosión o carretes de prueba

(a) deberán estar instalados en donde sean prácticos en lugares en que exista el mayor potencial de corrosión interna

(b) deben estar diseñados para permitir la pasada de chanchos o cerdos o esferas cuando se instalan en secciones transversales

864.2.5 Endulzamiento o refinación del gas. En el tratamiento del gas para reducir su corrosividad

(a) se pueden instalar separadores o equipos de deshidratación

(b) se debe considerar el equipo para extraer otro material perjudicial del gas

864.2.6 Uso de materiales resistentes a la corrosión.

El material de la tubería y de los otros equipos expuestos a la corriente de gas deben resistir la corrosión interna; por lo tanto,

(a) los materiales seleccionados para la tubería y los acoples deberán ser compatibles con los componentes del gas, los líquidos transportados por el gas y entre ellos. Una fuente de información sobre el desempeño de los materiales en entornos corrosivos es *The Corrosion Data Survey* (Sondeo de datos sobre corrosión), publicado por NACE International.

(b) cuando se usan tuberías y componentes de plástico, no ferrosos o de acero aleado para evitar o controlar la corrosión interna, se deberá haber determinado que los materiales son eficaces en las condiciones encontradas. [Consulte los párrafos 842.5.1(a)(2) y 849.5.1(a)(2) para conocer las limitaciones sobre el cobre].

(c) los efectos de la erosión-corrosión debido a las partículas a alta velocidad en puntos probables de turbulencia e impacto se deben minimizar con el uso de materiales resistentes a la erosión, espesor adicional de la pared, configuración del diseño o flujo y tamaños o dimensiones de la tubería y los acoples.

864.2.7 Consideraciones de alta temperatura. Cuando se transporta gas o mezcla de gas y líquidos o sólidos, que se saben que son corrosivos o se anticipan que lo serán, a temperaturas elevadas, se deberá considerar en especial la identificación y mitigación de la posible corrosión interna. Esas medidas son necesarias porque los índices de reacción de corrosión aumentan con las temperaturas elevadas y no son estables. En la sección 864, se proporcionan las medidas de mitigación y monitoreo adecuadas.

864.2.8 Consideraciones de baja temperatura. Cuando se refrigera la corriente de gas para evitar el descongelamiento del suelo congelado alrededor del gasoducto, normalmente no hay suficiente agua libre en el gas para producir corrosión interna en presencia de contaminantes, como compuestos sulfurosos o CO₂. Sin embargo, si se anticipa que el agua libre o las soluciones de agua/alcohol estarán presentes en el gasoducto junto con los contaminantes potencialmente corrosivos, se deberán tomar medidas correctivas adecuadas según se describen en la sección 864.

865 GASODUCTOS DE ACERO EN ENTORNOS ÁRTICOS

865.1 Consideraciones especiales para entornos árticos

Se debe considerar en especial los requerimientos de control de la corrosión de gasoductos enterrados y otras instalaciones en entornos árticos, en particular en

regiones con permafrost. En los gasoductos en contacto con tierra congelada, el índice de corrosión se reduce debido a la resistividad extremadamente alta del suelo y la baja movilidad iónica, pero no alcanza el cero. Sin embargo, puede haber corrosión significativa en inclusiones descongeladas, permafrost discontinuo o áreas descongeladas como aquellas que puede haber cerca de ríos, lagos, manantiales o secciones de gasoducto en donde la temperatura de la superficie de la tubería es superior al punto de congelamiento del entorno. La protección catódica en áreas de descongelamiento localizado puede ser más difícil debido a la protección de las corrientes de protección catódica por el suelo congelado circundante. Otros efectos perjudiciales pueden ser causados por descongelamientos estacionales que aumentan la actividad biológica y bacteriológica en las áreas sin permafrost o en la "capa activa" arriba del permafrost subyacente.

Las instalaciones de gasoductos en entornos árticos deberán estar recubiertas y protegidas catódicamente de la misma manera que los gasoductos en lugares templados y se deberá dar la misma consideración a la necesidad de protección de corrosión interna y atmosférica, excepto que se indique específicamente en esta sección.

865.1.1 Requerimientos para el recubrimiento externo.

Los recubrimientos para gasoductos en entornos de baja temperatura deberán ser elegidos de acuerdo con los requerimientos particulares de ese entorno. Estos incluyen adherencia, resistencia al agrietamiento o daño durante la manipulación e instalación en temperaturas bajo cero, la aplicación de los recubrimientos de juntas en campo o reparaciones del recubrimiento, la compatibilidad con cualquier protección catódica aplicada y la resistencia a los esfuerzos del terreno debido al levantamiento del suelo por congelación, asentamiento por descongelamiento, cambios de temperatura debido a las estaciones u otros motivos.

865.1.2 Consideraciones de corriente impresa. Los criterios para la protección catódica deberán ser los mismos que para los gasoductos en entornos templados. Dado que generalmente se requieren voltajes de accionamiento superiores en terrenos congelados, el voltaje impreso en el recubrimiento debe ser limitado para que el recubrimiento no esté sujeto al daño debido al sobrevoltaje catódico o a la excesiva densidad de corriente.

(a) Se deberán utilizar instalaciones de corriente impresa en gasoductos en terreno permanentemente congelado, especialmente donde el gas es enfriado para evitar el descongelamiento de la tierra. Tales instalaciones son capaces de proporcionar el voltaje de accionamiento superior necesario para superar la alta resistividad del terreno congelado. Se pueden instalar en estaciones de compresión o en otras instalaciones en las que haya energía disponible y se garantice el acceso para el ajuste y mantenimiento. Los efectos

de las variaciones estacionales en la resistividad del suelo deben ser compensados utilizando rectificadores potenciales constantes o ajustes manuales.

(b) Se deberán instalar capas anódicas de corriente impresa cuando sea posible, a una distancia suficiente desde el gasoducto u otra estructura subterránea para alcanzar la máxima propagación a lo largo del gasoducto y para reducir el potencial pico en el gasoducto.

(c) Se deberán instalar capas anódicas, cuando sea práctico, debajo del nivel del subsuelo congelado o en otros lugares no congelados, como un arroyo o lago, para conseguir una mejor distribución de corriente catódica. Donde se deban instalar ánodos en terreno permanentemente congelado, el volumen del material de relleno anódico debe aumentarse para reducir la resistencia eficaz entre el ánodo y la tierra circundante.

(d) Se deben utilizar instalaciones de corriente impresa usando capas aislantes anódicas profundas o distribuidas para proteger las instalaciones de estaciones enterradas y los pilotes que se utilizaron para sostener instalaciones de plantas sobre la superficie. Los pilotes y cualquier otra instalación metálica adyacente subterránea deben estar interconectados eléctricamente para evitar la interferencia perjudicial.

865.1.3 Consideraciones de ánodos galvánicos. Es posible que se necesiten ánodos galvánicos (empacados o de cinta) en gasoductos en zonas con permafrost, para complementar las instalaciones de corriente impresa en áreas de descongelamiento localizado. Esto brinda protección catódica localizada en esas secciones de la tubería que podrían estar protegidas por la extremadamente alta resistividad del terreno circundante.

865.1.4 Consideraciones de monitoreo. Se debe tener en cuenta la instalación de tramos de medición de corriente calibrada además de los puntos de prueba normales. Estos se deben instalar en intervalos convenientes para evaluar la distribución de corriente a lo largo del gasoducto protegido y los efectos de las corrientes telúricas predominantes en las regiones polares. Estos tramos también proporcionan puntos de contacto para indicios de medición de posible daño en el recubrimiento debido a esfuerzos inducidos por un entorno congelado.

866 GASODUCTOS DE ACERO EN SERVICIO A ALTAS TEMPERATURAS

866.1 Consideraciones especiales para servicio a altas temperaturas

Se debe prestar especial atención a los requerimientos de control de la corrosión de gasoductos y otras instalaciones en servicio a altas temperaturas [por encima de los 150 °F (66 °C)]. Las temperaturas elevadas tienden a disminuir la resistividad de entornos con gasoductos enterrados o sumergidos y a aumentar la reacción de

corrosión electroquímica como resultado de la actividad iónica o molecular. Normalmente, las temperaturas elevadas se producen corriente abajo de las estaciones de compresión o en sistemas de recolección.

866.1.1 Consideraciones de recubrimiento externo.

Los recubrimientos deberán elegirse según los requerimientos particulares de las instalaciones del gasoducto en servicio a altas temperaturas. Estos incluyen resistencia al daño debido a esfuerzos secundarios o del terreno, compatibilidad con cualquier protección catódica aplicada y, especialmente, resistencia a la degradación térmica. En entornos rocosos, se debe considerar el uso de una envoltura externa de protección, material de relleno exclusivo u otras medidas adecuadas para minimizar el daño físico.

866.1.2 Consideraciones de corriente impresa.

Los criterios para la protección catódica deberán ser los mismos que los del servicio a temperatura normal, excepto que se deben reconocer los efectos de los requerimientos de mayor corriente de protección catódica y resistividad disminuida en servicio a temperaturas elevadas o cualquier componente IR de la medición potencial tubería-suelo. Los posibles efectos de despolarización debido al funcionamiento a altas temperaturas también se deberán tener en cuenta.

866.1.3 Consideraciones de ánodos galvánicos.

Se deberá considerar el impacto en el desempeño de los ánodos galvánicos cercanos (especialmente los de tipo brazaletes o cinta) sujetos a temperaturas elevadas, debido a su proximidad con un gasoducto caliente. Las temperaturas más altas tienden a aumentar la salida de corriente y la velocidad de degradación de la mayoría de los materiales anódicos. Algunos materiales anódicos pueden volverse más nobles que el acero a temperaturas superiores a los 140 °F (60 °C) en algunos electrolitos. Los ánodos de zinc que contienen aluminio también son susceptibles a la corrosión intergranular por encima de los 120 °F (49 °C).

867 CORROSIÓN BAJO ESFUERZO Y OTROS FENÓMENOS

Los fenómenos inducidos por el medio ambiente o relacionados con la corrosión, incluidos el agrietamiento por corrosión bajo esfuerzo, la fatiga por corrosión, el agrietamiento por esfuerzo inducido por hidrógeno y la fragilidad por hidrógeno, han sido identificados como causas de fallas en gasoductos. Se han adquirido y reunido cantidades importantes de información y datos sobre esos fenómenos, y la investigación continúa en cuanto a sus causas y prevención. Las empresas operadoras deben estar atentas a la evidencia de tales fenómenos durante todas las inspecciones de la tubería y en otras oportunidades. Cuando se encuentre evidencia de dicha condición, se deberá iniciar un programa de investigación y se deberán tomar las

medidas correctivas según sea necesario. Cualquier evidencia de este tipo debe ser considerada en todas las investigaciones de fallas en gasoductos. Las empresas operadoras deben hacer uso de la tecnología actual en la materia o consultar con expertos informados.

Este párrafo debe limitarse a afirmaciones generales en vez de límites específicos en cuanto a la corrosión bajo esfuerzo. La corrosión bajo esfuerzo es, actualmente, el tema de los programas de investigación y, sin lugar a dudas, habrá más datos específicos disponibles para el diseñador del gasoducto y la empresa operadora en el futuro. Mientras tanto, este Código sugiere que el usuario se remita a la actual tecnología de vanguardia. Los niveles actuales de protección catódica, la calidad de la preparación de la superficie de la tubería y el recubrimiento, las temperaturas de funcionamiento, los niveles de esfuerzo y las condiciones del terreno deberán ser considerados en el diseño y en las operaciones del gasoducto.

868 GASODUCTOS DE HIERRO FUNDIDO, CONFORMADO, DÚCTIL Y OTROS MATERIALES METÁLICOS

868.1 Requerimientos para instalaciones de tuberías de hierro fundido y dúctil expuestas a la atmósfera

La tubería de hierro fundido y dúctil sobre la superficie deberá estar protegida apropiadamente en áreas en las que se pueda producir corrosión atmosférica severa.

868.2 Otros materiales metálicos

Cuando se determine que un componente de metal no ferroso o de aleación ferrosa esté corroído hasta el punto en el que se pueda ver afectada la seguridad del público o los empleados, se deberá reparar de acuerdo con el párrafo 861.3 o reemplazar. El reemplazo deberá cumplir con uno de los siguientes criterios:

(a) Deberá estar construido con otros materiales u otra geometría, o ambos, diseñado para el resto de la vida útil de la instalación principal.

(b) Deberá tener protección catódica o de algún otro tipo.

868.3 Instalación de conexiones eléctricas

(a) Las conexiones eléctricas pueden estar unidas directamente a la tubería de hierro fundido o dúctil por el proceso de soldadura aluminotérmica usando óxido de cobre o polvo de aluminio. El tamaño de la carga de soldadura aluminotérmica no deberá superar un cartucho 32 g.

(b) Todas las tuberías que estén descubiertas para las conexiones de cables de prueba y todos los cables conductores de prueba al descubierto deberán estar protegidos con material aislante eléctrico compatible con el recubrimiento existente.

Capítulo VII

Sección dejada en blanco intencionalmente

El material que anteriormente se mostraba en este capítulo ha sido movido a otros capítulos en este Código.

Este capítulo se ha dejado en blanco intencionalmente y se reserva para usarlo en el futuro.

ASMENORMDOC.COM : Click to view the full PDF of ASME B31.8 (SPANISH) 2016

Capítulo VIII

Transporte de gas en alta mar

A800 TRANSPORTE DE GAS EN ALTA MAR

(16) A801 GENERAL

El Capítulo VIII pertenece solo a los sistemas de transporte de gas en alta mar según se define en el párrafo A802.1. Excepto las secciones A840 a A842, A844 y A847, este Capítulo está organizado para que quede en paralelo con la enumeración y el contenido de los primeros seis capítulos de este Código. Todas las disposiciones vigentes de los Capítulos I a VI de este Código también son requerimientos de este Capítulo, a menos que se modifiquen específicamente aquí. Con las excepciones mencionadas anteriormente, las designaciones de los párrafos siguen las de los primeros seis capítulos con el prefijo "A".

A802 ALCANCE E INTENCIÓN

A802.1 Alcance

Este Capítulo del Código cubre el diseño, los requerimientos de material, la fabricación, la instalación, la inspección, las pruebas y los aspectos de seguridad de funcionamiento y mantenimiento de los sistemas de transporte de gas en alta mar. Para este Capítulo, los sistemas de transporte de gas en alta mar incluyen gasoductos en alta mar, elevadores de gasoductos, estaciones de compresión de gas en alta mar, accesorios de gasoductos, soportes de tuberías, conectores y otros componentes tal como se abordan específicamente en este Código.

A802.2 Intención

La intención de este Capítulo es proporcionar los requerimientos adecuados para el diseño, la instalación y el funcionamiento seguros y confiables de los sistemas de transporte de gas en alta mar. Los requerimientos de este Capítulo complementan los requerimientos del resto de este Código. Por lo tanto, no es intención de este Capítulo incluir todo, y se debe contemplar cualquier consideración especial que no se aborde específicamente.

En este Capítulo no se pretende evitar el desarrollo y la aplicación de nuevos equipos y tecnología. Se fomentan tales actividades, siempre que se cumplan los requerimientos de seguridad y confiabilidad de este Código.

A803 TÉRMINOS Y DEFINICIONES DE TRANSPORTE DE GAS EN ALTA MAR (16)

cargas accidentales: cualquier carga no planificada o combinación de cargas no planificadas generadas por la intervención humana o fenómenos naturales.

incrustación biológica: una acumulación de depósitos. Incluye acumulación y crecimiento de organismos marinos en una superficie metálica sumergida y la acumulación de depósitos (generalmente inorgánicos) en la tubería del intercambiador de calor.

conectores de desconexión: un componente instalado en un gasoducto para permitir que el gasoducto se separe cuando se aplique una carga axial predeterminada en el conector.

pandeo: una condición en la que el gasoducto ha sufrido la suficiente deformación plástica como para causar arrugas permanentes en la pared de la tubería o la excesiva deformación transversal generada por cargas de flexión, axiales, de impacto o de torsión que actúan individualmente o en combinación con la presión hidrostática.

desprendimiento catódico: la pérdida de adherencia entre el recubrimiento y la superficie recubierta causada por productos de una reacción catódica.

pandeo de columna: pandeo de una viga o tubería bajo una carga axial de compresión en la cual las cargas causan una deflexión lateral inestable, también denominado *deformación vertical*.

conectores: cualquier componente, excepto bridas, utilizados para unir mecánicamente dos secciones de una tubería.

desprendimiento: la pérdida de adherencia entre un recubrimiento y el sustrato.

documentado: estar en forma escrita.

presión hidrostática externa: presión que actúa en cualquier superficie externa que se genera por el sumergimiento en el agua.

tubería flexible: tubería que

(a) está fabricada como un compuesto de componentes metálicos y no metálicos

(b) es capaz de permitir grandes deflexiones sin afectar de manera adversa la integridad de la tubería

(c) está pensada para ser una pieza integral del sistema permanente de transporte del producto

La tubería flexible no incluye tuberías de acero metálico, tuberías de plástico, tuberías de plástico reforzado con fibra, mangueras de caucho ni tuberías metálicas forradas con revestimientos o recubrimientos no metálicos.

mecanismos de fractura: un análisis cuantitativo para evaluar la confiabilidad estructural en términos de esfuerzo aplicado, longitud de la grieta, geometría de la probeta y propiedades del material.

soldadura hiperbárica: una soldadura realizada a presión hidrostática ambiente en una cámara sumergida en la cual se ha extraído el agua de las superficies que se soldarán.

espesor mínimo de pared, $t_{\min}$: el espesor nominal de la pared, t (consulte el párrafo 804.5), menos la tolerancia de fabricación de acuerdo con la especificación aplicable de la tubería y menos todos los márgenes de corrosión y erosión. El espesor mínimo de pared se utiliza en las ecuaciones de diseño del párrafo A842.2.2(d).

limpiado a chorro casi blanco: una superficie que, cuando se la ve sin ampliar, no tiene aceite, grasa, polvo, suciedad, escamas de laminación, herrumbre, recubrimiento, óxidos, productos de corrosión y otro material extraño visibles. Las manchas aleatorias se limitan a no más del 5 % del área de superficie de cada unidad [aproximadamente 9.0 in² (58 cm²)] y pueden componerse de sombras claras, rayas leves o pequeñas decoloraciones causadas por manchas de óxido, manchas de escamas de laminación o manchas de recubrimiento aplicado con anterioridad (consulte NACE N.º 2/SSPC-SP 10).

en alta mar: el área más allá de la línea de marea alta habitual a lo largo de la porción de la costa que está en contacto directo con el mar abierto y más allá de la línea que marca el límite del área marítima de las aguas costeras tierra adentro.

elevador de gasoducto en alta mar: la porción vertical o casi vertical de un gasoducto en alta mar entre la tubería de la plataforma y el gasoducto en el lecho marino o por debajo de este, incluida el tramo de una tubería de, al menos, cinco diámetros de tubería más allá del codo, la curvatura o el acople inferior. Debido a la gran variedad de configuraciones, el lugar exacto de transición entre el gasoducto, el elevador de gasoducto y la tubería de la plataforma se debe elegir en cada caso.

sistema de gasoducto en alta mar: todos los componentes de un gasoducto instalado en alta mar para transportar gas que no sea el de la tubería de la instalación de producción. Los buques cisterna o las mangueras que cargan barcasas no se consideran parte del sistema de gasoducto en alta mar.

plataforma en alta mar: cualquier estructura fija o permanentemente anclada hecha por el hombre, o isla artificial ubicada en alta mar.

colapso de tubería: deformación de aplastamiento de la tubería que causa la pérdida de la resistencia en la sección transversal y la forma circular, la cual es causada

por una excesiva presión hidrostática externa que actúa sola.

deformación plástica: una deformación permanente causada por la aplicación de un esfuerzo más allá del límite elástico.

tubería de la plataforma:

(a) En las plataformas en alta mar que producen hidrocarburos, la tubería de la plataforma se compone de todas las tuberías que transportan gas, los accesorios y los componentes entre la instalación de producción y los elevadores del gasoducto en alta mar. Esto incluye cualquier compresor de gas y tubería que no sea parte de la instalación de producción.

(b) En las plataformas en alta mar que no producen hidrocarburos, la tubería de la plataforma se compone de todas las tuberías que transportan gas, los compresores, los accesorios y los componentes entre los elevadores del gasoducto en alta mar.

(c) Debido a la gran variedad de configuraciones, el lugar exacto de transición entre los elevadores del gasoducto en alta mar, la tubería de la plataforma y la instalación de producción se debe elegir en cada caso.

tubería prefabricada: una sección del elevador, tubería de la plataforma o gasoducto submarino que contiene acoples y soldaduras a tope, bridas, o conectores mecánicos y que normalmente se fabrica en tierra y se conecta al sistema del gasoducto durante la instalación. Algunos ejemplos de tubería prefabricada incluyen: desviación del elevador, puente, bucle de expansión, carrete de conexión y elevador prefabricado.

pandeo de propagación: un pandeo que avanza rápidamente a lo largo de un gasoducto causado por el efecto de una presión hidrostática externa en un pandeo formado anteriormente, un colapso local u otra deformación en la sección transversal.

tubo de tiro: un conducto unido a una plataforma en alta mar a través del cual se puede instalar un elevador.

elevador del tubo de tiro: tubería o tuberías del elevador instaladas a través de un tubo de tiro (por ejemplo, tubo en J o tubo en I).

intervalo de retorno: intervalo de tiempo determinado estadísticamente entre eventos sucesivos cuando se igualan o superan las condiciones ambientales de diseño, normalmente calculados como el valor recíproco de la probabilidad anual de ocurrencia del evento.

elevador: consulte *elevador del gasoducto en alta mar*.

batimetría del lecho marino: se refiere a las profundidades del agua a lo largo del trayecto del gasoducto.

licuefacción del suelo: un estado del suelo, normalmente causado por una carga cíclica dinámica (por ejemplo, terremoto, olas), donde la resistencia al corte efectivo en el suelo se reduce de manera que el suelo presenta las propiedades de un líquido.

ensamblaje especial: una sección del gasoducto submarino que contiene componentes del gasoducto como:

supresor de fractura o pandeo, plataforma en línea, ensamblaje en línea submarina, colector de extremo del gasoducto, terminación de extremo del gasoducto, ensamblaje de válvula en línea, ensamblaje de válvula lateral o colector submarino, y que normalmente se fabrica en tierra y se conecta en el sistema del gasoducto durante la instalación.

zona de salpicadura: el área del elevador del gasoducto u otros componentes del gasoducto que tiene intervalos húmedos y secos debido a la acción de las mareas y olas.

elevador catenario de acero (SCR): una extensión en forma de catenaria de un gasoducto submarino que se fija a una plataforma fija o flotante en alta mar.

puerta de arrastre: una estructura que se fija a la parte inferior de las redes de pesca comerciales y se arrastra a lo largo del lecho marino.

formación de vórtices: la formación periódica de vórtices en el fluido y los patrones de flujo turbulento resultantes corriente abajo de un tramo de gasoducto que puede introducir fuerzas dinámicas en el gasoducto.

recubrimiento de lastrado: cualquier recubrimiento aplicado en el gasoducto para aumentar la gravedad específica del gasoducto.

A811 CALIFICACIÓN DE MATERIALES Y EQUIPOS

No se deberán utilizar tuberías de plástico, tuberías de plástico con refuerzo no metálico, tuberías de hierro fundido ni tuberías de hierro dúctil para transportar gas natural.

A814 ESPECIFICACIONES DE MATERIALES

A814.1 Tubería en conformidad con las normas y especificaciones mencionadas

A814.1.1 Tubería de acero. Se deberá utilizar la tubería de línea de acero con un factor de junta longitudinal de 1.00 de la Tabla 841.1.7-1.

A814.3 Recubrimiento de lastrado

Los materiales de recubrimiento de lastrado de concreto (cemento, agregado, acero reforzado) deberán cumplir o superar los requerimientos de las normas ASTM aplicables.

A814.4 Tubería flexible

La tubería flexible deberá estar fabricada con materiales que cumplan con los requerimientos de las normas ASTM o ASME aplicables.

A814.5 Otros requerimientos

Además de los requerimientos incluidos en las normas de referencia, se pueden tener en cuenta ciertos otros requisitos para tuberías y otros componentes utilizados en alta mar, según la profundidad del agua, la temperatura de agua, la presión interna, la

composición del producto, la temperatura del producto, el método de instalación o las condiciones de carga. Las consideraciones pueden incluir una o más de las siguientes opciones:

- (a) tolerancia del espesor de pared
- (b) tolerancia del diámetro exterior
- (c) ovalización
- (d) límite de fluencia y resistencia a la tracción máximos y mínimos
- (e) equivalente máximo del carbono
- (f) tenacidad a la fractura
- (g) dureza
- (h) prueba hidrostática de la tubería en fábrica y otras pruebas mecánicas

A817 CONDICIONES PARA LA REUTILIZACIÓN Y RECALIFICACIÓN DE LA TUBERÍA

A817.1 Reutilización de la tubería de acero

La tubería usada se puede reutilizar, con las siguientes condiciones:

- (a) La tubería cumple con las consideraciones de diseño de las secciones A841, A842 y A843.
- (b) La tubería cumple con los requerimientos de pruebas de la sección A847.
- (c) La tubería deberá ser inspeccionada según lo dispuesto en el párrafo 817.1.3 para identificar defectos que afecten la capacidad de servicio de la tubería. Si se identifican defectos, estos deberán ser eliminados o reparados.

No se deberá utilizar tubería de línea sin identificar para gasoductos submarinos.

A817.4 Recalificación de sistemas de gasoducto

Un sistema de gasoducto que anteriormente se utilizó para servicio de transporte de gas puede recalificarse, conforme a las siguientes condiciones:

- (a) El sistema de gasoducto cumple con las consideraciones de diseño de las secciones A841, A842 y A843.
- (b) El sistema de gasoducto cumple con los requerimientos de pruebas hidrostáticas de los párrafos A847.1 a A847.6. Además, si se mueve el sistema de gasoducto, también deberá cumplir con las pruebas para el requerimiento de pandeo del párrafo A847.7.

A820 SOLDADURA DE GASODUCTOS EN ALTA MAR

A821 GENERAL

A821.1 Requerimientos generales

Esta sección está relacionada con la soldadura de materiales de acero al carbono que se utiliza en un gasoducto en el entorno de alta mar. La soldadura cubierta se puede realizar en condiciones atmosféricas o hiperbáricas.

A821.2 Procesos de soldadura

La soldadura puede llevarse a cabo mediante cualquier proceso o combinación de procesos que produzcan soldaduras que cumplan con los requerimientos de calificación de procedimientos de este Código y se puede inspeccionar con medios convencionales.

A821.3 Procedimiento de soldadura

(a) Antes de realizar la soldadura atmosférica de cualquier tubería, componente de tubería o equipo relacionado, se deberán escribir las especificaciones del procedimiento de soldadura y el procedimiento deberá estar calificado. El procedimiento aprobado deberá incluir todos los detalles aplicables enumerados en API 1104.

(b) Antes de realizar la soldadura hiperbárica de cualquier tubería, componente de tubería o equipo relacionado, se deberán escribir las especificaciones del procedimiento de soldadura y el procedimiento deberá estar calificado. El procedimiento aprobado deberá incluir todos los detalles aplicables enumerados en API 1104 y AWS D3.6.

(c) Cada soldador u operador de soldadura deberá estar calificado para el procedimiento establecido antes de llevar a cabo la soldadura de cualquier tubería, componente de tubería u otro equipo relacionado que se instale de acuerdo con este Código.

(d) Las calificaciones del procedimiento de soldadura así como también las calificaciones del soldador o del operador de soldadura son válidas solo dentro de los límites especificados del procedimiento de soldadura. Si se hacen cambios en algunos detalles, llamados "variables esenciales" o "cambios esenciales", se requiere calificación adicional. Las variables esenciales de API 1104 deberán prevalecer en cuestiones que no estén afectadas por el entorno submarino y AWS D3.6 deberá prevalecer sobre los cambios esenciales relacionados con el entorno de soldadura submarina y las condiciones de trabajo.

A823 CALIFICACIÓN DE PROCEDIMIENTOS Y SOLDADORES

La calificación de los procedimientos y soldadores deberá hacerse de acuerdo con los requerimientos del párrafo 823, excepto los párrafos 823.1 y 823.2 que no se aplican en alta mar.

(a) Los procedimientos de soldadura y los soldadores que realizan soldaduras atmosféricas de acuerdo con esta sección deberán estar calificados según API 1104, excepto que en las aplicaciones en las que el diseño, los materiales, la fabricación, la inspección, y las pruebas estén de acuerdo con el Código BPV, Sección VIII, se deberán calificar los procedimientos de soldadura y los soldadores según el Código BPV, Sección IX.

(b) Los procedimientos de soldadura y los soldadores que realizan soldaduras hiperbáricas de acuerdo con esta

sección deberán estar calificados según las disposiciones de prueba de API 1104 tal como se complementa con AWS D3.6, Especificación para soldadura submarina para soldaduras tipo "O".

A825 ALIVIO DE ESFUERZOS

Los requerimientos de alivio de esfuerzos pueden obviarse, independientemente del espesor de pared, siempre que se pueda demostrar que se ha desarrollado un procedimiento de soldadura satisfactorio sin el uso de tratamiento térmico posterior a la soldadura. Tal demostración se deberá realizar en los materiales y las condiciones que simulen, tanto como se pueda, la soldadura de producción real. Se deberán tomar medidas de las propiedades de dureza, tenacidad y tracción de la soldadura en la zona afectada por el calor. No se requerirá el alivio de esfuerzos si

(a) las medidas indican que las propiedades metalúrgicas y mecánicas están dentro de los límites especificados para los materiales y el servicio propuesto.

(b) se realiza un análisis de ingeniería para garantizar que las propiedades mecánicas de la soldadura y los esfuerzos residuales sin tratamiento térmico posterior a la soldadura sean satisfactorios para el servicio propuesto. En algunos casos, es posible que se requieran mediciones de los esfuerzos residuales.

A826 INSPECCIÓN DE SOLDADURAS

A826.2 Inspección y pruebas de control de calidad de soldaduras en sistemas de tuberías

A826.2.1 Alcance del examen. Cien por ciento de la cantidad total de soldaduras en campo en gasoductos y componentes de gasoductos en alta mar, que están sujetos a cargas por la presión interna del gasoducto, deberá ser inspeccionada mediante pruebas no destructivas, si es posible, pero en ningún caso se deberá inspeccionar menos del 90 % de tales soldaduras. La inspección deberá abarcar el 100 % de la longitud de dichas soldaduras inspeccionadas.

A826.2.2 Norma de aceptabilidad. Todas las soldaduras que se inspeccionen deben cumplir con las normas de aceptabilidad de API 1104 o el Código BPV, Sección III, según corresponda para el servicio de la soldadura, o se deben reparar adecuadamente y volver a inspeccionar o eliminar.

A826.2.3 Límites alternativos de aceptación de fallas. En el caso de soldaduras circunferenciales en un gasoducto, los límites alternativos de aceptación de fallas se deben establecer según los análisis de los mecanismos de fractura y los criterios de adecuación al propósito como se describe en API 1104. Dichas normas de aceptación alternativas deberán estar respaldadas por los análisis de esfuerzo apropiados, los requerimientos de prueba del procedimiento de soldadura complementarios y los

exámenes no destructivos más allá de los requerimientos mínimos especificados en el presente documento. La precisión de las técnicas no destructivas para la medición de la profundidad de la falla deberá ser verificada con suficientes datos para establecer probabilidades para el margen de error de inspección propuesto.

A830 COMPONENTES Y DETALLES DE FABRICACIÓN DEL SISTEMA DE TUBERÍAS

A830.1 General

El objetivo de los párrafos A831 a A835 es proporcionar un conjunto de criterios para los componentes del sistema que se utilizarán en una aplicación en alta mar.

A831 COMPONENTES DEL SISTEMA DE TUBERÍAS

No se deberá utilizar hierro fundido ni hierro dúctil en bridas, acoples ni componentes del cuerpo de la válvula.

Todos los componentes del sistema para las aplicaciones en alta mar deberán ser capaces de resistir de manera segura las mismas cargas que la tubería en el tramo en el que están incluidos, excepto las "conexiones débiles" (por ejemplo, conectores de desconexión) diseñadas en un sistema para fallar bajo cargas específicas. Se debe considerar minimizar las concentraciones de esfuerzo.

Los componentes del sistema que no están específicamente cubiertos en el párrafo 831 deberán ser validados en cuanto a su adecuación mediante

(a) pruebas de prototipos a escala completa documentadas de los componentes o ensamblajes

(b) un historial del uso exitoso de estos componentes o ensamblajes especiales producidos por el mismo método de diseño. Se debe tener cuidado en cualquier aplicación nueva de diseños existentes para garantizar la adecuación para el servicio propuesto.

A831.1 Válvulas y dispositivos de reducción de presión

A831.1.1 Válvulas. Además de las normas para válvulas enumeradas en el párrafo 831.1.1(a), se pueden utilizar las siguientes especificaciones:

Especificación

API 6DSS/ISO 14728 Especificación para válvulas de gasoductos submarinos

Especificación API 17D Diseño y funcionamiento de los sistemas de producción submarinos: equipos de cabezal de pozo y árboles de conexiones

A832 EXPANSIÓN Y FLEXIBILIDAD

Los cálculos de expansión y contracción térmica deberán tener en cuenta el diferencial de temperatura entre la temperatura del material durante las operaciones y la temperatura del material durante la instalación.

A834 SOPORTES Y ANCLAJE PARA TUBERÍAS EXPUESTAS

No se deberá soldar directamente en el gasoducto ninguna unión que no sea un miembro envolvente (consulte el párrafo A842.2.7).

A835 ANCLAJE PARA TUBERÍAS ENTERRADAS

Los cálculos de expansión y contracción térmica deberán tener en cuenta los efectos del material de relleno totalmente saturado en la restricción del suelo.

Cuando una tubería sumergida se colocará en una zona de falla conocida o en un área propensa a terremotos, donde las nuevas fallas son una posibilidad, se deberá tener en cuenta la necesidad de flexibilidad en el sistema de gasoducto y sus componentes para minimizar la posibilidad de daño debido a la actividad sísmica.

Los requerimientos del párrafo 835.5(c) para conexiones de cabezales y ramales no se aplican a los sistemas de tuberías sumergidos en alta mar. Un medio apropiado para evitar esfuerzos indeseables en conexiones de tuberías sumergidas en alta mar es proporcionar la flexibilidad adecuada en las conexiones de ramales en el lecho marino.

A840 DISEÑO, INSTALACIÓN Y PRUEBAS

A840.1 Disposiciones generales

El diseño, la instalación y las pruebas de los sistemas de transporte de gas en alta mar deberán realizarse de acuerdo con el Capítulo IV según las modificaciones específicas de las disposiciones del Capítulo VIII. Además, todas las disposiciones del Capítulo IV que dependen de la Clase de ubicación no se aplican a los sistemas de transmisión de gas en alta mar, excepto por los gasoductos en alta mar que se acercan a áreas de la línea de la costa que deberán diseñarse y probarse adicionalmente de acuerdo con las disposiciones de la Clase de ubicación según se determina en el párrafo A840.2.

A840.2 Aproximaciones a la línea de la costa

Las tuberías en alta mar que se acerquen a áreas de la línea de la costa deberán diseñarse y probarse adicionalmente de acuerdo con las disposiciones de la Clase de ubicación según se determina en la sección 840, excepto que

(a) como alternativa, las tuberías en alta mar en las Clases de ubicación 3 y 4 pueden ser probadas hidrostáticamente a una presión no inferior a 1.25 veces la máxima presión de funcionamiento, siempre que se cumplan las disposiciones de la sección A826

(b) para las tuberías en alta mar, las disposiciones de la sección A847 reemplazan el párrafo 841.3.2

A841 CONSIDERACIONES DE DISEÑO

A841.1 Condiciones de diseño

Una cantidad de parámetros físicos, en adelante denominados condiciones de diseño, rigen el diseño del sistema de tuberías en alta mar de manera que cumple con los requerimientos de instalación y operación, y los requerimientos posteriores a la instalación. Algunos de los factores que pueden afectar la seguridad y confiabilidad de una tubería y un elevador en alta mar incluyen

- (a) olas
- (b) corriente
- (c) suelos marinos
- (d) viento
- (e) hielo
- (f) actividad sísmica
- (g) movimiento de la plataforma
- (h) temperatura
- (i) presión
- (j) profundidad del agua
- (k) asentamiento del soporte
- (l) cargas accidentales
- (m) envíos comerciales
- (n) actividades de pesca/pesca de camarones

El diseño de las tuberías en alta mar a menudo está controlado por consideraciones de instalación en vez de consideraciones de carga de operación.

Se puede obtener información adicional sobre las consideraciones de diseño en API RP 1111, párrafo 4.1.

A841.2 Consideraciones de diseño de instalación

El diseño de un sistema de tubería en alta mar adecuado para la instalación y el desarrollo seguros de los procedimientos de construcción de la tubería en alta mar deberá basarse en la consideración de los parámetros enumerados en los párrafos A841.2.1 a A841.2.5. Se deberán tener en cuenta estos parámetros, siempre que sean importantes para el sistema propuesto y que sean aplicables al método de instalación que se esté considerando.

A841.2.1 Peso. Se deberá tener en cuenta el efecto de los pesos de la tubería o del ensamblaje del gasoducto (en el aire y sumergido) en los esfuerzos y las deformaciones de instalación. También se deberá considerar la variabilidad debido a las tolerancias de fabricación del recubrimiento de lastrado y la absorción del agua.

A841.2.2 Perfil. Se deberán tener en cuenta las variaciones en la profundidad del agua a lo largo del trayecto del gasoducto. Se deberá incluir el efecto de las mareas para los lugares en los que tales variaciones sean una parte importante de la profundidad del agua. Se deberán tener en cuenta las pendientes, obstrucciones o irregularidades del fondo que afecten los esfuerzos de instalación.

A841.2.3 Cargas ambientales. Las fuerzas ambientales locales, incluidas las provocadas por el viento, las olas, las corrientes, el hielo, la actividad sísmica y otros fenómenos naturales, están sujetas a un cambio radical en áreas en alta mar. Se deben tener en cuenta estos posibles cambios durante el diseño de instalación y la planificación de contingencia.

A841.2.4 Cargas impuestas por los movimientos de los equipos de construcción y embarcaciones. Se deberán tener en cuenta las limitaciones y las características funcionales del equipo de instalación en el diseño de instalación.

Se deberán tener en cuenta los movimientos de embarcaciones si se espera que generen esfuerzos en la tubería o suficiente daño en la tubería o el recubrimiento para afectar la capacidad de servicio del gasoducto.

A841.2.5 Suelos del fondo. Se deberán tener en cuenta las características del suelo cuando se desarrollen los procedimientos de instalación para lo siguiente:

- (a) instalación del elevador en tubos de tiro
- (b) disposición de curvas horizontales en el trayecto del gasoducto
- (c) remolques del gasoducto en el fondo
- (d) excavación de zanjas y relleno

A841.3 Consideraciones de diseño operativo

A841.3.1 Clasificaciones de carga. Todas las piezas del sistema de gasoducto y elevador en alta mar deberán estar diseñadas para las combinaciones más críticas de cargas ambientales de diseño y funcionamiento, que actúan en simultáneo, a las que puede estar sujeto el sistema. Las cargas de diseño de viento, olas y corrientes deben basarse en un intervalo de retorno de diseño que no sea inferior a cinco veces la vida útil del diseño del gasoducto o 100 años, lo que sea menor.

Si la filosofía de funcionamiento del gasoducto es tal que las operaciones con cargas operativas completas se mantendrán durante tormentas de diseño, el sistema deberá diseñarse para la acción simultánea de las cargas ambientales de diseño y funcionamiento.

Si la filosofía de funcionamiento es tal que las operaciones se reducirán o interrumpirán durante condiciones de tormenta de diseño, el sistema deberá diseñarse para

- (a) las cargas operativas completas más las máximas cargas ambientales coincidentes
- (b) las cargas ambientales de diseño más las cargas operativas reducidas apropiadas

Se deberá tener en cuenta la direccionalidad de las olas, los vientos y las corrientes para determinar la combinación más crítica esperada de las cargas anteriores.

A841.3.2 Cargas operativas. Las cargas operativas que deberán tenerse en cuenta son las fuerzas impuestas en el sistema de gasoducto en condiciones ambientales

estáticas (es decir, excluyendo viento, olas, corriente y otras cargas dinámicas).

Las cargas que deben tenerse en cuenta como cargas operativas incluyen

(a) peso del tramo de tubería que no tiene soporte, incluido (según corresponda) el peso de

- (1) la tubería
- (2) los recubrimientos y el agua absorbida
- (3) las uniones a la tubería
- (4) los contenidos transportados

(b) la presión interna y externa

(c) la expansión y contracción térmica

(d) la flotabilidad

(e) el preesfuerzo (exclusivo de configuraciones de tubería restringidas estructuralmente, como en una curvatura del elevador del tubo de tiro)

(f) cargas estáticas inducidas por el suelo (por ejemplo, recubrimiento). Los efectos del preesfuerzo, como curvaturas permanentes inducidas por la instalación, se deben tener en cuenta cuando afectan la capacidad de servicio del gasoducto.

Se puede obtener información adicional sobre cargas operativas en API RP 1111, párrafo 4.1.4.

A841.3.3 Cargas ambientales de diseño. Las cargas que se deben considerar en esta categoría incluyen, según corresponda, las que surgen debido a

(a) olas

(b) corriente

(c) viento

(d) eventos sísmicos

(e) cargas accidentales (por ejemplo, puertas de arrastre y anclajes)

(f) cargas dinámicas inducidas por el suelo (por ejemplo, aludes y licuefacción)

(g) cargas de hielo (por ejemplo, peso, impactos flotantes y derrubio)

A842 CONSIDERACIONES DE RESISTENCIA

Los análisis de diseño e instalación se deberán basar en métodos de ingeniería aceptados, resistencia del material y condiciones de diseño aplicables.

A842.1 Consideración de resistencia durante la instalación

Las siguientes subsecciones definen los requerimientos mínimos de seguridad contra fallas debido a la deformación o al pandeo durante todas las fases de instalación del sistema de gasoducto (es decir, manipulación, disposición, excavación de zanjas, etc., y en las pruebas).

A842.1.1 Pandeo. El gasoducto debe estar diseñado e instalado de manera que se evite el pandeo durante la instalación. El diseño y los procedimientos para la instalación deben tener en cuenta el efecto de la presión hidrostática externa, el momento de flexión, las cargas axiales y de torsión y la ovalización de la tubería. También

se debe tener en cuenta el fenómeno de propagación del pandeo.

Se puede obtener información adicional sobre el cálculo de esfuerzos de pandeo debido a la presión externa y de flexión en API RP 1111, párrafo 4.3.2.2.

A842.1.2 Colapso. El espesor de la pared de la tubería deberá estar diseñado para resistir el colapso debido a la presión hidrostática externa. Las consideraciones deberán incluir los efectos de las tolerancias de fábrica en el espesor de pared, la ovalización y cualquier otro factor aplicable.

Se puede obtener información adicional sobre el diseño para evitar el colapso en API RP 1111, párrafo 4.3.2.1.

A842.1.3 Esfuerzo longitudinal admisible. El esfuerzo longitudinal máximo debido a cargas de flexión y axiales durante la instalación deberá estar limitado a un valor que evite el pandeo de la tubería y no afecte la capacidad de servicio del gasoducto instalado.

Se puede obtener información adicional sobre el diseño de carga longitudinal en API RP 1111, párrafo 4.3.1.1.

A842.1.4 Deformaciones admisibles. En vez de los criterios de esfuerzo del párrafo A842.1.3, se puede utilizar un límite de deformación de instalación. La deformación longitudinal máxima debido a cargas de flexión y axiales durante la instalación deberá estar limitada a un valor que evite el pandeo de la tubería y no afecte la capacidad de servicio del gasoducto instalado.

A842.1.5 Fatiga durante la instalación. En cuenta en el diseño, se deberán tener en cuenta las fluctuaciones anticipadas de esfuerzos de suficiente magnitud y frecuencia para inducir una fatiga importante.

A842.1.6 Ensamblajes especiales. La instalación de gasoductos con ensamblajes especiales está sujeta a los mismos requerimientos establecidos en los párrafos A842.1.1 a A842.1.5. (16)

A842.1.7 Esfuerzos residuales. El sistema de gasoducto normalmente deberá instalarse de manera que se minimicen los esfuerzos residuales. La excepción deberá hacerse cuando el diseñador planifique deliberadamente los esfuerzos residuales (por ejemplo, la elasticidad en frío para compensar la expansión térmica de los elevadores y elevadores del tubo de tiro). Cuando los esfuerzos residuales sean importantes, se los debe tener en cuenta en el diseño operativo del sistema de gasoducto (consulte el párrafo A842.2).

A842.1.8 Tubería flexible. Las cargas máximas recomendadas por los fabricantes y el radio mínimo de curvatura deberán cumplirse durante la instalación. La tubería flexible deberá diseñarse o seleccionarse para evitar el colapso debido a los efectos combinados de la presión externa, las fuerzas axiales y la curvatura. Los procedimientos de instalación deberán diseñarse para evitar el pandeo (consulte API RP 17B).

A842.2 Consideraciones de resistencia durante las operaciones**A842.2.1 Criterios operativos y de diseño**

(a) *Modos de falla.* Los gasoductos y los elevadores deberán estar diseñados contra los siguientes modos posibles de falla, según corresponda:

- (1) deformación excesiva
- (2) pandeo
- (3) falla por fatiga
- (4) fractura dúctil
- (5) fractura frágil
- (6) pérdida de estabilidad en el lugar
- (7) fractura que se propaga
- (8) corrosión
- (9) colapso

(b) *Otras consideraciones.* Además, deberán considerarse los impactos debido a lo siguiente:

- (1) objetos extraños
- (2) anclajes
- (3) puertas de arrastre
- (4) embarcaciones, quillas de hielo, etc.

- (16) **A842.2.2 Diseño contra deformaciones.** Los gasoductos y los elevadores deberán diseñarse para evitar las deformaciones de acuerdo con este párrafo. Los valores permitidos y los cálculos de esfuerzo combinados de los párrafos 833.2 a 833.6 se reemplazan por las disposiciones de los párrafos (b), (c) y (d) a continuación (consulte también la Tabla A842.2.2-1):

(a) *Esfuerzo circunferencial.* Para los gasoductos, los elevadores y las tuberías de plataformas, el esfuerzo circunferencial de tensión debido a la diferencia entre las presiones internas y externas no deberá superar el valor que se indica a continuación. S_h puede calcularse por cualquiera de los siguientes métodos:

NOTA: La convención de signos es tal que la tensión se representa con valores positivos y la compresión, con negativos.

$$S_h \leq F_1 S_T \quad (1)$$

(Unidades del sistema de medidas de los Estados Unidos)

$$S_h = (P_i - P_e) \frac{D}{2t} \quad (2)$$

(Unidades del sistema internacional de medidas)

$$\left[S_h = (P_i - P_e) \frac{D - t}{2000t} \right] \quad (3)$$

o

(Unidades del sistema de medidas de los Estados Unidos)

$$S_h = (P_i - P_e) \frac{D - t}{2t} \quad (4)$$

Tabla A842.2.2-1 Factores de diseño para gasoductos en alta mar, tuberías de plataformas y elevadores de gasoductos (16)

Ubicación	Esfuerzo circunferencial, F_1	Esfuerzo longitudinal, F_2	Esfuerzo combinado, F_3
Gasoducto	0.72	0.80	0.90
Tuberías de plataforma y elevadores	0.50	0.80	0.90 [Nota (1)]

NOTA:

- (1) El espesor de la pared que se usa en el cálculo del esfuerzo combinado para la tubería de la plataforma y los elevadores se deberá basar en el espesor de pared mínimo, $t_{\min.}$

(Unidades del sistema internacional de medidas)

$$\left[S_h = (P_i - P_e) \frac{D - t}{2000t} \right] \quad (5)$$

donde

D = diámetro externo nominal de la tubería, in (mm)

F_1 = factor de diseño de esfuerzo circunferencial de la Tabla A842.2.2-1

P_e = presión externa, psig (kPa)

P_i = presión de diseño interna, psig (kPa)

S = límite de fluencia mínimo especificado, psi (MPa)

S_h = esfuerzo circunferencial, psi (MPa)

T = factor de reducción de la temperatura de la Tabla 841.1.8-1

t = espesor nominal de la pared, in (mm)

NOTA: Se recomienda que se utilicen las ecuaciones (2) o (3) para D/t mayor o igual que 30 y que se utilicen las ecuaciones (4) o (5) para D/t menor que 30.

Se puede obtener información adicional sobre el diseño de presión en API RP 1111, párrafos 4.3.1 y 4.3.2.

(b) *Esfuerzo longitudinal.* Para los gasoductos, los elevadores y las tuberías de plataformas, el esfuerzo longitudinal no deberá superar los valores obtenidos mediante la ecuación:

$$|S_L| \leq F_2 S$$

donde

A = área de sección transversal del material de la tubería utilizando t , in² (mm²)

F_2 = factor de diseño de esfuerzo longitudinal de la Tabla A842.2.2-1

F_a = fuerza axial, lb (N)

i_i = el factor de intensificación de esfuerzos en el plano del Apéndice obligatorio E

i_o = el factor de intensificación de esfuerzos fuera del plano del Apéndice obligatorio E

M_i = el momento de flexión en el plano, lb-in (N·m)

M_o = el momento de flexión fuera del plano, lb-in (N·m)

S = límite de fluencia mínimo especificado, psi (MPa)

S_a = esfuerzo axial, psi (tensión = positivo; compresión = negativo) (MPa)
 $= F_a/A$

S_h = esfuerzo de flexión resultante, psi (MPa)
 $= [(i_i M_i)^2 + (i_o M_o)^2]^{1/2}/z$

$S_{L\text{máx.}}$ = esfuerzo longitudinal máximo, psi (tensión = positivo; compresión = negativo) (MPa)
 $= S_a + S_b$ o $S_a - S_b$, la ecuación que tenga como resultado el valor de esfuerzo más alto

t = espesor nominal de la pared, in (mm)

z = módulo de sección de la tubería utilizando t , in³ (cm³)

$||$ = valor absoluto

Se puede obtener información adicional sobre el diseño de carga longitudinal en API RP 1111, párrafo 4.3.1.1.

(c) *Esfuerzo combinado para gasoductos.* El esfuerzo combinado no deberá superar el valor determinado por la ecuación de esfuerzo de corte máximo (esfuerzo combinado de Tresca):

$$2 \left[\left(\frac{S_L - S_h}{2} \right)^2 + S_t^2 \right]^{1/2} \leq F_3 S$$

donde

A = área de sección transversal del material de la tubería utilizando t , in² (mm²)

F_3 = factor de diseño de esfuerzo combinado de la Tabla A842.2.2-1

F_a = fuerza axial, lb (N)

i_i = el factor de intensificación de esfuerzos en el plano del Apéndice obligatorio E

i_o = el factor de intensificación de esfuerzos fuera del plano del Apéndice obligatorio E

M_i = el momento de flexión en el plano, lb-in (N·m)

M_o = el momento de flexión fuera del plano, lb-in (N·m)

M_t = el momento de torsión, lb-in (N·m)

S = límite de fluencia mínimo especificado, psi (MPa)

S_a = esfuerzo axial, psi (tensión = positivo; compresión = negativo) (MPa)
 $= F_a/A$

S_h = esfuerzo de flexión resultante, psi (MPa)
 $= [(i_i M_i)^2 + (i_o M_o)^2]^{1/2}/z$

S_h = esfuerzo circunferencial usando t , psi (MPa)

S_L = esfuerzo longitudinal, psi (tensión = positivo; compresión = negativo) (MPa)
 $= S_a + S_b$ o $S_a - S_b$, la ecuación que tenga como resultado el valor de esfuerzo combinado más alto

S_t = esfuerzo de torsión, psi (MPa)

$= M_t/2z$

t = espesor nominal de la pared, in (mm)

z = módulo de sección de la tubería utilizando t , in³ (cm³)

De manera alternativa, puede utilizarse la teoría de la máxima energía de distorsión (esfuerzo combinado de Von Mises) para limitar los valores de esfuerzo combinado. En consecuencia, el esfuerzo combinado no deberá superar los valores determinados según la ecuación:

$$(S_h^2 - S_L S_h + S_L^2 + 3S_t^2)^{1/2} \leq F_3 S$$

(d) *Esfuerzo combinado para elevadores y tuberías de plataformas.* El esfuerzo combinado no deberá superar el valor determinado por la ecuación de esfuerzo de corte máximo (esfuerzo combinado de Tresca):

$$2 \left[\left(\frac{S_L(mwt) - S_h(mwt)}{2} \right)^2 + S_t(mwt)^2 \right]^{1/2} \leq F_3 S$$

donde

$A_{(mwt)}$ = área de sección transversal del material de la tubería utilizando $t_{\text{mín.}}$, in² (mm²)

F_3 = factor de diseño de esfuerzo combinado de la Tabla A842.2.2-1

F_a = fuerza axial, lb (N)

i_i = el factor de intensificación de esfuerzos en el plano del Apéndice obligatorio E

i_o = el factor de intensificación de esfuerzos fuera del plano del Apéndice obligatorio E

M_i = el momento de flexión en el plano, lb-in (N·m)

M_o = el momento de flexión fuera del plano, lb-in (N·m)

M_t = el momento de torsión, lb-in (N·m)

S = límite de fluencia mínimo especificado, psi (MPa)

$S_a(mwt)$ = esfuerzo axial, psi (tensión = positivo; compresión = negativo) (MPa)
 $= F_a/A_{(mwt)}$

$S_b(mwt)$ = esfuerzo de flexión resultante, psi (MPa)
 $= [(i_i M_i)^2 + (i_o M_o)^2]^{1/2}/z_{(mwt)}$

$S_h(mwt)$ = esfuerzo circunferencial usando $t_{\text{mín.}}$, psi (MPa)

$S_L(mwt)$ = esfuerzo longitudinal, psi (tensión = positivo; compresión = negativo) (MPa)

$= S_a(mwt) + S_b(mwt)$ o $S_a(mwt) - S_b(mwt)$, la ecuación que tenga como resultado el valor de esfuerzo combinado más alto

$S_t(mwt)$ = esfuerzo de torsión, psi (MPa)

$= M_t/2z_{(mwt)}$

$t_{\text{mín.}}$ = espesor de pared mínimo, in (mm)

$z_{(mwt)}$ = módulo de sección de la tubería utilizando $t_{\text{mín.}}$, in³ (cm³)

De manera alternativa, puede utilizarse la teoría de la máxima energía de distorsión (esfuerzo combinado de Von Mises) para limitar los valores de esfuerzo combinado. En consecuencia, el esfuerzo combinado

no deberá superar los valores determinados según la ecuación:

$$(S_{h(mvt)}^2 - S_{L(mvt)}S_{h(mvt)} + S_{L(mvt)}^2 + 3S_{t(mvt)}^2)^{1/2} \leq F_3S$$

A842.2.3 Diseño alternativo contra la deformación.

En situaciones en las que el gasoducto experimente un desplazamiento no cíclico predecible de su soporte (por ejemplo, movimiento de fallas a lo largo del trayecto del gasoducto o subsidencia diferencial a lo largo de la línea) o combas de la tubería antes del contacto con el soporte, los límites de esfuerzo longitudinales y combinados no deben usarse como criterios de seguridad contra las deformaciones excesivas, siempre y cuando las consecuencias de la deformación no sean perjudiciales para la integridad del gasoducto. La deformación longitudinal máxima permisible depende de la ductilidad del material, toda deformación plástica experimentada previamente y el comportamiento de pandeo de la tubería. En los casos en los que se anticipen deformaciones plásticas, deben considerarse la excentricidad de la tubería, la ovalización de la tubería y la capacidad de la soldadura para soportar dichas deformaciones sin efectos perjudiciales. De manera similar, los mismos criterios pueden aplicarse a la tubería durante la construcción (por ejemplo, elevadores de tubo de tiro o elevadores con zapata de flexión).

A842.2.4 Diseño contra pandeo y ovalización.

Durante el diseño, debe considerarse la prevención del pandeo del gasoducto y del elevador durante la operación. Los distintos modos de pandeo que son posibles incluyen los siguientes:

- (a) pandeo local de la pared de la tubería
- (b) pandeo por propagación posterior a un pandeo local
- (c) pandeo de columna

Se puede obtener información adicional para determinar las tendencias de pandeo en API RP 1111, párrafos 4.3.2.2 y 4.3.2.3, y Anexo D.

A842.2.5 Diseño contra la fatiga. En el diseño, deben considerarse las fluctuaciones de esfuerzos de suficiente magnitud y frecuencia como para inducir una fatiga importante.

Las cargas que pueden afectar la fatiga incluyen las siguientes:

- (a) vibración de la tubería, como la inducida por la formación de vórtices
- (b) acción de las olas

Los tramos de tuberías y elevadores deberán diseñarse de manera tal que se prevengan las vibraciones resonantes inducidas por vórtices, siempre que sea práctico. Cuando esto no sea práctico, los esfuerzos totales resultantes deberán ser menores que los límites permisibles indicados en el párrafo A842.2.2, y deberán ser tales que no generen una falla por fatiga durante la vida útil del diseño del gasoducto.

Se puede obtener información adicional para el análisis de la fatiga en API RP 1111, párrafo 4.5.

A842.2.6 Diseño contra la fractura. Los materiales utilizados para los gasoductos que transportan gas o mezclas de gas y líquido a altas presiones deben tener una resistencia razonablemente alta a la propagación de fracturas para las condiciones de diseño o deberán utilizarse otros métodos para limitar la magnitud de una fractura.

A842.2.7 Diseño de abrazaderas y soportes. Las abrazaderas y los soportes se deberán diseñar de manera tal que permitan una transferencia uniforme de cargas desde el gasoducto o elevador hasta la estructura de soporte sin que se produzcan esfuerzos altamente localizados debido a concentraciones de esfuerzos. Cuando los miembros deben soldarse a la tubería, deberán envolver la tubería y estar soldados a la tubería mediante una soldadura envolvente completa. El soporte deberá conectarse al miembro envolvente y no a la tubería.

Se deberán realizar pruebas no destructivas en todas las soldaduras de la tubería. Las abrazaderas y los soportes deberán diseñarse de acuerdo con los requerimientos de API RP 2A-WSD, Sección 3.

El diseño de abrazaderas y soportes deberá considerar los efectos corrosivos de las fisuras y los espacios que retienen humedad y los metales galvánicamente disímiles.

A842.2.8 Diseño de conectores y bridas. Los conectores y las bridas deberán ser tales que permitan una transferencia uniforme de cargas sin esfuerzos altos localizados ni deformación excesiva de la tubería conectada.

Los conectores y las bridas deberán tener un nivel de seguridad contra fallas por deformación y fallas por fatiga que sea comparable con el del gasoducto o el elevador conectados.

A842.2.9 Diseño de protectores de elevadores de gasoductos estructurales. En los casos en los que se instalen elevadores de gasoductos en ubicaciones sujetas al impacto del tránsito marítimo, se deberán instalar dispositivos protectores en la zona sujeta a daños para proteger la tubería y el recubrimiento.

A842.2.10 Diseño y protección de ensamblajes especiales. (16) Para el diseño de las conexiones y los ensamblajes especiales se deberán considerar los efectos y las fuerzas adicionales impuestos por un entorno submarino. Dichas consideraciones especiales incluyen corrientes de tormenta de diseño y el potencial de movimiento del lecho marino en sedimentos blandos, licuefacción del suelo, corrosión potencialmente mayor, expansión y contracción térmica y esfuerzos debido a los procedimientos de instalación. En áreas de pesca activa, puede haber medidas de protección adecuadas para conexiones y ensamblajes especiales.

A842.2.11 Diseño de la tubería flexible. Debido a su conformación con materiales compuestos, el comportamiento mecánico de las tuberías flexibles es significativamente diferente con respecto al de las tuberías de acero. Se pueden utilizar tuberías flexibles para gasoductos en alta mar si los resultados de las pruebas o los cálculos confirman que las tuberías pueden soportar con seguridad las cargas consideradas en los párrafos A841.3.2 y A841.3.3. Para seleccionar una tubería flexible, se debe considerar su naturaleza permeable. La posibilidad de implosión en las condiciones combinadas de alta presión, alta temperatura y despresurización muy rápida debe investigarse para los casos donde se espere este tipo de condiciones. La selección de la tubería flexible deberá llevarse a cabo de acuerdo con API RP 17B y la especificación API 17J.

A843 ESTACIONES DE COMPRESIÓN

A843.1 Diseño de las estaciones de compresión

Los requerimientos de este párrafo reconocen las limitaciones de espacio y las condiciones de diseño únicas que se imponen al diseñar instalaciones de compresión en alta mar y, por lo tanto, solo se relacionan con instalaciones de compresión en alta mar. La intención de esta sección es, además, concientizar al diseñador sobre la seguridad del personal durante el diseño y la operación de instalaciones de compresión en alta mar.

A843.1.1 Ubicación de instalaciones de compresión.

Las instalaciones de compresión ubicadas en plataformas deben diseñarse para facilitar el libre movimiento de equipos de extinción de incendios u otros equipos de emergencia.

A843.1.2 Recintos. Todos los recintos ubicados en una plataforma en alta mar deberán construirse con material no combustible o de combustión limitada, según se define en NFPA 220, Capítulo 2. El diseño de los recintos de las plataformas en alta mar deberá considerar las condiciones de carga que se definen en el párrafo A841.3.

A843.1.3 Salidas. Se deberá proporcionar un mínimo de dos salidas para cada nivel en funcionamiento de un edificio de compresión. Cualquier pasillo elevado, incluidas las pasarelas de motores que se encuentren a más de 10 ft (3 m) por encima de la cubierta, también deberá contar con dos salidas. La distancia máxima desde cualquier punto en el interior de un edificio de compresión y una salida no deberá superar los 75 ft (23 m). Las salidas de los recintos no deberán estar obstruidas, deberán estar ubicadas de manera tal que proporcionen una ruta de escape conveniente y deberán proporcionar un pasaje continuo y sin obstrucciones hacia un lugar seguro. Las puertas de las salidas que se ubiquen en paredes exteriores deberán abrirse hacia afuera y deberán estar equipadas con pestillos que

puedan abrirse con facilidad desde el interior sin usar una llave.

A843.1.5 Análisis de riesgos para estaciones de compresión en alta mar. Se deberá llevar a cabo un análisis de riesgos para estaciones de compresión en alta mar de acuerdo con API RP 14J para satisfacer los requerimientos de API RP 14C.

A843.2 Instalaciones eléctricas

Todo el equipo y el cableado eléctrico instalados en plataformas de compresión en alta mar deberán cumplir con los requerimientos de la norma NFPA 70, si el equipo disponible en el mercado lo permite.

Las instalaciones eléctricas en ubicaciones peligrosas en alta mar, según lo definido en NFPA 70, Capítulo 5, Artículo 500, y que permanecerán en funcionamiento durante el apagado de emergencia de la estación de compresión, según lo dispuesto en el párrafo A843.3.3(a), deberán estar diseñadas de acuerdo con los requerimientos de NFPA 70, para la Clase I, División I.

Las pautas de API RP 14F deben considerarse para el diseño de instalaciones eléctricas.

A843.3 Equipos de las estaciones de compresión

A843.3.3 Dispositivos de seguridad

(a) *Instalaciones de apagado de emergencia.* Todos los equipos de compresión de gas deberán proporcionarse con un sistema de apagado de emergencia que bloquee el gas que ingresa y sale de la estación de compresión. El funcionamiento del sistema de apagado de emergencia provocará el apagado de todos los equipos de compresión de gas y de todos los equipos alimentados por gas, y desenergizará las instalaciones eléctricas del edificio de compresión, excepto por aquellas que proporcionen iluminación de emergencia para protección del personal y aquellas que sean necesarias para la protección del equipo. El sistema de apagado de emergencia deberá ser operable desde, como mínimo, dos ubicaciones en cada nivel de la cubierta; es decir, si una instalación de plataforma en alta mar tiene más de una cubierta claramente definida, cada una de ellas deberá tener, como mínimo, dos ubicaciones de apagado. La tubería de purga deberá extenderse hasta una ubicación en la que la descarga del gas no pueda crear un peligro para las instalaciones de la plataforma. Se deberán considerar los posibles líquidos arrastrados, los vientos predominantes y la ubicación de las habitaciones de la tripulación, si estas forman parte de las instalaciones de la plataforma. En condiciones con un gran arrastre de líquidos y malas condiciones de vientos, deberá considerarse una estructura separada para las instalaciones de purga.

A843.3.4 Requerimientos limitadores de presión para instalaciones de compresión en alta mar

(c) *Venteo.* Las válvulas de alivio de presión deberán contar con venteos hacia la atmósfera de manera tal que no se creen riesgos. Las líneas de venteo, los

cabezales comunes y las líneas de purga de plataformas deberán tener la capacidad suficiente como para que no interfieran con el funcionamiento del dispositivo de alivio.

A844 ESTABILIDAD EN EL FONDO

El diseño del gasoducto para la estabilidad lateral y vertical se rige por la batimetría del fondo marino, las características del suelo y los eventos hidrodinámicos, sísmicos y de comportamiento del suelo que tengan una probabilidad significativa de ocurrencia durante la vida útil del sistema. Las condiciones de diseño que deben considerarse se proporcionan en las siguientes subsecciones.

El sistema de gasoducto deberá diseñarse para evitar movimientos verticales y horizontales o deberá diseñarse para que cualquier movimiento se limite a valores que no causen que se exceda la resistencia de diseño (consulte la sección A842).

Los factores típicos que deben considerarse en el diseño de la estabilidad incluyen los siguientes:

- (a) fuerzas de las olas y corrientes
- (b) derrubio y emersión
- (c) licuefacción
- (d) desplazamiento de taludes

La estabilidad puede obtenerse a través de medios como, entre otros, el peso sumergido de la tubería, la instalación en zanjas por debajo del nivel del suelo y el anclaje.

Cuando se calculan las fuerzas hidrodinámicas, debe tenerse en cuenta la varianza espacial de las fuerzas de olas a lo largo del gasoducto.

Se puede obtener información adicional sobre la estabilidad hidrostática en API RP 1111, párrafo 4.4.2.

A844.1 Condiciones de tormenta de diseño

Las condiciones de olas y corrientes de diseño para porciones de un gasoducto que no se colocará en zanjas deberá basarse en una tormenta con un intervalo de retorno mínimo que no sea inferior a cinco veces la vida útil del diseño o 100 años, lo que sea menor. Las porciones del sistema de gasoducto que se colocará en una zanja deberán diseñarse para condiciones de olas y corrientes basadas en una evaluación prudente del período de exposición de la tubería. Debe utilizarse la combinación más desfavorable prevista de condiciones de olas y corrientes. Las condiciones máximas de olas y corrientes no necesariamente ocurren de manera simultánea. La selección de la condición más desfavorable deberá tener en cuenta el tiempo de ocurrencia de la ola y la dirección y magnitud de la corriente.

A844.2 Estabilidad contra olas y corrientes

A844.2.1 Peso sumergido. El peso sumergido de la tubería puede diseñarse (por ejemplo, usando recubrimiento de lastrado) para resistir o limitar los movimientos a valores aceptables. Las fuerzas

hidrodinámicas deberán basarse en los valores de olas y corrientes para la condición de tormenta de diseño para la ubicación específica.

Deberá considerarse la direccionalidad y la concurrencia de las olas y las corrientes.

A844.2.2 Suelos del fondo. Los factores de interacción tubería-suelo que se utilizan deberán ser representativos de las condiciones del fondo en el lugar.

A844.2.3 Instalación en zanjas. El gasoducto y sus accesorios pueden instalarse en zanjas por debajo de la superficie del fondo para proporcionar estabilidad. El gasoducto debe estar diseñado para su estabilidad frente a olas y corrientes antes de la instalación en zanjas. Sin embargo, dicha estabilidad solo debe basarse en las condiciones ambientales esperadas durante el período de exposición de la tubería.

A844.2.4 Rellenado. El relleno u otras cubiertas protectoras, cuando sea necesario, deberán lograrse mediante el uso de materiales y procedimientos que eviten daños en el gasoducto y sus recubrimientos.

A844.2.5 Anclaje. Puede utilizarse anclaje en lugar del peso sumergido, o ambos, para mantener la estabilidad. Los anclajes deberán diseñarse para soportar las cargas laterales y verticales esperadas de la condición de tormenta de diseño. Los anclajes deberán estar espaciados de tal manera que eviten esfuerzos excesivos en las secciones de la tubería entre los anclajes. El sistema de anclaje y la tubería adyacente deberán diseñarse para evitar que el derrubio y la emersión resultante generen un esfuerzo excesivo sobre la tubería. Deberá considerarse el efecto de los anclajes en el sistema de protección catódica.

A844.3 Aproximaciones a las costas

Las tuberías en la zona de aproximación a la costa deberán estar instaladas en zanjas o en perforaciones a la profundidad necesaria para evitar el derrubio, la emersión o los problemas de estabilidad que afecten la integridad y el funcionamiento seguro del gasoducto durante su vida útil de servicio anticipada. La variación estacional en el espesor de los sedimentos del fondo marino cerca de la costa y la erosión de la orilla durante la vida útil de servicio del gasoducto deberán tenerse en cuenta.

A844.4 Desplazamiento de taludes

El gasoducto deberá diseñarse considerando el desplazamiento de taludes en zonas donde se conozca o se anticipe la ocurrencia de este evento, como zonas de aludes y áreas de depresión sísmica. El período de exposición de diseño no deberá ser menor que la vida útil esperada del gasoducto. Si no es práctico diseñar el sistema de gasoducto para que sobreviva este evento, el gasoducto deberá diseñarse para una rotura controlada con válvulas de retención para evitar la purga del gasoducto.

A844.5 Licuefacción del suelo

El diseño para contrarrestar los efectos de la licuefacción deberá aplicarse en áreas donde se conozca o se espere la ocurrencia de este evento. La licuefacción del suelo, en general, ocurre como resultado de sobrepresiones de olas cíclicas o por la carga sísmica de suelos susceptibles. La gravedad específica aparente del gasoducto deberá diseñarse para garantizar la estabilidad tanto horizontal como vertical o deberán seleccionarse métodos alternativos para este fin.

Las condiciones de diseño sísmicas que se utilizan para predecir la ocurrencia de licuefacción del fondo o desplazamiento de taludes deberán tener el mismo intervalo de recurrencia que el que se utiliza para los cálculos de resistencia de diseño operativo para el gasoducto. La ocurrencia de licuefacción de suelo debido a sobrepresiones de olas deberá basarse en un intervalo de retorno de tormenta no menor que no sea inferior a cinco veces la vida útil del diseño o 100 años, lo que sea menor.

A846 VÁLVULAS

Las líneas de transmisión en alta mar deberán estar equipadas con válvulas u otros componentes para cortar el flujo de gas hacia una plataforma en alta mar en caso de emergencia.

Las válvulas de bloqueo deberán estar en una ubicación accesible y protegidas contra daños y alteraciones. Si hay una válvula de purga involucrada, deberá ubicarse en un lugar donde el gas pueda purgarse hacia la atmósfera sin riesgo indebido.

Se deberán proporcionar válvulas de purga de manera tal que cada sección del gasoducto entre válvulas de la línea principal pueda purgarse. Los tamaños y las capacidades de las conexiones para purgar la línea deberán ser tales que, en condiciones de emergencia, pueda purgarse la sección de la línea tan rápido como sea factible.

A847 PRUEBAS

A847.1 Disposiciones generales

Todos los gasoductos en alta mar deberán probarse después de la instalación y antes del funcionamiento de acuerdo con las disposiciones de esta sección.

A847.2 Presión de prueba

El sistema de gasoducto instalado (incluidos todos los elevadores catenarios de acero [SCR] hasta el punto del colgador) deberá someterse a una prueba hidrostática utilizando, al menos, 1.25 veces la máxima presión de funcionamiento admisible. Las tuberías de plataformas en alta mar y los elevadores de gasoductos en alta mar que no sean SCR deberán probarse con una presión igual, al menos, a 1.5 veces la máxima presión de funcionamiento admisible, ya sea antes o después de la instalación.

Las porciones prefabricadas de tuberías de plataformas que se hayan probado previamente a 1.5 veces la máxima presión de funcionamiento admisible no necesitan probarse después de la instalación si todos los elementos están unidos mediante conectores, bridas o soldaduras que se hayan inspeccionado radiográficamente.

PRECAUCIÓN: Cuando se utilice una presión externa, P_e , mayor que cero en la fórmula de esfuerzo circunferencial del párrafo A842.2.2(a), existe una posible combinación de condiciones en las que el límite de fluencia de la tubería pudiera ser superado durante la prueba hidrostática. Por lo tanto, el esfuerzo circunferencial y el esfuerzo combinado deberán verificarse para confirmar que se encuentren dentro de los límites previsibles para evitar la deformación de la tubería; para ello, se deberán considerar las presiones internas y externas al determinar la presión máxima de la prueba hidrostática.

A847.3 Medio de prueba

El medio de prueba para todos los gasoductos en alta mar será el agua. Debe considerarse el uso de aditivos para mitigar los efectos de la corrosión, la incrustación biológica y el congelamiento. Estos aditivos deben ser adecuados para los métodos de eliminación del medio de prueba.

En las áreas del ártico donde el congelamiento del agua es un riesgo, se permite el uso de aire, gas inerte o glicol. Las tuberías de compresión y gas de plataformas pueden probarse con gas inerte.

A847.4 Procedimiento de prueba

La prueba de presión hidrostática deberá llevarse a cabo de acuerdo con un procedimiento especificado que deberá, como mínimo, considerar lo siguiente:

(a) la realización de la prueba después de la instalación y antes del funcionamiento inicial del sistema de gasoducto, excepto en la medida dispuesta en el párrafo A847.2.

(b) la inclusión de porciones prefabricadas y preprobadas de elevadores de gasoductos en alta mar en la prueba hidrostática del sistema de gasoducto, siempre que sea práctico.

(c) el mantenimiento de la prueba y el registro de resultados del gasoducto y los ensamblajes durante un mínimo de ocho horas continuas a la presión especificada o a una presión mayor. Todas las variaciones de la presión de prueba deberán registrarse. La duración de la prueba de tuberías prefabricadas puede ser de 2 h.

(d) una nueva prueba si, durante el tiempo de realización, se produce una ruptura o una fuga peligrosa que anule la validez de la prueba. La nueva prueba deberá comenzar una vez que se realicen las reparaciones.

A847.5 Registros

Durante la vida útil de cada gasoducto, la empresa operadora deberá mantener en sus archivos los registros que muestran el tipo de fluido de prueba, el procedimiento de prueba, la presión de prueba y la duración de la prueba.

A847.6 Conexiones

Se reconoce que puede no ser posible someter a una prueba hidrostática la conexión entre dos secciones de prueba. Puede eximirse la prueba de presión de soldaduras de conexión si dicha soldadura se inspecciona a través de un método radiográfico u otros métodos de PND aplicables.

A847.7 Pruebas en busca de pandeos

Las pruebas en busca de pandeos, abolladuras y otras restricciones del diámetro deberán realizarse después de la instalación. La prueba deberá llevarse a cabo pasando un dispositivo de detección de deformaciones a lo largo de la sección de la tubería o mediante otros métodos capaces de detectar un cambio del diámetro de la tubería. Una tubería que tenga una deformación excesiva que afecte la capacidad de servicio de las instalaciones del gasoducto deberá repararse o reemplazarse. También deberá considerarse la reparación de la ovalidad excesiva que pudiera interferir con las operaciones de limpieza de tuberías o las inspecciones internas.

A850 PROCEDIMIENTOS DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO QUE AFECTAN LA SEGURIDAD DE LAS INSTALACIONES DE TRANSPORTE DE GAS

A850.1 General

Todas las disposiciones del Capítulo V, que dependen de la Clase de ubicación, no se aplican a los sistemas de transmisión de gas en alta mar, excepto por los gasoductos en alta mar que se acercan a áreas de la línea de la costa que deberán operarse y mantenerse también de manera consistente con las disposiciones de la Clase de ubicación según se determina en la sección 840.

A850.3 Características esenciales del plan de operación y mantenimiento

El plan que se proporciona en el párrafo 850.2(a) deberá incluir

- (a) planes e instrucciones detalladas para los empleados que cubran los procedimientos de operación y mantenimiento para las instalaciones de gas durante las operaciones normales y reparaciones
- (b) ítems recomendados para incluir en el plan para clases específicas de instalaciones que se mencionan en los párrafos A851.2 y A851.4, y en la sección A860
- (c) planes para prestar atención en particular a aquellas partes de las instalaciones que presentan el mayor peligro para el público y el ambiente en caso de una emergencia o debido a los requerimientos de construcción o mantenimiento extraordinarios
- (d) disposiciones sobre inspecciones periódicas a lo largo del trayecto de gasoductos existentes

A850.4 Características esenciales del plan de emergencia

A850.4.3 Enlace. Cada empresa operadora deberá establecer y mantener un enlace con las entidades de bomberos en alta mar disponibles (ya sean públicas o privadas) que pudieran designarse para un área en alta mar particular.

A850.4.4 Programa de educación. Se deberá establecer un programa de educación para permitir que los productores y el público en general que operan en el área de alta mar reconozcan y denuncien una emergencia de gas a las autoridades correspondientes. El programa de educación establecido en virtud de esta sección debe estar diseñado para el tipo de operación del gasoducto y el entorno que el gasoducto atraviesa, y se debe realizar en cada idioma que hable la comunidad en donde se brinda el servicio. Los operadores de sistemas de transporte deben comunicar sus programas a las personas, los contratistas o a otras personas que trabajen normalmente en el área de alta mar en cuestión. Los programas de los operadores en la misma área deben estar coordinados para dirigir correctamente los informes de emergencia y evitar inconsistencias.

A850.7 Efectos de las voladuras

Cada empresa operadora deberá establecer procedimientos para la protección de las instalaciones en las cercanías de las actividades de voladuras. La empresa operadora deberá

(a) localizar y marcar su gasoducto cuando los explosivos se deban detonar dentro de las distancias como se especifica en los planes de la empresa. Se debe considerar el marcado de distancias de voladura mínimas de los gasoductos según el tipo de operación de voladura.

(b) determinar la necesidad y extensión de la observación o el monitoreo de las actividades de voladura según la proximidad de la voladura, considerando los materiales de la tubería, las condiciones de funcionamiento, el tamaño de la carga y las condiciones del suelo. Se deberá considerar lo siguiente:

- (1) el efecto de las ondas de choque de la voladura en el gasoducto
- (2) la realización de una detección de después de la finalización del programa de voladuras

A851 MANTENIMIENTO DE GASODUCTOS**A851.2 Patrullaje de gasoductos**

Cada empresa operadora deberá mantener un programa de patrullaje de gasoductos periódico para observar las condiciones en el derecho de vía del gasoducto y los lugares adyacentes a este, indicios de fugas, actividades de construcción además de aquellas realizadas por la empresa y cualquier otro factor que afecte la seguridad y el funcionamiento del gasoducto. Estas inspecciones deberán realizarse con

tanta frecuencia como sea necesario para mantener la integridad del gasoducto. Se deberán mantener registros de estas inspecciones durante la vida útil de las instalaciones. Las disposiciones de los párrafos 851.2, 851.2.1 y 851.2.2 no se aplican a este Capítulo.

A851.4 Procedimientos de reparación hiperbáricos y sobre el agua para gasoductos de acero

Todos los procedimientos de reparación hiperbáricos y sobre el agua para gasoductos de acero deberán cumplir con los requerimientos del párrafo 851.4.

A851.4.5 Procedimientos de reparación debajo del agua en alta mar para gasoductos de acero. Los gasoductos en alta mar sumergidos pueden repararse mediante el reemplazo de la sección dañada o mediante el uso de una camisa partida de envoltura completa de un diseño adecuado instalada sobre el daño. Las secciones de reemplazo y las camisas partidas deberán asegurarse mediante soldadura hiperbárica o con atmósfera seca, o mediante dispositivos mecánicos. Las reparaciones deberán inspeccionarse visualmente en busca de fugas después de volver a colocarse en servicio.

Todos los procedimientos de reparación debajo del agua deberán cumplir con las disposiciones del párrafo 851.4.

Las reparaciones deben llevarse a cabo bajo la supervisión calificada de personal capacitado que esté concientizado y familiarizado con el plan de mantenimiento y las condiciones de funcionamiento del gasoducto, los requerimientos de seguridad de la empresa y los riesgos para la seguridad pública y el ambiente.

Las operaciones de evacuación y reparación no deberán tener como resultado cargas o deformaciones impuestas que pudieran afectar la integridad de los materiales, el peso o el recubrimiento de la tubería.

El uso de equipos subsuperficiales equipados con cortadores, eyectores, chorros o sistemas de succión de aire deberán controlarse y monitorearse cuidadosamente para evitar dañar el gasoducto, el recubrimiento externo o el sistema de protección catódica. Cuando se eleva o sostiene la tubería durante las reparaciones, la curvatura del codo vertical superior y el codo ascendente de una tubería deben controlarse y mantenerse dentro de ciertos límites para minimizar el daño del recubrimiento de la tubería, el esfuerzo excesivo, las abolladuras o los pandeos durante la operación de reparación, y el equipo de elevación debe seleccionarse adecuadamente.

Las cargas de las olas y las corrientes deben considerarse al determinar los esfuerzos totales impuestos y las cargas cíclicas para las reparaciones superficiales y subsuperficiales.

El personal que trabaja en reparaciones de tuberías debe comprender la necesidad de una planificación cuidadosa del trabajo, recibir un informe sobre los procedimientos que deben seguirse para lograr las

reparaciones y seguir los procedimientos y las medidas de precaución necesarios.

Cuando se repara la tubería, el recubrimiento dañado también debe repararse. Los componentes y las tuberías de reemplazo deben protegerse contra la corrosión.

A851.4.6 Reparación de tuberías flexibles en alta mar. Si la operabilidad de la tubería flexible se viera afectada (es decir, hubiera un daño estructural importante), la tubería deberá repararse mediante el reemplazo de la sección dañada. En el caso de abrasiones y cortes superficiales en el recubrimiento protector que no expongan los miembros que soportan la carga a una corrosión potencial, la reparación deberá llevarse a cabo de la manera recomendada por el fabricante.

A851.7 Carteles o señales de gasoductos

No se requieren carteles o señales permanentes para gasoductos en alta mar; sin embargo, deben colocarse señales adecuadas en las plataformas para funcionar como advertencia de área de riesgo. En los casos que sea adecuado, las señales deben mostrar la identificación de la empresa operadora y los procedimientos de comunicación de emergencia.

A854 CLASE DE UBICACIÓN

No existen Clases de ubicación en funcionamiento en alta mar.

A860 CONTROL DE LA CORROSIÓN DE GASODUCTOS EN ALTA MAR

A860.1 Alcance

Dado que los gasoductos en alta mar no pueden inspeccionarse fácilmente después de la instalación y existe la posibilidad de que se produzcan daños en el sistema de recubrimiento, se debe considerar de manera especial la selección, el diseño y la aplicación de los recubrimientos de control de la corrosión, el sistema de protección catódica y otros elementos de diseño anticorrosión.

A860.2 Evaluación de las instalaciones existentes

(a) *Monitoreo.* La empresa operadora deberá confiar en el monitoreo, la investigación, las inspecciones y las medidas correctivas para controlar la corrosión. Dichas actividades deberán llevarse a cabo a intervalos periódicos suficientes como para garantizar que se mantenga un control adecuado de la corrosión. En los casos en los que se determine que la corrosión que se está produciendo pueda resultar perjudicial para la seguridad pública o de los empleados, las instalaciones deberán repararse o reemplazarse, y deberán aplicarse o aumentarse las medidas de control de la corrosión.

(e) *Examen en caso de exposición*

(1) Cuando un gasoducto se eleva por encima de la superficie del agua para su mantenimiento o reparación,

la empresa operadora deberá realizar inspecciones visuales en busca de evidencias de deterioro del recubrimiento, corrosión externa y, en los casos que fuera posible, la condición de cualquier ánodo expuesto. Si se detecta corrosión excesiva, deberá emprenderse una acción correctiva según sea necesario.

(2) Si se llevan a cabo reparaciones debajo del agua, se deberán realizar inspecciones en busca de evidencias de corrosión externa o deterioro del recubrimiento, y deberán tomarse medidas correctivas para mantener la protección contra la corrosión del gasoducto.

A861 CONTROL DE LA CORROSIÓN EXTERNA

A861.1 Instalaciones sumergidas

Todas las tuberías de acero, las válvulas y los acoples relacionados deberán tener recubrimiento externo y protección catódica. Todas las tuberías y los componentes que se encuentren sobre el agua deberán protegerse contra las condiciones particularmente corrosivas de la atmósfera y el mojado y secado cíclicos.

A861.1.1 Recubrimientos

(a) *Diseño del recubrimiento.* El diseño de los sistemas de recubrimiento para la instalación en alta mar debe reflejar el tipo de entorno en el que se instalará el sistema. La selección del recubrimiento protector debe basarse en lo siguiente:

- (1) baja absorción de agua
- (2) compatibilidad con el tipo de protección catódica que se aplicará en el sistema
- (3) compatibilidad con la temperatura de funcionamiento del sistema
- (4) ductilidad suficiente para minimizar el agrietamiento perjudicial
- (5) tenacidad suficiente para soportar el daño durante la instalación
- (6) resistencia al deterioro futuro en un entorno sumergido
- (7) facilidad de reparación

(b) *limpieza y preparación de la superficie.* Es posible que existan requerimientos adicionales de limpieza y preparación de la superficie, como un acabado de metal prácticamente blanco y un patrón de anclaje para proporcionar una unión correcta para todos los recubrimientos de película fina con base de epoxi. Las soldaduras deberán inspeccionarse en busca de irregularidades que pudieran sobresalir a través del recubrimiento de la tubería y se deberán eliminar las irregularidades.

(c) *Aplicación e inspección.* El recubrimiento debe aplicarse en condiciones controladas y tener una alta resistencia al desprendimiento. Se puede obtener información adicional en NACE SP0169. Se deberá utilizar un detector de roturas del revestimiento protector adecuado para el tipo de recubrimiento aplicado para detectar fallas. Las fallas encontradas deberán repararse y volverse a probar. Los pesos o el recubrimiento de

lastre no deberán dañar el recubrimiento protector durante la aplicación o instalación.

(d) *Recubrimiento para juntas de soldadura, accesorios y parches.* Las juntas de soldadura y los accesorios deberán recubrirse con material compatible con el recubrimiento básico. Puede utilizarse un detector de roturas del revestimiento protector, diseñado para el tipo de material de junta de campo aplicado, para detectar las fallas, y las cuales deberán repararse y volver a probarse.

(e) *Inspección de campo.* La tubería deberá inspeccionarse visualmente antes de la instalación para garantizar que no se hayan producido daños inaceptables durante la carga, la soldadura u otras actividades de disposición antes de sumergir la tubería. Cualquier daño significativo del recubrimiento deberá repararse con material compatible con el recubrimiento del gasoducto. Se deberá tener cuidado para minimizar el daño al el sistema de recubrimiento, en particular durante la disposición y la instalación en zanjas de la tubería.

A861.1.2 Requerimientos de la protección catódica

(a) *Criterios de diseño.* Se considera que una instalación en alta mar tiene protección catódica cuando cumple con los criterios establecidos en la Sección 6.2 de NACE SP0607/ISO 15589-2.

(b) *Corrientes impresas.* En los casos en los que se utilicen sistemas de corrientes impresas, el sistema deberá diseñarse para minimizar los cortes, y la salida deberá ser tal que se cumplan los criterios de diseño. Además, se deberá considerar la minimización del efecto de interferencia sobre otros gasoductos o estructuras.

(c) *Ánodos galvánicos.* En los casos en los que se utilicen ánodos galvánicos para protección, se deberá considerar la calidad del recubrimiento (es decir, el porcentaje de tubería expuesta). Además, la fórmula de diseño del sistema debe incluir la salida de los ánodos, la vida útil deseada del sistema, el material de los ánodos y la eficiencia de utilización. Los ánodos utilizados deben ser compatibles con la temperatura de funcionamiento del gasoducto y del entorno marino.

(d) *Otros.* Se deben considerar los efectos sobre la protección catódica de las variaciones en el contenido de oxígeno, la temperatura y la resistividad del agua/el suelo del entorno en alta mar en particular en el que se instala el gasoducto.

A861.1.3 Aislamiento eléctrico. Los sistemas de tuberías submarinos deberán estar aislados eléctricamente de otras estructuras metálicas de manera tal que la protección catódica pueda ser eficaz. Puede hacerse una excepción cuando tanto la estructura extraña como el gasoducto estén diseñados para estar protegidos como una unidad. Otras consideraciones generales incluyen las siguientes:

(a) *Conexiones.* En las conexiones, el aislamiento de los gasoductos extraños se puede realizar instalando bridas de aislamiento, uniones u otros dispositivos aislantes. Cuando se realiza una conexión de una línea

recubierta a una línea desnuda, las dos líneas deberán estar aisladas eléctricamente.

(b) *Cruces de gasoductos extraños.* Cuando se cruza un gasoducto extraño, se deberá tener cuidado de asegurarse de que haya una separación adecuada entre las dos líneas para reducir la posibilidad de interferencia eléctrica.

(c) *Soporte del elevador del gasoducto y la tubería secundaria.* Al instalar la tubería del elevador en las plataformas, los dispositivos de soporte, como abrazaderas y soportes de tubería, deberán aislar la tubería de la estructura. Los dispositivos aislantes se deberán instalar en donde se deba aislar eléctricamente una parte del sistema de tubería de la tubería de producción, los tanques y otras instalaciones para facilitar la aplicación de la protección catódica. Se deberá minimizar la interferencia eléctrica entre las estructuras aisladas eléctricamente. Las conexiones de tubería y cableado a un gasoducto aislado deberán tener también aislamiento entre el gasoducto y la plataforma. Se deberán realizar pruebas para garantizar el aislamiento adecuado y se deberán tomar las medidas adecuadas para garantizar ese aislamiento cuando sea necesario.

A861.1.4 Conexiones eléctricas y puntos de monitoreo. Los cables de prueba deberán estar instalados de manera tal que estén mecánicamente seguros, sean eléctricamente conductivos y estén accesibles para la prueba. No se considera práctico colocar cables de prueba en aguas profundas o aguas abiertas. Las instalaciones de los cables de prueba, generalmente, están limitadas a las plataformas y a la entrada del gasoducto a la costa.

A861.1.7 Interferencia eléctrica. Se deberán hacer pruebas periódicas para garantizar que el aislamiento eléctrico de gasoductos extraños o de otras estructuras permanece completo. Algunas indicaciones de interferencia eléctrica son los cambios en el potencial de la tubería al electrolito, cambios en la magnitud o dirección de la corriente, picaduras localizadas o falla del recubrimiento. Cuando se disponen gasoductos extraños nuevos en la proximidad de líneas existentes, se deberán realizar inspecciones para asegurarse de que el aislamiento eléctrico esté en conformidad con el párrafo 861.1.3(a). Si no se puede lograr el aislamiento eléctrico, se deberán tomar medidas para minimizar la interferencia eléctrica. Se debe verificar y mantener el aislamiento eléctrico de la plataforma, a menos que el sistema esté diseñado específicamente para que se proteja de manera conjunta.

A861.2 Protección atmosférica sobre la superficie del agua

A861.2.1 Recubrimientos. La superficie de la zona de salpicadura, cuando el gasoducto se moja y se seca de manera intermitente, deberá estar diseñada con protección adicional contra la corrosión. Esto se deberá lograr mediante una o más de las siguientes formas:

- (a) recubrimiento especial
- (b) sistemas y técnicas de protección especial
- (c) otras medidas adecuadas, incluida la selección del material de la tubería

A861.2.2 Preparación de la superficie. Los recubrimientos y otros sistemas de protección se deberán instalar sobre una superficie correctamente preparada y de acuerdo con las especificaciones establecidas o las recomendaciones del fabricante. El recubrimiento debe resistir la acción del agua, el deterioro atmosférico, el daño mecánico y el desprendimiento catódico.

A861.4 Inspección de la corrosión atmosférica

Periódicamente, se deberán realizar inspecciones detalladas de todas las tuberías para detectar si hay corrosión atmosférica. Esta inspección deberá incluir aquellas áreas que sean más susceptibles a la corrosión, como bridas, pernos de bridas, áreas debajo de las abrazaderas de las tuberías, áreas en donde la tubería está en contacto con soportes y en otros lugares en donde se acumule humedad. En los lugares en donde se detecte corrosión atmosférica, se deberán tomar medidas correctivas de inmediato. La medida correctiva deberá consistir en pintar, reemplazar los componentes según se requiera o realizar otras acciones que la empresa operadora considere adecuadas.

A862 CRITERIOS DE PROTECCIÓN CATÓDICA

A862.1 Criterios

Los criterios para la protección catódica se especifican en la Sección 6.2 de NACE SP0607/ISO 15589-2.

A862.3 Verificaciones eléctricas

La empresa operadora deberá realizar lecturas eléctricas periódicamente en cada lugar de prueba disponible para asegurarse de que el nivel de protección catódica cumpla con los criterios de la Sección 6.2 de NACE SP0607/ISO 15589-2.

Luego de realizar cada prueba eléctrica, se deberá realizar una inspección para garantizar la continuidad eléctrica y que haya un buen contacto con los gasoductos mediante la conexión de prueba.

A864 CONTROL DE LA CORROSIÓN INTERNA

A864.1 General

Para el control de la corrosión interna, se debe considerar, en especial, el diseño y mantenimiento de las instalaciones de gasoductos en alta mar que pueden transportar gas natural con dióxido de carbono, cloruros, sulfuro de hidrógeno, ácidos orgánicos, sólidos o precipitados, compuestos azufrados, oxígeno o agua libre.

Capítulo IX

Servicio de gas sulfuroso

B800 SERVICIO DE GAS SULFUROSO

B801 GENERAL

El Capítulo IX cubre solamente el servicio de gasoducto que contiene niveles de sulfuro de hidrógeno definido como “gas sulfuroso” en este Capítulo. Este Capítulo está organizado para que quede en paralelo con la enumeración y el contenido de los primeros seis capítulos del Código. Todas las disposiciones de los primeros seis capítulos del Código también son requerimientos de este Capítulo, a menos que se modifiquen específicamente aquí. Los encabezados de los párrafos siguen los de los primeros seis capítulos con el prefijo “B”.

Si un párrafo que aparece en los Capítulos I a VI no tiene un párrafo correspondiente en este Capítulo, las disposiciones se aplican al servicio de gas sulfuroso sin modificaciones. Si un párrafo en este Capítulo no tiene su correspondiente párrafo en los Capítulos I a VI, las disposiciones solo se aplican al gas sulfuroso.

B802 ALCANCE E INTENCIÓN

B802.1 Alcance

Este Capítulo del Código cubre el diseño, los requerimientos de material, la fabricación, la instalación, la inspección, las pruebas y los aspectos de seguridad de funcionamiento y mantenimiento de los sistemas de gas sulfuroso.

B802.2 Intención

La intención de este Capítulo es proporcionar los requerimientos adecuados para el diseño, la instalación, la operación y el mantenimiento seguros y confiables de los sistemas de gasoducto de servicio de gas sulfuroso. Los requerimientos de este Capítulo complementan los requerimientos del resto de este Código. No es la intención de este Capítulo abarcar todos los aspectos. Se deben realizar disposiciones para consideraciones especiales que no se aborden específicamente aquí. Este Capítulo no tiene como intención evitar el desarrollo y la aplicación de nuevos equipos y tecnología. Se fomentan tales actividades, siempre que se cumplan los requerimientos de seguridad y confiabilidad de este Código.

B803 TÉRMINOS Y DEFINICIONES DE GAS SULFUROSO

agrietamiento por corrosión bajo esfuerzo de cloruros: agrietamiento de un metal bajo la acción combinada de esfuerzo de tensión y corrosión ante la presencia de cloruros y un electrolito (generalmente agua).

difusión: flujo del gas a través de una sustancia en la que el gas realmente migra por la red cristalina de la sustancia en lugar de hacerlo mediante una fuga geométrica (diámetros moleculares en comparación con dimensiones de orificios).

dureza: resistencia del metal a la deformación plástica generalmente por indentación. En el caso de los aceros al carbono, la dureza puede estar relacionada con la resistencia a la tracción final.

Número de dureza de Brinell (BHN): valor para expresar la dureza de los metales que se obtiene forzando una bola de acero duro de un diámetro específico en el metal bajo una carga especificada. Para la carga estándar de 3 000 kg, los números varían de 81 a 945.

Microdureza: medición de la dureza usando una carga de penetrador menor que 10 kg.

Dureza Rockwell: conjunto de escalas de dureza para metales.

(a) La escala Rockwell “C” (HRC) usa un penetrador de cono de diamante y una carga de 150 kg. La escala empieza en 20 para los aceros blandos y alcanza un máximo de, aproximadamente, 67 para las aleaciones muy duras.

(b) La escala Rockwell “B” (HRB) usa un penetrador circular de metal duro y empieza en 0 para metales extremadamente blandos y llega a un máximo de 100 para aceros y aleaciones blandas. HRB 100 = HRC 20.

Dureza Vickers HV 10: valor que se obtiene al usar un penetrador con forma de pirámide de diamante con una carga de 10 kg.

zona afectada por el calor (HAZ): parte del metal base que no se derritió durante el brazing, corte o soldadura, pero cuya microestructura y propiedades se vieron afectadas por el calor de estos procesos.

formación de ampollas de hidrógeno: formación de cavidades planas debajo de la superficie, llamadas ampollas de hidrógeno, de un metal y que son el resultado de excesiva presión de hidrógeno interna. La formación de ampollas cerca de la superficie en metales de baja resistencia generalmente producen protuberancias superficiales.

agrietamiento inducido por hidrógeno (HIC): mecanismo de agrietamiento de materiales susceptibles causado por la difusión de hidrógeno atómico en el metal. El hidrógeno atómico, por lo general, se crea mediante una reacción corrosiva del sulfuro de hidrógeno en el acero ante la presencia de agua.

sulfuro de hidrógeno (H_2S): impureza gaseosa tóxica que se encuentra en algunas corrientes de gas de pozo. También se puede generar en el lugar como resultado de la actividad microbiológica.

corrosión microbiana (MIC): corrosión o deterioro de metales que es el resultado de la actividad metabólica de microorganismos. Esa corrosión se puede iniciar o acelerar, o ambos, debido a la actividad microbiana.

microestructura: tamaño del grano y morfología de los metales y aleaciones según se revela después de pulir y atacar químicamente. Se caracteriza por granos o regiones que exhiben fases distintivas de soluciones sólidas de elementos constitutivos.

presión parcial: contribución de un solo componente, como el sulfuro de hidrógeno, en una mezcla de gases a la presión total de la mezcla que se determina multiplicando la fracción molar (porcentaje molar dividido entre 100) del sulfuro de hidrógeno en el gas por la presión total del sistema.

radio de exposición (ROE): al trabajar con gas sulfuroso, la distancia de un punto de liberación en el que las concentraciones de sulfuro de hidrógeno alcanzaron un nivel especificado (a menudo, 100 ppm o 500 ppm) determinado por cálculos de dispersión.

gas sulfuroso: gas que contiene sulfuro de hidrógeno (H_2S) a 65 psia (450 kPa) o superior a una presión parcial de 0.05 psia (350 Pa) o superior. Consulte NACE MR0175/ISO 15156, *Industrias del petróleo y gas natural: materiales para usar en entornos con H_2S en la producción de petróleo y gas*.

agrietamiento por esfuerzo de sulfuros (SSC): mecanismo de agrietamiento relacionado con la corrosión causado por exposición de materiales susceptibles a iones de sulfuro ante la presencia de agua libre.

B813 MARCADO

Las válvulas que cumplen con NACE MR0175/ISO 15156 deberán estar identificadas con una etiqueta o marcado permanente.

B814 ESPECIFICACIONES DE MATERIALES

B814.1 Tubería en conformidad con las normas y especificaciones mencionadas

Los materiales deben cumplir con los requerimientos de NACE MR0175/ISO 15156.

B820 SOLDADURA DE GASODUCTOS DE GAS SULFUROSO

B821 GENERAL

B821.1 Requerimientos generales

Este párrafo aborda la soldadura de tuberías del servicio de gas sulfuroso en acero fundido y conformado, y cubre las juntas con soldadura a tope y de filete en tuberías, válvulas, bridas y acoples, y las soldaduras de filete en tuberías, bridas deslizables, acoples para soldar a enchufe, etc., cuando se aplican en gasoductos, componentes y conexiones a aparatos o equipos.

B821.2 Procesos de soldadura

Este párrafo no se aplica a la soldadura de la costura en la fabricación de la tubería, pero el usuario debe tener cuidado de asegurarse de que esas costuras sean adecuadas para el servicio de gas sulfuroso en la condición de instalación.

B821.4 Aceptación de la soldadura

Se deberán usar las normas de aceptabilidad para las soldaduras de los sistemas de tubería según se establecen en API 1104 o Código BPV, Sección IX, División 1; sin embargo, se deben considerar requerimientos adicionales para la dureza y el esfuerzo residual.

B822 PREPARACIÓN PARA LA SOLDADURA

B822.3 Soldaduras de sello

Las soldaduras de sello deberán tener un procedimiento calificado por separado.

B822.4 Limpieza

La tubería que estuvo en el servicio de gas sulfuroso se deberá limpiar por completo para que quede el metal brillante en las superficies internas hasta 1 in (25 mm) del biselado de la soldadura.

B823 CALIFICACIÓN DE PROCEDIMIENTOS Y SOLDADORES

Los requerimientos del párrafo 823.1 no se deberán aplicar a esta sección.

B823.2 Requerimientos para calificar procedimientos y soldadores en sistemas de tuberías de gas sulfuroso

B823.2.1 Normas de calificación. Todas las calificaciones de procedimiento y desempeño deberán basarse en los requerimientos de las pruebas mecánicas destructivas.

B823.2.4 Control de la dureza. La dureza de todas las zonas de soldadura, incluidas las zonas de metal y las afectadas por el calor de la soldadura en las probetas de

ensayo de calificación de soldadura, deberán cumplir con los requerimientos de dureza para las aleaciones soldadas según se especifica en NACE MR0175/ISO 15156. En el caso de las aleaciones de tuberías más comunes, la dureza admisible máxima es HRC 22. Es responsabilidad del usuario asegurarse de que la probeta de calificación de soldadura sea metalúrgicamente representativa de las soldaduras del gasoducto a escala completa.

NOTA: Los sondeos de macrodureza y microdureza de probetas de calificación preparadas correctamente con frecuencia se usan para determinar la presencia de zonas duras afectadas por el calor que son delgadas. El límite de macrodureza máxima aceptado comúnmente cerca de la superficie interna es de 250 HV10.

B824 PRECALENTAMIENTO

B824.5 Expulsión del hidrógeno de tuberías usadas

Las tuberías que se usaron en el servicio de gas sulfuroso se deberán calentar durante, al menos, 20 minutos a 400 °F (204 °C) o más para expulsar todo el hidrógeno en el metal. El calentamiento se deberá realizar justo antes de la soldadura. Este calentamiento se debe realizar además de cualquier precalentamiento especificado e inmediatamente antes de este en el procedimiento de soldadura para una tubería nueva.

B825 ALIVIO DE ESFUERZOS

B825.1 Aceros al carbono

Se deberá controlar la composición química del acero y el procedimiento de soldadura para limitar la dureza de la soldadura según se requiere en el párrafo B823.2.4. Cuando la eficacia de esos controles es cuestionable, se deberán considerar las soldaduras de alivio de esfuerzo en el servicio de gas sulfuroso. En general, la soldadura de cordón revenido, los procedimientos de granallado o el tratamiento térmico posterior a la soldadura a baja temperatura no proporcionan la protección equivalente del agrietamiento de servicio como lo hace un alivio de esfuerzo térmico completo.

B825.6 Temperatura de alivio de esfuerzos

(a) El alivio de esfuerzos normalmente se lleva a cabo a una temperatura de 1,100 °F (593 °C) para los aceros al carbono, y de 1,200 °F (649 °C) para los aceros ferríticos aleados. Otros procedimientos de alivio de esfuerzos pueden reemplazarse cuando se justifican correctamente con evidencia metalúrgica. El rango de temperatura exacto deberá estar establecido en la especificación del procedimiento.

(b) Cuando el alivio de esfuerzos se realice en una junta entre metales disímiles con requerimientos diferentes de alivio de esfuerzos, deberá prevalecer el material que requiera la mayor temperatura de alivio de esfuerzos. Se pueden requerir consideraciones especiales para aleaciones austeníticas y otras aleaciones altas.

(c) Las partes calentadas deberán llevarse lentamente hasta la temperatura requerida y deberán mantenerse a esa temperatura durante un período proporcional de, al menos, 1 h/in (1 h/25 mm) de espesor de pared de la tubería, pero que en ningún caso menos de ½ h, y deberá permitirse que se enfríe de manera lenta y uniforme.

(d) *Registros.* Se deberá proporcionar un registro adecuado de los ciclos de alivio de esfuerzos para cada esfuerzo de soldadura que se alivie.

(e) *Control de la temperatura.* Un grupo de soldaduras muy cercanas entre sí, como tres soldaduras en una unión en T , se pueden controlar y registrar mediante una sola termocupla.

B826 SOLDADURA Y PRUEBAS DE INSPECCIÓN

B826.2 Inspección y pruebas de control de calidad de soldaduras en sistemas de tuberías de gas sulfuroso

Además de los párrafos 826.2(a) a (f), para las líneas de gas sulfuroso en ubicaciones Clases 3 o 4, estaciones de compresión, cruces de ríos importantes o navegables, cruces de vías férreas y cruces de caminos, se deberá revisar el 100 % de todas las soldaduras de campo mediante una inspección no destructiva. La inspección no destructiva se puede realizar antes o después del alivio de esfuerzos.

B830 COMPONENTES Y DETALLES DE FABRICACIÓN DEL SISTEMA DE TUBERÍAS

Además del párrafo 830, todos los componentes deberán cumplir con los requerimientos de NACE MR0175/ISO 15156 según corresponda.

B831 COMPONENTES DEL SISTEMA DE TUBERÍAS

B831.1 Válvulas y dispositivos de reducción de presión

B831.1.3 Dispositivos de reducción de presión

(a) Los instrumentos, tubos de instrumentos, controladores, indicadores y otros componentes que son parte del sistema de contención de presión deberán cumplir con los requerimientos de NACE MR0175/ISO 15156.

(b) La mayoría de las aleaciones a base de cobre sufren corrosión grave en un servicio sulfuroso. Se deberá investigar si es adecuado usar esas aleaciones en cualquiera de los componentes.

B831.2 Bridas

B831.2.2 Pernos

(h) Los pernos expuestos al gas sulfuroso y que no tienen acceso al aire debido al aislamiento térmico, a los protectores de bridas o a ciertas características de diseño, deberán cumplir con los requerimientos de NACE

MR0175/ISO 15156 según corresponda. Los diseñadores deben tener en cuenta que los pernos que cumplen con los requerimientos de NACE MR0175/ISO 15156, como los tipo ASTM A193 Grado B7M, tienen propiedades de tensión reducida, y el diseño de las juntas deberá ser el adecuado para dicha reducción. Los pernos expuestos a la atmósfera pueden ser los pernos convencionales ASTM A193 Grado B7.

B840 DISEÑO, INSTALACIÓN Y PRUEBAS

B841 TUBERÍA DE ACERO

B841.1 Requerimientos de diseño de los sistemas de tuberías de acero

B841.1.2 Control y detención de fracturas

(c) *Control de fracturas.* Se debe considerar el control de fracturas para el servicio de gas sulfuroso.

B841.1.6 Factores de diseño, *F*, y clases de ubicación.

Al usar la Tabla 841.1.6-1, no se deberá usar el factor de diseño *F* de 0.80 para el servicio de gas sulfuroso.

B841.2 Instalación de los gasoductos y líneas principales de acero

B841.2.3 Curvaturas, ingletes o codos mitrados y codos en gasoductos de acero

(a) *Curvaturas.* Las curvaturas que se usan en tuberías de gas sulfuroso deberán cumplir con los requerimientos de NACE MR0175/ISO 15156 en la condición de ausencia. Es posible que las curvaturas en caliente deban cumplir con los requerimientos de NACE MR0175/ISO 15156. Quizás se requiera la primera curvatura de prototipo para realizar la prueba y así garantizar los requerimientos de dureza de NACE MR0175/ISO 15156 y que las propiedades de dureza y tensión aún sean aceptables. No se permiten las curvaturas con arrugas ni las curvaturas de inglete o codo mitrado para las líneas de gas sulfuroso.

B841.2.4 Requerimientos de superficies de tuberías aplicables a gasoductos y líneas principales para funcionar a un esfuerzo circunferencial del 20 % o más del límite de fluencia mínimo especificado

(e) *Quemaduras por arco eléctrico.* Asimismo, se encontró que las quemaduras por arco eléctrico causan una concentración de esfuerzos grave en los gasoductos y en las líneas de gas sulfuroso, y se deberán evitar o eliminar en todas las líneas.

Las quemaduras por arco eléctrico se pueden eliminar mediante amolado, raspado o mecanizado. La cavidad que se obtiene se deberá limpiar por completo y verificar para confirmar la eliminación completa del material dañado por ataque químico con una solución de persulfato de amonio al 10 % o una solución de ácido nítrico al 5 % en alcohol (nital). Si la eliminación del material dañado es completa, la cavidad se puede

fusionar de manera uniforme en el contorno original de la tubería mediante amolado, siempre que el espesor de pared restante se encuentre dentro de los límites especificados.

B841.2.6 Derivación sobre tubería en carga. Además del párrafo 841.2.6 del Capítulo IV, se debe tener en cuenta que la derivación sobre tubería en carga de las líneas de gas sulfuroso presenta consecuencias especiales metalúrgicas y riesgosas para la salud y solo se deberá realizar según los planos aprobados por escrito de la empresa operadora.

B841.2.7 Precauciones para evitar explosiones de mezclas de gas y aire o incendios no controlados durante las operaciones de construcción

(a) Además de las precauciones descritas en el párrafo 841.2.7 del Capítulo IV, se debe tener en cuenta que la soldadura y el corte de las líneas de gas sulfuroso presentan consecuencias especiales metalúrgicas y riesgosas para la salud y solo se deberán realizar según los planos aprobados por escrito de la empresa operadora.

B841.3 Pruebas después de la construcción

B841.3.1 Disposiciones generales. Además del párrafo 841.3.1 del Capítulo IV, se debe tener en cuenta que las pruebas con gas sulfuroso presentan consecuencias especiales metalúrgicas y riesgosas para la salud y solo se deberán realizar de acuerdo con los planos aprobados por escrito de la empresa operadora.

B842 OTROS MATERIALES

Los materiales deberán cumplir con los requerimientos de NACE MR0175/ISO 15156 según corresponda.

B842.2 Diseño de tuberías de plástico

B842.2.2 Limitaciones del diseño de termoplástico (16)

(f) El diseñador debe considerar tener protección adicional contra daños de terceros en las ubicaciones de todas las clases y en todos los cruces de caminos.

(g) Las construcciones nuevas para las aplicaciones de gas sulfuroso deberán usar solo tuberías de polietileno ASTM D2513, poliamida ASTM F2945 o termoplástico de PVC ASTM F2817 (solo mantenimiento o reparación).

B842.2.9 Juntas y conexiones de tuberías y tubos de plástico (16)

(b) *Requerimientos de las juntas.* Todos los procedimientos de unión se deberán calificar usando probetas de ensayo destructivo de juntas de tubería de plástico de escala completa. La tubería de polietileno y poliamida para el servicio de gas sulfuroso se puede unir por fusión a tope, fusión a enchufe y métodos de electrofusión o acoples mecánicos, cuando el fabricante lo recomienda como adecuado para el servicio de gas sulfuroso.

(f) *Juntas mecánicas*

(4) *Acoples de transición de acero a plástico.* Los acoples de transición de acero a plástico para el servicio

de gas sulfuroso se deberán realizar en fábrica. Están prohibidas las juntas hechas de acoples fabricados en campo.

B842.4 Pruebas de tuberías de plástico después de la construcción

B842.4.2 Requerimientos de prueba

(f) Se deberán probar con aire todas las tuberías de plástico instaladas para el servicio de gas sulfuroso para detectar si tienen fugas, durante 12 h como mínimo, a una presión no menor que 1.5 veces la máxima presión de funcionamiento admisible o a 50 psig (340 kPa), la que sea mayor.

B843 ESTACIONES DE COMPRESIÓN

B843.3 Equipos de las estaciones de compresión

B843.3.1 Instalaciones de tratamiento de gas

(c) Materiales metálicos. Todos los materiales metálicos en contacto con el gas sulfuroso presurizado deberán cumplir con los requerimientos de NACE MR0175/ISO 15156 según corresponda.

Se debe considerar usar equipo de seguridad personal en instalaciones de gas sulfuroso. Se debe considerar usar sensores de sulfuro de hidrógeno adecuados que accionen los sistemas de apagado de emergencia de la estación.

B844 CONTENEDORES TIPO TUBERÍA Y TIPO BOTELLA

No se deberán usar los contenedores tipo tubería y tipo botella para el gas sulfuroso. El almacenamiento de gas sulfuroso queda afuera del alcance de este Código.

B850 CONSIDERACIONES ADICIONALES DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO QUE AFECTAN LA SEGURIDAD DE LOS GASODUCTOS DE GAS SULFUROSO

B850.1 General

(c) Para calcular el radio de exposición (ROE) a H₂S, se deberá usar una ecuación de dispersión de aire adecuada como la ecuación de Pasquill-Gifford de la siguiente manera:

(1) Cada operador deberá determinar la concentración de sulfuro de hidrógeno en la mezcla gaseosa en el sistema. Las normas adecuadas son el Manual de prueba de operaciones de plantas de GPA, Sección C, y la norma 2265 de GPA.

(2) Ecuaciones de radio de exposición

(-a) Ecuación de radio de exposición para el nivel de 100 ppm de H₂S después de la dispersión:

$$X = [(1.589) M Q]^{0.6258}$$

(-b) Ecuación de radio de exposición para el nivel de 500 ppm de H₂S después de la dispersión:

$$X = [(0.4546) M Q]^{0.6258}$$

donde

M = fracción molar de sulfuro de hidrógeno en la mezcla gaseosa

Q = volumen máximo determinado como disponible para el escape en pies cúbicos por día corregido a 14.65 psia y 60 °F

X = radio de exposición (ROE) en pies

(3) Ecuaciones métricas para el radio de exposición

(-a) Nivel de 100 ppm de H₂S después de la dispersión:

$$X_m = [(8.404) M Q_m]^{0.6258}$$

(-b) Nivel de 500 ppm de H₂S después de la dispersión:

$$X_m = [(2.404) M Q_m]^{0.6258}$$

donde

M = fracción molar de sulfuro de hidrógeno en la mezcla gaseosa

Q_m = volumen máximo determinado como disponible para el escape en metros cúbicos por día corregido a 101 kPa y 15.6 °C

X_m = radio de exposición (ROE) en metros

NOTA: Las ecuaciones suponen una liberación de 24 horas. Cuando se puede aislar un segmento del gasoducto en menos de 24 h, se pueden usar reducciones adecuadas en Q.

(4) En las Tablas B850.1-1 y B850.1-2, se muestran ejemplos de ROE de 100 ppm y 500 ppm para diferentes liberaciones de 24 h y fracciones molares de H₂S. En las Tablas B850.1-3 y B850.1-4, se muestran ejemplos en metros de ROE de 100 ppm y 500 ppm para diferentes liberaciones de 24 h y fracciones molares de H₂S.

B850.4 Características esenciales del plan de emergencia

B850.4.2 Programa de capacitación. Además de la capacitación adicional, todo el personal de operación y mantenimiento de la línea de gas sulfuroso deberá capacitarse en los siguientes temas

- (a) peligros y características de H₂S
- (b) efecto en los componentes de metal de las líneas y equipos
- (c) precauciones de seguridad
- (d) operación de equipos de seguridad y sistemas de atención de emergencia
- (e) medidas correctivas y procedimientos de apagado

B851 MANTENIMIENTO DE GASODUCTOS**B851.7 Carteles o señales de gasoductos**

(d) Además de cada señal que se requiere en el párrafo 851.7(c) del Capítulo V, para las operaciones en donde el radio de exposición de 100 ppm es mayor que 50 ft (15 m), se deberá instalar una señal que indique "POISON GAS" (GAS VENENOSO).

Todas las instalaciones de la superficie también deberán estar marcadas con signos de "POISON GAS" (GAS VENENOSO).

B851.10 Purga de gasoductos de gas sulfuroso

Al purgar las líneas de gas sulfuroso, se deberá considerar el uso de aliviadores de presión de gas adecuados, permanentes o temporales.

B854 CLASE DE UBICACIÓN Y CAMBIOS EN EL NÚMERO DE EDIFICIOS DESTINADOS A LA OCUPACIÓN POR PARTE DE SERES HUMANOS**B854.5 Concentraciones de personas en ubicaciones Clases 1 y 2**

(c) *Seguridad.* Las instalaciones fijas de superficie sin supervisión deben estar protegidas para que el público no acceda cuando se ubican dentro de un área de ¼ de milla (400 m) de estructuras residenciales, comerciales u otras estructuras habitadas u ocupadas, paradas de autobuses, parques públicos u otras áreas pobladas similares.

(1) La protección se debe brindar mediante cercas y bloqueos o extracción de válvulas e instrumentos y obstrucción de puertos, u otros medios similares.

(2) El gasoducto de superficie no se considera una instalación fija de superficie.

(d) Se deben instalar y mantener procedimientos de control y seguridad o dispositivos de seguridad adicionales para evitar la liberación continua sin detección de sulfuro de hidrógeno si se produce cualquiera de las siguientes condiciones:

(1) El radio de exposición de 100 ppm supera los 50 ft (15 m) e incluye cualquier parte de un área pública, excepto un camino público.

(2) El radio de exposición de 500 ppm es superior a 50 ft (15 m) e incluye cualquier parte de un camino público.

(3) El radio de exposición de 100 ppm es mayor que 3,000 ft (915 m).

(e) Plan de contingencia. Las operaciones sujetas al punto (d) arriba deberán tener un plan de contingencia escrito que se deberá preparar y proporcionar a las autoridades que respondan en caso de emergencias estatales y locales. Los planos deberán incluir mapas, ubicación de las válvulas de bloqueo, llaves de válvula y llaves para los cierres.

B860 CONTROL DE LA CORROSIÓN DE GASODUCTOS DE GAS SULFUROSO**B860.1 Alcance**

Esta sección incluye los requerimientos adicionales o sustitutivos mínimos para el control de la corrosión externa e interna de la tubería y componentes de gas sulfuroso. Cuando no se establecen disposiciones específicas en el presente documento, se deberán aplicar las disposiciones de la sección 860 del Capítulo VI.

B860.4 Consideraciones especiales

Debido a la corrosividad del sulfuro de hidrógeno y la presencia frecuente de dióxido de carbono y agua salada, que son ambos corrosivos, se deberá poner especial énfasis en la mitigación y el monitoreo de la corrosión interna.

Además, debido a la naturaleza corrosiva y peligrosa del gas sulfuroso, se deberá considerar en especial la selección del margen de corrosión.

B861 CONTROL DE LA CORROSIÓN EXTERNA PARA GASODUCTOS DE ACERO**B861.1 Instalaciones enterradas/sumergidas****B861.1.2 Requerimientos de la protección catódica.**

A menos que se pueda demostrar mediante pruebas o por experiencia que no se necesita la protección catódica, todas las instalaciones enterradas o sumergidas con recubrimientos tipo aislante, excepto aquellas instalaciones para una vida de servicio limitada, se deberán proteger catódicamente, siempre que sea posible después de la instalación, salvo que se deban proteger los reemplazos o las extensiones mínimas según se indica en el párrafo 860.3.

Las instalaciones para una vida de servicio limitada no necesitan protección catódica si se puede demostrar que la instalación no sufrirá corrosión que sea perjudicial para el público o ambiente. Los sistemas de protección catódica deberán estar diseñados para proteger el sistema enterrado o sumergido por completo.

Se considera que una instalación está catódicamente protegida cuando cumple con uno o más de los criterios establecidos en el Apéndice obligatorio K.

Se recomienda usar protección catódica para proteger las instalaciones de gas sulfuroso enterradas.

B864 CONTROL DE LA CORROSIÓN INTERNA**B864.1 General**

Se deberá asumir que las instalaciones de gas sulfuroso están internamente corroídas, a menos que por experiencia se pruebe lo contrario. Con frecuencia se usa el control del punto de condensación del agua como método de control de la corrosión. Las condiciones anormales o los cambios operacionales pueden hacer

Tabla B850.1-1 ROE de 100 ppm

ROE, X, ft	Liberación, Q, MMSCFD (1,000,000)	Fracción molar de H ₂ S
1,165	1	0.05
3,191	5	0.05
4,924	10	0.05
7,597	20	0.05
9,792	30	0.05
1,798	1	0.1
4,924	5	0.1
7,597	10	0.1
11,723	20	0.1
15,109	30	0.1
2,775	1	0.2
7,597	5	0.2
11,723	10	0.2
18,090	20	0.2
23,315	30	0.2

**Tabla B850.1-3
Ejemplo en metros para ROE de 100 ppm**

ROE, X _m , m	Liberación, Q _m , m ³ /día (1,000,000)	Fracción molar de H ₂ S
782	0.1	0.05
2,142	0.5	0.05
3,305	1	0.05
9,048	5	0.05
13,962	10	0.05
1,207	0.1	0.1
3,305	0.5	0.1
5,100	1	0.1
13,962	5	0.1
21,544	10	0.1
1,863	0.1	0.2
5,100	0.5	0.2
7,869	1	0.2
21,544	5	0.2
33,244	10	0.2

Tabla B850.1-2 ROE de 500 ppm

ROE, X, ft	Liberación, Q, MMSCFD (1,000,000)	Fracción molar de H ₂ S
533	1	0.05
1,458	5	0.05
2,250	10	0.05
3,472	20	0.05
4,474	30	0.05
822	1	0.1
2,250	5	0.1
3,472	10	0.1
5,357	20	0.1
6,904	30	0.1
1,268	1	0.2
3,472	5	0.2
5,357	10	0.2
8,266	20	0.2
10,654	30	0.2

**Tabla B850.1-4
Ejemplo en metros para ROE de 500 ppm**

ROE, X, ft	Liberación, Q _m , m ³ /día (1,000,000)	Fracción molar de H ₂ S
357	0.1	0.05
979	0.5	0.05
1,510	1	0.05
4,135	5	0.05
6,380	10	0.05
552	0.1	0.1
1,510	0.5	0.1
2,330	1	0.1
6,380	5	0.1
9,845	10	0.1
851	0.1	0.2
2,330	0.5	0.2
3,596	1	0.2
9,845	5	0.2
15,191	10	0.2

que este método de control no sea eficaz. También es común el uso de inhibidores.

B864.2 Diseño de las instalaciones nuevas

Las instalaciones nuevas se deben diseñar con lo siguiente

- (a) acoples especiales adecuados para la inyección de inhibidores de la corrosión
- (b) acoples y válvulas especiales adecuados para insertar y recuperar dispositivos de medición de la corrosión, como sondas y probetas

B867 CORROSIÓN BAJO ESFUERZO Y OTROS FENÓMENOS

Las líneas de gas sulfuroso, en especial cuando se combinan con dióxido de carbono y agua salada producida, pueden sufrir numerosos fenómenos relacionados con la corrosión.

(a) *Problemas relacionados con el hidrógeno.* La reacción de la corrosión ante la presencia del ion de sulfuro permite que una gran cantidad de átomos de hidrógeno liberados entren en el acero. El hidrógeno causa numerosos problemas que se denominan de diferentes maneras:

(1) El agrietamiento por esfuerzo de sulfuros (SSC) se produce cuando las aleaciones son muy duras o se esfuerzan a un nivel muy alto ante la presencia de corrosión con gas sulfuroso. En NACE MR0175/ ISO 15156, se detallan todas las combinaciones aceptables de materiales para resistir este tipo de agrietamiento.

(2) El agrietamiento inducido por hidrógeno (HIC) se produce cuando el hidrógeno causa inclusiones en el

acero para deslaminar. Luego se desarrollan múltiples grietas de corte para unir las deslaminaciones, creando un sistema de grietas en escalones. Se debe considerar el uso de materiales resistentes al HIC para el servicio de gas sulfuroso.

(3) El agrietamiento inducido por hidrógeno orientado por esfuerzos (SOHIC) es otra variante del HIC. El SOHIC es el HIC mejorado por el esfuerzo de alta tensión.

(4) La formación de ampollas de hidrógeno consiste en átomos de hidrógeno que se dispersan dentro del acero a áreas deslaminadas y se vuelven a combinar para formar moléculas de gas de hidrógeno. La presión que se produce puede crear grandes ampollas en las superficies internas o externas del acero.

(b) El agrietamiento por corrosión bajo esfuerzo de cloruros es causado por los cloruros en el agua producida. Los aceros inoxidables austeníticos son particularmente propensos a este tipo de grietas. El ion de sulfuro tiene un efecto sinérgico con el ion de cloruro. El resultado neto es la aparición de grietas a más bajas temperaturas y en más bajas concentraciones de cloruro que lo normalmente esperado. Excepto por partes pequeñas de bajo esfuerzo, como termopozos, no se recomienda el uso de aleaciones no resistentes al agrietamiento por esfuerzo de cloruros a más de 140 °F (60 °C) en sistemas de gas sulfuroso húmedo.

(c) *Corrosión microbiana (MIC).* La actividad microbiológica puede crear corrosión del tipo picadura grave y grietas relacionadas con el hidrógeno en líneas de gas sulfuroso. Se puede requerir el uso de biocidas adecuados y monitoreo.

APÉNDICE OBLIGATORIO A REFERENCIAS

(16)

Estas referencias se pueden aplicar de inmediato a los materiales que se compran para usar según este Código y se deberán aplicar a todos los materiales que se compran, al menos, 12 meses después de la fecha de emisión de la última edición de la referencia, incluidos los apéndices, si corresponde. Se puede usar un componente o una tubería que cumpla con una edición de especificación de material aprobada anterior que el usuario haya comprado antes de la fecha de emisión de una nueva edición o apéndice, siempre que se inspeccione el componente o la tubería y se determine que está apto para el servicio que tiene como intención el usuario.

Las normas están incorporadas en este Código por referencia, y en este Apéndice obligatorio se muestran los nombres y las direcciones de las organizaciones patrocinantes. No resulta práctico hacer referencia a una edición específica de cada publicación en el texto del Código; aquí se muestran las fechas de referencia de la edición específica. La referencia se deberá limitar a la edición específica que se cita a continuación. No obstante, el usuario puede usar la última edición publicada de las normas de ANSI aprobadas, a menos que este Código lo prohíba específicamente, y siempre que el usuario haya revisado la última edición de la norma para asegurarse de que no se vea comprometida la integridad del sistema de gasoducto. Si ANSI no aprueba una edición más nueva o enmendada de una norma, el usuario deberá usar la referencia de la edición específica cuya fecha se muestra en el presente documento.

El asterisco (*) indica que la edición específica de la norma está aceptada como una Norma Nacional Estadounidense por el American National Standards Institute (ANSI).

A-1 AGA

Catálogo de AGA N.º XR0603 (octubre de 2006), Manual de tuberías de plástico para el servicio de gas

*ANSI Z223.1/NFPA 54 (2012), Código Nacional de Gas Combustible

*ANSI/GPTC Z380.1 (2012, incluidos los Apéndices 1 a 3), Guía de GPTC para los sistemas de tuberías de distribución y transporte de gas

Apéndice G-192-15 de materiales de la Guía del Comité de Tecnología de Tuberías de Gas, Diseño de cruces de gasoductos sin recubrimiento en carreteras y vías férreas (2009)

Editor: American Gas Association (AGA), 400 North Capitol Street, NW, Washington, DC 20001 (www.aga.org)

A-2 API

*Espec. API 5L (45.^a edición, diciembre de 2012), Especificación para la tubería de línea¹

*Manual de API sobre normas de medición de petróleo (segunda edición, 1 de febrero de 2013), Capítulo 21, Medición del flujo con sistemas de medición electrónicos, Sección 1, Medición electrónica de gas

API RP 2A-WSD (21.^a edición, diciembre de 2000, incluidas fes de erratas y suplementos hasta octubre de 2007; reafirmado en 2010), Práctica recomendada para la planificación, el diseño y la construcción de plataformas fijas en alta mar, diseño de esfuerzo de trabajo

API RP 5L1 (séptima edición, septiembre de 2009), Práctica recomendada para el transporte por vías férreas de tuberías de línea

*API RP 5LW (tercera edición, septiembre de 2009), Práctica recomendada para el transporte de tuberías de línea en barcas y buques de navegación marítima

API RP 14C (séptima edición, marzo de 2001, reafirmado en marzo de 2007), Práctica recomendada para el análisis, el diseño, la instalación y las pruebas de los sistemas de seguridad de superficie básicos para plataformas de producción en alta mar

*API RP 14E (quinta edición, octubre de 1991, reafirmado en marzo de 2007), Práctica recomendada para el diseño y la instalación de los sistemas de tubería de plataformas de producción en alta mar

*API RP 14F (quinta edición, julio de 2008), Práctica recomendada para el diseño, la instalación y el mantenimiento de sistemas eléctricos para instalaciones petroleras en alta mar fijas y flotantes, para ubicaciones no clasificadas y Clase I, División 1 y División 2

API RP 14J (segunda edición, mayo de 2001, reafirmado en marzo de 2007), Práctica recomendada para el diseño y análisis de los peligros para las instalaciones de producción en alta mar

*API RP 17B/ISO 13628-11:2007 (cuarta edición, julio de 2008, incluida corrección técnica 1), Práctica recomendada para tuberías flexibles

API RP 80 (primera edición, abril de 2000), Pautas para la definición de líneas de recolección de gas en la costa

¹ Consulte la Nota en el párrafo 814.1.1 sobre el uso de la 45.^a edición de API 5L.

API RP 1102 (séptima edición, diciembre de 2007, incluidas fes de erratas hasta septiembre de 2012), Gasoductos de acero que cruzan vías férreas y carreteras

*API RP 1110 (sexta edición, febrero de 2013), Práctica recomendada para la prueba de presión de los gasoductos de acero para el transporte de gas, gas petróleo, líquidos peligrosos, líquidos altamente volátiles o dióxido de carbono

API RP 1111 (cuarta edición, diciembre de 2009, incluidas fes de erratas hasta mayo de 2011), Diseño, construcción, operación y mantenimiento de los gasoductos de hidrocarburos en alta mar (diseño de estado limitado)

*Espec. API 6A/ISO 10423:2009 (modificado) (20.^a edición, octubre de 2010, incluidas fes de erratas y apéndices hasta marzo de 2013), Especificación para equipos de cabezal de pozo y árboles de conexiones

*Espec. API 6D/ISO 14313:2007 (23.^a edición, abril de 2008, incluidas fes de erratas y apéndices hasta octubre de 2012), Especificación para válvulas de gasoducto

*Espec. API 6DSS/ISO 14723:2009 (segunda edición, diciembre de 2009), Especificación para válvulas de gasoducto submarino

*Espec. API 17D/ISO 13628-4 (segunda edición, mayo de 2011, incluidas fes de erratas hasta junio de 2013), Diseño y operación de sistemas de producción submarinos, equipos de cabezal de pozo y árboles de conexiones submarinos

*Espec. API 17J/ISO 13628-2:2006 (tercera edición, julio de 2008, incluidas fes de erratas hasta agosto de 2010), Especificación para tubería flexible libre

Norma API 1104 (21.^a edición, septiembre de 2013), Soldadura de gasoductos e instalaciones relacionadas
Editor: American Petroleum Institute (API), 1220 L Street, NW, Washington, DC 20005 (www.api.org)

A-3 ASME

*ASME B1.1-2003 (R2008), Roscas unificadas de tornillos en pulgadas (formas de rosca UN y UNR)

*ASME B1.20.1-1983 (R2006), Roscas de tuberías, propósito general (pulgadas)

*ASME B16.1-2010, Bridas y acoples bridados para tubería de hierro de fundición gris: Clases 25, 125 y 250

*ASME B16.5-2013, Bridas y acoples bridados para tuberías: NPS ½ a NPS 24, norma métrica/en pulgadas

*ASME B16.9-2012, Acoples conformados en fábrica para soldar a tope

*ASME B16.11-2011, Acoples forjados, para soldadura a enchufe y roscados

*ASME B16.20-2012, Empaquetaduras metálicas para bridas de tubería: junta tipo anillo, espiraladas y encamisadas

*ASME B16.24-2011, Acoples bridados y bridas para tuberías de aleación de cobre fundido: Clases 150, 300, 600, 900, 1500 y 2500

*ASME B16.33-2012, Válvulas metálicas manuales de gas que deben utilizarse en sistemas de tuberías de gas de hasta 175 psi (tamaños NPS ½ hasta NPS 2)

*ASME B16.34-2013, Válvulas: bridadas, roscadas y con extremo para soldar

*ASME B16.38-2012, Válvulas metálicas grandes para distribución de gas: manuales, NPS 2 ½ (DN 65) a NPS 12 (DN 300), 125 psig (8.6 bar) máximo

*ASME B16.40-2013, Válvulas y cierres de gas termoplásticos manuales en sistemas de distribución de gas

*ASME B16.42-2011, Bridas y acoples bridados para tubería de hierro dúctil: Clases 150 y 300

*ASME B16.47-2011, Bridas de acero de diámetro grande: NPS 26 a NPS 60, norma métrica/en pulgadas

*ASME B16.49-2012, Curvaturas por inducción para soldar a tope de acero forjado en fábrica para sistemas de transporte y distribución

*ASME B18.2.1-2012, Pernos de cabeza cuadrada, hexagonal, hexagonal de alta resistencia y sesgada y tornillos hexagonales, hexagonales de alta resistencia, bridas hexagonales, tornillos de cabeza lobulada y tornillos de compresión (serie en pulgadas)

*ASME B18.2.2-2010, Tuercas para aplicaciones generales: tuercas para tornillos mecánicos, hexagonales, cuadradas, bridas hexagonales y tuercas acopladas (serie en pulgadas)

*ASME B31G-2012, Manual para determinar la resistencia restante de los gasoductos corroídos: suplemento del Código B31 de ASME para tuberías a presión

*ASME B31Q-2010, Calificación del personal del gasoducto

*ASME B31.1-2012, Tubería de potencia

*ASME B31.3-2012, Tubería de proceso

*ASME B31.4-2012, Sistemas de transporte de gasoducto para líquidos y residuos

*ASME B31.8S-2012, Administración de la integridad del sistema de gasoductos

*ASME B36.10M-2004 (R2010), Tubería de acero forjado soldada y sin costura

*Código BPV de ASME: Sección II, Materiales; Sección VII, Reglas para la construcción de recipientes a presión; y Sección IX, Norma de calificación para procedimientos de soldadura, brazing y fusión; soldadores; soldadores brazing y operadores de soldadura, brazing y fusión (2013)

ASME SI-1-1982, Orientación y guía de ASME para el uso de unidades del sistema internacional de medidas (métricas)

ASME PCC-2-2011, Reparación de equipos y tuberías de presión

IPC2002-27124, "Desarrollo de criterios de aceptación para ondulaciones leves en curvaturas de campo de gasoductos", Actas de IPC 2002, Cuarto Congreso Internacional sobre Gasoductos, septiembre de 2002.

Editor: The American Society of Mechanical Engineers
(ASME), Two Park Avenue, New York, NY 10016-5990
(www.asme.org)

A-4 ASTM

ASTM A53/A53M-12, Especificación de la norma para tubería de acero negra, zincada en caliente, soldada y sin costura

ASTM A105/A105M-12, Especificación de la norma para forjados de acero al carbono para aplicaciones de tubería

ASTM A106/A106M-11, Especificación de la norma para tubería de acero al carbono sin costuras para servicio a altas temperaturas

ASTM A134-96(R2012), Especificación de la norma para tubería de acero, soldada por fusión eléctrica (arco) (tamaños NPS 16 y superiores)

ASTM A135/A135M-09, Especificación de la norma para tubería de acero soldada por resistencia eléctrica

ASTM A139/A139M-04(R2010), Especificación de la norma para tubería de acero, soldada por fusión eléctrica (arco) (tamaños NPS 4 y superiores)

ASTM A193/A193M-12b, Especificación de la norma para materiales de pernos de acero inoxidable y acero aleado para aplicaciones de servicio de alta presión o altas temperaturas y otras aplicaciones especiales

ASTM A194/A194M-12a, Especificación de la norma para tuercas de acero aleado y al carbono para pernos para servicio de alta presión o altas temperaturas, o ambos

ASTM A307-12, Especificación de la norma para pernos, espárragos y varillas roscadas de acero al carbono con una resistencia a la tracción de 60 000 PSI

ASTM A320/A320M-11a, Especificación de la norma para pernos de acero inoxidable o acero aleado para servicio a bajas temperaturas

ASTM A333/A333M-11, Especificación de la norma para tubería de acero soldada y sin costuras para servicio a bajas temperaturas

ASTM A354-11, Especificación de la norma para pernos, espárragos y otros sujetadores roscados externamente de acero aleado templado y revenido

ASTM A372/A372M-12, Especificación de la norma para forjados de acero aleado y al carbono para recipientes a presión con paredes delgadas

ASTM A381-96(R2012), Especificación de la norma para tubería de acero soldada por arco metálico para usar con sistemas de transporte de alta presión

ASTM A395/A395M-99(R2009), Especificación de la norma para piezas fundidas de hierro dúctil ferrítico que retienen la presión para el uso a temperaturas elevadas

ASTM A449-10, Especificación de la norma para tornillos de cabeza hexagonal, pernos y espárragos de acero, tratados con calor, con una resistencia a la tracción mínima de 120/105/90 ksi, uso general

ASTM A671/A671M-10, Especificación de la norma para tubería de acero soldada por fusión eléctrica para temperaturas atmosféricas e inferiores

ASTM A672/A672M-09, Especificación de la norma para tubería de acero soldada por fusión eléctrica para servicio de alta presión a temperaturas moderadas

ASTM A691/A691M-09, Especificación de la norma para tubería de acero al carbono y aleado, soldada por fusión eléctrica para servicio de alta presión a altas temperaturas

ASTM A984/A984M-03(R2009), Especificación de la norma para tubería de línea de acero, negra, soldada por resistencia eléctrica, con extremo plano

ASTM A1005/A1005M-00(R2010), Especificación de la norma para tubería de línea de acero, negra, soldada por doble arco sumergido, costura longitudinal o helicoidal, con extremo plano

ASTM A1006/A1006M-00(R2010), Especificación de la norma para tubería de línea de acero, negra, soldada por rayo láser, con extremo plano

ASTM B88-09, Especificación de la norma para tubo de cobre sin costura para agua

ASTM D696-08^{e1}, Método de prueba estándar para el coeficiente de expansión térmica lineal de plásticos entre -30 °C y 30 °C con un dilatómetro de sílice vítreo

ASTM D1598-02(R2009), Método de prueba estándar para el tiempo transcurrido sin fallos de tubería de plástico bajo presión interna constante

*ASTM D2513-13, Especificación de la norma para tuberías, tubos y acoples de polietileno (PE) para presión de gas

*ASTM D2517-06(R2011), Especificación de la norma para tuberías y acoples de resina epoxi reforzada para presión de gas

*ASTM D2837-11, Método de prueba estándar para obtener la base de diseño hidrostático para materiales de tubería termoplástica o la base de diseño de presión para productos de tubería termoplástica

*ASME F1041-02(R2008), Guía estándar para limitar el flujo de tubos y tuberías de poliolefina para presión de gas

*ASTM F1563-01(R2011), Especificación de la norma para herramientas para limitar el flujo de tubos y tuberías de polietileno (PE) para gas

ASTM F2817-13, Especificación de la norma para tuberías y acoples de poli (cloruro de vinilo) (PVC) para presión de gas para mantenimiento o reparación

ASTM F2945-15, Especificación de la norma para tuberías, tubos y acoples de poliamida 11 para presión de gas

Editor: American Society for Testing and Materials (ASTM International), 100 Barr Harbor Drive, P.O. Box C700, West Conshohocken, PA 19428-2959 (www.astm.org)

A-5 AWS

*AWS A3.0M/A3.0:2010, Términos y definiciones de soldadura estándar, incluidos los términos para unión adhesiva, brazing, soldadura, corte térmico y pulverización térmica

*AWS D3.6M:2010, Código de soldadura submarina
Editor: American Welding Society (AWS), 8669 NW 36th Street, No. 130, Miami, FL 33166 (www.aws.org)

A-6 AWWA

ANSI A21.14-1979, Acoples de hierro dúctil, de 3 in a 24 in para gas²

ANSI A21.52-1991, Tubería de hierro dúctil, fundido por centrifugado, para gas²

*ANSI/AWWA C111/A21.11-12, Juntas para empaquetaduras de caucho para tuberías y acoples de hierro dúctil para presión

*ANSI/AWWA C150/A21.50-08, Diseño de espesor de tubería de hierro dúctil

AWWA C101-1976(R1977), Diseño de espesor de tubería de hierro fundido²

Editor: American Water Works Association (AWWA), 6666 West Quincy Avenue, Denver, CO 80235 (www.awwa.org)

A-7 CGA

Guía de mejores prácticas (versión 10.0, 2013)

Editor: Common Ground Alliance (CGA), 2200 Wilson Boulevard, Suite 102-172, Arlington, VA 22201 (www.commongroundalliance.com)

A-8 EPRI

EPRI EL-3106 (1983) (también publicada como PRCI-AGA- L51418), Potencial de CA producido por la línea de alimentación en gasoductos de gas natural para configuraciones de derecho de paso complejas

Editor: Electric Power Research Institute (EPRI), 3420 Hillview Avenue, Palo Alto, CA 94304 (www.epri.com)

A-9 GPA

Manual de pruebas de operaciones de planta de GPA, Sección C, Prueba para sulfuro de hidrógeno en LPG y gases (método Tutweiler)

Norma GPA 2265-68, Determinación de sulfuro de hidrógeno y sulfuro de mercaptano en gas natural (Método de valoración yodométrica con sulfato de cadmio)

Editor: Gas Processors Association (GPA), Sixty Sixty American Plaza, Suite 700, Tulsa, OK 74135 (www.gpaglobal.org)

A-10 GTI

GRI-00/0154 (2000), Guía de diseño para tuberías de polietileno para gas a través de puentes

GRI-91/0284 (1991), Pautas para gasoductos que atraviesan carreteras²

Editor: Gas Technology Institute (GTI), 1700 South Mount Prospect Road, Des Plaines, IL 60018 (www.gastechnology.org)

A-11 IEEE

*IEEE/ASTM SI 10-2010, Norma Nacional Estadounidense para prácticas en el sistema métrico

Editor: Institute of Electrical and Electronics Engineers, Inc. (IEEE), 445 Hoes Lane, Piscataway, NJ 08854 (www.ieee.org)

A-12 MSS

MSS SP-6-2012, Acabados estándares para caras de contacto de bridas de tubería y bridas con extremos de conexión de válvulas y acoples

MSS SP-25-2008, Sistema de marcado estándar de válvulas, acoples, bridas y uniones

MSS SP-44-2010 (incluida la fe de erratas de mayo de 2011), Bridas de gasoducto de acero

MSS SP-70-2011, Válvulas de compuerta de fundición gris, extremos bridados y roscados

MSS SP-71-2011, Válvulas de retención de clapeta de fundición gris, extremos bridados y roscados

MSS SP-75-2008, Especificación para acoples de soldaduras a tope forjadas de alta resistencia

MSS SP-78-2011, Válvulas de cierre de fundición gris, extremos bridados y roscados

Editor: Manufacturers Standardization Society of the Valve and Fittings Industry, Inc. (MSS), 127 Park Street, NE, Vienna, VA 22180 (www.msshq.org)

A-13 NACE

*ANSI/NACE MR0175/ISO 15156:2009, Industrias de gas natural y petróleo: materiales para usar en entornos que contienen H₂S en la producción de gas y petróleo, partes 1, 2 y 3 (incluidas todas las circulares técnicas hasta 2011)

Estudio de datos de corrosión de NACE (1985)²

NACE SP0169-2007, Control de corrosión externa en sistemas de tuberías metálicas sumergidos o subterráneos NACE SP0177-2007, mitigación de los efectos de rayos y corriente alterna en estructuras metálicas y sistemas de control de corrosión

*NACE SP0607-2007/ISO 15589-2:2004 (modificado), Industrias de gas natural y petróleo: protección catódica de sistemas de transporte de gasoductos: gasoductos en alta mar

Editor: National Association of Corrosion Engineers (NACE International), 15835 Park Ten Place, Houston, TX 77084-4906 (www.nace.org)

² Esta publicación ha sido reemplazada, retirada o ya no se encuentra en formato impreso.

A-14 NFPA

*NFPA 10-2013, Norma para extintores de incendio portátiles

*NFPA 30-2012, Código de líquidos inflamables y combustibles

*NFPA 58-2013, Código de gas licuado de petróleo

*NFPA 59-2012, Código de la planta de gas licuado de servicios públicos

*NFPA 59A-2013, Norma para la producción, el almacenamiento y la manipulación de gas natural licuado (LNG)

*NFPA 70-2013, Código Eléctrico Nacional (incluida la Enmienda 1)

*NFPA 220-2012, Norma sobre los tipos de construcción de edificios

Editor: National Fire Protection Association (NFPA),

1 Batterymarch Park, Quincy, MA 02169 (www.nfpa.org)

A-15 PPI

Manual de tubería de polietileno, segunda edición, noviembre de 2007 (incluida la hoja de fe de erratas, 6 de junio, 2012)

TR-3/2004, Políticas y procedimientos para desarrollar las clasificaciones de la base de diseño hidrostático (HDB), la base de diseño de presión (PDB), la base de diseño de resistencia (SDB) y la resistencia mínima requerida (MRS) para tubería o materiales de tubería termoplásticas

TR-4/2013, Listado de las clasificaciones de la base de diseño hidrostático (HDB), el esfuerzo de diseño hidrostático (HDS), la base de diseño de resistencia

(SDB), la base de diseño de presión (PDB) y la resistencia mínima requerida (MRS) para tubería o materiales de tubería termoplásticas

TR-33/2006, Procedimiento de unión por fusión a tope genérico para tubería de gas de polietileno

TR-41/2002, Procedimiento de unión por fusión de silleta genérico para tubería de gas de polietileno

TR-45/2008, Procedimiento de unión por fusión a tope para unión en campo de tubería de poliamida-11 (PA-11)

Editor: Plastics Pipe Institute (PPI), 105 Decker Court, Suite 825, Irving, TX 75062 (www.plasticpipe.org)

A-16 PRCI

PRCI PR-185-9734 (Catálogo PRCI L51782), Pautas para la reparación de depósitos de material de soldadura en gasoductos (1998)

PRCI PR-186-0324 (Catálogo PRCI L52047), Manual de reparación de gasoductos actualizado (2006)

PRCI PR-218-05404 (Catálogo PRCI L52314), Evaluación de defectos del gasoducto: una revisión y comparación de los métodos comúnmente usados (2010)

PRCI PR-218-9307 (Catálogo PRCI L51716), Manual de reparación de gasoductos (1994)

Editor: Pipeline Research Council International (PRCI), 3141 Fairview Park Drive, Suite 525, Falls Church, VA 22042 (www.prci.org)

APÉNDICE OBLIGATORIO B NÚMEROS Y ASUNTOS DE NORMAS Y ESPECIFICACIONES QUE APARECEN EN EL APÉNDICE OBLIGATORIO A

La información de este Apéndice se ha incorporado en el Apéndice Obligatorio A.

ASMENORMDOC.COM : Click to view the full PDF of ASME B31.8 (SPANISH) 2016

APÉNDICE NO OBLIGATORIO C

PUBLICACIONES QUE NO APARECEN EN EL CÓDIGO NI EN EL APÉNDICE OBLIGATORIO A

NOTA: El asterisco (*) indica las normas que han sido aceptadas como Normas Nacionales Estadounidenses por el American National Standards Institute (ANSI).

C-1 AGA

Catálogo AGA XL1001 (diciembre de 2010, incluida la fe de erratas 1 y 2), Clasificación de ubicaciones para instalaciones eléctricas en áreas de servicio de gas

Pautas para la prevención de daños en la perforación dirigida para la industria de gas natural (diciembre de 2004)

Editor: American Gas Association (AGA), 400 North Capitol Street, NW, Washington, DC 20001 (www.aga.org)

C-2 API

API RP 2A-LRFD (primera edición, julio de 1993, incluida la fe de erratas y los suplementos hasta febrero de 1997; reafirmados en mayo de 2003), Práctica recomendada para planificar, diseñar y construir plataformas fijas en alta mar: factor de diseño de resistencia y carga¹

*API RP 500 (tercera edición, diciembre de 2012), Prácticas recomendadas para la clasificación de ubicaciones para instalaciones eléctricas en instalaciones de petróleo clasificadas como Clase I, División 1 y División 2

Espec. API 5B (15.ª edición, abril de 2008), Especificación para el roscado, la calibración y la inspección de roscas de revestimientos, tuberías y roscas de tuberías de línea

Editor: American Petroleum Institute (API), 1220 L Street, NW, Washington, DC 20005 (www.api.org)

C-3 ASCE

Manuales e informes ASCE sobre prácticas de ingeniería N.º 89: Manual de cruces de gasoductos (junio de 1996)

Editor: American Society of Civil Engineers (ASCE), 1801 Alexander Bell Drive, Reston, VA 20191 (www.asce.org)

C-4 ASME

*ASME B1.20.3-1976 (R2013), Roscas de sello seco para tuberías (pulgada)

*ASME B16.3-2011, Acoples roscados de hierro maleable: Clases 150 y 300

*ASME B16.4-2011, Acoples roscados de fundición gris: Clases 125 y 250

*ASME B16.14-2010, Tapones, cojinetes y contratueras de tubería ferrosos con roscas en la tubería

*ASME B16.15-2011, Acoples roscados de aleación de cobre fundido: Clases 125 y 250

*ASME B16.18-2012, Acoples de presión para junta de soldadura de aleación de cobre fundido

*ASME B16.22-2012, Acoples de presión para junta de soldadura de aleación de cobre y cobre forjado

*ASME B16.25-2012, Extremos para soldar a tope

*ASME B31.12-2011, Tuberías de hidrógeno y gasoductos
Editor: The American Society of Mechanical Engineers (ASME), Two Park Avenue, New York, NY 10016-5990 (www.asme.org)

C-5 ASTM

ASTM A6/A6M-13, Especificación de la norma para los requerimientos generales de barras de acero estructural laminado, placas, perfiles y tablaestacas

ASTM A20/A20M-11, Especificación de la norma para los requerimientos generales de placas de acero para recipientes a presión

ASTM A29/A29M-12, Especificación de la norma para los requerimientos generales de barras de acero, al carbono y aleación, forjado en caliente

ASTM A36/A36M-12, Especificación de la norma para acero estructural al carbono

ASTM A47/A47M-99(R2009), Especificación de la norma para piezas fundidas de hierro maleable ferrítico

ASTM A48/A48M-03(R2012), Especificación de la norma para piezas fundidas de fundición gris

ASTM A125-96(R2007), Especificación de la norma para resortes de acero, helicoidales, con tratamiento térmico

ASTM A126-04(R2009), Especificación de la norma para piezas fundidas de fundición gris, válvulas, bridas y acoples de tubería

ASTM A181/A181M-12, Especificación de la norma para forjados de acero al carbono, para tuberías de propósito general

¹ Esta publicación ha sido reemplazada, retirada o ya no se encuentra en formato impreso.

*ASTM A182/A182M-13, Especificación de la norma para bridas para tubería de acero inoxidable o acero aleado laminado o forjado, acoples forjados, válvulas y partes para servicio a altas temperaturas

ASTM A197/A197M-00(R2011), Especificación de la norma para hierro maleable de cubilote

ASTM A216/A216M-12, Especificación de la norma para fundiciones de acero, al carbono, adecuadas para la soldadura de fusión, para servicio a altas temperaturas

ASTM A217/A217M-12, Especificación de la norma para fundiciones de acero, inoxidable martensítico, para piezas que contienen presión, adecuadas para servicio a altas temperaturas

ASTM A225/A225M-12, Especificación de la norma para placas de recipientes a presión, acero aleado, manganeso-vanadio-níquel

ASTM A234/A234M-11a, Especificación de la norma para acoples de tubería de acero forjado al carbono y acero aleado para servicio a temperaturas moderadas y altas

ASTM A242/A242M-13, Especificación de la norma para acero estructural de baja aleación y alta resistencia

ASTM A283/A283M-12a, Especificación de la norma para placas de acero al carbono con resistencia a la tracción intermedia y baja

ASTM A285/A285M-12, Especificación de la norma para placas de recipientes a presión, acero al carbono, con resistencia a la tracción intermedia y baja

ASTM A350/A350M-12, Especificación de la norma para forjados de acero al carbono y baja aleación que requieren pruebas de tenacidad a la entalla para componentes de tubería

ASTM A377-03(R2008)^{e1}, Índice estándar de especificaciones para tuberías de presión de hierro dúctil

ASTM A420/A420M-10a, Especificación de la norma para acoples de tubería de acero forjado al carbono y acero aleado para servicio a bajas temperaturas

ASTM A487/A487M-93(R2012), Especificación de la norma para fundiciones de acero adecuadas para el servicio de presión

ASTM A502-03(R2009), Especificación de la norma para remaches, acero, estructural

ASTM A515/A515M-10, Especificación de la norma para placas de recipientes a presión, acero al carbono, para servicio a temperaturas intermedias y superiores

ASTM A516/A516M-10, Especificación de la norma para placas de recipientes a presión, acero al carbono, para servicio a temperaturas moderadas e inferiores

ASTM A575-96(R2013)^{e1}, Especificación de la norma para barras de acero, al carbono, calidad comercial, grados M

ASTM A576-90b(R2012), Especificación de la norma para barras de acero, al carbono, forjado en caliente, calidad especial

ASTM A694/A694M-08, Especificación de la norma para forjados de acero aleado y al carbono para bridas, acoples, válvulas y piezas de tubería para servicio de transporte de alta presión

ASTM B21/B21M-12, Especificación de la norma para varillas, barras y perfiles navales de latón

ASTM B42-10, Especificación de la norma para tubería de cobre sin costuras, tamaños estándar

ASTM B43-09, Especificación de la norma para tubería de latón rojo sin costuras, tamaños estándar

ASTM B61-08, Especificación de la norma para fundiciones de bronce para válvulas o vapor

ASTM B62-09, Especificación de la norma para fundiciones de composición de bronce o alguna aleación metálica

ASTM B68/B68M-11, Especificación de la norma para tubo de cobre sin costuras, recocido brillante

ASTM B75/B75M-11, Especificación de la norma para tubo de cobre sin costuras

ASTM B249/B249M-12, Especificación de la norma para los requerimientos generales para varillas, barras, perfiles y forjados de aleación de cobre y cobre forjado

ASTM B251-10, Especificación de la norma para requerimientos los generales para tubo de aleación de cobre y cobre forjado sin costuras

ASTM B584-13, Especificación de la norma para fundiciones en arena de aleación de cobre para aplicaciones generales

Editor: American Society for Testing and Materials (ASTM International), 100 Barr Harbor Drive, P.O. Box C700, West Conshohocken, PA 19428-2959 (www.astm.org)

C-6 AWWA

*AWWA C207-13, Bridas de tubería de acero para servicios hidráulicos, tamaños de 4 in a 144 in (de 100 mm a 3,600 mm)

Editor: American Water Works Association (AWWA), 6666 West Quincy Avenue, Denver, CO 80235 (www.awwa.org)

C-7 GTI

GRI-00/0154 (2001), Guía de diseño para tuberías a través de puentes

GRI-00/0192.01 (2001), Guía GRI para ubicar y utilizar la investigación en la industria de gasoductos. Sección 1: Propagación y detención de fracturas

GRI-00/0192.02 (2001), Guía GRI para ubicar y utilizar la investigación en la industria de gasoductos. Sección 2: Evaluación de defectos

GRI-00/0192.03 (2001), Guía GRI para ubicar y utilizar la investigación en la industria de gasoductos. Sección 3: Identificación de tipos de defectos y causas de fallas en gasoductos

GRI-00/0192.04 (2001), Guía GRI para ubicar y utilizar la investigación en la industria de gasoductos. Sección 4: Pruebas hidrostáticas

GRI-00/0192.05 (2001), Guía GRI para ubicar y utilizar la investigación en la industria de gasoductos. Sección 5: Tubería de línea

GRI-00/0192.06 (2001), Guía GRI para ubicar y utilizar la investigación en la industria de gasoductos. Sección 6: Soldadura

GRI-00/0192.07 (2001), Guía GRI para ubicar y utilizar la investigación en la industria de gasoductos. Sección 7: Acoples y componentes

GRI-00/0192.08 (2001), Guía GRI para ubicar y utilizar la investigación en la industria de gasoductos. Sección 8: Métodos de reparación de gasoductos

GRI-00/0192.09 (2001), Guía GRI para ubicar y utilizar la investigación en la industria de gasoductos. Sección 9: Daño mecánico

GRI-00/0192.10 (2001), Guía GRI para ubicar y utilizar la investigación en la industria de gasoductos. Sección 10: Corrosión

GRI-00/0192.11 (2001), Guía GRI para ubicar y utilizar la investigación en la industria de gasoductos. Sección 11: Agrietamiento por corrosión bajo esfuerzo

GRI-00/0192.12 (2001), Guía GRI para ubicar y utilizar la investigación en la industria de gasoductos. Sección 12: Estadísticas de la industria

GRI-00/0192.13 (2001), Guía GRI para ubicar y utilizar la investigación en la industria de gasoductos. Sección 13: Gasoductos en alta mar

GRI-00/0192.14 (2001), Guía GRI para ubicar y utilizar la investigación en la industria de gasoductos. Sección 14: Inspección en línea

GRI-00/0192.15 (2001), Guía GRI para ubicar y utilizar la investigación en la industria de gasoductos. Sección 15: Situaciones especiales

GRI-00/0192.16 (2001), Guía GRI para ubicar y utilizar la investigación en la industria de gasoductos. Sección 16: Evaluación de riesgos

GRI-00/0192.17 (2001), Guía GRI para ubicar y utilizar la investigación en la industria de gasoductos. Sección 17: Sistemas de información geográfica

GRI-96/0368 (1996), Pautas para la aplicación de perforación horizontal guiada para instalar la tubería de distribución de gas

Editor: Gas Technology Institute (GTI), 1700 South Mount Prospect Road, Des Plaines, IL 60018 (www.gastechnology.org)

C-8 MSS

*MSS SP-55-2011, Norma de calidad para fundiciones de acero para válvulas, bridas, acoples y otros componentes de tubería: método visual para evaluar las irregularidades de la superficie

MSS SP-61-2013, Pruebas de presión de válvulas

Editor: Manufacturers Standardization Society of the Valve and Fittings Industry, Inc. (MSS), 127 Park Street, NE, Vienna, VA 22180 (www.msshq.org)

C-9 OTRAS PUBLICACIONES

ANSI Z17.1-1973, Norma Nacional Estadounidense para números preferidos 1

Editor: American National Standards Institute (ANSI), 25 West 43rd Street, New York, NY 10036 (www.ansi.org)

Perforación dirigida horizontal: pautas de buenas prácticas (tercera edición, 2008)

Editor: HDD Consortium, disponible a través de la North American Society for Trenchless Technology (NASTT), 14500 Lorain Avenue #110063, Cleveland, OH 44111 (www.nastt.org)

PRCI PR-227-03110 (Catálogo PRCI L52290), Instalación de gasoductos usando perforación dirigida horizontal: una guía de diseño de ingeniería (2008)

Editor: Pipeline Research Council International (PRCI), 3141 Fairview Park Drive, Suite 525, Falls Church, VA 22042 (www.prci.org)

APÉNDICE OBLIGATORIO D

LÍMITE DE FLUENCIA MÍNIMO ESPECIFICADO PARA TUBERÍAS DE ACERO USADAS COMÚNMENTE EN SISTEMAS DE TUBERÍAS¹

Tabla D-1: Límite de fluencia mínimo especificado para tuberías de acero usadas comúnmente en sistemas de tuberías

Especificación N.º	Grado	Tipo [Nota (1)]	Límite de fluencia mínimo especificado (SMYS) psi (MPa)
API 5L [Nota (2)]	A25	BW, ERW, S	25,000 (172)
API 5L [Nota (2)]	A	ERW, S, DSA	30,000 (207)
API 5L [Nota (2)]	B	ERW, S, DSA	35,000 (241)
API 5L [Nota (2)]	x42	ERW, S, DSA	42,000 (290)
API 5L [Nota (2)]	x46	ERW, S, DSA	46,000 (317)
API 5L [Nota (2)]	x52	ERW, S, DSA	52,000 (359)
API 5L [Nota (2)]	x56	ERW, S, DSA	56,000 (386)
API 5L [Nota (2)]	x60	ERW, S, DSA	60,000 (414)
API 5L [Nota (2)]	x65	ERW, S, DSA	65,000 (448)
API 5L [Nota (2)]	x70	ERW, S, DSA	70,000 (483)
API 5L [Nota (2)]	x80	ERW, S, DSA	80,000 (552)
ASTM A53	Tipo F	BW	25,000 (172)
ASTM A53	A	ERW, S	30,000 (207)
ASTM A53	B	ERW, S	35,000 (241)
ASTM A106	A	S	30,000 (207)
ASTM A106	B	S	35,000 (241)
ASTM A106	C	S	40,000 (276)
ASTM A134	...	EFW	[Nota (3)]
ASTM A135	A	ERW	30,000 (207)
ASTM A135	B	ERW	35,000 (241)
ASTM A139	A	EFW	30,000 (207)
ASTM A139	B	EFW	35,000 (241)
ASTM A139	C	EFW	42,000 (290)
ASTM A139	D	EFW	46,000 (317)
ASTM A139	E	EFW	52,000 (359)
ASTM A333	1	S, ERW	30,000 (207)
ASTM A333	3	S, ERW	35,000 (241)
ASTM A333	4	S	35,000 (241)
ASTM A333	6	S, ERW	35,000 (241)
ASTM A333	7	S, ERW	35,000 (241)
ASTM A333	8	S, ERW	75,000 (517)
ASTM A333	9	S, ERW	46,000 (317)
ASTM A381	Clase Y-35	DSA	35,000 (241)
ASTM A381	Clase Y-42	DSA	42,000 (291)
ASTM A381	Clase Y-46	DSA	46,000 (317)
ASTM A381	Clase Y-48	DSA	48,000 (331)
ASTM A381	Clase Y-50	DSA	50,000 (345)

¹ Consulte el párrafo 841.1.

Tabla D-1: Límite de fluencia mínimo especificado para tuberías de acero usadas comúnmente en sistemas de tuberías (continuación)

Especificación N.º	Grado	Tipo [Nota (1)]	Límite de fluencia mínimo especificado (SMYS) psi (MPa)
ASTM A381	Clase Y-52	DSA	52,000 (359)
ASTM A381	Clase Y-56	DSA	56,000 (386)
ASTM A381	Clase Y-60	DSA	60,000 (414)
ASTM A381	Clase Y-65	DSA	65,000 (448)
ASTM A984	35	ERW	35,000 (241)
ASTM A984	50	ERW	50,000 (345)
ASTM A984	60	ERW	60,000 (414)
ASTM A984	70	ERW	70,000 (483)
ASTM A984	80	ERW	80,000 (552)
ASTM A1005	35	DSA	35,000 (241)
ASTM A1005	50	DSA	50,000 (345)
ASTM A1005	60	DSA	60,000 (414)
ASTM A1005	70	DSA	70,000 (483)
ASTM A1005	80	DSA	80,000 (552)
ASTM A1006	35	LW	35,000 (241)
ASTM A1006	50	LW	50,000 (345)
ASTM A1006	60	LW	60,000 (414)
ASTM A1006	70	LW	70,000 (483)
ASTM A1006	80	LW	80,000 (552)

NOTA GENERAL: Esta tabla no está completa. Para el límite de fluencia mínimo especificado de otros grados y de grados aprobados en otras especificaciones, consulte la especificación en particular.

NOTAS:

- (1) Abreviaturas: BW = soldado a tope en horno; DSA = soldado por doble arco sumergido; EFW = soldado por fusión eléctrica; ERW = soldado por resistencia eléctrica; LW = soldado por láser; S = sin costuras.
- (2) Existen grados intermedios disponibles en API 5L.
- (3) Consulte la especificación de la placa correspondiente para el límite de fluencia mínimo especificado (SMYS).

(16)

**Tabla D-2 Valores HDB
para materiales termoplásticos**

Designación de material para la tubería de plástico (D2513 para PE y F2945 para PA-11)	HDB a 73 °F, psi
PA 32312 (PA-11)	2,500
PA 32316 (PA-11)	3,150
PB 2110	2,000
PE 2406	1,250
PE 3408	1,600
PE 2606	1,250
PE 2706	1,250
PE 2708	1,250
PE 3608	1,600
PE 3708	1,600
PE 3710	1,600
PE 4708	1,600
PE 4710	1,600
PVC 1120	4,000
PVC 1220	4,000
PVC 2110	2,000
PVC 2116	3,150

NOTAS GENERALES:

- (a) *Valores de la resistencia hidrostática a largo plazo para tuberías termoplásticas cubiertas por ASTM D2513.* Estos valores solo se aplican a materiales y tuberías que cumplen con todos los requerimientos de los materiales básicos y ASTM D2513. Se basan en datos de pruebas de ingeniería obtenidos de acuerdo con ASTM D1598 y analizados según ASTM D2837. Anualmente, el Plastics Pipe Institute (Instituto de Tuberías de Plástico, PPI) publica una lista de los compuestos comerciales que cumplen con estos requerimientos.
- (b) *Valores HDB para tuberías termoestables reforzadas cubiertas por ASTM D2517.* El valor se establece de acuerdo con ASTM D2517. Si no hay un valor HDB establecido, el valor es 11,000 psi (75.8 MPa).

APÉNDICE OBLIGATORIO E FACTORES DE FLEXIBILIDAD Y DE INTENSIFICACIÓN DE ESFUERZO

La Tabla E-1 comienza en la siguiente página.

ASMENORMDOC.COM : Click to view the full PDF of ASME B31.8 (SPANISH) 2016

(16) **Tabla E-1 Factor de flexibilidad, k y factor de intensificación de esfuerzo, i**

Descripción	Factor de flexibilidad, k	Factor de intensificación de esfuerzo, i [Notas (1) y (2)]		Característica de flexibilidad, h	Esquema
		Fuera de plano, i_o	En plano, i_i		
Codo de soldadura o curvatura de tubería [Notas (1)–(5)]	$\frac{1.65}{h}$	$\frac{0.75}{h^{3/5}}$	$\frac{0.9}{h^{3/5}}$	$\frac{\bar{T} R_1}{r_2^2}$	
Curvaturas de inglete o codo mitrado cercanas entre sí [Notas (1), (2), (3) y (5)] $s < r_2 (1 + \tan \theta)$	$\frac{1.52}{h^{3/6}}$	$\frac{0.9}{h^{3/5}}$	$\frac{0.9}{h^{3/5}}$	$\frac{\cot \theta}{2} \frac{\bar{T}_s}{r_2^2}$	
Curvatura de inglete o codo mitrado simple o curvaturas de inglete o codo mitrado muy separadas entre sí $s \geq r_2 (1 + \tan \theta)$ [Notas (1), (2) y (5)]	$\frac{1.52}{h^{3/6}}$	$\frac{0.9}{h^{3/5}}$	$\frac{0.9}{h^{3/5}}$	$\frac{1 + \cot \theta}{2} \frac{\bar{T}}{r_2^2}$	
Unión en T para soldadura según ASME B16.9 con $r_o \geq d/8$ $T_c \geq 1.5 \bar{T}$ [Notas (1), (2) y (6)]	1	$\frac{0.9}{h^{3/5}}$	$\frac{3}{4} i_o + \frac{1}{4}$	$4.4 \frac{\bar{T}}{r_2}$	
Unión en T reforzada fabricada con almohadilla o asiento [Notas (1), (2), (7)–(9)]	1	$\frac{0.9}{h^{3/5}}$	$\frac{3}{4} i_o + \frac{1}{4}$	$\frac{(\bar{T} + \frac{1}{2} t_e)^{3/2}}{\bar{T}^{1/2} r_2}$	
Unión en T no reforzada fabricada [Notas (1), (2) y (9)]	1	$\frac{0.9}{h^{3/5}}$	$\frac{3}{4} i_o + \frac{1}{4}$	$\frac{\bar{T}}{r_2}$	
Salida extruida $r_o \geq 0.05 d$ $T_c < 1.5 \bar{T}$ [Notas (1), (2) y (6)]	1	$\frac{0.9}{h^{3/5}}$	$\frac{3}{4} i_o + \frac{1}{4}$	$\left(1 + \frac{r_o}{r_2}\right) \frac{\bar{T}}{r_2}$	
Inserto de contorno soldado $r_o \geq d/8$ $T_c \geq 1.5 \bar{T}$ [Notas (1), (2) y (10)]	1	$\frac{0.9}{h^{3/5}}$	$\frac{3}{4} i_o + \frac{1}{4}$	$4.4 \frac{\bar{T}}{r_2}$	
Acople soldado en el ramal (integralmente reforzado) [Notas (1), (2), (9) y (11)]	1	$\frac{0.9}{h^{3/5}}$	$\frac{0.9}{h^{3/5}}$	$3.3 \frac{\bar{T}}{r_2}$	

Tabla E-1 Factor de flexibilidad, k y factor de intensificación de esfuerzo, i (continuación)

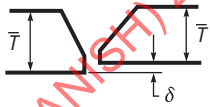
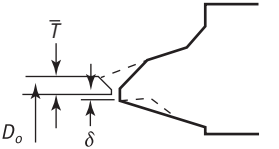
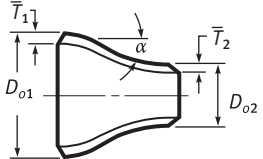
Descripción	Factor de flexibilidad, k	Factor de intensificación de esfuerzo, i	Esquema
Soldadura a tope [Notas (1) y (12)] $\bar{T} \geq 0.237$ in (6.02 mm), $\delta_{\text{máx.}} \leq \frac{1}{16}$ in (1.59 mm), y $\delta_{\text{prom.}}/\bar{T} \leq 0.13$	1	1.0	
Soldadura a tope [Notas (1) y (12)] $\bar{T} \geq 0.237$ in (6.02 mm), $\delta_{\text{máx.}} \leq \frac{1}{8}$ in (3.18 mm), y $\delta_{\text{prom.}}/\bar{T} =$ cualquier valor	1	1.9 máx. o [0.9 + 2.7($\delta_{\text{prom.}}/\bar{T}$)], pero no menos de 1.0	
Soldadura a tope [Notas (1) y (12)] ≥ 0.237 in (6.02 mm), $\delta_{\text{máx.}} \leq \frac{1}{16}$ in (1.59 mm), y $\delta_{\text{prom.}}/\bar{T} \leq 0.33$	1	1.9 máx. o $1.3 + 0.0036 \frac{D_o}{\bar{T}} + 3.6 \frac{\delta}{\bar{T}}$	
Transición gradual según ASME B16.25” [Nota (1)]	1	2.0 máx. o $0.5 + 0.01 \alpha \left(\frac{D_{o2}}{\bar{T}_2} \right)^{1/2}$	
Reductor concéntrico según ASME B16.9 [Notas (1) y (13)]	1	1.2	
Brida deslizante con soldadura doble [Nota (14)]	1	2.1 máx. o $2.1 \bar{T}/C_x$, pero no menos de 1.3	
Brida o acople para soldadura a enchufe [Notas (14) y (15)]	1	1.6	
Brida de junta solapada (con extremo de junta solapada ASME B16.9) [Nota (14)]	1	2.3	
Junta de tubería roscada o brida roscada [Nota (14)]	5	2.5	
Tubería recta corrugada o curvatura arrugada o con pliegues [Nota (16)]			

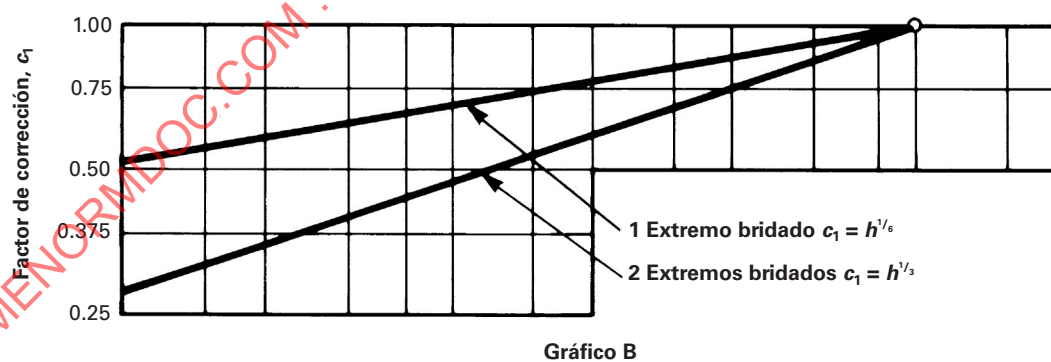
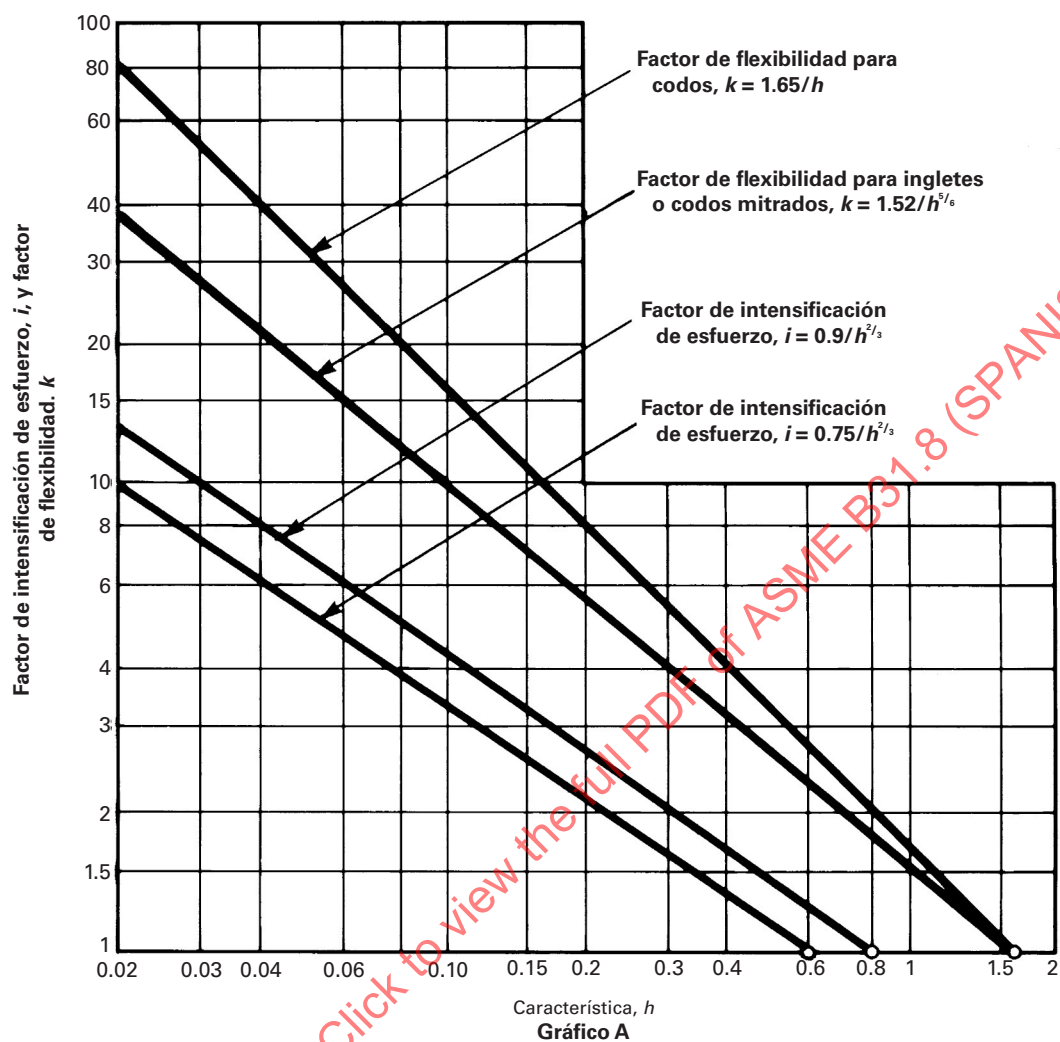
Tabla E-1 Factor de flexibilidad, k y factor de intensificación de esfuerzo, i (continuación)


Tabla E-1 Factor de flexibilidad, k y factor de intensificación de esfuerzo, i (continuación)

NOTAS:

- (1) La nomenclatura es la siguiente:

D_o = diámetro externo, in (mm)
 d = diámetro externo del ramal, in (mm)
 R_1 = radio de curvatura del codo de soldadura o curvatura de la tubería, in (mm)
 r_o = radio de curvatura de la parte externa del contorno de la salida, medido en el plano que contiene los ejes del cabezal y el ramal, in (mm)
 r_2 = radio medio de la tubería correspondiente, in (mm)
 s = espaciado del inglete o codo mitrado en la línea central, in (mm)
 $\bar{T}$ = espesor nominal de pared del componente de la tubería, in (mm)
 = para codos y curvaturas de inglete o codo mitrado, el espesor nominal de pared del acople in (mm)
 = para uniones en T para soldadura, el espesor nominal de pared de la tubería correspondiente, in (mm)
 = para uniones en T fabricadas, el espesor nominal de pared del tramo o cabezal (teniendo en cuenta que si el espesor es superior al de la tubería correspondiente, se debe mantener un espesor de pared mayor por, al menos, un diámetro externo del tramo en cada lado del diámetro externo del ramal), in (mm)
 T_c = el espesor de bifurcación de las uniones en T, in (mm)
 t_e = espesor de la almohadilla o asiento, in (mm)
 α = ángulo del cono reductor, grados
 δ = discrepancia, in (mm)
 θ = ángulo medio entre ejes de ingletes o codos mitrados adyacentes, grados

- (2) El factor de flexibilidad, k , se aplica a la flexión en cualquier plano. El factor de flexibilidad, k , y los factores de intensificación de esfuerzo, i , no deben ser menores que la unidad; los factores para torsión son iguales a la unidad. Ambos factores se aplican en la longitud de arco final (que se muestra mediante líneas centrales gruesas en los esquemas) para curvaturas de inglete o codo mitrado y anguladas, y el punto de intersección para las uniones en T.

Los valores de k e i se pueden leer directamente del Gráfico A, ingresando con la característica, h , calculada a partir de las fórmulas dadas.

- (3) Cuando las bridas estén fijadas a uno o ambos extremos, los valores de k e i deberán ser corregidos por los factores, C_u , que se pueden leer directamente del Gráfico B, ingresando con el valor h calculado.
- (4) Se le advierte al diseñador que los acoples fundidos con soldadura a tope pueden tener paredes considerablemente más pesadas que las de la tubería con las que se usan. Es posible introducir grandes errores, a menos que se tenga en cuenta el efecto de estos espesores mayores.
- (5) En curvaturas y codos de pared delgada y diámetro grande, la presión puede afectar significativamente las magnitudes de k e i . Para corregir los valores de la tabla, divida k entre

$$\left[1 + 6 \left(\frac{P}{E_e} \right) \left(\frac{r_2}{\bar{T}} \right)^{2/3} \left(\frac{R_1}{r_2} \right)^{1/3} \right]$$

divida i entre

$$\left[1 + 3.25 \left(\frac{P}{E_e} \right) \left(\frac{r_2}{\bar{T}} \right)^{5/2} \left(\frac{R_1}{r_2} \right)^{2/3} \right]$$

donde

E_e = módulo frío de elasticidad, psi (MPa)
 P = presión manométrica, psi (MPa)

- (6) Si la cantidad de ciclos de desplazamiento es inferior a 200, no es necesario cumplir con los límites de radio y espesor especificados. Cuando los límites de radio y espesor no se cumplen y la cantidad de ciclos de diseño supera los 200, los factores de intensificación de esfuerzo fuera del plano y en el plano se deben calcular como $1.12/h^{2/3}$ y $(0.67/h^{2/3}) + 1/4$, respectivamente.
- (7) Cuando $r_2 \geq 1 \frac{1}{2} \bar{T}$, utilice $h = 4.05 \bar{T}/r_2$.
- (8) El valor mínimo del factor de intensificación de esfuerzo deberá ser 1.2.
- (9) Cuando la relación del diámetro ramal-tramo supera los 0.5, pero es inferior a 1.0, y la cantidad de ciclos de desplazamiento de diseño supera los 200, los factores de intensificación de esfuerzo fuera del plano y en el plano se deben calcular como $1.8/h^{2/3}$ and $(0.67/h^{2/3}) + 1/4$, respectivamente, a menos que la soldadura de transición entre el ramal y el tramo se fusione en un contorno cóncavo uniforme. Si la soldadura de transición se fusiona en un contorno cóncavo uniforme, todavía se aplican los factores de intensificación de esfuerzo en la tabla.
- (10) Si la cantidad de ciclos de desplazamiento es inferior a 200, no es necesario cumplir con los límites de radio y espesor especificados. Cuando los límites de radio y espesor no se cumplen y la cantidad de ciclos de desplazamiento de diseño supera los 200, los factores de intensificación de esfuerzo fuera del plano y en el plano se deben calcular como $1.8/h^{2/3}$ y $(0.67/h^{2/3}) + 1/4$, respectivamente.
- (11) El diseñador debe estar convencido de que esta fabricación tiene una clasificación de presión equivalente a una tubería recta.
- (12) Los factores de intensificación de esfuerzo aplicados en las soldaduras a tope circunferenciales entre dos ítems, para los cuales el espesor de pared sea entre $0.875 \bar{T}$ y $1.10 \bar{T}$ para una distancia axial de $\sqrt{D_o \bar{T}} \cdot D_o$ y $\bar{T}$, son el diámetro externo nominal y el espesor de pared nominal, respectivamente. $\delta_{prom.}$ es la discrepancia o la desviación promedio.

Tabla E-1 Factor de flexibilidad, k y factor de intensificación de esfuerzo, i (continuación)

NOTAS (continuación):

- (13) La ecuación se aplica solo si se cumplen las siguientes condiciones.
- (a) El ángulo del cono α no supera los 60 grados, y el reductor es concéntrico.
 - (b) El más grande de $D_{o1}/\bar{T}$ y $D_{o2}/\bar{T}$ no supera los 100.
 - (c) El espesor de la pared no es inferior a $\bar{T}_1$ a lo largo del cuerpo del reductor, excepto en la porción cilíndrica de este y la inmediatamente adyacente a este en el extremo pequeño, donde el espesor no deberá ser inferior a $\bar{T}_2$.
- (14) En algunas juntas bridadas, se pueden producir fugas en los esfuerzos de expansión de otro modo permitidas en el presente. El momento para producir fugas de una junta bridadada con una empaquetadura que no tiene características autosellantes se puede calcular con la siguiente ecuación:

$$M_L = (C/4) (S_b A_b - P A_p)$$

- A_b = área total de pernos de la brida, in² (mm²)
- A_p = área hasta el exterior del contacto de la empaquetadura, in² (mm²)
- C = círculo del perno, in (mm)
- M_L = momento para producir fugas en la brida, in-lb (mm·N)
- P = presión interna, psi (MPa)
- S_b = esfuerzo del perno, psi (MPa)

- (15) C_x es la longitud de la soldadura de filete. Para longitudes desiguales, utilice la pierna más pequeña para C_x .
- (16) Los factores mostrados se aplican a la flexión. El factor de flexibilidad para la torsión es igual a 0.9.

APÉNDICE OBLIGATORIO F

CONEXIONES DE RAMALES SOLDADOS Y CABEZALES EXTRUIDOS¹

F-1 CABEZALES EXTRUIDOS

Las definiciones y limitaciones que se aplican a las figuras F-1 a F-4 son los siguientes:

D = diámetro externo del tramo, in (mm)

D_c = diámetro interno corroído del tramo, in (mm)

D_o = diámetro interno corroído de la salida extruida medido a nivel de la superficie externa del tramo, in (mm)

d = diámetro externo de la tubería del ramal, in (mm)

d_c = diámetro interno corroído de la tubería del ramal, in (mm)

h_o = altura del reborde extruido. Esta debe ser igual o superior a r_o , excepto como se muestra en la limitación (b) de r_o a continuación, in (mm).

L = altura de la zona de refuerzo, in (mm)
 $= 0.7\sqrt{dT_o}$

r_1 = mitad del ancho de la zona de refuerzo (igual a D_o), in (mm)

r_o = radio de curvatura de la parte externa del contorno de la salida, medido en el plano que contiene los ejes del tramo y el ramal, in (mm). Esto se encuentra sujeto a las siguientes limitaciones:

(a) *Radio mínimo.* La dimensión no deberá ser inferior a $0.05d$, excepto en los diámetros de ramales superiores a 30 in (762 mm) en los que no deberá ser superior a 1.50 in (38.1 mm).

(b) *Radio máximo.* En el caso de tuberías tamaño NPS 8 (DN 200) y más grandes, esta dimensión no deberá ser superior a $0.10d + 0.50$ in ($0.10d + 12.7$ mm). En el caso de tuberías de salida más pequeñas que NPS 8 (DN 200), esta dimensión no deberá ser superior a 1.25 in (31.75 mm).

(c) Cuando el contorno externo contiene más de un radio, el radio en cualquier sector del arco de, aproximadamente, 45 grados deberá cumplir con los requerimientos de (a) y (b) anteriores.

(d) No se deberá emplear mecanizado para cumplir con los requerimientos anteriores.

T_b = espesor real de la pared del ramal, sin incluir el margen de corrosión, in (mm)

T_o = espesor terminado corroído de la salida extruida medido a una altura igual a r_o sobre la superficie externa del tramo, in (mm)

T_r = espesor real de la pared del tramo, sin incluir el margen de corrosión, in (mm)

t_b = espesor requerido de la tubería del ramal de acuerdo con la fórmula de diseño de tubería de acero del párrafo 841.1.1, pero sin incluir ningún espesor para corrosión, in (mm)

t_r = espesor requerido del tramo de acuerdo con la fórmula de diseño de tubería de acero del párrafo 841.1.1, pero sin incluir ningún margen para corrosión o tolerancia de menor espesor, in (mm)

F-2 EJEMPLOS QUE ILUSTRAN LA APLICACIÓN DE LAS REGLAS PARA EL REFUERZO DE CONEXIONES DE RAMALES SOLDADOS

F-2.1 Ejemplo 1

Una salida NPS 8 está soldada a un cabezal NPS 24. El material del cabezal es API 5LX 46 con una pared de 0.312 in. La salida es API 5L Grado B (sin costuras) Sch

Figura F-1

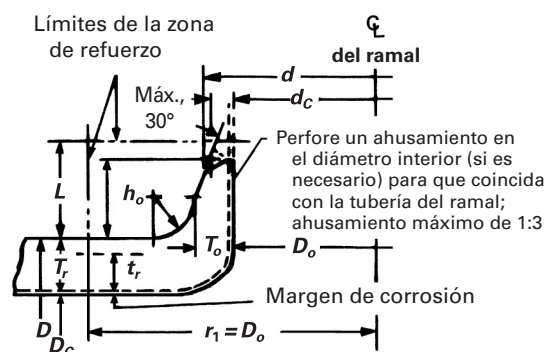
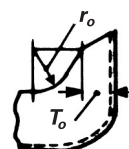


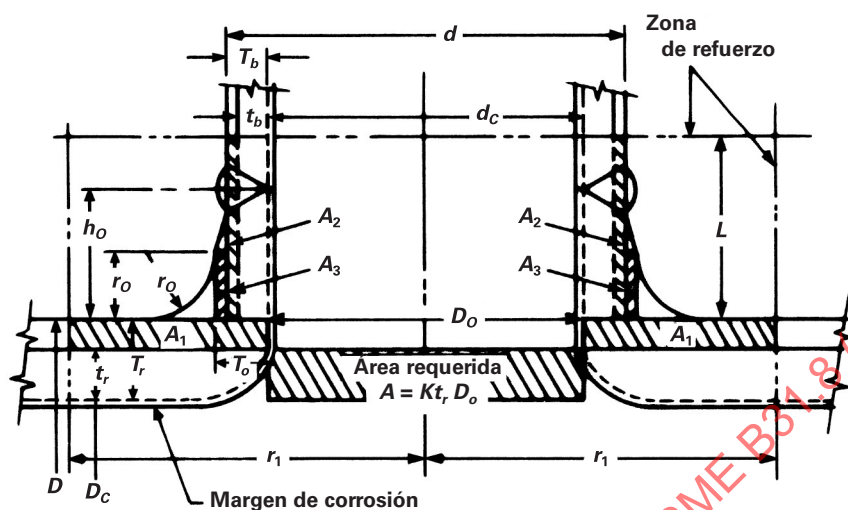
Figura F-2



NOTA GENERAL: El esquema debe mostrar el método para establecer T_o cuando el ahuesamiento invade el radio de la bifurcación.

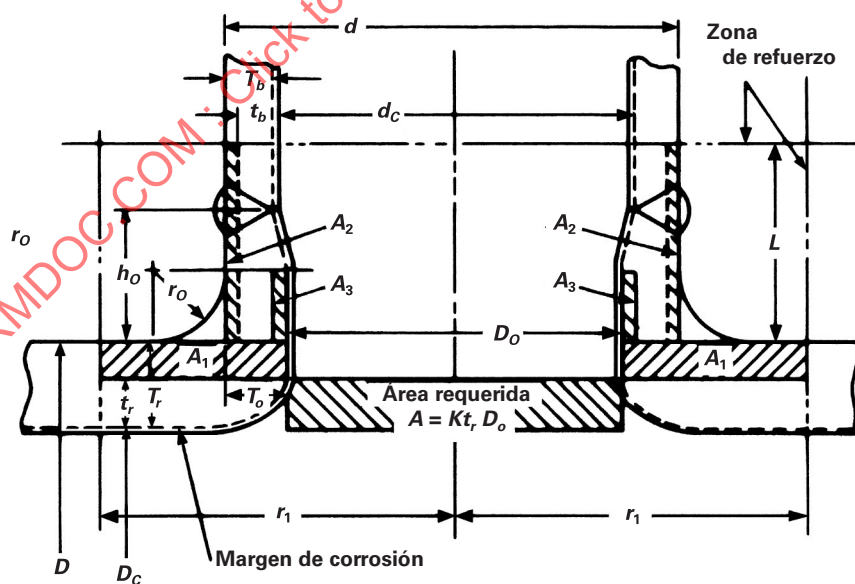
¹ Consulte el párrafo 831.6.

Figura F-3



NOTA GENERAL: El esquema debe dibujarse para la condición en la que $K = 1.00$.

Figura F-4



NOTA GENERAL: El esquema debe dibujarse para la condición en la que $K = 1.00$.

40 con una pared de 0.322 in. La presión de trabajo es 650 psig. La fabricación se encuentra en una ubicación Clase 1. Usando el párrafo 841.1, la eficiencia de junta es 1.00. La temperatura es 100 °F. Los factores de diseño $F = 0.60$, $E = 1.00$ y $T = 1.00$. Para obtener las dimensiones, consulte la figura F-6.

F-2.1.1 Cabezal. Espesor de pared nominal requerido:

$$t = \frac{PD}{2SFET} = \frac{650 \times 24}{2 \times 46,000 \times 0.60 \times 1.00 \times 1.00} = 0.283 \text{ in}$$

Exceso de espesor en la pared del cabezal:

$$H - t = 0.312 - 0.283 = 0.029 \text{ in}$$

F-2.1.2 Salida. Espesor de pared nominal requerido:

$$t = \frac{650 \times 8.625}{2 \times 35,000 \times 0.60 \times 1.00 \times 1.00} = 0.133 \text{ in}$$

Exceso de espesor en la pared de la salida:

$$B - t_b = 0.322 - 0.133 = 0.189 \text{ in}$$

$$d = \text{diámetro interno de la abertura} = 8.625 - 2 \times 0.322 = 7.981 \text{ in}$$

F-2.1.3 Refuerzo requerido

$$A_R = dt = 7.981 \times 0.283 = 2.259 \text{ in}^2$$

F-2.1.4 Refuerzo proporcionado por el cabezal

$$A_1 = (H - t) d = 0.029 \times 7.981 = 0.231 \text{ in}^2$$

(16) F-2.1.5 Área efectiva en la salida

$$\begin{aligned} \text{Altura } L &= 2 \frac{1}{2} B + M \text{ (suponiendo un parche de } \frac{1}{4} \text{ in)} \\ &= (2 \frac{1}{2} \times 0.322) + 0.25 = 1.055 \text{ in} \end{aligned}$$

$$\text{o } L = 2 \frac{1}{2} H = 2.5 \times 0.312 = 0.780 \text{ in. Utilice } L = 0.780 \text{ in.}$$

$$\begin{aligned} A_2 &= 2 (B - t_b) L = 2 \times 0.189 \times 0.780 \\ &= 0.295 \text{ in}^2 \end{aligned}$$

Esto se debe multiplicar por 35,000/46,000 [consulte el párrafo 831.4.1(f)].

$$A'_2 \text{ efectiva} = 0.295 \times \frac{35,000}{46,000} = 0.224 \text{ in}^2$$

Área requerida:

$$\begin{aligned} A_3 &= A_R - A_1 - A'_2 \\ &= 2.259 - 0.231 - 0.224 = 1.804 \text{ in}^2 \end{aligned}$$

Utilice una placa reforzada que tenga un espesor de 0.250 in (mínimo factible) $\times$ 15.5 in de diámetro

$$\text{Área} = (15.500 - 8.625) \times 0.250 = 1.719 \text{ in}^2$$

Soldaduras de filete (suponiendo dos soldaduras de $\frac{1}{4}$ in en cada lado):

$$\frac{1}{2} (0.25 \times 0.25) \times 4 \text{ p } 0.125 \text{ in}^2$$

$$A_3 \text{ total proporcionado} = 1.844 \text{ in}^2$$

También consulte la figura F-5.

F-2.1M Ejemplo 1M

Una salida DN 200 está soldada a un cabezal DN 600. El material del cabezal es de 317.2 MPa con una pared de 7.92 mm. La salida es de 241.3 MPa (sin costura) con una pared de 8.18 mm. La presión de trabajo es 4.48 MPa. La fabricación se encuentra en una ubicación Clase 1. Usando el párrafo 841.1, la eficiencia de junta es 1.00. La temperatura es de 37.8 °C. Los factores de diseño $F = 0.60$, $E = 1.00$ y $T = 1.00$. Para obtener las dimensiones, consulte la figura F-6.

F-2.1.1M Cabezal. Espesor de pared nominal requerido:

$$t = \frac{PD}{2SFET} = \frac{4.48 \times 609.6}{2 \times 317.16 \times 0.60 \times 1.00 \times 1.00} = 7.178 \text{ in}$$

Exceso de espesor en la pared del cabezal:

$$H - t = 7.925 - 7.178 = 0.747 \text{ mm}$$

F-2.1.2M Salida. Espesor de pared nominal requerido:

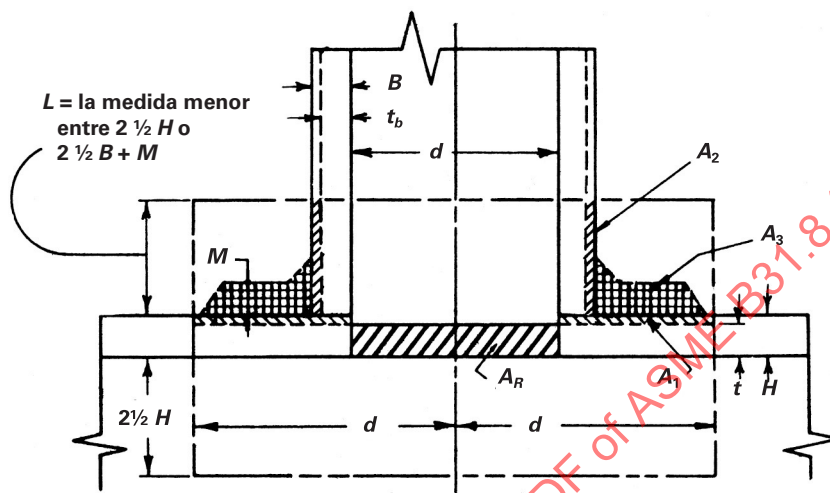
$$\begin{aligned} t_b &= \frac{4.48 \times 219.1}{2 \times 241.32 \times 0.60 \times 1.00 \times 1.00} \\ &= 3.390 \text{ mm} \end{aligned}$$

Exceso de espesor en la pared de la salida:

$$B - t_b = 8.179 - 3.390 = 4.788 \text{ mm}$$

$$\begin{aligned} d &= \text{diámetro interno de la abertura} = 219.08 - 2 \times 8.179 \\ &= 202.72 \text{ mm} \end{aligned}$$

Figura F-5 Reglas para el refuerzo de conexiones de ramales soldadas



Área de refuerzo encerrada por las líneas — — — — —.

Área de refuerzo requerida $A_R = d t$

Área disponible como refuerzo $= A_1 + A_2 + A_3$

$A_1 = (H - t) (d)$ (si es negativo, utilice cero como valor de A_1)

$A_2 = 2(B - t_b) L$

A_3 = suma del área de todos los refuerzos agregados, incluidas las áreas soldadas que se encuentran dentro del interior del área de refuerzo

$A_1 + A_2 + A_3$ debe ser igual o mayor que A_R

donde

B = espesor de pared nominal del ramal

d = la longitud mayor de la abertura terminada en la pared medida del cabezal paralela al eje del tramo o al diámetro interior de la conexión del ramal

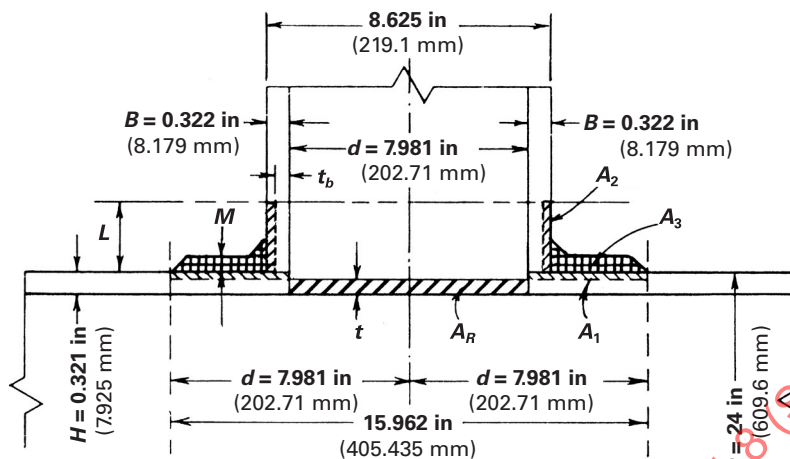
H = espesor de pared nominal del cabezal

M = espesor real (según medición) o nominal del refuerzo agregado

t = espesor de pared nominal requerido del cabezal (de acuerdo con la sección apropiada de este Código)

t_b = espesor de pared nominal requerido del ramal (de acuerdo con la sección apropiada de este Código)

Figura F-6

**F-2.1.3M Refuerzo requerido**

$$A_R = dt = 202.72 \times 7.178 \times 1455.2 \text{ mm}^2$$

F-2.1.4M Refuerzo proporcionado por el cabezal

$$A_1 = (H - t) d = 0.747 \times 202.72 = 151.34 \text{ mm}_2$$

F-2.1.5M Área efectiva en la salida

$$\begin{aligned} \text{Altura } L &= 2 \frac{1}{2} B + M \text{ (suponiendo un parche de 6.35 mm)} \\ &= (21/2 \times 8.179) + 6.35 = 26.797 \text{ mm} \end{aligned}$$

$$\text{o } L = 2 \frac{1}{2} H = 2.5 \times 7.92 = 19.812 \text{ mm. Utilice } L = 19.812 \text{ mm}$$

$$\begin{aligned} A_2 &= 2 (B - t_b) L = 2 \times 4.788 \times 19.812 \\ &= 189.73 \text{ mm}^2 \end{aligned}$$

Esto se debe multiplicar por 241.3/317.2 [consulte el párrafo 831.4.1(f)].

$$A'_2 \text{ efectiva} = 189.73 \times \frac{241.3}{317.2} = 144.36 \text{ in}^2$$

Área requerida:

$$\begin{aligned} A_3 &= A_R - A_1 - A'_2 \\ &= 1455.2 - 151.34 - 144.36 = 1159.5 \text{ mm}^2 \end{aligned}$$

Utilice una placa reforzada que tenga un espesor de 6.35 mm (mínimo factible) x 393.7 mm de diámetro

$$\text{Área} = (393.7 - 219.1) \times 6.35 = 1108.9 \text{ mm}^2$$

Soldaduras de filete (suponiendo dos soldaduras de 6.35 mm en cada lado):

$$\frac{1}{2} (6.35 \times 6.35) \times 4 = 80.65 \text{ mm}^2$$

$$A_3 \text{ total proporcionado} = 1189.5 \text{ mm}^2$$

También consulte la figura F-5.

F-2.2 Ejemplo 2

Una salida NPS 16 está soldada a un cabezal NPS 24. El material del cabezal es API 5LX 46 con una pared de 0.312 in. La salida es API 5L Grado B (sin costuras) Sch 20 con una pared de 0.312 in. La presión de trabajo es 650 psig. La fabricación se encuentra en una ubicación Clase 1. Según el párrafo 831.4.2, el refuerzo debe ser de tipo envolvente completo. Usando el párrafo 841.1, la eficiencia de junta es 1.00. La temperatura es de 100 °F. Los factores de diseño $F = 0.60$, $E = 1.00$ y $T = 1.00$. Para obtener las dimensiones, consulte la figura F-7.

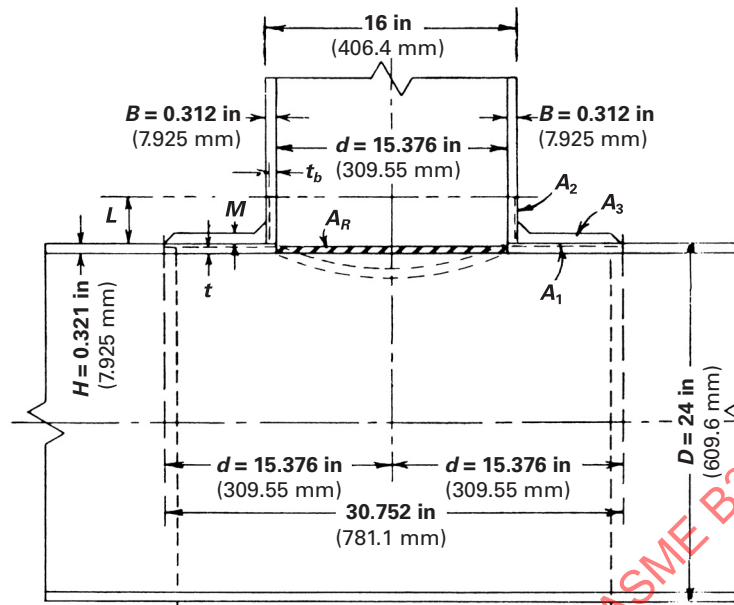
F-2.2.1 Cabezal. Espesor de pared nominal requerido:

$$\begin{aligned} t &= \frac{PD}{2 SFET} = \frac{650 \times 24}{2 \times 46,000 \times 0.60 \times 1.00 \times 1.00} \\ &= 0.283 \text{ in} \end{aligned}$$

Exceso de espesor en la pared del cabezal:

$$H - t = 0.312 - 0.283 = 0.029 \text{ in}$$

Figura F-7



F-2.2.2 Salida. Espesor de pared nominal requerido:

$$t_b = \frac{650 \times 16}{2 \times 35,000 \times 0.60 \times 1.00 \times 1.00} = 0.248 \text{ in}$$

Exceso de espesor en la pared de la salida:

$$B - t_b = 0.312 - 0.248 = 0.064 \text{ in}$$

$$d = \text{diámetro interno de la abertura} = 16.000 - 2 \times 0.312$$
$$= 15.376 \text{ in}$$

F-2.2.3 Refuerzo requerido

$$A_R = d_t = 15.376 \times 0.283 = 4.351 \text{ in}^2$$

F-2.2.4 Refuerzo proporcionado

$$A_1 = (H - t) d = 0.029 \times 15.376 = 0.446 \text{ in}^2$$

F-2.2.5 Área efectiva en la salida

$$\begin{aligned}\text{Altura } L &= 2 \frac{1}{2} B + M \text{ (suponiendo un parche de } \frac{5}{16} \text{ in)} \\ &= (2.5 \times 0.312) + 0.312 = 1.092 \text{ in.}\end{aligned}$$

O

$$L = 2\frac{1}{2}H = 2.5 \times 0.312 = 0.780 \text{ in. Utilice } L = 0.780 \text{ in.}$$

$$A_2 = 2 (B - t_b) L = 2 \times 0.064 \times 0.780 = 0.100 \text{ in}^2$$

Esto se debe multiplicar por $35,000/46,000$ [consulte el párrafo 831.4.1(f)].

$$A', \text{ efectiva} = 0.100 \times 35,000 / 46,000 = 0.076 \text{ in}^2$$

Área requerida:

$$\begin{aligned} A_3 &= A_R - A_1 - A'_2 \\ &= 4.351 - 0.446 - 0.076 = 3.829 \text{ in}^2 \end{aligned}$$

Espesor aproximado del refuerzo requerido:

$$3.829 \div (30 - 16) = 0.274 \text{ in.}$$

Utilice una longitud mínima de placa requerida de 0.312 in (ignorando las soldaduras)

$$3.829 \div 0.312 = 12.272 \text{ in}$$

$16 + 12.272 = 29$ in (redondeado al siguiente número entero más alto)

Utilice una placa con una longitud de 29 in:

$$\text{Área} = 0.312 \times (29 - 16) = 4.056 \text{ in}^2$$

Dos soldaduras de ¼ in en la salida:

$$\frac{1}{2} \times (0.25 \times 0.25) \times 2 = 0.063 \text{ in}^2$$

$$A_3 \text{ total proporcionado} = 4.119 \text{ in}^2$$

El uso de soldaduras en los extremos es opcional (consulte la figura I-3).

F-2.2M Ejemplo 2M

Una salida DN 400 está soldada a un cabezal DN 600. El material del cabezal es de 317.2 MPa con una pared de 7.92 mm. La salida es de 241.3 MPa (sin costura) con una pared de 7.92 mm. La presión de trabajo es 4.48 MPa. La fabricación se encuentra en una ubicación Clase 1. Según el párrafo 841.4.2, el refuerzo debe ser de tipo envolvente completo. Usando el párrafo 841.1, la eficiencia de junta es 1.00. La temperatura es de 37.8 °C. Los factores de diseño $F = 0.60$, $E = 1.00$ y $T = 1.00$. Para obtener las dimensiones, consulte la figura F-7.

F-2.2.1M Cabezal. Espesor de pared nominal requerido:

$$t = \frac{PD}{2SFET} = \frac{4.48 \times 609.6}{2 \times 317.16 \times 0.60 \times 1.00 \times 1.00} = 7.178 \text{ mm}$$

Exceso de espesor en la pared del cabezal:

$$H - t = 7.925 - 7.178 = 0.747 \text{ mm}$$

F-2.2.2M Salida. Espesor de pared nominal requerido:

$$t_b = \frac{4.48 \times 406.4}{2 \times 241.32 \times 0.60 \times 1.00 \times 1.00} = 6.290 \text{ in}$$

Exceso de espesor en la pared de la salida:

$$B - t_b = 7.925 - 6.290 = 1.635 \text{ mm}$$

$$d = \text{diámetro interno de la abertura} = 406.4 - 2 \times 7.925 = 390.55 \text{ mm}$$

F-2.2.3M Refuerzo requerido

$$A_R = dt = 390.55 \times 7.178 = 2803.5 \text{ mm}^2$$

F-2.2.4M Refuerzo proporcionado

$$A_1 = (H - t) d = 0.747 \times 390.55 = 291.56 \text{ mm}^2$$

F-2.2.5M Área efectiva en la salida

$$\text{Altura } L = 2 \frac{1}{2} B + M \text{ (suponiendo una placa de 7.94 mm)} \\ = (2.5 \times 7.92) + 7.94 = 27.75 \text{ mm}$$

o

$$L = 2 \frac{1}{2} H = 2.5 \times 7.92 = 19.812 \text{ mm. Utilice } L = 19.812 \text{ in.}$$

$$A_2 = 2 (B - t_b) L = 2 \times 1.635 \times 19.812 = 64.80 \text{ mm}^2$$

Esto se debe multiplicar por $241.3/317.2$ [consulte el párrafo 831.4.1(f)].

$$A'_2 \text{ efectiva} = 64.80 \times 241.3/317.2 = 49.30 \text{ mm}^2$$

Área requerida:

$$A_3 = A_R - A_1 - A'_2 \\ = 2803.5 - 291.56 - 49.30 = 2462.6 \text{ mm}^2$$

Espesor aproximado del refuerzo requerido:

$$2462.6 \div (762 - 406.4) = 6.925 \text{ mm}$$

Utilice una longitud mínima de placa requerida de 7.92 mm (ignorando las soldaduras)

$$2462.6 \div 7.92 = 310.75 \text{ mm}$$

$406.4 + 310.75 = 736.6 \text{ mm}$ (redondeado al siguiente número entero más alto en unidades del sistema de medidas de los Estados Unidos; es decir, equivalente a 29 in)

Utilice una placa con una longitud de 736.6 mm:

$$\text{Área} = 7.92 \times (736.6 - 406.4) = 2616.8 \text{ mm}^2$$

Dos soldaduras de 6.35 mm en la salida:

$$\frac{1}{2} \times (0.25 \times 0.25) \times 2 = 40.32 \text{ mm}^2$$

$$A_3 \text{ total proporcionado} = 2657.1 \text{ mm}^2$$

El uso de soldaduras en los extremos es opcional (consulte la figura I-3).