

ASME B31.8S-2010
(REVISIÓN DE ASME B31.8S-2004)

Gestión de Integridad de Sistemas de Gasoductos

Código ASME para tuberías a presión, B31
Complemento del Código ASME B31.8

UN ESTÁNDAR NACIONAL ESTADOUNIDENSE



Copyright © 2011 by the American Society of Mechanical Engineers.
No reproduction may be made of this material without written consent of ASME.



SE DEJÓ EN BLANCO A PROPÓSITO



ASME B31.8S-2010
(REVISIÓN DE ASME B31.8S-2004)

Gestión de Integridad de Sistemas de Gasoductos

**Código ASME para tuberías a presión, B31
Complemento del Código ASME B31.8**

UN ESTÁNDAR NACIONAL ESTADOUNIDENSE



**The American Society of
Mechanical Engineers**

Three Park Avenue • New York, NY • 10016 USA

Copyright © 2011 by the American Society of Mechanical Engineers.
No reproduction may be made of this material without written consent of ASME.



Fecha de emisión: 25 de Julio de 2011

La próxima edición de esta Norma será publicada en el año 2012. No se publicarán revisiones ni aclaratorias de los requisitos de esta Norma hasta que se publique la próxima edición.

ASME es marca registrada de The American Society of Mechanical Engineers.

Este código o estándar internacional se desarrolló según procedimientos que acreditan el cumplimiento de los criterios para los Estándares Nacionales Estadounidenses y es un Estándar Nacional Estadounidense. El Comité de Estándares que aprobó el código o estándar fue evaluado para asegurar que los individuos competentes e interesados hayan tenido la oportunidad de participar. El código o estándar propuesto se puso a disposición del público para que fuese revisado y comentado, lo que ofrece la oportunidad de recibir el aporte público adicional de la industria, academias, agencias reguladoras y el público en general.

ASME no "aprueba", "califica" ni "avala" ningún ítem, construcción, dispositivo de marca registrada 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 un estándar 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 estándar están expresamente advertidos de 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 representantes de la agencia federal o personas asociadas a la industria no se debe interpretar como la aprobación de este código o estándar por parte del gobierno o de la industria.

ASME solo acepta responsabilidad por aquellas interpretaciones de este documento, emitido de acuerdo con las políticas y procedimientos establecidos por ASME, lo que excluye la emisión de interpretaciones por parte de individuos. Las notas al pie de página en este documento son parte de este Estándar Nacional Estadounidense. Marca de membresía colectiva ASME.

Este documento no puede ser reproducido en ninguna de sus partes, formas, sistema de recuperación electrónico o de otro tipo, sin previo permiso escrito de la editorial.

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

Copyright © 2011 por
THE AMERICAN SOCIETY OF MECHANICAL ENGINEERS
Todos los derechos reservados
Impreso en EE. UU.



ÍNDICE

Prefacio	v
Personal	vi
1 Introducción	1
2 Descripción del programa de gestión de integridad	2
3 Consecuencias	7
4 Recolección, revisión e integración de datos	8
5 Valoración de riesgos	11
6 Valoración de integridad	17
7 Respuestas a las evaluaciones de integridad y mitigación (reparación y prevención)	22
8 Plan de gestión de integridad	27
9 Plan de desempeño	29
10 Plan de comunicaciones	34
11 Gestión del plan de cambio	34
12 Plan del control de calidad	35
13 Términos, definiciones y siglas	36
14 Referencias y estándares	43
Figuras	
1 Elementos de un programa de gestión de integridad	3
2 Diagrama de flujo del proceso en un plan de gestión de integridad	4
3 Área potencial de impacto	9
4 Tiempo de respuesta: amenazas dependientes del tiempo, programa prescriptivo de gestión de integridad	25
5 Jerarquía de la terminología para valoración de integridad	37
Tablas	
1 Elementos de datos para programa de la integridad de tuberías prescriptivo	10
2 Fuentes de datos típicas para programas de la integridad de tuberías	10
3 Períodos de valoración de integridad: amenazas dependientes del tiempo, plan prescriptivo de gestión de integridad	15
4 Prevención aceptable de amenazas y métodos de reparación	23
5 Ejemplo del plan de gestión de integridad de un segmento hipotético de una tubería segmento (datos del segmento: línea 1, segmento 3)	29
6 Ejemplo del plan de gestión de integridad para un segmento hipotético de tubería (plan de valoración de integridad: línea 1, segmento 3)	30
7 Ejemplo del plan gestión de integridad para un segmento hipotético de tubería (plan de mitigación: línea 1, segmento 3)	30
8 Medidas de desempeño	32
9 Métrica de funcionamiento	32
10 Medidas de desempeño total	33



Apéndices no obligatorios

A	Gráficas de proceso para amenazas y planes de gestión de integridad prescriptivos.....	45
B	Proceso de la valoración directa.....	66
C	Preparación de consultas técnicas.....	69

ASMENORMDOC.COM : Click to view the full PDF of ASME B31.8S_ES (SPANISH) 2010



PREFACIO

Los operadores de sistemas de tuberías a presión se esfuerzan por mejorar continuamente la seguridad de sus sistemas y operaciones. En los Estados Unidos de América, los operadores de tuberías de líquidos y tuberías de gas han colaborado a través de muchos años con las entidades reguladoras en el desarrollo de un método más sistemático de establecer un programa eficaz y seguro de gestión de integridad.

El sector industrial de tuberías de gas necesitaba conseguir respuesta a varias preguntas e inquietudes de índole técnica antes de que se pudiese redactar una norma de gestión de integridad. Varias iniciativas fueron tomadas por la industria para encontrarles respuestas a dichas preguntas y, como resultado del intenso trabajo de dos años de muchos expertos en esta área, se publicaron 20 informes que contaban con las respuestas necesarias para poder finalizar la edición 2002 de este Código. La lista de estos informes está incluida en la sección de referencias de esta norma.

Esta norma no es obligatoria y está estructurada para complementar a la Norma B31.8, Código para Tuberías a Presión, Sistemas de Tuberías para la Transmisión y Distribución de Gas. No se espera que todos los países u operadores de sistemas de tuberías a presión hagan uso de esta norma. Esta norma se hará obligatoria, siempre y cuando, las entidades reguladoras correspondientes la incorporen en los requisitos de las leyes regulatorias.

Esta norma es de carácter de proceso, es decir, describe el proceso que un operador de un sistema de tuberías a presión pueda utilizar para desarrollar un programa de gestión de integridad. La norma también ofrece dos opciones para el desarrollo de un programa de gestión de integridad: un enfoque prescriptivo y otro enfoque en el desempeño o basado en la evaluación del riesgo. Actualmente, los operadores de tuberías de todo el mundo utilizan principios basados en gestión o evaluación del riesgo para mejorar la seguridad de sus sistemas. Varias de las normas internacionales que cubren este tema fueron utilizadas en el desarrollo de esta norma. Un reconocimiento especial debe hacerse a API y a su norma del manejo de gestión de integridad de tuberías a presión para líquidos, API 1160, la cual fue utilizada como modelo a seguir para el formato de esta norma.

El propósito de esta norma es suministrar un enfoque sistemático, completo y amplio para el manejo y el control de la seguridad y la integridad de sistemas de tuberías. El grupo de trabajo que desarrolló esta norma espera haber cumplido dicho propósito.

La edición 2004 de esta norma fue aprobada por el Comité B31 y por ASME Board on Pressure Technology Codes and Standards. También fue aprobada como una Norma Nacional Estadounidense el 17 de marzo del 2004.

Esta edición de 2010, fue aprobada por el Comité B31 y por ASME Board on Pressure Technology Codes and Standards. Posteriormente, fue aprobada como Norma Nacional Estadounidense el 20 de abril de 2010.

Reconocimiento

ASME agradece a Michael J. Heavey de Ingeniería EIRL, Viña del Mar, Chile por su contribución en la traducción de la edición 2004 de la norma B31.8S. De la misma manera ASME le extiende un gran agradecimiento a Henry Jimenez, J.R. Pérez, Dennis Mora, Hernán Ferrer, Rubén Rollino y al líder del grupo de tarea, Orlando Ayala, miembros del Subcomité de Piping y Pipelines en Español por actualizar la traducción de la Norma B31.8S a la edición 2010.



Comité de Códigos y Estándares ASME en español

(A continuación, se brinda la lista de los integrantes del Comité al momento de la aprobación de este documento)

DIRECTIVOS

Carlos A. Poveda, *Presidente*
Maria A. Rotolo, *Vicepresidente*
Guillermo LeFosse, *Secretario*
Gerardo E. Moino, *Secretario de Personal*

PERSONAL DEL COMITÉ

Julio Arango, INBELT S.R.L.
Orlando M. Ayala, Universidad de Oriente
Rafael G. Beltran, Universidad de Los Andes
Edgar Bernal, Consultor
Javier Castro Mora, Universidad Nacional de Colombia
Hernan Ferrer, OneBeacon American Ins. Co
Luis H. Gil, ICONTEC
Marco Gonzalez, Universidad Simón Bolívar
Jose I. Huertas, ITESM
Henry Jimenez, Polipropileno del Caribe S.A.

Guillermo LeFosse, TEDUC
Gerardo E. Moino, ASME
Dennis G. Mora, CNFL
Mina Natchova, ASOPETROL
Maria C. Payares-Asprino, Universidad Simón Bolívar
Herlys E. Pereira, Consultor
Carlos A. Poveda, Petrobras Bolivia S.A.
Jose Tiffer, Recope
Maria A. Rotolo, PDVSA

SUBCOMITÉ DE TUBERÍAS A PRESIÓN EN ESPAÑOL

Marco Gonzalez, Presidente, Universidad Simón Bolívar
Luis H. Gil, Vicepresidente, ICONTEC
Dennis G. Mora, CNFL
Maria A. Rotolo, PDVSA
Orlando M. Ayala, Consultor
Julio Arango, INBELT S.R.L.
Luis Beingolea, Ingedinsa
Carlos E. Delgado, Pequiven
Luis Alberto A. Esguerra, Superinten Servicios
Henry Jimenez, Polipropileno del Caribe S.A.
Luis Natera, UNEFA

Maria Carolina Payares-Asprino, Universidad Simón Bolívar
Herlys E. Pereira, CITGO Petroleum Corporation
Jeisson R. Perez, Natural Resources Engineering Co NREC
Carlos A. Poveda, PETROBRAS BOLIVIA S.A.
Alfredo A. Gibbs, Industria Metalmeccánica Rainbow
Miguel A Giani, Tecna
Jorge A Pagano – Miembro contribuyente, Seibo Ingeniería S.A.
Miguel A Pipponzi – Miembro contribuyente, Tecna S.A.
Alejandro D Pomeranz – Miembro contribuyente, Tecna S.A.
Ruben E. Rollino, PE – Miembro contribuyente, RCS

SUBCOMITÉ DE CALDERAS Y RECIPIENTES A PRESIÓN EN ESPAÑOL

Hernan Ferrer, Presidente, HSB de Connecticut
Javier Castro, Vicepresidente, Consultor
Guillermo LeFosse, Secretario, TEDUC
Rafael G. Beltran, Universidad de Los Andes
Edgar Bernal, Consultor
Santiago Duran, SD Inspecciones C.A.

Ernesto Fusco, YPF S.A.
Henry Jimenez, Polipropileno del Caribe S.A.
Gerardo E. Moino, ASME
Jose Tiffer, Recope
Alfredo H. Gibbs, Industrias Metalmeccánica Rainbow C.A.



ASME Comité B31

Código para Tuberías a Presión

(A continuación, se brinda la lista de los integrantes del Comité al momento de la aprobación de este documento)

DIRECTIVOS

M. L. Nayyar, *Presidente*
K. C. Bodenhamer, *Vicepresidente*
N. Lobo, *Secretario*

PERSONAL DEL COMITÉ

R. J. T. Appleby , ExxonMobil Upstream Research Co.	W. J. Koves , <i>Ex-Officio</i> , UOP LLC
R. A. Appleton , <i>Miembro contribuyente</i> , Refrigeration Systems Co.	N. Lobo , The American Society of Mechanical Engineers
C. Becht IV , Becht Engineering Co.	W. J. Mauro , American Electric Power
A. E. Beyer , Fluor Enterprises	C. J. Melo , Alternate, WorleyParsons
K. C. Bodenhamer , Enterprise Products Co.	J. E. Meyer , Louis Perry and Associates, Inc.
C. J. Campbell , Air Liquide	E. Michalopoulos , University of Macedonia
J. S. Chin , TransCanada Pipeline U.S.	M. L. Nayyar , Bechtel Power Corp.
D. D. Christian , Victaulic	R. G. Payne , Alstom Power, Inc.
D. L. Coym , WorleyParsons	J. T. Powers , WorleyParsons
R. P. Deubler , Fronek Power Systems, LLC	A. P. Rangus , <i>Ex-Officio</i> , Bechtel
J. A. Drake , Spectra Energy Transmission	E. H. Rinaca , Dominion Resources, Inc.
P. D. Flenner , Flenner Engineering Services	M. J. Rosenfeld , Kiefner and Associates, Inc.
J. W. Frey , Stress Engineering Service, Inc.	R. J. Silvia , Process Engineers and Constructors, Inc.
D. R. Frikken , Becht Engineering Co.	A. Soni , Delegado, Engineers India Ltd.
R. A. Grichuk , Fluor Corp.	W. J. Sperko , Sperko Engineering Services, Inc.
R. W. Haupt , Pressure Piping Engineering Associates, Inc.	F. W. Tatar , FM Global
L. E. Hayden, Jr. , Consultor	K. A. Vilminot , Black and Veatch
B. P. Holbrook , Babcock Power, Inc.	A. L. Watkins , First Energy Corp.
G. A. Jolly , Vogt Valves/Flowserve Corp.	K. H. Wooten , ConocoPhillips Pipe Line Co.

COMITÉ B31.8 SISTEMAS DE TUBERÍAS DE TRANSMISIÓN Y DISTRIBUCIÓN DE GAS

J. A. Drake , <i>Presidente</i> , Spectra Energy Transmission	K. G. Lewis , P-PIC, LLC
M. J. Rosenfeld , <i>Vicepresidente</i> , Kiefner and Associates, Inc.	R. D. Lewis , H. Rosen U.S.A., Inc.
R. J. Horvath, Jr. , <i>Secretario</i> , The American Society of Mechanical Engineers	C. A. Mancuso , ExxonMobil Production Co.
D. D. Anderson , NiSource Gas Transmission and Storage	W. J. Manegold , Pacific Gas and Electric
R. J. T. Appleby , ExxonMobil Upstream Research Co.	M. J. Mechlowicz , Southern California Gas Co.
R. C. Becken , Energy Experts International	C. J. Miller , Fluor Enterprises Inc.
C. A. Bullock , Centerpoint Energy	D. K. Moore , El Paso Pipeline Group
J. S. Chin , TransCanada Pipeline U.S.	R. A. Mueller , MCMI Technologies
S. C. Christensen , Consultor	G. E. Ortega , ConocoPhillips
A. M. Clarke , Spectra Energy Transmission	B. J. Powell , NiSource, Inc.
P. M. Dickinson , Forerunner Corp.	C. G. Roberts , Fluor
J. W. Fee , Universal Pegasus	R. A. Schmidt , Hackney Ladish, Inc.
D. J. Fetzner , BP Exploration (Alaska), Inc.	A. Soni , <i>Delegado</i> , Engineers India Ltd.
E. N. Freeman , T. D. Williamson, Inc.	C. J. Tateosian , Gas System Engineering, Inc.
R. W. Gailing , Southern California Gas Co.	P. L. Vaughn , ONEOK Partners, LP
M. W. Gragg , ExxonMobil Development Co.	F. R. Volgstadt , Volgstadt and Associates, Inc.
S. C. Gupta , <i>Delegado</i> , Bharat Petroleum Corp. Ltd.	W. J. Walsh , EN Engineering
M. E. Hovis , Panhandle Energy	D. H. Whitley , MATE
M. D. Huston , ONEOK Partners, LP	J. K. Wilson , Williams
D. L. Johnson , Panhandle Energy	R. A. Wolf , Consultor
K. B. Kaplan , KBR	K. F. Wrenn, Jr. , Wrentech Services, LLC
R. W. Kivela , Spectra Energy Transmission	D. W. Wright , Wright Tech Services, LLC
M. P. Lamontagne , Lamontagne Pipeline Assessment Corp.	M. R. Zerella , National Grid
	J. Zhou , TransCanada Pipelines Ltd.
	J. S. Zurcher , P-PIC, LLC



B31.8 SUBGRUPO DE DISEÑO, MATERIALES Y CONSTRUCCIÓN

J. S. Chin, *Presidente*, TransCanada Pipeline U.S.
R. J. T. Appleby, ExxonMobil Upstream Research Co.
R. C. Becken, Energy Experts International
A. M. Clarke, Spectra Energy Transmission
P. M. Dickinson, Forerunner Corp.
D. J. Fetzner, BP Exploration (Alaska), Inc.
R. W. Gailing, Southern California Gas Co.
M. D. Huston, ONEOK Partners, LP
K. B. Kaplan, KBR
M. J. Mechlowicz, Southern California Gas Co.
C. J. Miller, Fluor Enterprises, Inc.

E. K. Newton, Southern California Gas Co.
G. E. Ortega, ConocoPhillips
C. G. Roberts, Fluor
M. J. Rosenfeld, Kiefner and Associates, Inc.
R. A. Schmidt, Hackney Ladish, Inc.
C. J. Tateosian, Gas System Engineering, Inc.
P. L. Vaughn, ONEOK Partners, LP
F. R. Volgstadt, Volgstadt and Associates, Inc.
W. J. Walsh, EN Engineering
D. H. Whitley, MATE
J. Zhou, TransCanada Pipelines Ltd.

B31.8 SUBGRUPO DE REVISIÓN EDITORIAL

D. K. Moore, *Presidente*, El Paso Pipeline Group
R. C. Becken, Energy Experts International
R. W. Gailing, Southern California Gas Co.

K. B. Kaplan, KBR
K. G. Leewis, P-PIC, LLC
R. D. Lewis, H. Rosen U.S.A., Inc.

B31.8 SUBGRUPO DE TUBERÍAS EN EL MAR

K. B. Kaplan, *Presidente*, KBR
R. J. T. Appleby, ExxonMobil Upstream Research Co.
M. W. Gragg, El Paso Pipeline Group

B31.8 SUBGRUPO OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO

D. D. Anderson, *Presidente*, NiSource Gas Transmission and Storage
D. E. Adler, *Miembro contribuyente*, Colombia Gas Transmission
C. A. Bullock, Centerpoint Energy
A. M. Clarke, Spectra Energy Transmission
D. M. Fox, Atmos Energy
E. N. Freeman, T. D. Williamson, Inc.
M. E. Hovis, Panhandle Energy
M. Israni, PHMSA/DOT
D. L. Johnson, Panhandle Energy
R. W. Kivela, Spectra Energy Transmission
M. P. Lamontagne, Lamontagne Pipeline Assessment Corp.

K. G. Leewis, P-PIC, LLC
R. D. Lewis, H. Rosen U.S.A., Inc.
C. A. Mancuso, ExxonMobil Production Co.
W. J. Manegold, Pacific Gas and Electric
D. K. Moore, El Paso Pipeline Group
R. A. Mueller, MCMI Technologies
B. J. Powell, NiSource, Inc.
J. K. Wilson, Williams
D. W. Wright, Wright Tech Services, LLC
M. R. Zerella, National Grid
J. S. Zurcher, P-PIC, LLC

COMITÉ EJECUTIVO B31

N. Lobo, *Secretario*, The American Society of Mechanical Engineers
C. B. Becht IV, Becht Engineering Co.
K. C. Bodenhamer, Enterprise Products Co.
D. A. Christian, Victaulic
J. A. Drake, Spectra Energy Transmission
P. D. Flenner, Flenner Engineering Services
D. R. Frikken, Becht Engineering Co.
R. W. Haupt, Pressure Piping Engineering Associates, Inc.
L. E. Hayden, Jr., Consultor

B. P. Holbrook, Babcock Power, Inc.
G. A. Jolly, Vogt Valves/Flowserve Corp.
W. J. Koves, UOP LLC
E. Michalopoulos, University of Macedonia
M. L. Nayyar, Bechtel Power Corp.
R. G. Payne, Alstom Power, Inc.
A. P. Rangus, Bechtel
W. J. Sperko, Sperko Engineering Services, Inc.
K. H. Wooten, ConocoPhillips Pipe Line Co.

COMITÉ TÉCNICO B31 DE FABRICACIÓN E INSPECCIÓN

A. P. Rangus, *Presidente*, Bechtel
R. J. Horvath, Jr., *Secretario*, The American Society of Mechanical Engineers
J. P. Ellenberger, WFI Division, Bonney Forge
R. J. Ferguson, Metalúrgico
D. J. Fetzner, BP Exploration (Alaska), Inc.
P. D. Flenner, Flenner Engineering Services
J. W. Frey, Stress Engineering Service, Inc.

W. W. Lewis, E. I. DuPont
S. P. Licud, Weirich Consulting Services, Inc.
A. D. Nalbandian, Thielsch Engineering, Inc.
R. I. Seals, Consultor
R. J. Silvia, Process Engineers and Constructors, Inc.
W. J. Sperko, Sperko Engineering Services, Inc.
E. F. Summers, Jr., Babcock and Wilcox Construction Co.
P. L. Vaughan, ONEOK Partners, LP



COMITÉ TÉCNICO B31 DE MATERIALES

R. A. Grichuk, *Presidente*, Fluor Corp.
N. Lobo, *Secretario*, The American Society of Mechanical Engineers
M. H. Barnes, Scantec, Inc.
J. A. Cox, Lieberman Consulting LLC
R. P. Deubler, Fronek Power Systems, LLC
Z. Djilali, *Contributing Member*, BEREP

W. H. Eskridge, Jr., Aker Kvaerner E and C
C. L. Henley, Black and Veatch
D. W. Rahoi, Metallurgist
R. A. Schmidt, Hackney Ladish, Inc.
H. R. Simpson, Industry and Energy Associates, LLC
J. L. Smith, Jacobs Engineering Group

COMITÉ TÉCNICO B31 DE DISEÑO MECÁNICO

W. J. Koves, *Presidente*, UOP LLC
G. A. Antaki, *Vicepresidente*, Becht Engineering Co., Inc.
C. E. O'Brien, *Secretario*, The American Society of Mechanical Engineers
C. Becht IV, Becht Engineering Co.
J. P. Breen, Becht Engineering Co.
N. F. Consumo, GE Energy (IGCC)
J. P. Ellenberger, WFI Division, Bonney Forge
D. J. Fetzner, BP Exploration (Alaska), Inc.
J. A. Graziano, Tennessee Valley Authority
J. D. Hart, SSD, Inc.
R. W. Haupt, Pressure Piping Engineering Associates, Inc.

B. P. Holbrook, Babcock Power, Inc.
G. D. Mayers, Alion Science and Technology
T. Q. McCawley, Zachry Engineering Corporation
R. J. Medvick, Swagelok
J. C. Minichiello, Bechtel National, Inc.
A. W. Paulin, Paulin Resource Group
R. A. Robledo, KBR
E. C. Rodabaugh, *Honorary Member*, Consultant
M. J. Rosenfeld, Kiefner and Associates, Inc.
G. Stevick, Berkeley Engineering and Research, Inc.
E. A. Wais, Wais and Associates, Inc.

GRUPO B31 DE EVALUACIÓN

A. Bell, Bonneville Power Administration
R. A. Coomes, Commonwealth of Kentucky, Department of Housing/
Boiler Section
D. H. Hanrath, Consultor
C. J. Harvey, Alabama Public Service Commission
D. T. Jagger, Ohio Department of Commerce
M. Kotb, Re'gie du Ba'timent du Que'bec
K. T. Lau, Alberta Boilers Safety Association
R. G. Marini, New Hampshire Public Utilities Commission
I. W. Mault, Manitoba Department of Labour
A. W. Meiring, Fire and Building Boiler and Pressure Vessel
Division/Indiana
R. F. Mullaney, Boiler and Pressure Vessel Safety Branch/Vancouver

P. Sher, State of Connecticut
M. E. Skarda, Arkansas Department of Labor
D. A. Starr, Nebraska Department of Labor
D. J. Stursma, Iowa Utilities Board
R. P. Sullivan, The National Board of Boiler and Pressure
Vessel Inspectors
J. E. Troppman, Division of Labor/State of Colorado
Boiler Inspections
C. H. Walters, National Board of Boiler and Pressure
Vessel Inspectors
W. A. M. West, Lighthouse Assistance, Inc.
T. F. Wickham, Rhode Island Department of Labor

COMITÉ TÉCNICO B31 DE CALIFICACIÓN DEL PERSONAL DE TUBERÍAS A PRESIÓN

J. T. Schmitz, *Presidente*, Southwest Gas Corp.
D. K. Moore, *Vicepresidente*, El Paso Pipeline Group
P. D. Stumpf, *Secretario*, The American Society of Mechanical Engineers
L. B. Ables, EPCO, Inc.
W. Bannister, BP Pipelines (North America), Inc.
M. Burkhardt, Nicor Gas
G. E. Carter, State of California/Public Utilities Committee
J. S. Chin, TransCanada Pipeline U.S.
M. R. Comstock, *Contributing Member*, City of Mesa/Gas Division
G. M. Cowden, Equitable Resources
K. Dent, Spectra Energy Transmission
R. Evans, PHMSA/DOT
M. A. Gruenberg, Southwest Gas Corp.
S. C. Gupta, Delegado, Bharat Petroleum Corp. Ltd.
D. Haifleigh, Flint Hills Resources LP
L. M. Haynos, Kansas Corporation Commission
B. A. Heck, Miller Pipeline Corp.
L. L. Hughes, Lecet
S. Kaminska, Shell Pipeline Co.
T. J. Kasprzyk, Teco Peoples Gas
T. M. Lael, *Miembro contribuyente*, ConocoPhillips Pipe Line Co.
A. J. Livingston, El Paso Pipeline Group

D. D. Lykken, Washington Utilities and
Transportation Commission
W. B. McGaughey, Jr., *Miembro contribuyente*,
U.S. DOT/PHMSA
T. Meek, *Miembro contribuyente*, El Paso Corp.
W. Miller, PHMSA
L. P. Murray, *Miembro contribuyente*, Midwest
Energy Associates
J. Myers, *Miembro contribuyente*, EPCO, Inc.
K. Riddle, *Miembro contribuyente*, Magellan Midstream
Partners, L. P.
D. Ristig, Center Point Energy Gas Transmission
R. L. Ryan, T. D. Williamson, Inc.
R. E. Sanders, *Miembro contribuyente*, U.S. DOT/PHMSA
E. W. Scott, Ameren
R. C. Smith, AGL Resources
R. L. Stump, Consumers Energy
D. E. Thacker, Kinder Morgan, Inc.
T. I. Tiger, Oklahoma Corporation Commission
A. N. Welker, Infrasure Underground
K. Wester-Hayes, *Miembro contribuyente Member*, Explorer
Pipeline Co.



SE DEJÓ EN BLANCO A PROPÓSITO



GESTIÓN DE INTEGRIDAD DE SISTEMAS DE GASODUCTOS

1 INTRODUCCIÓN

1.1 Alcance

Este Código se aplica a los sistemas de tuberías en tierra (costa adentro) construidos con materiales ferrosos y que transportan gas. Los principios y procesos plasmados en la gestión de integridad son aplicables a todos los sistemas de tubería.

Este Código se diseñó específicamente para proporcionar al operador (según lo definido en la sección 13) la información necesaria para desarrollar e implementar un programa eficaz de gestión de integridad, utilizando prácticas y procedimientos reconocidos de la industria. Los procesos y consideraciones dentro de este Código son aplicables a todo el sistema de tuberías.

1.2 Propósito y objetivos

Gestionar la integridad de un sistema de tuberías para transporte de gas es la meta primordial de todo operador de gasoductos. Los operadores tienen por objeto permanente proporcionar una entrega segura y confiable de gas natural a sus clientes sin efectos adversos a sus empleados, al público, los clientes o el medio ambiente. Una operación sin incidentes ha sido y continúa siendo la meta en la industria de gasoductos. El uso de este Código como suplemento del código de ASME B31.8 permitirá que los operadores de tuberías se acerquen más a esta meta.

Un programa de gestión de integridad completo, sistemático e integrado proporciona los medios para mejorar la seguridad de los sistemas de tubería. Dicho programa de gestión de integridad proporciona la información para que un operador pueda asignar con eficacia recursos para la prevención, la detección y las actividades apropiadas de mitigación, que resultarán en una seguridad mejorada y una reducción en el número de incidentes.

Este Código describe un proceso que puede utilizar un operador de un sistema de tuberías para valorar y mitigar los riesgos, lo que reduce así tanto la probabilidad de ocurrencia de incidentes como sus consecuencias. El programa de gestión cubre aspectos tanto prescriptivos como basados en desempeño.

El proceso prescriptivo, cuando se sigue explícitamente, proporcionará todas las actividades de inspección, prevención, detección y mitigación necesarias para producir un programa de gestión de integridad de tuberías adecuado. Esto no es incompatible con los requisitos de ASME B31.8. Un programa de gestión de integridad basado en el desempeño utiliza más datos y valoración de riesgo más extensos, lo que permite al

operador alcanzar un mayor grado de flexibilidad para cumplir o superar los requisitos de este Código específicamente en áreas tales como los intervalos de inspección, las herramientas utilizadas y las técnicas de la mitigación empleadas. Un operador no puede proceder con un programa de integridad de tuberías basado en el desempeño hasta que se realicen las inspecciones adecuadas que proporcionen información sobre la condición de la tubería, requerido por el programa basado en prescripciones. El nivel de garantía de un programa basado en el desempeño o en un estándar internacional alternativo debe cumplir o superar lo establecido en el programa prescriptivo.

Los requisitos para un programa de gestión de integridad prescriptivo, así como para uno basado en el desempeño, se proporcionan en cada uno de las secciones de este Código. Adicionalmente, el Apéndice A No Obligatorio, proporciona actividades específicas, según la categoría de amenaza, que un operador debe seguir con el fin de generar un programa prescriptivo apropiado de gestión de integridad.

Este Código está concebido para ser utilizado tanto por personas como por equipos de personas encargados del planeamiento, implementación y mejoramiento de los programas de gestión de la integridad en gasoductos. Por lo general, un equipo incluirá gerentes, ingenieros, personal de operaciones, técnicos y/o especialistas con experiencia específica en prevención, detección y actividades de mitigación.

1.3 Principios de gestión de integridad

Un conjunto de principios es la base para el propósito y los detalles específicos de este Código. Se enumeran aquí de modo que el usuario de este Código pueda entender el ámbito y la profundidad para los cuales la integridad será un elemento integral y permanente en la operación segura de un sistema de tuberías.

Los requisitos funcionales para gestión de integridad serán incorporados en la ingeniería de sistemas nuevos de tuberías desde la planeación inicial, el diseño, la selección de los materiales y la construcción. La gestión de la integridad de un sistema de tuberías comienza con un diseño con bases sólidas, la selección de los materiales y la construcción de la tubería. Los fundamentos para estas actividades se encuentran principalmente en ASME B31.8. Hay también un buen número de estándares que pueden ser utilizados, así como regulaciones jurisdiccionales para la seguridad de tuberías. Si una nueva línea debe incorporarse a un programa de gestión de integridad, los requisitos funcionales para la línea, incluidas la prevención, la detección y las actividades de mitigación, deberán ser consideradas a fin de cumplir con este Código. Registros completos sobre los materiales, el diseño

y la construcción de la tubería son esenciales para iniciar un buen programa de gestión.

La integridad del sistema requiere el compromiso de todo el personal de operaciones, mediante la utilización de procesos que sean completos, sistemáticos e integrados para operar y mantener los sistemas de tuberías en forma segura. Con el fin de tener un programa de gestión de integridad eficaz, éste deberá involucrar la organización entera del operador, sus procesos y el sistema físico.

Un programa de gestión de integridad está en constante evolución y debe ser flexible. Un programa de gestión de integridad debería desarrollarse para resolver las condiciones particulares de cada operador. El programa deberá ser evaluado periódicamente y modificado para ajustarlo a los cambios en la operación, los cambios en el ambiente de funcionamiento y la afluencia de nuevos datos e información sobre el sistema. La evaluación periódica se requiere para asegurar que el programa aproveche tecnologías mejoradas, considere las actividades más adecuadas para prevención, la detección y la mitigación disponibles en ese momento. Además, en la medida que el programa de gestión de integridad sea implementado, la eficacia de las actividades deberá ser reevaluada y modificada de forma que se asegure la eficaz continuidad del programa y de todas sus actividades.

La integración de la información es un componente clave para la gestión de integridad del sistema. Un elemento clave en el marco de la gestión de integridad es la integración de toda la información pertinente al realizar valoraciones de riesgo. La información que puede afectar la comprensión de un operador sobre los riesgos importantes de su sistema puede provenir de diversas de fuentes. El operador está en la mejor posición para recopilar y para analizar esta información. A través del análisis de toda la información pertinente, el operador puede determinar dónde están los mayores riesgos de incidente y tomar decisiones prudentes para evaluar y reducir esos riesgos.

La evaluación del riesgo es un proceso analítico por el cual un operador determina los tipos de acontecimientos o de condiciones adversas que pudieran afectar la integridad de la tubería. La evaluación del riesgo también determina la eventualidad o probabilidad de que esos acontecimientos o condiciones pudieran conducir a una pérdida de integridad y la naturaleza y severidad de las consecuencias de dicho evento. Este proceso analítico implica la integración del diseño, la construcción, el funcionamiento, el mantenimiento, las pruebas, la inspección y la información adicional sobre un sistema de tubería. Las valoraciones de riesgo, que son la base misma de un programa de gestión de integridad, pueden variar en alcance o complejidad, así como en los métodos o técnicas utilizados. El objetivo final de evaluar riesgos es identificar aquellos que sean significativos de modo que un operador pueda desarrollar un plan eficaz y establecer prioridades en la prevención/detección/y mitigación al tratar los riesgos.

La determinación de riesgos en la integridad de un sistema de tuberías es un proceso continuo. El operador recolectará periódicamente nuevas informaciones y experiencias

adicionales en el funcionamiento de su sistema. Éstas se convertirán en parte de las valoraciones de riesgo cuyos análisis pueden requerir ajustes al plan de las integridad del sistema.

La nueva tecnología debe ser evaluada e implementada cuando sea apropiada. Los operadores de sistemas de tuberías deben servirse de la nueva tecnología en la medida que llega a ser probada y resulta práctico. Las nuevas tecnologías pueden mejorar la capacidad de un operador de prevenir ciertos tipos de fallas, de detectar más riesgos con eficacia o de mejorar la mitigación de riesgos.

Las mediciones de desempeño del sistema y del programa mismo son parte integral de un programa de gestión de integridad de un sistema de tuberías. Todo operador deberá elegir medidas de desempeño significativas al principio del programa y evaluar periódicamente los resultados de estas medidas a fin de supervisar y de evaluar la eficacia del programa. Se emitirán informes periódicos sobre la eficacia del programa de gestión de integridad y se evaluarán para un mejoramiento continuo de éste. Las actividades de gestión de integridad serán comunicadas a las partes interesadas apropiadas. Todo operador se asegurará de que los involucrados tengan la oportunidad de participar en los procesos de valoración del riesgo y de que los resultados sean comunicados en forma efectiva.

2 DESCRIPCIÓN DEL PROGRAMA DE GESTIÓN DE INTEGRIDAD

2.1 General

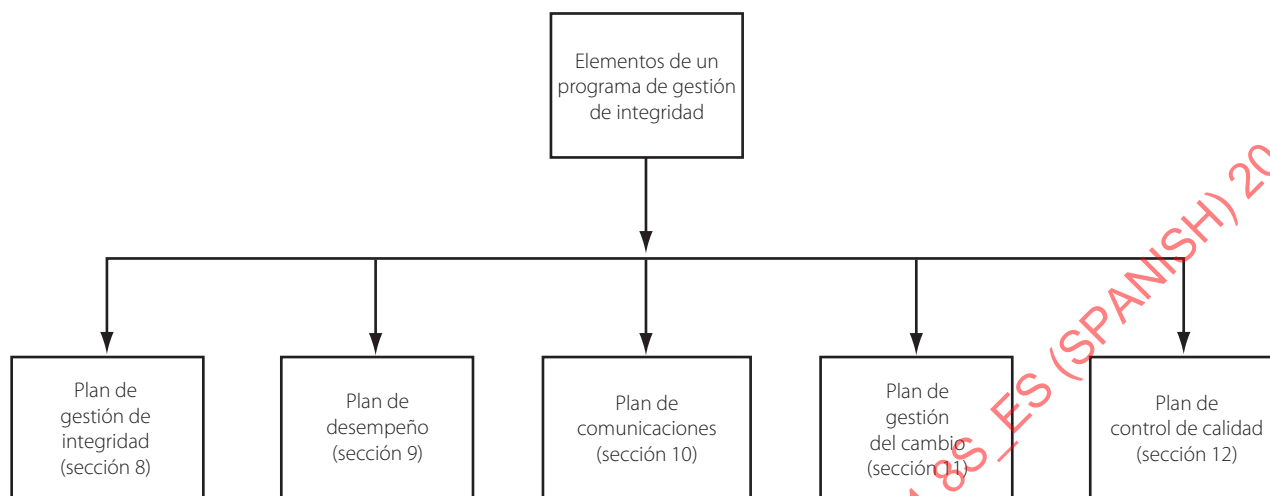
Esta sección describe los elementos necesarios para un programa de gestión de integridad. Estos elementos proporcionan colectivamente la base para un programa completo, sistemático e integrado. Los elementos del programa representados en la Figura 1 se requieren para todos los programas de gestión de integridad.

Este Código requiere que el operador documente cómo su programa de gestión de integridad analizará los elementos clave. Este Código utiliza prácticas reconocidas de la industria para desarrollar un programa de gestión de integridad.

El proceso mostrado en la Figura 2 proporciona una base común para desarrollar (y reevaluar periódicamente) un programa específico del operador. Al desarrollar el programa, los operadores de gasoductos deberán considerar las metas y los objetivos específicos de sus compañías sobre la gestión de integridad y, entonces, aplicarán los procesos para asegurar que estas metas sean alcanzadas. Este Código detalla dos enfoques de la gestión de integridad: un método prescriptivo y un método basado en el desempeño.

El método prescriptivo de gestión de integridad requiere una menor cantidad de datos y de análisis y puede ser implementado exitosamente siguiendo los pasos proporcionados en este Código y en el Apéndice A No Obligatorio. El método prescriptivo incorpora indicaciones de crecimiento considerando el peor caso para establecer intervalos entre valoraciones de integridad sucesivas a cambio de reducir la cantidad de información requerida y realizar un análisis menos profundo.



Figura 1 Elementos de un programa de gestión de integridad

El método basado en el desempeño para gestión de integridad requiere más conocimiento del gasoducto y por ende se pueden realizar análisis y valoraciones de riesgo más completos. El programa de gestión de integridad basado en el desempeño resultante puede presentar más opciones entre los intervalos de inspección, las herramientas de inspección, la mitigación y los métodos de prevención. Los resultados del método basado en el desempeño deben cumplir y superar los resultados del método prescriptivo. Un programa basado en el desempeño no puede ser puesto en ejecución hasta que el operador haya realizado las valoraciones de integridad adecuadas que proporcionen los datos suficientes. Un programa basado en el desempeño incluirá lo siguiente en el plan de gestión de integridad:

- (a) una descripción del método de análisis del riesgo empleado
- (b) la documentación de todos los datos aplicables para cada segmento y donde fueron obtenidos
- (c) un análisis documentado para determinar intervalos de valoración de integridad y los métodos de mitigación (reparación y prevención)
- (d) una matriz de desempeño documentada que, a tiempo, confirmará las opciones elegidas por el operador, basadas en desempeño.

Los procesos para desarrollar e implementar un programa de gestión de integridad basado en el desempeño están incluidos en este Código.

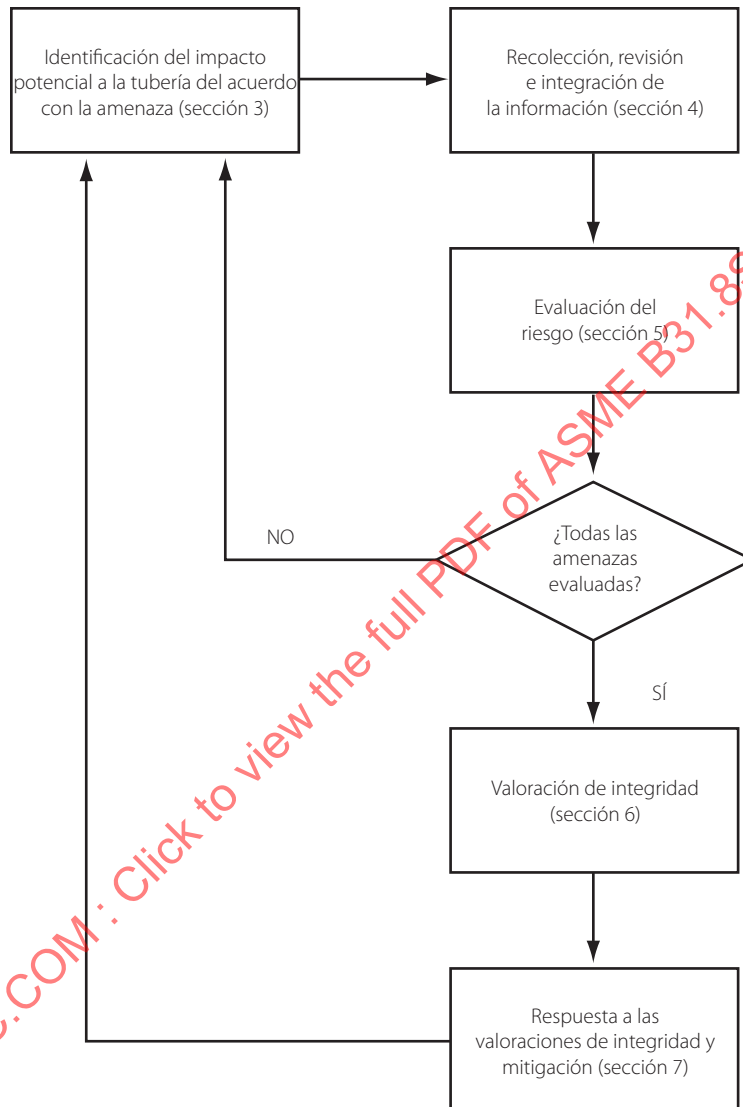
No existe un “mejor” enfoque que sea aplicable a todos los sistemas de tubería en todas las situaciones. Este Código reconoce la importancia de la flexibilidad en diseñar programas de gestión de integridad y proporciona alternativas en consonancia con esta necesidad. Los operadores pueden elegir un enfoque prescriptivo o basado en el desempeño para la totalidad de su sistema, líneas individuales, segmentos o amenazas específicas. Los elementos del programa mostrados en la Figura 1 son requeridos para todos los programas de gestión de integridad.

El proceso de gestionar la integridad es un proceso integrado e iterativo. Aunque los pasos representados en la Figura 2 se muestran en forma secuencial para facilitar su ilustración, existe una cantidad significativa de flujo de información y de interacción entre los diversos pasos. Por ejemplo, la elección de un método de valoración del riesgo depende en parte de qué datos e información relativa a la integridad esté disponible. Mientras se realizan valoraciones de riesgo, podrían detectarse necesidades adicionales de datos que permiten identificar amenazas potenciales con mayor precisión. Así, la recopilación de datos y los pasos a seguir en la valoración del riesgo están concatenados y pueden requerir varias iteraciones hasta que un operador tenga la confianza que se ha alcanzado una valoración satisfactoria.

Una breve descripción de los pasos de proceso individuales se proporciona en la sección 2, así como instrucciones y una descripción más específica y detallada de los elementos individuales que abarcan el resto de este Código. Las referencias a los párrafos específicos detallados en este Código se muestran en las Figuras 1 y 2.

2.2 Clasificación de las amenazas a la integridad

El primer paso en la gestión de la integridad es identificar amenazas potenciales a la integridad. Todas las amenazas a la integridad de una tubería deberán ser consideradas. Datos de incidentes en gasoductos han sido analizados por el Pipeline Research Committee International (PRCI) y clasificados en 22 causas fundamentales. Cada una de estas 22 causas representa una amenaza a la integridad que debe ser controlada. Una de las causas que fue reportada por los operadores es “desconocida”; es decir, no se identificó ninguna causa o causas fundamentales. Las 21 amenazas restantes se han agrupado en nueve categorías de acuerdo con las causas relacionados con la falla según su naturaleza y crecimiento y posteriormente delineadas por tres tipos de defectos relacionados con el tiempo (envejecimiento).

Figura 2. Diagrama de flujo del proceso en un plan de gestión de integridad

Las nueve categorías son útiles para identificar amenazas potenciales. Valoraciones de riesgo, valoraciones de integridad y actividades de mitigación deberán ser tratadas de forma tal que se puedan agrupar correctamente según los factores tiempo y modo de fallo.

- (a) *Dependiente del tiempo*
 - (1) corrosión externa
 - (2) corrosión interna
 - (3) agrietamiento por corrosión bajo esfuerzos
- (b) *Estable*
 - (1) defectos relacionados con la fabricación
 - (a) costura longitudinal defectuosa
 - (b) tubería defectuosa
 - (2) relacionado con soldadura/fabricación
 - (a) soldadura circunferencial defectuosa incluidas derivaciones y juntas T
 - (b) soldadura de fabricación defectuosa
 - (c) arrugas o dobleces
 - (d) roscas averiadas /tubería rota/falla en acoplamiento
 - (3) equipo
 - (a) falla de empaquetadura o sellos tipo anillos "O" (O-ring)
 - (b) malfuncionamiento del equipo de control o de alivio
 - (c) fallas en la empaquetadura o sellos de la bomba
 - (d) misceláneo
- (c) *Independientes del tiempo*
 - (1) daño mecánico y por terceros
 - (a) daños infligidos por primeras, segundas, o terceras partes (falla instantánea/inmediata)
 - (b) tubería previamente dañada (tales como abolladuras y socavados) (modo falla retrasada)
 - (c) vandalismo
 - (2) procedimiento operacional incorrecto
 - (3) fuerza externa o relacionada con el clima
 - (a) clima frío
 - (b) rayos
 - (c) lluvias intensas o inundaciones
 - (d) movimientos de tierra

La naturaleza interactiva de las amenazas (es decir, más de una amenaza afectando una sección de la tubería simultáneamente) también deberá ser considerada. Un ejemplo de tal interacción es la corrosión en una parte que también tenga daños por terceros.

El operador considerará cada amenaza individualmente o en las nueve categorías siguiendo el proceso seleccionado para cada sistema o segmento de tubería. El enfoque prescriptivo, delineado en el Apéndice A No Obligatorio, le permite al operador realizar el análisis de la amenaza en el contexto de las nueve categorías. Las 21 amenazas deben considerarse al aplicar el esquema basado en el desempeño.

Si hay cambios operacionales y algunos segmentos de la tubería operan o se ven sometidos a ciclos de presión significativos, presiones diferenciales y fluctuaciones considerables de presión, el operador debe considerar la fatiga, incluyendo cualquier efecto combinado con otros mecanismos de falla presentes, tales como la corrosión. Una referencia útil para ayudar al operador con estas consideraciones es el documento GRI 04-0178, "Effect of Pressure Cycles on Gas Pipelines".

2.3 El proceso de gestión de integridad

El proceso de gestión de integridad representado en la Figura 2 está descrito más abajo.

2.3.1 Identificación del impacto potencial de la amenaza en la tubería. Este elemento del programa implica la identificación de amenazas potenciales para la tubería, especialmente en áreas de preocupación. Cada segmento identificado de la tubería tendrá las amenazas consideradas individualmente o por las nueve categorías. Véase el párrafo 2.2.

2.3.2 Recolección, revisión e integración de la información. El primer paso en la evaluación de las amenazas potenciales para un sistema o un segmento de la tubería es definir y recopilar los datos y la información necesarios que caracterizan los segmentos y las amenazas potenciales para ese segmento. En este paso, el operador realiza la recolección inicial, la revisa e integra los datos relevantes y la información que sean necesarios para entender la condición de la tubería, identificar las amenazas específicas relacionadas con la localización que afecten su integridad y entender las consecuencias públicas, ambientales y operacionales de un incidente. Los tipos de datos que soportan una valoración de riesgo variarán dependiendo de la amenaza evaluada. Es necesario contar con información sobre operación, mantenimiento, patrullaje, diseño, historial de operación, fallas específicas y preocupaciones, que sea única a cada sistema y segmento. Los datos y la información relevantes también incluyen esas condiciones o acciones que afectan el aumento del defecto (p. ej.: deficiencias en la protección catódica), reduzcan las propiedades de la tubería (p. ej.: soldadura de campo), o se relacionan con la introducción de nuevos defectos (p. ej.: trabajo de excavación cerca de una tubería). La sección 3 proporciona la información sobre las consecuencias. La sección 4 proporciona los detalles para la recolección, la revisión y la integración de los datos de la tubería.

2.3.3 Valoración del riesgo. En este paso, los datos generados en el paso anterior se utilizan para realizar valoraciones de riesgo del sistema o de los segmentos de la tubería. Con la evaluación integrada de la información y de los datos generados en el paso anterior, el proceso de valoraciones de riesgo identifica los acontecimientos y/o las condiciones específicas para la localización que podrían conducir a una falla de la tubería y proporciona una comprensión de la probabilidad y de las consecuencias (véase la sección 3) de un acontecimiento. El producto de las valoraciones de riesgo debe incluir la naturaleza y la localización de los riesgos más significativos de la tubería.

Bajo la modalidad prescriptiva, los datos disponibles se comparan con los criterios prescritos (véase Apéndice A No Obligatorio). Las valoraciones de riesgo se requieren para dar prioridad y orden los segmentos para valoraciones de integridad. La modalidad basada en el desempeño obtiene como fundamento las valoraciones de riesgo detalladas. Hay una variedad de métodos de valoraciones de riesgo que se puedan aplicar basados en los datos disponibles y en la naturaleza de las amenazas. El operador debe adaptar el



método para resolver las necesidades del sistema. Una revisión inicial de la valoración del riesgo inicial puede ser beneficiosa para enfocar los recursos en las partes más importantes que deben tratarse y dónde los datos adicionales pueden ser de valor.

La sección 5 proporciona los detalles para la selección de los criterios para la modalidad prescriptiva y de valoración del riesgo para la modalidad basada en el desempeño. Los resultados de este paso permiten al operador dar prioridad a segmentos de tubería para las acciones apropiadas que serán definidas en el plan de gestión de integridad. El Apéndice A No Obligatorio proporciona los pasos que deberán seguirse para un programa prescriptivo.

2.3.4 Valoración de integridad. De acuerdo con las valoraciones de riesgo hechas en el paso anterior, se seleccionan y se realizan las valoraciones de integridad que sean apropiadas. Los métodos de valoración de integridad son: inspección en línea, pruebas de presión, valoración directa, u otros métodos, como se define en la sección 6.5. La selección del método de valoración de integridad se basa en las amenazas que han sido identificadas. Es posible que más de un método de valoración de integridad sea necesario para tratar todas las amenazas a un segmento de tubería.

Un programa basado en el desempeño puede permitir, con la evaluación y el análisis apropiados, determinar líneas alternativas de cursos de acción y marcos de tiempo para realizar valoración de integridad. Es responsabilidad de los operadores documentar los análisis que justifiquen las líneas alternativas de cursos de acción y marcos de tiempo. La sección 6 proporciona los detalles para la selección de herramientas e inspección.

Los datos y la información de las valoraciones de integridad para una amenaza específica pueden ser valiosos al considerar la presencia de otras amenazas y realizar valoraciones de riesgo para esas amenazas. Por ejemplo, una abolladura puede ser identificada al utilizar una herramienta detectora de pérdida de flujo magnético (MFL: Magnetic Flux Leakage) mientras se utiliza para verificar si hay corrosión. Este elemento de datos se debe integrar con otros elementos de datos para otras amenazas, tales como el daño de terceras personas o de la construcción.

Las indicaciones que se descubren durante inspecciones deben ser examinadas y evaluadas para determinar si son defectos reales o no. Las indicaciones se pueden evaluar usando una herramienta apropiada para la revisión y la evaluación. Para pérdidas de metal internas o externas localizadas, el ASME B31G o los métodos analíticos similares pueden ser utilizados.

2.3.5 Respuestas a la valoración de integridad, mitigación (reparación y prevención) y determinación de intervalos de inspección. En este paso, se desarrollan las programaciones para responder a las indicaciones producto de las inspecciones. Actividades de reparación para las anomalías descubiertas durante la inspección se identifican y se inician. Las

reparaciones se realizan de acuerdo con estándares y prácticas aceptados por la industria.

Las prácticas preventivas también son implementadas en este paso. Para la prevención de daños de terceros y en tuberías sometidas a esfuerzos, la mitigación puede ser una alternativa apropiada a la inspección. Por ejemplo, si se identifican daños debido a excavación como riesgo significativo a un sistema particular o algún segmento, el operador puede optar por realizar actividades de prevención del daño tales como un incremento en las comunicaciones al público, sistemas de notificación de excavaciones que sean más efectivos o una advertencia al excavador en conjunto con la inspección.

Las alternativas de mitigación y los marcos de tiempo implementados para los programas de gestión de integridad basados en el desempeño pueden variar de los requisitos del modelo prescriptivos. En tales casos, los análisis de desempeño que llevan a estas conclusiones deberán ser documentados como parte del programa de gestión de integridad. La sección 7 proporciona los detalles en técnicas de reparación y prevención.

2.3.6 Actualización, integración y revisión de datos.

Después de que se hayan realizado las valoraciones iniciales de integridad, el operador ha mejorado y puesto al día la información sobre la condición del sistema o del segmento de tubería. Esta información será conservada y agregada a la base de datos de la información utilizada para apoyar futuras valoraciones de riesgo e integridad. Además, a medida que el sistema continúa operando, información adicional sobre el funcionamiento, mantenimiento y otras es recolectada, lo que permite ampliar la base de datos histórica y mejorar la experiencia operacional.

2.3.7 Revaloración del riesgo. La valoración del riesgo deberá ser realizada periódicamente dentro de intervalos regulares y también cuando ocurran cambios substanciales en la tubería. El operador deberá considerar datos de operación recientes, cambios en el diseño y en la operación del sistema de tuberías y analizar el impacto de cualquier otro cambio externo que pueda haber ocurrido desde el último análisis realizado, e incorporará los datos de valoraciones de riesgo considerados para otras amenazas. Los resultados de valoraciones de integridad, tales como la inspección interna, también se factorizarán en las valoraciones de riesgo futuras, para asegurar que el proceso analítico refleje efectivamente el entendimiento actualizado sobre la condición de la tubería.

2.4 Programa de gestión de integridad

Los elementos esenciales de un programa de gestión de integridad se representan en la Figura 1 y se describen más abajo.

2.4.1 Plan de gestión de integridad. El plan de gestión de integridad es el resultado de aplicar el proceso representado en la Figura 2 y explicado en la sección 8. El plan es la documentación de la ejecución de cada uno de los pasos y

los análisis de soporte que se realizan. El plan deberá incluir prácticas de prevención, detección y mitigación. El plan también tendrá una programación que considere los tiempos empleados en las actividades a realizar. Aquellos sistemas o segmentos con el riesgo más alto se deben tratar primero. El plan también considerará aquellas prácticas que pueden tratar más de una amenaza. Por ejemplo, una prueba hidrostática puede demostrar la integridad de una tubería con relación a amenazas dependientes del tiempo como corrosión interna y externa, así como amenazas estáticas tales como defectos de la soldadura y soldaduras defectuosas de fabricación.

Un plan de gestión de integridad basado en el desempeño contiene los mismos elementos básicos que un plan prescriptivo. El plan basado en el desempeño requiere de una información más detallada y los análisis se basan en un conocimiento más profundo sobre la tubería. Este Código no exige un modelo específico de análisis del riesgo, solamente demostrar que el modelo de riesgo utilizado sea eficaz. Los análisis detallados del riesgo proporcionarán un mejor entendimiento de la integridad, lo cual le permitirá al operador tener un mayor grado de flexibilidad en la programación y en los métodos para la puesta en práctica de un plan de gestión de integridad basado en el desempeño. La sección 8 proporciona detalles en el desarrollo de planes.

El plan deberá ser actualizado periódicamente para reflejar la nueva información y el entendimiento de las amenazas a la condición actual de integridad. A medida que se identifiquen nuevos riesgos o nuevas manifestaciones de riesgos previamente conocidos, se deberán tomar medidas de mitigación adicionales para tratar estos riesgos. Además, los resultados de valoraciones de riesgo actualizadas también serán utilizados para apoyar la programación de futuras valoraciones de integridad.

2.4.2 Plan de desempeño. El operador recogerá la información del desempeño y funcionamiento y evaluará periódicamente el éxito de sus técnicas de valoración de integridad, de las actividades de reparación de la tubería y de las actividades de control tendientes a mitigar el riesgo. El operador también evaluará la eficacia de sus sistemas y procesos administrativos que respalden las decisiones de gestión de integridad que sean apropiadas. La sección 9 proporciona la información requerida para desarrollar medidas de desempeño que permiten evaluar la eficacia del programa.

El uso de nuevas tecnologías en el programa de gestión de integridad será evaluado para su incorporación futura en el programa.

2.4.3 Plan de comunicaciones. El operador deberá desarrollar e implementar un plan para comunicaciones eficaces con los empleados, el público, los responsables de responder ante emergencias, los funcionarios locales y las autoridades jurisdiccionales competentes para mantener al público informado sobre los compromisos en la gestión de integridad. Este plan proporcionará

información que se comunicará a cada parte interesada sobre el plan de integridad y los resultados alcanzados. La sección 10 proporciona información adicional sobre planes de comunicación.

2.4.4 Plan de gestión del cambio. Los sistemas de tuberías y el ambiente en el cual operan raramente son estáticos. Un proceso sistemático deberá ser utilizado para asegurarse de que antes de su implementación, los cambios en el sistema de la tubería, el diseño, la operación, el mantenimiento y sus impactos potenciales de riesgo, así como los cambios en el ambiente en el cual la tubería funciona estén evaluados. Después de que se realicen estos cambios, serán debidamente incorporados, en futuras valoraciones de riesgo, para asegurar que el proceso de valoración de riesgos aborde los sistemas según sus configuraciones actuales, mantenimiento y operación. Los resultados de las actividades de mitigación del plan se deben utilizar como retroalimentación para el diseño de sistemas, instalaciones y operación. La sección 11 analiza los aspectos importantes para manejar los cambios que se relacionan con la gestión de integridad.

2.4.5 Plan del control de calidad. La sección 12 analiza la evaluación de un programa de gestión de integridad con fines de control de calidad. Esa sección establece la documentación necesaria para el programa de gestión de integridad. La sección también menciona la auditoría del programa, incluyendo procesos, inspecciones, actividades de mitigación y de prevención.

3 CONSECUENCIAS

3.1 General

El riesgo es el producto matemático de la eventualidad (probabilidad) y de las consecuencias de los acontecimientos o eventos que resultan de una falla. El riesgo se puede disminuir reduciendo la probabilidad o las consecuencias de una falla, o ambas. Esta sección trata específicamente sobre la parte de la consecuencia de la ecuación del riesgo. El operador considerará consecuencias de una falla potencial al dar la prioridad a inspecciones y actividades de mitigación.

El código B31.8 maneja el riesgo para la integridad de tuberías ajustando factores de diseño y seguridad, e inspección y frecuencias del mantenimiento, en la medida en que las potenciales consecuencias de una falla aumenten. Esto se ha hecho sobre una base empírica sin la cuantificación de las consecuencias de una falla.

La sección 3.2 describe cómo determinar el área que es afectada por una falla de la tubería (área potencial del impacto) para evaluar las consecuencias potenciales de tal evento. El área afectada es una función del diámetro y presión de la tubería.



3.2 Área potencial de impacto

El radio acotado de impacto para gas natural se calcula utilizando la fórmula

$$r = 0.69 \cdot d \sqrt{p} \quad (r = 0.00315 \cdot d \sqrt{p}) \quad (1)$$

donde

d = diámetro exterior de la tubería, pulg. (mm)

p = presión de operación máxima permitida en el segmento de tubería (MAOP), psig (kPa)

r = radio del círculo del impacto, pie (m)

EJEMPLO 1: Una tubería con un diámetro de 30 pulgadas y una presión de operación máxima permitida de 1,000 psig tiene un radio potencial de impacto de aproximadamente 660 pies.

$$\begin{aligned} r &= 0.69 \cdot d \sqrt{p} \\ &= 0.69 (30 \text{ pulg.}) (1,000 \text{ lb/pulg.}^2)^{1/2} \\ &= 654.6 \text{ pies} \approx 654.6 \text{ pies} \end{aligned}$$

EJEMPLO 2: Una tubería con un diámetro de 762 mm con una MAOP de 6900 kPa tiene un radio potencial de impacto de aproximadamente 200 m.

$$\begin{aligned} r &= 0.00315 \cdot d \sqrt{p} \\ &= 0.00315 (762 \text{ mm}) (6900 \text{ kPa})^{1/2} \\ &= 199.4 \text{ m} \approx 200 \text{ m} \end{aligned}$$

El uso de esta ecuación muestra que una falla de una tubería de diámetro más pequeño, con presión más baja afectará un área más pequeña que una tubería de mayor diámetro y de mayor presión. (Véase GRI-00/0189.)

NOTA: 0.69 es el factor para el gas natural con unidades de EE. UU. y 0.00315 es el factor cuando se usan unidades métricas. Para otros gases o gas natural enriquecido se deberán utilizar factores diferentes

La ecuación (1) se deriva de

$$r = \sqrt{\frac{115,920}{8} \cdot \mu \cdot \chi_g \cdot \lambda \cdot C_d \cdot H_C \cdot \frac{Q}{a_0} \cdot \frac{p d^2}{I_{th}}}$$

donde

a_0 = velocidad del sonido del gas = $\sqrt{\frac{\gamma R T}{m}}$

C_d = coeficiente de la descarga

d = diámetro de la línea m

H_C = calor de combustión

I_{th} = flujo del calor del umbral

m = peso molecular del gas

p = presión efectiva

Q = factor de flujo = $\gamma \left(\frac{2}{\gamma + 1} \right)^{\frac{\gamma + 1}{2(\gamma - 1)}}$

R = constante universal de los gases

r = radio del círculo del impacto

T = temperatura del gas

γ = relación de calores específicos del gas

λ = factor de disminución de velocidad de descarga

μ = factor de eficiencia de combustión

χ_g = factor de emisividad

En un programa basado en el desempeño, el operador puede considerar modelos alternativos que calculen áreas del impacto y consideren factores adicionales, tales como la profundidad del entierro de la tubería, lo que puede reducir áreas de impacto. El operador contará el número de casas y de apartamentos individuales en edificios dentro del

área potencial del impacto. El área de impacto potencial se extiende desde el centro del primer círculo afectado hasta el último centro del círculo afectado (véase Figura 3). El conteo de casas y apartamentos puede ser utilizado para determinar las consecuencias relativas de la ruptura de un segmento de una tubería.

El valor o priorización de estas áreas es un elemento importante de la valoración de riesgo. La determinación de la probabilidad de la falla es el otro elemento importante de las valoraciones de riesgo (véase las secciones 4 y 5).

3.3 Factores a considerar en la evaluación de consecuencias

Al evaluar las consecuencias de una falla dentro de la zona del impacto, el operador considerará, por lo menos, lo siguiente:

- (a) densidad de población
- (b) proximidad de la población a la tubería (consideración que incluye barreras artificiales o naturales que pueden proporcionar un cierto nivel de protección)
- (c) proximidad de poblaciones con la movilidad limitada o disminuida (p. ej.: hospitales, escuelas, jardines de infantes, asilos de ancianos, prisiones, áreas recreacionales), particularmente en áreas exteriores desprotegidas
- (d) daños a la propiedad
- (e) daños ambientales
- (f) efectos de fugas de gas sin ignición
- (g) seguridad del suministro de gas (p. ej.: impacto de la interrupción del servicio)
- (h) conveniencia y necesidad públicas
- (i) potencial de fallas secundarias

Observe que las consecuencias pueden variar según la composición del gas transportado y como resultado de cómo el gas se descomprime. Cuanto más rico sea el gas, más importantes serán los defectos y las propiedades de los materiales en la representación de las características de la falla.

4 RECOLECCIÓN, REVISIÓN E INTEGRACIÓN DE DATOS

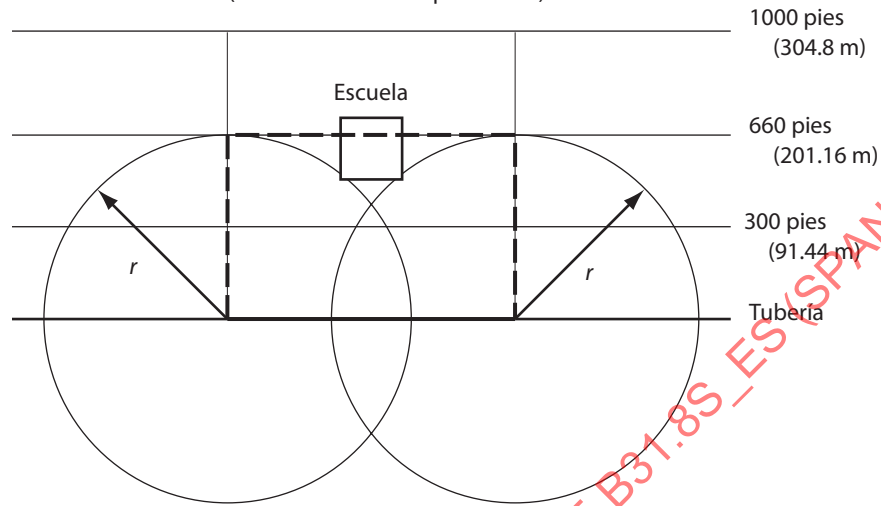
4.1 General

Esta sección proporciona un proceso sistemático para los operadores de tuberías para recolectar y utilizar con eficacia datos necesarios para la valoración de riesgo. Una comprensión y conocimientos adecuados de la instalación son componentes esenciales de un programa de gestión de integridad basado en el desempeño. Además, la información sobre el historial operativo, las condiciones de terreno alrededor de la tubería, las técnicas de mitigación utilizadas y revisiones de los procesos/procedimientos, es también necesaria. Los datos son un elemento esencial en el proceso de toma de decisión necesario para la implementación del programa. Cuando el operador carece de información suficiente, o la calidad de los datos está por debajo de lo requerido, el operador deberá seguir los procesos basados en prescripciones según las indicaciones del Apéndice A No Obligatorio.



Figura 3. Área potencial de impacto

Área potencial de impacto
(dentro de las líneas punteadas)



NOTA GENERAL: Este diagrama representa el resultado para una tubería de 30 pulgadas (762 mm) con una MAOP de 1,000 psig (6900 kPa).

Los procedimientos del operador de tuberías, los planes de operación y mantenimiento, la información de incidentes, así como otros documentos del operador, especifican y requieren la recolección de datos que sean apropiados para la valoración de integridad/riesgo. La integración de los datos obtenidos es esencial para obtener una información completa y exacta que se requiere para un programa de gestión de integridad.

4.2 Requisitos de los datos.

El operador tendrá un plan apropiado para recolectar todos los conjuntos de datos. El operador debe primero recoger aquellos datos requeridos para realizar un valoraciones de riesgo (véase la sección 5). La implementación del programa de gestión de integridad conducirá a la recolección y priorización de los elementos de datos adicionales requeridos para un mejor y más completo entendimiento de la forma de prevenir/mitigar las amenazas de la tubería.

4.2.1 Programas prescriptivos de gestión de Integridad.

Información limitada será recolectada para evaluar cada amenaza en un programa prescriptivo de la gestión de integridad. Las listas de los datos se proporcionan en el Apéndice A No Obligatorio para cada amenaza y se resumen en la Tabla 1. Todos los elementos de datos especificados estarán disponibles para cada amenaza para realizar la valoración de riesgo.

Si tales datos no están disponibles, se asumirá que la amenaza particular se aplica al segmento de tubería que está siendo evaluado.

4.2.2 Programas de gestión de integridad basados en el desempeño. No hay una lista estándar de los elementos de datos requeridos que se aplique a todos los sistemas de

tuberías para los programas de gestión de integridad basados en el desempeño. Sin embargo, el operador recolectará, como mínimo, los datos especificados en los requisitos de los programas prescriptivos. La cantidad y los elementos de datos específicos variarán entre los operadores, y dentro del sistema dado de la tubería. Métodos cada vez más complejos de valoraciones de riesgo son aplicados en la gestión de integridad basados en el desempeño que los programas requieren más datos que aquellos enumerados en el Apéndice A. No Obligatorio.

Inicialmente, el énfasis estará en recolectar los datos necesarios para evaluar áreas que sean motivo de preocupación y otras áreas específicas de alto riesgo. El operador recolectará los datos necesarios para realizar una valoración de integridad del sistema en forma completa y cualesquier dato adicional requerido para los análisis generales de la tubería y del riesgo de la instalación. Estos datos entonces se integran a los datos iniciales. El volumen y los tipos de datos crecerán conforme el plan sea implementado tras años de funcionamiento.

4.3 Fuentes de datos

Los datos necesarios para los programas de gestión de integridad se pueden obtener de la compañía operadora y de fuentes externas (p. ej.: datos a nivel industrial). Generalmente, la documentación que contiene los elementos de datos requeridos se encuentra en la documentación de diseño y de construcción y en los expedientes operacionales y de mantenimiento vigentes.

Una revisión de todas las localizaciones potenciales que podrían contener estos expedientes podría ser necesaria para documentar cuál está disponible, su forma (incluyendo unidades o sistema de la referencia) y también para determinar si existen deficiencias significativas en los datos. Si se encuentran deficiencias, deben planificarse acciones

conforme su importancia para obtener los datos. Esto puede demandar esfuerzos adicionales en inspecciones y recolección de datos de campo.

Los sistemas de información administrativa SIA (en inglés, MIS: Management Information Systems), o sistemas de bases de datos geográficos (Sistemas Georreferenciados) (en inglés, GIS: Geographical Information System,) existentes, así como los resultados de cualquier valoraciones de riesgo previo existente, o de evaluación de amenazas son también fuentes de datos útiles. Un entendimiento significativo también puede ser obtenido de expertos en la materia así como de aquellos que se encuentran involucrados en la valoración de riesgos y los procesos asociados a la gestión de

Tabla 1 Elementos de datos para el programa de la integridad de tuberías prescriptivo

Categoría	Datos
Información de atributo	Espesor de pared de la tubería Diámetro Tipo de costura y factor de unión Fabricante Fecha de fabricación Propiedades del material Propiedades del equipamiento
Construcción	Año de instalación Método de doblado (bending) Método de ensamble, procedimiento y resultados de inspección Profundidad de tendido Cruces/encamisados Prueba de presión Métodos de recubrimiento en terreno Tipo de suelo, relleno Informes de inspección Protección catódica instalada Tipo de recubrimiento
Operacional	Calidad del gas Caudal Presiones normales máximas y mínimas de operación Historial de escape/fallas Estado de recubrimiento Funcionamiento del sistema de CP (protección catódica) Temperatura de pared de tubería Informes de inspección de la tubería Supervisión de corrosión de OD/ID (diámetro exterior/interior) Fluctuaciones de presión Funcionamiento de Regulador/Alivio Intervenciones no autorizadas Reparaciones Vandalismo Fuerzas externas
Inspección	Pruebas de presión Inspecciones en línea Inspecciones con herramientas verificadoras de geometría Inspecciones de excavación en forma de campana Inspecciones del CP (CIS) Inspecciones de condición de recubrimiento (DCVG) Auditorías y revisiones

Tabla 2 Fuentes de datos típicas para los programas de la integridad de tuberías

Diagramas de proceso e instrumentación (P&ID)
 Planos de alineamiento o tendido de la tubería
 Notas/registros originales del inspector de la construcción
 Fotografías aéreas de la tubería
 Planos/mapas de la instalación

Planos según se construyó
 Certificados de materiales
 Informes/planos de inspección
 Informes relativos a la condición de seguridad
 Estándares/especificaciones del operador

Estándares/especificaciones de la industria
 Procedimientos de O&M (Operación y Mantenimiento)
 Planes de respuesta a la emergencia
 Expedientes de inspección
 Informes /expedientes de pruebas

Informes de incidente
 Expedientes de conformidad
 Informes de diseño/de ingeniería
 Evaluaciones técnicas
 Datos del fabricante del equipo

integridad. Los análisis de las causas basales de fallas previas son una fuente valiosa de información. Ello puede reflejar necesidades adicionales en la calificación y entrenamiento del personal.

Datos valiosos para la puesta en práctica del programa de gestión de integridad pueden obtenerse de fuentes externas. Estas pueden incluir los informes de las autoridades responsables, de bases de datos que incluyen la información tal como tipos de suelo, demografía e hidrología, como ejemplos. Los centros de investigación también pueden proporcionar información relevante que puede ser utilizada en un programa de gestión de integridad. Los consorcios de la industria y otros operadores pueden también ser fuentes de información útiles.

Las fuentes de datos de la Tabla 2 son necesarias para iniciar un programa gestión de integridad. A que se va desarrollando e implementando el programa de gestión, nuevos datos adicionales estarán disponibles. Estos incluirán la inspección, la revisión y evaluación de los datos obtenidos del programa de gestión de integridad y los datos que se utilizan para el desarrollo de parámetros de desempeño que se cubren en la sección 9.

4.4 Recolección, revisión y análisis de datos

Un plan para recolectar, revisar y analizar los datos debe ser desarrollado y puesto en funcionamiento desde la concepción del esfuerzo en la toma de datos. Estos procesos son necesarios para verificar la calidad y la consistencia de los datos. Los registros deben ser mantenidos a través del proceso que identifica de dónde provienen y cuál es la consistencia de los datos que se utilizan en el proceso de la valoración de riesgo, de forma que su impacto potencial en la variabilidad y la exactitud de los resultados del análisis puedan ser considerados. Esto se conoce a menudo como *metadatos* o información acerca de los datos.

Debe determinarse la resolución y las unidades de los datos. La consistencia de las unidades es esencial para la integración. Cualquier esfuerzo se debe realizar para utilizar todos los datos reales para la tubería o la instalación. Utilizar generalizaciones en lugar de elementos de datos específicos debe ser evitado.

Otra consideración de la recolección de datos es si la antigüedad de los datos invalida su aplicabilidad a la amenaza. Los datos referentes a amenazas que dependen del tiempo, tales como corrosión o grietas debido a la corrosión por tensión (SCC, Stress Corrosion Cracking), pueden no ser relevantes si fueron recogidos muchos años antes de que el programa de gestión de integridad fuera desarrollado. Las amenazas estables o independientes del tiempo no son dependientes del tiempo, por lo que datos anteriores son aplicables.

La no disponibilidad de datos identificados no es una justificación para la exclusión de una amenaza de la integridad del programa de gestión. Dependiendo de la importancia de los datos, nuevas actividades de inspección o datos adicionales de terreno, pueden ser necesarias.

4.5 Integración de los datos

Los elementos de datos individuales serán reunidos y analizados en su contexto para determinar el real valor de la gestión de integridad y de la valoración de riesgo. Una fortaleza importante de un programa eficaz de gestión de integridad se basa en su capacidad de combinar y de utilizar los elementos de datos múltiples obtenidos de varias fuentes para proporcionar un grado adecuado de confianza que una amenaza específica puede o puede no aplicar en un segmento de la tubería. Puede conducir también a un análisis mejorado del riesgo total.

Para aplicaciones del programa gestión de integridad, uno de los primeros pasos de la integración de los datos incluye el desarrollo de un sistema común de referencia (y de unidades consistentes de medidas) que permitirá que los elementos de datos de varias fuentes se combinen y asocien exactamente en localizaciones comunes de la tubería. Por ejemplo, los datos de inspección en línea (ILI, In Line Inspection) puede referirse a la distancia recorrida a lo largo del interior de la tubería (cuenta de rueda), lo que puede ser difícil de combinar directamente con inspecciones sobre la línea tales como inspecciones de intervalos cerrados (CIS, Close Interval Survey) a las que son referenciadas las localizaciones de estaciones de ingeniería.

La Tabla 1 describe los elementos de datos que se pueden evaluar de una manera estructurada para determinar si una amenaza particular es aplicable al área de preocupación o del segmento que es considerado. Inicialmente, esto se puede lograr sin el uso de los datos de inspección y puede incluir solamente los atributos de la tubería y de datos de construcción señalados en la Tabla 1. Hasta que otra información, tal como los datos de inspección, esté disponible, un paso adicional de integración puede ser realizado para confirmar la inferencia anterior referente a la validez de la amenaza presumida. Tal integración de los datos es también muy eficaz para

determinar la necesidad y el tipo de medidas de la mitigación a ser utilizado.

La integración de datos también se puede lograr manual o gráficamente. Un ejemplo de la integración manual es el sobreponer círculos que representan escalonadamente el área de impacto potencial (véase el párrafo 3) sobre la fotografía del aérea de la tubería a fin de determinar el área potencial del impacto. La integración gráfica puede ser lograda cargando elementos de datos relacionados con el riesgo en un sistema MIS/GIS y sobreponerlos gráficamente para establecer la localización de una amenaza específica. Dependiendo de la resolución de los datos utilizados, esto se puede aplicar a las áreas locales o a segmentos más grandes. Programas de software más especializados en la integración de datos también se encuentran disponibles, lo que facilita su uso en análisis combinados. Las ventajas de la integración de datos se ilustran en los siguientes hipotéticos ejemplos:

EJEMPLOS:

(1) En la revisión de datos de una inspección en línea (ILI), un operador sospecha daños mecánicos en el cuadrante superior de una tubería en un campo cultivado. Es también sabido que el granjero ha estado arando en esta área y que la profundidad de la cubierta puede reducirse. Cada uno de estos hechos tomados individualmente proporciona una cierta indicación del daño mecánico posible, pero como grupo el resultado es más definitivo.

(2) Un operador sospecha que existe un posible problema de corrosión en una tubería de gran diámetro situada en un área poblada. Sin embargo, un CIS (CIS, Close Interval Survey) indica buena cobertura catódica de la protección en el área. Se realiza una inspección directa del gradiente del voltaje de la corriente (DCVG) para determinar la condición del recubrimiento y ésta revela que las soldaduras estaban revestidas con cinta y que están en condiciones de deterioro. Los resultados del CIS no indicaron una situación potencial que afectase la integridad, pero la integración de los datos previno posibles conclusiones incorrectas.

5 VALORACIÓN DE RIESGOS

5.1 Introducción

Las valoraciones de riesgo serán realizadas para las tuberías y las instalaciones relacionadas. Las valoraciones de riesgo se requieren para ambos programas de gestión de integridad prescriptivos y basados en el desempeño.

Para los programas prescriptivos, las valoraciones de riesgo se utilizan sobre todo para dar prioridad a las actividades del plan de gestión de integridad. Ayudan a organizar datos y la información para tomar decisiones.

Para los programas basados en el desempeño, las valoraciones de riesgo responden a los propósitos siguientes:

- (a) para organizar datos y la información para ayudar a operadores a dar prioridad y planear actividades.
- (b) para determinar qué inspección, prevención y/o actividades de la mitigación serán realizadas y cuándo.



5.2 Definición

El operador seguirá la sección 5 en su totalidad para realizar un programa de gestión de integridad basado en el desempeño. Un programa prescriptivo de gestión de integridad será realizado usando los requisitos identificados en esta sección y en el Apéndice A No Obligatorio.

El riesgo se describe típicamente como el producto de dos factores primarios: la eventualidad de la falla (o probabilidad) de que un cierto acontecimiento adverso ocurra y las consecuencias que resulten de ese acontecimiento. Un método de describir el riesgo es

$$\begin{aligned}\text{Riesgo}_i &= P_i \times C_i \text{ para una sola amenaza} \\ \text{Riesgo} &= \sum_{i=1}^9 (P_i \times C_i) \text{ para las categorías 1 a 9 de la amenaza} \\ \text{Riesgo total del segmento} \\ &= P_1 \times C_1 + P_2 \times C_2 + \dots + P_9 \times C_9\end{aligned}$$

Donde

C = consecuencia de la falla

P = probabilidad de la falla

1 a 9 = categoría de la amenaza de la falta (véase el párrafo 2.2)

El método de las valoraciones de riesgo utilizado tratará las nueve categorías de la amenaza o cada una de las 21 amenazas individuales del sistema de la tubería. Las consecuencias del riesgo consideran típicamente componentes tales como el impacto potencial del acontecimiento en las personas, propiedades, negocios y el medio ambiente, según lo señala la sección 3.

5.3 Objetivos de la valoración de riesgo

Cuando se aplica a tuberías e instalaciones, la valoración del riesgo tiene los siguientes objetivos:

- (a) priorización de tuberías/segmentos para programar las valoraciones de integridad y las acciones de mitigación.
- (b) análisis de los beneficios derivados de la acción de mitigación
- (c) determinación de las medidas de mitigación más efectivas para las amenazas identificadas
- (d) análisis del impacto en la integridad debido a intervalos de inspección modificados
- (e) análisis de la utilización o la necesidad de metodologías alternativas de inspección
- (f) asignación más eficaz de recursos

La valoración del riesgo proporciona una medida que evalúa el impacto potencial de diversos tipos de incidentes y la probabilidad de que tales acontecimientos puedan ocurrir. Tener tal medida apoya el proceso de gestión de integridad, lo que facilita las decisiones racionales y consistentes. Los resultados del riesgo se utilizan para identificar las localizaciones y evaluar su integridad y los resultantes actos de mitigación. Examinar ambos factores de riesgo primario (probabilidad y consecuencias) evita el centrarse solamente en los problemas más visibles o de mayor frecuencia que ocurren, lo que evita no hacer caso de acontecimientos potenciales que podrían causar daño significativamente mayor. En cambio,

el proceso también evita enfocarse en eventos probablemente menos catastróficos, ya que pasa por alto escenarios más probables.

5.4 Desarrollo de un método de valoración de riesgo

Como parte integral de cualquier programa de gestión de integridad de tuberías, un proceso eficaz de la valoración del riesgo proporcionará las estimaciones de riesgo para facilitar la toma de decisiones. Cuando están debidamente implementados, los métodos de valoración del riesgo pueden ser métodos analíticos muy poderosos, ya que utilizan una variedad de datos, lo que proporciona una mejor comprensión de la naturaleza y de las localizaciones de riesgos a lo largo de una tubería o dentro de una instalación.

No se puede apoyar únicamente en los métodos valoración de riesgos por sí mismos para establecer estimaciones del riesgo, o para tratar o para mitigar riesgos sabidos. Los métodos de valoración de riesgos se deben utilizar conjuntamente con el personal bien capacitado (los expertos en la materia y aquellos familiarizados con las instalaciones) que regularmente analizan la entrada de datos, las consideraciones y los resultados de las valoraciones de riesgo. Estos análisis basados en la experiencia permiten validar los resultados de las valoraciones de riesgo con otros factores relevantes que no están incluidos en el proceso, el impacto de las consideraciones o la potencial variabilidad del riesgo causado por información incompleta o estimada. Estos procesos y sus resultados serán documentados en el plan gestión de integridad.

Una parte integral del proceso de valoración del riesgo es la incorporación de elementos de datos adicionales o cambios en los datos de una instalación. Para asegurar actualizaciones regulares, el operador incorporará el proceso de la valoración del riesgo a los informes e informes de terreno existentes, de ingeniería y de actualización de planos de la instalación, e incorporará procesos adicionales como sea necesario (véase la sección 11).

5.5 Enfoque de la valoración de riesgo

(a) Para organizar las evaluaciones de integridad para los segmentos de la tubería que son de preocupación, se debe establecer una prioridad de riesgo. Este valor del riesgo se compone de un número que refleja la probabilidad completa de falla y de un número que refleja las consecuencias. El análisis del riesgo puede ser bastante simple con los valores que van entre 1 y 3 (lo que refleja probabilidades y consecuencias alto, medio y bajo), o puede ser más complejo e implicar un rango más amplio para proporcionar una mayor diferenciación entre segmentos de tubería.

Multiplicar los números relativos de probabilidad y de consecuencia entre sí le brinda al operador un riesgo relativo para el segmento y una prioridad relativa para su evaluación.

(b) Un operador deberá utilizar uno o más de los enfoques siguientes a la valoración del riesgo consistentes con los objetivos de un programa de gestión de integridad. Estos enfoques se enumeran en una jerarquía de menor a mayor según la complejidad, la sofisticación y los requisitos de datos.



Estos enfoques a la valoración del riesgo se basan en expertos del tema, evaluaciones relativas, evaluaciones del escenario y evaluaciones probabilísticas. Los párrafos siguientes describen los métodos de la valoración de riesgo para los cuatro enfoques enumerados:

(1) *Expertos del tema* (*En inglés, SME, Subject Matter Experts*). Se pueden utilizar expertos de la compañía operadora o de los consultores, junto con información obtenida de literatura técnica, para proporcionar un valor numérico relativo que describa la probabilidad de falla para cada consecuencia de una amenaza. Los expertos son utilizados por el operador para analizar cada segmento de tubería, asignar valores relativos de probabilidad y de consecuencia, y para calcular el riesgo relativo.

(2) *Modelos relativos de evaluación*. Este tipo de evaluaciones se construyen sobre la experiencia específica en la tubería y de mayores datos e incluyen el desarrollo de modelos de riesgo que tratan las amenazas conocidas que históricamente han afectado las operaciones de la tubería. Este método relativo basado en datos utiliza los modelos que identifican y cuantifican las amenazas y las consecuencias relativas a operaciones históricas de la tubería. Estos enfoques se consideran modelos relativos de riesgo, puesto que los resultados de riesgo se comparan con los resultados generados del mismo modelo. Proporcionan una graduación de riesgo para el proceso de toma de decisión en la gestión de integridad. Estos modelos utilizan algoritmos que valoran las mayores amenazas y consecuencias proporcionando suficientes datos para darles una significativa evaluación. Los modelos relativos de evaluación son más complejos y requieren datos más específicos del sistema de tuberías que los enfoques basados en los expertos. El enfoque de riesgo relativo a la valoración del riesgo, el modelo y los resultados obtenidos debe ser documentado en el programa gestión de integridad.

(3) *Modelos basados en el escenario*. Este enfoque de la valoración del riesgo crea modelos que generan una descripción de un acontecimiento o una serie de acontecimientos que conducen a un nivel del riesgo, e incluye la eventualidad y consecuencias de tales acontecimientos. Este método incluye generalmente la construcción de árboles de acontecimiento, árboles de decisión y árboles de fallas. De estas construcciones, se determinan los valores del riesgo.

(4) *Modelos probabilísticos*. Este enfoque es el más complejo y exigente con respecto a los requisitos de datos. El resultado de riesgo se proporciona en un formato que se compara con las probabilidades aceptables del riesgo establecidas por el operador, en vez de utilizar una base comparativa.

Es responsabilidad del operador el aplicar el nivel de los métodos de la valoración de integridad/ riesgo que resuelve las necesidades del programa de gestión de integridad. Más de un tipo de modelo se puede utilizar por el operador en un sistema. Un entendimiento acabado de las fortalezas y de las limitaciones de cada método de valoración del riesgo es necesario antes de adoptar una estrategia a largo plazo.

(c) Todos los enfoques de la valoración del riesgo descritos anteriormente tienen los siguientes componentes comunes:

- (1) identifican los acontecimientos o las condiciones potenciales que podrían amenazar integridad del sistema
- (2) evalúan la eventualidad de falla y consecuencias
- (3) permiten la graduación del riesgo e identificación de las amenazas específicas que influyen o conducen al riesgo
- (4) conducen a la identificación de las valoraciones de riesgo de integridad y/o a las opciones de mitigación
- (5) prevén un mecanismo de retroalimentación de datos
- (6) proporcionan una estructura y una puesta al día continua para las valoraciones del riesgo

Algunos enfoques de la valoración de riesgos consideran la eventualidad y las consecuencias del daño, pero no consideran si la falla ocurre como un escape o ruptura. Las rupturas tienen más potencial de daño que los escapes. Por lo tanto, cuando un enfoque de valoración del riesgo no considera si una falla puede ocurrir como un escape o ruptura, siempre se debe asumir el peor caso de ruptura.

5.6 Valoración de riesgo

5.6.1 Análisis del riesgo para programas prescriptivos de gestión de integridad. Los análisis del riesgo desarrollados para un programa prescriptivo de gestión de integridad se utilizan para dar prioridad a las evaluaciones de integridad de segmentos de tubería.

Una vez establecida la integridad de un segmento el período de reinspección se especifica en la Tabla 3. Los análisis del riesgo para programas prescriptivos de gestión de integridad conjuntos mínimos de información. No pueden ser utilizados para aumentar los períodos de reinspección.

Cuando el operador sigue los períodos establecidos por prescripción, una aproximación de valoración del riesgo más simplista brindada en el párrafo 5.5 se considera apropiada.

5.6.2 Análisis del riesgo para programas de gestión de integridad basados en el desempeño. Los programas de gestión de integridad basados en el desempeño darán prioridad a las evaluaciones de integridad iniciales utilizando cualquiera de los métodos descritos en el párrafo 5.5.

Los análisis del riesgo para los programas de gestión de integridad basados en desempeño se pueden también utilizar como base para establecer períodos de inspección. Tales análisis del riesgo requerirán más elementos de datos que los requeridos en análisis señalados en el Apéndice A No Obligatorio u otros más detallados. Los resultados de estos análisis se pueden también utilizar para evaluar métodos alternativos de mitigación y prevención y su programación.

Una estrategia inicial para un operador con una mínima experiencia que usa métodos estructurados del análisis del riesgo podría incluir adoptar un enfoque más simple para el corto plazo, tal como uno basado en el conocimiento, o uno de riesgo relativo. En la medida que se obtengan datos y experiencia adicionales el operador podrá realizar una transición a un método de evaluación más apropiado.



5.7 Características del enfoque de una valoración de riesgo eficaz

Considerando los objetivos resumidos en el párrafo 5.3, un número de características generales existen y contribuirán a la mayor eficacia de un programa de la gestión de integridad, sea éste prescriptivo o basado en el desempeño. Estas características incluyen lo siguiente:

(a) *Atributos.* Cualquier enfoque de la valoración del riesgo contendrá una lógica definida y será estructurada para proporcionar un análisis completo, exacto y objetivo del riesgo. Algunos métodos de riesgo requieren una estructura más rígida (y considerablemente más datos de entrada). Los métodos basados en el conocimiento son menos rigurosos al aplicarse y requieren más información a ser ingresada por los expertos de en la materia. Todos ellos seguirán una estructura establecida y considerarán las nueve categorías de las amenazas a la tubería y sus consecuencias.

(b) *Recursos.* Se asignará el personal adecuado, y los tiempos se definirán a fin de permitir la implementación del enfoque seleccionado y futuras consideraciones.

(c) *Historial de funcionamiento mitigación.* Cualquier valoración de riesgo debe considerar la frecuencia y las consecuencias de eventos pasados. Preferiblemente, esto debe incluir el sistema específico de la tubería o un sistema similar, pero otros datos de la industria pueden ser utilizados cuando no hay suficiente información inicial. Además, el método de la valoración de riesgo considerará cualquier acción correctiva o de mitigación de riesgo que haya ocurrido previamente.

(d) *Capacidad predictiva.* Para ser eficaz, un método de valoración del riesgo debe poder identificar amenazas a la integridad de la tubería no consideradas previamente. Deberá ser capaz de utilizar (o integrar) los datos de varias inspecciones de la tubería para proporcionar las estimaciones del riesgo que pueden resultar de las amenazas que no se han reconocido previamente como áreas problemáticas potenciales. Otro enfoque valioso es el uso de tendencias, donde los resultados de las inspecciones, exámenes y evaluaciones se recogen en un cierto plazo para predecir las condiciones futuras.

(e) *Confianza del riesgo.* Cualquier dato utilizado en un proceso del valoración del riesgo será verificado y comprobado para determinar su exactitud (véase el párrafo 12). Información inexacta producirá un resultado menos acertado del riesgo. Para datos faltantes o dudosos, el operador debe determinar y documentar los valores por defecto que serán utilizados y la razón del porqué fueron elegidos. El operador debe elegir los valores por defecto que conservadoramente reflejen los valores de otros segmentos similares en tubería o en el sistema del operador. Estos valores conservadores pueden elevar el riesgo de la tubería y animar a la acción que obtenga datos exactos. En la medida que se obtienen los datos, las incertidumbres serán eliminadas y los valores de riesgo resultantes pueden ser reducidos.

(f) *Retroalimentación.* Uno de los pasos más importantes de un análisis eficaz del riesgo es la retroalimentación. Cualquier método de valoración del riesgo el método no puede ser considerado como una herramienta estática, sino como un

proceso de mejoramiento continuo. Una retroalimentación eficaz es un componente esencial del proceso en la validación continua del modelo de riesgo. Además, el modelo debe ser adaptable y ajustable para acomodar nuevas amenazas.

(g) *Documentación.* El proceso de valoración del riesgo será rigurosa y completamente documentado para proporcionar el respaldo y la justificación técnica de los métodos y los procedimientos utilizados y su impacto en decisiones de acuerdo con las estimaciones de riesgo. Tal como el proceso de riesgo en sí mismo, el documento se debe actualizar periódicamente en la medida que se incorporen modificaciones o cambios al proceso de riesgo.

(h) *Determinaciones hipotéticas.* Un modelo eficaz de riesgo debe contener la estructura necesaria para realizar cálculos del tipo hipotéticas. Esta estructura puede proporcionar las estimaciones de los efectos de cambios a través del tiempo y los beneficios en la reducción del riesgo o de las medidas correctivas.

(i) *Factores de incidencia.* Todas las amenazas y consecuencias contenidas en un proceso de evaluación relativa de riesgo no deben tener el mismo nivel de influencia en la estimación del riesgo. Por lo tanto, un sistema estructurado de los factores que inciden y sus valores será incluido en cada componente de la valoración del riesgo, incluyendo tanto la probabilidad de falla y como sus consecuencias. Tales factores se pueden basar en experiencia operacional, las opiniones de los expertos en la materia, o la experiencia de la industria.

(j) *Estructura.* Cualquier proceso de valoración del riesgo proporcionará, como mínimo, la capacidad de poder comparar y de priorizar el resultado de riesgo para respaldar el proceso de decisiones del programa de gestión de integridad. También debe estar en condiciones de soportar varios tipos de evaluaciones y de comparaciones de datos, estableciendo qué amenazas o factores particulares tienen una mayor influencia en el resultado. El proceso del valoración del riesgo deberá ser estructurado, documentado y comprobable.

(k) *Segmentación.* Un proceso eficaz de valoración del riesgo incorporará suficiente resolución del tamaño del segmento de tubería para analizar datos según existan a lo largo de la tubería. Tal análisis facilitará la localización puntual de las áreas de riesgo elevado que pudieran necesitar atención inmediata. Para los propósitos de valoración del riesgo, las longitudes de los segmentos pueden extenderse desde algunos pies a millas, dependiendo de las características de la tubería, su ambiente y a otros datos.

Otro requisito del modelo involucra la relación con la capacidad de actualizar el modelo de riesgo para incorporar la mitigación u otra acción que cambia el riesgo en una longitud particular. Esto puede ser ilustrado si se asume que se han identificado dos segmentos de un largo de una milla y adyacentes. Suponga que se ha procedido al reemplazo de una tubería desde el punto medio de uno de los segmentos a un cierto punto dentro del otro. Para incorporar la reducción de riesgo, la longitud de la tubería que abarca estos dos segmentos ahora se convierte en cuatro segmentos para el análisis del riesgo. Esto se denomina segmentación dinámica.

**Tabla 3 Períodos de valoración de integridad:
Amenazas dependientes del tiempo, plan prescriptivo de gestión de integridad**

Técnica de inspección	Período (años) [nota(1)]	Criterios		
		Presión de operación sobre 50% SMYS	Presión de operación sobre 30% y hasta 50% SMYS	Presión de operación inferior al 30% SMYS
Prueba hidrostática	5	TP a 1.25 veces MOAP [nota(2)]	TP a 1.39 veces MOAP [nota(2)]	TP a 1.65 veces MOAP [nota(2)]
	10	TP a 1.39 veces MOAP [nota(2)]	TP a 1.65 veces MOAP [nota(2)]	TP a 2.20 veces MOAP [nota(2)]
	15	No permitido	TP a 2.00 veces MOAP [nota(2)]	TP a 2.75 veces MOAP [nota(2)]
	20	No permitido	No permitido	TP a 3.33 veces MOAP [nota(2)]
Inspección en línea	5	TP a 1.25 veces MOAP [nota(3)]	P_f por encima de 1.39 veces MOAP [nota(3)]	P_f por encima de 1.65 veces MOAP [nota(3)]
	10	TP a 1.39 veces MOAP [nota(3)]	P_f por encima de 1.65 veces MOAP [nota(3)]	P_f por encima de 2.20 veces MOAP [nota(3)]
	15	No permitido	P_f por encima de 2.00 veces MOAP [nota(3)]	P_f por encima de 2.75 veces MOAP [nota(3)]
	20	No permitido	No permitido	P_f por encima de 3.33 veces MOAP [nota(3)]
Evaluación directa	5	Muestra de indicaciones examinada [nota(4)]	Muestra de indicaciones examinada [nota(4)]	Muestra de indicaciones examinada [nota(4)]
	10	Todas las indicaciones examinadas	Muestra de indicaciones examinada [nota(4)]	Muestra de indicaciones examinada [nota(4)]
	15	No permitido	Todas las indicaciones examinadas	Todas las indicaciones examinadas
	20	No permitido	No permitido	Todas las indicaciones examinadas

NOTAS:

- (1) Los intervalos son máximos y pueden ser inferiores, dependiendo de las reparaciones realizadas y de las actividades de prevención aplicadas. Además, ciertas amenazas pueden ser extremadamente agresivas y pueden reducir perceptiblemente el intervalo entre las inspecciones. La ocurrencia de una falla dependiente del tiempo requiere una nueva e inmediata evaluación del período.
- (2) TP (Test Pressure) es la Prueba de Presión.
- (3) P_f es la presión pronosticada de falla según lo determinado en ASME B31G o equivalente.
- (4) Para el Proceso de valoración directa, los períodos para una revisión directa de indicaciones están contenidas dentro del proceso. Estos períodos prevén el muestreo de las indicaciones basadas en su severidad y los resultados de revisiones anteriores. A menos que se examinen y se reparen todas las indicaciones, el período máximo para reinspección es de 5 años para tuberías que operen sobre el 50% SMYS y de 10 años para tuberías que operen por debajo del o hasta el 50% de SMYS.

5.8 Estimaciones de riesgo usando métodos de evaluación

Una descripción de varios detalles y complejidades que se asocian a diversos procesos de valoración del riesgo se ha proporcionado en el párrafo 5.5. Los operadores que no han iniciado previamente un proceso formal de valoración del riesgo pueden encontrar que una investigación inicial es beneficiosa. Los resultados de esta investigación se pueden implementar dentro de un marco de tiempo corto y focalizado en las partes más importantes. Una investigación inicial para valoración del riesgo puede no incluir el sistema completo de la tubería, pero debe limitarse a las áreas con una historia de problemas o donde la falla podría dar lugar a consecuencias más severas, tales como las áreas de preocupación. La valoración del riesgo y la recolección de datos se pueden entonces centrar en las amenazas más probables sin requerir un detalle excesivo. Para este enfoque con una investigación inicial para la valoración del riesgo se pueden ser incluir

expertos en la materia o modelos relativos simples de riesgo según lo descrito en el párrafo 5.5. Un grupo de expertos en la materia que representen operaciones de la tubería, ingeniería y otras bien informadas de las amenazas que pueden existir se concentra en las amenazas potenciales y las medidas de reducción de riesgo que serían eficaces en el programa gestión de integridad.

El uso de cualquier tipo de metodología de valoración de riesgo se considerará un elemento de un proceso continuo y no un acontecimiento individual y único. Un período especificado definido por el operador se establecerá para una nueva evaluación del riesgo del sistema íntegro, pero no superará el intervalo máximo establecido en la Tabla 3. Segmentos que contienen indicaciones que están programados para ser examinados o que deban ser monitoreados deben estar dentro de los intervalos del tiempo que mantendrán la integridad del sistema. La frecuencia de la reevaluación del sistema íntegro debe ser a lo menos anualmente, pero puede



ser más frecuente, basado en la frecuencia y la importancia de las modificaciones de los datos. Esta reevaluación debe incluir todas las tuberías o segmentos incluidos en el proceso del análisis del riesgo, para asegurar que el resultado de la inspección más reciente y la información está reflejada en la reevaluación y cualquier comparación de riesgo está sobre una misma base equivalente.

Los procesos y los métodos de valoración del riesgo usados serán revaluados periódicamente para garantizar que continúen rindiendo resultados relevantes, exactos y consistentes con los objetivos del programa completo de gestión de Integridad del operador. Serán necesarios ajustes y mejoras de los métodos de valoración del riesgo en la medida en que una información más completa y más exacta referente a las condiciones y a la historia del sistema de tubería esté disponible. Estos ajustes requerirán un reanálisis de los segmentos de tubería incluidos en el programa de gestión de Integridad, para asegurar que se hacen evaluaciones o comparaciones equivalentes.

5.9 Recolección de datos para valoración del riesgo

Aspectos de la recolección de datos se han discutido en la sección 4. Al analizar los resultados de las valoraciones de riesgo, el operador puede concluir que se requieren datos adicionales. Iteración del proceso de valoración del riesgo puede ser necesaria para mejorar la claridad de los resultados, tan bien como para confirmar el carácter razonable de los resultados.

La determinación del riesgo de amenazas potenciales dará lugar a la especificación del conjunto mínimo de datos requerido para implementar el proceso de riesgo seleccionado. Si un conjunto significativo de datos no está disponible, es posible que deban requerirse modificaciones del modelo propuesto después de cuidadosamente repasar el impacto de los datos faltantes y tomar en consideración el efecto potencial de las incertidumbres creadas usando valores estimados requeridos. Una alternativa podría ser utilizar elementos de datos relacionados para hacer una estimación deductiva de la amenaza.

5.10 Priorización para programas de gestión de Integridad prescriptivos y basados en el desempeño

Un primer paso en la priorización implica generalmente el clasificar los resultados del riesgo de cada segmento en orden decreciente de riesgo total. Una clasificación similar puede ser también alcanzada por separado considerando como disminuyen las consecuencias o niveles de probabilidad de falla. El segmento del nivel de riesgo más alto será asignado con una prioridad más alta al decidir a donde implementar Valoración de Integridad y/o acciones de mitigación. También, el operador deberá evaluar los factores de riesgo que causan niveles de riesgo más alto para segmentos particulares. Estos factores se pueden considerar para ayudar a seleccionar, priorizar y programar las localizaciones para actividades de inspección tales como prueba hidrostática, inspección en línea, Valoración directa. Por ejemplo, un segmento de tubería

puede implicar un valor extremadamente alto para una sola amenaza, pero tener un valor mucho más bajo para el agregado de amenazas comparado al resto de los segmentos de tubería. La resolución oportuna del único segmento con más alto nivel de amenaza puede ser más apropiada que la resolución de la amenaza más alta del segmento agregado.

Para los esfuerzos y los propósitos iniciales de la investigación, los resultados del riesgo se podían evaluar simplemente en una base “alto-medio-bajo” o como valor numérico. Cuando los segmentos que son comparados tienen valores similares de riesgo, la probabilidad de falla y las consecuencias se deben considerar por separado. Esto puede conducir a que al segmento con mayor consecuencia se le asigne una prioridad más alta. Factores incluyendo la disponibilidad de la línea y los requisitos del desempeño del sistema pueden también influir en la priorización.

El plan de la integridad también deberá considerar la eliminación de cualquier amenaza específica de la valoración del riesgo. Para un programa prescriptivo de gestión de Integridad, los datos mínimos requeridos y los criterios para la valoración del riesgo en orden a eliminar una amenaza a ser considerada posteriormente se especifican en el Apéndice A No Obligatorio. Programas de gestión de Integridad basados en desempeño que utilizan métodos más extensos de análisis deben considerar lo siguiente para excluir una amenaza en un segmento:

- (a) no hay historial de amenaza que afecta un segmento particular, o del sistema de tubería
- (b) la amenaza no se sustenta en datos o experiencia de la industria que sean aplicables
- (c) la amenaza no es implicada por los elementos de datos relacionados
- (d) la amenaza no se apoya en análisis parecidos/ similares
- (e) la amenaza no es aplicable a las condiciones de funcionamiento del sistema o del segmento

Más específicamente, la letra (c) considera el uso de elementos de datos relacionados para proporcionar una indicación de la presencia de una amenaza cuando otros elementos de datos pueden no estar disponibles. Como un ejemplo, para la amenaza de corrosión externa, múltiples datos tales como el tipo de suelo /nivel de humedad, datos de CP, datos CIS, demanda de corriente del CP y la condición del revestimiento pueden todos ser utilizados, o si uno es inasequible un subconjunto puede ser suficiente para determinar si la amenaza sea considerada para ese segmento. Letra (d) considera la evaluación de segmentos de la tubería con las condiciones conocidas y similares que pueden ser utilizadas como base para evaluar la existencia de amenazas en tuberías con falta de datos. Letra (e) considera el hecho que algunos sistemas o segmentos de la tubería no son vulnerables a ciertas amenazas. Por ejemplo, basado en la investigación y la experiencia de la industria, las tuberías que funcionan en niveles bajos de tensión no desarrollar fallas relacionadas con SCC.

La no disponibilidad de datos identificados no es una justificación para la exclusión de una amenaza del programa



de integridad de gestión. Dependiendo de la importancia de los datos, es posible que se requieran esfuerzos adicionales en actividades de inspección, o recolección de datos de terreno. Además, una amenaza no se puede excluir sin antes considerar la probabilidad de interacción con otras amenazas. Para el caso, el aislamiento de la protección catódica en terreno rocoso donde la corriente inyectada puede no prevenir la corrosión en áreas de recubrimiento dañado debe ser considerado.

Al considerar la exclusión de una amenaza, una nota de precaución se debe considerar para las amenazas clasificadas como dependientes del tiempo. Aunque tal acontecimiento no haya ocurrido en algún segmento determinado de la tubería o instalación, el hecho que la amenaza se considera como dependiente del tiempo debe requerir una justificación muy poderosa para su exclusión. Algunas amenazas, por ejemplo la corrosión interna y el SCC, pueden no ser evidentes en forma inmediata y pueden convertirse en una amenaza significativa incluso después de extensos períodos de operación.

5.11 Valoración de Integridad y mitigación

El proceso comienza examinando la naturaleza de los riesgos más significativos. Los elementos de riesgo para cada segmento de alto riesgo deben ser considerados en la determinación de la opción más eficaz de valoración de integridad y/o de la mitigación. La sección 6 trata acerca de la valoración de integridad y la sección 7 trata diversas opciones que son de uso general para atenuar amenazas. Un recálculo del riesgo de cada segmento después de la valoración de integridad y/o acciones de mitigación se hace necesario para asegurar que la integridad del segmento se pueda mantener hasta el período siguiente de inspección.

Es necesario considerar una variedad de opciones o de combinaciones de evaluaciones de integridad y de acciones de mitigación que apuntan directamente a la o las amenazas primarias. También es prudente considerar la posibilidad de utilizar nuevas tecnologías que pueden proporcionar un enfoque más eficaz o más comprensivo de la mitigación del riesgo.

5.12 Validación

La validación de los resultados del análisis del riesgo es uno de los pasos más importantes de cualquier proceso de evaluación. Esto debe hacerse para asegurar que los métodos utilizados han producido resultados utilizables y que son consistentes con la experiencia del operador y de la industria. Una reevaluación de, y una modificación del proceso del valoración del riesgo será necesaria si, como resultado del mantenimiento o de otras actividades, se encuentran áreas que están inadecuadamente representadas por el proceso de valoración del riesgo. Un proceso de la validación del riesgo debe ser establecido y documentado en el programa de gestión de integridad.

Validaciones del resultado sobre el riesgo pueden ser realizadas exitosamente realizando inspecciones, pruebas y evaluaciones en aquellas localizaciones que se indican tanto

como de alto o de bajo riesgo, con el propósito de determinar si los métodos están caracterizando correctamente los riesgos. La validación puede ser obtenida considerando información de otra localización con respecto a la condición de un segmento de tubería y su condición determinada durante el mantenimiento o actividades de reparación anteriores. Una valoración del riesgo especial utilizando datos conocidos previos a las actividades de mantenimiento puede indicar si se están generando resultados significativos.

6 VALORACIÓN DE INTEGRIDAD

6.1 General

De acuerdo con las prioridades determinadas por la valoración del riesgo, el operador realizará evaluaciones de la integridad utilizando los métodos apropiados para este efecto. Los métodos de valoración de integridad que pueden ser utilizados son la inspección en línea, prueba de presión, valoración directa, u otras metodologías que se indican en el párrafo 6.5. El método de valoración de integridad se basa en las amenazas a las cuales el segmento es susceptible. Más de un método y/o herramienta se puede requerir para tratar todas las amenazas en un segmento de tubería. A la inversa, la inspección utilizando algunos de los métodos de valoración de integridad puede no ser la acción apropiada a tomar por el operador frente a ciertas amenazas. Otras acciones, tales como prevención, pueden proporcionar mejores resultados en la gestión de integridad.

La sección 2 proporciona un listado de amenazas organizados en tres grupos: dependientes del tiempo, estables, e independientes del tiempo. Las amenazas dependientes del tiempo pueden ser tratadas típicamente utilizando cualquiera de los métodos de valoración de integridad discutidos en esta sección. Amenazas estables, tales como los defectos de fabricación, pueden ser manejados con pruebas de presión, mientras que las amenazas originadas en la construcción y en el equipamiento se pueden tratar típicamente por la revisión y la evaluación de la parte específica del equipo, de la componente, o del empalme de tubería. Amenazas producto del azar no puede ser tratadas típicamente con el uso de cualesquiera de los métodos del valoración de integridad discutidos en este párrafo, pero están sometidas a las medidas preventivas discutidas en la sección 7.

El uso de un método particular de valoración de integridad puede encontrar indicaciones de amenazas diferentes de las cuales la evaluación fue concebida para tratar. Por ejemplo, la amenaza de daños por terceras personas es generalmente mejor tratada con la puesta en práctica de actividades preventivas; sin embargo, una herramienta de inspección en línea puede indicar una abolladura en la mitad superior de la tubería. La revisión de la abolladura puede ser una acción apropiada para determinar si la tubería fue dañada debido a la acción de terceras personas.

Es importante observar que algunos de los métodos de valoración de integridad discutidos en la sección 6 proporcionan solamente indicaciones de defectos. La revisión



con una inspección visual y utilizando una variedad de técnicas no destructivas de inspección (NDE, *Non Destructive Examination*) es necesaria y debe ser seguida por la evaluación de estos resultados para caracterizar el defecto. El operador puede elegir ir directamente a la revisión y evaluación de la longitud completa del segmento de tubería que está siendo evaluada, en lugar de realizar inspecciones. Por ejemplo, el operador puede desear un examen visual a la tubería que está sobre la superficie para verificar amenazas por corrosión externa. Puesto que la tubería es accesible para esta técnica y la corrosión externa puede ser evaluada fácilmente, la ejecución de una inspección en línea no es necesaria.

6.2 Inspección en línea de la tubería

La inspección en línea (ILI, In line Inspection) es un método de Valoración de Integridad usado para localizar y para caracterizar preliminarmente indicaciones de pérdida del metal en una tubería. La eficacia de la herramienta de ILI utilizada depende de la condición del segmento específico de tubería que se examinará y de que tan bien se adapta la herramienta a los requisitos que se fijan en los objetivos de la inspección. Los párrafos siguientes discuten el uso de herramientas de ILI para ciertas amenazas.

6.2.1 Herramientas para determinar pérdida del metal para las amenazas de corrosión interna y externa. Para estas amenazas, las siguientes herramientas pueden ser utilizadas. Su eficacia es limitada por la tecnología que la herramienta emplea.

(a) *Pérdida de flujo magnético (MFL: Magnetic Flux Leakage)*, herramienta de resolución estándar. Satisface mejor la detección de pérdida de metal que para dimensionar. La exactitud de las dimensiones está limitada por el tamaño del sensor. Es sensible a ciertos defectos metalúrgicos, tales como costras y astillas. No es confiable para la detección o dimensionamiento de la mayoría de los defectos con excepción de la pérdida del metal y no es confiable para la detección o dimensionamiento de defectos de pérdida de metal alineados axialmente. Las altas velocidades de la inspección degradan exactitud del dimensionamiento.

(b) *Pérdida de flujo magnético (MFL Magnetic Flux Leakage)*, herramienta de alta resolución. Proporciona una mejor exactitud de dimensionamiento que las herramientas de resolución estándar. La exactitud de medida es mejor para defectos con formas geométricas simples. La exactitud de medida se degrada donde están presentes los hoyos o la geometría del defecto llega a ser compleja. Hay una cierta capacidad de detectar defectos diferentes a la pérdida de metal, pero la capacidad varía con las geometrías y las características del defecto. No es generalmente confiable para los defectos axialmente alineados. Las altas velocidades de la inspección degradan exactitud del dimensionamiento.

(c) *Herramienta ultrasónica de compresión de onda*. Generalmente requiere de un líquido gel de acoplamiento. No proporciona ninguna detección o capacidad de dimensionamiento donde se pierden las señales de retorno, que pueden ocurrir en defectos con perfiles

que cambian rápidamente, algunas curvaturas y cuando un defecto es ocultado por una laminación. Es sensible a los desperdicios y a los depósitos en la pared interior de las tuberías. Las altas velocidades degradan la resolución axial del dimensionamiento.

(d) *Herramienta ultrasónica de onda de corte*. Requiere de un sistema líquido gel de acoplamiento o un sistema de acople de ruedas. La exactitud del dimensionamiento está limitada por el número de sensores y la complejidad del defecto. La exactitud del dimensionamiento se degrada por la presencia de inclusiones e impurezas en la pared de la tubería. Las altas velocidades degradan la resolución del dimensionamiento.

(e) *Herramienta de flujo transversal*. Es más sensible a los defectos de pérdida de metal axialmente alineados que las herramientas MFL (de Pérdida de flujo magnético) estándares de alta resolución. También puede ser sensible a otros defectos axialmente alineados. Es menos sensible que las herramientas estándares y de alta resolución de MFL a los defectos circunferencialmente alineados. Proporciona generalmente menos exactitud de dimensionamiento que las herramientas de alta resolución de MFL para la mayoría de las geometrías de los defectos. Las altas velocidades pueden degradar exactitud del dimensionamiento.

6.2.2 Herramientas para detección de grietas por amenazas de agrietamiento por corrosión debida a fatiga. Para esta amenaza, las siguientes herramientas pueden ser utilizadas. Su eficacia es limitada por la tecnología que la herramienta emplea.

(a) *Herramienta ultrasónica de onda de corte*. Requiere un sistema líquido gel de acoplamiento o un sistema de acople de ruedas. La exactitud del dimensionamiento está limitada por el número de sensores y la colonia de grietas. La exactitud del dimensionamiento se degrada por la presencia de inclusiones e impurezas en la pared de la tubería. Las altas velocidades degradan la exactitud y resolución del dimensionamiento.

(b) *Herramienta de flujo transversal*. Puede detectar algunas grietas axialmente alineadas, no incluyendo SCC, pero no es considerado exacto para dimensionamiento. Las altas velocidades de la inspección pueden degradar la exactitud del dimensionamiento.

6.2.3 Herramientas para la detección de pérdida de metal y herramientas tipo calibrador para amenazas de terceras personas y daños mecánicos. Las abolladuras y las áreas de la pérdida del metal son el único aspecto de esta amenaza para las cuales las herramientas de ILI se puedan utilizar para la detección y dimensionamiento con eficacia.

Herramientas para verificar deformación o geometría son las de uso más frecuente para detectar daños a la línea que impliquen deformación de la sección transversal de la tubería, que pueden ser causadas por daños de construcción, abolladuras causadas por la tubería al acomodarse sobre rocas, daños de terceras personas y curvaturas o fijaciones causadas por compresión o por el tendido desigual de la tubería.

La herramienta geométrica de más baja resolución es el marrano calibrador (gagging pig), o herramienta de

calibración de canal único. Este tipo de herramienta es adecuado para identificar y localizar deformaciones severas de la sección transversal de la tubería. Una mayor resolución es proporcionada por herramientas estándares de calibración que registran un canal de datos para cada brazo del calibrador, típicamente 10 o 12 distribuidos alrededor de la circunferencia.

Este tipo de herramienta se puede utilizar para discernir la severidad de la deformación y aspectos de la forma total de la misma. Con cierto esfuerzo, es posible identificar la severidad o estimar las tensiones asociadas a la deformación usando la salida estándar del calibrador. Las herramientas de alta resolución proporcionan información más detallada sobre la deformación. Algunos también indican pendientes ó cambios en la pendiente, lo que puede ser útil para la identificar flexiones o asentamientos de la tubería. Daños por terceras partes que se han desabollado por efectos de la presión interna en la tubería pueden desafiar los límites inferiores de una detección confiable tanto en las herramientas estándares como en las de alta resolución. Ha habido un éxito limitado en la detección de daños por terceras partes utilizando herramientas de pérdida de flujo magnético. Las herramientas de MFL no son útiles para el dimensionamiento de deformaciones.

6.2.4 Otras amenazas. La inspección en línea es típicamente un método no apropiado de inspección a utilizar para todas las otras amenazas que se enumeraron en la sección 2.

6.2.5 Consideraciones especiales para el uso de herramientas de inspección en línea (ILI)

(a) Lo que sigue también debe ser considerado al seleccionar la herramienta apropiada:

(1) *Sensibilidad en la detección.* La especificación del tamaño de defecto para la herramienta de ILI debe ser más pequeña que el tamaño del defecto que se intenta detectar.

(2) *Clasificación.* Diferenciación entre los tipos de anomalías.

(3) *Exactitud de medición.* Permite la priorización y es la clave a un plan exitoso de gestión de Integridad.

(4) *Exactitud de la localización.* Permite la localización de anomalías por excavación.

(5) *Requisitos para la evaluación del defecto.* Los resultados de una ILI tienen que ser adecuados para el programa del operador sobre evaluación de los defectos

(b) Típicamente, los operadores de tuberías proporcionan respuestas a un cuestionario proporcionado por el proveedor de ILI que debe enumerar todos los parámetros y características significativos de la sección de tubería que inspeccionará. Algunos de los aspectos más importantes que deben ser consideradas son:

(1) *Cuestionario acerca de la tubería.* Revisión de las características de la tubería, tales como el grado de acero, tipo de soldaduras, longitud, diámetro, espesor de pared, perfiles de la elevación, etc. También, la identificación de cualquier restricción, curvaturas, deformaciones conocidas, válvulas, T no afianzadas, acoples y los anillos centradores que la herramienta de ILI puede necesitar para operar.

(2) *Lanzadores y receptores.* Deben ser revisados para ver si son apropiados, puesto que las herramientas de ILI varían en su largo total, complejidad, geometría y maniobrabilidad.

(3) *Limpieza de la tubería.* Puede afectar significativamente la recolección de datos.

(4) *Tipo de fluido.* Gas o líquido, lo que afecta la selección de tecnologías.

(5) *Caudal, presión y temperatura.* Caudal del gas influenciará la velocidad de inspección de la herramienta de ILI. Si las velocidades están fuera de los rangos normales, ello puede comprometer la resolución. La duración de la inspección es determinada por la velocidad de la inspección, pero es limitada por la capacidad total de las baterías y del almacenaje de datos disponibles en la herramienta. Las temperaturas altas pueden afectar la calidad de la operación de la herramienta y deben ser tomadas en cuenta.

(6) *Bypass/suplemento de producto.* La reducción del flujo y de la velocidad del gas en la herramienta de ILI puede que ser algo a considerar en líneas de alta velocidad. A su vez en el caso contrario, la disponibilidad de gas suplementario donde el flujo es demasiado bajo debe ser considerado.

(c) El operador determinará la confiabilidad general del método de ILI considerando lo siguiente:

(1) nivel de la confianza del método de ILI (p.ej.: probabilidad de detectar, de clasificar y dimensionar las anomalías)

(2) historia del método / herramienta de ILI

(3) nivel de éxito/ falla de las inspecciones

(4) capacidad de la herramienta de examinar el largo y circunferencia completa de la sección

(5) capacidad de indicar la presencia de las anomalías por causas múltiples

Generalmente, los representantes del operador de la tubería y el proveedor del servicio de ILI deben analizar las metas y objetivo de la inspección y considerar factores significativos conocidas de la tubería y anomalías previstas con las capacidades y funcionamiento de la herramienta. La elección de la herramienta dependerá de los aspectos específicos de la sección de la tubería y las metas fijadas para la inspección. El operador delineará el proceso usado en el plan de gestión de Integridad para la selección e implementación de las inspecciones ILI.

6.2.6 Pruebas y evaluación. Los resultados de la inspección en línea proveen solamente indicaciones de defectos, con una cierta caracterización del defecto. La investigación de esta información se requiere para determinar el marco de tiempo marco para las pruebas y la evaluación. El marco de tiempo se discute en la sección 7.

Las pruebas consisten en una variedad de técnicas directas de inspección, incluyendo la inspección visual, inspecciones usando equipo NDE (NDE: Non Destructive Equipment) y tomando medidas, en orden a caracterizar el defecto en excavaciones de confirmación donde se detectan las anomalías. Una vez caracterizado el defecto, el operador debe evaluar el defecto a fin de determinar las acciones apropiadas de mitigación. La mitigación se discute en la sección 7.



6.3 Prueba de presión

La prueba de presión ha sido históricamente aceptada en la industria como un método para validar la integridad de tuberías. Este método de valoración de integridad puede ser tanto una prueba de fuerza y una prueba de escape. La selección de este método debe ser apropiado para las amenazas que están siendo evaluadas.

ASME B31.8 contiene los detalles para la ejecución de pruebas de presión tanto para la etapa posterior a la construcción y una posterior después de que una tubería ha estado en el servicio por un período del tiempo. El código especifica la presión de prueba que debe ser lograda y la duración de la prueba para determinar ciertas amenazas. También especifica medios de prueba que son permitidos y bajo qué condiciones pueden ser utilizados estos varios medios de prueba.

El operador debe considerar los resultados de la valoración del riesgo y de los tipos de anomalías previstos para determinar cuándo hay que realizar las inspecciones que utilizan la prueba de presión.

6.3.1 Amenazas dependientes del tiempo. La prueba de presión es apropiada cuando se trata con amenazas dependientes del tiempo. Las amenazas dependientes del tiempo son corrosión externa, corrosión interna, grietas de corrosión por tensión y otros mecanismos ambientales que inciden en la corrosión.

6.3.2 Amenazas por defectos de fabricación y relacionados.

El uso de la prueba de presión es adecuada cuando se trata la costura de la tubería como amenaza de defecto de fabricación. La prueba de presión deberá cumplir con los requisitos de ASME B31.8. Esto definirá si se utiliza aire o agua. Problemas relacionados con la costura se saben que existen para las tuberías con un factor de unión de menos de 1.0 (p. ej., tubería con soldadura solapada (*lap-welded*), tubería con soldadura forjada (*hammer-welded*) y tubería soldada a tope (*butt-welded*) o si la tubería es de tubos soldados con técnica de resistencia eléctrica de baja frecuencia ERW (*Electric Resistance Welding*) o soldados con arco eléctrico (*flash-welded*). Las Referencias bibliográficas para determinar si la tubería es susceptible a problemas relacionados con la costura son: "Integrity Characteristics of Vintage Pipelines (*The INGAA Foundation, Inc.*)" y "History of Line Pipe Manufacturing in North America (informe de investigación de ASME)".

Cuando se incrementa la Máxima Presión Admisible de Operación o MAOP (*Maximum Allowable Operating Pressure*) de una tubería de acero, o se incrementa la presión de operación por sobre la presión histórica de funcionamiento (como ejemplo: la presión más alta registrada en los 5 años antes de la fecha de vigencia de este Estándar), la prueba de presión se realiza para tratar el tema de la costura.

La prueba de presión deberá cumplir con ASME B31.8, por lo menos a 1.25 veces el MAOP. ASME B31.8 define cómo realizar las pruebas de tuberías tanto para post construcción como en servicio.

6.3.3 Otras amenazas. La prueba de presión es típicamente un método no apropiado de inspección a utilizar para todas las otras amenazas que se enumeraron en la sección 2.

6.3.4 Pruebas y evaluación. Cualquier sección de tubería que presente una falla en una prueba de presión debe ser examinada en orden de evaluar que la falla se debió a la amenaza para la que la prueba fue pensada tratar. Si la falla es debida a otra amenaza, la información de la falla de la prueba debe ser integrada con otra información concerniente a la otra amenaza y el segmento revaluado para nuevo riesgo.

6.4 Valoración directa

La valoración directa es un método de valoración de integridad que utiliza un proceso estructurado por el cual el operador puede integrar el conocimiento de las características físicas y de la historia de operaciones de un sistema de tubería, o de un segmento con los resultados de la inspección, de las pruebas y de la evaluación para determinar la integridad.

6.4.1 Valoración directa de la corrosión externa (ECDA, External Corrosion Direct Assessment) para la amenaza de corrosión externa.

La valoración directa de la corrosión externa se puede utilizar para determinar la integridad por la amenaza externa de corrosión en segmentos de tubería. El proceso integra datos de las instalaciones, las inspecciones y las verificaciones actuales e históricas de terreno, con las características físicas de una tubería. Las inspecciones no invasivas (típicamente sobre tierra o indirecto) se utilizan para estimar el éxito de la protección contra la corrosión. El proceso de ECDA requiere de pruebas y evaluaciones directas. Las pruebas y las evaluaciones directas confirman la capacidad de las inspecciones indirectas de ubicar localizaciones activas y pasadas de corrosión en la tubería. La evaluación a posteriori se requiere para determinar un índice de corrosión que permita fijar los períodos de reinspección, revaluar las medidas de resultados y su aplicabilidad actual y asegurar las presunciones realizadas en los pasos anteriores sigue siendo correcto.

Por lo tanto, el proceso de ECDA tiene los cuatro componentes siguientes:

- (a) preevaluación
- (b) inspecciones
- (c) pruebas y evaluaciones
- (d) evaluación a posteriori

El foco del enfoque de ECDA descrito en este estándar es identificar las localizaciones en donde los defectos por corrosión externa pudieron haberse formado. Se reconoce que la evidencia de otras amenazas tales como daño mecánico y agrietamiento por corrosión bajo esfuerzos (SCC, *Stress Corrosion Cracking*) se puede detectar durante un proceso de ECDA. Mientras se implementa un ECDA y la tubería queda expuesta, se aconseja el operador conducir las pruebas y revisiones para verificar amenazas no externas de corrosión.

El proceso prescriptivo de ECDA requiere el uso de a lo menos dos métodos de inspección, chequeos de la verificación por revisión y evaluación y validación post evaluación.



Para más información sobre el proceso de ECDA como método de Valoración de Integridad, véase el Apéndice B No Obligatorio, párrafo B1.

6.4.2 Valoración directa de la corrosión interna (ICDA, Internal Corrosion Direct Assessment) para la amenaza de corrosión interna. La valoración directa de la corrosión interna se puede utilizar para determinar la integridad por la amenaza de corrosión interna en segmentos de tubería que normalmente transportan gas seco pero pudiera sufrir trastornos de corto plazo debido a gas húmedo o agua libre (u otros electrolitos). Las revisiones de puntos bajos o en las pendientes a lo largo de una tubería, que fuerzan a un electrolito tal como agua a acumularse, proporcionan información sobre el resto de la tubería. Si estos puntos bajos no se han corroído, entonces otras localizaciones corrientes abajo son menos susceptibles de acumular electrolitos y por lo tanto se pueden considerar libres de corrosión. Estas localizaciones corrientes abajo no requerirían de revisión.

La corrosión interna tiene más posibilidad de ocurrir donde el agua primero se acumula. Predecir las ubicaciones de acumulación de agua (si ocurren trastornos) sirve como método para priorizar las revisiones locales. Predecir dónde el agua se acumulará primero requiere conocimientos sobre el desempeño multifásico del flujo en la tubería, y requiere ciertos datos (véase la sección 4). ICDA se aplica entre cualquier punto de alimentación hasta que una nueva entrada o salida cambia el potencial para entrada de electrolitos o de las características de flujo.

Las revisiones se realizan en las localizaciones donde se ha previsto la acumulación de electrolito. Para la mayoría de las tuberías se espera que inspecciones del tipo NDE (Non Destructive Examination) radiográfica o ultrasónica sean necesarias para medir el espesor de pared remanente en esas localizaciones. Una vez que se haya expuesto un sitio, los métodos de monitoreo de la corrosión interna [p. ej., cupón, punta de prueba, sensor ultrasónico (UT)] pueden permitir que un operador extienda el período de reinspección y aprovecharse de la supervisión en tiempo real en las localizaciones más susceptibles a la corrosión interna. Puede también haber algunas aplicaciones donde la aproximación más efectiva es realizar una inspección en línea para una porción de tubería y utilizar los resultados para evaluar la corrosión interna corrientes abajo donde la inspección en línea no puede ser realizada. Si se determina que las localizaciones más susceptibles a la corrosión no contienen defectos, la integridad de una porción mayor del tendido de la tubería se ha asegurado. Para más información sobre el proceso de ICDA como método de valoración de integridad, vea el Apéndice B No obligatorio, sección B2 y la Práctica Estándar NACE 0206-2006 “*Internal Corrosion Direct Assessment Methodology for Pipelines Carrying Normally Dry Natural Gas (DG-ICDA)*”.

6.4.3 Valoración directa del agrietamiento por corrosión bajo esfuerzos (SCCDA, por sus siglas en inglés) para la amenaza de agrietamiento por corrosión bajo esfuerzos.

La valoración directa del agrietamiento por corrosión bajo esfuerzos puede ser usado para determinar la probable presencia o ausencia de agrietamiento por corrosión bajo esfuerzos (SCC, por sus siglas en inglés) en segmentos de tubería a través de la evaluación de las amenazas por SCC. Se debe señalar que la NACE RP0204 Metodología de Valoración directa de Agrietamiento por Corrosión bajo esfuerzos (SCC) (NACE RP0204 Stress Corrosion Cracking (SCC) Direct Assessment Methodology) provee una guía detallada y procedimiento para llevar a cabo un SCCDA. El proceso de preevaluación del SCCDA integra datos de planta, inspecciones de campo, reevaluaciones directas. Los exámenes y las evaluaciones directas confirman la capacidad de inspecciones indirectas para localizar evidencia de SCC en la tubería. Evaluaciones posteriores son requeridas para fijar los intervalos de re-inspección, re-evaluar las métricas de desempeño y su aplicabilidad actual, adicionalmente confirmar si la validez de las suposiciones hechas en pasos previos aún es correcta.

El enfoque del método para SCCDA descrita en este Código es identificar localizaciones donde SCC pudieran existir. Se debe señalar que la evidencia de otras amenazas tales como corrosión interna o daños mecánicos pueden ser detectados durante el proceso de SCCDA. Mientras se implementa un SCCDA y cuando la tubería esté expuesta, se le sugiere al operador realizar exámenes de amenazas no relacionadas a SCC. Para mayor información en el proceso de SCCDA como métodos de valoración de integridad, véase especialmente NACE RP0204.

6.4.4 Otras amenazas. El análisis directo es típicamente un método no apropiado de inspección a utilizar para todas las otras amenazas que se enumeraron en la sección 2.

6.5 Otras metodologías de valoración de integridad

Otros métodos probados de valoración de integridad pueden existir y ser usados en la gestión de integridad de tuberías. Para el propósito de este Estándar, es aceptable que un operador utilice estas inspecciones como alternativa a los enumerados anteriormente.

Para los programas de gestión de integridad prescriptivos, la valoración de integridad alternativa será una metodología reconocida de la industria y esté aprobada y publicada por una organización de consenso de la industria que se preocupe por los estándares.

Para los programas de gestión de integridad basados en desempeño, técnicas diferentes de aquellas que publicaron por consenso las organizaciones de estándares pueden ser utilizadas; sin embargo, el operador seguirá los requisitos de funcionamiento de este Estándar y será diligente en confirmar y documentar la validez de este enfoque para confirmar que un de alto nivel de la integridad o de aseguramiento de integridad fue alcanzada.



7 RESPUESTAS A LAS EVALUACIONES DE INTEGRIDAD Y MITIGACIÓN (REPARACIÓN Y PREVENCIÓN)

7.1 Respuestas a las evaluaciones de integridad y mitigación (reparación y prevención)

Esta sección cubre el programa de respuestas a las indicaciones obtenidas por la inspección (véase la sección 6), actividades de reparación que pueden asumirse para remediar o eliminar una condición insegura, acciones preventivas que pueden ser tomadas para reducir o eliminar una amenaza a la integridad de una tubería y establecer el período de la inspección. Los períodos de inspección se basan en la caracterización de las indicaciones del defecto, el nivel de mitigación alcanzado, los métodos de prevención empleados y la vida útil de los datos, considerando el crecimiento previsto del defecto.

La revisión, la evaluación y las acciones de mitigación serán seleccionadas y programadas para alcanzar la reducción del riesgo donde sea apropiado en cada segmento dentro del programa gestión de Integridad.

El programa de gestión de Integridad proporcionará análisis de las acciones existentes, y recientemente implementadas de mitigación a fin de evaluar su eficacia y para justificar su uso en el futuro.

La Tabla 4 incluye un resumen de algunos métodos de prevención y de reparación y su aplicabilidad en cada amenaza.

7.2 Respuestas a las inspecciones en línea de la tubería

Un operador completará la respuesta según un cronograma con prioridades establecidas considerando resultados de una valoración de riesgo y de la severidad de las indicaciones que indica la inspección en línea. El cronograma de respuesta requerido se inicia cuando se descubre la condición.

Al establecer un cronograma, las respuestas se pueden dividir en los tres grupos siguientes:

(a) inmediato: la indicación demuestra que el defecto está en el punto de la falla.

(b) programado: la indicación señala que el defecto es significativo pero no en el punto de la falta.

(c) supervisado: la indicación señala que el defecto no fallará antes de la inspección siguiente.

Una vez recibida la caracterización de las indicaciones descubiertas durante una inspección en línea exitosa, el operador repasará rápidamente los resultados para indicaciones de respuesta inmediata. Otras indicaciones serán revisadas dentro de los 6 meses y un plan de respuesta desarrollado. El plan incluirá los métodos y la sincronización de la respuesta (revisión y evaluación). Para las respuestas programadas o supervisadas, un operador puede reinspeccionar en vez de examinar y evaluar, cuidando que la reinspección y los resultados se obtienen dentro del marco de tiempo especificado.

7.2.1 Herramientas de pérdida de metal por corrosión interna y externa. Las indicaciones que requieren respuesta inmediata son aquellas que se espera puedan causar escapes

o roturas inmediatas o a corto plazo basados en sus efectos conocidos o percibidos en la resistencia de la tubería. Esto incluiría cualquier área corroída al que se le prediga un nivel de presión de falla menor a 1.1 veces el MAOP según lo determinado por ASME B31G o equivalente. También en este grupo estaría cualquier indicación de pérdida de metal que afecte a una costura longitudinal detectada, si esa costura fue fabricada por corriente continua o por soldadura de resistencia eléctrica de baja frecuencia o por soldadura de arco eléctrico. El operador tomará acciones sobre estas indicaciones, examinando a reduciendo la presión de operación para proveer un margen de seguridad adicional, dichas acciones deben realizarse en un período que no excede los 5 días siguientes a la determinación de la condición. Si el examen no se completa dentro de los 5 días requeridos, el operador debe reducir temporalmente la presión de operación hasta que la indicación sea examinada. La figura 4 debe usarse para determinar la presión de operación reducida basada en el tiempo de respuesta seleccionado. Luego del examen y la evaluación, cualquier defecto encontrado que requiera reparación o remoción debe ser resuelto sin demora, reparándolo o removiéndolo, a menos que la presión de operación sea reducida para mitigar la necesidad de reparación o remoción del defecto.

Las indicaciones en el grupo programado son apropiadas para una operación continuada sin una respuesta inmediata cuidando que no crezcan a dimensiones críticas antes de la respuesta programada. Las indicaciones caracterizadas con una presión de falla predicha sobre 1.10 veces mayor que MAOP será revisada y evaluada según cronograma establecido en la Figura 4. Cualquier defecto encontrado que requiera reparación o extracción estará prontamente corregido por la reparación o la extracción a menos que se baje la presión de funcionamiento para atenuar la necesidad de reparar o de quitar el defecto.

Las indicaciones que son supervisadas son las menos severas y no requerirán de revisión y evaluación hasta el siguiente período programado de evaluación de integridad estipulado por el plan de gestión de Integridad, a condición de que se espere que no aumenten a dimensiones críticas antes de la próxima evaluación programada.

7.2.2 Herramientas de detección de agrietamiento por corrosión bajo esfuerzos. Es la responsabilidad del operador desarrollar y documentar evaluaciones, respuestas y planes de reparación apropiados cuando una inspección en línea (ILI, por sus siglas en inglés) se utilice para la detección y medición de indicaciones de agrietamiento por corrosión bajo esfuerzos (SCC).

En lugar de desarrollar evaluaciones, respuestas y planes de reparación, un operador puede escoger el tratar todas las indicaciones de grietas por corrosión bajo esfuerzos con una respuesta inmediata requerida, incluyendo examen o reducción de la presión dentro de un período no mayor de 5 días siguientes a la determinación de la condición.



Tabla 4 Prevención aceptable de amenazas y métodos de reparación

Prevención, detección y métodos de reparación	Daños de tercera partes			Relacionada con la corrosión		Equipos			Operación incorrecta		Relacionada con el clima			Manufactura			Construcción			Fuerza O		Ambiente
	TPD(IF)	PDP	Weld	Ext	Int	Gask/ Oring	Strip/ BP	Cont/ Rel	Seal/ Pack	10	CW	L	HR/F	Pipe Seam	Pipe	Gweld	Fab Weld	Coup	WB/B	EM	SCC	
Prevención/detección																						
Monitoreo aéreo	X	X	X								X	X	X					X				
Monitoreo terrestre	X	X	X								X	X	X					X				
Inspección visual/mecánica						X	X	X	X							X						
Sistema de una llamada	X	X	X																			
Auditoría de seguimiento										X												
Detalles de diseño				X		X	X	X	X		X				X	X	X	X	X	X	X	
Detalles de materiales						X	X	X	X		X		X	X	X		X					
Inspección de manufactura		X						X	X					X	X		X					
Inspección de transporte		X												X	X							
Inspección de construcción		X		X			X	X	X						X	X	X	X			X	
Presión de ensayo preservio		X																				
Educación pública	X																					
Operación y mantenimiento procedimientos	X	X	X	X	X	X	X	X	X		X		X				X	X			X	
Entrenamiento de operador										X												
Aumentar número de delineadores	X	X																				
Monitoreo de cambio		X											X						X	X		
Protección externa	X	X	X																X	X		
Mantener ROW	X	X	X																X	X		
Aumentar el grosor de la pared	X	X	X	X	X														X	X		
Cinta de advertencia	X	X																				
Monitorear/mantener CP				X																	X	
Limpieza interna					X																	
Medidas de control de escape		X	X	X	X	X	X	X	X		X		X					X				
Marrano-GPS/medir strain																						
Reducir stress externo																						
Instalar medidor de calor											X							X	X	X	X	
Reubicar línea	X	X		X	X						X							X	X	X		
Rehabilitar		X		X	X													X				
Reparar capa/coating				X																		
Aumentar profundidad de cobertura	X																	X				
Reducir temperatura						X			X													
Reducir humedad					X																	
Injectar biocida					X																	
Instalar protección termal											X											
Reparaciones																						
Reducir presión		X		X	X	X								X	X	X	X	X	X	X		
Reemplazar/cambiar ECA/aplicar otra capa	X	X	X	X	X	X	X	X	X		X	X	X	X	X	X	X	X	X	X		
Reparar limando/ECA		X	X	X	X									X	X	X	X					
Soldar por deposición directa		C	C	C	C									C	C	C	C					



Tabla 4 Prevención aceptable de amenazas y métodos de reparación

Prevención, detección y métodos de reparación	Daños de terceras partes			Relacionada con la corrosión		Equipos			Operación incorrecta		Relacionada con el clima			Manufactura		Construcción			Fuerza O		Ambiente	
	TPD(IF)	PPP	Vand	Ext	Int	Gask/ Oring	Strip/ BP	Cont/ Rel	Seal/ Pack	10	CW	L	HR/F	Pipe Seam	Pipe	Gweld	Fab Weld	Coup	WB/B	EM		SCC
Reparaciones (continuación)																						
Tipo B, manga a presión	...	X		X	X	...	...	...	...	...	...	...	...	X	X	X	X	X	X	...	...	X
Tipo A, manga reforzada	...	X	X	X	...	...	...	...	...	...	...	...	...	X	X	X	X	A/D	...	...	...	X
Manga compuesta	...	D	D	X	...	...	...	...	...	...	...	...	...	X	X	X	X	A	...	...	...	...
Manga llena con Epoxy	...	X	X	X	...	...	...	...	...	...	...	...	...	X	X	X	X	A	X	X	C	...
Montura rellena anular	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...	B	...	...	...	...	...
Tapa goteo mecánicos	...	...	...	X	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...	A	...	...	...	...	...

Nomenclatura

X = aceptable

... = no aceptable

A = pueden ser utilizadas para reparar tuberías rectas pero no pueden ser usadas para reparar conexiones, T o esquinas.

B = pueden ser utilizadas para reparar conexiones y T pero no pueden ser usadas para tuberías rectas.

C = los materiales, procedimientos de soldadura y secuencias de pase deben ser diseñados y aplicados correctamente para evitar grietas de corrosión por tensión. Se sugiera cuidado especial para garantizar la seguridad de los trabajadores cuando sueldan en tuberías bajo presión. Se pueden obtener mayor información en las siguientes guías escritas por W.A. Bruce, et al., IPC2002-27131, IPC2006-10299, y IPC2008-64353.

D = este método no reparará la fuerza axial de la tubería. Solo puede ser utilizado para reparar tuberías cuyas paredes han sido rellenadas con relleno no compresible. Transacciones en soldaduras de girth, conexiones y tubos de paredes gruesas requieren cuidado especial para recuperar la capacidad de la tubería o tubo de cargar con la fuerza hoop.

NOTA GENERAL: Las abreviaciones utilizadas en la Tabla 4 están relacionadas a las 21 amenazas mencionadas en la sección 5. Las abreviaciones significan lo siguiente:

Cont/Rel = mal funcionamiento de equipo de control relief

Coup = falla del coupling

CW = clima frío (temperatura bajo)

Direct deposition weld = una técnica muy especializada que requiere detalles de la información del material y validación del procedimiento para evitar grietas de corrosión en tuberías bajo presión.

ECA = Engineering Critical Assessment es un análisis de ingeniería utilizado para estimar el intervalo de tiempo para la continua operación de la tubería de manera segura.

EM = movimiento de la tierra (terremoto)

Ext = corrosión externa

Fab Weld = soldadura defectuosa de fábrica incluyendo conexión y T

Gask/Oring = junta u Oring

Gweld = soldadura girth defectuosa (circunferencial)

HR/F = lluvias fuertes o inundaciones

Int = corrosión interna

IO = operación incorrecta

L = rayos

DP = tubería o tubo previamente dañados (tales como abolladuras y socavados) (modo falla retrasada)

Pipe = tubo o tubería defectuosa

Pipe Seam = costura defectuosa de la tubería

SCC = agrietamiento por corrosión bajo esfuerzos (stress corrosion cracking)

Seal/Pack = falla de envoltura de sellado/bomba

Strip/BP = rosca desgastada/tubería rota

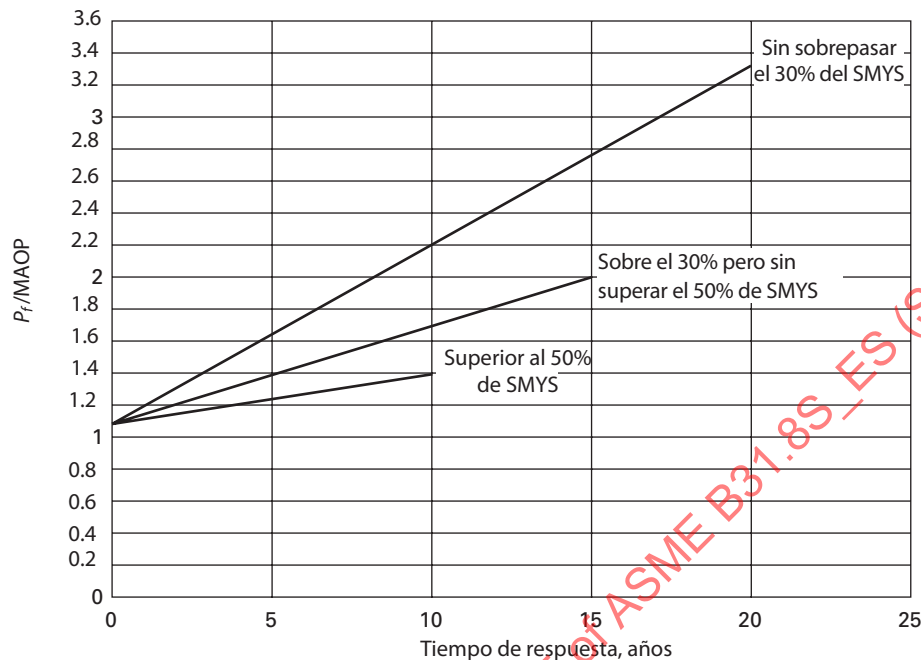
TPD(IF) = daño hecho por primeras, segundas o terceras partes (falla instantánea/inmediata)

Vand = vandalismo

WB/B = arrugas o dobleces



Fig. 4 Tiempo de respuesta: amenazas dependientes del tiempo, programa prescriptivo de gestión de integridad



Nota general: presión de falla pronosticada, P_f , se calcula con el uso de métodos de ingeniería reconocidos para la evaluación de la fuerza restante en tuberías corroídas. La relación de presión de falla es utilizada para clasificar a los defectos como inmediatos, programados o monitoreados.

Después de la revisión y de la evaluación, cualquier defecto encontrado que requiera reparación o extracción será corregido sin demora alguna con la reparación, el extracción, o reduciendo la presión de operación en todo momento hasta que se complete la remoción o reparación.

7.2.3 Herramientas de pérdida de metal y herramientas de calibre para daños por terceras personas y daños mecánicos. Las indicaciones que requieren respuesta inmediata son las que se espera pudieron causar escapes o roturas inmediatas o a corto plazo basados en sus efectos conocidos o percibidos sobre la resistencia de la tubería. Estos podrían incluir abolladuras con socavados. El operador examinará estas indicaciones dentro de un plazo que no superará los 5 días siguiente a la determinación de la condición. Las indicaciones que requieren de una respuesta programada deberían incluir cualquier indicación en una tubería que funciona sobre el 30% de la Fuerza de Elasticidad Mínima Especificada (SMYS) de una abolladura plana que excede del 6% del diámetro nominal de la tubería, daños mecánicos concurrentes con o sin muescas visibles de la tubería, abolladuras con las grietas, abolladuras que afectan los zunchos, o soldaduras de costuras si la profundidad supera al 2% del diámetro nominal de la tubería y abolladuras de cualquier profundidad que afectan las soldaduras no dúctiles. (Para información adicional, vea ASME B31.8, párrafo 851.4.). El operador examinará en forma eficiente estas indicaciones dentro de un período que no debe pasar de un año que sigue de la determinación de la condición. Después de la revisión y

de la evaluación, cualquier defecto encontrado que requiera reparación o extracción estará prontamente corregido por la reparación o la extracción a menos que se baje la presión de funcionamiento para atenuar la necesidad de reparar o de quitar el defecto. .

7.2.4 Limitaciones a los tiempos de respuesta para un programa basado en prescripción. Cuando las anomalías dependientes del tiempo tales como corrosión interna, corrosión externa, agrietamiento por corrosión bajo esfuerzos se están evaluando, un análisis que utiliza suposiciones apropiadas sobre tasas de crecimiento será utilizado para asegurar que el defecto no alcanzará dimensiones críticas antes de la reparación programada o de la próxima inspección. El documento GRI-00/0230 (véase la sección 14) contiene una guía adicional para estos análisis.

Al determinar períodos de reparación, el operador debe considerar que ciertas amenazas a las condiciones específicas de funcionamiento de la tubería pueden requerir un período de revisión y evaluación más reducidas. Esto puede incluir daños por terceras personas o amenazas por efectos de la construcción en tuberías sujetas una variación cíclica de presión o por carga externa que pueden promover tasas de crecimiento crecientes de los defectos. Para los programas basados en un esquema prescriptivo, los períodos de inspección son conservadores para defectos potenciales que podrían conducir a una ruptura; sin embargo, esto no libera a los operadores de la responsabilidad de evaluar las

condiciones específicas y los cambios en las condiciones de funcionamiento para asegurar que el segmento de tubería no garantiza una consideración especial (véase GRI-01/0085).

Si el análisis demuestra que el tiempo para fallar es demasiado corto en relación al tiempo de la reparación programada, el operador aplicará medidas temporales, tales como reducción de la presión, hasta que se complete una reparación permanente. Cuando se consideran períodos proyectados de períodos y de métodos de reparación, el operador debe considerar factores potenciales de atraso, tales como acceso, permisos y autorizaciones medioambientales y requisitos del proveedor de gas.

7.2.5 Ampliación de los tiempos de reacción en programas basados en el funcionamiento. Una evaluación crítica de ingeniería (ECA: Engineering Critical Assessment) de algunos defectos puede ser realizado para ampliar el período de reparación o de reinspección para un programa basado en funcionamiento. Un ECA es una evaluación rigurosa de los datos que revalúa la criticidad de la anomalía y ajusta las tasas de crecimiento proyectadas basadas en parámetros específicos del lugar.

El programa de gestión de Integridad del operador deberá incluir la documentación que describe el agrupamiento de los tipos específicos de defectos y los métodos de ECA usados para tales análisis.

7.3 Respuestas a la prueba de presión

Cualquier defecto que no supere una prueba de presión será reparado de inmediato ya sea por reparación o extracción.

7.3.1 Amenazas de corrosión externas e internas. El período entre pruebas para amenazas de corrosión externas e internas debe ser consistente con la Tabla 3.

7.3.2 Amenaza de agrietamiento por corrosión bajo esfuerzos. El período entre las pruebas de presión para agrietamiento por corrosión bajo esfuerzos será el siguiente:

(a) Si no han ocurrido fallas debido al SCC (SCC, *Stress Corrosion Cracking*), el operador utilizará una de las opciones siguientes para tratar la mitigación a largo plazo del SCC:

(1) un programa documentado de contraprueba hidrostática con un período técnico justificable o

(2) una evaluación crítica de ingeniería para evaluar el riesgo e identificar métodos de mitigación a seguir.

(b) Si ocurriese una falla debido atribuible a SCC, el operador realizará lo siguiente:

(1) establecer un programa documentado de contraprueba hidrostática para el segmento sometido y

(2) justificar técnicamente el período de la contraprueba en el programa escrito de contraprueba

7.3.3 Amenazas por defectos de fabricación y relacionadas.

Una prueba de presión posterior para las amenazas por defectos de fabricación no es necesaria a menos que el MAOP de la tubería se ha incrementado o cuando la presión de funcionamiento se ha incrementado sobre la presión de

funcionamiento histórica (la más alta presión registrada en 5 años antes de la fecha de vigencia de este suplemento).

7.4 Respuestas a las inspecciones de valoración directa

7.4.1 Valoración directa de la corrosión externa (ECDA, External Corrosion Direct Assessment). Para el programa prescriptivo de ECDA para tuberías que funcionan por encima del 30% del SMYS (SMYS, Specified Minimum Yield Strength, Límite de elasticidad mínima especificada), si el operador elige examinar y evaluar todas las indicaciones encontradas por la inspección y repara todos los defectos que podrían convertirse en una falla en un lapso de 10 años, entonces, se desprende que el período de reinspección será de 10 años. Si el operador elige para examinar, evaluar y reparar un conjunto más pequeño de indicaciones, entonces el período será de 5 años, cuidando de realizar un análisis para asegurarse que todos los defectos restantes no evolucionen a una falla en 10 años. El período entre la determinación y la revisión será de acuerdo con el Gráfico 4.

Para el programa prescriptivo de ECDA para segmentos de tubería que funcionan hasta el 30% de su SMYS, pero que no lo sobrepasan, si el operador elige examinar y evaluar todas las indicaciones encontradas por la inspección y repara todos los defectos que podrían convertirse en una falla en un lapso de 20 años, entonces el período de reinspección será de 20 años. Si el operador elige para examinar, evaluar y reparar un conjunto más pequeño de indicaciones, entonces el período será de 10 años, cuidando de realizar un análisis para asegurar todos los defectos restantes no se conviertan en una falla en 20 años (con un nivel de confianza de un 80%). El período entre la determinación y la revisión se define según se establece en el Gráfico 4.

7.4.2 Valoración directa de la corrosión interna (ICDA, Internal Corrosion Direct Assessment) Para el programa prescriptivo de ICDA, la revisión y evaluación de la totalidad de localidades seleccionadas deben realizarse dentro del plazo de 1 año a partir de dicha selección. El período entre las revisiones siguientes se determinará según lo establece el Gráfico 4.

7.4.3 Valoración directa de la corrosión interna (SCCDA, Stress Corrosion Cracking Direct Assessment) El programa prescriptivo SCCDA así como el examen y la evaluación de la totalidad de localidades seleccionadas tiene que realizarse en un lapso de un (1) año a partir de la selección. ILI o la prueba hidrostática no podrán garantizarse si no existe un resquebrajamiento importante y extenso en el sistema de tuberías. El lapso entre las revisiones posteriores deberá brindar un intervalo seguro semejante entre evaluaciones de integridad que se realicen periódicamente según el Gráfico 4 y la sección A-3 en el Anexo No obligatorio A El Gráfico 4 y la sección A-3 en el Anexo No obligatorio A son viables para programas prescriptivos. Los períodos pueden extenderse para programa basado en el funcionamiento según se establece en el párrafo 7.2.5.



7.5 Medición del tiempo de respuestas programadas

El Gráfico 4 contiene tres gráficos del tiempo asignado para responder a un indicio basados en la posible presión de falla P_f dividida entre el MAOP de la tubería. Las tres gráficas corresponden a tuberías que operan a presiones:

- (a) superiores al 50% del SMYS;
- (b) superiores al 30% del SMYS pero sin sobrepasar el 50% del mismo;
- (c) que no superan el 30% del SMYS.

El gráfico puede usarse para el programa prescriptivo. Es posible ampliar los intervalos para el programa basado en el funcionamiento según lo establece la sección 7.2.5.

7.6 Métodos de reparación

La Tabla 4 proporciona los métodos aceptables de reparación para cada una de las 21 amenazas.

El programa de gestión de integridad de cada operador debe incluir procedimientos de reparación documentados. Todas las reparaciones deben realizarse con los materiales y los procesos que son aplicables para las condiciones de funcionamiento de la tubería y cumplir con los requisitos ASME B31.8.

7.7 Estrategia/métodos de la prevención

La prevención es un elemento proactivo importante de un programa gestión de integridad. Las estrategias de prevención de una gestión de integridad se deben basar en la recolección de datos, la identificación de amenazas y valoraciones de riesgo realizados según los requisitos de las secciones 2, 3, 4 y 5. Las medidas de prevención que han demostrado ser eficaces en el pasado deben ser continuadas en el programa de gestión de integridad. Las estrategias de prevención (incluyendo los períodos) deben también considerar la clasificación de amenazas identificadas como dependientes del tiempo, estables, o independientes del tiempo para asegurarse que métodos eficaces de prevención son utilizados.

Los operadores que optan por programas prescriptivos deben utilizar, como mínimo, los métodos de prevención indicados en el Apéndice A No Obligatorio indicados como "mitigación."

Para los operadores que eligen programas basados en el funcionamiento, tanto los métodos preventivos y los períodos de tiempo empleados para cada amenaza/segmento debe ser determinado por análisis utilizando los atributos del sistema, información sobre las condiciones existentes y los métodos de valoración de riesgos reconocidos por la industria.

7.8 Opciones de prevención

El programa de gestión de Integridad de un operador incluirá actividades que se aplican para prevenir y para reducir al mínimo las consecuencias de pérdidas o fugas involuntarias. Las actividades de prevención no requieren necesariamente la justificación a través de datos adicionales de la inspección. Las acciones de la prevención se pueden identificar durante la operación normal de la tubería, valoraciones de riesgo, implementación del plan de la inspección, o durante reparaciones.

Las actividades predominantes de prevención presentadas en la sección 7 incluyen información sobre lo siguiente:

- (a) prevención de daños causados por terceras personas
- (b) corrosión que controla
- (c) detección de pérdidas o fugas involuntarias
- (d) reducción al mínimo de las consecuencias de pérdidas o fugas involuntarias
- (e) reducción de la presión de funcionamiento

Hay otras actividades de prevención que el operador puede considerar. Una tabulación de las actividades de prevención y su importancia en relación a las amenazas identificadas en la sección 2 se presenta en la Tabla 4.

8 PLAN DE GESTIÓN DE INTEGRIDAD

8.1 General

El plan de gestión de la integridad se desarrolla después de recopilar los datos (véase la sección 4) y de terminar la valoración de riesgo (véase la sección 5) para cada amenaza y para cada segmento o sistema de la tubería. Un método de Valoración de Integridad apropiado será identificado para cada sistema o segmento de la tubería. Una Valoración de Integridad de cada sistema puede ser obtenido a través de una prueba de presión, una inspección en línea usando una variedad de herramientas, valoración directa, o por el uso de otras tecnologías probadas (véase la sección 6). En algunos casos, una combinación de estos métodos puede ser adecuada. A los segmentos de mayor riesgo se les dará prioridad para la evaluación de integridad.

Posterior a la evaluación de integridad, las actividades de mitigación deben ser emprendidas. La mitigación consiste en dos partes. La primera parte es la reparación de la tubería. Las actividades de reparación serán hechas de acuerdo con ASME B31.8 y/o otras técnicas de reparación reconocidas por la industria. La reparación puede incluir sustituir la tubería defectuosa por nueva tubería, la instalación de encamisado, la reparación del recubrimiento, u otra rehabilitación. Estas actividades serán identificadas, priorizadas y programadas (véase la sección 7).

Una vez que se determinen las actividades de reparación, el operador evaluará las técnicas de prevención que previenen un futuro deterioro de la tubería. Estas técnicas pueden incluir instalación de protección catódica adicional, inyección de inhibidores de corrosión y limpieza de la tubería, o cambiar las condiciones de funcionamiento. La prevención desempeña un papel importante en la reducción o la eliminación de las amenazas de daños por terceras personas, por corrosión externa, por corrosión interna, por agrietamiento por esfuerzos y corrosión, por fallas relacionadas con climas fríos, por fallas debidas a movimientos de tierra, por problemas causados por lluvias pesadas e inundaciones y por fallas causadas por operaciones incorrectas.

No todas las amenazas se pueden manejar a través de inspección y reparación; por lo tanto, la prevención para estas amenazas es un elemento dominante en el plan. Estas actividades pueden incluir, por ejemplo, la prevención del daño por terceras personas y el monitoreo de daños por fuerza exterior.



Un plan de gestión de integridad basado en funcionamiento, conteniendo la misma estructura que un plan prescriptivo, requiere análisis más detallados basados en datos o en una información más completa sobre la línea. Utilizando un modelo de valoración del riesgo, un operador de tubería puede ejercitar una variedad de opciones para evaluaciones de integridad y actividades de prevención, así como su sincronización.

Las evaluaciones de integridad y actividades de mitigación anteriores se deben incluir en el plan solamente si ellas eran tan exigentes como aquellos identificados en este estándar.

8.2 Actualización del plan

Los datos recogidos durante las actividades de inspección y de mitigación deben ser analizados e integrados con datos recolectados previamente. Esto es adicional a otros tipos de datos relacionados con la gestión de integridad que se están recopilando constantemente en operaciones normales y actividades de mantenimiento. La adición de estos nuevos datos es un proceso continuo que, a través del tiempo, mejorará la exactitud de futuras valoraciones de riesgo vía su integración (véase la sección 4). Esta integración continua de los datos y valoraciones de riesgo periódicas darán lugar a la revisión continua de aspectos de la valoración de integridad y de mitigación del plan. Además, cambios a los aspectos físicos y de funcionamiento del sistema de tubería o del segmento serán manejados adecuadamente (véase la sección 11).

Este proceso en curso probablemente dará lugar a una serie de evaluaciones de integridad adicionales o a la revisión de evaluaciones de integridad previas. Una serie de actividades adicionales de mitigación o de seguimiento a las actividades anteriores de mitigación puede también ser requerido. El plan será actualizado periódicamente en la medida en que se adquiere y se incorpora información adicional.

Se reconoce que ciertas actividades de una Valoración de Integridad pueden ser acontecimientos únicos y de una sola vez y centrados en la eliminación de ciertas amenazas, tales como las debidas a fabricación, construcción, del equipamiento. Para otras amenazas, tales como amenazas dependientes del tiempo, la inspección periódica es requerida. El plan seguirá siendo flexible e incorporará nueva información.

8.3 Marco del plan

El plan de gestión de integridad contendrá información detallada con respecto de cada uno de los elementos siguientes para cada amenaza analizada y para cada segmento de tubería o sistema.

8.3.1 Recolección, revisión e integración de datos. El primer paso en el proceso de gestión de las integridades es recopilar, integrar, organizar y revisar todos los datos pertinentes y disponibles para cada amenaza y segmento de tubería. Este paso del proceso se repite después que se han puesto en ejecución la valoración de integridad y las actividades de mitigación y con nueva información de operación y del mantenimiento sobre el

sistema o el segmento de tubería que se recopila. Esta revisión de la información debe ser parte del plan, o estar contenida en una base de datos que sea parte del plan. Todos los datos serán utilizados para apoyar futuras valoraciones de riesgo y evaluaciones de integridad. La recolección de datos se cubre en la sección 4.

8.3.2 Determinación del riesgo. La valoración del riesgo se debe realizar periódicamente para incluir la nueva información, considerar los cambios realizados al sistema o al segmento de la tubería, incorporar cualquier cambio externo y considerar las nuevas técnicas científicas que se han desarrollado y se han comercializado desde la última evaluación realizada. Se recomienda que esto se realice anualmente pero hacerlo después de que cambios sustanciales al sistema se realicen y antes del final del período actual. Los resultados de esta evaluación deben ser reflejados en la evaluación de las actividades de mitigación y de valoración de integridad. Los cambios a los criterios de aceptación también hacen necesaria una reevaluación. El plan de gestión de Integridad contendrá especificaciones sobre cómo se determinan los riesgos y la frecuencia de reevaluación. Las especificaciones para determinar riesgo se cubren en la sección 5.

8.3.3 Evaluación de integridad. De acuerdo con la determinación de riesgo, las evaluaciones de integridad apropiadas serán implementadas. Las evaluaciones de integridad serán realizadas utilizando las herramientas en línea de inspección, prueba de presión y/o valoración directa. Para ciertas amenazas, el uso de estas herramientas puede ser inadecuado. La implementación de actividades de prevención o actividades más frecuentes de mantenimiento pueden proporcionar una solución más eficaz. La selección del método de valoración de integridad se basa en las amenazas para las cuales se está realizando la inspección. Más de un método de evaluación o más de una herramienta pueden ser requeridos para tratar todas las amenazas. Después de cada evaluación de integridad, esta porción del plan debe ser modificada para reflejar toda la nueva información obtenida y para prever las evaluaciones de integridad futuras en los períodos requeridos. El plan identificará las acciones requeridas de valoración de integridad y en qué períodos establecidos se concretarán las acciones. Todas las evaluaciones de integridad se priorizarán y programarán.

La Tabla 3 proporciona cronogramas de valoración de Integridad para las amenazas dependientes del tiempo para los planes prescriptivos. En el Apéndice A No obligatorio, párrafo A-3.4, se analizan los cronogramas de evaluación de la amenaza de resquebrajamiento de corrosión por tensión. Dichos cronogramas para el resto de las amenazas están incluidos en los capítulos correspondientes en el Apéndice A No obligatorio bajo el título Intervalo de Evaluación. Un listado vigente de priorización y su programación deben formar parte de esta sección del plan de gestión de Integridad. Las especificaciones para seleccionar métodos de valoración de integridad y realizar las inspecciones se encuentran en la sección 6.



Un plan de gestión de integridad basado en el funcionamiento puede brindar métodos alternativos de evaluación de integridad, reparación y prevención con tiempos de implementación diferentes a aquellos requeridos bajo el programa prescriptivo. Estas decisiones deben ser totalmente documentadas.

8.3.4 Respuestas a la valoración de integridad, mitigación (reparación y prevención) y períodos. El plan especificará cómo y cuándo el operador responderá a las evaluaciones de integridad. Las respuestas serán inmediatas, programadas, o supervisadas. El elemento de mitigación del plan consiste en dos partes. La primera parte es la reparación de la tubería. De acuerdo con los resultados de las evaluaciones de integridad y de la amenaza tratada, se determinarán las actividades apropiadas de reparación y serán ejecutadas. Estas reparaciones serán realizadas de acuerdo con estándares aceptados y prácticas operacionales. La segunda parte de la mitigación es la prevención. La prevención puede detener o retrasar el deterioro futuro de la tubería. La prevención es también una actividad apropiada para las amenazas dependientes del tiempo. Todas las actividades de la mitigación serán priorizadas y programadas. La priorización y el programa serán modificados en la medida que nueva información se obtiene y será un aspecto en tiempo real del

plan (véase el párrafo 7)

Las Tablas 5, 6 y 7 proporcionan un ejemplo de un plan de gestión de Integridad en un formato de la hoja de cálculo para un segmento hipotético de tubería (línea 1, segmento 3). Esta hoja de cálculo muestra los datos del segmento, el plan propuesto de valoración de integridad basado en la valoración del riesgo y el plan de mitigación que sería implementado, incluyendo el período de reevaluación.

9 PLAN DE DESEMPEÑO

9.1 Introducción

Este párrafo proporciona los requisitos del plan del desempeño que se aplican tanto a los planes de gestión de Integridad prescriptivos o basados en el desempeño. Las evaluaciones del plan serán realizadas por lo menos anualmente para proporcionar una medida continua de eficacia del programa de gestión de Integridad en el tiempo. Tales evaluaciones deben considerar las amenazas específicas y los mejoramientos agregados. Las evaluaciones de amenazas específicas pueden aplicarse a un área de preocupación particular, mientras que medidas en conjunto se aplican a todas las tuberías bajo programa gestión de integridad.

Tabla 5 Ejemplo del plan de gestión de integridad de un segmento hipotético de una tubería segmento (datos del segmento: línea 1, segmento 3)

Datos del segmento	Tipo	Ejemplo
Atributos de la tubería	Grado de la tubería	API 5L-X42 (290 MPa)
	Tamaño	NPS 24 (DN 600)
	Espesor de pared	0.250 in (6.35 mm)
	Fabricante	A.O. Smith
	Proceso de fabricación	Baja Frecuencia
	Fecha de fabricación	1965
Diseño/construcción	Tipo de costura	Soldadura resistencia eléctrica
	Presión de operación (alta/baja)	630/550 psig (4 340/3 790 kPa)
	Tensión de operación	72% de SMYS
	Tipo de revestimiento	Alquitrán
	Estado del revestimiento	Bueno
	Fecha de instalación de tubería	1966
	Método de unión	Soldadura de arco sumergido
	Tipo de suelo	Arcilla
	Estabilidad del suelo	Bueno
	Prueba hidrostática	Ninguna
Operacional	Temperatura de descarga compresor	120° F (49° C)
	Temperatura de pared	65° F (18° C)
	Calidad del gas	Bueno
	Flujo	50 MMSCFD (1,42 MSm ³ /d)
	Métodos de reparación	Reemplazo
	Historial de fugas/rupturas	Ninguno
	Ciclos de presión	Bajo
	Efectividad de CP	Buena
	Indicaciones del SCC	Agrietamientos leves

**Tabla 6 Ejemplo del plan de gestión de integridad para un segmento hipotético de tubería
(Plan de valoración de integridad: línea 1, segmento 3)**

Amenaza Años	Criterio/valoración del riesgo	Valoración de integridad	Mitigación	Período
Corrosión Externa	Algún historial de corrosión externa, sin inspección en línea	Realizar prueba hidrostática, realizar una inspección en línea o efectuar una valoración directa	Reemplazar/ reparar aquellas localizaciones donde el CFP es inferior a 1.25 veces el MOAP	10
Corrosión interna	No hay historial relativo a incidentes de Corrosión Interna, sin inspección en línea	Realizar prueba hidrostática, realizar una inspección en línea o efectuar una valoración directa	Realizar prueba hidrostática, realizar una inspección en línea o efectuar una valoración directa	10
SCC	Se ha hallado SCC de dimensiones cercanas a las críticas	Realizar prueba hidrostática	Realizar prueba hidrostática	3-5
Fabricación	Tubería ERW, factor de unión < 1.0, sin prueba hidrostática	Realizar prueba hidrostática	Realizar prueba hidrostática	S/I
Construcción/fabricación	Sin antecedentes de construcción	No se requiere	S/I	S/I
Equipamiento	Sin antecedentes de equipos	No se requiere	S/I	S/I
Daños de terceras partes	Sin antecedentes de daños por Terceros	No se requiere	S/I	S/I
Operaciones incorrectas	Sin antecedentes de operaciones	No se requiere	S/I	S/I
Clima y fuerzas externas	No hay antecedentes relativos a clima o fuerzas externas	No se requiere	S/I	S/I

**Tabla 7 Ejemplo del plan gestión de integridad para un segmento hipotético de tubería
(Plan de mitigación: línea 1, segmento 3)**

Ejemplo	Descripción
Reparación	Cualquier falla de la prueba hidrostática será reparada mediante el reemplazo completo de la unión de tubería.
Prevención	Las actividades de prevención incluirán monitoreo adicional de SCC en localizaciones susceptibles, revisión del diseño de la protección catódica y sus niveles y el monitoreo selectivo por corrosión en las costuras en donde la tubería está expuesta.
Período de reinspección	El período de reinspección será de 3 años si hubo una falla causada por SCC. El período será de 5 años si la prueba fue exitosa.
Integración de datos	Fallas a las pruebas por razones ajenas a la corrosión externa o interna, SCC o defectos en las costuras deben ser consideradas cuando se realizan valoraciones de riesgo por la amenaza asociada

NOTA GENERAL: Para este segmento de tubería, se debe ejecutar prueba hidrostática. La selección de este método es apropiado debido a su capacidad de detectar amenazas internas y externas de corrosión así como amenazas por fabricación y la amenaza de SCC (SCC, Stress Corrosion Cracking). La presión de prueba será en 1.39 veces el MAOP.

La evaluación del programa ayudará a un operador a contestar las siguientes preguntas:

(a) ¿Todos los objetivos del programa de gestión de Integridad fueron logrados?

(b) ¿La integridad y la seguridad de la tubería fueron mejoradas con eficacia con el programa gestión de integridad?

9.2 Características de las medidas de desempeño

Las medidas de desempeño centran la atención en los resultados del programa de gestión de Integridad que demuestran se ha logrado una mejora en la seguridad. Las medidas proporcionan una indicación de la eficacia, pero no son absolutas. La evaluación de la medida de desempeño y tendencias pueden también conducir al reconocimiento de resultados inesperados que pudieran incluir el reconocimiento de amenazas no identificadas previamente. Todas las medidas de desempeño serán simples, mensurables, alcanzables, relevantes y que permiten evaluaciones oportunas. La selección y la evaluación apropiadas de las medidas de desempeño es una actividad esencial en la determinación de la eficacia del programa de gestión de Integridad.

Las medidas de desempeño se deben seleccionar cuidadosamente a fin de asegurar que son indicadores razonables de la eficacia del programa. El cambio será monitoreado de forma que las medidas seguirán siendo eficaces a través del tiempo en la medida que el plan madura. El plazo requerido para obtener los suficientes datos para el

análisis también será considerado al seleccionar las medidas de desempeño. Los métodos serán implementados para permitir evaluaciones tanto de corto como de largo plazo de la medida de desempeño. Las medidas de desempeño del programa de gestión de integridad se pueden categorizar generalmente en grupos.

9.2.1 Medidas del proceso o de la actividad. Las medidas del proceso o de la actividad se pueden utilizar para evaluar actividades de prevención o de mitigación. Estas medidas determinan que tan bien un operador está implementando diversos elementos del programa de gestión de Integridad. Las medidas referentes al proceso o actividad serán seleccionadas cuidadosamente para permitir la evaluación de funcionamiento dentro de un marco de tiempo realista.

9.2.2 Medidas operacionales. Las medidas operacionales incluyen tendencias operacionales y de mantenimiento y señalan que tan bien el sistema está respondiendo al programa gestión de Integridad. Un ejemplo de tal medida puede ser el cambio en la razón de corrosión debido a la puesta en práctica de un programa más eficaz de CP (*CP, Corrosion Protection*). El número de impactos en la tubería debido a terceras personas golpea después de la implementación de actividades de la prevención, tales como mejorar el proceso de la notificación de excavaciones dentro del sistema, es otro ejemplo.

9.2.3 Medidas directas para integridad. Las medidas directas para integridad incluyen los escapes, las rupturas, lesiones y muertes. Además a las categorías mencionadas, las medidas de desempeño se pueden también categorizar como medidas principales o medidas a posteriori. Las medidas a posteriori son reactivas en cuanto que proporcionan una indicación del funcionamiento del último programa de gestión de Integridad. Las medidas principales son proactivas; proporcionan una indicación de cómo el plan se puede esperar que funcione. Varios ejemplos de las medidas de desempeño clasificadas según lo descrito arriba se ilustran en la Tabla 8.

9.3 Metodología de la medida de desempeño

Un operador puede evaluar el funcionamiento del programa de gestión de Integridad de un sistema dentro de su propio sistema y también por la comparación con otros sistemas sobre una base de uso común en la industria.

9.4 Medida de desempeño: intrasistema

(a) La métrica de funcionamiento será seleccionada y aplicada sobre una base periódica para la evaluación de ambos tipos de programas de gestión de Integridad, prescriptiva y basada en el funcionamiento. Tal métrica debe ser apropiada para la evaluación de condiciones locales y de amenazas específicas y para la evaluación del funcionamiento total del programa de gestión de Integridad.

(b) Para los operadores que implementan programas prescriptivos, la medida de desempeño incluirá todo la métrica para cada amenaza de las amenazas específicas del

Apéndice A No Obligatorio (véase la Tabla 9). Además, las siguientes medidas totales del programa serán determinadas y documentadas:

(1) número de millas (kilómetros) de tubería examinadas versus requisitos del programa

(2) número de reparaciones inmediatas realizadas como resultado del programa de la inspección gestión de Integridad

(3) número de reparaciones programadas realizadas como resultado del programa de inspección de la gestión de Integridad

(4) número de escapes, de fallas y de incidentes (clasificados por causa)

(c) Los operadores que implementan programas basados en el funcionamiento, deben tomar en cuenta la medida de la amenaza específica que se muestra en el Apéndice A No Obligatorio aunque existen y pueden utilizarse otras alternativas más apropiadas y específicas para el programa basado en el funcionamiento. Además de las cuatro medidas de arriba, el operador debe elegir tres o cuatro métricas que midan la eficacia del programa basado en el funcionamiento. La Tabla 10 sugiere una lista; sin embargo, el operador puede desarrollar su propio sistema de medición. Podría ser útil y apropiado que los operadores normalicen los resultados, los eventos y su sistema lo que les ayudaría a evaluar las tendencias. Dichos factores de normalización podrían incluir la longitud en millas (kilómetros) de las tuberías cubiertas, la cantidad de usuarios, el tiempo, o una combinación de estos y de otros factores. Ya que en un programa de gestión de Integridad basado en el desempeño se utilizarán intervalos de inspección unificados, resulta esencial recopilar una cantidad significativa de datos métricos que respalden dichos intervalos de inspección. La inspección deberá realizarse anualmente como mínimo.

(d) Además de los datos de funcionamiento medidos y recolectados directamente de los segmentos cubiertos por el programa de gestión de Integridad, un marco de comparación interno puede ser realizado de forma que puede comparar un segmento contra otro segmento adyacente o aquellos de un área diferente del mismo sistema de tubería. La información obtenida se puede utilizar para evaluar la eficacia de las actividades de prevención, las técnicas de mitigación, o la validación del funcionamiento. Tales comparaciones pueden proporcionar una base para verificar el análisis de las mediciones e identificar áreas para mejoras en el programa de gestión de Integridad.

(e) Una tercera técnica que proporcionará información efectiva es la auditoría interna. Los realizarán auditorías periódicas para validar la eficacia de sus programas de gestión de Integridad y asegurarse de que se han realizado conforme al plan escrito. Una frecuencia de auditoría debe establecerse, considerando la métrica establecida para el funcionamiento y su base particular de tiempo además de los cambios o de las modificaciones hechos al programa de gestión de Integridad en la medida que se va desarrollando. Las auditorías pueden ser realizadas por personal interno, preferiblemente por personal no directamente involucrado en la gestión del



Tabla 8 Medidas de desempeño

Categoría de medición	Medidas de rezago	Medidas de antelación
Proceso/ medidas de actividad	Encuentro de tubería dañada en cada lugar excavado	Número de notificaciones de requerimientos de excavaciones, número de detecciones por patrullaje
Medidas operacionales	Número de significativas anomalías por ILI (Inspección en línea)	Nuevos rectificadores y conexiones a tierra se han instalado, cambio en la demanda de corriente de la CP, reducción de detecciones de fallas por CIS
Medidas directas de integridad	Fugas por milla (Km.) en un programa de manejo de la integridad	Cambio en fugas por milla (Km.)

Tabla 9 Métrica de funcionamiento

Amenazas	Métrica de resultados para programas prescriptivos
Corrosión externa	Número de fallas en las pruebas hidrostáticas debida a corrosión externa Número de acciones de reparación realizadas debido a los resultados de la inspección en línea Número de acciones de reparación realizadas debido a los resultados de valoración directa Número de fugas por corrosión externa
Corrosión Interna	Número de fallas en las pruebas hidrostáticas debida a corrosión interna Número de acciones de reparación realizadas debido a los resultados de la inspección en línea Número de acciones de reparación realizadas debido a los resultados de valoración directa Número de fugas por corrosión interna
Agrietamiento por corrosión bajo esfuerzos (SCC)	Número de fugas en servicio o fallas debido a SCC Número de reparaciones de reemplazo debido a SCC Número de fallas en las pruebas hidrostáticas debido a SCC
Fabricación	Número de fallas en las pruebas hidrostáticas debida a defectos de fabricación Número de fugas debido a defectos de fabricación
Construcción	Número de fallas o fugas debido a defectos de construcción Número de fallas de soldaduras/coplas gratilladas reforzadas o retiradas Número de curvas imperfectas o fijaciones retiradas Número de curvas imperfectas o fijaciones inspeccionadas Número de soldaduras de fabricación reparadas / retiradas
Equipo	Número de fallas de válvulas reguladoras Número de fallas de válvulas de alivio Número de fallas de empaquetaduras o de sellos tipo anillos "O" (o rings) Número de fugas debido a la falla de equipamiento
Daños por terceras partes	Número de fugas o fallas debidas a daños por terceras partes Número de fugas o fallas debidas a una tubería dañada previamente Número de fugas o fallas debidas a vandalismo Número de reparaciones implementadas como resultado de un daño por terceros previo a una fuga o falla
Operaciones Inapropiadas	Número de fugas o fallas debidas a daños por terceras partes Número de fugas o fallas debidas a una tubería dañada previamente Número de fugas o fallas debidas a vandalismo Número de reparaciones implementadas como resultado de un daño por terceros previo a una fuga o falla
Relacionados con el clima fuerzas externas	Número de fugas ya sea relacionadas al clima o por fuerzas externas Número de reparaciones, reemplazos, o acciones de relocalizaciones debidas a amenazas relacionadas con el clima o de fuerzas externas.

Tabla 10 Medidas de desempeño total

Millas (km) examinadas versus el requisito del programa gestión de Integridad;
Incidentes/condiciones relacionadas con seguridad jurisdiccional por unidad de tiempo;
Fracción del sistema incluida en el programa de gestión de Integridad;
Número de anomalías encontradas que requieren de reparación o de mitigación;
Número de fugas reparadas;
Número de fallas del la prueba de presión y de presiones de la prueba [psi (kPa) y % SMYS]
Número de eventos generados por terceros, percances y daños detectados;
Riesgo de probabilidad de reducción de fallas logrado por el programa de gestión de Integridad;
Número de cruzamientos no autorizados;
Número de contravenciones al derecho de paso;
Número de robos de tuberías por parte de terceros debido a la falta de notificación como un requisito de localización mediante el proceso de llamada única;
Número de detecciones de incursiones de patrullaje aéreo/terrestre;
Número de notificaciones de excavación recibidas y su respectiva ejecución;
Número y tipo de comunicaciones públicas emitidas;
Costos del programa de gestión de Integridad;
Número de interrupciones no programadas y el impacto en los usuarios.

programa de gestión de Integridad, u otros recursos. Una lista de los artículos esenciales de la auditoría se proporciona más abajo como de punto de partida para desarrollar un programa de auditoría de la compañía.

(1) Una política y un programa de gestión de Integridad escrito para todos los elementos de la Figura. 2 debe estar presente.

(2) Los procedimientos del plan de gestión de Integridad y las descripciones de tareas están actualizados y fácilmente disponibles.

(3) Las actividades se realizan de acuerdo con el plan.

(4) Sea asignado un individuo responsable para cada elemento.

(5) Las referencias apropiadas están disponibles para los individuos responsables.

(6) Los individuos están calificados apropiadamente, lo que está documentado.

(7) El programa de gestión de Integridad cumple los requisitos de este documento.

(8) Todas las actividades requeridas se encuentran documentadas.

(9) Todos los ítems que implican acciones o no conformidades se cierran de una manera oportuna.

(10) Los criterios de riesgo utilizados se han revisado y documentado.

(11) Criterios de prevención, mitigación y reparación se han establecido, cumplido y documentado.

(f) Los datos desarrollados de la métrica específica del funcionamiento del programa, los resultados de un marco de comparación interno y las auditorías deberán ser utilizadas para proporcionar una base efectiva para la evaluación del programa gestión de Integridad.

9.5 Medida de desempeño: basado en la industria

Además de las comparaciones del intrasistema, las comparaciones externas pueden proporcionar una base para la medida de desempeño del programa gestión de Integridad. Esto puede incluir comparaciones con otros operadores de tubería, fuentes de datos de la industria y fuentes de datos proveniente de la autoridad competente. Un marco de comparación con otros operadores de tuberías de gas puede ser útil; sin embargo, cualquier medida de desempeño o evaluación que se derive de tales fuentes debe ser evaluada cuidadosamente para asegurarse de que todas las comparaciones realizadas son válidas. Las auditorías externas pueden también proporcionar datos útiles para la evaluación.

9.6 Mejora del desempeño

Los resultados de las medidas de desempeño y las auditorías deberán ser utilizados para modificar el programa de gestión de Integridad como parte de un proceso de mejoramiento continuo. Los resultados de las auditorías internas y externas son medidas del desempeño que deben ser utilizadas para evaluar efectividad además de otras medidas estipuladas en el programa gestión de Integridad. Las recomendaciones para cambios y/o mejoras al programa de gestión de Integridad deberán basarse en el análisis de las medidas de desempeño y en las auditorías. Los resultados, las recomendaciones y los cambios resultantes realizados al programa de gestión de Integridad deben ser documentados.



10 PLAN DE COMUNICACIONES

10.1 General

El operador desarrollará e implementará un plan de comunicaciones a fin de mantener al personal correspondiente, a las autoridades competentes y al público en general de los esfuerzos de la compañía en la gestión de la integridad, así como de los resultados de las actividades asociadas a ella. La información se puede comunicar como parte de otras que se demanden.

Algunas informaciones deben ser comunicadas en forma rutinaria. Otras pueden ser en respuesta a requerimientos. El uso de páginas web (sitios web) de la compañía, de la autoridad competente o de la industria pueden ser medios eficaces para realizar estos esfuerzos de comunicación.

Las comunicaciones se deben realizar tan a menudo como sea necesario a fin de garantizar que las personas a quienes les corresponde y la autoridad competente tienen información actualizada sobre el sistema del operador y sus esfuerzos en la gestión de integridad. Se recomienda que las comunicaciones se realicen periódicamente y cuantas veces sea necesario para informar cambios significativos al plan de gestión de Integridad. La práctica recomendada por API 1162, *Programas de concientización pública para operadores de tuberías*, brinda orientación adicional.

10.2 Comunicaciones externas

Los siguientes puntos deben considerarse en la comunicación a las partes interesadas, según lo que se señala a continuación:

(a) *Propietarios y arrendatarios junto con servidumbre de derecho de paso*

(1) nombre de compañía, localización, e información de contacto

(2) información general de la localización y donde una información más específica o los mapas de la localización puede ser obtenida

(3) material que se transporta

(4) cómo reconocer, informar y responder a un escape

(5) números de teléfono de contacto tanto para consultas rutinarias y emergencias

(6) información de carácter general sobre la prevención por parte del operador de la tubería, medidas de integridad y estado de preparación para la emergencia y de cómo obtener un resumen del plan de gestión de Integridad

(7) información para prevención de daños, incluyendo números telefónicos para notificación de excavaciones, de la central donde se establecen los requisitos de excavación y quién contactar si se produce algún daño.

(b) *Funcionarios de la autoridad competente, distintos a los que responden a la emergencia*

(1) la distribución periódica a cada municipio de mapas y la información de contacto con la compañía

(2) resumen del estado de preparación para la emergencia y del programa de gestión de Integridad.

(c) *Quiénes responderán a emergencias locales y regionales*

(1) el operador debe mantener un vínculo constante con todos aquellos que responderán a la emergencia, incluyendo las comisiones locales de manejo de emergencias, comités de planificación regionales y del área, oficinas de autoridades competentes que manejan emergencias, etc.

(2) números de teléfono de contacto tanto para consultas rutinarias y emergencias

(3) mapas locales

(4) descripción de las instalaciones y producto transportado

(5) cómo reconocer, informar y responder a un escape

(6) información de carácter general sobre la prevención por parte del operador de la tubería, medidas de integridad y estado de preparación para la emergencia y de cómo obtener un resumen del plan de gestión de Integridad

(7) localizaciones y descripciones de las estaciones

(8) resumen de las capacidades para enfrentar la emergencia del operador

(9) coordinación del estado de preparación para la emergencia del operador con los funcionarios locales

(d) *El público en general*

(1) información con respecto a los esfuerzos del operador de apoyar la notificación de excavaciones excavación y otras iniciativas para prevenir daños.

(2) nombre de compañía, números de teléfono de contacto e información que debe reportarse como emergencia, incluyendo también información de contacto para generalidades o fines comerciales.

Se espera que cierta comunicación pueda ser necesaria entre el operador y el público para traspasar la confianza del operador en la integridad de la tubería, así como traspasar las expectativas del operador respecto del público en cuanto a donde él puede ayudar a mantener integridad. Tales oportunidades deben ser bienvenidas para ayudar a proteger activos, gente y el medioambiente.

10.3 Comunicaciones internas

La gerencia del operador y el personal correspondiente del operador deben entender y apoyar el programa de gestión de Integridad. Esto se debe lograr con el desarrollo y puesta en práctica de un aspecto interno de las comunicaciones del plan. La revisión de las medidas de desempeño realizadas periódicamente y los ajustes resultantes en el programa de gestión de Integridad deben también ser parte del plan de comunicaciones internas.

11 GESTIÓN DEL PLAN DE CAMBIO

(a) La gestión formal de los procedimientos de cambio deberá ser desarrollada para identificar y considerar el impacto de cambios a los sistemas de tubería y a su integridad. Estos procedimientos deben ser lo suficientemente flexibles para acomodar los cambios tanto mayores o menores y deben ser entendidos por el personal que los utilizan. La gestión del



cambio tratará con cambios técnicos, físicos, procedimentales y organizacionales del sistema ya sean permanentes o temporales. El proceso debe incorporar el planeamiento para cada uno de estas situaciones y considerar las circunstancias únicas particulares.

Una gestión del proceso de cambio incluye lo siguiente:

- (1) razón del cambio
- (2) autoridad que autoriza los cambios
- (3) análisis de implicaciones
- (4) obtención de los permisos de trabajo requeridos
- (5) documentación
- (6) comunicación del cambio a las partes afectadas
- (7) limitaciones de tiempo
- (8) calificación del personal

(b) El operador deberá reconocer que los cambios al sistema pueden requerir cambios en el programa de gestión de Integridad e, inversamente los resultados del programa pueden producir cambios en el sistema. Los siguientes son ejemplos específicos de tuberías de gas, pero de ninguna manera incluyen todo.

(1) Si un cambio en la utilización del suelo pudiera afectar ya sea las consecuencias de un incidente, tal como aumentos en la población cerca la tubería de, o un cambio en la probabilidad de un incidente, tal como hundimiento debido a la explotación minera subterránea, el cambio se debe reflejar en el plan de gestión de Integridad y por consiguiente las amenazas deben ser reevaluadas.

(2) Si los resultados de una inspección del programa de gestión de Integridad indican la necesidad de un cambio al sistema, tal como cambios al programa de CP (CP: Cathodic Protection, protección catódica) o, con excepción que tengan carácter temporal, reducciones en la presión de funcionamiento, estos deberán ser comunicados a los operadores y reflejados en un programa actualizado de gestión de Integridad.

(3) Si un operador decide aumentar la presión en el sistema desde su presión de funcionamiento histórica a, o más cercano a, el MAOP permitido, ese cambio se debe reflejar en el plan de gestión de Integridad y por consiguiente las amenazas deben ser reevaluadas..

(4) Si una línea ha estado funcionando en un modo de estado estacionario y una nueva carga en la línea cambia la modalidad de la operación a una carga más cíclica (p. ej., cambios diarios en la presión de funcionamiento), la fatiga debe ser considerada en cada uno de las amenazas donde se aplica como factor adicional de tensión.

(c) Junto con la gestión, el procedimiento de la revisión debe requerir el involucramiento de personal que puede evaluar el impacto en la seguridad y, en caso de necesidad, sugerir controles o modificaciones. El operador tendrá la flexibilidad de mantener la continuidad de la operación dentro de límites establecidos de funcionamiento seguros.

(d) La gestión del cambio asegura que el proceso de gestión de Integridad siga siendo viable y eficaz en la medida que los cambios al sistema ocurren y/o nuevos datos llegan a estar disponibles o son revisados o corregidos. Cualesquier cambio

en el equipo o en los procedimientos tiene el potencial de afectar la integridad de la tubería. La mayoría de los cambios, aunque sean pequeños, tendrán un efecto consiguiente en otro aspecto del sistema. Por ejemplo, muchos cambios del equipo requerirán el correspondiente cambio técnico o procedimental. Todos los cambios serán identificados y revisados antes de su implementación. La gestión de los procedimientos de cambio proporciona medios de mantener el orden durante períodos del cambio en el sistema y ayuda a preservar confianza en la integridad de la tubería.

(e) Para asegurar la integridad de un sistema, un expediente documentado de los cambios se debe desarrollar y mantener. Esta información proporcionará una mejor comprensión del sistema y de las posibles amenazas a su integridad. Debe incluir el proceso y la información de diseño tanto antes como después que los cambios fueron realizados.

(f) La comunicación de los cambios realizados en el sistema de tubería a cualquier de las partes involucradas es imprescindible para la seguridad del sistema. En la manera prevista en el párrafo 10, las comunicaciones con respecto de la integridad de la tubería se deben realizar periódicamente. Cualquier cambio al sistema se debe incluir en la información proporcionada en la comunicación del operador de la tubería a las partes involucradas.

(g) Los cambios de sistema, en específico en los equipos, pueden requerir la calificación del personal para la operación correcta del equipo nuevo. Además, se debe proveer un reentrenamiento (refresco) para asegurar que el personal de la instalación entienda y adhiera a los procedimientos actualizados de funcionamiento de la instalación.

(h) El uso de nuevas tecnologías en el programa de gestión de Integridad y los resultados de tales usos se deben documentar y comunicar al personal correspondiente y a los interesados.

12 PLAN DEL CONTROL DE CALIDAD

Esta parte describe las actividades de control de calidad que deben ser parte de un programa aceptable de gestión de Integridad.

12.1 General

El *Control de calidad* según lo definido para este estándar es la “prueba documentada que el operador cumple con todos los requisitos de su programa gestión de Integridad.”

Los operadores de tuberías que tienen un programa de control de calidad que cumpla o exceda los requisitos en este párrafo pueden incorporar las actividades del programa de gestión de Integridad dentro de su plan existente. Para aquellos operadores que no tienen un programa de la calidad, este párrafo señala los requisitos básicos de tal programa.

12.2 Control de la gestión de la calidad

(a) Los requisitos de un programa de control de calidad incluyen la documentación, implementación y mantenimiento. Usualmente las siguientes seis actividades se necesitan:



(1) identificar los procesos que serán incluidos en el programa de la calidad

(2) determinar la secuencia y la interacción de estos procesos

(3) determinar los criterios y los métodos necesarios para asegurar que la operación y control de estos procesos sea eficaz

(4) proporcionar los recursos y la información necesarios para apoyar la operación y la supervisión de estos procesos

(5) monitorear, medir y analizar estos procesos

(6) implementar las acciones necesarias para alcanzar resultados planificados y la mejora continua de estos procesos

(b) Específicamente, las actividades que se deberían incluir en el programa de control de calidad son las siguientes:

(1) determinar la documentación requerida e incluirla en el programa de calidad. Estos documentos serán controlados y mantenidos en ubicaciones apropiadas durante la duración del programa. Ejemplos de actividades documentadas incluyen valoraciones de riesgo, el plan gestión de Integridad, informes de gestión de integridad y documentos de datos.

(2) las responsabilidades y las autoridades bajo este programa deben estar clara y formalmente definidas.

(3) los resultados del programa de gestión de Integridad y del programa de control de calidad serán revisados en períodos predeterminados, haciendo recomendaciones para las mejoras.

(4) el personal involucrado en el programa de gestión de Integridad debe ser competente, consciente del programa y de todas sus actividades y calificado para ejecutar las actividades dentro del programa. Documentación de tales competencias, conocimientos y calificación y los procesos para su logro, deben ser parte del plan de control de calidad.

(5) el operador debe determinar cómo supervisar el programa de gestión de integridad para demostrar que se está implementando de acuerdo con el plan y documentar estos pasos. Estos puntos de control, criterios y/o métrica de desempeño deben ser definidos.

(6) se recomiendan auditorías internas periódicas del programa de gestión de integridad y de su plan de calidad. Una revisión del programa completo por parte de una tercera parte independiente o puede también ser útil.

(7) las acciones correctivas para mejorar el programa de gestión de Integridad o el plan de calidad deben ser documentadas y la eficacia de su implementación debe ser supervisada.

(c) Cuando un operador elige utilizar recursos externos para realizar cualquier proceso (por ejemplo, inspección con herramientas (pigging)) que afecte la calidad del programa gestión de Integridad, el operador asegurará el control de tales procesos y los debe documentar dentro del programa de calidad.

13 TÉRMINOS, DEFINICIONES Y SIGLAS

Véase la Figura 5 para la jerarquía de la terminología para la evaluación de integridad. (NT: Para efectos de entendimiento se han conservado los términos en inglés y se ha mantenido el orden del original.)

anomalía procesable (actionable anomaly) anomalías que pueden superar los límites aceptables basado en el análisis de datos de anomalía y de la línea de tubería del operador.

corrosión activa (active corrosion): corrosión que continúa o no se detiene.

montura anular rellena (annular filled saddle): una fabricación externa de acero, similar a un encamisado, excepto que una mitad es perforada y forjada para proveer un ajuste perfecto alrededor de un hot tap "T". La otra mitad alejada de la "T" es unida con cordones de soldadura igual que un encamisado "A". El espacio anular entre los tubos que contienen presión y la montura se rellena con un material incompresible para proveer soporte a la "T" soldada.

anomalía (anomaly): un desvío de la norma no examinado en el material del tubo, los recubrimientos o las soldaduras.

análisis de datos de anomalía y de tubería (anomaly and pipeline data analysis): el proceso a través del cual los datos de anomalías y línea de tubería son integrados y analizados para una futura clasificación y caracterización de anomalías.

soldadura por arco o soldadura de arco (arc welding o arc weld): grupo de procesos de soldadura que produce coalescencia por calentamiento con un arco. Los procesos son usados con o sin la aplicación de presión y con o sin material de aporte.

relleno (backfill): material colocado en un hoyo o zanja para llenar un espacio excavado alrededor de una línea de tubería u otros accesorios.

lote (batch): un volumen de líquido que fluye en masa en una línea de tubería separado físicamente del volumen(es) de líquido o gas adyacente [Herramientas de sellado (procesamiento por lotes) son comúnmente utilizadas para separación].

agujero de campana (bell hole): excavación que minimiza la alteración superficial y proporciona espacio suficiente para la revisión o la reparación de instalaciones enterradas.

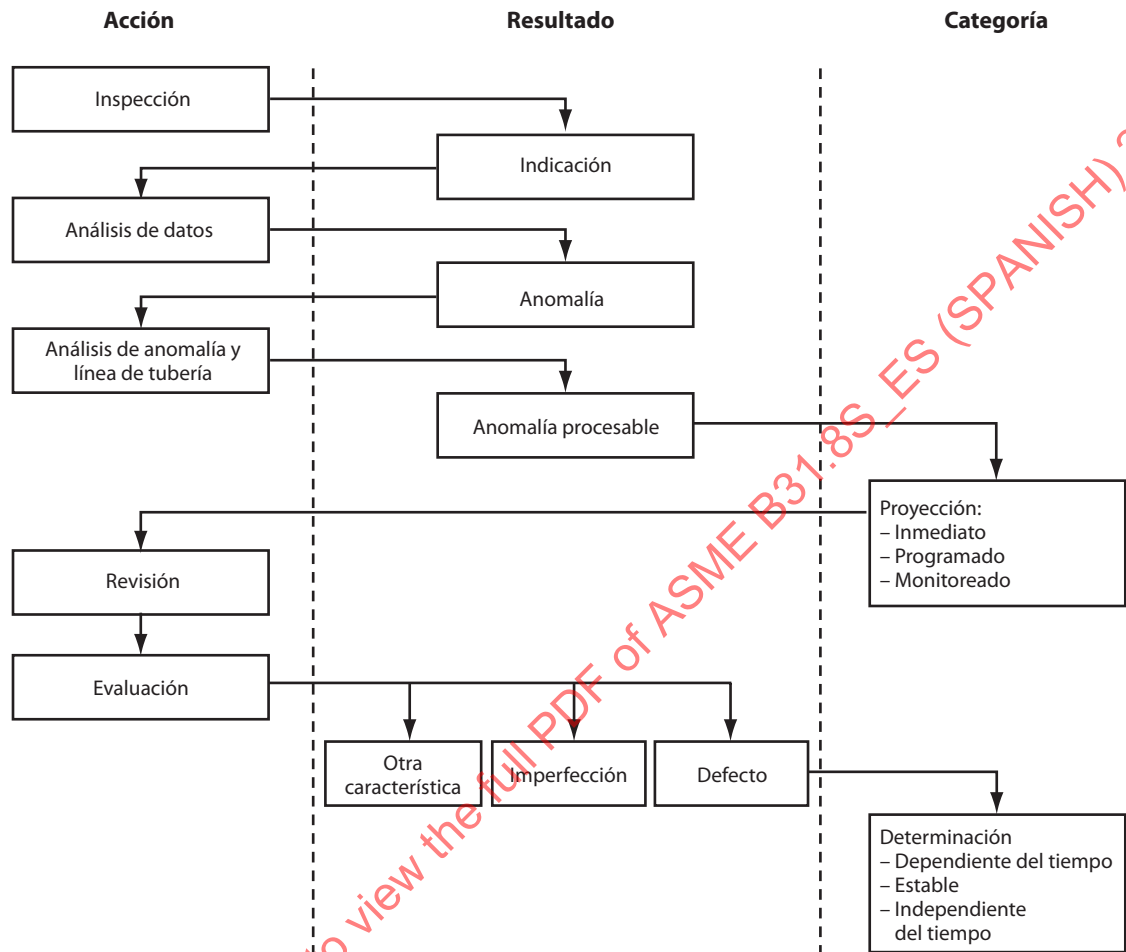
pandeo (buckle): condición en la cual la línea de tubería ha sido objeto de suficiente deformación plástica para sufrir pandeos permanentes en la pared del tubo o excesiva deformación transversal causada por doblado, impacto y/o cargas axiales o torsionales actuando solas o en combinación con presión hidrostática.

excavación de calibración (calibration dig): excavación exploratoria para validar hallazgos de una herramienta de inspección en línea, con el propósito de mejorar la interpretación de datos.

herramienta de calibración o de geometría (caliper tool or geometry tool): una herramienta instrumentada de inspección en-línea, diseñada para registrar condiciones tales como abolladuras, pandeos, ovalidad, radio de doblado y ángulo mediante la detección de la forma de la superficie interna del tubo.

dióxido de carbono (carbon dioxide): un gas pesado e incoloro que no admite de combustión, se disuelve en agua para

Figura 5. Jerarquía de la terminología para valoración de integridad



formar ácido carbónico y se encuentra en algunas corrientes de gas natural.

cast iron: el término no calificado “fundición de hierro” se aplicará a “hierro fundido gris” o “fundición gris”, el cual es un material ferroso fundido en el que la mayor parte del contenido de carbono se produce como carbono libre en forma de escamas intercaladas en el metal.

protección catódica (CP, Cathodic Protection): técnica por la cual la tubería metálica subterránea es protegida contra el deterioro (oxidación y picaduras (pitting)).

certificación (certification): testimonio escrito de calificación.

caracterizar (characterize): calificar el tipo, tamaño, forma, orientación y localización de una anomalía.

medición de potenciales a intervalos cortos (CIS, Close Interval Survey): técnica de inspección que incluye una serie de mediciones sobre el terreno de potencial tubo-suelo, tomadas

en incrementos predeterminados de unos pocos a varios pies (metros) a lo largo de la tubería y que se utilizan para proporcionar información sobre la eficacia del sistema de protección catódico.

recubrimiento (coating) composición líquida, licuable o masilla que después de la aplicación sobre una superficie se convierte en una película (film) sólida protectora, decorativa o funcional. Recubrimiento incluye cintas o bandas.

sistema de recubrimiento (coating system): cantidad y tipos de capas completas, aplicadas a un sustrato en un orden predeterminado. (Cuando se usa en sentido amplio se incluye, preparación de superficie, pretratamiento, espesor de película seca y la forma de aplicación.

componente o componente de tubería (component or pipeline component): un ítem o elemento individual fijado en línea con tubos, en un sistema de línea de tubería, tal como pero no limitado a válvulas, codos, T, bridas y cierres.

encamisado de material compuesto (composite repair sleeve): método permanente de reparación usando un encamisado de material compuesto sintético, que se aplica con pegamento.

consecuencia (consequence): el impacto que una falla de la tubería podría tener en el público, los empleados, las propiedades y el medio ambiente.

corrosión (corrosion): deterioro de un material, normalmente un metal que resulta de una reacción electroquímica con su medio.

inhibidor de corrosión (corrosion inhibitor): sustancia química o combinación de sustancias que cuando está presente en el medio o sobre una superficie previene o reduce la corrosión.

velocidad de corrosión (corrosion rate): velocidad a la que avanza la corrosión.

grieta (crack): defecto alargado muy estrecho, causado por separación mecánica en dos partes.

corriente (current): flujo de carga eléctrica.

análisis de datos (data analysis): el proceso de evaluación a través del cual indicaciones de inspección son clasificadas y caracterizadas.

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

abolladura (dent): deformación permanente de la sección circular del tubo, que produce una disminución en el diámetro y es cóncava hacia el interior.

detectar (detect): encontrar u obtener indicaciones de pérdida de espesor de pared mensurables, de una anomalía en una línea de tubería de acero usando inspección en línea u otras tecnologías.

diámetro o diámetro exterior nominal (diameter or nominal outside diameter): diámetro exterior del tubo como producido o como especificado. No debe confundirse con el adimensional NPS (DN). Por ejemplo, un tubo NPS 12 (DN 300) tiene un diámetro exterior especificado de 12.750 pulgadas (323,85 mm), un tubo NPS 8 (DN 200) tiene un diámetro exterior especificado de 8.625 pulgadas (219,08 mm) y un tubo NPS 24 tiene un diámetro exterior especificado de 24.000 pulgadas (609,90 mm).

gradiente de voltaje de corriente directa (DCVG, Direct Current Voltage Gradient): técnica de inspección que incluye las medidas eléctricas sobre el suelo tomadas en incrementos predeterminados a lo largo de la tubería y se utiliza para proporcionar información de la eficacia del sistema de recubrimiento.

documentado (documented): condición de estar en forma escrita.

tubería soldada con doble arco sumergido (DSAW pipe, Double Sumerged-arc welded pipe): tubos que tienen una costura longitudinal o helicoidal recta que contiene material de aporte depositado en ambos lados de la junta por el proceso de soldado con arco sumergido.

ductilidad (ductility): medida de la capacidad de un material para ser deformado plásticamente antes de fracturarse.

ECA (ECA): análisis de ingeniería soportado por pruebas que estiman el intervalo de operación segura continuado. ECA a menudo es usado para evaluar defectos y al ser menos conservador que el criterio tradicional, sustenta una extensión del intervalo de reparación o reemplazo. ECA ofrece orientación constructiva para calificación de pruebas de ultrasonido automático tal como tipo de defecto, tipo de equipamiento, incertidumbres en detección de defectos y dimensionamiento de defectos.

tubería soldada con soldadura de resistencia eléctrica (ERW pipe, Electric Resistance Welded Pipe): tubos que tienen una costura longitudinal recta producida sin el aporte de material por el uso de presión y calor obtenidos de la resistencia eléctrica. La formación de la tubería de ERW es distinta a la de soldada al arco y la de la tubería soldada en horno, puesto que la tubería es el resultado de ser producido en un proceso de conformación continua de bobinas de placa plana.

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

ambiente (environment): entorno o condiciones (física, química, mecánica) en la cual un material existe.

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

evaluación (evaluation): análisis y determinación de la aptitud de la facilidad para el servicio bajo condiciones de funcionamiento actuales.

examen (examination): inspección física directa de una línea de tubería que puede incluir el uso de técnicas o modos de examen no destructiva (END).

experiencia (experience): actividades de trabajo realizadas en un método específico de END, bajo la dirección de supervisión calificada, incluyendo la ejecución del método de END y las actividades relacionadas, pero sin incluir el tiempo dedicado en programas de entrenamiento organizados.

corrosión galvánica (galvanic corrosion): corrosión acelerada de un metal a causa de un contacto eléctrico con uno o más metales nobles y/o una o más secciones nobles de un metal o conductor no metálico en un electrolito corrosivo.

falla (failure): término general utilizado para indicar que una parte en servicio ha llegado a ser totalmente inoperable; sigue siendo operable pero es incapaz de realizar satisfactoriamente su función prevista; o se ha deteriorado seriamente, al punto de ser no confiable o insegura para el uso continuado.

fatiga (fatigue): proceso de desarrollo o crecimiento de una grieta, como resultado de ciclos repetidos de esfuerzo.

película (film): capa delgada de material, no necesariamente visible.



gas (gas): como se utiliza en este Código, cualquier gas o la mezcla de gases apropiados como combustible doméstico o industrial y transportado o distribuido al usuario a través de un sistema de tuberías. Los tipos comunes son gas natural, gas manufacturado y gas licuado de petróleo distribuido como vapor, con o sin la adición del aire.

planta de procesamiento de gas (gas processing plant): instalación utilizada para extraer productos comerciales del gas.

sistema de recolección (gathering system): uno o más segmentos de la tubería, por lo general interconectados para formar una red, que transporta gas de una o más instalaciones de producción a la entrada de una planta de procesamiento de gas. Si no existe la planta de procesamiento de gas, el gas es transportado lo más aguas debajo de cualquiera de lo siguiente:

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

(b) el punto donde se realiza la acumulación y la preparación de gas de los campos de producción de geográfica de proximidad razonable.

sistema de información geográfico (geographic information system): sistema de software, hardware, datos y personal para ayudar al manejo, análisis y presentación de la información ligada a una ubicación geográfica.

soldadura circunferencial (girth weld): soldadura a tope, circunferencial completa, que une tubos o accesorios.

sistema de posicionamiento global (GPS: Global Positioning System): sistema utilizado para determinar la latitud y la longitud de localizaciones usando los satélites del GPS.

socavado (gouge): pérdida de metal inducida mecánicamente, que causa surcos alargados o cavidades en el metal de la línea de tubería.

sistema de distribución de alta presión (high-pressure distribution system): sistema de tubería de distribución de gas que opera a una presión más alta que la presión de servicio estándar entregada al cliente. En estos sistemas se requiere un regulador de servicio en cada línea para controlar la presión entregada al cliente.

daños inducidos por hidrógeno (Hydrogen-Induced Damage): tipo de degradación de los metales causados por la exposición a ambientes (líquido o gas) que permiten la absorción del hidrógeno dentro del material. Ejemplos del daño inducido por hidrógeno son la formación de grietas, ampollas, o vacíos internos en aceros; fragilidad (es decir, pérdida de ductilidad); y ataque por hidrógeno a alta temperatura del (p. ej.: descarbonización superficial y reacción química con hidrógeno).

sulfuro de hidrogeno (hydrogen sulfide) (H₂S): impureza tóxica gaseosa encontrada en algunas corrientes de gas de pozo. También puede ser generada in situ como resultado de actividad microbiológica.

prueba hidrostática (hydrostatic test or hydrotest): prueba de presión usando agua como medio.

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

incidente (incident): liberación no intencional de gas debido a la falla de una tubería.

inclusión (inclusion): fase no metálica, tal como una partícula de óxido, sulfuro o silicato en una línea de tubería de metal

indicación (indication): hallazgo de una técnica de examen no destructivo. Puede o no puede ser un defecto.

inspección en línea (ILI): In Line Inspection: Técnica de inspección de líneas de tuberías que utiliza los dispositivos conocidos en la industria como marranos (pigs) inteligentes. Estos dispositivos se desplazan dentro de la tubería y proporcionan indicaciones sobre la pérdida de metal, deformaciones y otros defectos.

línea de tubería en servicio (in-service pipeline): definida aquí como una línea de tubería que contiene gas natural a ser transportado. El gas puede estar fluyendo o no.

inspección (inspection): uso de una técnica de ensayo no destructivo.

integridad (integrity): definida aquí como la capacidad de la línea de tubería para soportar todas las cargas previstas (incluidos los esfuerzos circunferenciales debidos a la presión de operación) más el margen de seguridad establecido por esta sección.

valoración de Integridad (integrity Assessment): proceso que incluye la inspección de las instalaciones de la tubería, evaluando las indicaciones resultantes de las inspecciones, examinando la tubería utilizando una variedad de técnicas, evaluando los resultados de las inspecciones, caracterizando la evaluación por el tipo y la severidad del defecto y determinando la integridad resultante de la tubería a través del análisis.

trampa de envío (launcher): instalación de la línea de tubería utilizada para insertar una herramienta de inspección dentro de una línea de tubería presurizada, algunas veces llamada "trampa para marrano".

fuga (leak): escape no intencional de gas de la tubería. La fuente del escape pueden ser perforaciones, grietas (incluidas las que se propagan y las que no se propagan, longitudinal y circunferencial), separaciones o desacople y conexiones débiles.

largo (length): una pieza de tubo de la longitud entregada por la fábrica. Cada pieza es llamada un largo, independientemente de su dimensión. A veces se lo llama "junta" pero es preferido "longitud".

gas(es) licuado(s) de petróleo (GLP) (liquefied petroleum gas(es) (LPG): gases de petróleo líquido, compuesto predominantemente por los siguientes hidrocarburos ya sea en sí mismos o como mezclas: butano (butano normal



o isobutano), butileno (incluidos los isómeros) propano, propileno y etano. GLP se puede almacenar como líquido bajo presiones moderadas (aproximadamente 80 psig [550kPa] a 250 psig [1720kPa]) a temperatura ambiente.

sistema de distribución de baja presión (low-pressure distribution system): sistema de tubería de distribución de gas en la cual la presión de gas en las líneas principales y de servicio es sustancialmente la misma que la entregada para las aplicaciones de los clientes. En estos sistemas no se requerido un regulador de servicio en las líneas individuales.

línea de tubería de bajo esfuerzo (low stress pipeline): línea de tubería que es operada completamente a un nivel de esfuerzos circunferenciales del 20% o menos del límite de fluencia mínimo especificado.

fuga de flujo magnético (MFL: Magnetic Flux Leakage): tipo de técnica de inspección en línea que induce un campo magnético en una pared de la tubería entre dos polos de un imán. Sensores registran los cambios en el flujo magnético (flujo) que se puede utilizar para evaluar pérdida de metal.

inspección por partículas magnéticas (magnetic particle inspection) (MPI): un método de ensayo no destructivo que utiliza fugas de campo magnético y materiales de indicación adecuados para revelar indicaciones de discontinuidad superficial y subsuperficial.

gestión de cambio (management of change): proceso que sistemáticamente reconoce y comunica a quienes corresponda de los cambios de naturaleza técnica, física, procedimental, u organizacional que pueda afectar integridad del sistema.

presión de funcionamiento máxima permitida (MAOP, Maximum Allowable Operating Pressure): presión máxima en la cual un sistema de gas puede ser operado conforme con las provisiones del código de ASME B31.8.

daño mecánica (mechanical damage): tipo de daño al metal o recubrimiento de una tubería causado por la aplicación de una fuerza externa. Los daños mecánicos pueden incluir abolladuras, extracción de recubrimiento, extracción de metal, movimiento de metal, eliminación en frío del metal subyacente, perforación y esfuerzos residuales.

pérdida de metal (metal loss): tipos de anomalías en tubos en los que se ha eliminado material de la superficie, por lo general debido a corrosión o arranque de material.

corrosión influenciada por efecto microbiológico (MIC, Microbiologically influenced corrosion): corrosión o deterioro de metales producto de la actividad metabólica de microorganismos. Este tipo de corrosión se puede iniciar o acelerar por actividad microbiana.

mitigación (mitigation): limitación o reducción de la probabilidad de ocurrencia o de la consecuencia prevista para un determinado acontecimiento.

municipio (municipality): ciudad, país o cualquier otra subdivisión política de un estado.

ensayo no destructivo (END, Non Destructive Examination):

método de ensayo, tal como radiografía, ultrasonido, ensayo electromagnético, líquidos penetrantes, inspección visual, ensayo de fuga, corrientes Eddy y emisión acústica o técnicas de ensayo tales como, pérdida de flujo magnético, inspección por partículas magnéticas, ultrasonido de onda transversal y onda comprimida. que no daña el ítem que es examinado. Esta técnica incluye inspección visual, radiografías, ultrasonido, electromagnética y los métodos de tintas penetrantes.

esfuerzo de operación (operating stress): esfuerzo en un tubo o miembro estructural bajo condiciones normales de operación.

operador o compañía operadora (operator or operating company): individuo, sociedad, corporación, agencia pública, el propietario, agente, u otra entidad actualmente responsable del diseño, construcción, inspección, prueba, operación y mantenimiento de las instalaciones de líneas de tuberías.

programa de gestión de Integridad basado en el desempeño (performance-based integrity management program): proceso de gestión de Integridad que utiliza principios de gestión de riesgo y las valoraciones de riesgo para determinar la prevención, detección y las acciones de la mitigación y su sincronización.

cerdo, marrano, chanchito, cochino (pig): dispositivo que corre al interior de una tubería para limpiar o para examinar la tubería, o para separar los líquidos por lotes.

inspección con herramientas (pigging): uso de cualquier dispositivo, herramienta o vehículo independiente y auto contenido que se mueve internamente por la tubería para inspeccionar, limpiar o secar

tubo (pipe): es un producto tubular incluyendo "tubing", fabricado para su venta como un ítem de producción, usado primariamente para conducir un fluido y en ocasiones para almacenaje. Cilindros conformados usando placas durante la fabricación de equipos auxiliares no son tubos como se define aquí.

grado del tubo (pipe grade): parte de la especificación de material para tubos que incluye el esfuerzo mínimo de fluencia especificado.

tubería (pipeline): todas las partes de las instalaciones físicas a través de las cuales el gas fluye en el transporte, incluyendo: tubería, válvulas, accesorios, bridas, (incluyendo pernos y empaquetaduras), reguladores, recipientes de presión, amortiguadores de cavitación, válvulas de alivio y otros artefactos unidos a la tubería; unidades compresoras; válvulas de alivio, aberturas fijadas a los tubos, estaciones de medición; estaciones de regulación de presión y otras estructuras ensambladas. Se incluye dentro de esta definición las líneas de transmisión y de acopio de gas que transportan el gas desde instalaciones de producción a ubicaciones en tierra y equipamiento de almacenaje de gas del tipo de tubos cerrados fabricados o forjados a partir de tubos o fabricados a partir de tubos y accesorios.

instalación de tubería (pipeline facility): tuberías nuevas y existentes, servidumbre de paso y todo equipo, instalación

o construcción utilizados en el transporte de gas o en el tratamiento de gas en el curso del transporte.

potencial tubo-suelo (pipe-to-soil potential): diferencia de potencial eléctrico entre la superficie de una estructura metálica enterrada o sumergida y el electrolito, que se mide con referencia a un electrodo en contacto con el electrolito.

diagrama de tubería e instrumentación (piping and instrumentation diagram) (P&ID): plano que muestra la tubería e instrumentación de una tubería o instalación de tubería.

picaduras (pitting): corrosión localizada de una superficie de metal que es confinada en un área pequeña y toma la forma de cavidades llamadas picaduras.

presión de falla predicha (predicted failure pressure) P_f : una presión interna que se usa para priorizar un defecto como inmediato, programado o monitoreado. Véase explicación detallada en Figura 4. La presión de falla se calcula utilizando el método de B31G o similar cuando el factor de diseño se establece en la unidad (uno).

programa de gestión de integridad prescriptivo (prescriptive integrity management program): proceso de gestión de Integridad que sigue condiciones preestablecidas que dan actividades de inspección y de mitigación fijadas y programación en el tiempo.

presión (pressure): a menos que se indique lo contrario, la presión se expresa en libras por pulgada cuadrada (kilopascales) por encima de la presión atmosférica (presión manométrica) y se abrevia como psig (KPa).

prueba de presión (pressure test): medio por el cual se evalúa la integridad de una sección de un equipo (tubo), en el cual el ítem se llena de un líquido, es sellado y sometido a presión. Se utiliza para validar la integridad y para detectar defectos de la construcción y materiales defectuosos.

probabilidad (probability): posibilidad de ocurrencia de un incidente.

calificación (qualification): demostración y documentación de los conocimientos, destrezas y habilidades junto con la experiencia y formación documentadas del personal para realizar apropiadamente las funciones de un trabajo o tarea específica.

trampa de recepción (receiver): instalación de la línea de tubería para retirar la herramienta (marrano). Algunas veces se denomina “trampa para marrano”.

esfuerzo residual (residual stress): esfuerzo presente en un objeto en ausencia de cualquier carga externa. Comúnmente es el resultado de los procesos de fabricación o de construcción.

resistividad (resistivity):

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

(b) medida de la capacidad de un electrolito (ej. Suelo) para resistir el flujo de carga eléctrica (p. ej.: corriente de protección catódica).

Datos de resistividad se usan para diseñar una malla de tierra para un sistema de protección catódica.

gas rico (rich gas): gas que contiene cantidades significativas de hidrocarburos o componentes que son más pesados que el metano y etano. Los gases ricos se descomprimen de manera diferente que el metano o el etano puro.

servidumbre/derecho de paso (ROW, right of way): el segmento de tierra sobre la cual están construidas las tuberías (gasoductos), ferrocarriles, las líneas de transmisión de energía, rutas, carreteras y otras instalaciones similares. Asegura el derecho de paso a través de propiedades de terceros. Los acuerdos de servidumbres o derechos de paso permiten generalmente el derecho de ingreso y salida para la operación y el mantenimiento de la instalación, así como la instalación de la misma. El ancho de la servidumbre puede variar y generalmente se determina basado en la negociación con el propietario afectado o por alguna acción legal.

riesgo (risk): medida de la pérdida potencial en términos tanto de probabilidad de ocurrencia de un incidente y la magnitud de las consecuencias.

valoración de riesgo (risk assessment): proceso sistemático en el cual se estiman los peligros potenciales de la operación de la instalación y la posibilidad y las consecuencias de ocurrencia de potenciales eventos adversos. Las valoraciones de riesgo pueden tener alcances variables y se realicen con diversos niveles de detalle dependiendo de los objetivos del operador (véase el párrafo 5).

gestión de riesgo (risk management): programa total que consiste en identificar amenazas potenciales a un área o a un equipo; determinación el riesgo asociado a esas amenazas en términos de posibilidad y consecuencias del incidente; mitigación del riesgo por la atenuación de la posibilidad, las consecuencias, o ambas; y midiendo los resultados de la reducción del riesgo alcanzados.

análisis de la causa raíz (root cause analysis): familia de procesos implementados para determinar la causa primaria de un acontecimiento. Todos estos procesos buscan examinar una relación de causa-efecto en la organización y el análisis de datos. Estos procesos son de uso frecuente en análisis de fallas.

ruptura (rupture): falla completa de cualquier porción de la tubería que permite que el producto escape al ambiente.

herrumbre (rust): producto de corrosión compuesto de varios óxidos de hierro y óxidos de hierro hidratados. (Este término aplica solamente a hierro y aleaciones ferrosas)

cordón de soldadura (seam weld): cordón longitudinal o helicoidal en un tubo realizado en fábrica con el propósito de hacer una sección transversal circular completa.

segmento (segment): longitud de tubería o parte del sistema que tiene características únicas en una localización geográfica específica.

sensores (sensors): dispositivos que reciben una respuesta a un estímulo. (ejemplo un sensor ultrasónico detecta ultrasonido)

deber (shall): deberá, no deberá y uso de tiempos verbales en futuro se utilizan para indicar que una disposición es obligatoria.

blindaje (shielding): se utiliza para evitar o desviar el flujo de corriente de protección catódica de su camino natural.

tener que (should): tiene que, no tiene que o se recomienda se utilizan para indicar que una disposición no es obligatoria, pero se recomienda como buena práctica.

exactitud dimensional (sizing accuracy): dado por el intervalo en el que un porcentaje fijado de todas las características de pérdida de metal, será clasificado. El porcentaje fijo se establece como el nivel de confianza.

cerdo, marrano, chanchito inteligente, diablo, herramienta inteligente (smart pig): término de la industria para un tipo de dispositivo de ILL.

licuefacción del suelo (soil liquefaction): condición del suelo por lo general causada por cargas dinámicas (por ejemplo sismo, olas) que reducen de tal forma la resistencia efectiva al corte del suelo de modo que éste muestra las propiedades de un líquido.

esfuerzo mínimo de fluencia especificado (SMYS, Specified Minimum Yield Strength): expresado en libras por pulgada cuadrada (mega pascales), esfuerzo mínimo de fluencia requerido por la especificación bajo la cual se compra el tubo al fabricante.

concentrador de tensión (stress concentrator): discontinuidad en una estructura o cambio en el contorno que causa un aumento local en la tensión.

campo de almacenaje (storage field): zona geográfica que contiene un pozo o pozos que se han completado (agotado) y dedicados al almacenaje subterráneo de grandes cantidades de gas para su posterior recuperación, transporte y uso final.

deformación (strain): cambio en la longitud de un material como respuesta a una fuerza aplicada, expresada en función unidad de longitud (por ejemplo, pulgadas por pulgada o milímetros por milímetro).

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

agrietamiento por corrosión bajo esfuerzos (SCC: Stress Corrosion Cracking): forma de un ataque ambiental al metal que implica una interacción de un ambiente corrosivo local y esfuerzos de tensión en el metal, dando como resultado la formación y el crecimiento de grietas.

nivel de esfuerzos (stress level): nivel de esfuerzos tangenciales o circunferenciales, generalmente se expresa como un porcentaje del esfuerzo mínimo de fluencia especificado.

expertos en la materia (subject matter experts): individuos que tienen pericia en un área específica de operación o de ingeniería.

soldadura por arco sumergido (submerged arc welding): proceso de soldadura por arco que usa un arco o arcos entre un electrodo o electrodos de metal desnudo y el baño de fusión. El arco y el metal fundido están protegidos por una manta de fundente granular sobre la pieza. El proceso se utiliza sin presión y con metal de aporte del electrodo y a veces de una fuente suplementaria (alambre de soldadura, fundente o gránulos de metal).

encuesta (survey): mediciones, inspecciones u observaciones con el objeto de descubrir e identificar eventos o condiciones que indiquen desvíos de la operación normal o condición de la línea de tubería no dañada.

sistema o sistema de tubería (system or pipeline system): la infraestructura completa de tubería o grandes tramos de esa infraestructura pertenecientes a un operador que tiene puntos definidos de arranque y parada.

daños por terceros (third party damages): daños a una instalación de línea de tubería de gas producido por una parte externa a aquellos que ejecutan los trabajos para el operador. Para los propósitos de este Código, esto último también incluyen daños causados por el personal del operador o por los contratistas del operador.

herramienta (tool): término genérico que significa cualquier tipo de herramienta instrumentada o marrano.

entrenamiento (training): programa organizado desarrollado para impartir los conocimientos y habilidades necesarias para calificación.

línea de transmisión (transmission line): segmento de una tubería instalada en un sistema de transmisión o entre patios de almacenaje.

sistema de transmisión (transmission system): uno o más segmentos de tubería, interconectados generalmente para formar una red, que transporta el gas desde un sistema de recolección, desde la salida de una planta de procesamiento de gas, o desde un patio de almacenamiento hasta un sistema de distribución de alta o baja presión, un cliente de gran consumo, o a otro patio de almacenaje.

transporte del gas (transportation of gas): recolección, transmisión o distribución de gas por tubería o almacenamiento de gas.

ultrasonico (ultrasonic): sonido de alta frecuencia. La inspección ultrasónica se utiliza para determinar el espesor de pared y para detectar la presencia de defectos.

reclasificación (uprating): calificación de una línea de tubería o línea principal existentes para una mayor Máxima Presión de Operación Admisable (MAOP).

soldadura (weld): coalescencia localizada de metales o no metales producida por calentamiento de los materiales a la temperatura de soldadura, con o sin aplicación de presión o solamente con aplicación de presión y con o sin el uso de material de aporte.



procedimiento de soldadura (welding procedure): métodos y prácticas detalladas involucradas en la producción de soldaduras.

curva ondulada (wrinkle bend): curvas de tubos producidas por maquinaria de campo o en un proceso controlado que pueden dar lugar discontinuidades en el sobre el radio interior. La ondulación es producida deliberadamente como una forma de reducir el meridiano interno de la curva. Este término no aplica a curvas con incidentes menores u ondulación suave.

14 REFERENCIAS Y ESTÁNDARES

Lo que sigue es una lista de las publicaciones que apoyan o se refieren a este estándar.

(Nota: Se han mantenido los títulos y las referencias en inglés)

ANSI/ISO/ASQ Q9004-2000, Quality Management Systems (Spanish Language Version): Guidelines for Performance Improvements

Publisher: American Society for Quality (ASQ), P.O. Box 3005, Milwaukee, WI 53201

API 1160, Managing System Integrity for Hazardous Liquid Pipelines

API 1162, Recommended Practice, Public Awareness Programs for Pipeline Operators

API 1163, In-Line Inspection Systems Qualifications

Publisher: American Petroleum Institute (API), 1220 L Street, NW, Washington, DC 20005

ASME B31.8, Gas Transmission and Distribution Piping Systems

ASME B31G, Manual for Determining the Remaining Strength of Corroded Pipelines: A Supplement to ASME B31 Code for Pressure Piping

ASME CRTD-Vol. 40-1, Risk-Based In-Service Testing — Development of Guidelines, Volume 1: General Document

ASME Research Report, History of Line Pipe Manufacturing in North America

ASME STP-PT-011, Integrity Management of Stress Corrosion Cracking in Gas Pipeline High Consequence Areas, October 31, 2008

IPC2002-27131, Qualification of Procedures for Welding Onto In-Service Pipelines

IPC2006-10163, Method for Establishing Hydrostatic Re-Test Intervals for Pipelines With Stress Corrosion Cracking

IPC2006-10299, Comparison of Methods for Predicting Safe Parameters for Welding Onto In-Service Pipelines

IPC2008-64353, Improved Burnthrough Prediction Model for In-Service Welding Applications

Publisher: The American Society of Mechanical Engineers (ASME), Three Park Avenue, New York, NY 10016-5990; Order Dept.: 22 Law Drive, Box 2300, Fairfield, NJ 07007-2300

Common Ground: Study of One-Call Systems and Damage Prevention Best Practices

Publisher: Office of Pipeline Safety (OPS), Research and Special Programs Administration, U.S. Department of Transportation, 400 Seventh Street, SW, Washington, DC 20590

GPTC 2000-19, Technical Report — Review of Integrity Management for Natural Gas Transmission Pipelines

Publisher: Gas Piping Technology Committee (GPTC) of the American Gas Association (AGA), 400 N. Capitol Street, NW, Washington, DC 20001

GRI-00/0076, Evaluation of Pipeline Design Factors

GRI-00/0077, Safety Performance of Natural Gas Transmission and Gathering Systems Regulated by Office of Pipeline Safety

GRI-00/0189, Model for Sizing High Consequence Areas Associated With Natural Gas Pipelines

GRI-00/0192, GRI Guide for Locating and Using Pipeline Industry Research

GRI-00/0193, Natural Gas Transmission Pipelines: Pipeline Integrity — Prevention, Detection, & Mitigation Practices

GRI-00/0228, Cost of Periodically Assuring Pipeline Integrity in High Consequence Areas by In-Line Inspection, Pressure Testing and Direct Assessment

GRI-00/0230, Periodic Re-Verification Intervals for High-Consequence Areas

GRI-00/0231, Direct Assessment and Validation

GRI-00/0232, Leak Versus Rupture Considerations for Steel Low-Stress Pipelines

GRI-00/0233, Quantifying Pipeline Design at 72% SMYS as a Precursor to Increasing the Design Stress Level

GRI-00/0246, Implementation Plan for Periodic Re-Verification Intervals for High-Consequence Areas

GRI-00/0247, Introduction to Smart Pigging in Natural Gas Pipelines

GRI-01/0027, Pipeline Open Data Standard (PODS)

GRI-01/0083, Review of Pressure Retesting for Gas Transmission Pipelines

GRI-01/0084, Proposed New Guidelines for ASME B31.8 on Assessment of Dents and Mechanical Damage

GRI-01/0085, Schedule of Responses to Corrosion-Caused Metal Loss Revealed by Integrity-Assessment Results

GRI-01/0111, Determining the Full Cost of a Pipeline Incident

GRI-01/0154, Natural Gas Pipeline Integrity Management Committee Process Overview Report

GRI-04/0178, Effect of Pressure Cycles on Gas Pipelines

GRI-95/0228.1, Natural Gas Pipeline Risk Management, Volume I: Selected Technical Terminology

GRI-95/0228.2, Natural Gas Pipeline Risk Management, Volume II: Search of Literature Worldwide on Risk Assessment/Risk Management for Loss of Containment

GRI-95/0228.3, Natural Gas Pipeline Risk Management, Volume III: Industry Practices Analysis

GRI-95/0228.4, Natural Gas Pipeline Risk Management,



Volume IV: Identification of Risk Management Methodologies

Publisher: Gas Technology Institute (GTI), 1700 South Mount Prospect Road, Des Plaines, IL 60018

Guidelines for Technical Management of Chemical Process Safety

Publisher: Center for Chemical Process Safety (CCPS) of the American Institute of Chemical Engineers (AIChE), 3 Park Avenue, New York, NY 10016

Integrity Characteristics of Vintage Pipelines

Publisher: The INGAA Foundation, Inc., 10 G Street, NE, Suite 700, Washington, DC 20002

Juran's Quality Control Handbook (4th Edition)

Publisher: McGraw-Hill Book Company, 1221 Avenue of the Americas, New York, NY 10020

NACERP0169, Control of External Corrosion on Underground or Submerged Metallic Piping Systems

NACE RP0204, Stress Corrosion Cracking Direct Assessment (SCCDA) Methodology

NACE SP0106-2006, Control of Internal Corrosion in Steel Pipelines and Piping Systems

NACE SP0206-2006, Internal Corrosion Direct Assessment Methodology for Pipelines Carrying Normally Dry Natural Gas (DG-ICDA)

Publisher: National Association of Corrosion Engineers (NACE) International, 1440 South Creek Drive, Houston, TX 77084

Pipeline Risk Management Manual (2nd Edition)

Publisher: Gulf Publishing Company, P.O. Box 2608, Houston, TX 77252

PR-218-9801, Analysis of DOT Reportable Incidents for Gas Transmission and Gathering System Pipelines, 1985-1997

PR 268-9823, Guidelines for the Seismic Design and Assessment of Natural Gas and Liquid Hydrocarbon Pipelines

Publisher: Pipeline Research Council International, Inc. (PRCI), 1401 Wilson Boulevard, Arlington, VA 22209



APÉNDICE A NO OBLIGATORIO

GRÁFICAS DE PROCESO PARA AMENAZAS Y PLANES DE GESTIÓN DE INTEGRIDAD PRESCRIPTIVOS

Este Apéndice no obligatorio proporciona las gráficas de proceso y lo esencial de un plan de gestión de integridad prescriptivo para las nueve categorías de amenazas incluidas en el cuerpo principal de este Código. Las actividades y períodos requeridos no son aplicables para las condiciones severas que pueda encontrar el operador. En esos casos, puede necesitarse el análisis más riguroso e inspecciones más frecuentes.

A-1 AMENAZA DE CORROSIÓN EXTERNA

A-1.1 Alcance

La sección A-1 proporciona un plan de gestión de integridad para tratar la amenaza y los métodos de valoración de integridad y mitigación de la corrosión externa (véase la Figura A-1). La corrosión externa está definida en este contexto como incluyendo la corrosión galvánica y la corrosión microbiológicamente influenciada (MIC).

Esta sección delinea el proceso de gestión de Integridad para la corrosión externa en general y también cubre algunos aspectos específicos. El análisis de los incidentes en las líneas de tubería identifico a la corrosión externa entre las causas de incidentes pasados.

A-1.2 Recolección, revisión e integración de los datos

Los siguientes conjuntos de datos mínimos deben recolectarse para cada segmento y deben revisarse antes de conducir una valoración del riesgo. Estos datos son recogidos para soportar la realización de la valoración del riesgo y para otras consideraciones especiales, como la identificación de situaciones severas las cuales pueden requerir más actividades, o actividades adicionales.

- (a) Año de instalación
- (b) Tipo de recubrimiento
- (c) Condición del recubrimiento
- (d) Años con una protección catódica adecuada
- (e) Años con una protección catódica cuestionable
- (f) Años sin protección catódica
- (g) Característica del suelo
- (h) Informes de inspección de la tubería (agujero tipo campana)
- (i) MIC detectado (sí, no, o desconocido)
- (j) Historia de fugas
- (k) Espesor de pared
- (l) Diámetro
- (m) Nivel de esfuerzo en operación (%SMYS)
- (n) Información sobre la prueba hidrostática pasada.

Para esta amenaza, los datos se utilizan principalmente para priorizar la valoración de integridad y/o las actividades de mitigación. Cuando los datos del operador no estén

disponibles, deben usarse suposiciones conservadoras cuando se desarrolle la valoración del riesgo, o alternativamente, el segmento debe tener la más alta prioridad.

A-1.3 Criterio y valoración de riesgos

Para las líneas de tubería o los segmentos de tubería nuevos, el operador puede escoger utilizar la selección del material original, condiciones de diseño, e inspecciones durante la construcción, como también la historia de operación actual, para establecer la condición de la tubería. Para esta situación, el operador tiene que determinar si las inspecciones durante la construcción tienen igual o mayor rigor que aquel proporcionado por la valoración de integridad prescrita en este Código.

En ningún caso, el período entre la construcción y la primera re-evaluación requerida de la integridad deberá superar de 10 años para la tubería que opere por encima del 60% SMYS, 13 años para la tubería que opere entre el 50% del SMYS y el 60% del SMYS, 15 años para la tubería que opere entre el 30% del SMYS y el 50% del SMYS y 20 años para la tubería que opere por debajo del 30% del SMYS.

Para todos los segmentos de líneas de tubería más antiguas que las indicadas anteriormente, la valoración de integridad debe conducirse utilizando una metodología, dentro el período de respuesta especificado, como se indica en el párrafo A-1.5.

Las evaluaciones de integridad anteriores pueden considerarse como el cumplimiento con estos requisitos, siempre que las inspecciones tengan un rigor igual o mayor que aquel indicado por las inspecciones prescritas en este Código.

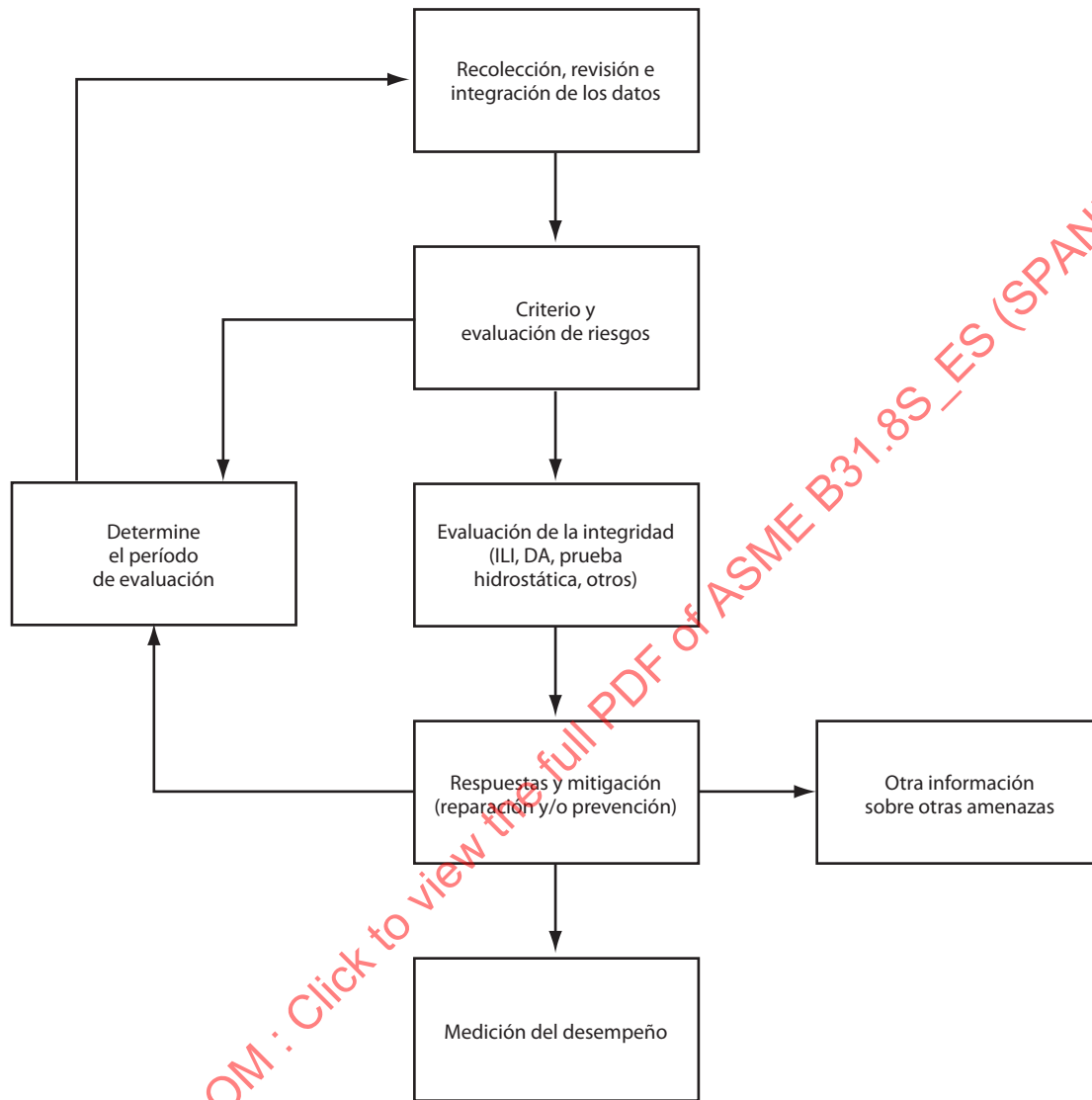
A-1.4 Valoración de integridad

El operador tiene que escoger uno de los tres métodos de evaluar la integridad: inspección en línea con una herramienta capaz de detectar las pérdidas de pared, tal como una herramienta MFL; realizar una prueba de presión; o conducir una valoración directa..

(a) *Inspección en línea.* El operador debe consultar la sección 6 de este Código, la cual define la capacidad de varios dispositivos de ILI y proporciona los criterios para el funcionamiento de la herramienta.

(b) *Prueba de presión.* El operador debe consultar la sección 6 de este Código, la cual define como conducir las pruebas post-construcción y en servicio de las líneas de tubería. El operador selecciona la prueba apropiada y él/ella o su representante realiza la prueba.



Figura A-1 Plan de gestión de integridad, amenaza de corrosión externa (Proceso simplificado: prescriptivo)

(c) *Valoración directa.* El operador debe consultar la sección 6 de este Código, la cual define el proceso, herramientas, e inspecciones. El operador selecciona las herramientas apropiadas y él/ella o su representante realiza las inspecciones.

A-1.5 Respuestas y mitigación

Las respuestas a las evaluaciones de integridad son detalladas a continuación.

(a) *Inspección en línea.* La respuesta depende de la severidad de la corrosión como se determine por los cálculos de la presión crítica de falla de las indicaciones (vea el ASME B31G o equivalente) y una velocidad de corrosión razonablemente anticipada o científicamente probada. Refiérase a la sección 7 para las respuestas de la valoración de integridad.

(b) *Valoración directa.* La respuesta depende del número de indicaciones examinadas, evaluadas y reparadas. Refiérase a la sección 7 para las respuestas de la valoración de integridad.

(c) *Prueba de presión.* El período depende de la prueba de presión. Si la prueba de presión fue no menor de 1.39 veces la MAOP, el período debe ser de 10 años. Si la prueba de presión fue no menor de 1.25 veces la MAOP, el período debe ser de 5 años (véase la sección 7).

Si la presión de operación real es menor que la MAOP, los factores mostrados anteriormente pueden aplicarse a la presión de operación real en vez de la MAOP para asegurar la integridad a la presión reducida solamente.

El operador debe seleccionar los métodos de reparación apropiados como se indica en la sección 7. El operador debe seleccionar las prácticas de prevención apropiadas como se indica en la sección 7.

A-1.6 Otros Datos

Durante las actividades de inspección, el operador puede descubrir otros datos que podrían usarse cuando se realice la valoración de riesgos para otras amenazas. Por ejemplo, cuando se conducía un ILI con una herramienta MFL. Pueden detectarse abolladuras en la mitad superior de la tubería. Esto puede haber sido ocasionado por daño por terceras personas. Luego es apropiado utilizar esta información cuando se conduce la valoración de riesgos para la amenaza daño por terceras personas.

A-1.7 Período de evaluación

El operador está obligado a evaluar la integridad periódicamente. El período para las evaluaciones depende de las respuestas tomadas como se indicó en el párrafo A-1.5.

Estos períodos son períodos máximos. El operador tiene que incorporar los datos nuevos dentro de la evaluación si estos están disponibles y estos pueden requerir evaluaciones de integridad más frecuentes. Por ejemplo, una fuga en un segmento que pudo haber sido causada por corrosión externa podría necesitar una re-evaluación inmediata.

Los cambios en el segmento también pueden requerir de una nueva evaluación. La gestión de cambios se trata en este Código, en la sección 11.

A-1.8 Mediciones del Desempeño

Las siguientes mediciones del desempeño deben documentarse para la amenaza de corrosión externa a fin de establecer la efectividad del programa y para confirmar el período de valoración de integridad:

(a) Número de fallas en las pruebas hidrostáticas causadas por corrosión externa

(b) Número de acciones de reparación tomadas debido a los resultados de la inspección en línea, inmediatas y programadas

(c) Número de acciones de reparación tomadas debido a los resultados de la valoración directa, inmediatas y programadas

(d) Número de fugas por corrosión externa (para las líneas de tubería sometidas a bajo esfuerzo puede ser beneficioso compilar las fugas por su clasificación).

A-2 AMENAZA DE CORROSIÓN INTERNA

A-2.1 Alcance

La sección A-2 proporciona un plan de gestión de Integridad para tratar la amenaza y los métodos de valoración de integridad y mitigación de la corrosión interna. La corrosión interna está definida en este contexto como incluyendo la corrosión química y la corrosión interna microbiológicamente influenciada (MIC; véase la Figura A-2).

La sección A-2 proporciona una visión general del proceso de gestión de Integridad para la corrosión interna en general y también cubre algunos aspectos específicos. El análisis de los incidentes en las líneas de tubería identifico a la corrosión interna entre las causas de incidentes pasados.

A-2.2 Recolección, revisión, e integración de los datos

Los siguientes conjuntos de datos mínimos deberían recolectarse para cada segmento y revisados antes de conducir una valoración del riesgo. Estos datos son recogidos para soportar la realización de la valoración de riesgos y para otras consideraciones especiales, como la identificación de situaciones severas las cuales pueden requerir más actividades, o actividades adicionales.

(a) Año de instalación

(b) Informes de inspección de la tubería (agujero tipo campana)

(c) Historia de fugas

(d) Espesor de pared

(e) Diámetro

(f) Información sobre la prueba hidrostática pasada.

(g) Análisis de gases, líquidos o sólidos (particularmente sulfuro de hidrogeno, dióxido de carbono, oxígeno, agua libre y cloruros)

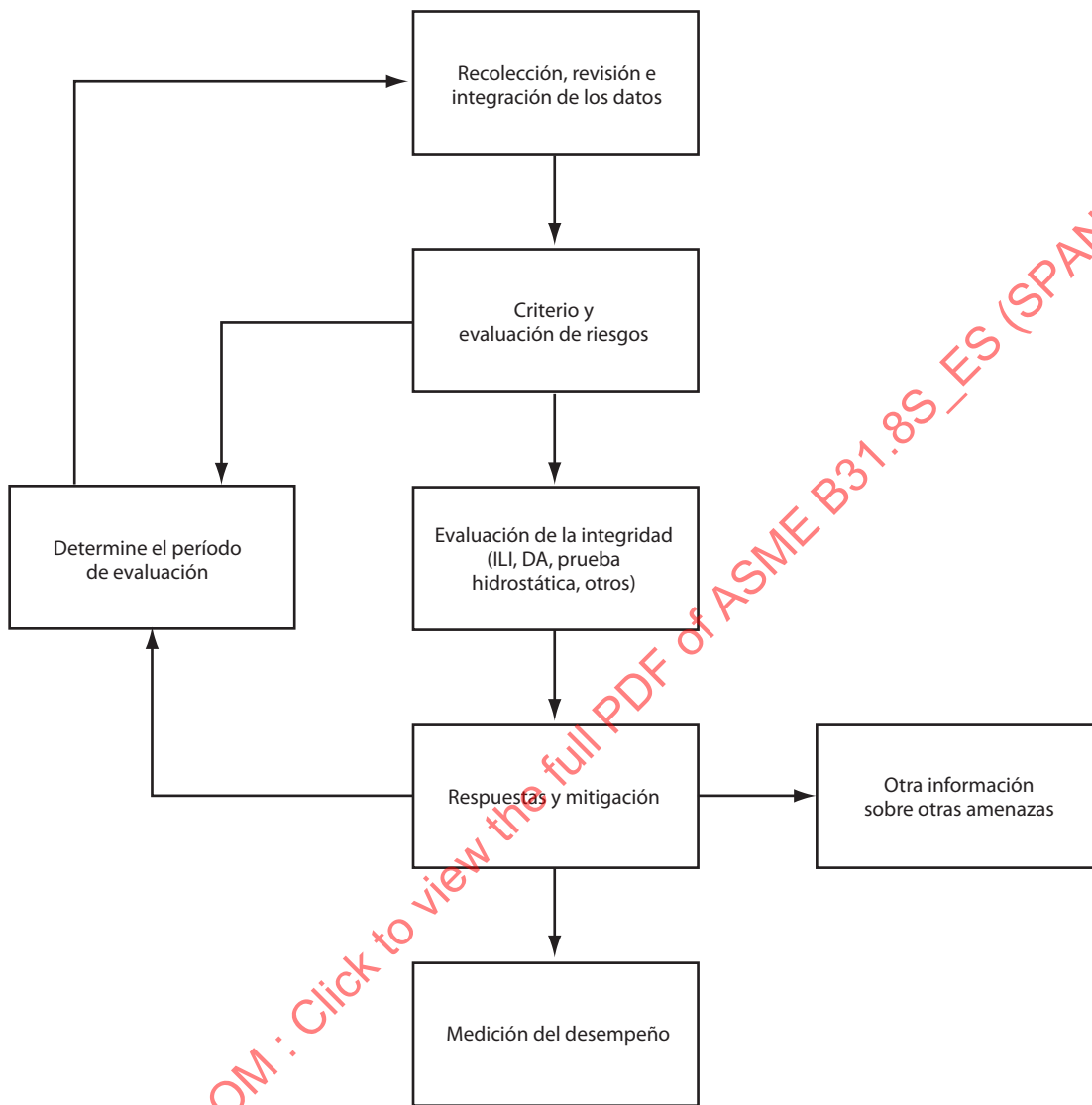
(h) Resultados de la prueba de cultivo de bacterias

(i) Dispositivos para detectar la corrosión (cupones, sondas, etc.)

(j) Parámetros de operación (particularmente presión y caudal y especialmente los períodos que no hayan tenido flujo)

(k) Niveles de esfuerzo de operación (% SMYS)



Figura A-2 Plan de gestión de integridad, amenaza de corrosión interna (Proceso simplificado: prescriptivo)

Para esta amenaza, los datos se utilizan principalmente para priorizar la valoración de integridad y/o las actividades de mitigación. Cuando los datos del operador no estén disponibles, deben usarse suposiciones conservadoras cuando se desarrolle la valoración de riesgos, o alternativamente, el segmento debe tener la más alta prioridad.

A-2.3 Criterio y valoración de riesgos

Para las líneas de tubería o los segmentos de tubería nuevos, el operador puede escoger utilizar la selección del material original, condiciones de diseño, e inspecciones durante la construcción, como también la historia de operación actual, para establecer la condición de la tubería. Para esta situación, el operador tiene que determinar si las inspecciones durante la construcción tienen igual o mayor rigor que aquel proporcionado por la valoración de integridad prescrita en este Código. Además, el operador debe determinar si un ambiente corrosivo no existe.

En ningún caso, el período entre la construcción y la primera re-evaluación requerida de la integridad deberá superar de 10 años para la tubería que opere por encima del 60% SMYS, 13 años para la tubería que opere entre el 50% del SMYS y el 60% del SMYS, 15 años para la tubería que opere en o por debajo del 50% del SMYS.

Para todos los segmentos de líneas de tubería más antiguas que las indicadas anteriormente, la valoración de integridad debe conducirse utilizando una metodología, dentro del período de respuesta especificado, como se indica en el párrafo A-2.5.

Las evaluaciones de integridad anteriores pueden considerarse como cumpliendo con estos requisitos, siempre que las inspecciones tengan un rigor igual o mayor que aquel indicado por las inspecciones prescritas en este Código. El período entre la valoración de integridad anterior y la próxima valoración de integridad no puede superar el intervalo establecido en este Código.

A-2.4 Valoración de integridad

El operador tiene que escoger uno de los tres métodos de evaluar la integridad: inspección en línea con una herramienta capaz de detectar las pérdidas de pared, tal como una herramienta MFL; realizar una prueba de presión; o conducir una valoración directa.

(a) *Inspección en línea.* El operador debe consultar la sección 6 de este Código, la cual define la capacidad de varios dispositivos de ILI y proporciona los criterios para el funcionamiento de la herramienta. El operador selecciona las herramientas apropiadas y él/ella o su representante realiza la inspección.

(b) *Prueba de presión.* El operador debe consultar la sección 6 de este Código, la cual define como conducir las pruebas post-construcción y en servicio de las líneas de tubería. El operador selecciona la prueba apropiada y él/ella o su representante realiza la prueba.

(c) *Valoración directa.* El operador debe consultar la sección 6 de este Código, la cual define el proceso,

herramientas, e inspecciones. El operador selecciona las herramientas apropiadas y él/ella o su representante realiza las inspecciones.

A-2.5 Respuestas y mitigación

Las respuestas a las evaluaciones de integridad son detalladas a continuación.

(a) *Inspección en línea.* La respuesta depende de la severidad de la corrosión como se determine por los cálculos de la presión crítica de falla de las indicaciones (vea el ASME B31G o equivalente) y una velocidad de corrosión razonablemente anticipada o científicamente probada. Refiérase a la sección 7 para las respuestas de la valoración de integridad.

(b) *Valoración directa.* La respuesta depende del número de indicaciones examinadas, evaluadas y reparadas. Refiérase a la sección 7 para las respuestas de la valoración de integridad. Un método aceptable para tratar la corrosión interna con gas seco es el NACE SP0206.

(c) *Prueba de presión.* El período depende de la prueba de presión hidrostática. Si la prueba de presión fue no menor de 1.39 veces la MAOP, el período debe ser de 10 años. Si la prueba de presión fue no menor de 1.25 veces la MAOP, el período debe ser de 5 años (véase la sección 7).

Si la presión de operación real es menor que la MAOP, los factores mostrados anteriormente pueden aplicarse a la presión de operación real en vez de la MAOP para asegurar la integridad a la presión reducida solamente.

El operador debe seleccionar los métodos de reparación apropiados como se indica en la sección 7.

El operador debe seleccionar las prácticas de prevención apropiadas como se indica en la sección 7. Los datos que confirmen la existencia de un ambiente corrosivo debería generar rápidamente el diseño de un plan de acción de mitigación y la implementación inmediata de este debe ocurrir. Si los datos sugieren la existencia de un ambiente corrosivo debería generar rápidamente una re-evaluación inmediata. Si los datos indican que una condición o ambiente corrosivo no existe, entonces el operador debería identificar las condiciones que iniciarían una re-evaluación.

A-2.6 Otros datos

Durante las actividades de inspección, el operador puede descubrir otros datos que podrían usarse cuando se realice la valoración de riesgos para otras amenazas. Por ejemplo, cuando se conducía un ILI con una herramienta MFL. Pueden detectarse abolladuras en la mitad superior de la tubería. Esto puede haber sido ocasionado por daño por terceras personas. Luego es apropiado utilizar esta información cuando se conduce la valoración de riesgos para la amenaza daño por terceras personas.

A-2.7 Período de evaluación

El operador está obligado a evaluar la integridad periódicamente. El período para las evaluaciones depende de las respuestas tomadas como se indicó en el párrafo A-2.5.



Estos períodos son períodos máximos. El operador tiene que incorporar los datos nuevos dentro de la evaluación si estos están disponibles y estos pueden requerir evaluaciones de integridad más frecuentes. Por ejemplo, una fuga en un segmento que pudo haber sido causada por corrosión interna podría necesitar una re-evaluación inmediata.

Los cambios al segmento pueden también conducir a una nueva valoración. La gestión del cambio se establece en la sección 11.

A-2.8 Mediciones del desempeño

Las siguientes mediciones del desempeño deben documentarse para la amenaza de corrosión interna a fin de establecer la efectividad del programa y para confirmar el período de valoración de integridad:

- (a) Número de fallas en las pruebas hidrostáticas causadas por corrosión interna
- (b) Número de acciones de reparación tomadas debido a los resultados de la inspección en línea, inmediatas y programadas
- (c) Número de acciones de reparación tomadas debido a los resultados de la valoración directa, inmediatas y programadas
- (d) Número de fugas por corrosión interna (para las líneas de tubería sometidas a bajo esfuerzo puede ser beneficioso compilar las fugas por su clasificación).

A-3 AMENAZA DE AGRIETAMIENTO POR CORROSIÓN BAJO ESFUERZO

A-3.1 Alcance

La sección A-3 proporciona un plan de gestión de Integridad para tratar la amenaza y los métodos de Valoración de Integridad y mitigación del agrietamiento por corrosión bajo esfuerzo (SCC) de las líneas de tubería para gas (véase la Figura A-3). Este plan es aplicable para el SCC causado por un pH alto o por un pH casi neutro. La valoración de integridad y los planes de mitigación para ambos fenómenos están discutidos en la literatura de investigación publicada. Esta sección no trata todos los medios posibles de inspección para la mitigación del SCC. En la medida que se desarrollan nuevas herramientas y tecnologías, ellas pueden ser evaluadas y puestas a disposición del operador. Las guías adicionales para la gestión del SCC pueden encontrarse en el ASME STP-PT-011, Gestión de integridad del agrietamiento por corrosión bajo esfuerzo en áreas de alta consecuencia en líneas de tubería para gas.

A-3.2 Recolección, revisión, e integración de los datos

Los siguientes conjuntos de datos mínimos deberían recolectarse para cada segmento y revisados antes de conducir una valoración del riesgo. Estos datos son recogidos para realizar la valoración de riesgos y para otras consideraciones especiales, como la identificación de situaciones severas las cuales pueden requerir más actividades, o actividades adicionales.

- (a) Antigüedad de la tubería

NOTA: la antigüedad del recubrimiento de la tubería puede usarse si el segmento de tubería ha sido evaluado por SCC

- (b) Nivel de esfuerzo de operación (% de SMYS)
- (c) Temperatura de operación
- (d) Distancia del segmento corriente abajo desde una estación compresora
- (e) Tipo de recubrimiento.
- (f) Información de las pruebas hidrostáticas pasadas

Cuando los datos del operador no estén disponibles, deben usarse suposiciones conservadoras cuando se desarrolle la valoración de riesgos, o alternativamente, el segmento debe tener la más alta prioridad.

A-3.3 Criterio y valoración de riesgos

A.3.3.1 Posible amenaza de SCC. Cada segmento debería evaluarse para el riesgo de una posible amenaza de SCC si todos los siguientes criterios están presentes:

- (a) Nivel de esfuerzos de operación > 60% del SMYS
- (b) Antigüedad de la tubería > 10 años

NOTA: la antigüedad del recubrimiento de la tubería puede usarse si el segmento de tubería ha sido evaluado por SCC

(c) Todos los sistemas de recubrimiento contra la corrosión diferentes a los epóxicos adheridos por fusión (FBE) aplicados en la planta o en el campo o epóxicos líquidos (cuando la preparación superficial con abrasivos fue utilizada durante la aplicación en el campo del recubrimiento). Los sistemas de recubrimiento para las juntas en campo deberían también considerarse para su susceptibilidad utilizando el criterio de esta sección.

A-3.3.2 Posible amenaza de pH alto por SCC. Cada segmento debería evaluarse para detectar el riesgo de una posible amenaza de pH alto por SCC, si el criterio está presente y también todo el siguiente criterio:

- (a) Temperatura de operación > 100 oF (38 oC)
- (b) La distancia desde la estación de compresión ≤ 20 mi (32 km) Además, cada segmento en el cual uno o más incidentes en servicio, o una o más roturas o fugas durante las pruebas hidrostáticas han sido causados por uno de los dos tipos de SCC deberán evaluarse, a no ser que las condiciones permitan corregir el SCC. Cuando un incidente en servicio o rotura durante la prueba hidrostática es atribuible al SCC con un pH casi neutro, o cuando se piense que existen las condiciones que propicien el SCC con un pH casi neutro, el criterio de distancia de las 20 mi (32 km) desde la estación de compresión debe ser ignorada para el segmento de tubería como un criterio para definir la susceptibilidad al SCC.

Para esta amenaza, la valoración del riesgo consiste en comparar los elementos de los datos con el criterio. Si las condiciones criterio se cumplen o si el segmento tiene una historia anterior de SCC (es decir, la Agujero tipo campana indica SCC, fallas en la prueba hidrostática causadas por SCC, o fugas causadas por SCC), la tubería se considera en riesgo de ocurrencia del SCC. De otra forma, si una de las condiciones



**Figura A-3 Programa de gestión de integridad, para la amenaza de agrietamiento por corrosión bajo esfuerzo
(Proceso simplificado: prescriptivo)**

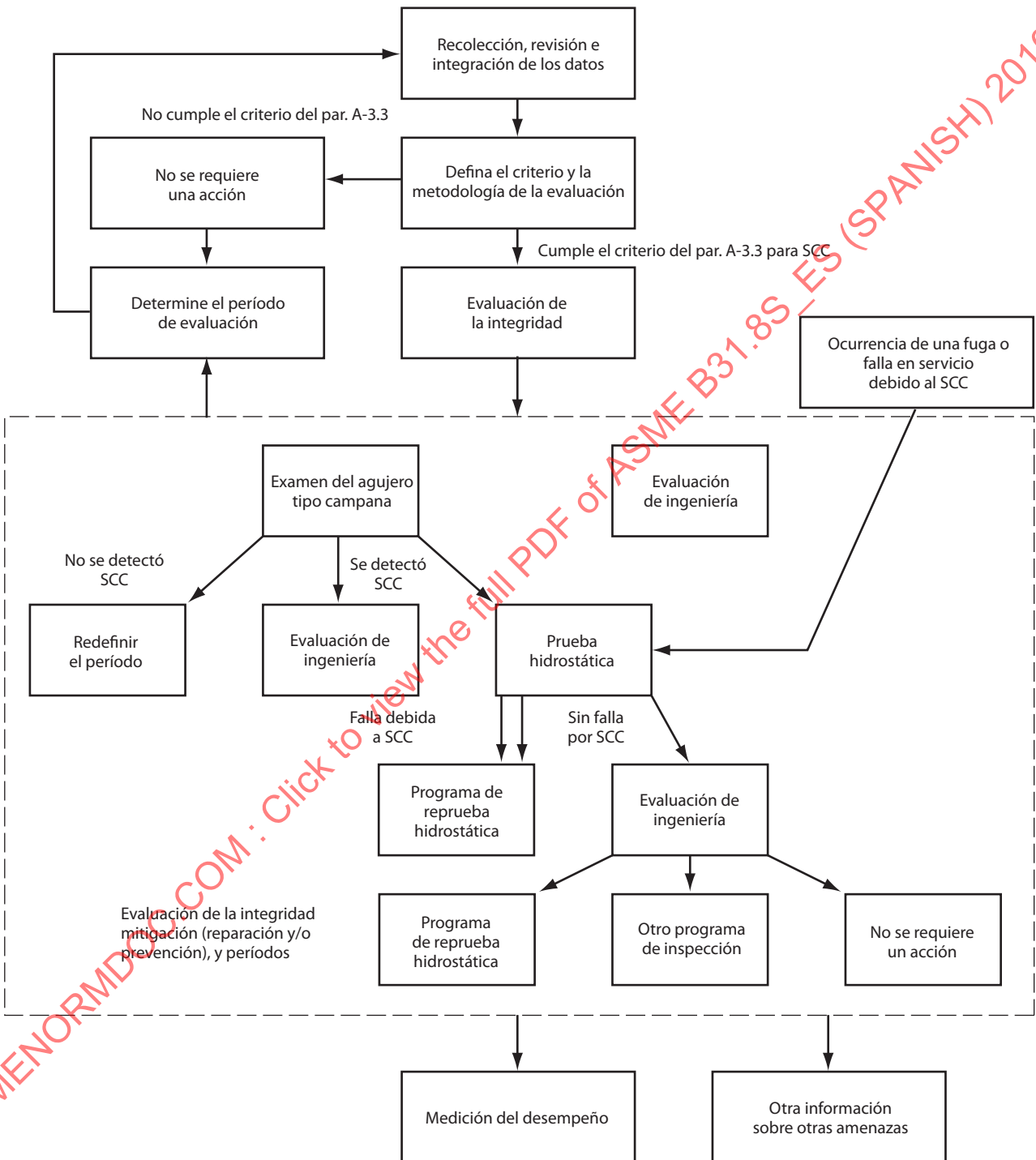


Tabla A-1 Criterio de severidad del agrietamiento SCC

Categoría	Severidad del agrietamiento	Vida remanente
0	Agrietamientos de cualquier longitud que tenga una profundidad < 10% del espesor de pared, o agrietamientos con 2 pulg. (51 mm) de longitud máxima y una profundidad menor al 30% del espesor de pared	Excede los 15 años
1	Predicción de la presión de falla > 110% SMYS	Excede los 10 años
2	110% SMYS $\geq$ predicción de la presión de falla > 125% MAOP	Excede los 5 años
3	125% MAOP $\geq$ predicted failure pressure > 110% MAOP	Excede los 2 años
4	Predicción de la presión de falla $\leq$ 110% MAOP	Menos de 2 años

del criterio no se cumple y si el segmento no tiene una historia de SCC, ninguna acción se requiere.

A-3.4 Valoración de integridad

Si se presentan las condiciones para el SCC (es decir, se cumple con el criterio del párrafo A-3.3), una inspección, examen y un plan de evaluación escrito debe prepararse. El plan debería considerar una Valoración de Integridad para otras amenazas y la priorización entre otros que estén en riesgo de SCC.

Si la línea de tubería experimenta fugas o roturas en servicio que sean atribuibles al SCC, el segmento particular debe someterse a una prueba hidrostática (como se describe posteriormente) dentro de los 12 meses. Un programa de re-prueba hidrostática documentado debe desarrollarse para este segmento. Note que la prueba de presión hidrostática es requerida. El uso de otros medios de prueba no está permitido.

Las actividades de inspección y mitigación aceptables para tratar los segmentos de tubería en riesgo del SCC están cubiertos en los párrafos A-3.4.1 y A-3.4.2.

A-3.4.1 Método de examen y evaluación del agujero tipo campana. Los métodos de inspección con partículas magnéticas (MPI) u otros métodos equivalentes de evaluación no destructiva, deben usarse cuando se remueva el recubrimiento o se encuentre la tubería lisa durante la excavación relacionada con la integridad de los segmentos de la línea de tubería susceptibles al SCC. Las excavaciones donde la tubería no esté completamente expuesta (por ejemplo, cerramientos, anexos soldados exotérmicamente y líneas extrañas que cruzan donde el operador solo necesita remover el suelo de la porción superior de la tubería) no están sujetas al requisito de MPI como se describió anteriormente a no ser que exista una historia anterior de SCC en el segmento. La condición del recubrimiento debería evaluarse y documentarse. Todas las actividades de inspección para el SCC deben realizarse con procedimientos documentados. Cualquier indicación de SCC debe tratarse usando las guías de las Tablas A-1 y A-2.

La valoración directa del agrietamiento por corrosión bajo esfuerzos (SCCDA) es un proceso formal para evaluar un segmento de tubería y para detectar principalmente la presencia de SCC por medio de el examen con MPI, o una

tecnología equivalente, seleccionando las juntas en la tubería dentro de ese segmento después de la recolección y análisis sistemático de los datos para la tubería que tenga unas características similares de operación y resida en un ambiente físico similar. El proceso de SCCDA proporciona una guía para que los operadores seleccionen los sitios apropiados para realizar las excavaciones con el propósito de evaluar la integridad en cuanto al SCC. Una guía detallada para este proceso se encuentra en el NACE RP0204, Metodología para la valoración directa del agrietamiento por corrosión bajo esfuerzos (SCCDA).

La severidad de las indicaciones de SCC está caracterizada en la Tabla A-1. Existen varias aproximaciones alternativas en la mecánica de la fractura que los operadores pueden utilizar para evaluar la severidad del agrietamiento. Los valores en la Tabla A-1 han sido desarrollados para los atributos típicos de la tubería y las velocidades de crecimiento del SCC, utilizando los métodos de análisis ampliamente aceptados de la mecánica de la fractura.

Los requisitos de respuesta aplicables para las categorías de severidad del agrietamiento del SCC se incluyeron en la Tabla A-2. Los requisitos de respuesta de la Tabla A-2 incorporan suposiciones conservativas con respecto a los tamaños de defecto remanentes.

A-3.4.2 Prueba hidrostática para SCC. Las condiciones de prueba hidrostática para la mitigación del SCC han sido desarrolladas a través de la investigación en la industria para optimizar la remoción de los defectos de tamaño crítico mientras se minimiza el crecimiento de los defectos con tamaño subcrítico. La prueba hidrostática utilizando el criterio de esta sección es considerada como una Valoración de Integridad para el SCC. El criterio de prueba hidrostática recomendado es como se describe a continuación:

(a) El punto más alto de presión de prueba es el equivalente para un mínimo del 100% SMYS.

(b) La presión de prueba fijada debe mantenerse por un mínimo período de 10 minutos.

(c) Una vez retornada la línea de tubería al servicio con gas, una vigilancia instrumentada de fugas (por ejemplo, una vigilancia por ionización de la llama) deberá realizarse. (Se pueden considerar las alternativas por eventos de falla durante la prueba hidrostática debidos a causas diferentes al SCC)



Tabla A-2 Respuesta a las indicaciones de SCC en el agujero tipo campana

Severidad del agrietamiento	Requisito de la respuesta
No SCC o Categoría 0	Programe SCCDA como sea apropiado. Una excavación sencilla para SCC es adecuada
Categoría 1	Realice un mínimo de dos excavaciones adicionales Si el defecto más largo es Categoría 1, realice la próxima evaluación en 3 años Si el defecto más largo es Categoría 2, 3 ó 4, siga los requisitos de respuesta de la categoría que sea aplicable.
Categoría 2	Considere la reducción de la presión temporalmente hasta que la prueba hidrostática, ILI, o MPI haya terminado, evalúe el segmento usando una prueba hidrostática, ILI, o examen con MPI 100%, o equivalente, dentro de los 2 años. El tipo y el tiempo de las próximas evaluaciones depende de los resultados de la prueba hidrostática, ILI, o MPI
Categoría 3	Reduzca la presión inmediatamente y evalúe el segmento usando uno de los siguientes métodos: (a) Prueba hidrostática (b) ILI (c) Examen 100% MPI, o equivalente
Categoría 4	Reduzca la presión inmediatamente y evalúe el segmento usando uno de los siguientes métodos: (a) Prueba hidrostática (b) ILI (c) Examen 100% MPI, o equivalente

(d) Resultados

(1) *No hay Fugas ni roturas por SCC en la prueba hidrostática.* Si no hay fugas ni roturas debidas al SCC, el operador debe utilizar una de las dos siguientes opciones para tratar la mitigación a largo plazo del SCC:

(a) Implementar un programa escrito de re prueba hidrostática con un período técnicamente justificado, o

(b) Realizar una evaluación crítica de ingeniería para evaluar el riesgo y la identificación posterior de los métodos de mitigación [véase el párrafo A-3.4.2(d)(3)]

(2) *Fugas o roturas por SCC en la prueba hidrostática.* Si ocurre una fuga o rotura debido al SCC, el operador debe establecer un programa escrito de re prueba hidrostática y un procedimiento con la justificación del período de re prueba. Un ejemplo de una aproximación de la re prueba hidrostática por SCC se encuentra en el IPC2006-10163, Método para Establecer los Períodos de Re prueba para Líneas de Tubería con Agrietamiento por Corrosión bajo Esfuerzo.

(3) *Evaluación crítica de ingeniería.* Éste es un documento escrito que evalúa los riesgos de SCC y proporcione un plan técnicamente defendible que demuestre satisfactoriamente el desempeño seguro de la línea de tubería. El documento debe considerar los mecanismos de crecimiento de los defectos en el proceso de SCC.

A-3.4.3 Inspección en línea para el SCC. La experiencia reciente de la industria indica algunas utilidades exitosas de inspección en línea (ILI) para el SCC en las líneas de tubería para gas. Ninguna guía específica se presenta en este documento hasta que se establezca una mayor experiencia en la industria. El operador es responsable por desarrollar la evaluación apropiada y los planes de respuesta cuando se utilice ILI para el SCC.

A-3.5 Otros datos

Durante las actividades de valoración de integridad y mitigación, el operador puede descubrir otros datos que pueden ser pertinentes a otras amenazas. Estos datos deberían usarse como sea apropiado para realizar las valoraciones de riesgo para otras amenazas.

A-3.6 Medición del desempeño

Las siguientes mediciones del desempeño deben documentarse para la amenaza de SCC, a fin de establecer la efectividad del programa y para confirmar el período de inspección:

- (a) Número de fugas/fallas en servicio debido a SCC
- (b) Número de reparaciones o reemplazos debidos a SCC
- (c) Número de fallas durante la prueba hidrostática debido a SCC

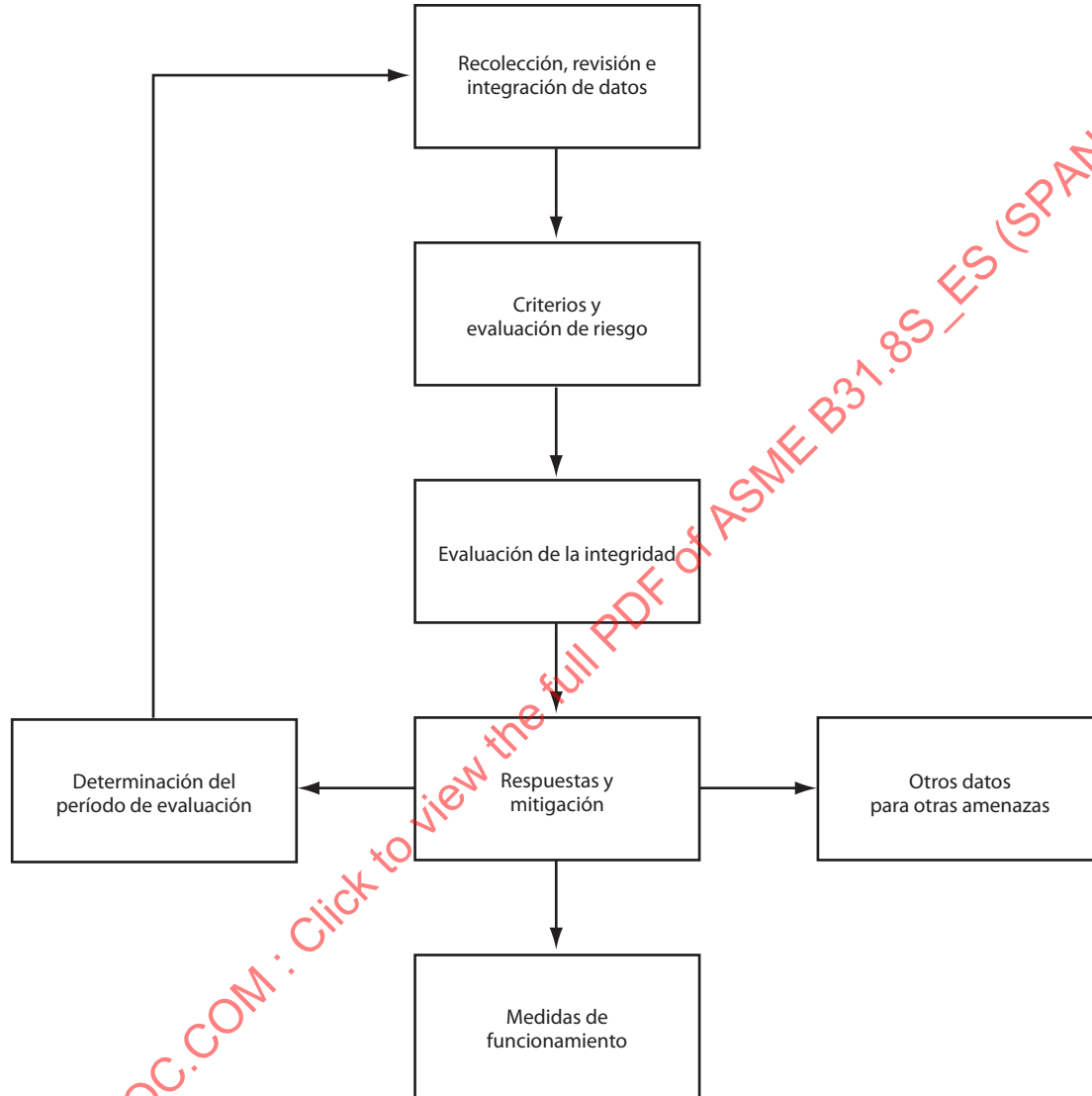
A-4 AMENAZA POR FABRICACIÓN (TUBERÍA Y SUS JUNTAS)**A-4.1 Alcance**

La sección A-4 proporciona un plan de la gestión de Integridad para tratar la amenaza y los métodos de Valoración de Integridad y mitigación, para aquellos asuntos relativos a la fabricación. La fabricación se define en este contexto como la tubería y sus juntas (véase la Figura A-4).

Esta sección describe el proceso de gestión de Integridad para las inquietudes sobre la fabricación en general así como algunos puntos específicos. El análisis de incidentes de tuberías ha identificado a la fabricación entre las causas de incidentes acontecidos.



**Figura A-4 Plan de gestión de integridad, amenaza fabricación
(tubería y sus juntas; proceso simplificado: prescriptivo)**



A-4.2 Recolección, revisión e integración de datos

Los siguientes conjuntos de datos mínimos deben recolectarse para cada segmento y revisarlos antes que una valoración del riesgo pueda realizarse. Estos datos se recogen para realizar la valoración del riesgo y por consideraciones especiales, tales como identificar las situaciones severas que requieren actividades adicionales o más actividades.

- (a) material de la tubería
- (b) año de instalación
- (c) proceso de fabricación (año de fabricación como alternativa; vea la nota abajo)
- (d) tipo de junta
- (e) factor de unión
- (f) historial de la presión de funcionamiento

Donde la información del operador no está disponible, las suposiciones conservadoras deben utilizarse al realizar la evaluación del riesgo o, alternativamente, el segmento debe tener la mayor prioridad.

NOTA: Cuando los datos de la tubería son desconocidos, el operador puede referirse al libro History of Line Pipe Manufacturing in North America de J. F. Kiefner y E. B. Clark, 1996, ASME.

A-4.3 Criterio y valoración del riesgo

Para tuberías de hierro fundido, tuberías de acero de más de 50 años, tuberías mecánicamente unidas, o líneas de tubería unidas por medio de soldaduras circunferenciales realizadas con oxígeno y acetileno, si se experimentan bajas temperaturas o si la tubería se expone a movimientos tales como el movimiento de tierra o la remoción del relleno de soporte, se hace necesario un examen del terreno. Si se observa movimiento de tierra o puede razonablemente anticiparse, un programa de supervisión del movimiento de la tubería debería establecerse y ejecutarse las medidas adecuadas de intervención.

Si la tubería tiene un factor de junta inferior a 1.0 (p. ej., tubería con soldadura traslapada, tubería con soldadura forjada y tubería soldada a tope) o si la tubería contiene tubos soldados con técnica de resistencia eléctrica de baja frecuencia ERW o soldados con rayo, debe considerarse la existencia de una amenaza debida a la fabricación.

A-4.4 Valoración de integridad

Para las tuberías de hierro fundido, la evaluación debería incluir la estimación si la tubería está o no, sujeta a movimientos de tierra o a movimientos de extracción de material de apoyo.

Para aquellas inquietudes relativas a las uniones de las tuberías de acero, al incrementar la MAOP de una tubería o al incrementar la presión de operación sobre la presión de operación histórica (la presión más alta registrada en los últimos 5 años), la prueba de presión tiene que realizarse para tratar la cuestión de las uniones. La prueba de presión debe realizarse de acuerdo con el ASME B31.8; por lo menos a 1.25 veces el MAOP. ASME B31.8 define cómo realizar pruebas post-construcción y en líneas de tubería en servicio.

A-4.5 Respuestas y mitigación

Para tuberías de hierro fundido, las opciones de mitigación incluyen el reemplazo de la tubería o la estabilización de esta.

Para una tubería de acero, cualquier sección que falle en la prueba de presión debe ser reemplazada.

El operador debe seleccionar las prácticas de prevención apropiadas. Para esta amenaza, el operador debe desarrollar las especificaciones de tubería que vayan a utilizarse cuando se realicen pedidos, cumpliendo o excediendo los requisitos de ASME B31.8.

A-4.6 Otros datos

Durante las actividades de la inspección, el operador puede descubrir otra información que debería utilizarse cuando se realicen las valoraciones de riesgo para otras amenazas. Por ejemplo, cierto tipo de uniones pueden ser más susceptibles a una corrosión acelerada. Es apropiado utilizar esta información cuando se conduce la valoración del riesgo para la amenaza de corrosión externa o interna.

A-4.7 Período de evaluación

No es necesaria la evaluación periódica de la integridad. Los cambios en los segmentos pueden dar origen a otras reevaluaciones, así como un incremento en la presión de operación o cambios en las condiciones de operación, tales como ciclos de presión significantes. La gestión del cambio esta descrita en la sección 11.

A-4.8 Medidas de desempeño

Las siguientes medidas del desempeño deben documentarse para la amenaza por fabricación, para establecer la efectividad del programa y la confirmación del período de inspección:

- (a) Número de fallas durante las pruebas hidrostáticas causadas por defectos de fabricación
- (b) Número de fugas debido a defectos de fabricación

A-5 AMENAZA POR CONSTRUCCIÓN (SOLDADURA CIRCUNFERENCIAL DE LA TUBERÍA, FABRICACIÓN SOLDADA, ONDULACIONES O PROTUBERANCIAS EN CURVAS, HILOS DE ROSCA DESGASTADOS / TUBERÍA ROTA/FALLA EN ACOPLAMIENTO)

A-5.1 Alcance

La sección A5 proporciona un plan de gestión de Integridad para tratar la amenaza y métodos de Valoración de Integridad y mitigación, para los asuntos relacionados con la construcción. La construcción se define en este contexto como la soldadura circunferencial de la tubería, fabricaciones soldadas, ondulaciones o protuberancias en curvas, hilos de rosca desgastados /tubería rota/falla en acoplamiento (véase la Figura. A-5).

Esta sección describe el proceso de gestión de Integridad para las inquietudes sobre la construcción en general así como algunos puntos específicos. El análisis de incidentes de

