

NAG-100

Año 1993

ADENDA N° 1 Año 2010

**Normas Argentinas mínimas de
seguridad para el transporte y
distribución de gas natural y
otros gases por cañerías**



ENARGAS

ENTE NACIONAL REGULADOR DEL GAS

ÍNDICE

Prólogo.....	3
PARTE O	4
Gerenciamiento de la integridad de líneas de transmisión.....	4
1. SECCIÓN 901. Alcance.....	4
2. SECCIÓN 903. Definiciones	4
3. SECCIÓN 905. Identificación de áreas de alta consecuencia	5
4. SECCIÓN 907. Implementación.....	5
5. SECCIÓN 909. Cambio del programa de gerenciamiento de integridad.....	6
6. SECCIÓN 911. Elementos de un programa de gerenciamiento de integridad	6
7. SECCIÓN 913. Desvío del programa de esta Parte O.....	7
8. SECCIÓN 915. Conocimientos y entrenamiento del personal para llevar a cabo un programa de gerenciamiento de integridad	9
9. SECCIÓN 917. Identificación por parte del operador de las amenazas potenciales a la integridad de la línea de transmisión y el uso de la identificación de la amenaza en su programa de integridad	10
10. SECCIÓN 919. Plan de evaluación base.....	12
11. SECCIÓN 921. Evaluación base	13
12. SECCIÓN 923. Utilización de la evaluación directa y detección de amenazas.....	15
13. SECCIÓN 925. Requerimientos para usar la evaluación directa de corrosión externa (EDCE).....	16
14. SECCIÓN 927. Requerimientos para usar la evaluación directa de corrosión interna (EDCI)	18
15. SECCIÓN 929. Requerimientos para usar la evaluación directa de corrosión bajo tensión (EDCBT).....	21
16. SECCIÓN 931. Utilización de la evaluación confirmatoria directa.....	21
17. SECCIÓN 933. Acciones que debe tomar el operador para el tratamiento de los resultados de integridad	22
18. SECCIÓN 935. Medidas adicionales preventivas y/o mitigativas para proteger las líneas de transmisión	24
19. SECCIÓN 937. Proceso continuo de evaluación para mantener la integridad de la línea de transmisión.....	26
20. SECCIÓN 939. Intervalos de reevaluación requeridos	27
21. SECCIÓN 941. Reevaluación para cañerías que operan a bajas tensiones	31
22. SECCIÓN 943. Ampliación de los intervalos de reevaluación.....	32
23. SECCIÓN 945. Métodos que deben emplearse para medir la efectividad del programa	32

24.	SECCIÓN 947. Registros a mantenerse	32
25.	Normas de referencia	33
	SECCIÓN 465 - Control de corrosión externa. Mediciones	34
	SECCIÓN 617 - Investigación de averías.....	36
	Instrucciones para completar el formulario de observaciones.....	39

Prólogo

La Ley 24.076 - Marco Regulatorio de la Actividad del Gas Natural - crea en su Artículo 50, el ENTE NACIONAL REGULADOR DEL GAS (ENARGAS).

En el Artículo 52 de la mencionada Ley se fijan las facultades del ENARGAS, entre las cuales se incluye la de dictar reglamentos a los que deben ajustarse todos los sujetos de esta Ley en materia de seguridad, normas y procedimientos técnicos.

En tal sentido el ENARGAS auspició la redacción de las NORMAS ARGENTINAS MINIMAS DE SEGURIDAD PARA EL TRANSPORTE Y DISTRIBUCION DE GAS NATURAL y OTROS GASES POR CAÑERIAS, denominada NAG-100, como adaptación de las normas operativas y de seguridad internacionales que menciona el Sub. Anexo A del Decreto N° 2 255.

Los antecedentes de la norma NAG-100 se remontan a la adopción por parte de Gas del Estado de la U.S.A. STANDARD CODE FOR PRESSURE PIPING - Gas Transmission and Distribution Piping Systems - B 31.8, que se utilizara en la construcción del Gasoducto Pico Truncado - Buenos Aires. Los requerimientos básicos del Código B 31.8 son adoptados en 1968 en Estados Unidos como exigencias federales a través del NATURAL GAS SAFETY ACT que después se transforma en la CFR 49, Parte 192 - Minimun Federal Safety Standards.

Gas del Estado adopta dicha Parte 192, la toma como propia y la incluye en su Clasificador de Normas como de uso obligatorio bajo la denominación de Normas Mínimas de Seguridad para el Transporte y Distribución de Gas Natural y otros Gases por Cañerías, GE-N1-100. Posteriormente, se introducen otros agregados provenientes de la experiencia en Gas del Estado. Esta última versión de la GE-N1-100 (Año 1976) actualizada, y la Parte 192 edición del año 1991, han servido de base para dictar la NAG-100.

La NAG-100 establece los estándares de diseño, operación y mantenimiento para las instalaciones de transmisión y distribución y si bien, la seguridad es la consideración básica de la norma, otros factores pueden imponer requerimientos adicionales a la especificación final de sistemas de cañerías a presión. Al no tener la NAG-100 características de manual de diseño, la utilización de sus contenidos debe ser acompañada por apropiados criterios de ingeniería.

Esta Adenda N°1 Año 2010 incluye la Parte O "Geren ciamiento de la integridad de líneas de transmisión", teniendo en cuenta los nuevos conceptos técnicos sobre la integridad de las cañerías de transporte de gases que se basan en el Código Federal, Título 49, Parte 192 de los Estados Unidos de América y en el Código ASME/ANSI B31.8S, como así también, introduce modificaciones en las Secciones 465 y 617.

Toda sugerencia de revisión, puede ser enviada al ENARGAS, completando el formulario que se encuentra al final de esta norma.

PARTE O

Gerenciamiento de la integridad de líneas de transmisión

1. SECCIÓN 901. Alcance

Esta Parte O prescribe los requerimientos mínimos para un programa de gerenciamiento de integridad de las líneas de transmisión de acero.

El cumplimiento de esta Parte O no exime al operador de la obligación de cumplir lo establecido en las otras secciones de esta norma NAG-100.

2. SECCIÓN 903. Definiciones

Para los fines de esta Parte O, se aplican las definiciones siguientes; para otras, refiérase a las indicadas en la Sección 3 Definiciones:

Área sensible (AS): Aquella área donde la línea de transmisión atraviese clases de trazado 3 o 4, o que contenga sitios identificados y esté ubicada dentro del círculo de impacto potencial.

Círculo de impacto potencial: Es un círculo de radio equivalente al radio de impacto potencial, calculado de acuerdo con lo indicado en el apartado 3.2 del Código ASME/ANSI B31.8S.

Autoridad Regulatoria: Ente Nacional Regulador del Gas (ENARGAS).

Evaluación: Es el uso de técnicas como las permitidas en esta Parte O para establecer la condición de integridad de una línea de transmisión.

Evaluación confirmatoria directa (ECD): Método focalizado que, basado en los principios y las técnicas de evaluación directa, se utiliza para identificar la presencia de corrosión interna y externa en una línea de transmisión.

Evaluación directa (ED): Método que utiliza un proceso de análisis para amenazas específicas a la integridad de las cañerías (corrosión externa, corrosión interna y corrosión bajo tensión). El proceso de ED incluye el ingreso e integración de datos de factores de riesgo, examinación indirecta o análisis para identificar áreas de posible corrosión, examinación directa de las áreas donde se sospecha corrosión y una evaluación posterior.

Evaluación directa de corrosión bajo tensión (EDCBT): Es un proceso de evaluación de la presencia de corrosión bajo tensión (CBT) mediante la recopilación y análisis de datos para cañerías que tienen características de operación similar y ubicada en un ambiente similar.

Línea de Transmisión: Según se encuentra definido en la Sección 3 de esta Norma.

Método de evaluación primario: Es la técnica elegida por el operador como la más apropiada para efectuar la evaluación de integridad de la línea. Debe estar en relación con la amenaza identificada (Sección 917).

Método de evaluación suplementario: Es la técnica elegida por el operador para profundizar la evaluación alcanzada con el método de evaluación primario. Debe estar en relación con la amenaza identificada (Sección 917)

Operador: Es la compañía encargada de operar las instalaciones para prestar el servicio público de transporte o de distribución del gas.

Responsable de Integridad: Profesional designado por el Operador e informado ante la Autoridad Regulatoria, con experiencia, capacitación e incumbencias para actuar y desempeñarse como responsable en los aspectos contenidos en esta Parte O.

Sitio identificado: Significa:

- a) Un área (playas, campos de juego, instalaciones de recreación, lugares para acampar, anfiteatros, estadios, instalaciones con fines religiosos, edificios de oficinas, centros comunitarios, centros comerciales, etc.) que es ocupada por 20 o más personas en como mínimo 50 días, sean consecutivos o no, en un período de 12 meses (se considera como día todo aquel en el que se produzca la reunión cualquiera sea su duración), o
- b) Una instalación ocupada por personas que se encuentren confinadas, con movilidad reducida, o que fuesen de difícil evacuación (hospitales, prisiones, escuelas, orfanatos, geriátricos, etc.), o
- c) Zonas declaradas ambientalmente sensibles a través de un Estudio de Impacto Ambiental.

Remediación: Una actividad de reparación o mitigación realizada por un operador de una línea de transmisión, para limitar o reducir la probabilidad de ocurrencia de un evento que afecte la seguridad o la prestación del servicio.

Parte de línea de transmisión: Tramo o segmento de una línea de transmisión sobre el que el operador debe elegir de manera justificada por la utilización de métodos de evaluación diferentes al resto de la línea

3. SECCIÓN 905. Identificación de áreas de alta consecuencia

No aplicable.

4. SECCIÓN 907. Implementación

a) General

El operador debe desarrollar y seguir un programa escrito de gerenciamiento de la integridad acorde a la Sección 911 y que puntualice el riesgo en cada línea de transmisión. El programa de gerenciamiento de integridad inicial debe incluir, como mínimo, un marco que describa el proceso para implementar cada elemento del programa, cómo se tomarán las decisiones importantes y por quién, un cronograma para completar cada parte del programa y como la experiencia obtenida debe ser continuamente incorporado a éste. Este marco de trabajo debe evolucionar

hacia un programa más detallado y completo, incluyendo un plan de mejoras continuas. El Programa de Gerenciamiento debe ser suscrito por el Responsable de Integridad.

b) Implementación

Para llevar a cabo esta Parte O, el operador debe seguir los requerimientos de esta Sección y del Código ASME/ANSI B31.8S y sus apéndices, donde estuviera especificado. El operador puede seguir un procedimiento o práctica equivalente o superior solamente cuando la práctica o procedimiento alternativo provea un nivel de seguridad equivalente, tanto para el público como para la propiedad. A este fin debe producir el informe técnico de su evaluación y elaborar el procedimiento para su aplicación, asumiendo las responsabilidades derivadas del cambio. En caso de discrepancia entre esta Parte O y el Código ASME/ANSI B31.8S, se deben adoptar los requerimientos de esta Parte O.

5. SECCIÓN 909. Cambio del programa de gerenciamiento de integridad

a) General

El operador debe documentar cualquier cambio en el programa y sus motivos con anterioridad a su implementación.

b) Cambios en el programa

El operador debe notificar a la Autoridad Regulatoria todo cambio que sustancialmente afecte la implementación del programa o que modifique significativamente éste o su cronograma. El operador debe notificar este tipo de cambio dentro de los 30 días de producido.

6. SECCIÓN 911. Elementos de un programa de gerenciamiento de integridad

La estructura de los programas de gerenciamiento de integridad iniciales y subsecuentes del operador deben contener, como mínimo, los siguientes elementos.

- a) Una identificación de todas las AS.
- b) Una identificación de las amenazas sobre cada línea de transmisión, que incluya integración de información y una evaluación de riesgo. El operador debe usar la identificación de las AS y de las amenazas, y la evaluación de riesgo para priorizar las líneas o tramos de línea a evaluar (Sección 917) y para determinar los méritos de medidas preventivas y mitigatorias (Sección 935).
- c) Un plan de evaluación base que cumpla los requerimientos de las Secciones 919 y 921.

- d) Un plan de ED, si fuera aplicable según lo indicado en la Sección 923, que cumpla con los requerimientos establecidos en las Secciones 925, 927 o 929, de acuerdo con el tipo de amenaza a que esté expuesta la línea.
- e) Previsiones que cumplan los requerimientos de la Sección 933 para aquellas condiciones a ser remediadas que fueran encontradas durante la evaluación de integridad.
- f) Un proceso para la evaluación continua que cumpla con los requerimientos de la Sección 937.
- g) Si fuera aplicable, el proceso debe incluir un plan para la Evaluación Confirmatoria Directa que cumpla los requisitos de la Sección 931.
- h) Medidas preventivas y mitigatorias que cumplan con la Sección 935.
- i) Un plan basado en el resultado como el descrito en la Sección 9 del Código ASME/ANSI B31.8S que incluya los efectos de los requerimientos de la Sección 945.
- j) Previsiones para mantener registros que cumplan con los requerimientos de la Sección 947.
- k) Un proceso de gerenciamiento de los cambios como el descrito en la Sección 11 del Código ASME/ANSI B31.8S.
- l) Un proceso de aseguramiento de la calidad como el descrito en la Sección 12 del Código ASME/ANSI B31.8S.
- m) Un plan de comunicación que incluya los elementos de la Sección 10 del Código ASME/ANSI B31.8S. Este plan debe contener procedimientos que contemplen indicaciones de la Autoridad Regulatoria.
- n) Un proceso que asegure que cada evaluación de integridad se maneje en una forma que minimice los riesgos de seguridad y ambientales.
- o) Un proceso para identificar nuevas AS.
- p) Procedimientos para proveer a la Autoridad Regulatoria de una copia del programa de gerenciamiento de integridad actualizado.
- q) Un proceso que asegure el grado de conocimiento y entrenamiento del personal para llevar a cabo el Programa de Gerenciamiento de Integridad de acuerdo con los requisitos de la Sección 915.

7. SECCIÓN 913. Desvío del programa de esta Parte O

a) General

El Código ASME/ANSI B31.8S provee las características esenciales para las siguientes posibilidades: las de un programa de integridad basado en el resultado y las de un programa de integridad basado en el método prescriptivo.

El operador que usa un enfoque basado en el resultado que satisfaga los requerimientos del apartado b) puede desviarse de ciertos requerimientos de esta Parte O, según lo previsto en apartado c).

b) Comportamiento excepcional

El operador debe demostrar el resultado excepcional de su programa de gerenciamiento de integridad, a través de las siguientes acciones.

- 1) Para poder hacer uso de los desvíos establecidos en el párrafo c), el operador debe demostrar -asumiendo las responsabilidades del cambio- que posee un programa de gerenciamiento de integridad excepcional que cumple o excede los requerimientos del Código ASME/ANSI B31.8S en cuanto a sistemas de gerenciamiento basados en el resultado, que incluye como mínimo lo siguiente:
 - a) Un proceso completo para análisis de riesgo;
 - b) Toda la información de los factores de riesgo que sustentan el programa;
 - c) Un proceso de integración de datos completo;
 - d) Un proceso que incorpore las experiencias obtenidas en todas las líneas de transmisión;
 - e) Un proceso para evaluar todos los incidentes, incluyendo sus causas, ocurridos en el sistema nacional de transporte y distribución de gas, con implicancias tanto para las líneas de transmisión del operador como para su programa de manejo de integridad.
 - f) Una matriz de resultado que demuestre que el programa ha sido efectivo para asegurar la integridad de las líneas de transmisión, mediante el control de los riesgos identificados para éstas.
 - g) Mediciones semestrales de resultados más allá de las requeridas en la Sección 945, que sea parte del plan de resultado del operador.
 - h) Un análisis que justifique los intervalos de reevaluación de integridad deseados y los métodos de remediación a ser usados para todas las líneas de transmisión.
- 2) Además de los requerimientos anteriores, el operador debe:
 - a) Haber completado como mínimo dos evaluaciones de integridad de cada línea incluida en el plan de integridad basado en el resultado, y asegurar de modo documentado que cada evaluación cumplió en forma efectiva con el relevamiento de las amenazas identificadas.
 - b) Remediar todas las anomalías identificadas en la evaluación más reciente, de acuerdo con los requerimientos de la Sección 933, e

incorporar los resultados y experiencias obtenidas en su programa de integridad.

c) Desviaciones

Una vez que el operador haya demostrado que ha satisfecho los requerimientos del párrafo b), éste puede desviarse de los requerimientos prescriptivos del Código ASME/ANSI B31.8S y de esta Parte O solamente para las siguientes instancias:

- 1) El intervalo para reevaluación que está establecido en la Sección 939, pero teniendo en cuenta que la reevaluación por algún método (Ej.: evaluación confirmatoria directa) deba ser llevada a cabo en un período no mayor a siete años.
- 2) El intervalo para remediación según lo previsto en la Sección 933 si el operador demuestra que ese intervalo no pone en peligro la seguridad de la línea de transmisión en cuestión.

8. SECCIÓN 915. Conocimientos y entrenamiento del personal para llevar a cabo un programa de gerenciamiento de integridad

a) Personal de supervisión

El programa de gerenciamiento de la integridad del operador debe considerar que cada supervisor tiene y mantiene un conocimiento completo del programa de gerenciamiento de integridad y de los elementos de los que el supervisor es el responsable. El programa debe asegurar que toda persona calificada por el operador como supervisor para el programa de gerenciamiento de integridad, tiene el entrenamiento y experiencia apropiada en el área de la cual la persona es responsable.

b) Personas que llevan a cabo los relevamientos y que evalúan los resultados obtenidos

El programa de gerenciamiento de integridad del operador debe proveer criterios para la calificación de toda persona, que:

- 1) Lleve a cabo evaluaciones de integridad permitidas por esta Parte O,
- 2) Revea o analice los resultados de una evaluación de integridad,
- 3) Tome decisiones en acciones a ser encaradas sobre la base de las citadas evaluaciones de integridad

c) Personas responsables de medidas preventivas y mitigatorias

El programa de gerenciamiento de integridad del operador debe proveer criterios para la calificación de cualquier persona que:

- 1) Implemente medidas preventivas y mitigatorias, incluyendo la marcación y localización de estructuras enterradas,

- 2) Supervise directamente los trabajos de zanjeo conjuntamente con las evaluaciones de integridad.

9. SECCIÓN 917. Identificación por parte del operador de las amenazas potenciales a la integridad de la línea de transmisión y el uso de la identificación de la amenaza en su programa de integridad

a) Identificación de la amenaza

El operador debe identificar y evaluar todas las amenazas potenciales de cada línea de transmisión. Las amenazas potenciales que el operador debe considerar, incluyen, pero no se limitan, a las listadas en la Sección 2 del Código ASME/ANSI B31.8S, que se encuentran agrupadas en las cuatro categorías siguientes:

- 1) Amenazas dependientes del tiempo, tales como corrosión interna, corrosión externa y corrosión bajo tensión;
- 2) Amenazas estáticas o residuales, tales como defectos de fabricación o construcción;
- 3) Amenazas independientes del tiempo, tales como daños por terceros o por fuerzas externas;
- 4) Error humano.

b) Recopilación e integración de datos

Para identificar y evaluar las amenazas potenciales a una línea de transmisión, el operador debe coleccionar e integrar los datos y la información de toda la línea. Para llevar a cabo la recopilación e integración de los datos, el operador debe seguir los requerimientos de la Sección 4 del Código ASME/ANSI B31.8S.

Como mínimo, un operador debe recolectar y evaluar el conjunto de datos especificados en el Apéndice A del Código ASME/ANSI B31.8S, y considerar: historia de incidentes pasados, áreas sensibles, registros de control de la corrosión, registros de monitoreo continuo, registros de recorridos de inspección, historia del mantenimiento, registros de inspección interna y toda otra condición específica para cada línea de transmisión.

c) Evaluación de riesgo

El operador debe realizar una evaluación de riesgo para cada línea de transmisión, de acuerdo con la Sección 5 del Código ASME/ANSI B31.8S considerando las amenazas identificadas. El operador debe usar la evaluación de riesgo y la identificación de las áreas sensibles para priorizar las líneas en la evaluación base y en la reevaluación continua (Secciones 919, 921 y 937) y en la determinación de qué medidas preventivas y mitigatorias adicionales son necesarias (Sección 935).

d) Evaluación de amenazas particulares

Si el operador identifica alguna de las siguientes amenazas, debe realizar las siguientes acciones para controlar estas amenazas particulares.

1) Daños por terceros

El operador debe utilizar la integración de datos requerida en el párrafo b) de esta Sección y el Apéndice A7 del Código ASME/ANSI B31.8S para determinar la susceptibilidad a daños por terceros de cada línea de transmisión. Si el operador identifica la amenaza de daño por terceros, éste debe implementar medidas preventivas y adicionales (Sección 935) para manejar la amenaza y monitorear la efectividad de las medidas adoptadas.

Si llevando a cabo la evaluación base (Sección 921), o la reevaluación (Sección 937), el operador utiliza una herramienta de inspección interna, o evaluación directa de corrosión externa, el operador debe integrar la información de estas evaluaciones con los datos relacionados con cruces de líneas de terceros y posibles invasiones de las distancias de seguridad, para definir donde puedan existir posibles indicaciones de daños por terceros. El operador debe también contar con procedimientos en su programa de gerenciamiento de integridad para encarar acciones derivadas de los hallazgos de esta integración de datos.

2) Fatiga cíclica

El operador debe evaluar si la fatiga cíclica u otra condición de carga (incluyendo movimiento de suelos o condición de puente colgante) pueden conducir a la falla de una deformación, tal como abolladura, raspadura u otro defecto. En la evaluación se debe asumir la presencia de amenazas que pudieran ser exacerbadas por fatiga cíclica. El operador debe usar los resultados de la evaluación, junto con el criterio utilizado, para evaluar la importancia de esta amenaza al priorizar la evaluación de integridad base o la reevaluación.

3) Defectos de manufactura y construcción

Si el operador identifica la amenaza de defectos de manufactura y construcción (incluyendo defectos de soldadura longitudinal/helicoidal), debe determinar el riesgo de falla derivado de dichos defectos. El análisis debe considerar el resultado de evaluaciones anteriores. El operador puede considerar que los defectos relacionados con la manufactura y construcción son defectos estables, si las condiciones operativas o de instalación no han cambiado en los últimos cinco años.

Si cualquiera de los siguientes cambios hubiese ocurrido, el operador debe considerar la línea de transmisión como de alto riesgo, en la evaluación base o en una reevaluación:

- i. La presión de operación se ha incrementado por sobre la operativa histórica (por ejemplo, considerar la máxima presión alcanzada en los últimos cinco años),
- ii. La MAPO se ha incrementado,
- iii. Incremento de las tensiones cíclicas que provocan fatiga.

4) Cañería ERW

Para la evaluación base y las reevaluaciones siguientes, el operador debe priorizar como de alto riesgo, a todo tramo de una línea de transmisión construido con caños con soldadura por resistencia eléctrica de baja frecuencia (ERW), soldaduras en solapa u otros caños que satisfagan las condiciones especificadas en los Apéndices A.4.3 y A.4.4 del Código ASME/ANSI B31.8S, y que haya experimentado fallas en sus costuras, o la presión de operación se ha incrementado por encima de la máxima presión de operación de los cinco años precedentes, o hayan variado las condiciones de instalación.

El operador debe seleccionar una o varias tecnologías de evaluación de capacidad probada, para evaluar la integridad de las costuras.

5) Corrosión

Si el operador encuentra corrosión en un segmento de línea de transmisión que puede afectar adversamente la integridad de la línea, debe llevar a cabo una evaluación de integridad y remediar, de ser necesario, todos los segmentos de línea de transmisión con similar material de recubrimiento y característica del terreno (pH, resistividad del suelo, etc.). El operador debe establecer un cronograma para evaluar y remediar, según necesidad, los segmentos de condiciones similares, que sea consistente con los procedimientos de operación y mantenimiento establecidos, según lo prevé esta norma en cuanto a ensayos y reparaciones.

10. SECCIÓN 919. Plan de evaluación base

El operador debe incluir cada uno de los siguientes elementos en su plan escrito de evaluación base:

- a) Identificación de las amenazas potenciales y la información de respaldo para cada línea de transmisión (Sección 917);
- b) Identificación de las AS a lo largo de cada línea de transmisión;
- c) Los métodos seleccionados para evaluar la integridad de la cañería, incluyendo un informe técnico suscrito por el responsable de integridad del operador que justifique el o los métodos de evaluación seleccionados para manejar la amenaza identificada. El método de evaluación de integridad que el operador use debe estar en relación con la amenaza identificada (Sección 917). Debe utilizarse en caso de ser necesario más

de un método de evaluación para manejar todas las amenazas de la línea de transmisión;

- d) Un cronograma para completar la evaluación de integridad de las líneas de transmisión, incluyendo los factores de riesgo considerados para establecerlo;
- e) Un procedimiento que describa cómo el operador asegura que la evaluación base está siendo implementada de forma tal que, controla los riesgos a la seguridad y al ambiente.

11. SECCIÓN 921. Evaluación base

a) Métodos de evaluación

El operador debe evaluar la integridad de las líneas de transmisión, aplicando uno o más de los siguientes métodos, dependiendo de las amenazas a las cuales la línea es susceptible de acuerdo con la Sección 917. El operador debe seleccionar el método o métodos que mejor se adapten para manejar las amenazas identificadas, a saber:

- 1) Utilización de herramientas de inspección interna o herramientas capaces de detectar corrosión, y cualquier otra amenaza a que la línea sea susceptible. En la selección de la herramienta de inspección interna apropiada el operador debe seguir lo indicado en la Sección 6.2 del Código ASME/ANSI B31.8S;
- 2) Prueba de resistencia y hermeticidad llevada a cabo en concordancia con la Parte J de esta norma. El operador debe utilizar las pruebas de resistencia especificadas en la tabla de la Sección 939, para justificar la extensión del período de reevaluación;
- 3) Un plan de ED si fuera aplicable, según lo indicado en la Sección 923, para manejar las amenazas de corrosión interna, corrosión externa y corrosión bajo tensión. El operador debe llevar a cabo la ED, dependiendo de la amenaza, de acuerdo con lo establecido en las Secciones 925, 927 o 929;
- 4) Otra tecnología que el operador pueda comprobar que proporciona un conocimiento equivalente de la condición de la cañería, asumiendo las responsabilidades del cambio. El operador que elija esta opción, debe notificar a la Autoridad Regulatoria con una antelación de 180 días antes de llevar a cabo la evaluación, adjuntando la normativa de aplicación vigente que la sustente.

b) Prioridad de segmentos

Para la evaluación base el operador debe priorizar las líneas de transmisión o tramos de líneas de transmisión, de acuerdo con un análisis de riesgo que considere las amenazas potenciales y las AS. El análisis de riesgo debe cumplir con los requerimientos de la Sección 917.

c) Evaluación de amenazas particulares

En la selección del método para llevar a cabo la evaluación base, el operador debe seguir las acciones requeridas en la Sección 917 para manejar las amenazas particulares que haya identificado.

d) Período

El operador debe priorizar todos los segmentos de acuerdo con la Sección 917 y con el párrafo b) de esta Sección.

Del resultado obtenido conforme los requerimientos de la Sección 917, debe surgir el plazo para efectuar la evaluación base de cada una de las líneas de transmisión que opera.

En un plazo de seis años, contados a partir de la fecha de vigencia de esta Parte O de la norma, el operador debe realizar la evaluación base de la totalidad de las líneas de transmisión comenzando por las de más alto riesgo, debiendo dar cumplimiento como mínimo al siguiente cronograma.

Año	Porcentaje acumulado (%)
2	20
3	40
4	60
5	80
6	100

Nota: Los porcentajes se miden en longitud evaluada sobre longitud total de cañerías alcanzadas por esta Parte O.

El cronograma citado precedentemente para efectuar la evaluación base debe considerarse como una obligación mínima del operador, y su cumplimiento no lo exime de realizar las acciones que correspondan para asegurar que la totalidad de las líneas de transmisión que opera, cumplan los requerimientos normativos y que no existan líneas de transmisión en condiciones de riesgo, conforme a las amenazas identificadas.

e) Evaluaciones de integridad previamente realizadas por el operador

El operador puede utilizar como evaluación base para cada línea de transmisión, las evaluaciones de integridad realizadas dentro de los siete años anteriores a la fecha de vigencia de esta Parte O, si la evaluación de integridad cumple con los requerimientos establecidos en esta Parte O y se han desarrollado las acciones de remediación aplicables según la Sección 933.

Si el operador utiliza esta evaluación previa como su evaluación base, el operador debe reevaluar la cañería de acuerdo con las Secciones 937 y 939, debiéndose tomar como fecha de la evaluación base la correspondiente a la evaluación previa considerada.

f) Nueva cañería instalada

El operador debe completar la evaluación base de toda línea instalada con posterioridad a la fecha de vigencia de esta Parte O en el término de cinco años desde el momento en que fue instalada. La prueba de resistencia y hermeticidad pre-operacional satisface los requerimientos de la evaluación base, siempre y cuando se haya realizado acorde con la Parte J de esta Norma.

Toda línea de transmisión a instalar con posterioridad a la fecha de vigencia de esta Parte O, debe construirse de manera de permitir su evaluación con herramientas de inspección interna.

12. SECCIÓN 923. Utilización de la evaluación directa y detección de amenazas**a) General**

El operador puede utilizar ED, ya sea como un método de evaluación primario o como un suplemento a otros métodos de evaluación permitidos en esta Parte O. El operador puede usar solamente ED como un método de evaluación primario para las amenazas identificadas de corrosión externa (EDCE), corrosión interna (EDCI) y corrosión bajo tensión (EDCBT).

Para la utilización de la EDCE el operador debe estudiar y analizar previamente si las condiciones de instalación de la línea de transmisión permiten su uso. Al respecto se deben tener en cuenta las consideraciones y limitaciones indicadas en la Práctica Estándar ANSI/NACE SP0502.

b) Método primario

El operador que use ED como método de evaluación primario debe contar con un plan que cumpla con los siguientes requerimientos:

- 1) Sección 6.4 del Código ASME/ANSI B31.8S, Práctica Estándar ANSI/NACE SP 0502 y la Sección 925, si se trata de evaluar corrosión externa.
- 2) Sección 6.4 y Apéndice B2 del Código ASME/ANSI B31.8S y la Sección 927, si se trata de evaluar corrosión interna.
- 3) Apéndice A3 del Código ASME/ANSI B31.8S y la Sección 929, si se trata de evaluar corrosión bajo tensión.

c) Método suplementario

El operador que use ED como método de evaluación suplementario que sea aplicable a una amenaza determinada debe contar con un plan que cumpla con los requerimientos para la ECD de la Sección 931.

13. SECCIÓN 925. Requerimientos para usar la evaluación directa de corrosión externa (EDCE)

a) Definición

La EDCE es un proceso de cuatro pasos que contiene una pre-evaluación, un examen indirecto, un examen directo y una pos-evaluación para evaluar la amenaza de corrosión externa a la integridad de una cañería.

b) Requerimientos generales

El operador que use ED para evaluar la amenaza de corrosión externa, debe seguir los requisitos de esta Sección, los de la Sección 6.4 del Código ASME/ANSI B31.8S, y los de la Práctica Estándar ANSI/NACE SP 0502. El operador debe preparar e implementar un plan que contenga un proceso que incluya una pre-evaluación, un examen indirecto, un examen directo y una pos-evaluación. Si en la EDCE se detecta un daño del revestimiento de la cañería por posible impacto de terceros, el operador debe integrar los datos de la EDCE con los datos obtenidos en otras evaluaciones [Sección 917, b)] para analizar la amenaza de daño por terceros como se requiere en la Sección 917 d) 1).

- 1) **Pre-evaluación:** Además de los requisitos de la Sección 6.4 del Código ASME/ANSI B31.8S, y la Sección 3 de la Práctica Estándar ANSI/NACE SP 0502, el plan debe incluir:
 - a) Previsiones para aplicar criterios más restrictivos cuando se lleva a cabo la EDCE por primera vez.
 - b) Las premisas sobre las que el operador selecciona como mínimo dos herramientas de examinación indirecta diferentes, pero complementarias, para evaluar cada región de la EDCE, las que deben contar con un sistema propio de georeferenciación que se evidencie en los correspondientes informes. Si el operador utiliza un método de inspección indirecta que no ha sido discutido en el Apéndice A de la Práctica Estándar ANSI/NACE SP 0502, el operador debe demostrar la aplicabilidad, las bases de validación, el equipamiento usado, el procedimiento aplicado y cómo utiliza la información del método de inspección.
- 2) **Examinación indirecta:** Además de los requisitos de la Sección 6.4 del Código ASME/ANSI B31.8S, y la Sección 4 de la Práctica Estándar ANSI/NACE SP 0502, el plan de examinación indirecta de las regiones EDCE debe incluir:
 - a) Previsiones para aplicar criterios más restrictivos cuando se lleva a cabo EDCE por primera vez;
 - b) Criterios para identificar y documentar aquellas indicaciones que deben ser consideradas para la excavación y el examen directo. Los criterios mínimos de identificación incluyen el conocimiento de la sensibilidad de las herramientas de evaluación, los procedimientos

para usar cada herramienta, y el enfoque a ser usado para estrechar el espacio físico entre las lecturas de la herramienta de examinación indirecta cuando se sospeche la presencia de un defecto;

- c) Criterios para definir la urgencia de excavar y realizar un examen directo de cada indicación identificada durante la examinación indirecta. Estos criterios deben especificar cómo el operador clasificará el nivel de urgencia de la indicación a excavar como inmediata, programada o a ser monitoreada;
 - d) Criterios para programar la excavación conforme a cada nivel de urgencia.
- 3) Examinación directa:** Además de los requisitos de la Sección 6.4 del Código ASME/ANSI B31.8S, y la Sección 5 de la Práctica Estándar ANSI/NACE SP 0502, el plan para la examinación directa de las indicaciones obtenidas en la examinación indirecta debe incluir:
- a) Previsiones para aplicar criterios restrictivos cuando se lleva a cabo EDCE por primera vez;
 - b) Criterios para decidir qué acciones deben tomarse si:
 - i. Se descubren defectos de corrosión que exceden los límites permitidos (Sección 5.5.2.2 de Práctica Estándar ANSI/NACE SP 0502), o
 - ii. El análisis de causas raíces revela que la EDCE no es aconsejable (Sección 5.6.2 de Práctica Estándar ANSI/NACE SP 0502);
 - c) Criterios y procedimientos de notificación de cualquier cambio en el plan de la EDCE, incluyendo modificaciones que afectan la clasificación de severidad, las prioridades de examinación directa y el intervalo para la examinación directa de las indicaciones;
 - d) Criterios que describan cómo y bajo que bases, el operador reclasificará y priorizará cualquiera de las provisiones especificadas en la Sección 5.9 de la Práctica Estándar ANSI/NACE SP 0502.
- 4) Post-evaluación y evaluación continua:** Además de los requisitos de la Sección 6.4 del Código ASME/ANSI B31.8S, y los de la Sección 6 de la Práctica Estándar ANSI/NACE SP 0502, el plan para evaluar la efectividad global del proceso EDCE debe incluir:
- a) Mediciones para determinar la efectividad a largo plazo del proceso de la EDCE para evaluar la corrosión externa.
 - b) Criterios para evaluar si las condiciones descubiertas por el examen directo de las indicaciones en cada región de la EDCE indican la necesidad de reevaluar en un intervalo menor al especificado en la Sección 939 (Ver Apéndice D de la Práctica Estándar ANSI/NACE SP 0502).

14. SECCIÓN 927. Requerimientos para usar la evaluación directa de corrosión interna (EDCI)

a) Definición

La EDCI es un proceso que identifica áreas a lo largo de la línea de transmisión donde puede residir agua u otro electrolito introducidos por una condición no deseada; enfocando la inspección en aquellos lugares donde la corrosión interna es más probable que exista. El proceso identifica corrosión interna causada por microorganismos, fluidos con CO₂, O₂, HS₂ u otros contaminantes presentes en el gas.

b) Requerimientos generales

El operador usando la EDCI como método de evaluación en un segmento de línea de transmisión debe seguir los requerimientos de la Sección 6.4 y el Apéndice B2 del código ASME/ANSI B31.8S, los de la Práctica Estándar NACE SP 0206 y los de esta Sección. El proceso de EDCI aplica solamente a aquellos segmentos que transportan gas seco, y no a segmentos con electrolitos presentes en la corriente de gas. Si se da el último caso, y el operador utiliza el proceso de EDCI, éste debe desarrollar un plan que demuestre cómo llevará a cabo la EDCI para estudiar la corrosión interna de manera efectiva, y debe proveer información de acuerdo con las Secciones 921 a) 4) o 937 c) 4).

c) Plan de la EDCI

El operador debe desarrollar y seguir un plan de EDCI que considere una pre-evaluación, identificación de regiones EDCI y lugares de excavación, examinación detallada de los lugares excavados, una pos-evaluación y monitoreo.

1) Pre-evaluación

El operador debe reunir e integrar datos de la información necesaria para evaluar la viabilidad de la EDCI, y con el respaldo de un modelo para identificar áreas a lo largo del segmento donde el electrolito se puede acumular, para identificar las regiones de la EDCI, y para identificar áreas en donde el líquido pueda ser arrastrado. Esta información incluye, pero no está limitada a:

- i) Todos los elementos listados en el Apéndice A2 del código ASME/ANSI B31.8S.
- ii) La información necesaria para apoyar el procedimiento que el operador use para determinar las áreas a lo largo de la línea de transmisión donde es más probable que ocurra corrosión interna. Esta información, incluye, pero no se limita a: la ubicación de inyecciones de gas y los puntos de extracción sobre la línea; ubicación de los puntos bajos tales como inclinaciones, rampas, válvulas, distribuidores, soportes, y purgadores; el perfil de elevación de la línea de transmisión con suficiente detalle, como

para calcular los ángulos de inclinación en todos los segmentos; el diámetro de la línea y el rango de las velocidades esperadas de gas.

- iii) La información de experiencia de operación que otorga la indicación de condiciones históricas no deseadas en las condiciones del gas, lugares donde hayan ocurrido estas desviaciones, y potenciales daños resultantes de estas condiciones no deseadas.
 - iv) Información donde los scraper de limpieza no han sido utilizados o donde éstos puedan haber depositado electrolitos.
- 2) Identificación de las regiones de la EDCI

El plan de un operador debe identificar todas las regiones de la EDCI dentro de la línea de transmisión. Una región de la EDCI se extiende desde el lugar donde el líquido puede ingresar a la línea de transmisión y abarca el área completa a lo largo de la línea de transmisión donde puede haber corrosión interna y donde se necesita una mayor evaluación. Para identificar las regiones de la EDCI, el operador debe aplicar un modelo de "Evaluación de Corrosión Interna". Este procedimiento debe considerar los cambios de diámetro del caño, los lugares donde el gas entra en la línea (lugar potencial para introducir humedad) y aguas abajo de las extracciones de gas para definir el ángulo crítico de inclinación por encima del cual la película de agua no puede ser transportada por la corriente de gas.

- 3) Identificación de los lugares de excavación y examinación directa.

Luego de determinar las regiones de la EDCI, el operador debe identificar los lugares más probables de corrosión interna en cada región, para la excavación. El operador debe identificar como mínimo dos lugares para la excavación en cada región de la EDCI utilizando mediciones de espesor ultrasónicas, radiografiado u otra técnica de medición aceptada. Uno de los lugares debe estar en el punto más bajo (por ejemplo, inclinaciones, válvulas, distribuidores, soportes, purgadores) más cercano al comienzo de la región de la EDCI. El segundo lugar debe estar aguas abajo del anterior, cerca del extremo final de la región EDCI. Si existe corrosión en cualquier lugar, el operador debe:

- i) Evaluar la severidad del defecto y remediarlo de acuerdo con la Sección 933;
- ii) Realizar excavaciones adicionales en la región de la EDCI, o utilizar metodologías de evaluación alternativas admitidas para comprobar si la línea tiene corrosión interna;
- iii) Evaluar la corrosión interna potencial en el sistema de líneas de transmisión del operador con características similares a aquellas

en las que se encontró corrosión, y remediar las condiciones que encuentre de acuerdo con la Sección 933.

4) Post evaluación y monitoreo

El plan del operador debe evaluar la efectividad del proceso de la EDCI y prever un monitoreo continuo de los tramos de línea con corrosión interna identificados. El proceso de evaluación y monitoreo incluye:

- i) Evaluar la efectividad del proceso de la EDCI como método de evaluación para detectar corrosión interna y para determinar si una línea debe ser revisada a intervalos más frecuentes a los especificados en la Sección 939. Esta evaluación se debe realizar dentro del año en que se lleve a cabo el proceso de la EDCI.
- ii) Monitorear a lo largo del tiempo en forma continua donde se haya identificado corrosión interna, usando técnicas tales como: cupones, sensores ultrasónicos o probetas electrónicas. El operador debe además, analizar la calidad del gas y los elementos de separación y filtrado en las instalaciones conectadas a las líneas de transmisión monitoreadas. La frecuencia del monitoreo y del análisis de fluido debe estar basada en resultados de evaluación de integridad del pasado y presente, y factores de riesgo específicos para esa línea de transmisión. Si el operador encuentra alguna evidencia de productos de corrosión, éste debe tomar una rápida acción en concordancia con una de las dos acciones que se indican a continuación y remediarlas conforme con la Sección 933.
 - A) Conducir excavaciones en lugares aguas abajo donde el vapor de agua podría condensarse; o
 - B) Evaluar la línea de transmisión usando otro método de evaluación de integridad permitido por esta Parte O.

5) Otros requerimientos

El plan de la EDCI debe también incluir:

- i) Criterios que el operador aplicará en la toma de decisiones clave (Ej.: factibilidad de la EDCI, definición de las regiones de la EDCI, condiciones que requieren excavación) en la implementación de cada paso del proceso EDCI;
- ii) Previsiones de condiciones más restrictivas cuando se lleva a cabo la EDCI por primera vez, y que sean menos conservativas en la medida que el operador vaya adquiriendo experiencia;
- iii) Previsiones para el análisis de toda la cañería en la que se encuentre la región con corrosión interna, excepto la aplicación de los criterios de remediación de la Sección 933, que pueden ser limitados a los tramos donde se encontró corrosión interna.

15. SECCIÓN 929. Requerimientos para usar la evaluación directa de corrosión bajo tensión (EDCBT)

Requerimientos generales

El operador que utiliza la ED como un método de evaluación de integridad para manejar esta amenaza, debe desarrollar y seguir un plan que esté destinado, como mínimo, a:

- 1) **Reunión e integración de datos:** El plan debe tener un proceso sistemático de recolección y evaluación de información de todas las regiones para identificar si las condiciones para CBT están presentes, y a su vez, para dar prioridad a las líneas de transmisión a ser evaluadas. Este proceso debe incluir información recolectada e información proveniente de la evaluación relacionada a la CBT, en todos los sitios de excavación donde el criterio establecido en el Apéndice A3.3 del Código ASME/ANSI B31.8S indique susceptibilidad para la CBT. Esta información incluye como mínimo, la información especificada en el Apéndice A.3 del código ASME/ANSI B31.8S.
- 2) **Método de evaluación:** El plan debe considerar que si se identifican las condiciones de CBT el operador debe evaluar la línea de transmisión utilizando un método de integridad especificado en el Apéndice A.3 del código ASME/ANSI B31.8S y remediar la amenaza de acuerdo con la Sección A3.4 del Apéndice A.3 del código ASME/ANSI B31.8S.

16. SECCIÓN 931. Utilización de la evaluación confirmatoria directa

El operador que utiliza el método de ECD como lo prevé la Sección 937 debe tener un plan que satisfaga los siguientes requerimientos y los de las Secciones 925 y 927:

a) Amenazas

El operador puede solamente usarlo para identificar daños resultantes de corrosión externa y corrosión interna.

b) Plan para corrosión externa

El plan de ECD para identificar corrosión externa debe contemplar que como mínimo se deben investigar las áreas sensibles y los lugares donde el suelo tenga una resistividad menor a 1000 Ω .cm y cumplir con la Sección 925, con las siguientes excepciones:

- 1) Los procedimientos para examinación indirecta pueden permitir el uso de sólo una herramienta apropiada para tales fines.
- 2) Los procedimientos para evaluación directa y remediación deben considerar que:
 - i) todas las indicaciones de acción inmediata en cada región EDCE deben ser excavadas;

- ii) como mínimo una indicación de alto riesgo que coincida con el criterio de acción programada en cada región EDCE debe ser excavada.

c) Plan para corrosión interna

El plan de ECD del operador para identificar corrosión interna debe cumplir con lo exigido en la Sección 927, excepto que los procedimientos del plan para identificar lugares de excavación requieran el sondeo de un lugar de alto riesgo en cada región EDCI.

d) Defectos que requieren remediaciones en el corto plazo

Si de la evaluación llevada a cabo acorde con los párrafos b) y c) de esta Sección, revela defectos que requieren remediación antes de la próxima evaluación, el operador debe programar la siguiente evaluación en concordancia con la ANSI/NACE SP 0502. (Sección 6.2 y 6.3). Si el defecto requiere remediación inmediata, entonces el operador debe reducir la presión según la Sección 933 hasta que haya completado la reevaluación usando alguna de las técnicas permitidas de la Sección 937.

17. SECCIÓN 933. Acciones que debe tomar el operador para el tratamiento de los resultados de integridad

a) Requerimientos generales

El operador debe tomar acción inmediata para analizar todas las condiciones anómalas que descubra a través de la evaluación de integridad y remediar aquellas que pueden afectar la integridad de la línea de transmisión.

El operador debe garantizar y ser capaz de demostrar empleando todos los medios que correspondieran, que las medidas que adopte no se transformen en una amenaza para la integridad de la línea.

b) Reducción temporaria de presión

Si el operador no puede responder dentro de los límites de tiempo para ciertas condiciones especificadas a continuación, debe reducir temporalmente la presión de operación o tomar otra acción para asegurar la integridad.

Para determinar la reducción temporaria de la presión de operación puede utilizar los Apéndices G-6, G-7 y G-8 de la NAG-100, el código ASME/ANSI B31G, o el documento "AGA Pipeline Research Committee Project PR-3-805 (RSTRENG)", o reducir la presión de operación a un nivel que no exceda al 80% del nivel de presión al momento del descubrimiento de la condición.

En el momento de decidirse la reducción de la presión de operación, el operador debe establecer con fundamento el plazo de dicha condición, el que no debe superar los 365 días corridos y dentro del cual se debe instrumentar una solución integral y definitiva. En caso de que tal reducción

represente una afectación a la normal prestación del servicio, el operador debe tomar las medidas necesarias y conducentes para restablecer tal normalidad en el menor tiempo admisible.

c) Descubrimiento de condición

El descubrimiento de la condición ocurre cuando el operador cuenta con la información para determinar que la situación presenta una amenaza potencial para la integridad de la línea de transmisión. Las condiciones que presentan una potencial amenaza incluyen, pero no están limitadas a, aquellas condiciones que requieren remediación o monitoreo listadas en los párrafos e) 1) a e) 3) de esta Sección.

d) Cronograma de evaluación y remediación

El operador debe completar la remediación de acuerdo con un cronograma que priorice las condiciones para evaluación y remediación. A menos que se aplique un requerimiento especial para remediar ciertas condiciones, según lo previsto en el párrafo e) de esta Sección, el operador debe seguir el cronograma de actividades de la Sección 7, del código ASME/ANSI B31.8S.

Si no puede seguir el cronograma, debe justificar las razones por las que no puede y que los cambios propuestos al cronograma no pongan en peligro la integridad de la línea y de la seguridad pública.

e) Requerimientos especiales para el cronograma de remediación

- 1) **Condiciones de reparación inmediata:** La evaluación del operador y el plan de remediación deben seguir lo establecido en la Sección 7 del código ASME/ANSI B31.8S en el caso de reparaciones inmediatas. Para mantener la seguridad, el operador debe reducir en forma temporaria la presión de operación de acuerdo con el punto b) esta Sección o sacar de servicio la línea de transmisión hasta que complete la reparación. El operador debe tratar las siguientes condiciones como de reparación inmediata:
 - i. Disminución del 80% o más del espesor de la cañería.
 - ii. El cálculo de la resistencia remanente del caño evidencia una presión de falla menor o igual a 1,1 veces la máxima presión de operación establecida para el tramo de la línea de transmisión donde se encuentre la anomalía. Los métodos apropiados de cálculo de la resistencia remanente incluyen: Apéndices G-6, G-7 y G-8 de la NAG-100, el código ASME/ANSI B31G; AGA Pipeline Research Committee Project PR-3-805 ("A Modified Criterion for Evaluating The Remaining Strength of Corroded Pipeline/RSTRENG", 1989); o un método equivalente alternativo de cálculo de resistencia remanente, analizado detalladamente por el operador para verificar que resulta más exigente que los anteriores y por cuya adopción éste, asume entera responsabilidad.

- iii. Una indicación de pérdida de metal que afecte una soldadura longitudinal/helicoidal que fue realizada mediante corriente continua, resistencia eléctrica de baja frecuencia, o “flash welding”.
 - iv. Una abolladura que tiene indicación de pérdida de metal, fisura o concentrador de tensión.
 - v. Una anomalía que a juicio del operador considere que requiere acción inmediata.
- 2) **Otras condiciones:** Independientemente de las condiciones listadas en e) 1) el operador debe evaluar toda condición identificada que constituya una amenaza a la integridad de la cañería y planificar apropiadamente su reparación de acuerdo con lo establecido en la Sección 7 del código ASME/ANSI B31.8S y demás en las Secciones aplicables de la NAG-100.

18. SECCIÓN 935. Medidas adicionales preventivas y/o mitigativas para proteger las líneas de transmisión

a) Requerimientos generales

El operador debe tomar medidas adicionales a las indicadas en la NAG-100 para prevenir una falla en la línea de transmisión y mitigar sus consecuencias, basándose en las amenazas que ha identificado para cada línea (Sección 917).

El operador debe efectuar en concordancia con uno de los criterios para evaluaciones de riesgo, del código ASME/ANSI B31.8S, Sección 5 un análisis de riesgo para identificar medidas adicionales que aumenten la seguridad del público. Tales acciones incluyen, pero no están limitadas a, instalación de válvulas de cierre automático o válvulas de control remoto, instalación de monitoreos computarizados y sistemas de detección de pérdidas, reemplazo de los segmentos de línea de transmisión por caños de mayor espesor, entrenamiento adicional al personal sobre procedimientos de respuesta, realización de simulacros con respuesta de emergencia local e implementación de inspección y programas de mantenimiento adicionales.

b) Daño por terceros y fuerza externa

1) Daños por terceros

El operador debe optimizar su programa de prevención de daños requerido por la Sección 614 para prevenir y minimizar las consecuencias de una pérdida debida a daños por terceros o por fuerza externa. Las medidas de mejora de prevención de daños incluyen pero no se limitan a:

- i) Uso de personal calificado para trabajos que puedan afectar adversamente la integridad de la cañería tales como; marcación, localización y supervisión de trabajos de zanjeo.
- ii) Recolección de datos en una base de datos central de incidentes que se hubieren dado en excavaciones sobre líneas de transmisión alcanzadas o no por esta Parte O y de los análisis que justificaron las medidas preventivas y mitigatorias.
- iii) Disponer de números de teléfonos de emergencia de acceso gratuito y público.
- iv) Monitoreo de excavaciones. Cuando haya evidencias que en una excavación puede haber un cruce de cañería de terceros, que no fue previamente monitoreado por el operador al momento de su instalación, el operador debe excavar el área cercana al cruce o llevar a cabo un relevamiento usando los métodos descritos en la Práctica Recomendada de la ANSI/NACE SP 0502. El operador debe excavar y remediar acorde lo exigido en ANSI/ASME B31.8S y la Sección 933, cualquier indicación de falla o discontinuidad en el revestimiento.

2) Fuerzas externas

Para minimizar las consecuencias de daño de fuerzas externas (por ejemplo, movimiento del suelo, inundaciones, puente de suspensión inestable) las medidas incluyen, pero no se limitan a, aumento de la frecuencia de patrullas aéreas o terrestres, agregado de protección externa, reducción de tensiones externas, y reubicación de la línea.

- c) Válvula de Cierre Automático (VCA) o Válvulas de Control Remoto (VCR).

Si el operador determina que se necesita una VCA o VCR en un segmento de la línea de transmisión para proteger un tramo de una línea de transmisión en el caso de liberación de gas, el operador debe instalarla. Al tomar esa determinación, el operador debe, como mínimo, considerar los siguientes factores: rapidez de detección de pérdidas y capacidades de cortar el flujo del gas, el tipo de gas transportado, presión de operación, la velocidad de la potencial liberación, perfil de la línea de transmisión, potencial de encendido, y la localización del personal de respuesta más cercano.

- d) Líneas de transmisión que operan por debajo del 30 % de la TFME.

El operador de una línea de transmisión operando debajo del 30 % de la TFME debe seguir los requerimientos de los párrafos d) 1) y d) 2) de esta Sección.

- 1) Aplicar los requisitos de los párrafos b) 1) i) y b) 1) iii) de esta Sección, y

- 2) Monitorear las excavaciones cercanas a la línea, o efectuar recorridos de inspección según lo exigido en la Sección 705, bimestralmente. Si el operador encuentra indicaciones de actividades de construcción no informadas, debe hacer una investigación para determinar si ha ocurrido daño mecánico.

19. SECCIÓN 937. Proceso continuo de evaluación para mantener la integridad de la línea de transmisión

a) General

Luego de completar la evaluación de integridad base, el operador debe continuar revaluando la línea de transmisión, en los intervalos especificados en la Sección 939 y evaluar periódicamente la integridad de cada línea como se señala en el párrafo b). La reevaluación se debe efectuar respetando los intervalos especificados en la Sección 939 y no más allá de siete años mediante una ECD luego de realizada la evaluación base, a no ser que la evaluación del párrafo b) de esta Sección indique una reevaluación más temprana.

b) Evaluación

El operador debe conducir una evaluación periódica, cuya frecuencia debe definir expresamente, para asegurar la integridad de la línea de transmisión. La evaluación periódica se debe basar en una integración de información de toda la línea de transmisión especificada en la Sección 917. Para toda línea de transmisión, la evaluación debe considerar: los resultados de estudios de integridad pasados y presentes, la integración de información (Sección 917), y las decisiones acerca de las acciones de remediación (Sección 933), y las acciones adicionales preventivas y de mitigación (Sección 935).

El operador debe utilizar los resultados de esta evaluación para identificar las amenazas específicas a la línea de transmisión y el riesgo que representan esas amenazas.

c) Métodos de evaluación

Al llevar a cabo la reevaluación de integridad, el operador debe evaluar la integridad de la cañería a través de alguno de los siguientes métodos, utilizando el que mejor se adapte a la amenaza a que la línea de transmisión sea susceptible (Sección 917), o por ECD (Sección 931):

- 1) Herramienta de inspección interna o herramientas capaces de detectar corrosión y cualquier otra amenaza a la cual el caño pueda ser susceptible. El operador debe seguir la Sección 6.2 del código ASME/ANSI B31.8S para seleccionar la herramienta de inspección interna apropiada;
- 2) Ensayo de resistencia y hermeticidad realizado de acuerdo con la Parte J de esta norma. El operador debe utilizar los ensayos de resistencia

especificados en la tabla 3 de la Sección 939 para justificar la extensión del intervalo de revaluación, de conformidad con la Sección 939;

- 3) Un plan de ED si fuera aplicable, según lo indicado en la Sección 923, para manejar las amenazas de corrosión interna, corrosión externa y corrosión bajo tensión. El operador debe llevar a cabo la ED dependiendo de la amenaza, con las Secciones 925, 927 o 929.
- 4) Otra tecnología que el operador demuestre que pueda otorgar un conocimiento equivalente de la condición de la cañería. El operador que elija esta opción debe notificar a la Autoridad Regulatoria 180 días antes de realizar la evaluación de acuerdo con la Sección 949.
- 5) La ECD cuando se usa sobre una línea que está programada para revaluación en un período mayor a siete años. El operador que usa este método de revaluación debe cumplir con la Sección 931.

20. SECCIÓN 939. Intervalos de revaluación requeridos

El operador debe establecer un intervalo de revaluación para cada línea de transmisión alcanzada por esta Parte O. Dicho intervalo será el que resulta de la aplicación de alguna de las técnicas permitidas en la Sección 937 y empleadas como Método de Evaluación Primaria. El operador debe cumplir con los siguientes requerimientos.

a) Líneas de transmisión que operan al 30% de la TFME o más

El operador debe establecer un intervalo de revaluación para cada línea de transmisión.

Si el operador establece un intervalo de revaluación mayor a siete años, el operador debe realizar dentro del período de siete años, una ECD, y luego realizar la revaluación correspondiente. La ECD debe ser realizada de acuerdo con la Sección 931.

La tabla que se indica más adelante establece los intervalos de revaluación permitidos.

El operador debe establecer un intervalo de revaluación como mínimo por alguno de los siguientes métodos:

- 1) Prueba de resistencia y hermeticidad o inspección interna, u otra tecnología equivalente.

El operador que usa la prueba de resistencia y hermeticidad o inspección interna como método de evaluación debe establecer el intervalo de revaluación a través de:

- i) Basándose en las amenazas identificadas para la línea, como está listado en la Sección 917 y sobre el análisis de los resultados de la última evaluación de integridad y de la integración de información requerida en la Sección 917; o

- ii) Los intervalos para diferentes niveles de tensión de la línea de transmisión (operando a o por encima del 30% de la TFME) especificados en la Tabla de esta Sección.

2) EDCE

El operador que usa EDCE debe determinar el intervalo de revaluación acorde a los requerimientos de los párrafos 6.2 y 6.3 de la ANSI/NACE SP0502. El intervalo de revaluación no puede exceder lo especificado en la Tabla de esta Sección.

3) EDCI y EDCBT

El operador que usa EDCI o EDCBT debe determinar el intervalo de revaluación de acuerdo con el siguiente método. Sin embargo, el intervalo de revaluación no puede exceder lo especificado en la Tabla de esta Sección.

- i) Determinar el defecto de mayor tamaño que probablemente permanezca en el segmento y la velocidad de corrosión apropiada para la cañería y las condiciones del suelo y de protección.
- ii) Tomar la medida del defecto remanente más grande como el tamaño del defecto mayor descubierto por EDCI o EDCBT.
- iii) Estimar el intervalo de revaluación como la mitad del tiempo requerido para que el defecto más grande aumente al tamaño crítico.

b) Líneas de transmisión que operan por debajo del 30% de la TFME

El operador debe establecer un intervalo de revaluación para aquellas líneas de transmisión que operan por debajo del 30% de la TFME. Si un intervalo establecido supera los siete años, el operador debe realizar dentro de los siete años del intervalo, una ECD de acuerdo con la Sección 931 o una evaluación a baja tensión de acuerdo con la Sección 941.

El operador debe establecer un intervalo de revaluación como mínimo por alguno de los siguientes métodos:

- 1) Revaluación por prueba de resistencia y hermeticidad, inspección interna u otra tecnología, siguiendo los requerimientos del párrafo a) 1) de esta Sección, excepto que el nivel de tensión referenciado en el párrafo a) 1) ii) de esta Sección pueda ser ajustado para reflejar un nivel de tensión más bajo.
- 2) Revaluación por EDCE acorde al párrafo a) 2) de esta Sección.
- 3) Revaluación por EDCI o EDCBT acorde al párrafo a) 3) de esta Sección.

- 4) Revaluación por ECD a intervalos de siete años acorde a la Sección 931 con una revaluación por uno de los métodos listados en los párrafos b) 1) a b) 3) de esta Sección, de acuerdo con lo indicado en la Tabla de esta Sección.
- 5) Revaluación por el método de evaluación a baja tensión a intervalos de siete años acorde a la Sección 941 con una revaluación por uno de los métodos listado en los párrafo b) 1) a b) 3) de esta Sección, de acuerdo a lo indicado en la Tabla de esta Sección.

La siguiente tabla establece los intervalos máximos de revaluación.

Técnica de Inspección	Intervalo (años) (1)	A o más de 50% TFME (4)	A o más de 30% hasta 50% TFME (4)	Menos de 30% TFME (5)
Prueba de Resistencia y hermeticidad	5	PP a 1,25 veces MAPO (2)	PP 1,4 veces MAPO (2)	PP 1,7 veces MAPO (2) (7)
	10	PP a 1,39 veces MAPO (2)	PP a 1,7 veces MAPO (2)	PP a 2,2 veces MAPO (2)
	15	No permitido	PP a 2,0 veces MAPO (2)	PP a 2,8 veces MAPO (2)
	20	No permitido	No permitido	PP a 3,3 veces MAPO (2)
Inspección Interna	5	PF encima de 1,25 veces MAPO (3)	PF encima de 1,4 veces MAPO (3)	PF encima de 1,7 veces MAPO (3)
	10	PF encima de 1,39 veces MAPO (3)	PF encima de 1,7 veces MAOP (3)	PF encima de 2,2 veces MAPO (3)
	15	No permitido	PF encima de 2,0 veces MAPO (3)	PF encima de 2,8 veces MAPO (3)
	20	No permitido	No permitido	PF encima de 3.3 veces MAPO (3)
Evaluación Directa	5	Indicaciones inspeccionadas por muestreo (6)	Indicaciones inspeccionados por muestreo (6)	Indicaciones inspeccionados por muestreo (6)
	10	Todas indicaciones inspeccionadas	Indicaciones inspeccionadas por muestreo (6)	Indicaciones inspeccionadas por muestreo (6)
	15	No permitido	Todas indicaciones inspeccionados	Todas indicaciones inspeccionadas
	20	No permitido	No permitido	Todas indicaciones inspeccionadas

Notas:

(1) Los intervalos son máximos y pueden ser menores dependiendo de las reparaciones efectuadas y las actividades de prevención establecidas. Adicionalmente, ciertas amenazas pueden ser extremadamente agresivas y pueden reducir significativamente los intervalos entre inspecciones. La ocurrencia de falla dependiente del tiempo requiere una inmediata reevaluación del intervalo.

(2) PP es la presión de prueba.

(3) PF es la presión de falla pronosticada de acuerdo con los Apéndices G-6, G-7 y G-8 de la NAG-100, el código ASME/ANSI B31G; AGA Pipeline Research Committee Project PR-3-805 ("A Modified Criterion for Evaluating The Remaining Strength of Corroded Pipeline/RSTRENG", 1989).

(4) Una ECD como se describe en la Sección 931 se debe realizar en el séptimo año para un intervalo de 10 años, y en los años 7 y 14 en un intervalo de 15 años.

(5) Una Evaluación de Baja Tensión o una ECD debe ser realizada en el 7° y 14 °año del intervalo.

(6) Para el proceso de ED, los plazos para la examinación directa de las indicaciones están incluidos en el proceso (Ej.: Apéndice A punto 6.4 de la práctica estándar ANSI/NACE SP0502). Estos plazos se basan en la severidad de las indicaciones y en el resultado de las examinaciones anteriores. A menos que todas las indicaciones se examinen y reparen, el intervalo máximo de reevaluación debe ser de cinco años para cañerías que operan a o por encima del 50% de la TFME y de diez años para las cañerías que operan por debajo del 50% de la TFME.

(7) Para las cañerías instaladas con anterioridad a la fecha de la vigencia de esta Parte O, se puede utilizar para la evaluación las pruebas de resistencia y hermeticidad realizadas a una PP=1,5 de la MAPO.

21. SECCIÓN 941. Revaluación para cañerías que operan a bajas tensiones

a) General

Para las amenazas de corrosión externa e interna el operador de una línea de transmisión que opera a menos del 30% de la TFME puede usar el siguiente método para reevaluar la línea de transmisión, de acuerdo con la Sección 939. Asimismo, el operador debe haber realizado una evaluación base de acuerdo con las secciones 919 y 921.

b) Corrosión externa

El operador debe seguir una de las siguientes acciones para analizar la corrosión externa de la línea de transmisión que opera a baja tensión.

- 1) Caño protegido catódicamente. El operador debe llevar a cabo un ensayo eléctrico como mínimo cada siete años, y debe usar los resultados como parte de la evaluación de la protección catódica y de esta amenaza. Esta evaluación debe considerar, como mínimo, las reparaciones de pérdidas, registros de inspección, monitoreo de corrosión y cañería expuesta, y el ambiente circundante.
- 2) Caño desprotegido o caño protegido catódicamente donde los relevamientos eléctricos son impracticables. El operador debe:
 - i) Realizar relevamientos de pérdidas cada cuatro meses, de acuerdo con las exigencias de esta norma.
 - ii) Cada 18 meses identificar y remediar áreas con corrosión activa mediante la evaluación de registros de pérdidas, monitoreos de corrosión y cañería expuesta, y el ambiente circundante.

c) Corrosión interna

El operador debe:

- 1) Realizar análisis de gases para detectar la presencia de agentes corrosivos, como mínimo, una vez por año, o como lo exija la reglamentación relativa a calidad de gas,
- 2) Realizar controles periódicos de los fluidos que son extraídos de la línea. Este procedimiento se debe realizar como mínimo una vez por año, y
- 3) Como mínimo, una vez cada siete años, integrar los datos de los citados análisis y de otros tipos de ensayos no destructivos, y de los controles requeridos en los párrafos c) 1) y c) 2) con los registros de: pérdidas por corrosión interna, incidentes, seguridad, reparaciones, patrullajes, cañería expuesta, y luego definir acciones de remediación apropiadas.

22. SECCIÓN 943. Ampliación de los intervalos de revaluación

- a) Cuando el operador requiera una ampliación del intervalo de revaluación adoptado según la Sección 939, la Autoridad Regulatoria puede permitirlo si considera que ello no es inconsistente con la seguridad de la línea de transmisión, en las siguientes instancias:
- 1) **Falta de herramientas de inspección interna:** El operador puede justificar el período de evaluación más largo de un segmento abarcado, si las herramientas de inspección interna no están disponibles para evaluar la cañería. El operador debe demostrar que las herramientas de inspección interna no pueden obtenerse dentro del período de evaluación requerido y además, debe demostrar las acciones que está tomando para evaluar la integridad del segmento de línea de transmisión en el ínterin.
 - 2) **Mantener el abastecimiento del suministro local:** El operador puede justificar un período de evaluación más largo de la línea de transmisión si demuestra que la revaluación cortará el suministro local, y que no está disponible un suministro alternativo.
- b) Si alguna de las condiciones del párrafo a) 1) y a) 2) aplica, el operador debe notificar a la Autoridad Regulatoria 180 días antes de terminar el intervalo de revaluación, solicitando un intervalo de evaluación más largo, y brindando un estimativo de cuándo podría completarse la evaluación.

23. SECCIÓN 945. Métodos que deben emplearse para medir la efectividad del programa

a) General

El operador debe incluir en su programa de gerenciamiento de integridad, métodos para comprobar en forma anual si el programa es efectivo al evaluar y controlar la integridad de cada línea de transmisión. Estas medidas deben incluir las cuatro medidas de evaluación completas especificadas en la Sección 9.4 del Código ASME/ANSI B31.8S, y las medidas específicas de cada amenaza especificada en el Apéndice A del Código ASME/ANSI B31.8S.

b) EDCE

Además de los requerimientos generales de las medidas de evaluación establecidos en el párrafo anterior, el operador que usa la ED para controlar la amenaza de corrosión externa, debe definir y monitorear las medidas para determinar la efectividad del proceso de la EDCE. Estas medidas deben cumplir con los requerimientos de la Sección 925.

24. SECCIÓN 947. Registros a mantenerse

El operador debe mantener para la vida útil de la línea los informes que demuestren el cumplimiento de los requerimientos de esta Parte O. Como

mínimo el operador debe mantener los siguientes informes para revisar durante una auditoría:

- a) Un programa de gerenciamiento de integridad escrito de acuerdo con los requerimientos de la Sección 907;
- b) Los documentos que acrediten la identificación de amenazas y la evaluación de riesgo de acuerdo con la Sección 917;
- c) Un plan de evaluación base escrito de acuerdo con la Sección 919;
- d) Los documentos para apoyar las decisiones, análisis y procesos desarrollados y también los utilizados para implementar y evaluar cada elemento del plan de evaluación base y el programa de gerenciamiento de integridad. Los documentos incluyen aquellos desarrollados y empleados para apoyar cualquier identificación, cálculo, reparación, modificación, justificación, desviación y determinación efectuada, y para cualquier acción tomada para implementar y evaluar cualquiera de los elementos del programa.
- e) Los documentos que demuestren que el personal tiene la formación necesaria, incluyendo la capacitación de acuerdo con la Sección 915.
- f) Los cronogramas requeridos por la Sección 933 que priorizan las condiciones que se hayan encontrado durante la evaluación y remediación, incluyendo las justificaciones técnicas del cronograma.
- g) Los documentos para llevar a cabo lo requerido en las Secciones 923 a 929 para un plan de ED.
- h) Los documentos para llevar a cabo los requerimientos de una ECD (Sección 931).
- i) Constancias de que el operador ha provisto la información necesaria requerida en esta Parte O, a la Autoridad Regulatoria.

25. Normas de referencia

- a) AGA Pipeline Research Committee Project PR-3-805 (RSTRENG).
- b) ANSI/NACE SP0502. Pipeline External Corrosion Direct Assessment.
- c) ASME B31G. Manual for Determining the Remaining Strength of Corroded Pipelines.
- d) ASME/ANSI B31.8S. Managing System Integrity of Gas Pipelines.
- e) NACE SP 0206. Internal Corrosion Direct Assessment Methodology for Pipelines Carrying Normally Dry Natural Gas (DG-ICDA).

Nota: Para las normas en la que se indique el año de emisión, sólo se aplica la edición citada. Para las que no se indique la fecha, se aplica la última edición de la norma (incluyendo cualquier modificación de ésta).

SECCIÓN 465 - Control de corrosión externa. Mediciones

a) Monitoreo de potenciales

Toda cañería protegida catódicamente (gasoducto o ramal), debe contar con cajas de medición de potenciales (CMP) a través de las cuales se determina el nivel de la protección catódica (éstas deben responder a lo indicado en la Sección 469).

Toda cañería enterrada que esté bajo protección catódica, debe controlarse como mínimo una vez cada año, no excediendo intervalos de 15 meses, para determinar que la protección catódica satisfaga los requerimientos de la Sección 463. Para cañerías costa afuera el intervalo no debe ser mayor de tres años.

Estas verificaciones deben ser realizadas por muestreo.

b) Monitoreo de unidades de corriente impresa

Toda unidad de protección catódica por corriente impresa, debe inspeccionarse para verificar su funcionamiento seis veces por año, a intervalos que no excedan de dos meses y medio.

Toda interconexión eléctrica directa o a través de dispositivos especiales cuya avería pueda comprometer la protección de la estructura, debe controlarse para verificar su correcto funcionamiento a intervalos que no excedan de dos meses y medio, como mínimo seis veces al año.

c) El operador debe actuar rápidamente para reparar y corregir cualquier deficiencia encontrada en relevamientos o controles.

MATERIAL DE GUÍA

1. Control de cañerías protegidas catódicamente

a) Áreas de corrosión "activa" (ver material en la Sección 457).

Para áreas de protección anticorrosivas localizada suministrada por ánodos galvánicos instalados en ubicaciones individuales de corrosión "activa", los ánodos deben proporcionar un nivel de protección catódica que cumpla con la Sección 463. El control es obligatorio de acuerdo con 465 a).

Cuando no resulte práctico realizar el monitoreo de ensayo eléctrico, se deben considerar otros medios para cumplir con los requisitos de la Sección 465 a), los que pueden incluir análisis periódicos de los registros de corrosión y fugas y estudios de detección de fugas realizados como mínimo con la frecuencia establecida en la 723 b).

b) Áreas de corrosión "no activa"

Para áreas de protección localizada suministrada por ánodos galvánicos en ubicaciones individuales de corrosión "no activa", los niveles de protección anticorrosivas no están sujetos a los requisitos de la Sección 463. Dichos ánodos "instalados voluntariamente" no requieren ser controlados de acuerdo con 465 a), pero el gasoducto debe ser re-evaluado cada tres años conforme a esta Sección.

2. Control de cañerías no protegidas catódicamente

Las cañerías no protegidas catódicamente deben ser re-evaluadas como mínimo cada tres años para identificar áreas de corrosión "activa" de acuerdo con esta Sección. Se deben utilizar análisis eléctricos, excepto en los siguientes casos:

- a) Cuando el análisis eléctrico no resulte práctico, se pueden utilizar estudios de fallas, historial de fugas, corrosión, peligros de la clase de trazado para el público y condiciones operativas y de mantenimiento inusuales para evaluar la necesidad de protección.
- b) Cuando la cañería se encuentra en una ubicación remota, o por algún otro método se determina que las fugas provocadas por la corrosión no serían perjudiciales para la seguridad pública.

a) Áreas de corrosión "activa" (ver Material de Guía en la Sección 457)

Las cañerías no protegidas catódicamente en las cuales se descubra corrosión "activa" deben protegerse catódicamente y controladas de acuerdo con las Secciones 463 y 465 a). (ver ítem 1).

b) Áreas de corrosión "no activa"

Las cañerías no protegidas catódicamente y que contengan corrosión "no activa" deben ser re-evaluadas como mínimo cada tres años de acuerdo con esta Sección.

SECCIÓN 617 - Investigación de averías

Todo operador debe establecer procedimientos para analizar accidentes y averías, incluyendo la selección de muestras de las instalaciones o equipos averiados, para su estudio en laboratorio cuando fuera pertinente, a fin de determinar las causas y reducir al mínimo la posibilidad de una repetición.

MATERIAL DE GUÍA

1. Generalidades

Se debe realizar un análisis detallado siempre que se determine que éste puede suministrar información útil para reducir el potencial de repetición de una falla.

2. Respuesta a un incidente

Si se va a efectuar un análisis detallado debe ser necesaria una rápida respuesta para preservar la integridad de las probetas y la información acumulada.

3. Recopilación de datos sobre el incidente

Si hubiera que realizar un análisis detallado, se debe designar a una persona en la escena del incidente para coordinar la investigación. Las responsabilidades de tal persona deben incluir:

- a) Actuar como coordinador de todo el personal de investigaciones en campo.
- b) Llevar un diario del personal, equipo y testigos.
- c) Registrar en orden cronológico los acontecimientos a medida que suceden.
- d) Asegurar que se tomen fotografías del incidente y zonas circundantes, las que deben ser de gran valor en la investigación.
- e) Garantizar la notificación a todas las autoridades gubernamentales adecuadas.
- f) Garantizar la conservación de las pruebas.

4. Equipo investigador

Cuando haya que realizar un análisis detallado, se debe designar un equipo de investigación altamente calificado por la capacitación o la experiencia en los procedimientos adecuados para dicho fin. La investigación debe incluir lo siguiente:

- a) Determinación de la causa probable del incidente.
- b) Evaluación de la respuesta inicial.
- c) Necesidad de mejoras en el sistema, si corresponde.
- d) Necesidad de mejoras en la respuesta, manejo e investigación de incidentes.

5. Probetas

Se debe preparar un procedimiento para seleccionar, recopilar, preservar, rotular y manipular probetas. Los procedimientos para recopilación de probetas

metalúrgicas deben incluir precauciones para no alterar la estructura granular en las zonas de interés para la investigación (Ej., evitar efectos térmicos producidos por fuerzas de corte y externas debidas a herramientas y equipos). Cuando haya problemas de corrosión, pueden resultar necesarios procedimientos para la correcta toma de muestras y manipuleo, del suelo y agua subterránea. Se deben considerar procedimientos que controlen el corte, limpieza, elevación, identificación y embarque de probetas de caño a fin de conservar pruebas valiosas sobre su superficie, y sobre las caras de fractura de superficies rotas, incluyendo efectuar cortes suficientemente alejados de la falla a efectos de no dañar áreas críticas de la probeta.

6. Material útil de referencia

Lo siguiente es material útil de referencia:

- a) "Investigación de fallas en gasoductos", del Instituto de Seguridad en el Transporte, Departamento de Transporte de EE.UU., Nov. 1986. (Transportation Safety Institute, Pipeline Safety Branch, DMA-607, 6500 South MacArthur Blvd., Oklahoma City, Oklahoma 73125).
- b) "Aspectos legales de la investigación de fallas", de Paul Biancardi, Oficina del Jefe del Consejo, Administración de Programas Especiales e Investigación, Washington, D.C., Feb. 1984 (en existencia en el Instituto de Seguridad en el Transporte).
- c) "Primeros en la escena", de J.M. Lennon, Director de Reclamos, Compañía Eléctrica de Filadelfia, 1983, AGA Operating Section Proceedings, 1983.
- d) "Cómo proteger a la compañía en la escena del incidente", de Robert E. Kennedy, Director de Reclamos, The Brookiyn Union Gas Company, 1983, AGA Operating Section Proceedings, 1983.

**Observaciones propuestas a la Adenda N°1 Año 2010
de la NAG-100 AÑO 1993**

**Normas Argentinas mínimas de seguridad para el transporte y distribución
de gas natural y otros gases por cañerías**

Empresa:

Rep. Técnico:

Dirección:

CP:

TE:

Página:

Apartado:

Párrafo:

Donde dice:

Se propone:

Fundamento de la Propuesta:

Firma:

Aclaración:

Cargo:

Hoja de

Instrucciones para completar el formulario de observaciones

1. Completar con letra de imprenta (manual o por algún sistema de impresión), con tinta indeleble.
2. En el espacio identificado "**Donde dice**", transcribir textualmente la versión en vigencia que se propone modificar, o sucintamente siempre que no quede posibilidad de duda o ambigüedad del texto a que se refiere.
3. En el espacio identificado "**Se propone**", indicar el texto exacto que se sugiere.
4. En el espacio identificado "**Motivo de la Propuesta**", incluir qué posible problema, carencia, etc., resolvería o mejoraría la propuesta; completando la argumentación que se dé, o bien con la mención concreta de la bibliografía técnica en que se sustente, en lo posible adjuntando sus copias, o bien detallando la experiencia propia en que se basa.
5. Dirigir las observaciones al ENTE NACIONAL REGULADOR DEL GAS (ENARGAS) Suipacha 636, (C1008AAN) Ciudad Autónoma de Buenos Aires.