

NAG-100

Año 1993

ADENDA N.º 4 - Año 2026

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



ENARGAS

ENTE NACIONAL REGULADOR DEL GAS

IF-2026-19023992-APN-GIYN#ENARGAS

Índice

Nota informativa.....	3
PARTE L — OPERACIONES	5
SECCIÓN 611 — CAMBIOS EN LA CLASE DE TRAZADO.	
CONFIRMACIÓN O MODIFICACIÓN DE LA PRESIÓN MÁXIMA	
ADMISIBLE DE OPERACIÓN	5
SECCIÓN 619 — MÁXIMA PRESIÓN ADMISIBLE DE OPERACIÓN.	
CAÑERÍAS DE ACERO O PLÁSTICAS	7
SECCIÓN 620 — MÁXIMA PRESIÓN ADMISIBLE DE OPERACIÓN	
ALTERNATIVA PARA CAÑERÍAS DE ACERO	8
PARTE G — REQUISITOS GENERALES DE CONSTRUCCIÓN PARA	
LÍNEAS DE TRANSMISIÓN Y CAÑERÍA PRINCIPAL	20
SECCIÓN 328 — REQUISITOS DE CONSTRUCCIÓN ADICIONALES	
PARA CAÑERÍAS DE ACERO QUE UTILIZAN UNA MÁXIMA PRESIÓN	
ADMISIBLE DE OPERACIÓN ALTERNATIVA	20
Formulario para observaciones.....	22

Nota informativa

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 deberán 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 MÍNIMAS DE SEGURIDAD PARA EL TRANSPORTE Y DISTRIBUCIÓN DE GAS NATURAL y OTROS GASES POR CAÑERÍAS, denominadas NAG-100, como adaptación de las normas operativas y de seguridad internacionales que menciona el Sub Anexo A del Decreto N.º 2255.

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 utilizó en la construcción del Gasoducto Pico Truncado-Buenos Aires. Los requerimientos básicos del Código B 31.8 son adoptados en 1968 en los Estados Unidos como exigencias federales a través del NATURAL GAS SAFETY ACT que después se transforma en la CFR 49, Parte 192 —Minimum Federal Safety Standards.

Gas del Estado adopta la 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 norma 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 norma NAG-100 las características de manual de diseño, la utilización de sus contenidos debe ser acompañada por apropiados criterios de ingeniería.

Esta Adenda N.º 4 del Año 2026 constituye una actualización de la parte L “Operaciones” y la parte G “Requisitos generales de construcción para líneas de transmisión y distribución”, teniendo en cuenta la experiencia obtenida durante su uso; las actualizaciones del Código Federal de Reglamentaciones

de los Estados Unidos, en su Título 49, Parte 192; y otra normativa mundial de referencia.

Toda sugerencia de modificación puede ser enviada al ENARGAS, completando el formulario que se encuentra al final del presente documento.

PARTE L — OPERACIONES

SECCIÓN 611 — CAMBIOS EN LA CLASE DE TRAZADO. CONFIRMACIÓN O MODIFICACIÓN DE LA PRESIÓN MÁXIMA ADMISIBLE DE OPERACIÓN

- a) Si la tensión circunferencial, correspondiente a la presión máxima admisible de operación establecida en un tramo de cañería, no es compatible con la actual clase de trazado, y el tramo está en condiciones físicas satisfactorias, la presión máxima admisible de operación de ese tramo de cañería debe ser confirmada o revisada como sigue:
- 1) Si el tramo involucrado ha sido previamente probado en el lugar por un período no menor que 8 horas:
 - i. La presión máxima admisible de operación es 0,8 veces la presión de prueba en trazados clase 2; 0,667 veces la presión de prueba en trazados clase 3; o 0,555 veces la presión de prueba en trazados clase 4. La correspondiente tensión circunferencial no debe exceder el 72 % de la Tensión de Fluencia Mínima Especificada (TFME) en trazados clase 2; el 60 % de la TFME, en trazados clase 3; o el 50 % de la TFME, en trazados clase 4.
 - ii. La presión máxima admisible de operación alternativa es 0,8 veces la presión de prueba en trazados clase 2; y 0,667 veces la presión de prueba en trazados clase 3. Para cañerías operando a la presión máxima admisible de operación alternativa, según la sección 620, la correspondiente tensión circunferencial no debe exceder el 80 % de la TFME en trazados clase 2 y el 67 % de la TFME, en trazados clase 3.
 - 2) La presión máxima admisible de operación del tramo involucrado debe ser reducida, de manera que la correspondiente tensión circunferencial no sea mayor que la admisible por esta norma para tramos nuevos de cañerías en la existente clase de trazado.
 - 3) El tramo involucrado debe ser probado de acuerdo con los requerimientos aplicables de la Parte J de esta norma, y, por lo tanto,

su presión máxima admisible de operación debe ser establecida de acuerdo con los siguientes criterios:

- i. La máxima presión admisible de operación después de la prueba de recalificación es 0,8 veces la presión de prueba para trazados clase 2; 0,667 veces la presión de prueba para trazados clase 3; y 0,555 veces la presión de prueba para trazados clase 4.
 - ii. La correspondiente tensión circunferencial no puede exceder el 72 % de la TFME de la cañería en trazados clase 2; 60 % de la TFME en trazados clase 3; o 50 % de la TFME en trazados clase 4.
 - iii. Para cañerías operando a la presión máxima admisible de operación alternativa, según la sección 620, la presión máxima admisible de operación alternativa, luego de la prueba de recalificación, es 0,8 veces la presión de prueba para Clase 2 y 0,667 veces la presión de prueba para Clase 3. La correspondiente tensión circunferencial no debe exceder el 80 % de la TFME en trazados clase 2 y el 67 % en trazados clase 3.
- b) La máxima presión admisible de operación confirmada o revisada, de acuerdo con esta Sección, no puede exceder la presión máxima admisible de operación establecida antes de la confirmación o revisión.
- c) La confirmación o revisión de la máxima presión admisible de operación de un tramo de cañería, de acuerdo con esta sección, no excluye la aplicación de las secciones 553 y 555.
- d) La confirmación o revisión de la máxima presión admisible de operación, que se requiera como resultado de un estudio realizado de acuerdo con la Sección 609, debe ser completada dentro de los 24 meses posteriores al cambio en la clase de trazado. La reducción de la presión de acuerdo con el párrafo a)1) o a)2) de esta Sección dentro del período de 24 meses no impide que se establezca una presión máxima admisible de operación de acuerdo con el párrafo a)3) de esta Sección en una fecha posterior.

SECCIÓN 619 — MÁXIMA PRESIÓN ADMISIBLE DE OPERACIÓN. CAÑERÍAS DE ACERO O PLÁSTICAS

a) Excepto como está previsto en los párrafos (c) y (d) de esta Sección, ninguna persona puede operar un tramo de cañería de acero o cañería plástica a una presión que exceda la menor de las siguientes:

- 1) La presión de diseño del elemento más débil en el tramo, determinado de acuerdo con las partes C y D de esta norma.
- 2) La presión que resulta al dividir la presión a la cual el tramo fue probado después de construido, de acuerdo con lo siguiente:
 - i. Para caño plástico en toda clase de trazado, la presión de prueba dividida por un factor 1,5.
 - ii. Para caños de acero que operen a 4 bar o más, la presión de prueba dividida por un factor determinado de acuerdo con la siguiente tabla:

CLASE DE TRAZADO	FACTOR (*), TRAMO		
	INSTALADO ANTES DEL 12/11/70	INSTALADO DESPUÉS DEL 12/11/71	REHABILITADO BAJO LA SECCION 14 DE ESTA NORMA
1	1,1	1,1	1,25
2	1,25	1,25	1,25
3	1,4	1,5	1,5
4	1,4	1,5	1,5

(*) Para tramos costa afuera, no ubicados sobre una plataforma costa afuera, el factor es 1,25. Para tramos ubicados sobre una plataforma costa afuera o sobre una plataforma en aguas interiores navegables, incluyendo la cañería de acometida, el factor es 1,5.

- 3) La más alta presión real de operación a la cual el tramo estuvo sujeto durante los cinco últimos años, a menos que el tramo haya sido probado de acuerdo con el párrafo a) 2) de esta Sección o haya sido sobrecargado de acuerdo con la parte K de esta norma.
- 4) Para cañería de acero soldada a tope en horno, una presión igual al 60 % de la presión de prueba en fábrica.
- 5) Para caño de acero que no sea soldado a tope en horno, una presión igual al 85 % de la mayor presión de prueba a la cual el caño haya sido sometido, ya sea en fábrica o después de instalado.

- 6) La presión determinada por el operador como la presión máxima de seguridad, después de considerar el historial del tramo, particularmente conocidas la corrosión y la presión real de operación.
- b) No puede operarse un tramo en el cual el párrafo a) 6) de esta Sección es aplicable, a menos que sea instalado en él un dispositivo de protección de sobrepresión, de manera que impida que la máxima presión de operación admisible sea excedida, de acuerdo con la Sección 195.
- c) No obstante, los otros requisitos de esta Sección, se puede operar un tramo de cañería que se encuentre en condiciones satisfactorias, considerando su historial de operación y mantenimiento, a la mayor presión real de operación a la cual el tramo estuvo sujeto durante los 5 últimos años, supeditado a los requisitos de la Sección 611.
- d) El operador de una cañería de acero que cumpla con las condiciones prescritas en la Sección 620 b), c) y d) puede optar por operar el segmento a una máxima presión admisible de operación alternativa (MAPOALT) determinada bajo la Sección 620 a).

SECCIÓN 620 — MÁXIMA PRESIÓN ADMISIBLE DE OPERACIÓN ALTERNATIVA PARA CAÑERÍAS DE ACERO

- a) Un operador puede calcular la máxima presión admisible de operación alternativa (MAPOALT) utilizando factores diferentes en las mismas fórmulas utilizadas para calcular la presión máxima admisible de operación, según la Sección 619(a) de la siguiente manera:
- 1) Para determinar la presión de diseño alternativa según la Sección 105, se debe utilizar un factor de diseño (F) en concordancia con la Sección 111, puntos (b), (c) o (d), o se calcula de acuerdo con la siguiente tabla, si ninguno de los puntos mencionados es aplicable:

CLASE DE TRAZADO	Factor de diseño alternativo (F)
1	0,80
2	0,67
3	0,56

- i. Los factores alternativos aplican para lo dispuesto en los párrafos b), c) y d) de la Sección 111.

2) La máxima presión admisible de operación alternativa es la menor de las siguientes:

- i. La presión de diseño del elemento más débil del tramo de cañería, determinada según las partes C y D de esta norma.
- ii. La presión que resulta de dividir la mínima presión a la que se probó el tramo de cañería durante la construcción o recalificaciones posteriores por el factor determinado en la tabla siguiente:

CLASE DE TRAZADO	Factor de prueba de presión alternativo
1	1,25
2	1,50 ^(*)
3	1,50

(*) Para líneas construidas antes de la entrada en vigencia de esta Sección, corresponde 1,25.

- b) Un operador puede utilizar una MAPOALT calculada de acuerdo con el punto a) de la presente Sección, únicamente si demuestra, implementa y mantiene el cumplimiento de las siguientes condiciones:

1) Desarrollar una matriz de amenazas, consistente con la Sección 917 para realizar una Evaluación de Riesgo, de acuerdo con el Apéndice G-20, con el fin de:

- i. Demostrar que el ducto está diseñado, fabricado, construido, inspeccionado periódicamente, operado y mantenido para minimizar el riesgo para la población.
- ii. Comparar el riesgo con MAPO y MAPOALT, y demostrar que han realizado todas las acciones razonablemente posibles para reducirlo.
- iii. Realizar las acciones para mitigar el riesgo de operar a MAPOALT.

- 2) Se haya establecido un plan de control de propagación de fractura, tal como se establece en el MATERIAL DE GUÍA.
- 3) Se hayan identificado actividades externas que puedan inducir tensiones excesivas en la tubería. Desarrollar planes para monitorear y mitigar tales ocurrencias.
- 4) Se cuente con ensayos no destructivos, pudiendo utilizar, entre otros, los detallados en la ASME B31.8S, de las soldaduras circunferenciales, cubriendo la circunferencia completa. Se deben ensayar el 100 % de las soldaduras, si es posible, pero no menos del 90 %. Se debe analizar la interacción con fuerzas externas.
- 5) Confirmar que los accesorios están diseñados o calificados para operar a la MAPOALT.
- 6) Contar con un sistema de control y adquisición de datos supervisado (SCADA) que proporciona monitoreo remoto y control del segmento de la cañería. El control debe incluir el monitoreo de presiones y flujos; arranques y paros de compresores; y cierre remoto de válvulas (un sistema de control de válvulas por rotura de línea que utilice presión diferencial; tasa de caída de presión; u otro método ampliamente aceptado es una alternativa válida al control remoto de válvulas).
- 7) Revisar y actualizar el Programa de Prevención de Daños y de concientización pública de acuerdo con los requerimientos de la Sección 614 (a) de esta norma y la API RP 1162 o similar. Identificar los estándares o prácticas consideradas en la revisión, y aplicar o mejorar dichos estándares mediante la incorporación de cambios apropiados en el programa.
- 8) Revisar y actualizar el PGI, de acuerdo con los requerimientos de la Parte O de esta norma. Se deben incorporar los cambios en función de la Evaluación de Riesgo realizada en el punto 1).
- 9) Revisar y actualizar los procedimientos de operación y mantenimiento, incluyendo los requerimientos adicionales de acuerdo con los resultados de la Evaluación de Riesgo realizada en el punto 1).

- 10) Proporcionar un sistema de protección contra sobrepresión de los gasoductos a un máximo del 104 % de la MAPOALT, más allá de lo establecido en la Sección 201 de esta norma.
 - 11) Contar con, al menos, un pasaje de herramienta de inspección interna (ILI) previamente a la implementación de la MAPOALT. La tecnología utilizada en la inspección que se realizó debe ser concordante con la matriz de amenazas del punto 1.
 - 12) Contar con una prueba de resistencia, tal como se describe en la Sección 505, a una presión de prueba calculada de acuerdo con el párrafo (a) de esta Sección. La prueba de presión mínima para un segmento en clase de trazado 1, según el párrafo (a) 1 de esta Sección, será del 100 % de la tensión de fluencia mínima especificada (TFME).
 - 13) Certificar mediante un informe, firmado por el responsable de integridad del operador, que se han alcanzado todas las condiciones necesarias para operar el tramo a la MAPOALT, donde se incluyan los resultados de lo especificado en los incisos 1) a 12) anteriores. Dicho informe debe evaluar el impacto de las variables pertinentes sobre la aptitud para el servicio o la integridad del sistema de gasoductos. Dicho Informe debe conservarse y actualizarse ante cambios en las condiciones del ducto o su entorno.
 - 14) Dar aviso a la Autoridad Regulatoria previamente a operar el tramo a la MAPOALT.
- c) Quedan excluidas las tuberías con las siguientes características:
- 1) Las que cuenten con registros incompletos o incorrectos de fabricación, construcción, puesta en servicio, operacional y de mantenimiento.
 - 2) Las que hayan sido fabricadas mediante métodos de corriente directa o de corriente alterna de baja frecuencia.
 - 3) Las que hayan experimentado fallas durante una operación normal, indicativas de una falla sistémica en el material —incluido el agrietamiento o las fallas de la construcción. En caso de presentarse

dichas situaciones, se debe determinar por un análisis de causa raíz (RCA), incluyendo el examen metalúrgico del ducto fallado.

- 4) Las que presenten deformaciones que excedan la tolerancia de ASME B31.8.
 - 5) Las que no puedan inspeccionarse con ILI y/o que no cuenten con una inspección previa al inicio del cambio a la MAPOALT en los últimos 5 años.
- d) Las cañerías nuevas para ser operadas a una máxima presión admisible de operación alternativa deben cumplir, además, con los requisitos de construcción adicionales descritos en la Sección 328.

MATERIAL DE GUÍA

El operador debe identificar y evaluar todas las amenazas potenciales de cada tramo de tubería para las condiciones operativas de las tuberías. 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 de la siguiente manera:

- 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.

A continuación, se describen los posibles impactos de un incremento en las tensiones operativas de un tramo, en las amenazas más comunes y se listan a modo de guía medidas mitigatorias que podrían implementarse si esa amenaza se encuentra identificada en el segmento operado bajo las Secciones 620 y 328.

Corrosión

El efecto de un incremento en las tensiones de operación de las tuberías para los defectos de corrosión externa o interna es una reducción en su aceptabilidad a la condición de rotura.

La operación de un gasoducto con niveles de esfuerzo superiores al 72 % de la Tensión de Fluencia Mínima Especificada (TFME) reduce la tolerancia

frente a la corrosión existente, dado que la pérdida de espesor crítica es menor que en condiciones de menor presión. En consecuencia, los umbrales de reparación se reducen, requiriendo intervenciones más tempranas, y los plazos de respuesta para la mitigación deben acortarse a fin de prevenir fallas. Asimismo, se deben evaluar los intervalos de reinspección más adecuados, preferiblemente, utilizando tasas de crecimiento de corrosión derivadas de comparaciones de ILI.

Para operar tuberías en condiciones de mayor esfuerzo de manera segura, los operadores deben demostrar la existencia de un sistema de control de la corrosión adecuado y prever un análisis más profundo de las medidas de mitigación de la corrosión.

Para corrosión externa, entre las medidas que pueden utilizarse se encuentran:

- Realizar Inspecciones en Línea (ILI) de referencia con herramientas de alta resolución adecuadas para confirmar el estado de la corrosión.
- Validar la efectividad de la protección catódica por medio de evaluaciones paso-a-paso (*close interval survey*) a lo largo del tramo.
- Monitorear los rectificadores de protección catódica y los puntos de drenaje de corriente, validando la funcionalidad en tiempo real y con el objetivo de detectar tempranamente la degradación de la protección catódica.
- Documentar en el plan de gestión de integridad la identificación de amenazas; la frecuencia de evaluación; la integración de datos y los criterios de reparación específicos para la corrosión externa.
- Incluir en el plan la mitigación de corrientes alternas y la gestión de interferencias.
- Evaluar el crecimiento de la corrosión, incorporando comparaciones históricas de ILI para el cálculo de las tasas de corrosión, y pronosticar la pérdida futura de pared en diversos escenarios.
- Evaluar el riesgo de corrientes parásitas, especialmente en derechos de vía compartidos o zonas donde las interferencias eléctricas puedan acelerar la corrosión.

Para corrosión interna, entre las medidas que pueden utilizarse se encuentran:

- Completar un ILI de referencia, utilizando datos de inspección interna de alta resolución que confirmen que la corrosión interna se encuentra dentro de los límites aceptables.
- Monitorear el grado de humedad del gas que ingresa mediante el uso de higrómetros en línea.
- Instalar cupones de corrosión en puntos clave (segmentos de suministro, puntos bajos) para monitorear la actividad de corrosión.

- Programar herramientas de limpieza y de gestión de líquidos, en caso de ser necesario.
- Identificar el perfil hidráulico en áreas con baja velocidad de flujo, pérdida de líquido o retención de agua que puedan ser propensas a la corrosión interna.
- Analizar la segregación de líquidos donde hay condensado o agua producida. Se debe analizar su composición química (pH, contenido de cloruro) para evaluar la corrosividad.
- Modelar las tasas de corrosión interna y predecir las áreas de mayor crecimiento.

El impacto de una menor aceptabilidad de la corrosión puede ser gestionado dentro de un Programa de Gerenciamiento de la Integridad (PGI), mejorando el control de la corrosión; ajustando la frecuencia de las inspecciones internas ILI y de las inspecciones paso-a-paso (CIS); identificando la condición del revestimiento para la corrosión externa; y monitoreando la calidad del gas para el control de la corrosión interna. Los ajustes en el programa de evaluación de integridad dependerán de las características del tramo y de las tasas de corrosión obtenidas mediante la comparación de corridas ILI.

Agrietamiento asistido por el medio

La tensión operativa en tuberías se correlaciona directamente con la aceptabilidad de las grietas, de tal manera que se debe realizar un estudio que demuestre la aceptabilidad de la amenaza de fisuras.

Las dimensiones de las fisuras que pueden causar roturas en cañerías que operan a tensiones más altas son menores que las de tuberías que operan a presiones más bajas. En la mayoría de los casos, el cambio en la profundidad de la fisura se encuentra dentro del umbral de detección y dimensionamiento de los sistemas de inspección interna. Sin embargo, se debe confirmar que el tamaño mínimo de grieta crítica sea detectable y dimensionable por los sistemas de inspección ILI que se usen.

Si se desea una mayor seguridad, se pueden utilizar métodos basados en riesgo para identificar las condiciones ambientales locales y las características de la tubería que permitan reducir de manera adecuada la frecuencia de inspección interna.

La tasa de crecimiento de fisuras bajo fatiga depende principalmente del rango de tensión cíclica; la dimensión inicial de la fisura; la relación de tensiones R ($P_{mín}/P_{máx}$); y las condiciones ambientales. De tal manera, un incremento a la presión operativa afecta mínimamente el crecimiento de una fisura por fatiga.

Para operar en condiciones de mayor esfuerzo de manera segura, los operadores deben demostrar la existencia de un adecuado sistema de control de las fisuras y prever un análisis más detallado de las medidas de mitigación del agrietamiento asistido por el medio.

Entre las medidas que pueden utilizarse se encuentran:

- Realizar un análisis de falla que permita calcular las fisuras críticas que puedan provocar la fractura local del material.
- Recabar datos de ILI de alta resolución con herramientas de detección de grietas.
- Contar con un plan de control de fracturas que detalle cómo se evalúa y monitorea el daño conocido.
- Obtener registros de validación de anomalías de ILI (resultados de excavación y mediciones de campo) para respaldar la precisión de las herramientas ILI.

Defectos de Fabricación

Los defectos creados durante el proceso de fabricación de tuberías se consideran amenazas latentes, y su estabilidad estructural comúnmente se demuestra mediante pruebas de presión adecuadas en la planta de fabricación y durante el comisionado de la tubería. Este tipo de defectos se pueden prevenir utilizando procedimientos rigurosos de fabricación del acero, de fabricación de los tubos y de las medidas de control de calidad *in situ*.

Para operar tuberías a niveles de estrés más altos del 72 % de TFME y gestionar la amenaza de defectos de fabricación en las soldaduras longitudinales, entre las medidas que pueden utilizarse se encuentran:

- Identificar el proceso de fabricación de las costuras de las tuberías y la documentación de su antigüedad.
- Verificar los documentos de la prueba de presión efectuada en fábrica y de la prueba durante la puesta en servicio que indiquen una prueba mínima correspondiente a 1,25 veces la MAPO.
- Realizar una evaluación de severidad de presiones operacionales cíclicas y un análisis del crecimiento por fatiga.

Los defectos planares en las soldaduras longitudinales tienden a comportarse más como una muesca que como una grieta con una punta afilada. Se deben utilizar métodos de evaluación adecuados para documentar su aceptabilidad al incrementar la presión operativa.

Defectos en la Soldadura Circunferencial y de Construcción

Esta categoría de amenaza se centra en el estado integral de la soldadura circunferencial y la existencia de deformaciones rechazables en las tuberías.

Esto incluye soldaduras circunferenciales defectuosas por fusión incompleta; inclusiones de escoria; porosidad; socavado; falta de penetración; soldaduras de fabricación defectuosas en conexiones; instalaciones de válvulas o instalaciones; curvas arrugadas que introducen anomalías geométricas y posibles concentradores de tensión, así como arrugas (*buckles*), los que pueden resultar por tensiones externas, instalaciones inapropiadas o movimiento del suelo.

El efecto de un aumento en la presión operativa en presencia de imperfecciones en la soldadura y de defectos de construcción/instalación se puede evaluar por medio de las siguientes actividades:

- Verificación del cumplimiento de códigos y prácticas aplicables a los procedimientos de soldadura y las prácticas de construcción.
- Revisión de aceptabilidad de los componentes de fabricación, como tes, codos o piezas de transición fabricadas en campo, especialmente cuando exista una geometría irregular.
- Verificación de los registros de las pruebas de presión.
- Localización de posibles movimientos del terreno que puedan generar cargas externas en la tubería.
- Evaluación de la integridad de las soldaduras, que puede incluir excavación selectiva y su reevaluación, especialmente en sistemas antiguos o segmentos con alto riesgo de construcción.
- Análisis de ingeniería de curvas arrugadas (*wrinkle bends*) y *buckles* para determinar si las deformaciones existentes pueden tolerar una mayor presión.

Aptitud de Equipos

Esta categoría de amenaza incluye componentes asociados con instalaciones de superficie, tales como sellos juntas y *O-rings* utilizados en bridas; válvulas y medidores; equipos de control y reguladores; válvulas de alivio; sistemas de protección contra sobrepresión; sellos y empaquetaduras de bombas (en compresores y válvulas); accesorios que incluyen válvulas de bloqueo, reductores, bridas y soldaduras asociadas.

El operador debe demostrar que todos los componentes son aptos para operar a la presión de diseño; entre las medidas que pueden utilizarse se encuentran:

- Verificación de las presiones nominales de todos los equipos, válvulas, sellos y accesorios.
- Revisión de las especificaciones de los equipos y las certificaciones de los proveedores, especialmente para piezas antiguas o no documentadas completamente.
- Evaluación del diseño mecánico de las tuberías y sus soportes bajo las nuevas condiciones de estrés.
- Realización de ensayos no destructivos (END) del 100 % de las soldaduras de las plantas (compresoras, de medición y regulación), si

corresponde, especialmente para soldaduras de vinculación (*tie-in*) o que presenten reparaciones previas.

- Validación de la integridad de la planta para garantizar que todos los sistemas de alivio, válvulas de bloqueo y desvíos (*bypass*) funcionen correctamente bajo una mayor presión.

Daños por Terceros

Los daños por terceros son comúnmente daños localizados, los cuales pueden resultar en la perforación del tubo, en deformaciones y en el daño de la superficie del tubo. Este daño puede crecer con el tiempo hasta llegar a un tamaño crítico. La resistencia a la perforación está gobernada por las propiedades del material del tubo y el espesor de pared. Las presiones cíclicas operativas y el medio ambiente afectan el crecimiento a futuro de deformaciones.

Para operar tuberías con niveles de presión más altos en presencia de daño mecánico, los operadores deben considerar las siguientes actividades:

- Calcular las deformaciones críticas que puedan provocar desgarro o perforación local del material, mediante un análisis de falla dúctil.
- Detectar deformación y grietas, mediante datos de ILI con herramientas de alta resolución.
- Contar con un programa de Prevención de Daños Mecánicos basado en riesgo, que evalúe la inclusión de marcadores de línea (mojones) adicionales; el aumento de la frecuencia de patrullaje; el aseguramiento de una profundidad de cobertura adecuada y la instalación de barreras físicas alrededor de la tubería.
- Tener un plan de control de fracturas que detalle cómo se evalúa y monitorea el daño conocido.
- Obtener registros de validación de anomalías de ILI (resultados de excavación y mediciones de campo) para respaldar la precisión de las herramientas ILI.
- Adoptar la norma API RP 1166 o equivalente para los protocolos de monitoreo de excavaciones
- Identificar posibles interacciones de amenazas, por ejemplo, combinación de abolladuras (*dent*) y corrosión, o de ranuras (*gouge*) y fisuración por corrosión bajo tensión (*Stress Corrosion Cracking*, SCC).
- Hacer una revisión del historial de excavaciones e intrusiones en el derecho de vía.

Pueden emplearse técnicas probabilísticas para considerar las incertidumbres relacionadas con las cargas; la resistencia del material; el espesor de la pared y los errores del modelo al estimar la probabilidad de perforación o rotura ante un evento de interferencia determinado.

Operaciones Incorrectas

El operar de forma segura a presiones más elevadas requiere un marco operativo que puede incluir las siguientes:

- Procedimientos documentados y validados en campo para todas las tareas críticas.
- Registros actualizados de Calificación de Operadores con clara definición de la cobertura y responsabilidad de tareas.
- Disponibilidad de la sala de control, incluyendo la capacidad del sistema SCADA y una priorización fiable de alarmas.
- Sistema de gestión de cambios para modificaciones de procedimientos o configuración.
- Planificación de respuesta a emergencias adaptada a segmentos de más alta presión.
- Registros de capacitación que muestren simulaciones o aprendizaje basado en escenarios para condiciones adversas.

Estas bases garantizan que los operadores y el personal de campo comprendan y puedan ejecutar los procedimientos en condiciones de mayor presión.

Fuerzas Externas

Contemplar las siguientes actividades:

- Análisis de la carga del suelo y las condiciones ambientales de la traza.
- Contar con una tapada adecuada, estructuras de soporte y flexibilidad de la cañería en terrenos dinámicos.
- Incorporación de consideraciones de carga en los límites de tensión de diseño.
- Aumento de la frecuencia de patrullajes en el derecho de vía, aéreos o a pie para detectar indicios de erosión, socavones o perturbaciones externas.
- Monitoreo geotécnico en zonas inestables conocidas.
- Colocación adicional de señalización de tuberías y barreras físicas para impedir el cruce de vehículos en zonas enterradas a poca profundidad.
- Establecer una tolerancia reducida al desplazamiento o a la flexión: una mayor tensión interna disminuye la deformación admisible antes de la fluencia o la rotura.
- Estudio de la probabilidad de pandeo u ovalidad en segmentos sin soporte o desplazados.

Estas actividades tienen como objetivo prevenir interacciones de fuerzas no anticipadas o permitir la detección temprana de potenciales inestabilidades. Por lo tanto, los tramos con riesgos geológicos conocidos deben ser reevaluados en cuanto a su capacidad de deformación y su respuesta a cargas dinámicas.

Cuando las amenazas externas por fuerzas activas o en aumento estén presentes, puede requerirse una evaluación de ingeniería específica del sitio para justificar la continuidad de la operación o el incremento de la presión.

En áreas con actividad geológica conocida (por ejemplo, fallas sísmicas o deslizamientos de terreno), podrían ser necesarias mejoras adicionales en el diseño, tales como bucles de flexibilidad en el ducto; soportes que alivien esfuerzos de deformación o enterramiento profundo, a fin de asegurar una operación segura.

Control de Propagación de Fractura

Las siguientes actividades de control de propagación de fracturas deben aplicarse a cualquier tramo destinado a operar a una presión superior al 72 % de la TFME:

- Evaluación del tramo mediante ensayos de impacto Charpy (CVN) a la temperatura mínima de operación o a una temperatura inferior.
- La cantidad de ensayos deben ajustarse en función del espesor del tubo y de la temperatura de operación.
- En tuberías existentes, los datos CVN de los registros de fabricación de tubo deben analizarse estadísticamente para determinar la proporción de tubería que presenta tenacidad a la fractura. La proporción mínima aceptable de tubería que exhibe una tenacidad al arresto de fracturas deben ser evaluada. El valor de CVN requerido puede calcularse a partir de la ecuación que se presenta en la norma API 5L Anexo G o mediante cualquiera de las dos ecuaciones presentadas en ASME B31.8 párrafo 841.1.2.
- Se debe demostrar que los accesorios (fittings) cuentan con el mismo nivel de aceptabilidad de material del tubo.

PARTE G — REQUISITOS GENERALES DE CONSTRUCCIÓN PARA LÍNEAS DE TRANSMISIÓN Y CAÑERÍA PRINCIPAL

SECCIÓN 328 — REQUISITOS DE CONSTRUCCIÓN ADICIONALES PARA CAÑERÍAS DE ACERO QUE UTILIZAN UNA MÁXIMA PRESIÓN ADMISIBLE DE OPERACIÓN ALTERNATIVA

Las tuberías nuevas ofrecen, desde su inicio, la ventaja de ajustar los parámetros de diseño; seleccionar el proceso de fabricación de los tubos; considerar las prácticas de construcción; y establecer parámetros previos de comisionado al servicio que cumplan con los requisitos de la presión de diseño.

Para que un segmento de tubería nueva sea elegible, para operar a la presión de operación máxima alternativa, calculada según la Sección 620, se debe cumplir con lo siguiente:

1. Demostrar, usando métodos de análisis de riesgo (como los descritos en el Apéndice G-20), que la tubería está diseñada, fabricada, construida y puesta en servicio para su operación segura y que se le realizará el mantenimiento periódico correspondiente.
2. Además de los requisitos en la Sección 620 b), se deben cumplir los siguientes requisitos mínimos:
 - 2.1. Usar tubos fabricados de acuerdo con la norma API 5L PSL2 o posterior.
 - 2.2. Especificar un plan de control de fracturas para lograr que el 90 % de la tubería tenga una tenacidad a la fractura.
 - 2.3. Atender los siguientes requisitos:
 - 2.3.1. Dentro de los 6 meses posteriores a la entrada en servicio se debe:
 - 2.3.1.1. Inspeccionar el tramo con una herramienta ILI que incluya una herramienta calibre (*caliper*) de alta resolución y reparar las abolladuras de acuerdo con la norma ASME B31.8.
 - 2.3.1.2. Realizar un estudio del revestimiento sobre todo el tramo, utilizando DCVG, ACVG o equivalente; el operador debe establecer los criterios de investigación.

- 2.3.1.3. Realizar un estudio CIS, según la norma NACE SP0169 sobre todo el tramo.
- 2.3.1.4. Realizar un estudio de interferencias de protección catódica.
- 2.3.1.5. Testear todas las interconexiones de protección catódica.
- 2.3.2. Dentro de los 3 años posteriores a la entrada en servicio se debe:
 - 2.3.2.1. Realizar ILI con MFL, calibre y mapeado inercial (IMU) de alta resolución.
- 2.4. Desarrollar un programa formal de prevención de daños y de concientización pública de acuerdo con la norma API RP 1162 o similar.
- 2.5. Implementar un programa de calificación y capacitación del personal de operación, según la Parte N.
- 2.6. Contar con una gestión de Sala de Control basada en los lineamientos de la norma API RP 1168 o similares.
- 2.7. Documentar un proceso de Gestión de Cambios de acuerdo con la norma ASME B31.8S.
- 2.8. Contar con válvulas de bloqueo de la línea principal con operación remota y/o automática.
- 2.9. Disponer de un sistema de alimentación ininterrumpida o generadores de respaldo para mantener el SCADA, las comunicaciones y el control de flujo, en caso de pérdida de energía externa.
- 2.10. Aumentar la frecuencia de patrullaje del derecho de paso de la tubería, según la evaluación de riesgos.
- 2.11. Contar con un programa de gestión de amenazas geológicas/hídricas (*geohazards*), usando como referencia la norma API RP 1187 o similar.

Formulario para observaciones

Véase el instructivo en la página siguiente.

**Observaciones propuestas a la Adenda N.º 4 Año 2026
de la NAG-100 AÑO 1993**

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

Empresa: **Rep. Técnico:**

Dirección: **C.P.:** **TEL.:**

Página: **Apartado:** **Párrafo:**

Donde dice:

Se propone:

Fundamento de la Propuesta:

Firma:

Aclaración:

Hoja de

Cargo:

Instrucciones para completar el formulario de observaciones

1. En el espacio identificado "**Donde dice**", transcribir textualmente el párrafo correspondiente del documento puesto en consulta.
2. En el espacio identificado "**Se propone**", indicar el texto exacto que se sugiere.
3. En el espacio identificado "**Fundamento de la Propuesta**", se debe completar la argumentación que motiva la propuesta de modificación, mencionando en su caso la bibliografía técnica en que se sustente, que debe ser presentada en copia, o bien, detallando la experiencia en la que se basa.
4. Dirigir las observaciones al ENTE NACIONAL REGULADOR DEL GAS (ENARGAS) Suipacha 636, (C1008AAN) Ciudad Autónoma de Buenos Aires.
5. Las observaciones relacionadas con el asunto normativo especificado en el formulario deben ser remitidas al ENARGAS por medio de una nota dedicada exclusivamente a tal fin, ya sea de manera física o virtual y la versión en soporte digital con formato editable (*Word*).