

Actualización de la NAG-100: Viabilidad Técnica y Beneficios de Operar Gasoductos con Factor de Diseño de 0,80

Dazeo, Hermann - Martinetto, Leonardo – Gomez, Marianela – Lara, Fabian – Corsico, Mariana – Destefano, Adrian, tgs - TGN, hermann_dazeo@tgs.com.ar - leonardo.Martinetto@tgn.com.ar

1. Sinopsis

La operación de gasoductos con factores de diseño superiores a 0,72 y hasta 0,80 es una práctica consolidada internacionalmente, con décadas de experiencia en países como Estados Unidos, Canadá, Reino Unido y Australia. Normas como ASME B31.8, CSA Z662, IGEM/TD/1 y AS/NZS 2885 han evolucionado para permitir estos valores, siempre bajo estrictos requisitos de integridad y gestión de riesgos.

Los antecedentes en Canadá y EE.UU. demuestran que operar hasta el 80% de la resistencia mínima a la fluencia especificada (SMYS) no incrementa la tasa de incidentes, siempre que se implementen programas robustos de gestión de integridad y se cumplan exigencias en diseño, construcción y operación.

Actualmente, la norma argentina NAG-100 limita el factor de diseño a 0,72. Sin embargo, la evolución en las técnicas de fabricación, construcción y evaluaciones posteriores, así como la evolución normativa internacional justifican su actualización para permitir, bajo condiciones controladas, la operación con un factor de diseño de 0,80 en clases de trazado 1.

Esta propuesta busca optimización de la capacidad de transporte de cañerías existentes, alineándose con estándares internacionales con base a aprovechamiento de avances tecnológicos en fabricación, inspección y monitoreo.

Este trabajo desarrollará los antecedentes evaluados, el impacto de este incremento en las distintas amenazas y la propuesta de incorporar una nueva sección en la NAG-100 que establezca requisitos específicos y exclusiones aplicables.

2. Introducción

La optimización de la capacidad de transporte de gas natural en Argentina representa una oportunidad estratégica para potenciar y garantizar la eficiencia del sistema energético nacional. Elevar el factor de diseño de 0,72 a 0,80 en áreas de Clase de Trazado 1 constituye una medida de optimizar la infraestructura existente sin comprometer la seguridad pública.

- **Eficiencia de transporte:** Incrementa la capacidad de despacho de gas utilizando la infraestructura existente, maximizando el aprovechamiento de lo que ya se encuentra instalado.
- **Reducción de costos:** Permite diseñar de manera más eficiente los nuevos proyectos a ser instalados, aprovechando los avances en la manufactura de los materiales, reduciendo significativamente el tonelaje de acero.
- **Menor impacto en derechos de vía:** Evita la necesidad de construir líneas paralelas (*loops*), reduciendo la intervención en terrenos privados y el impacto ambiental.

La actual NAG-100 responde a criterios prescriptivos de mediados del siglo XX que han quedado perimidos frente a la metalurgia moderna, métodos constructivos y planes de gestión

de integridad aplicadas a las tuberías. La ingeniería contemporánea permite migrar de una seguridad basada en márgenes estáticos hacia una Seguridad Basada en el Desempeño, donde la gestión proactiva de la integridad y el principio ALARP (*As Low As Reasonably Practicable*) aseguran que los riesgos se mantengan en niveles mínimos. Esta propuesta busca alinear a la Argentina con marcos internacionales (ASME, CSA, IGEM), transformando la regulación en un motor de competitividad.

El Factor de Diseño es un parámetro fundamental derivado de la ecuación de Barlow, que establece la relación aritmética entre la presión interna, el diámetro, el espesor de pared y la tensión circunferencial. Este informe tiene como objetivo central fundamentar la implementación de la MAPO Alternativa (Máxima Presión Admisible de Operación) en el marco regulatorio argentino (NAG-100), basándose en la experiencia de EE. UU., Canadá y el Reino Unido. Esta transición representa una evolución hacia un análisis de ingeniería riguroso y basado en el riesgo.

Dentro del análisis se desarrollan los siguientes conceptos:

- **Fundamentación Técnica:** Validar la seguridad operativa al 80% SMYS mediante evidencia estadística y modelos de mecánica de fractura.
- **Análisis de Amenazas:** Evaluar el impacto del incremento de tensión en los umbrales de falla y detección.
- **Propuesta Normativa:** Definir el articulado para la actualización de la NAG-100.

Esta actualización se sustenta en el éxito operativo en gasoductos que han demostrado que la gestión del riesgo es un predictor de seguridad superior al factor de diseño por sí solo.

3. Desarrollo

La adopción de factores de diseño en el transporte de gas no surgió de un análisis de ingeniería determinístico estricto, sino de la formalización de las prácticas de la industria más comunes a mediados del siglo XX. Históricamente, el límite de operar al 72% de la TFME se estableció para garantizar un margen de seguridad frente a las incertidumbres de fabricación y construcción de la época.

La operación de gasoductos con un factor de diseño de hasta 0.80 es un concepto con décadas de aplicación exitosa a nivel global. Los estudios técnicos y la experiencia operativa en países como Estados Unidos, Canadá y el Reino Unido demuestran que estos sistemas continúan estructuralmente seguros y, en muchos casos, presentan una menor frecuencia de falla que los gasoductos operados con factores convencionales (≤ 0.72).

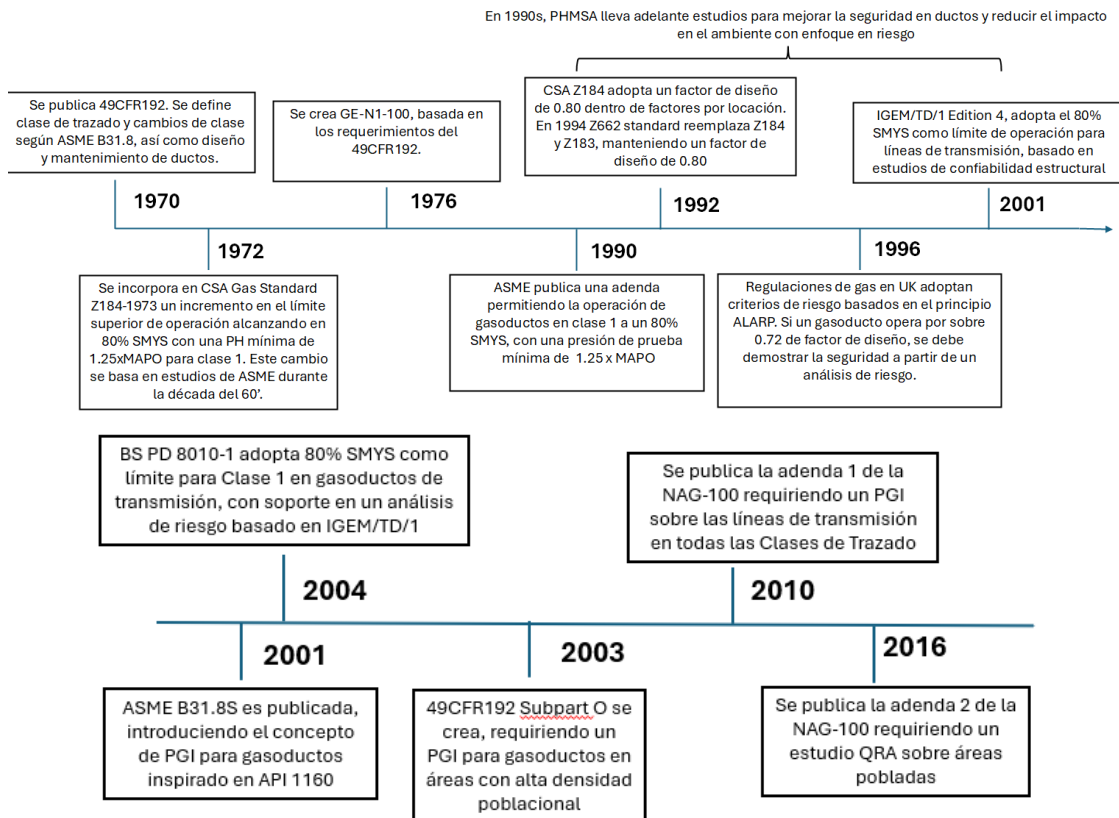
Este enfoque cuenta con un historial de éxito comprobado. En los EE.UU., existen más de 8,500 millas operando en estos niveles. En Canadá, aproximadamente 11,100 millas (un tercio de su sistema total de gas) operan a 0.80 SMYS. Sistemas modernos como el Ruby Pipeline (EE.UU.) y el Alliance Pipeline (Canadá) demuestran que, con una gestión de integridad robusta, operar a mayor presión no incrementa la tasa de fallas.

3.1. Antecedentes internacionales

El origen del factor de diseño como un requisito regulatorio data de la década de 1950, surgiendo de la necesidad de establecer márgenes de seguridad frente a los límites de resistencia del material. Un elemento clave es el Factor de Prueba, que correlaciona la presión de prueba hidrostática con la presión de operación. Los miembros de la American Standards Association recomendaron fijar la presión de operación al 80% de la presión de prueba (factor de seguridad de 1.25), siempre que la prueba alcanzara el 90% del SMYS o superior.

El factor de diseño describe un estado límite de la tubería. Un gasoducto probado hidrostáticamente al 100% del SMYS puede operarse al 80% del SMYS manteniendo el factor de seguridad de 1.25. Esta conexión directa entre la prueba de presión y la tensión de operación es la base técnica de las regulaciones internacionales modernas.

3.1.1. Cronología de adopción



La operación al 80% SMYS es una práctica consolidada globalmente desde hace más de cinco décadas. La evidencia refuta la creencia de que una mayor presión operativa conlleva necesariamente una mayor tasa de incidentes; por el contrario, los ductos operando a tensiones elevadas suelen presentar mejores registros de seguridad debido al rigor de sus programas de integridad.

3.1.2. Internacional (ASME B31.8)

En 1966, se presentó una propuesta al comité ASME B31.8 buscando actualizar el código para permitir la operación de ductos a niveles de tensión por encima del 72% del límite elástico mínimo especificado. El fundamento reflejaba el enfoque utilizado para tuberías que operan al 72% del SMYS mediante la aplicación de un factor de seguridad de 1.25 a la prueba de presión en fábrica. Por lo tanto, a las tuberías probadas hidrostáticamente al 100% del SMYS se les permitiría operar al 80% del SMYS. Sin embargo, no se logró un progreso significativo hasta la década de 1980, cuando el comité ASME B31.8 retomó el tema de las tuberías que operan por encima del 72% del SMYS, basándose en investigaciones contemporáneas relacionadas con el diseño, las pruebas y el control de fracturas. Las disposiciones para operar gasoductos hasta el

80% del SMYS en Clase de Trazado 1 (Location Class 1) se agregaron a la edición de 1989 de ASME B31.8 mediante una adenda en 1990.

3.1.3. Estados Unidos (PHMSA / 49 CFR 192)

Desde principios de la década de 1950 hasta 1970, existían aproximadamente 5,000 millas de gasoductos de gas natural en los EE. UU. operando con factores de diseño > 0.72 (tan altos como 0.87) cuando se crearon las regulaciones federales mínimas para gasoductos en el 49CFR192. Este conjunto de regulaciones de gas otorgó el estatus de "derechos adquiridos" (grandfather status) a muchas de las tuberías que operaban a $> 72\%$ del SMYS, las cuales habían sido puestas en servicio antes del 1 de julio de 1970, estaban ubicadas en áreas de Clase 1 y se consideraban en condiciones satisfactorias. La presión de operación se estableció como la presión operativa real más alta que hubieran alcanzado durante los 5 años anteriores al 1 de julio de 1970, independientemente del nivel de tensión circunferencial (hoop stress) en la tubería.

Tras varios incidentes atribuidos a corrosión en tuberías con derechos adquiridos, la Administración de Seguridad de Materiales Peligrosos y Tuberías (PHMSA) evaluó la posibilidad de eliminar la exención descrita en §192.619(c). Sin embargo, en 1992, PHMSA decidió mantener el permiso para la operación a presiones con derechos adquiridos, principalmente debido al historial operativo prudente de dos grandes operadores cuyas tuberías representaban la mayoría del kilometraje operando bajo estas condiciones de presión. PHMSA concluyó que la tasa de incidentes para tuberías que operan a niveles de tensión superiores al 72% del SMYS oscilaba entre el 10% y el 50% de la tasa de incidentes de tuberías que operan a niveles de presión más bajos.

En 2007, PHMSA revisó nuevamente la cláusula de derechos adquiridos, concluyendo que la operación de tuberías a niveles de tensión más altos puede permitirse siempre que "las tuberías puedan operar de manera segura y confiable a niveles de tensión de hasta el 80 por ciento del SMYS si la tubería tiene propiedades metalúrgicas bien establecidas y puede gestionarse para protegerla contra amenazas conocidas, como la corrosión y el daño mecánico".

Los gasoductos con derechos adquiridos en los Estados Unidos han operado eficazmente a tensiones superiores al 72% del SMYS durante más de 55 años desde la promulgación de las regulaciones federales de seguridad del gas sin experimentar una mayor tasa de fallas.

A las tuberías puestas en servicio después de 1970 se les permitió ser diseñadas, fabricadas, construidas y operadas con factores de diseño > 0.72 y hasta 0.80 bajo el proceso de exención regulatoria (en el cual un operador solicita a la PHMSA un permiso especial que proporciona alivio de requisitos o límites en las regulaciones, generalmente a cambio de prácticas más rigurosas para compensar un aumento en el riesgo). El estándar de PHMSA para emitir exenciones o permisos especiales se aplica solo si la condición de la tubería y la gestión continua de la integridad aseguran un nivel de seguridad que sea igual o superior al de una tubería construida y operada bajo los límites de tensión convencionales. El marco empleado por el regulador federal en los EE. UU. consiste en otorgar a los operadores la operación de tuberías nuevas o existentes a factores de diseño > 0.72 y hasta 0.80 basándose, entre otras condiciones, en: demostración de niveles de prueba de alta presión de hasta el 100% del SMYS para operar al 80% del SMYS, propiedades mínimas del acero, control de calidad en fabricación y construcción, control de fracturas, respaldado por exhaustivas inspecciones internas, criterios de reparación de anomalías más estrictos y un programa de prevención de daños.

En 2008, PHMSA emitió regulaciones formales que reemplazaron el uso del proceso de permisos especiales para solicitar la operación de tuberías con un factor de diseño > 0.72 , las

cuales se basaron en su experiencia revisando exenciones y permisos especiales. Las nuevas regulaciones permiten a un operador "autocertificarse" para una "MAPO Alternativa" a tensiones de operación por encima de los límites convencionales si se cumplen otros requisitos rigurosos.

3.1.4. Canadá (CSA Z662)

En 1972, la Norma Canadiense para tuberías acordó cambiar el límite superior de la MAPO al 80% del SMYS con una prueba de presión mínima de 1.25 veces la MAPO para la Clase de Ubicación 1. Esto se incorporó en la norma de gas CSA Z184-1973 "Sistemas de Tuberías de Transmisión y Distribución de Gas". El cambio se basó principalmente en un estudio publicado por la AGA en 1968, el cual concluyó que es factible que las tuberías operen a más del 72% del SMYS con una tensión de operación límite basado en el 80% del nivel mínimo de presión de prueba alcanzado. Después de 1973, muchos operadores de gas en Canadá actualizaron sus tuberías para operar a $> 72\%$ pero $< 80\%$ del SMYS basándose en las recomendaciones del informe de la AGA.

Las normas CSA Z183 y Z184 fueron reemplazadas por la Z662 en 1994, manteniendo un factor de diseño constante de 0.80 (80% SMYS) e introduciendo el concepto de un "factor de ubicación" para tener en cuenta las condiciones apropiadas del lugar que pudieran requerir ajustes en la presión de diseño. Para gasoductos, excluyendo aquellos que cruzan carreteras, vías férreas o que se encuentran en estaciones de compresión, la CSA Z662 determina el factor de diseño equivalente multiplicando el factor de diseño base de 0.80 por un factor específico de ubicación:

- Clase 1: $0.8 \times 1.0 = 0.80$
- Clase 2: $0.8 \times 0.90 = 0.72$
- Clase 3: $0.8 \times 0.70 = 0.56$
- Clase 4: $0.8 \times 0.55 = 0.44$

Desde 1999, la regulación canadiense SOR/99-294 Sección 43 permite aumentos en la MAPO hasta el 80% del SMYS en áreas de Clase de Ubicación 1, cumpliendo con los requisitos del código CSA Z662, debiéndose presentar una solicitud ante una comisión de supervisión del regulador federal de tuberías. Si no se cumple alguno de los requisitos, entonces se deben hacer correcciones o se puede llevar a cabo una Evaluación de Ingeniería para determinar la idoneidad para el servicio continuo en la nueva designación de clase de ubicación. Los requisitos de la Evaluación de Ingeniería (EA) se enumeran en la Cláusula 10.1 de la CSA Z662, y el Anexo O presenta una guía para realizar una evaluación basada en confiabilidad que puede mejorar dicha evaluación de ingeniería.

Durante varias décadas, las regulaciones canadienses y la norma CSA Z662 han integrado metodologías de evaluación de riesgos y evaluaciones de ingeniería en diversas etapas del diseño, fabricación, construcción y mantenimiento de tuberías. Este enfoque encarna un marco de políticas que confía a la industria y a los operadores de tuberías la responsabilidad de demostrar que la implementación de métodos menos prescriptivos puede lograr niveles de seguridad iguales o superiores a los estándares tradicionales.

La edición de 2023 de la CSA Z662 introduce una metodología basada enteramente en la evaluación probabilística de riesgos como una alternativa opcional y no obligatoria para la designación de Clases de ubicación. Este método, denominado "Sistema de Clase de Seguridad", expande el uso de enfoques basados en riesgos para gestionar la seguridad de las tuberías.

Si no se satisface alguno de los requisitos para operar tuberías a niveles de tensión más altos, se deben implementar acciones correctivas, o se debe realizar una Evaluación de Ingeniería para evaluar la idoneidad del segmento de tubería para operar a un factor de diseño superior a 0.72. Una Evaluación de Ingeniería se define como una evaluación documentada del impacto de las variables pertinentes en la aptitud para el servicio (fitness-for-service) o la integridad de un sistema de tuberías.

3.1.5. Reino Unido (IGEM/TD/1 y TD/2)

Las regulaciones de seguridad de tuberías en el Reino Unido (UK) también han experimentado un desarrollo significativo en las últimas décadas. Durante la década de 1960, las regulaciones derivaban predominantemente de la edición de 1955 de ASME B31.8. En 1965, la Institución de Ingenieros de Gas (IGE) en el Reino Unido emitió una guía que abordaba específicamente la instalación de tuberías de transmisión de gas de alta presión. Posteriormente, en 1977 se publicó la primera edición de la norma IGEM/TD/1, titulada "Tuberías de Acero para Transmisión de Gas a Alta Presión". Se basó en gran medida en la experiencia estadounidense publicada en el código B31.8. La IGEM/TD/1 se estableció como el estándar principal para el diseño, construcción y mantenimiento de tuberías en el Reino Unido, introduciendo factores de diseño acordes con la densidad de población; sin embargo, no incluía tolerancias para factores de diseño superiores a 0.72. Desde la primera publicación del código IGEM/TD/1 y sus ediciones posteriores, la industria de gasoductos del Reino Unido ha dependido menos del código ASME B31.8 como guía.

El estándar IGEM/TD/1 permitió factores de diseño superiores a 0.72 comenzando con el Suplemento 3 de la Edición 3 en 2000, el cual introdujo el aumento de capacidad (uprating) del factor de diseño a 0.80, sujeto a justificación mediante una evaluación cuantitativa de riesgos y una evaluación de confiabilidad estructural. No existía una guía específica en el Reino Unido para que los gasoductos operaran a niveles de tensión $> 72\%$ del SMYS antes del año 2000, debido principalmente a prácticas de ingeniería conservadoras de larga data y a la precaución regulatoria en el Reino Unido.

El gobierno del Reino Unido promulgó nuevas regulaciones de seguridad para gasoductos en 1996, las cuales abordaban cuestiones relacionadas con el diseño, fabricación, construcción, operación y mantenimiento de tuberías. Las nuevas regulaciones enfatizan en la gestión de la seguridad de las tuberías a través de un marco más unificado, orientado a objetivos e impulsado por el riesgo, que incluye identificar las posibles consecuencias de una falla, evaluar la importancia de esos impactos e implementar medidas para mitigar cualquier efecto adverso. Desde entonces, las regulaciones de seguridad de tuberías en el Reino Unido son más de "establecimiento de objetivos" (goal setting) que prescriptivas, lo que significa que permiten a los operadores justificar el diseño, la construcción y la operación de las tuberías.

La tercera edición de IGEM/TD/1, publicada en 1997, proporcionó orientación sobre cómo realizar evaluaciones de probabilidad de falla y de riesgos para evaluar la seguridad de las tuberías y justificar desviaciones de los requisitos regulatorios prescriptivos. El interés adicional en el desarrollo de principios y técnicas de riesgo para evaluar y cuantificar los riesgos de seguridad en el diseño y mantenimiento de tuberías fue liderado por la Asociación de Operadores de Tuberías Terrestres del Reino Unido (UKOPA) a principios de la década de 2000, culminando con pautas de evaluación de riesgos que fueron adoptadas en la norma IGEM/TD/2 "Evaluación de Riesgos de Gasoductos de Gas Natural de Alta Presión" en 2008. Este documento se ha convertido en el estándar en el Reino Unido para aplicar principios y métodos de riesgo a la gestión de seguridad de tuberías.

Estudios realizados por el Ejecutivo de Salud y Seguridad (HSE), el regulador federal de tuberías en el Reino Unido, y operadores de tuberías concluyeron que aumentar el factor de diseño de las tuberías generalmente tenía poco efecto en la frecuencia de fallas. Esta conclusión se alinea con datos y análisis de diversas fuentes de la industria que indican que factores como la interferencia externa, la corrosión, los defectos de materiales y los errores operativos tienden a dominar las frecuencias de falla de las tuberías más que los factores de diseño por sí solos.

3.2. Evaluación del impacto en las amenazas a la integridad

A medida que crecía el conocimiento sobre las amenazas a las tuberías y se analizaban las causas de las fallas, las regulaciones gubernamentales y los códigos de la industria comenzaron a adoptar principios de gestión de integridad con el enfoque de identificar, prevenir, evaluar y remediar amenazas —esencialmente gestionando el riesgo— de manera sistemática.

A principios de la década de 2000, PHMSA promulgó nuevas regulaciones para tuberías de líquidos (49CFR195.452) y para tuberías de transmisión de gas natural (49CFR192 Subparte O) concernientes al establecimiento de programas de gestión de integridad. En 2001 se publicaron las normas API 1160 "Gestión de la Integridad del Sistema para Tuberías de Líquidos Peligrosos" y ASME B31.8S "Gestión de la Integridad del Sistema de Tuberías de Gas", describiendo ambas los elementos principales de los programas de gestión de integridad.

Las regulaciones de transmisión de gas natural del Reino Unido adoptadas en 1996 incluyeron por primera vez el establecimiento de niveles de seguridad de tuberías en función de principios basados en riesgos, con límites establecidos por el enfoque ALARP (As Low As Reasonably Practicable / Tan Bajo Como Sea Razonablemente Practicable). El enfoque ALARP requiere efectivamente disminuir el riesgo hasta el punto de rendimientos marginales decrecientes desde un punto de vista de costo-beneficio.

Como se indicó anteriormente, los gasoductos de gas natural han estado operando de manera segura a tensiones $> 72\%$ del SMYS desde la década de 1950 en los EE. UU., mediados de la década de 1970 en Canadá y desde finales de la década de 1990 en el Reino Unido. La adopción de principios de gestión de integridad desde principios de la década de 2000 en estas tuberías dirigió a los operadores a centrar sus esfuerzos en las amenazas más significativas, lo cual ha contribuido a mantener su operación segura.

El aumento de la tensión de operación del 72% al 80% SMYS afecta de manera distinta a las diversas amenazas identificadas en ASME B31.8S.

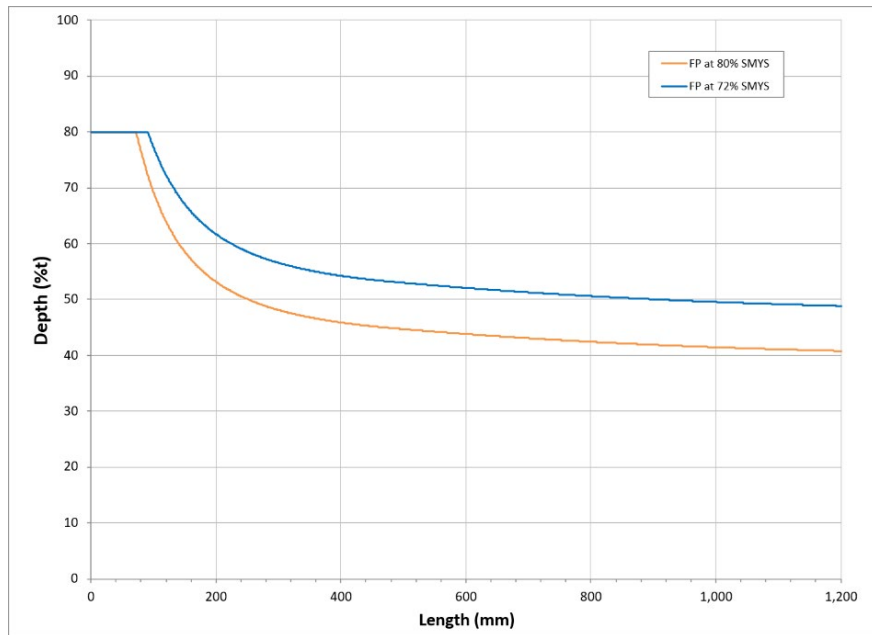
3.2.1. Amenazas Dependientes del Tiempo

Corrosión Externa e Interna: Operar una tubería a niveles de tensión superiores al 72% del SMYS reduce ligeramente la tolerancia a la corrosión existente, debido a que la magnitud de pérdida de metal o picaduras (pitting) que resultaría crítica es menor en comparación con una operación al 72% del SMYS. Esto requiere:

- Intervalos de inspección ILI más frecuentes.
- Criterios de reparación más estrictos y tiempos de respuesta más cortos.

Se evaluaron los efectos de mayores tensiones de operación en la aceptabilidad de defectos por corrosión externa o interna para una tubería de 26 pulgadas de diámetro, 0.281 pulgadas de espesor de pared y grado X-52, para valores de MAPO del 72% y 80% del SMYS.

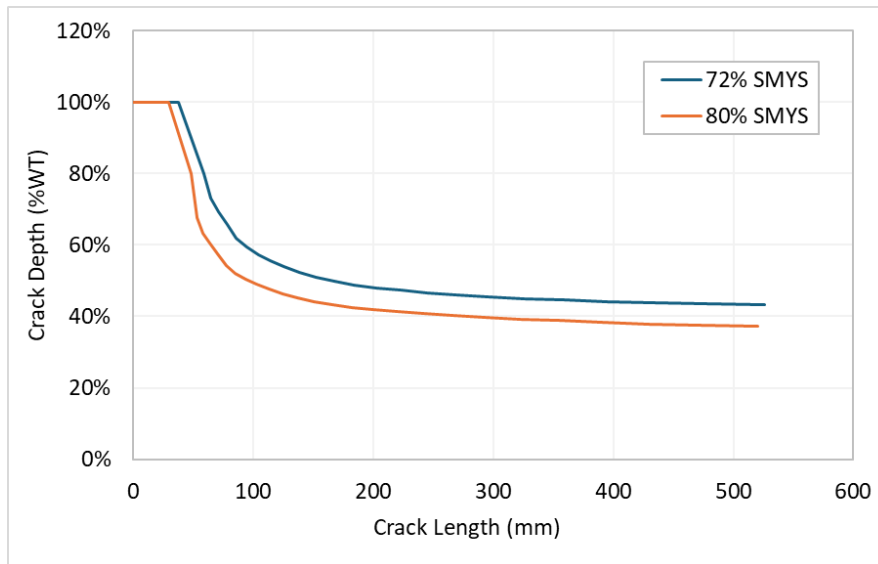
La figura muestra las gráficas de evaluación utilizando el método ASME B31G Modificado (0.85 dL), donde la diferencia para la condición de falla es de aproximadamente un 9% del espesor de pared.



Agrietamiento por Corrosión bajo Tensión (SCC): Determinar con precisión un umbral de tensión para el inicio del SCC es un desafío, ya que es función de factores localizados tales como la composición y el grado del acero, la condición de la superficie de la tubería, las características de la corrosión y las condiciones de carga.

El umbral también varía según el tipo de SCC, ya sea de pH alto o de pH casi neutro. Un umbral comúnmente referenciado es el 60% del SMYS dentro de los criterios de susceptibilidad a SCC de la norma ASME B31.8S, el cual se basa en gran medida en la experiencia de los operadores con fallas por SCC.

Si bien los niveles de tensión de operación de la tubería no han mostrado una fuerte correlación con el inicio y crecimiento del SCC, el esfuerzo estático se correlaciona directamente con la aceptabilidad de las grietas. La figura muestra los tamaños de grieta cuya falla se prevé por ruptura para una tubería hipotética de 26 pulgadas, con un espesor de pared de 0.281 pulgadas y grado X-52, y utilizando el modelo API 579-1/ASME FFS-1. La diferencia entre una tensión del 72% y el 80% del SMYS representa una profundidad de grieta inferior al 6% del espesor de pared.



Las herramientas de ILI actuales y sus especificaciones tienen la capacidad necesaria para detectar estas dimensiones menores.

3.2.2. Amenazas Independientes del Tiempo

La amenaza de daño por terceros es independiente de las condiciones de operación, estando vinculada al conocimiento sobre la ubicación de la línea con la que cuentan los individuos que trabajan en el entorno. Por lo tanto, lo importante para esta amenaza, es la resistencia de la tubería ante un eventual daño. Donde, las principales variables son la propiedad del material y el espesor de la línea las que previenen una perforación.

3.2.3. Amenazas Estables

Costuras Longitudinales: Los defectos planos en la soldadura longitudinal (seam weld) tienden a comportarse mecánicamente más como una entalla (notch) que como una grieta de punta aguda.

No obstante, pueden modelarse como defectos "tipo grieta" (crack-like) para aplicar los modelos existentes de presión de falla por agrietamiento. Bajo esta suposición de similitud con la punta de la grieta, el tamaño crítico de los defectos en la costura capaces de causar rupturas a tensiones de operación más altas es menor que el de aquellos a niveles más bajos.

Existe una fuerte correlación entre las fallas en la costura de la tubería, su época de fabricación y el tipo de soldadura longitudinal. Se ha determinado que las tuberías de línea con soldadura ERW/EFW/DC de baja frecuencia fabricadas antes de la década de 1970 presentan un mayor riesgo de falla que las tuberías fabricadas después de dicha década con el mismo tipo de soldadura de costura.

Soldaduras Circunferenciales: El riesgo más crítico es la ruptura o la fuga que puede producirse debido a una falla en la soldadura. La fusión incompleta o una geometría de soldadura inadecuada pueden actuar como puntos de iniciación para la fractura. Se requiere una inspección del 90% al 100% de las soldaduras y una evaluación de su interacción con fuerzas externas (geohazards).

3.3. Control de propagación de fractura dúctil

En un evento de rotura, el gas se descomprime a la velocidad del sonido (~400 m/s), mientras que una fractura puede viajar más rápido si el material no tiene la tenacidad suficiente para absorber la energía.

El diseño al 80% SMYS exige un plan riguroso para evitar fracturas extensas (especialmente fracturas dúctiles que pueden viajar a velocidades cercanas a la onda de descompresión del gas).

La física detrás del ensayo Charpy V-Notch (CVN) nos indica que la energía necesaria para detener una fractura no es lineal; crece según una potencia de 1.5 a 2 respecto a la tensión. Esto se traduce en que, para subir del 72% al 80% SMYS, necesitamos aumentar la tenacidad del material entre un 17% y un 24%.

3.4. Recomendaciones para el marco normativo en Argentina

Los estándares internacionales de tuberías permiten la operación de ductos a factores de diseño más altos, hasta 0.80, desde 1973 en Canadá (CSA Z662), 1990 en EE. UU. (ASME B31.8), 2001 en el Reino Unido (IGEM/TD/1) y 2018 en Australia y Nueva Zelanda (AU/ZL 2885.1). El desarrollo del proceso para permitir tuberías con factores de diseño > 0.72 ha sido un trabajo conjunto entre reguladores gubernamentales, operadores de tuberías y miembros de los comités de códigos de la industria.

En todos los casos en que se permitió que tanto tuberías existentes como nuevas puedan operar a tensiones que excedan el 72% del SMYS siempre se buscó asegurar que estas tuberías mantengan niveles de seguridad iguales o superiores a aquellas que operan a niveles de tensión más bajos. Los dos métodos principales adoptados para respaldar condiciones de mayor tensión de operación son los métodos prescriptivos y los basados en riesgos.

Las regulaciones prescriptivas de tuberías consisten en requisitos específicos que hacen que el cumplimiento de la seguridad sea directo y exigible, facilitando la supervisión regulatoria y las auditorías. Son un mecanismo efectivo para responder a incidentes de alto perfil o amenazas emergentes incorporando rápidamente lecciones aprendidas y mejores prácticas de la industria en requisitos obligatorios. Las regulaciones prescriptivas apuntan a una línea base de seguridad y uniformidad, llevando a estándares mínimos de seguridad que deben cumplirse consistentemente en toda la industria, reduciendo la ambigüedad y las diferencias de interpretación entre operadores y reguladores.

Los enfoques basados en riesgos, a diferencia de las regulaciones prescriptivas, permiten a las compañías innovar y aplicar las mejores prácticas adecuadas a los sistemas de tuberías teniendo en cuenta las condiciones locales, siempre que cumplan con los estándares mínimos regulatorios de desempeño de seguridad.

La actualización del marco regulatorio argentino, impulsada por TGS y TGN, se materializa en la propuesta de las nuevas Secciones 620 y 328 de la NAG-100, alineando los sistemas locales de tubería con los estándares globales de MAPO (Máxima Presión Admisible de Operación) Alternativa.

Bajo la propuesta de **MAPO Alternativa** (Máxima Presión Admisible de Operación) de la normativa argentina **NAG-100**, se definen factores de diseño específicos según la densidad poblacional del entorno:

Clase de Trazado	Descripción del Entorno	Factor de Diseño Alternativo (<i>F</i>)
Clase 1	Áreas rurales o de baja densidad poblacional	0.80
Clase 2	Áreas de densidad poblacional moderada	0.67
Clase 3	Áreas residenciales o industriales	0.56

3.4.1. Evaluación de Riesgos (Normativa NAG-100 / IGEM/TD/2)

Es mandatorio realizar un análisis de riesgos exhaustivo que valide la viabilidad del cambio operativo.

Análisis Comparativo: Se debe comparar la probabilidad de falla en la condición actual frente a la condición de aumento de capacidad (uprated) propuesta.

Validación Experta: El informe resultante debe ser validado por un experto en la materia (SME), demostrando que el nivel de riesgo es tolerable o se mantiene dentro del criterio ALARP (As Low As Reasonably Practicable).

3.4.2. Condiciones Específicas de Calificación

Para calificar la línea bajo este factor de diseño, se deben cumplir los siguientes requisitos operativos y de gestión:

Prueba de Presión: Ejecución de una prueba hidrostática que alcance, como mínimo, el 100% del SMYS. Esto asegura un factor de prueba de 1.25 para la operación al 80%.

Gestión de la Información: Disponibilidad de registros trazables y completos de fabricación, construcción y mantenimiento histórico.

Inspeccionabilidad: La tubería debe ser apta para el paso de herramientas de inspección interna (ILI) de alta resolución.

3.4.3. Exclusiones Críticas (Segmentos no aptos)

Quedan excluidos de utilizar un factor de diseño 0.80 aquellos segmentos que presenten cualquiera de las siguientes condiciones:

- Registros técnicos incompletos, inexistentes o incorrectos.
- Tuberías fabricadas mediante soldadura por resistencia eléctrica o fusión (ERW/EFW) de baja frecuencia.
- Presencia de amenazas sistemáticas de Agrietamiento por Corrosión bajo Tensión (SCC).
- Deformaciones mecánicas (abolladuras o arrugas) que excedan los límites permitidos por el código ASME B31.8.

3.4.4. Requisitos Adicionales para Tuberías Nuevas

Las tuberías diseñadas desde su concepción para operar con un factor de 0.80 deben cumplir estándares superiores:

Material: Fabricación bajo norma API 5L Nivel PSL2.

Línea Base de Integridad: Ejecución de corridas de ILI (Geométrico/Caliper de alta resolución) y encuestas de protección catódica (CIS/DCVG) dentro de los primeros 6 meses de servicio.

Automatización: Instalación de válvulas de bloqueo de línea principal con capacidad de operación remota o cierre automático.

Gestión Operativa: Implementación de programas formales para la calificación de operadores y un estricto manejo del cambio (MOC).

4. Conclusiones

La transición hacia un factor de diseño de 0.80 en Argentina es técnicamente viable y está respaldada por una sólida base de datos internacional. La clave del éxito radica en el paso de una regulación estrictamente prescriptiva a una basada en la gestión integral de riesgos y el desempeño comprobado de los activos.

La actualización de la NAG-100 permitirá a la industria optimizar sus activos, reducir costos operativos y posicionar a Argentina a la vanguardia de la eficiencia energética regional.