

BASES TEÓRICAS APLICADAS PARA LA DETERMINACIÓN DE PRESIONES OPERATIVAS

Ing. Fernando C. Silva

fernando.silva@tgn.com.ar

Transportadora de Gas del Norte S.A.

Don Bosco 3672, Cap. Fed.

Buenos Aires, Argentina

Ing. Pedro M. Hryciuk

pedro.hryciuk@tgn.com.ar

Transportadora de Gas del Norte S.A.

Don Bosco 3672, Cap. Fed.

Buenos Aires, Argentina

Sinopsis

A fin de permitir una operación de los gasoductos que asegure la integridad del sistema a fin de mantener condiciones seguras tanto para el público como para los empleados involucrados en tareas de operación y mantenimiento y asimismo garantizar la continuidad del servicio, es necesario mantener un nivel de tensiones compatible con la integridad estructural del mismo.

En este artículo se describe sucintamente el Procedimiento de Presiones Operativas utilizado por TGN S.A., los fundamentos teóricos utilizados y los factores de seguridad adoptados en la confección del mismo.

Este procedimiento ha mostrado en los siete años de aplicación ser una herramienta confiable y segura para el fin especificado.

Introducción

El acondicionamiento de presiones es una tarea que consiste en determinar el valor de presión, y con ello el de tensión, al cual debe operarse un gasoducto al momento de la detección de algún evento no deseado, ó al momento de realizar trabajos especiales sobre el mismo con la finalidad de eliminar ó reparar un determinado nivel de falla detectado.

La clave para un correcto desempeño de esta labor consiste en compatibilizar el mayor nivel de tensión posible, y con ello impactar lo menos posible en el transporte, resguardando siempre la seguridad de los trabajadores y público en general.

Dado que para una cañería enterrada que no haya perdido sustentación respecto al piso la única variable que se puede ajustar es la presión de operación, el operador necesita un procedimiento claro y preciso sustentado en bases teóricas consistentes con la finalidad de garantizar una operación segura.

En este artículo se describe sucintamente el Procedimiento de Presiones Operativas utilizado por TGN S.A., los fundamentos teóricos utilizados y los factores de seguridad adoptados en la confección del mismo.

Las bases teóricas y su aplicación que serán descritas de modo sucinto en el desarrollo de este trabajo son:

- Proceso de falla de un defecto no pasante.
- Proceso de fractura.
- Tecnología del control de fracturas (concepto de pérdida ó rotura). Comportamiento de los materiales dependientes de la tensión de flujo y los materiales dependientes de la tenacidad.
- Factor de seguridad normativo.
- Concepto de $POGC_2$.

Desarrollo

Proceso de falla de un defecto no pasante:

Los estudios experimentales de presurización sobre defectos no pasantes orientados axialmente, indican tres pasos en el proceso de falla. El primer paso es el “*abultamiento*” gradual del defecto, causado por el incremento de la presión interna. El segundo paso, llamado “*crecimiento estable del defecto*”, ocurre a medida que el incremento de presión continúa. Si la presurización se detiene durante este período, dicho crecimiento se detiene. Si la presurización continúa se conduce al tercer paso, llamado “*crecimiento inestable del defecto*”. Este puede llevar a una rápida penetración del espesor de la cañería y con ello a una pérdida o rotura.

Esto nos lleva a la conclusión que si se detecta un defecto en un sistema y se quiere evitar producir una pérdida o rotura, el valor de presión a determinar no debería superar los niveles de presión de la primera etapa.

Proceso de fractura:

Dentro del proceso de fractura, podemos reconocer dos etapas diferentes:

- La iniciación de la fractura
- La propagación de la fractura

Los ensayos demostraron que la tenacidad a la “*iniciación de la fractura*” depende del tipo de acero utilizado y de la temperatura a la cual es sometido. El valor de tenacidad se refiere a la resistencia del material al crecimiento *inicial*, tanto estable como inestable, de un defecto. Mientras que, para el primer caso, dicha resistencia se relaciona con la resistencia al impacto del acero, la segunda se relaciona con la temperatura a la cual se produce la fragilización de la rotura. Por lo tanto, la primera característica se puede medir en laboratorio a través de un ensayo de Charpy a una dada temperatura, en tanto el segundo se puede medir realizando ensayos de Charpy a temperaturas decrecientes.

La resistencia que presenta el material a la “*propagación de la fractura*” se relaciona con la energía requerida para crear nuevas superficies de fractura. Por lo tanto la velocidad con que se propaga una fractura es función de la tenacidad del material, de la geometría de la cañería, del fluido transportado, y de la temperatura y presión de operación. Este valor de tenacidad del material también se relaciona con su resistencia al impacto y por lo tanto se puede determinar partiendo del ensayo de Charpy.

De lo anterior surge que una adecuada resistencia al impacto de la cañería jugará un papel preponderante en el caso de producirse una fractura. También surge que dicho valor será tanto más crítico cuanto menor sea la temperatura a la cual deba operar el sistema.

Teoría del Control de Fracturas ^[1]

Dentro de las posibles fallas que se pueden producir en una cañería enterrada podemos considerar dos grupos bien definidos de acuerdo al tipo de rotura que se produce:

- a) Fallas que dependen de la tensión de flujo del material de la cañería.
- b) Fallas que dependen de la tenacidad del material de la cañería.

a) Para el primer tipo de rotura, siempre que se trate de defectos volumétricos, podemos relacionar la tensión de falla con la tensión de flujo del material de la siguiente forma: (Ver apéndice de nomenclaturas)

$$\sigma_h = \bar{\sigma} \left(\frac{A_0 - A}{A_0 - \frac{A}{M_T}} \right) \quad (1)$$

Para un perfil de defecto rectangular la anterior puede escribirse:

$$\sigma_h = \bar{\sigma} \left(\frac{1 - \frac{d}{t}}{1 - \frac{d}{t \cdot M_T}} \right) \quad (2)$$

Y para un defecto pasante (100% de pérdida de espesor) resulta:

$$\sigma_h = \frac{\bar{\sigma}}{M_T} \quad (3)$$

Ésta puede relacionarse con la presión de falla mediante:

$$\sigma_h = \frac{p_h \cdot D}{2 \cdot t} \quad (4)$$

Siendo además:

$$M_T = \left[1 + 1,255 \cdot \frac{c^2}{\left(\frac{D}{2} \cdot t\right)} - 0,0135 \cdot \frac{c^4}{\left(\frac{D}{2} \cdot t\right)^2} \right]^{0,5} \quad (5)$$

b) Para aquellas fallas en que el material se comporta como dependiente de la tenacidad, tal como sucede en los defectos planos (fisuras), la relación entre el factor de intensificación de tensiones del estado plano y la tensión de rotura viene dada por:

- Para el caso de defectos no pasantes:

$$K_c^2 = \frac{8}{\pi} \cdot c_{eq} \cdot \bar{\sigma}^2 \cdot \ln \sec \left[\frac{\pi \cdot M_P \cdot \sigma_h}{2 \cdot \bar{\sigma}} \right] \quad (6)$$

Donde el factor de intensificación de tensiones puede relacionarse con la tenacidad del material, determinada por el ensayo de Charpy mediante la siguiente expresión:

$$K_c^2 = \frac{E \cdot C_v}{A_C} \quad (7)$$

Siendo:

$$M_p = \frac{1 - \frac{d}{t \cdot M_T}}{1 - \frac{d}{t}} \quad (8)$$

La longitud de fisura equivalente c_{eq} es para una fisura rectangular igual a la mitad de la fisura medida en la superficie del metal ($c_{eq} = c$).

- Para el caso de un defecto pasante (100% de pérdida de espesor) resulta:

$$K_c^2 = \frac{8}{\pi} \cdot c \cdot \bar{\sigma}^2 \cdot \ln \sec \left[\frac{\pi \cdot M_T \cdot \sigma_h}{2 \cdot \bar{\sigma}} \right] \quad (9)$$

Por lo tanto para aplicar esta teoría y conocer los límites dentro de los cuales se podrá determinar un valor de presión segura, debemos identificar los diferentes tipos de cañerías que componen el sistema de transporte y podremos graficar para ambos casos (tensión de flujo dependientes y los dependientes de la tenacidad) las curvas de presión de falla para defectos pasantes y predefinir el comportamiento que tendrá un determinado defecto (pérdida ó rotura).

Concepto Pérdida vs Rotura

En el acondicionamiento de presiones es importante tener claro que todo defecto deberá comportarse como **pérdida** y nunca como rotura. Vale decir que en caso de tener un defecto que tienda a comportarse como rotura debemos cambiar su comportamiento para lo cual tenemos un único camino posible que consiste en reducir la presión de operación basándose en las curvas que aporta la Tecnología del Control de Fracturas para defectos pasantes.

Factor de seguridad Normativo^[2]

El concepto de fundamentar la tensión de diseño basándose en un % de la SMYS fue determinado por los miembros del comité de cañerías de la American Standards Association (ASA) en los años 50. Asimismo para cañerías con Clase de Trazado 1 determinaron que aplicar un factor del 80% (equivalente a 1,25) sobre la presión de prueba en fábrica del 90% de la SMYS daría un factor de seguridad aceptable, arribando entonces al límite del 72% de la SMYS citado en la ASA B.31.1.8 en 1955. A partir de allí hasta nuestros días el límite del 72% de la SMYS es utilizado en muchos países del mundo, como ser EEUU y nuestro país, entre otros.

En cambio en Canadá se ha avanzado sobre el tema, y en el año 1972 la Canadian Standard Association (CSA) planteó que el límite máximo de operación podría ser del 80% de la SMYS para una cañería en Clase de Trazado 1 que haya sido probada en fábrica al 100% de la SMYS.

En base a lo antedicho, si bien los procesos de fabricación, materiales y prueba han mejorado considerablemente, el Factor de Seguridad = 1,25 con respecto a un valor de presión “real” al cual fue sometida la cañería, aún es considerado al día de hoy como valor prudente a aplicar.

Definición y ventajas en la utilización de la POGC₂

La POGC₂ es “la máxima presión de operación que se hubiere registrado en los últimos dos meses por lo menos durante cuatro horas en la totalidad del tramo”.

Dicho concepto es muy importante para definir, basándose en el mismo, valores de reducción de presión ya que obliga al operador a cuidar de no elevar la presión no solo a la descarga de una planta compresora sino que también en la succión y resto del tramo. La ventaja principal en su aplicación radica en que si las reducciones fuesen impuestas a partir de la MAPO del tramo, se corre el riesgo de permitir incrementar la presión de operación en el lugar de los trabajos, sobretodo si el mismo se encuentra cercano a la succión de una planta compresora.

Procedimiento de Presiones Operativas ^[3]

Los siguientes diagramas son tomados del Procedimiento de Presiones Operativas de TGN S.A., los cuales han demostrado a lo largo de 6 años de aplicación la efectividad en su uso en base a los resultados obtenidos.

Diagrama aplicable a Trabajos de Urgencia o Emergencia

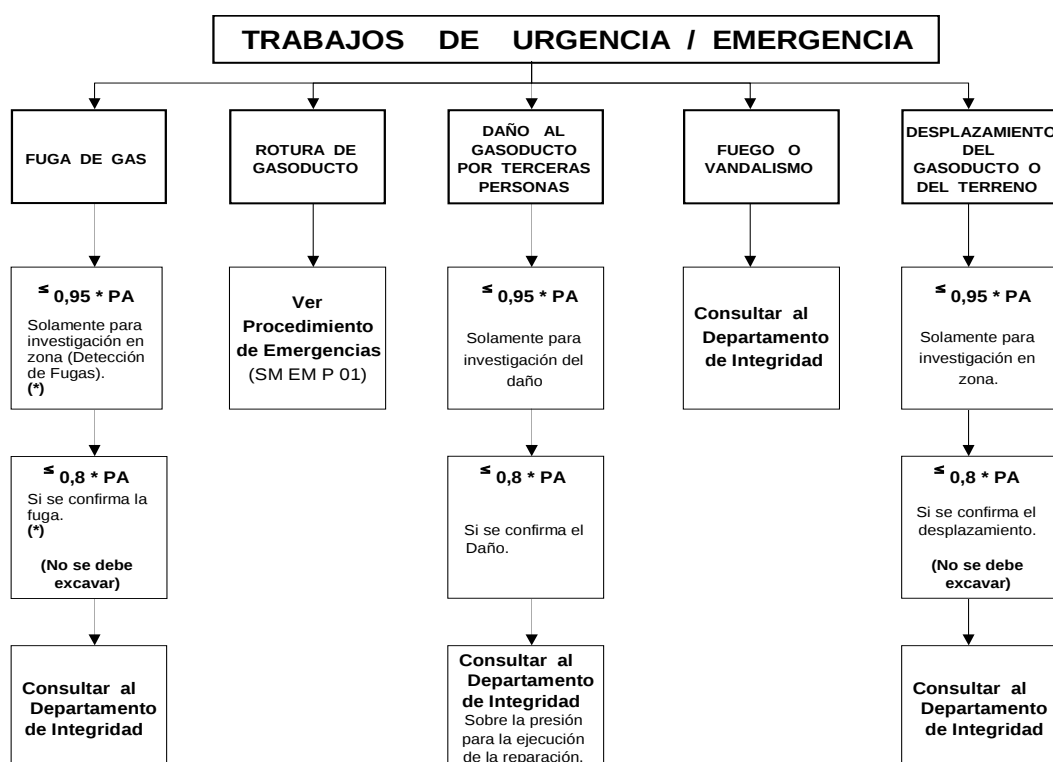


Figura 1 - Diagrama de flujo correspondiente a la toma de decisiones para establecer las presiones operativas para trabajos de Urgencia / Emergencia

En la **Figura 1** correspondiente a Trabajos de Urgencias / Emergencias vemos que en todos los casos en que se sospeche la ocurrencia de acontecimientos tales como fuga de gas, daño al gasoducto por terceras personas y desplazamiento del gasoducto o del terreno, se debe aplicar inicialmente a modo preventivo una reducción de presión al 95% de la presión existente al momento de producirse el evento (PA) y con ello verificar claramente si el daño supuesto ha ocurrido realmente, deteniendo momentáneamente los mecanismos de falla.

Una vez confirmado dicho evento, la máxima presión pasaría a ser el 80% de la PA y con ello se operaría con el coeficiente de seguridad utilizado por las normas de **1,25** a partir de la PA que es un valor de presión “real” tolerado por el evento.

Nótese que para estos casos cobra fundamental importancia la presión en el momento de producirse la fuga, en lugar de la máxima presión de operación mantenida en un período determinado. El nuevo valor de presión que se establece es a los fines de no detener la línea y seguir transportando hasta el momento en que se puedan arbitrar los medios para la reparación. Para la reparación de fugas lo usual es ventear el tramo de cañería de forma de reparar sin la presencia de gas. Dada la gravedad de cada incidente, cualquier acción o trabajo a posteriori a fin de efectuar la reparación requiere un asesoramiento particular para cada caso.

Diagrama aplicable a Trabajos Especiales

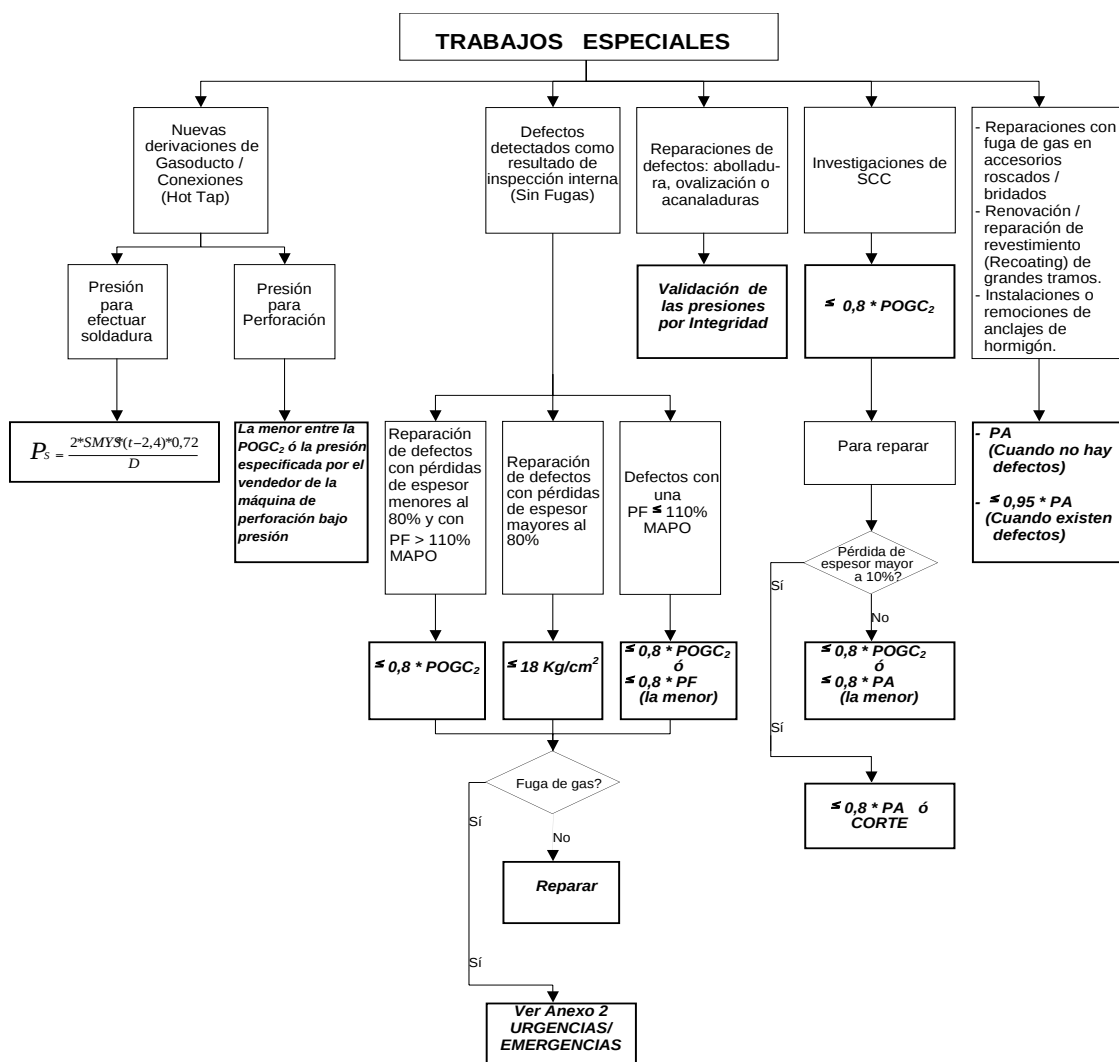


Figura 2 - Diagrama de flujo correspondiente a la toma de decisiones para establecer las presiones operativas para trabajos especiales.

En la **Figura 2** correspondiente a Trabajos Especiales se tiene mayor información de cada evento citado por lo tanto el acondicionamiento de presiones a aplicar está claramente definido. En lo que sigue expondremos la base racional que sustenta la adopción de cada valor de presión.

1) Nuevas derivaciones:

En caso que se deban efectuar trabajos de soldadura sobre el gasoducto en operación el valor de presión máxima se determina a partir de la siguiente fórmula:

$$P = \frac{2 \cdot TFME \cdot (t - 2,4 \text{ mm}) \cdot 0,72}{D} \quad (10)$$

Dicha expresión se adopta de la NAG-100 (93) Sección 713, la cual asume restarle 2,4 mm de espesor útil a la cañería (en clase de trazado 1) presuponiendo que la fusión del material alcanza dicha profundidad y no interviene de modo resistencial.

2) Defectos con pérdidas de espesor menores al 80% y con PF > 1,1

Este tipo de defectos se repara de acuerdo a un plan de reparación programado que usualmente está dentro de los 120 días de recibido el informe definitivo, es decir aproximadamente 180 días después de realizada la inspección interna. Mientras se implementa esta campaña, la corrosión puede seguir avanzando por lo cual en el momento de la reparación la profundidad puede ser mayor que la indicada inicialmente por la inspección interna.

Tomando la tasa de corrosión más desfavorable del sistema, por ejemplo: 0,32 mm/año, el aumento en la pérdida de espesor sería de 0,16 mm (0,006”).

Si suponemos tener un defecto con presión de falla 1,10 respecto de la MAPO, es decir que se encuentra justo en la frontera, y quisiéramos conservar el factor de seguridad de 1,25 deberíamos evitar que la pérdida de espesor por el avance de la corrosión no alcance el valor de presión de falla correspondiente a la MAPO, puesto que hemos practicado una reducción del 80% en la POGC₂ (0,80 MAPO x 1,25 = MAPO).

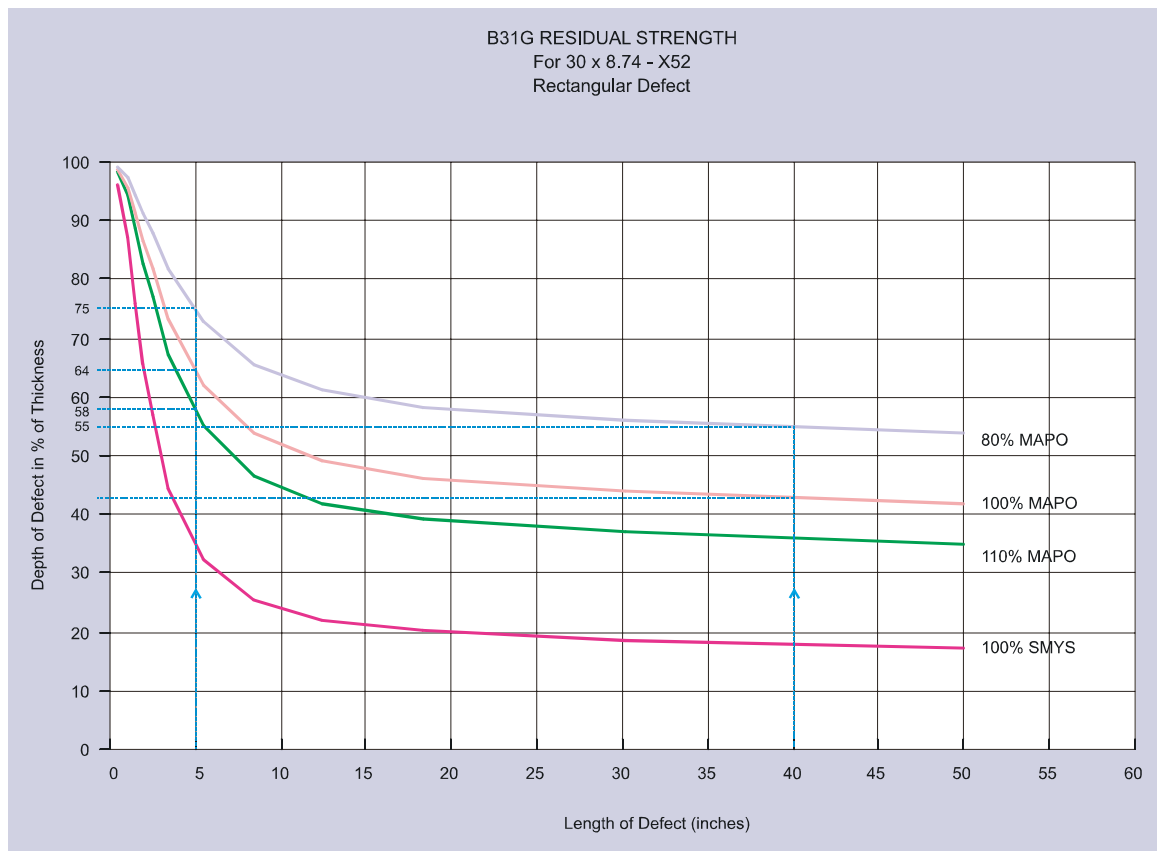


Figura 3

Para verificar el grado de seguridad existente graficamos en la **Figura 3** un defecto con presión de falla de 1,1 de la MAPO y una longitud de 5", observando que la profundidad crítica resulta ser del 58% del espesor de la pared, en tanto que para la MAPO la profundidad crítica resulta 64% para la cañería en estudio. La diferencia resulta ser de 6% que corresponde a 0,52 mm, que es mucho mayor que la corrosión que podría ocurrir durante el tiempo que transcurra desde la detección hasta la reparación, es decir que la presión establecida resulta segura.

3) Defectos con pérdidas de espesor mayores al 80%

Estos defectos son del tipo severo y con una gran incerteza cuando son resultado de una inspección interna, pues dicha herramienta reporta como 80% a aquellos defectos que están entre 80 y 100% de pérdida de espesor. Si bien previamente a la reparación se procederá a una detección de fugas, aún en caso de ser la misma negativa será conveniente tomar la hipótesis conservativa y asimilar estos defectos como defectos pasantes. Por lo tanto será conveniente acondicionar el conducto de forma tal que para una longitud del defecto tendiendo a infinito, no se produzca rotura sino simplemente una pérdida.

Si identificamos los diferentes tipos de cañerías (diámetro, espesor, material) que componen el sistema de transporte, mediante la utilización de la Tecnología del Control de Fracturas podremos graficar las curvas de presión de falla para defectos pasantes cuyo comportamiento es dependiente de la tensión de flujo (**Figura 4**).

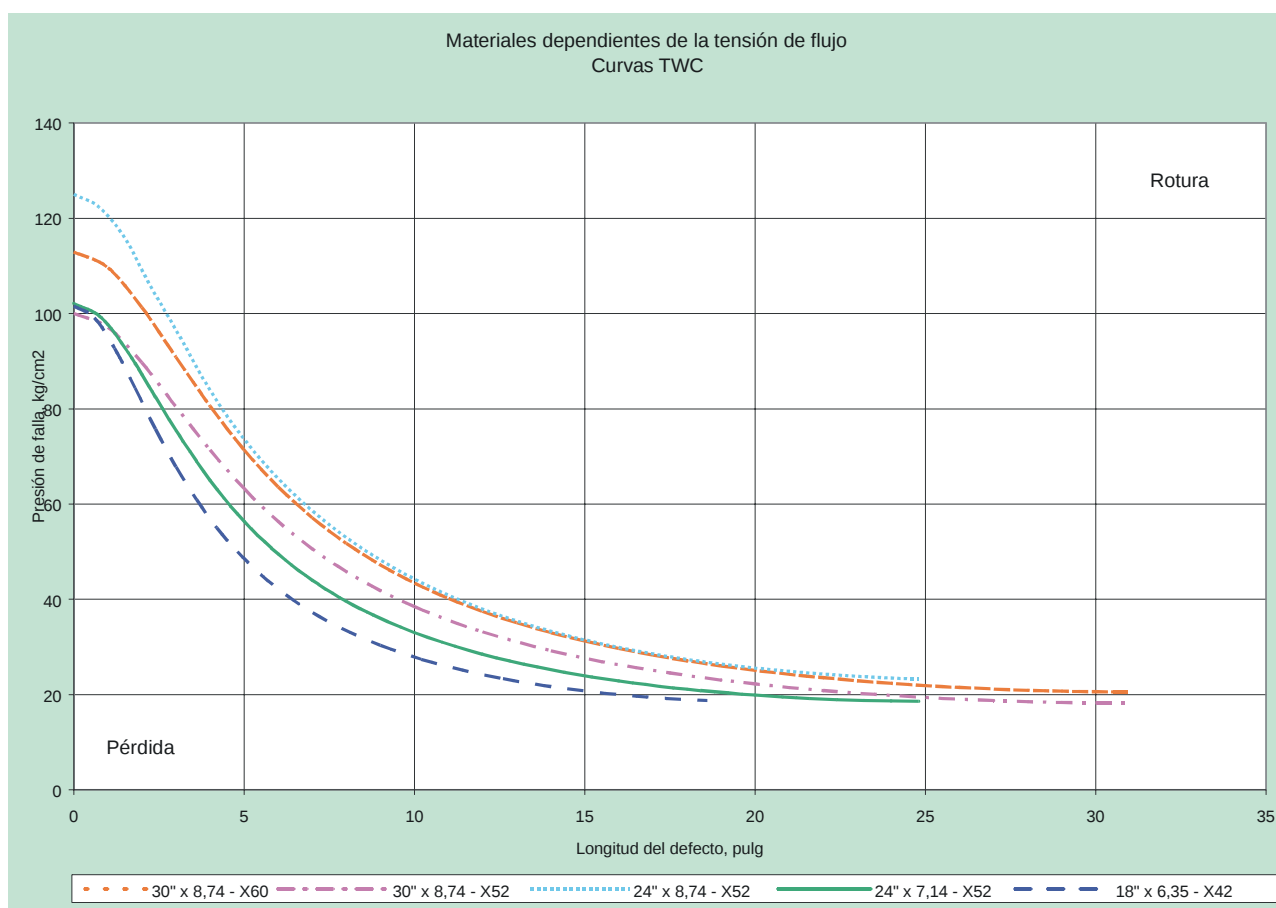


Figura 4

Aquí se aprecia que las curvas de defectos pasantes separan dos zonas que permiten predecir el comportamiento de un defecto volumétrico en esta condición:

- En la zona superior la falla producirá una rotura del gasoducto.
- En la zona inferior la falla producirá simplemente una fuga sin rotura.

Asimismo, para un nivel de presión menor a 18 kg/cm^2 , la longitud de la falla tiende a infinito para cualquier cañería del sistema. Por lo tanto estableciendo un nivel de presión por debajo de este valor para cualquier cañería del sistema la reparación de defectos con profundidades mayores al 80% se hará en forma segura para los operadores.

4) Defectos con $PF < \text{ó igual a } 1,1$

El tratamiento correspondiente a este tipo de defectos consiste en practicar una reducción de presión del 20 % de la presión de falla o bien un 20% de la $POGC_2$, la que fuere menor.

Basándonos en la Tecnología del Control de Fracturas en la **Figura 5** se ha graficado un caño típico del sistema. Allí pueden apreciarse las diferentes presiones de falla para defectos pasantes y no pasantes con diferentes porcentajes de pérdida de espesor, como así también el comportamiento que presentará un determinado defecto (pérdida ó rotura).

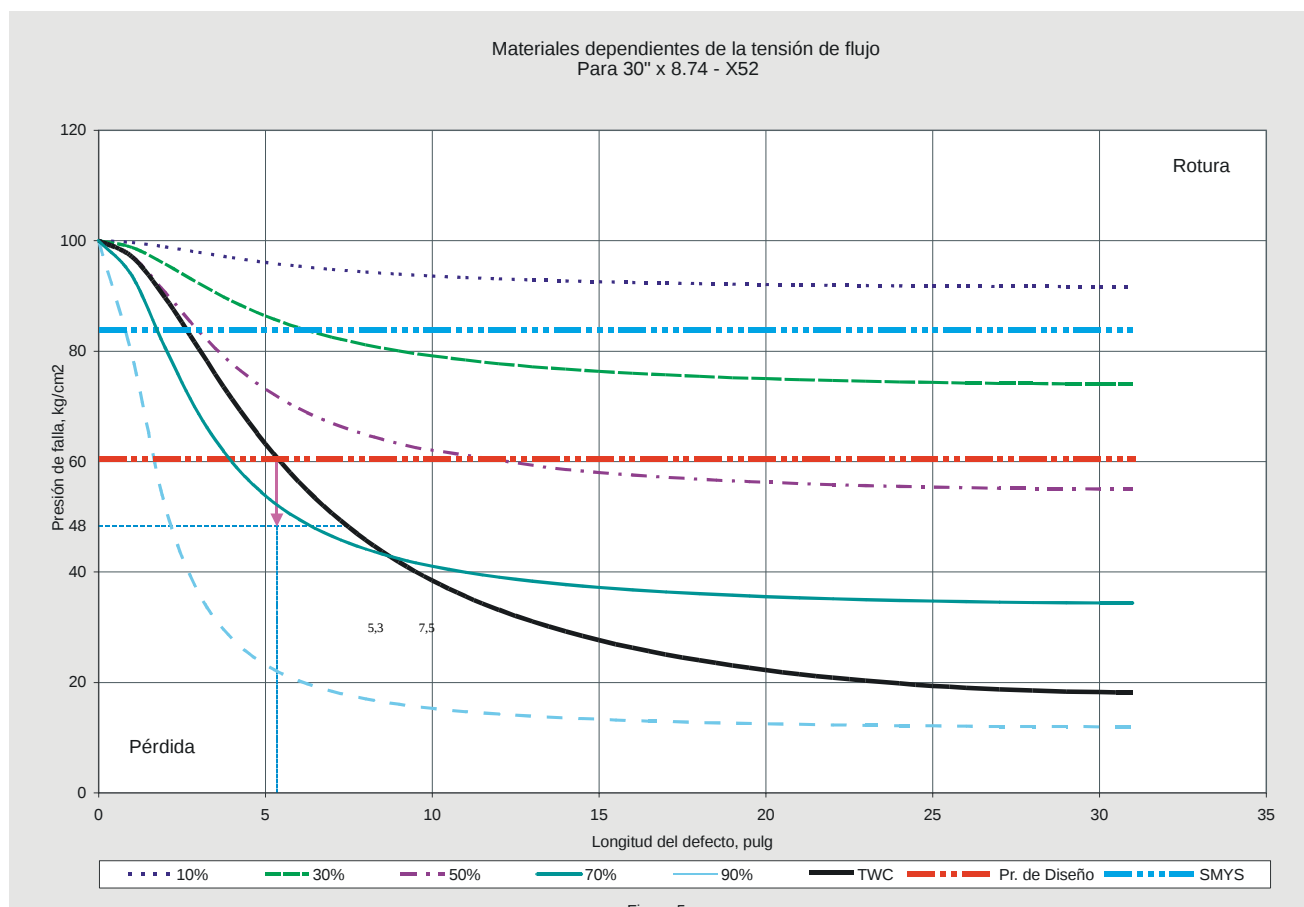


Figura 5

Si suponemos que la longitud del defecto que produce la fuga es tal que la presión de operación en ese momento es la MAPO (igual a la Presión de Diseño) y que coincide con la presión de falla (longitud del defecto aproximadamente 5,3" en la **Figura 5** la reducción de presión garantizará que no se produzca la rotura de la línea teniendo para este caso un $FS = 1,4$.

En el caso de un defecto de mayor longitud el incremento es ligeramente mayor. Esto implica también una condición segura, pues los defectos cortos tienden a comportarse como pérdidas ya que la rotura se produce a presiones de falla mayores, y los defectos largos rompen a presiones menores siendo potencialmente más peligrosos.

5) Reparaciones de abolladuras, ovalización ó acanaladuras

Para este tipo de anomalías existe la necesidad de evaluar cada caso en particular, basándose en prácticas recomendadas a nivel internacional, adoptando como línea base los pasos indicados en la API RP 579.

6) Investigaciones de SCC

Para la ejecución de pozos en los cuales se quiera verificar la existencia ó no de colonias de SCC el acondicionamiento a adoptar es del 80% de la $POGC_2$.

A diferencia de los defectos volumétricos, en las fallas emergentes por Stress Corrosion Cracking el tipo de rotura a esperar es el correspondiente a fallas dependientes de la tenacidad del material.

Por lo tanto se toman nuevamente las cañerías del sistema y se efectúan las curvas de falla para defectos pasantes, pero para materiales dependientes de la tenacidad (**Figura 6**).

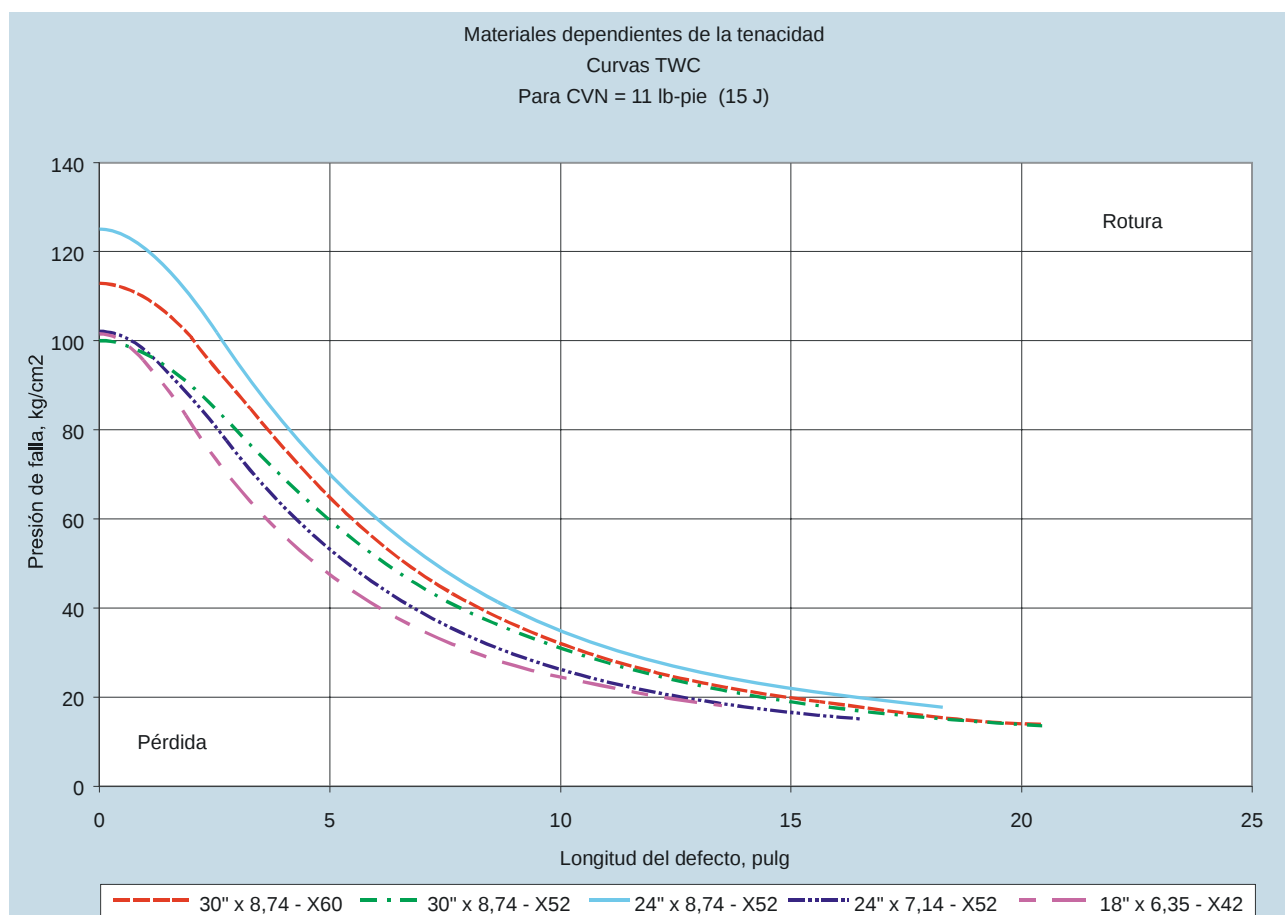


Figura 6

Si analizamos un ejemplo, en la **Figura 7** se ha graficado la presión de falla correspondiente a defectos pasantes y no pasantes para la cañería más comprometida del sistema (30", 8,74 mm, X52). Donde el valor de tenacidad adoptado corresponde a los valores medios de los materiales que componen el sistema y ensayados mediante el ensayo de Charpy. Para este sistema en particular dicho valor corresponde a una energía superior de 15 Joules.

Si observamos la **Figura 7** una fisura de 7,3" (185 mm) de longitud con una profundidad de 30% del espesor de la cañería, operando a una presión cercana a la de diseño, el defecto estará próximo a fallar como rotura, pero al reducir la presión un 20% su longitud crítica aumentará a 11,6" (295 mm), o sea en un 59%.

En caso que existan fisuras, se determinan sus dimensiones y se las elimina por amolado o se realiza un cambio de cañería. Si la grieta se extrae por amolado la resistencia remanente es nuevamente

calculada pero considerando el comportamiento del material como dependiente de la tensión de flujo.

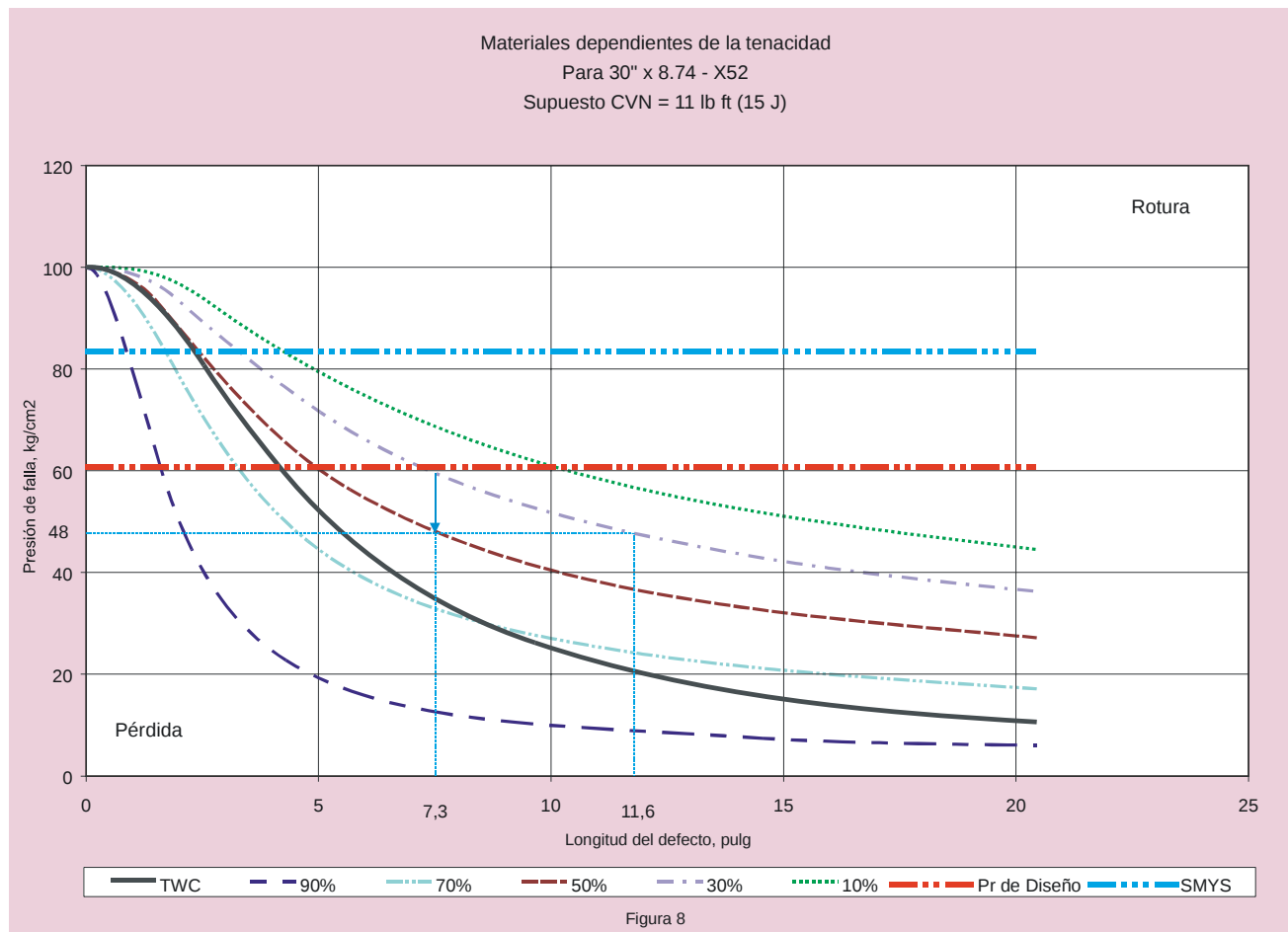


Figura 7

Conclusiones

La resistencia de materiales y la fractomecánica han permitido establecer una base racional para desarrollar un procedimiento operativo que preserve la integridad del sistema, del público y de los empleados. Este procedimiento es entendido y compartido por cada uno de los actores involucrados, y se enriquece en la medida que nuevas condiciones no previstas originalmente así lo requieren.

La base racional citada y la aceptación de los actores involucrados ha hecho que este procedimiento continúe en vigencia y sea una herramienta insoslayable en la operación del sistema.

Nomenclatura

- σ_h Tensión circunferencial nominal al nivel de falla, en ksi o Mpa.
- $\bar{\sigma}$ Tensión de flujo, ($= \sigma_y + 10$ ksi), en ksi o Mpa.
- σ_y Tensión de fluencia, en ksi o Mpa.
- A_o Área transversal del defecto (a lo largo del eje de la cañería), en pulg² o mm².
- A Área transversal original del defecto (a lo largo del eje de la cañería), en pulg² o mm².
- M_T Factor de Folias.
- M_P Factor de Folias para defectos superficiales.
- d Profundidad del defecto, en pulg o mm.
- P_h Presión interna al nivel de falla, en ksi o Mpa.

D Diámetro externo de la cañería, en pulg o mm.
t Espesor de la cañería, en pulg o mm.
K_c Factor de intensificación de tensiones, en $ksi \cdot \sqrt{\text{pulg}}$ o $Mpa \cdot \sqrt{mm}$.
c Es la mitad de la longitud axial de un defecto axial pasante, en pulg o mm.
c_{eq} Es la mitad de la longitud axial equivalente de un defecto axial no pasante, en pulg o mm.
E Módulo elástico del acero, en ksi o Mpa.
C_v Energía de la meseta superior en el ensayo Charpy con entalla en V, en libras-pie o Joules.
A_c Área de fractura de la probeta en el ensayo Charpy con entalla en V.

SMYS: Tensión de fluencia mínima especificada.

TWC: Curva correspondiente a defectos pasantes.

MAPO: Máxima presión admisible de operación.

POGC₂: Máxima presión operativa en el punto a intervenir, registrada dentro de un período de dos meses (60 días) anteriores a la fecha de inicio de los trabajos, la cual debe haber sido mantenida por lo menos durante cuatro horas consecutivas.

PF: Es la presión estimada a la que se romperá una cañería con defectos. Este valor es calculado en base a los datos obtenidos de la Inspección interna (ILI) o a través de otros métodos.

PA: Presión a la que se encontraba operando el gasoducto al momento de detección del problema.

P_S: Presión máxima a la que se puede realizar la soldadura.

Bibliografía

- [1] R. J. Eiber, T. A. Bubenik, W. A. Maxey, "Fracture Control Technology for Natural Gas Pipelines", American Gas Association, Project PR-3-9113, Report NG-18 No.208, December 1993.
- [2] M. McLamb, P. Hopkins, M. Marley, M. Nessim, "A Justification for Designing and Operating Pipelines Up to Stresses of 80% SMYS", International Pipeline Conference, American Society of Mechanical Engineers, pp. IPC02-27007, Calgary, Alberta, Canada, October 2002.
- [3] Procedimiento DI PR P 01 Rev. 1 "Presiones Operativas", Transportadora de Gas del Norte S.A., Buenos Aires, Argentina, Enero 2001.

Ing. Fernando Carlos Silva: Ingeniero Electromecánico con Orientación Mecánica egresado de la Universidad de Buenos Aires en el año 1978. Desde entonces ha tenido una activa participación en la Industria del Petróleo y el Gas. También desde el año 1978 ha ejercido la actividad docente Universitaria. El Ing. Silva se desempeñó como Jefe del Departamento de Ingeniería e Integridad en Transportadora de Gas del Norte S.A., gestionando actualmente el sistema de riesgos industriales de dicha Empresa y como profesor titular de Hidráulica en la Universidad Tecnológica Nacional Regional Buenos Aires.

Ing. Pedro Martín Hryciuk: Ingeniero Mecánico egresado de la Universidad Tecnológica Nacional en el año 1999, con Especialización en Gas (UBA) en el año 2004. Desde el año 2000 se desempeña como Especialista de Análisis de Tensiones del Departamento de Ingeniería e Integridad en la Empresa Transportadora de Gas del Norte S.A.