

COMPORTAMIENTO DE UN GASODUCTO CON FISURAS¹

Julio C. Massa² y Alejandro J. Giudici³

Resumen: La seguridad en los sistemas de transporte y distribución de gas es uno de los principales aspectos que debe considerarse en el diseño de dichas instalaciones. Este hecho es abordado por las regulaciones internacionales con el objeto de minimizar los eventos negativos para la población. En la primera parte de este trabajo se describen las distintas características constructivas de las cañerías de gas y los defectos típicos que pueden contener. Como caso de estudio se tratan aspectos relacionados con la seguridad, ante reales y potenciales defectos del tipo fisuras, que presenta en la actualidad uno de los gasoductos que proveen gas natural a la ciudad de Córdoba (Argentina) que ha estado operando por más de 40 años. Para determinar las características del gasoducto en estudio se tomaron muestras de la cañería constitutiva y se realizaron ensayos mecánicos. El estado tensional asociado a los defectos de tipo “plano” se determina utilizando un modelo basado en la tenacidad del material de la cañería que es apropiado para estudiar el comportamiento de grietas y fisuras. Este modelo permite calcular, dependiendo de las dimensiones de la cañería, la presión de transición que separa los defectos que causan fallas por rotura de aquellos que provocan sólo fuga de gas. También permite determinar la presión de falla de la cañería para defectos pasantes y no pasantes. Se definen las condiciones de seguridad del sistema según el tamaño de los defectos y la presión operativa. Se determina el rango para el largo de los posibles defectos, el tamaño de los defectos que son críticos y el tamaño de los defectos que son tolerables en función del coeficiente de seguridad adoptado. Finalmente se aborda el problema del acondicionamiento de las presiones para determinar de una manera rápida la presión reducida a la que debería operarse el gasoducto ante la detección de una fisura de tamaño “no tolerable” y hasta que el problema sea subsanado.

Palabras clave: cañerías, defectos, fisuras, seguridad.

BEHAVIOUR OF A CRACKED GAS PIPELINE

Abstract: When designing systems for the transportation and distribution of gas, safety is one of the main issues to be considered. In order to minimize potential hazards, this subject is treated in international regulations. Manufacturing characteristics of gas pipes and their typical defects are described in the first part of this work. Safety concerns related to the presence of real and potential crack type defects in gas pipes are presented. An actual gas pipeline, which has been feeding natural gas to the city of Córdoba (Argentina) for more than forty years, is considered as a study case. In order to determine the properties of this gas pipeline, mechanical tests from material samples were carried out. The stress state associated with “plane” type defects is determined using a model that is based on the material toughness of the pipe, which is appropriate for studying the behavior of cracks. This model allows computing, depending on the dimensions of the pipe, the transition pressure which separates possible defects into two categories: defects which cause failure by breakage of the pipe and defects which only cause gas leaks. The pipe failure pressure for passing and non-passing defects can also be determined using this model. The system safety conditions are defined considering the size of the defects and the work pressure. The range of lengths of possible defects, the size of the defects that are critical, and the size of the defects which are tolerable for a fixed safety coefficient, are determined. Finally, the problem of determining in a quick way, the reduced

¹ Artículo recibido el 2 de junio de 2009 y en forma revisada el 10 de julio de 2009.

² Profesor Titular Plenario, Departamento de Estructuras. Facultad de Ciencias Exactas Físicas y Naturales, Universidad Nacional de Córdoba. Casilla de Correo 916, 5000 Córdoba, Argentina. E-mail: jmassa@efn.uncor.edu

³ Profesor Adjunto, Facultad de Ciencias Exactas Físicas y Naturales, Universidad Nacional de Córdoba y Jefe del Departamento de Integridad, Distribuidora de Gas del Centro S.A., Juan B. Justo 4301 - 5000 Córdoba, Argentina. E-mail: agiudici@ecogas.com.ar

pressure acceptable for the safe operation until repairs, of a system under the presence of a crack of “non-tolerable size”, is addressed.

Keywords: gas pipelines, pipes, cracks, safety.

INTRODUCCIÓN

En el diseño de los sistemas de transporte y distribución de gas se consideran dos aspectos fundamentales: la capacidad de conducción de fluido y la seguridad de las instalaciones. El diseño de los ductos considerando su capacidad de conducción de gas se basa en la mecánica de fluidos, aspecto que no será considerado en este trabajo. Con respecto a la seguridad de las instalaciones, los diseños se basan en códigos, normas y leyes que regulan la actividad, tales como la ASME B31.8 (2007), ASME B31.8S (2004) y NAG 100 (1993), con el fin de garantizar la integridad de los ciudadanos y sus bienes.

Las regulaciones relacionadas con la seguridad incluyen aspectos tan diversos como: a) diseño de los sistemas, con el fin de resistir las presiones internas y las fuerzas externas a las cuales están sometidos; b) actividades relativas a la operación de las instalaciones; c) mantenimiento de los ductos con el objeto de conservar las prestaciones de los sistemas; d) planes de seguridad ante situaciones que puedan alterar la seguridad pública; y e) capacitación permanente del personal que interviene en las actividades antes indicadas. Estas normativas son permanentemente actualizadas de acuerdo con los avances tecnológicos.

Este trabajo tiene por objeto el análisis del comportamiento mecánico de una cañería ante la presencia de defectos planos (del tipo fisuras) ya que la presencia de los mismos afecta la seguridad del sistema. La existencia de defectos en gasoductos ha producido, a lo largo de la historia, numerosas fallas que van desde pequeñas fugas del fluido a grandes desastres con consecuencias catastróficas para la población. Argentina cuenta con sistemas de transporte y distribución de gas que operan desde mediados del siglo pasado, en general con un alto grado de confiabilidad. No obstante ello, se han reportado algunos accidentes con consecuencias fatales.

Como caso de estudio se eligió el Gasoducto Ferreyra que es una de las alimentaciones de gas natural de la ciudad de Córdoba en Argentina. Para conocer el estado actual del gasoducto que está en operación desde hace más de cuarenta años se tomaron muestras de la cañería y se determinaron las propiedades físicas. El comportamiento del gasoducto se estudia con un modelo basado en la tenacidad del material de la cañería que es apropiado para tratar defectos tales como grietas y fisuras. Este modelo permite calcular, dependiendo de las dimensiones de la cañería, la presión de transición que separa los defectos que causan fallas por rotura de aquellos que provocan fuga de gas y definir las condiciones de seguridad del sistema según el tamaño de los defectos, las dimensiones de la sección del gasoducto, la presión operativa y el coeficiente de seguridad adoptado.

CARACTERÍSTICAS GENERALES DE LAS CAÑERÍAS DE CONDUCCIÓN DE GAS

Una cañería metálica para conducción de gas se fabrica de acuerdo con las dimensiones establecidas por la norma ANSI/ASME B.36.10 (2004). Los materiales de construcción habitualmente usados en la Argentina para este tipo de cañerías responde a las normas API 5L (2008) o ASTM A53 (2007). Los principales métodos de fabricación para ductos (API 5L, 2008; ASTM A53, 2007; Otegui y Rubertis, 2008) son: a) Cañerías sin costura; b) Cañerías con costura helicoidal y c) Cañerías con costura longitudinal.

Cañerías sin costura

Una cañería sin costura se construye a partir de lingotes o barras que son calentados hasta una temperatura cercana a los 1350 °C y mediante mandriles u otros elementos similares se produce un agujero que se transforma en el diámetro interior de la tubería. Este tipo de cañerías posee ventajas respecto de otros tipos porque evita los eventuales defectos que suelen producir los métodos de cierre; la gran desventaja es su elevado costo.

Las cañerías sin costura se encuentran normalmente en diámetros de hasta 6 pulgadas debido a que es tecnológicamente más difícil fabricar tubos sin costura a medida que aumenta el diámetro. No es habitual que se construyan cañerías de gas con tubos sin costura en diámetros superiores a 14 pulgadas. La forma de identificar este tipo de cañería en el campo es por la ausencia total de soldadura longitudinal.

Cañerías con costura helicoidal

Una cañería con costura helicoidal se construye a partir de una chapa continua que es doblada y soldada. Como la chapa va continuamente girando se produce en el producto final una soldadura de cierre en forma de espiral. La forma de identificar este tipo de soldadura en el campo es por su aspecto espiralado como se muestra en la Figura 1a.

La soldadura es por arco sumergido (SAW/DSAW) y se ejecuta sobre chapa helicoidal cuyos extremos se biselan para que una vez enfrentados adquieran una forma de V. Allí se forma un arco eléctrico debajo de un fundente que rellena la V y produce la unión. Este tipo de soldadura es muy resistente y es muy utilizado para construir cañerías de grandes diámetros. La soldadura puede producirse en una sola pasada desde el exterior (SAW) o en una doble pasada, una exterior y otra interior, en cuyo caso se llama de doble arco sumergido (DSAW).

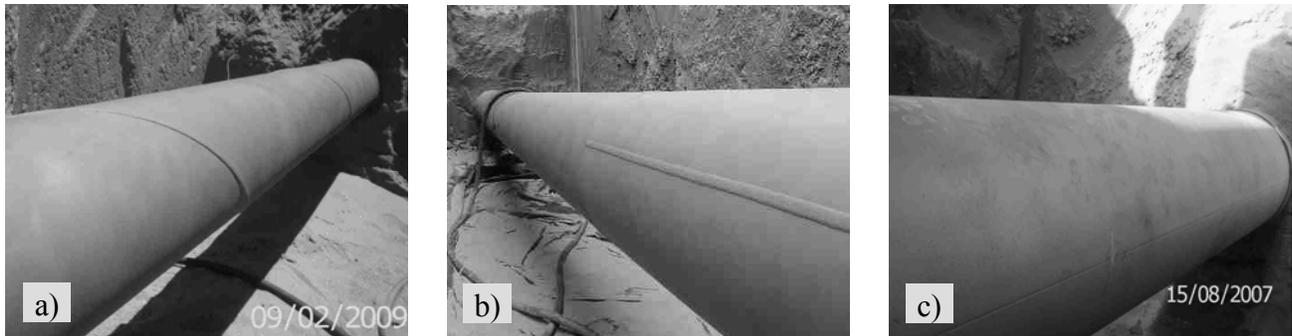


Figura 1: Distintos tipos de cañerías con costura, a) Costura helicoidal, b) Soldadura longitudinal por arco sumergido, c) Soldadura por resistencia eléctrica.

Cañerías con costura longitudinal

Una cañería con costura longitudinal se construye a partir de una chapa plana que es doblada y soldada en línea recta. Existen dos tipos básicos de soldadura longitudinal: la soldadura por arco sumergido (SAW/DSAW) y la soldadura por resistencia eléctrica (ERW).

Soldadura por arco sumergido (SAW/DSAW)

La soldadura longitudinal por arco sumergido se ejecuta del mismo modo que la costura en espiral. La Figura 1b muestra este tipo de soldadura; se distingue de otros tipos de costuras longitudinales porque posee una sobremonta longitudinal producto del fundente.

Soldadura por resistencia eléctrica (ERW)

Una cañería con soldadura por resistencia eléctrica (ERW) es fabricada a partir de chapas planas que se deforman para obtener una sección cilíndrica. Para unir los extremos se hace pasar corriente eléctrica entre ellos para calentarlos, luego son forzados a unirse aplicando presión. Este tipo de soldadura no utiliza ningún material de relleno. Los excedentes de material son removidos inmediatamente después por cuchillas instaladas a tal fin (Baker and Kiefner, 2003).

Este tipo de soldadura se utiliza en la construcción de cañerías desde la década de 1920 y sufrió un cambio tecnológico muy importante entre los años 1970 y 1980: la corriente eléctrica alterna aplicada que era de baja frecuencia pasó a ser de alta frecuencia. Las soldaduras del tipo ERW de baja frecuencia tienen propiedades fractomecánicas pobres debido a los defectos en la soldadura que producen uniones inadecuadas y son susceptibles de sufrir procesos de corrosión selectiva. Como resultado de los cambios, las soldaduras ERW modernas de alta frecuencia no tienen estos inconvenientes y se utilizan habitualmente en gasoductos.

La soldadura ERW no tiene sobremonta y por el contrario presenta un pequeño surco y una leve pérdida de la circunferencialidad en la línea de la soldadura (ver Figura 1c). Las chapas planas utilizadas en el proceso de fabricación tienen una microestructura de tipo ferrítico perlítico, es decir una matriz ferrítica con islas de perlita. Debido al proceso

de fabricación, la chapa generalmente presenta un “bandeado” o direccionamiento de las islas de perlita y de las inclusiones no metálicas en forma paralela a la dirección de laminación.

Cuando el material de la zona afectada por el calor presenta distintas microestructuras como producto de la soldadura longitudinal, estas diferentes microestructuras generan un gradiente de durezas y diferencias entre las propiedades mecánicas del metal base (chapa) y la zona de fusión de la soldadura. Debido al proceso de compresión en caliente durante la forja o recalque que forma la soldadura, el material fluye hacia las superficies del tubo, los defectos de laminación del material base, originalmente paralelos a la superficie (bandeado) se ubican en forma transversal a la sección resistente, y los posibles defectos de inclusiones o segregaciones en el material base dan origen a sitios de baja resistencia o incluso defectos del tipo de falta de fusión (“Cold Weld o Stitch Weld”) o los denominados “Hook Cracks”.

TIPOS DE DEFECTOS PRESENTES EN LAS CAÑERÍAS DE GAS

En este trabajo se estudia la incidencia de defectos planos (grietas y fisuras), aunque existen otros tipos de defectos como los volumétricos (en general provocados por corrosión) y los geométricos (abolladuras y arrugas) que no son considerados en este artículo.

Defectos planos y defectos volumétricos

Un defecto volumétrico es una pérdida de espesor de la pared del ducto, tanto externa como interna, cuya relación largo/ancho es inferior a 10. Estos defectos se producen generalmente por causa de la corrosión del material metálico de la cañería. La Figura 2a muestra una escama de corrosión que es un típico defecto volumétrico.

Un defecto plano es una fisura externa o una discontinuidad interna plana en la soldadura, cuya relación largo/ancho es mayor a 10. La Figura 2b muestra una colonia de fisuras que es un típico defecto plano.

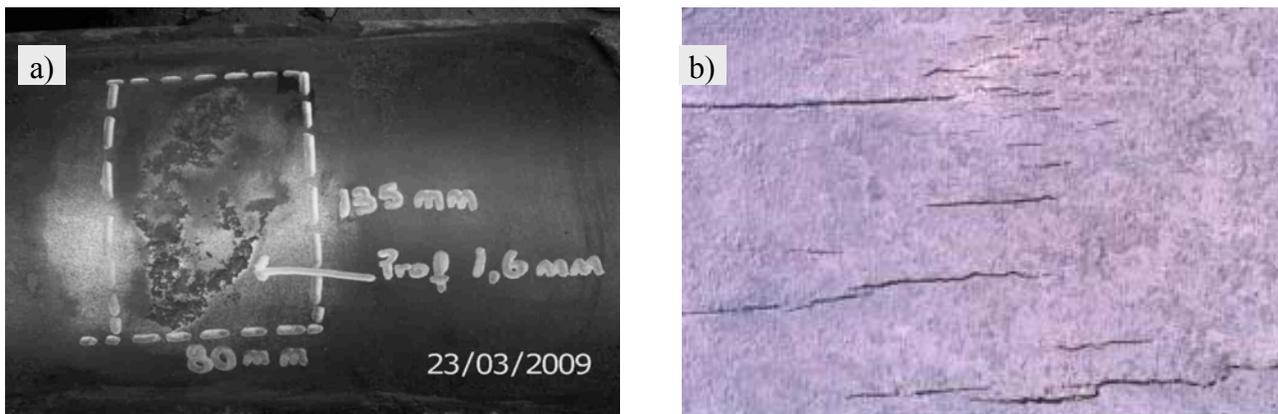


Figura 2: a) Defecto volumétrico producido por corrosión externa, b) Defecto plano del tipo colonia de fisuras.

Modelado mecánico de los defectos en las cañerías

En la literatura se presentan dos enfoques muy diferentes para modelar el estado tensional al que está sometida una sección de una cañería con un defecto (Eiber et al., 1993; Silva and Hryciuk, 2000). Según el tipo del defecto, su tamaño y la presión operativa se pueden producir fallas en una cañería. Dichas fallas se clasifican en dos grandes grupos:

1. Fallas dependientes de la tenacidad del material de la cañería.
2. Fallas dependientes de la tensión de flujo del material de la cañería;

Dentro del primer grupo se encuentran las fallas causadas por defectos “planos” (caso típico de las grietas y fisuras) que se abordan en el resto del presente trabajo. Dentro del segundo grupo se encuentran las fallas causadas por los defectos “volumétricos” (un caso típico son las escamas por oxidación) que no se tratan en este trabajo.

Técnicas para detectar defectos en las cañerías

Todas las regulaciones (ASME B31.8, 2007; ASME B31.8S, 2004; NAG 100, 1993) exigen que los operadores de gasoductos apliquen técnicas específicas para detectar, controlar y mitigar los defectos presentes en los ductos. Las principales técnicas son: a) Inspección en línea (ILI: “In Line Inspection”), b) Prueba hidrostática, y c) Evaluación directa (“Direct assessment”).

Para la inspección en línea generalmente se utiliza la técnica del rascador instrumentado que hace pasar un equipo de generación y medición de campos magnéticos dentro de una cañería correspondiente a un tramo de gasoducto. En la Figura 3 se muestra una fotografía de un equipo de estas características denominado en la jerga técnica como “scraper instrumentado” o “pig inteligente”.

El “scraper” se mueve por la diferencia de presión existente entre la parte posterior y anterior al mismo y efectúa mediciones de los campos magnéticos, emitidos y recibidos por el instrumento, que se cierran a través de la pared del ducto. Estas mediciones de los campos magnéticos se ven alteradas ante la presencia de defectos en el metal constitutivo de la cañería, las cuales son detectadas por los instrumentos receptores del campo magnético.



Figura 3: Rascador instrumentado para inspección en línea.

La prueba hidrostática consiste en un ensayo de presurización de un tramo de gasoducto a una presión superior a la presión de operación del ducto (p_o). La relación entre la presión de ensayo y la presión de operación está especificada en las regulaciones, y depende de la ubicación del gasoducto respecto a los centros poblados y al periodo de reensayo de la tubería. Esta técnica tiene desventajas: necesita sacar fuera de servicio el gasoducto y no se puede determinar con absoluta certeza la magnitud de los defectos que sobreviven al ensayo.

La evaluación directa utiliza técnicas innovadoras que se aplican generalmente en aquellos gasoductos donde no es posible desarrollar ninguna de las dos técnicas anteriores. Uno de los métodos de evaluación directa más frecuentemente usado, inyecta tensión o corriente eléctrica (tanto alterna como continua) al gasoducto, con el objeto de determinar los sectores donde está deteriorado el aislamiento de la cañería, y se prevé la existencia de un defecto en el material metálico del ducto. Esto se complementa con inspecciones directas de la cañería para confirmar la correcta aplicación del método y ejecutar las reparaciones necesarias.

FALLAS CAUSADAS POR DEFECTOS PLANOS (GRIETAS Y FISURAS)

Las fallas dependientes de la tenacidad del material de la cañería son originadas por defectos planos, casos típicos de las grietas y fisuras en el sentido longitudinal de la cañería (Kiefner and Vieth, 1990a y 1990b).

Tensión que produce la falla cuando hay un defecto plano no pasante

Cuando una cañería presenta un defecto no pasante del tipo plano, se puede relacionar la tensión nominal de falla σ_{falla} con la resistencia a fractura K_c y la tensión de flujo del material $\bar{\sigma}$, de la siguiente forma (Rolfe and Barsom, 1999; Eiber et al., 1993):

$$K_c^2 = \frac{4}{\pi} L \bar{\sigma}^2 \ln \left[\sec \left(\frac{\pi M_p \sigma_{falla}}{2 \bar{\sigma}} \right) \right] \quad (\text{defecto no pasante}) \quad (1)$$

donde L es la longitud de la fisura, medida en el sentido longitudinal de la cañería y $\bar{\sigma}$ es la tensión de flujo (promedio entre la tensión de fluencia y la tensión de rotura del material). El factor de protuberancia (“bulging factor”) M_p para defectos superficiales no pasantes está relacionado con el factor de Folias (Folias, 1964) para defectos pasantes de la siguiente manera:

$$M_p = \frac{t-d / M_F}{t-d} \quad (2)$$

donde t es el espesor de la cañería, d es la profundidad del defecto y M_F es el factor de Folias (Folias, 1964; Baker and Kiefner, 2003) dado por:

$$z = \frac{L^2}{Dt} \rightarrow \begin{cases} M_F = \sqrt{1 + 0.6275 z - 0.003375 z^2} & z < 50 \\ M_F = 0.032 z + 3.3 & z \geq 50 \end{cases} \quad (3)$$

donde D es el diámetro exterior de la cañería y z es el largo adimensional del defecto.

La ecuación (1) se desarrolló a partir de las ecuaciones básicas de la mecánica de fracturas que fueron posteriormente modificadas usando:

1. el modelo de Dugdale (1963) que tiene en cuenta la corrección por plasticidad en el extremo de la grieta,
2. el concepto de tensión de flujo, en lugar de la tensión de fluencia, para tener en cuenta el endurecimiento considerando un material elastoplástico equivalente usando un solo parámetro y
3. la corrección de Folias (1964) que tiene en cuenta la intensificación de tensiones debido a la protuberancia originada en el defecto.

El modelo de Dugdale permite considerar la zona plastificada en el extremo de la grieta que está asociada a los aceros de alta tenacidad típicos de los materiales habitualmente usados en las cañerías de transporte de gas.

Nótese que el valor de la tensión nominal circunferencial que provoca la falla, σ_{falla} , depende de las propiedades del material (K_c y $\bar{\sigma}$), de las dimensiones de la sección de la cañería (D y t) y del tamaño del defecto (L y d). La dependencia de la profundidad del defecto viene a través de M_p .

Presión interior que provoca la falla (p_{falla}) en función del tamaño del defecto

La tensión circunferencial nominal (ignorando el defecto), σ_B , en la cañería depende de la presión interior p_{int} y se calcula mediante la conocida fórmula de Barlow:

$$\sigma_B = \frac{p_{int} D}{2 t} \quad (4)$$

Para determinar la presión interior que produce la falla en la fisura, p_{falla} , se despeja la tensión nominal de falla en la ecuación (1) y se la iguala a la tensión circunferencial dada por la ecuación (4) ($\sigma_B = \sigma_{falla} \Rightarrow p_{int} = p_{falla}$):

$$p_{falla} = \frac{4}{\pi} \frac{\bar{\sigma} t (t-d)}{D(t-d/M_F)} \theta \quad (\text{defecto no pasante}) \quad (5)$$

donde se ha tenido en cuenta la relación entre el factor de Folias y el factor de protuberancia dada en la ecuación (2). El coeficiente θ depende de las propiedades del material (K_c y $\bar{\sigma}$) y del largo de la fisura (L), pero no depende de la profundidad del defecto (d):

$$\theta = \text{arcsec} [e^{\pi K_c^2 / (4L\bar{\sigma}^2)}] \quad (6)$$

Valor de la presión interior que provoca la falla (p_m) de los defectos minúsculos

Cuando se grafica la ecuación (5), como en la Figura 4, se observa que la p_{falla} crece cuando disminuye el tamaño del defecto hasta alcanzar el valor máximo, p_m cuando L tiende a cero:

$$L \rightarrow 0 \Rightarrow \left\{ \theta \rightarrow \pi/2, M_F \rightarrow 1, p_{falla} \rightarrow p_m \right\} \longrightarrow p_m = \frac{2\bar{\sigma}t}{D} \quad (7)$$

Nótese la similitud entre la ecuación (7) y la fórmula de Barlow dada por la ecuación (4). Esto es consistente con el criterio de falla con que se diseñan las cañerías basado en la comparación entre la tensión circunferencial y la tensión de fluencia del material. En el caso de fisuras se admite cierta plastificación localizada en las proximidades del defecto, por eso se utiliza la tensión de flujo que es mayor que la tensión de fluencia.

En la Figura 4 se muestra un gráfico típico basado en el ecuación (5) donde la presión de falla de una cañería es función del largo del defecto que figura en abscisas. Se ha trazado una familia de curvas paramétricas para valores crecientes de la profundidad, $d_1 < d_2 < \dots < d_8$, no igualmente espaciados. Se observa que una fisura de dimensiones (L_1, d_6) resiste una presión p^* y que para esa presión de falla el largo máximo posible para el defecto es L_m cuando la profundidad es ínfima ($d \rightarrow 0$).

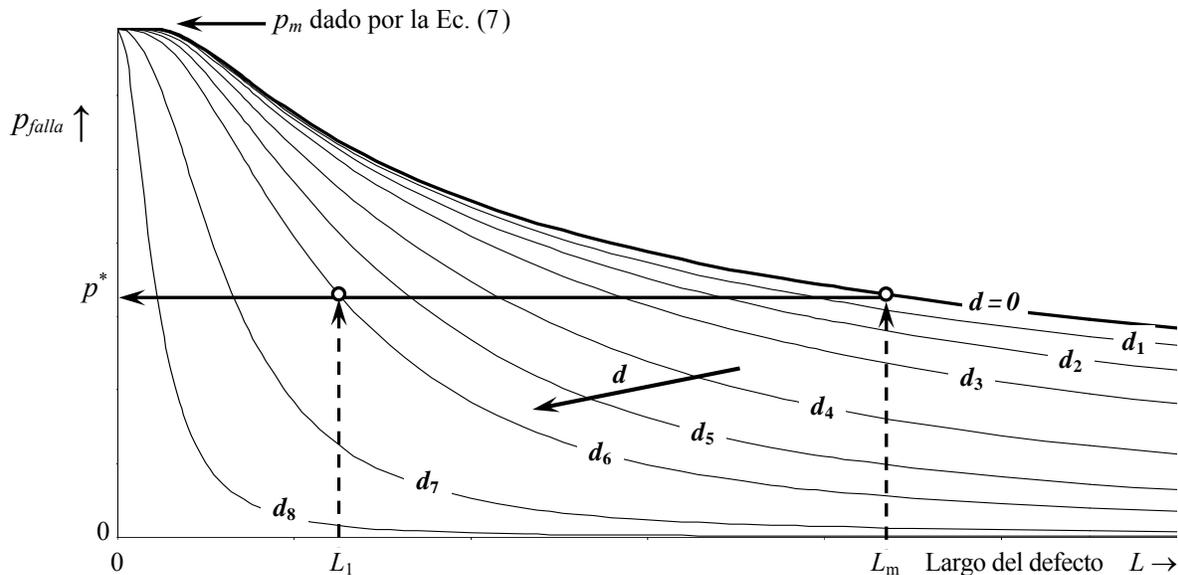


Figura 4: Presión interna de falla de una cañería en función del largo y la profundidad del defecto.

Tamaño de los defectos críticos

Los defectos “pequeños” existentes en una dada cañería son tolerados y de hecho siempre existen. El problema ocurre cuando un defecto crece con el tiempo hasta llegar a provocar la falla de la cañería. Se definen como defectos críticos (o defectos de tamaño crítico) a aquellos cuyas dimensiones, largo y profundidad, hacen que la presión de falla p_{falla} sea igual a la presión de operación de la cañería p_o .

Profundidad de la “fisura crítica” (d_c) en función de su largo

En la ecuación (5) se puede despejar la profundidad, d_c , del defecto “crítico” que produce la falla en una cañería operando a una presión p_o en función del largo del defecto (variable L_c):

$$d_c = \frac{4t\bar{\sigma}\theta_{(L_c)} - p_o\pi D}{4t\bar{\sigma}\theta_{(L_c)} - p_o\pi D / M_{F(L_c)}} t \quad (8)$$

Largo de la “fisura crítica” (L_c) en función de su profundidad

La ecuación (5) también permite calcular el largo, L_c , del defecto que produce la falla en una cañería operando a una presión p_o en función de la profundidad, d_c , del defecto:

$$\frac{4\bar{\sigma}t(t-d_c)}{\pi D(t-d_c/M_{F(L_c)})} \theta_{(L_c)} = p_o \xrightarrow{\text{tanteos}} L_c \quad (9)$$

La ecuación (9) define implícitamente el largo del defecto “crítico” en función de su profundidad y debe resolverse por tanteos ya que no es posible despejar L_c dada la compleja relación entre M_F , dado por la ecuación (3), y θ , dado por la ecuación (6), con el largo.

Largo máximo de los posibles defectos (L_m)

La Figura 5 muestra esquemáticamente la relación, dada por la ecuación (8), entre el largo y la profundidad de los defectos que tienen tamaño crítico para la presión operativa del sistema p_o . Se observa que d_c disminuye hasta anularse cuando aumenta L_c , esto permite despejar en la ecuación (8) el largo máximo, L_m , que puede tener un defecto, cuya profundidad tiende a cero ($d \rightarrow 0 \Rightarrow L \rightarrow L_m$):

$$d_c \rightarrow 0 \Rightarrow \theta \rightarrow \frac{p_o\pi D}{4t\bar{\sigma}} \xrightarrow{\text{usando Ec. (6)}} L_m = \frac{\pi(K_c/\bar{\sigma})^2}{4\ln[\sec(p_o\pi D/(4\bar{\sigma}t))]} \quad (10)$$

Esto permite asegurar que una cañería operando a una presión p_o no puede tener defectos cuyo largo supere el valor dado por la ecuación (10); ¡no importando cuán poco profunda sea la grieta! cuando $d > 0$ el largo crítico es menor que L_m .

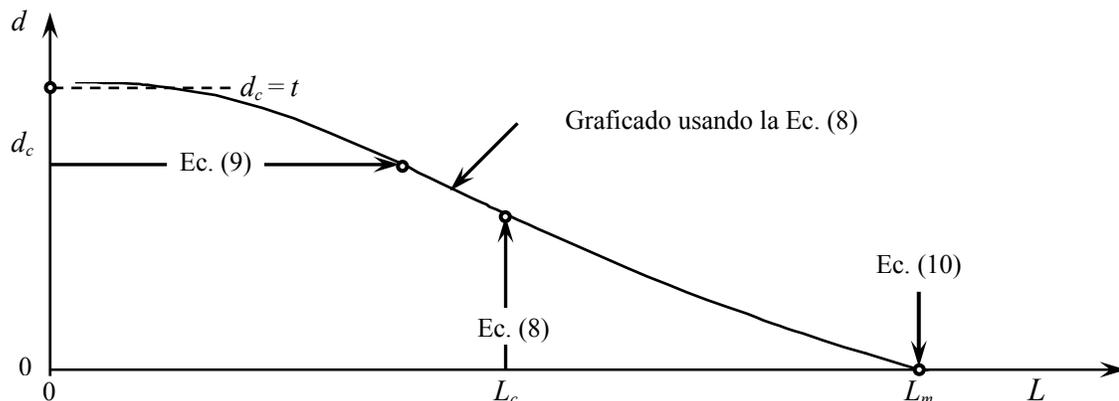


Figura 5: Relación entre el largo y la profundidad de los defectos que son críticos para la presión operativa.

Determinación del modo de falla en el caso de defectos planos pasantes

Para el caso de un defecto pasante se produce la falla cualquiera sea el valor de la presión interior. En estos casos la falla puede ser del tipo benigna (fuga de gas) o catastrófica (rotura de la cañería). En el primer caso la falla permanece estable mientras que en el segundo la grieta progresa en forma brusca. El valor de la tensión de transición σ_T , que permite determinar el tipo falla en el caso de defectos pasantes se obtiene de una expresión similar a la ecuación (1) (Eiber et al., 1993):

$$K_c^2 = \frac{4}{\pi} L \bar{\sigma}^2 \ln \left[\sec \left(\frac{\pi M_F \sigma_T}{2 \bar{\sigma}} \right) \right] \quad (11)$$

La ecuación (11) permite determinar la presión de transición p_T reemplazando la tensión σ_T por el valor de σ_B dado por la ecuación (4).

$$p_T = \frac{4}{\pi} \frac{\bar{\sigma} t}{D M_F} \theta \quad (\text{defecto pasante}) \quad (12)$$

Nótese que p_T depende del material (K_c , $\bar{\sigma}$), del tamaño de la cañería (D , t), y del largo de la fisura (L), pero no de la profundidad del defecto.

En la Figura 6 se muestra esquemáticamente la forma del gráfico de la presión de transición de una cañería, ecuación (12), para defectos pasantes, en función de la longitud de los eventuales defectos. La curva separa dos zonas que permiten predecir el tipo de falla causada por una fisura pasante en función de su longitud. A modo de ejemplo suponemos que incrementamos, partiendo de cero, la presión interior de una cañería con una fisura pasante de largo L_1 . Mientras la presión interior es inferior al valor de la presión de transición, p_{T_1} , para el largo L_1 se producirá fuga de gas pero al llegar al valor p_{T_1} se producirá la rotura de la cañería.

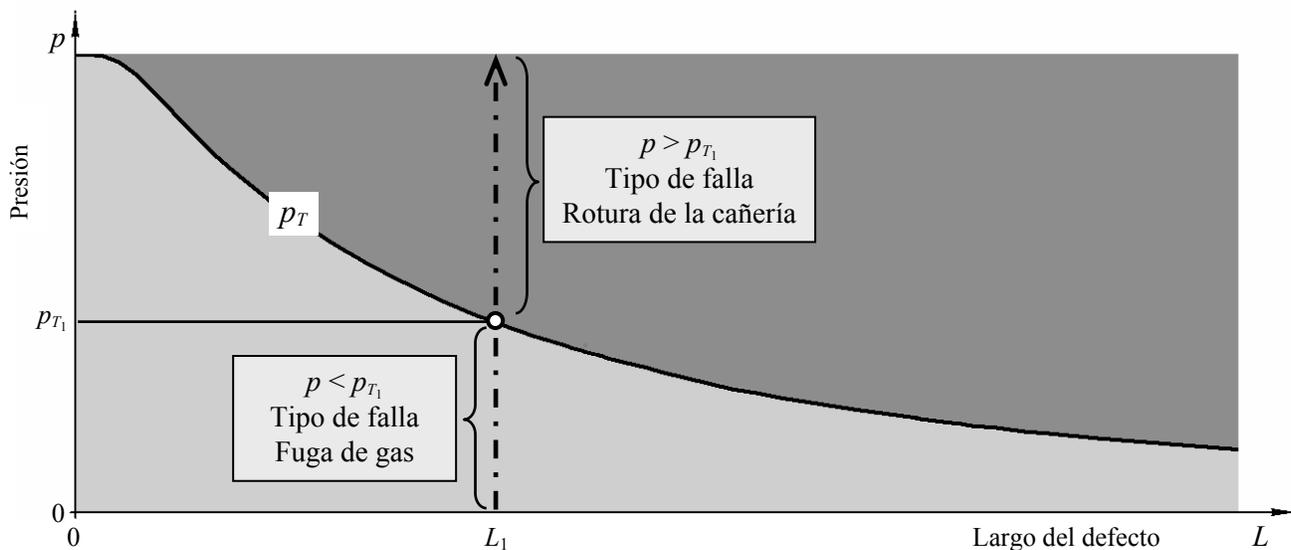


Figura 6: Presión de transición y tipo de falla en función del largo de la fisura, Ecs. (12) y (13).

En la Figura 7, además de la curva ya analizada en la Figura 6, se incluyen las curvas de presión de falla para defectos no pasantes en función de la longitud usando la ecuación (5). Se han considerado, en forma paramétrica, defectos de profundidades crecientes desde 0 hasta $0.95 t$. El defecto *A* es muy profundo ($d=0.9 t$), pero corto y falla por fuga de gas cuando la presión interior llega al valor p_0 , mientras que el defecto *B* es bastante más largo pero poco profundo ($d=0.2 t$) y provocará falla por rotura de la cañería a la misma presión p_0 siendo por lo tanto más peligroso. Notar que al fallar, tanto el defecto *A* como el defecto *B*, se hacen repentinamente pasantes y su modo de falla está dado por la

presión de transición asociada al largo del defecto ($L_A \rightarrow p_{TA} > p_o \Rightarrow$ fuga de gas y $L_B \rightarrow p_{TB} < p_o \Rightarrow$ rotura de la cañería).

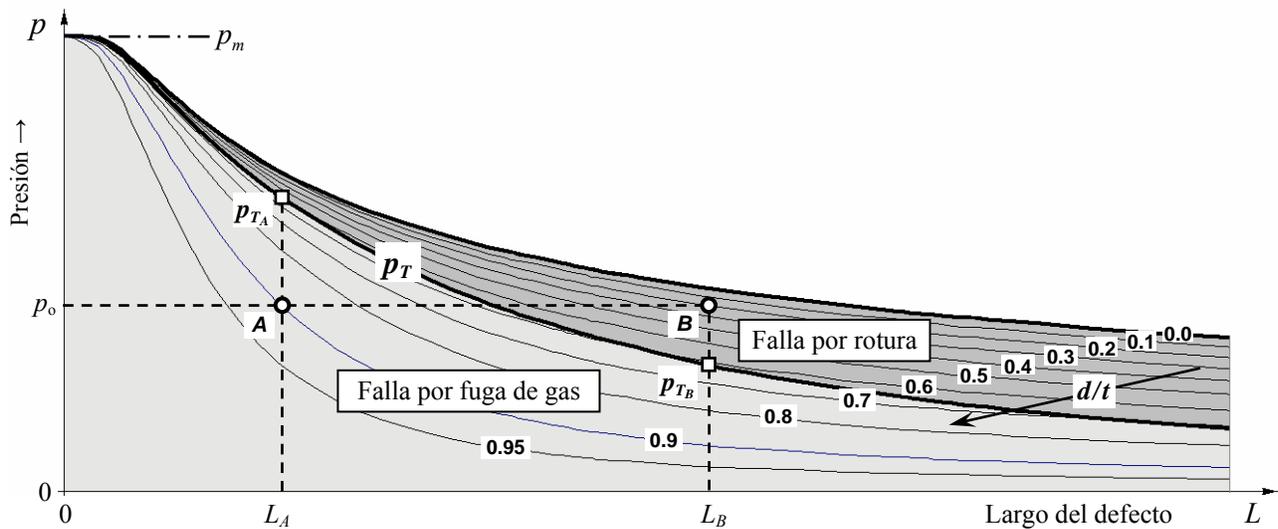


Figura 7: Presión de falla y presión de transición de una cañería en función del tamaño de las fisuras, Ecs. (5) y (12).

Al momento de la falla el tamaño del defecto es crítico (L_c, d_c) porque la presión de falla es igual a la presión de operación de la cañería, por lo tanto se tiene:

$$L_c \xrightarrow{\text{Ec. (12)}} p_T \begin{cases} p_T > p_o \Rightarrow \text{fuga de gas} \\ p_T < p_o \Rightarrow \text{rotura de la cañería} \end{cases} \quad (13)$$

La ecuación (13) permite determinar el tipo de falla asociado a un defecto crítico de largo L_c .

Largo de transición en el modo de falla de los defectos críticos (L_T)

Teniendo en cuenta la ecuación (13), el largo de transición L_T en el modo de falla de los defectos críticos se obtiene igualando la presión de transición p_T dado por la ecuación (12) a la presión de operación de la cañería p_o .

$$p_T = p_o \Rightarrow \frac{4\bar{\sigma}t}{\pi D M_{F(L_T)}} \theta_{(L_T)} = p_o \xrightarrow{\text{tanteos}} L_T \quad (14)$$

Nótese que p_T corresponde a un defecto pasante y por lo tanto no depende de la profundidad de la fisura. La presión de transición sólo depende del largo del defecto, por lo tanto la ecuación (14) define de manera implícita el largo L_T . La ecuación se debe resolver por tanteos dado que la compleja relación entre M_F y θ con el largo no permite despejarlo.

Profundidad de transición en el modo de falla de los defectos críticos (d_T)

Teniendo en cuenta que los “defectos cortos y profundos” no fallan en forma catastrófica por rotura de la cañería y su modo de falla es una fuga de gas, la ecuación (8) permite calcular la profundidad mínima, d_T , que garantiza que su potencial modo de falla se reduce a “fuga de gas”.

$$d_T = \frac{4t\bar{\sigma}\theta_{(L_T)} - p_o\pi D}{4t\bar{\sigma}\theta_{(L_T)} - p_o\pi D / M_{F(L_T)}} t \quad (15)$$

donde $M_{F(L_T)}$ y $\theta_{(L_T)}$ se calculan haciendo $L = L_T$ en las expresiones (3) y (6) respectivamente. El largo de transición L_T en el modo de falla de los defectos críticos se obtiene resolviendo la ecuación (14).

Tipificación de los defectos según su potencial modo de falla

Partiendo de las dimensiones del defecto, L_T y d_T dadas por las ecuaciones (14) y (15), que define la transición en el modo de falla de los defectos críticos, se propone tipificar los defectos en tres tipos.

En la Figura 8 se repite el gráfico de la Figura 5 y se indican tres tipos de defectos basados en su potencial crecimiento: *i)* aumentando sólo su profundidad, *ii)* aumentando sólo su largo, o bien *iii)* incrementado simultáneamente su largo y su profundidad.

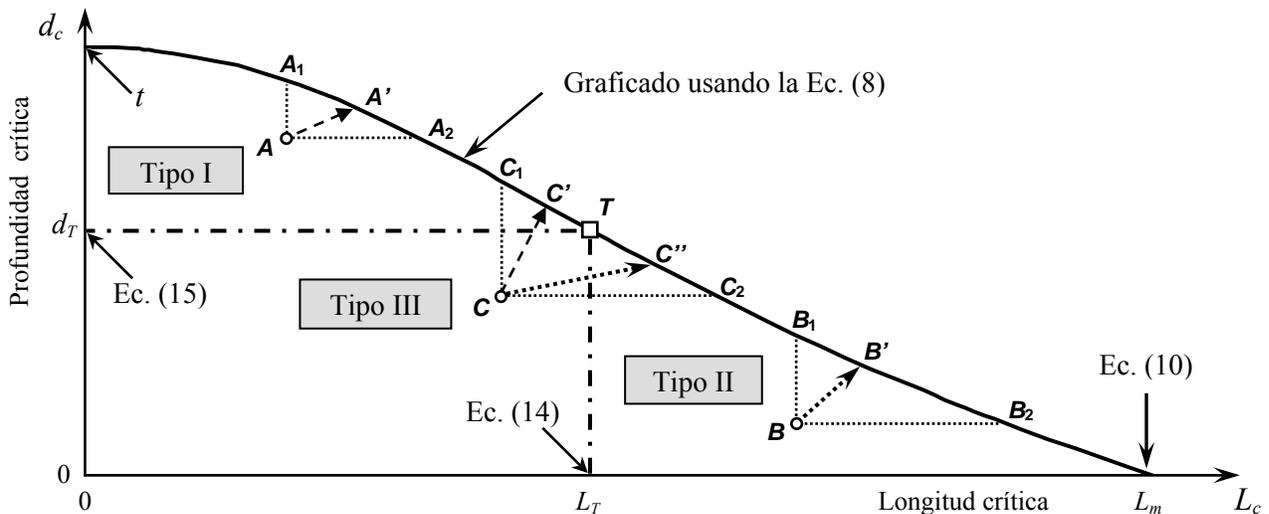


Figura 8: Tipificación de los defectos según su potencial modo de falla.

Un defecto como el A en caso de crecer hasta tornarse crítico (punto A') sólo puede ubicarse sobre el segmento curvo A_1A_2 , por las mismas razones el punto B' sólo puede ubicarse sobre el segmento curvo B_1B_2 mientras que el defecto C puede crecer hasta ubicarse en el punto C' sobre el segmento curvo C_1T o hasta ubicarse en el punto C'' sobre el segmento curvo TC_2 .

Por lo anteriormente mencionado se propone la siguiente tipificación para los defectos según su potencial crecimiento hasta la falla, como se indica en la Tabla 1:

Defecto del Tipo I:

Defectos profundos donde $d > d_T$ cuyo potencial modo de falla es “fuga de gas”.

Defecto del Tipo II:

Defectos largos donde $L > L_T$ cuyo potencial modo de falla es “rotura de la cañería”.

Defecto del Tipo III:

Defectos donde $L < L_T$ y $d < d_c$ cuyo potencial modo de falla no puede anticiparse.

Conclusión importante:

Si en una inspección se detectan defectos de Tipo I y Tipo II que requieren reparación se debe dar prioridad a los Tipo II por ser potencialmente más peligrosos.

Es importante notar que el defecto C por ser Tipo III ¡no es necesariamente menos peligroso que los defectos A o B! Lo concreto es que en el caso de los defectos A y B se puede anticipar el posible modo de falla y en caso del defecto C no se puede.

Tabla 1: Tipificación de los defectos según su modo potencial de falla.

Tamaño	Defecto	Característica	Modo de falla	Gravedad
Tipo I	A	$d > d_T$	Fuga de gas	Benigno
Tipo II	B	$L > L_T$	Rotura de cañería	Peligroso
Tipo III	C	$d < d_T \quad L < L_T$	Depende del crecimiento	No definida

Defectos “tolerados” y defectos que requieren acondicionar la presión de operación

En la Figura 5 se graficó el tamaño de las potenciales fisuras críticas que provocarían la falla de una cañería. El tamaño de los defectos que resultan críticos depende del valor de la presión operativa (p_o), y para la operación segura de un gasoducto se debe adoptar un coeficiente de seguridad, que determine si un defecto es “tolerable”. A partir de las dimensiones (largo y profundidad) de una fisura se puede calcular la presión de falla (p_{falla}) con la ecuación (5) y definir un coeficiente de seguridad en presiones (Cs), para el defecto en cuestión.

$$Cs = \frac{P_{falla}}{p_o} \quad \text{si } Cs < Cs_{min} \Rightarrow p_A = \frac{P_{falla}}{Cs_{min}} \quad (16)$$

Si el Cs dado por la ecuación (16) resulta inferior al deseado (Cs_{min}) se debe acondicionar la presión de operación a un valor inferior p_A , denominado presión acondicionada, hasta que el defecto sea reparado.

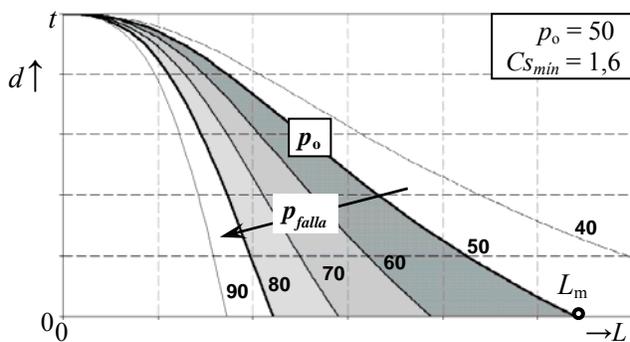


Figura 9: Presión de falla de la cañería en función del tamaño de la fisura (L, d).

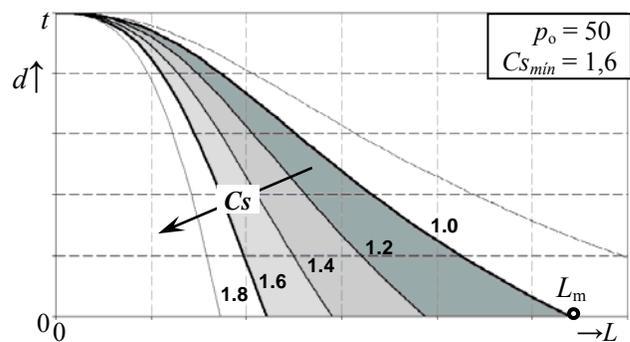


Figura 10: Coeficiente de seguridad en presiones en función del tamaño de la fisura (L, d).

En la Figura 9 se presenta un gráfico de doble entrada para determinar la presión de falla en función de las dimensiones (L y d) de los defectos y en el gráfico de la Figura 10 se puede determinar el coeficiente de seguridad para la misma cañería. El gráfico de la Figura 11 contiene la misma información que las Figuras 9 y 10 pero de una manera más conveniente ya que permite leer directamente del gráfico la presión acondicionada p_A para el caso de defectos no tolerables (casos donde $Cs < Cs_{min} = 1.6$). Notar que los tres defectos indicados A, B y C tienen la misma p_{falla} , el mismo

C_s y requieren la misma p_A , pero corresponden a tres tipos distintos de defectos. En este caso debería repararse primero el defecto C por ser potencialmente más peligroso.

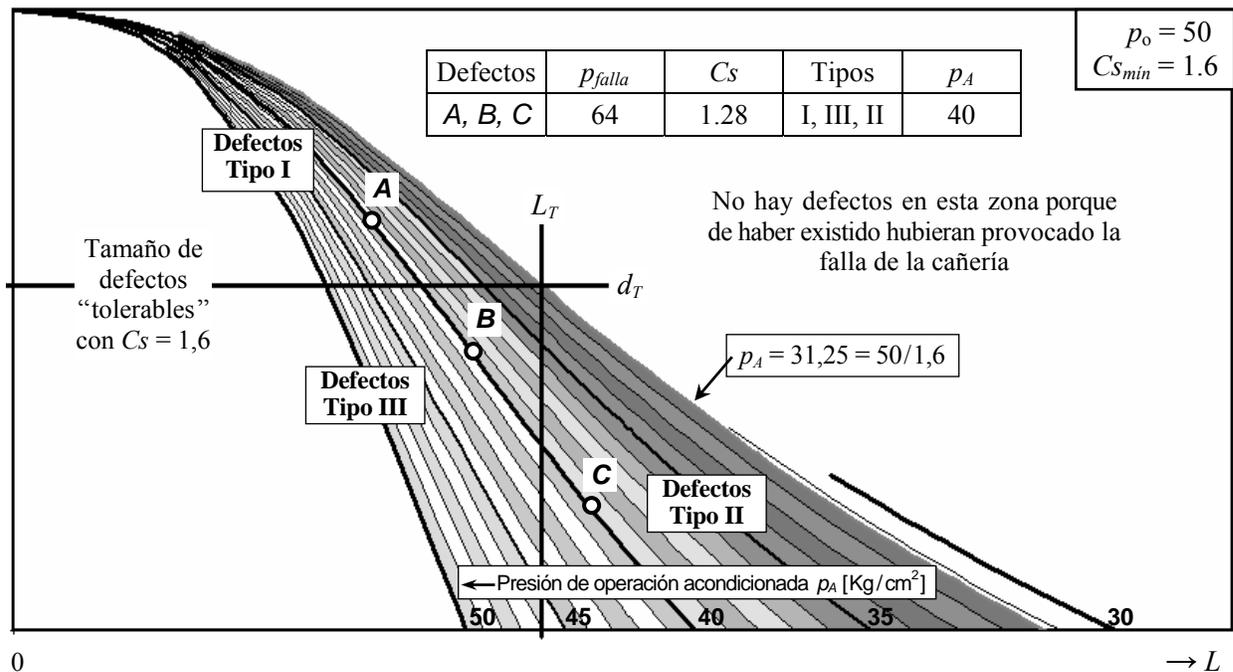


Figura 11: Determinación de la presión acondicionada para tolerar fisuras con un $C_{s_{min}}$ predeterminado.

ANÁLISIS DEL COMPORTAMIENTO Y LA SEGURIDAD DEL GASODUCTO FERREYRA (CÓRDOBA – ARGENTINA) FRENTE A LA PRESENCIA DE FISURAS

Para determinar las características mecánicas del material base y de la zona de la soldadura longitudinal se efectuaron ensayos de tracción, dureza e impacto Charpy de una muestra de la cañería del gasoducto Ferreyra. Los ensayos se realizaron en el Instituto de Tecnología Industrial – Centro Regional Córdoba, Argentina (INTI, 2009).

Características mecánicas, geométricas y operativas del Gasoducto Ferreyra

Teniendo en cuenta que la actual empresa concesionaria del gasoducto no tiene registrado conque material fue construido el gasoducto de Ferreyra, se asume que el material es del tipo API 5L X42 dadas las calidades de las cañerías utilizadas en la Argentina en los años de instalación del gasoducto y los resultados de los ensayos realizados recientemente. Se puede asumir que el método de fabricación de la cañería fue por soldadura por resistencia eléctrica (ERW) de baja frecuencia, debido al aspecto visual de la soldadura y a las diferencias muy importantes entre las características mecánicas del material base y el material de la zona de la soldadura longitudinal.

En la Tabla 2 se resumen las características mecánicas, geométricas y operativas consideradas en el estudio del comportamiento mecánico del gasoducto Ferreyra ante la presencia de grietas y fisuras.

Tabla 2: Datos utilizados en el estudio del gasoducto Ferreyra.

Material: API 5L X42	Presión operativa $p_o = 60$ Kg/cm ²
Diámetro exterior $D = 273$ mm	Tensión de flujo $\bar{\sigma} = 3660$ Kg/cm ²
Espesor del ducto $t = 5.16$ mm	Resistencia a fractura $K_c = 4800$ Kg/cm ^{1.5}

Dado que el Gasoducto Ferreyra ha estado operando sin dificultades a una presión operativa $p_o = 60$ Kg/cm² podemos asegurar que en la actualidad no posee defectos planos con un largo superior a $L_m = 53.5$ mm dado por la ecuación (8). De haber tenido defectos más largos, los mismos hubieran provocado la rotura del gasoducto, por lo tanto todo el estudio

se hace en el rango [0-60 mm], ya que no tiene sentido considerar largos mayores. Los valores característicos para el estudio de la seguridad frente a la existencia de fisuras se resumen en la Tabla 3.

Tabla 3: Valores característicos para el estudio de la seguridad del gasoducto Ferreyra.

$L_m = 53.5$ mm dado por la Ec. (10)	$L_T = 33.8$ mm dado por la Ec. (14)
$p_m = 138.4$ Kg/cm ² dado por la Ec. (7)	$d_T = 2.8$ mm dado por la Ec. (15)

Gráfico de la presión de transición y de la presión de falla para defectos planos

Usando la ecuación (12) y los valores de la Tabla 2, en la Figura 12 se ha graficado la presión de transición de la cañería del gasoducto Ferreyra, para defectos pasantes, en función de la longitud, L , de los eventuales defectos para el rango [0-60 mm]. Teniendo en cuenta que el gasoducto Ferreyra opera a una presión $p_o = 60$ Kg/cm², la curva separa dos zonas que permiten predecir el tipo de falla causada por una fisura de tamaño crítico en función de su longitud.

La abscisa del punto de intersección ($L_T = 33.8$ mm) de la curva correspondiente a la presión de transición, con la recta horizontal correspondiente a la presión de operación del gasoducto, se obtiene resolviendo por tanteos la ecuación (14) dado que la compleja relación entre M_F y θ con el largo no permiten despejarlo.

Observando la Figura 12 se puede extraer una conclusión importante:

- Los defectos críticos “cortos” de menos de 33.8 mm al fallar sólo producen fuga de gas;
- Los defectos críticos “largos” de más de 33.8 mm, al fallar producen rotura de la cañería.

La profundidad que hace crítico a un defecto de largo dado se calcula usando la ecuación (8). Para obtener información sobre la profundidad de las fisuras cuyo tamaño es crítico, en la Figura 13, además de la curva ya analizada en la Figura 12, se incluyen las curvas de presión de falla (para defectos no pasantes) en función de la longitud usando la ecuación (5). Se han considerado, en forma paramétrica, defectos de profundidad creciente de valores adimensionalizados, d/t , entre 0 y 0.9999. En la Figura 13 se indican potenciales defectos críticos cortos y profundos (puntos A hasta F) que provocarían falla por fuga de gas y otros pandos y largos (puntos G hasta J) que provocarían la rotura del gasoducto, siendo por lo tanto más peligrosos.

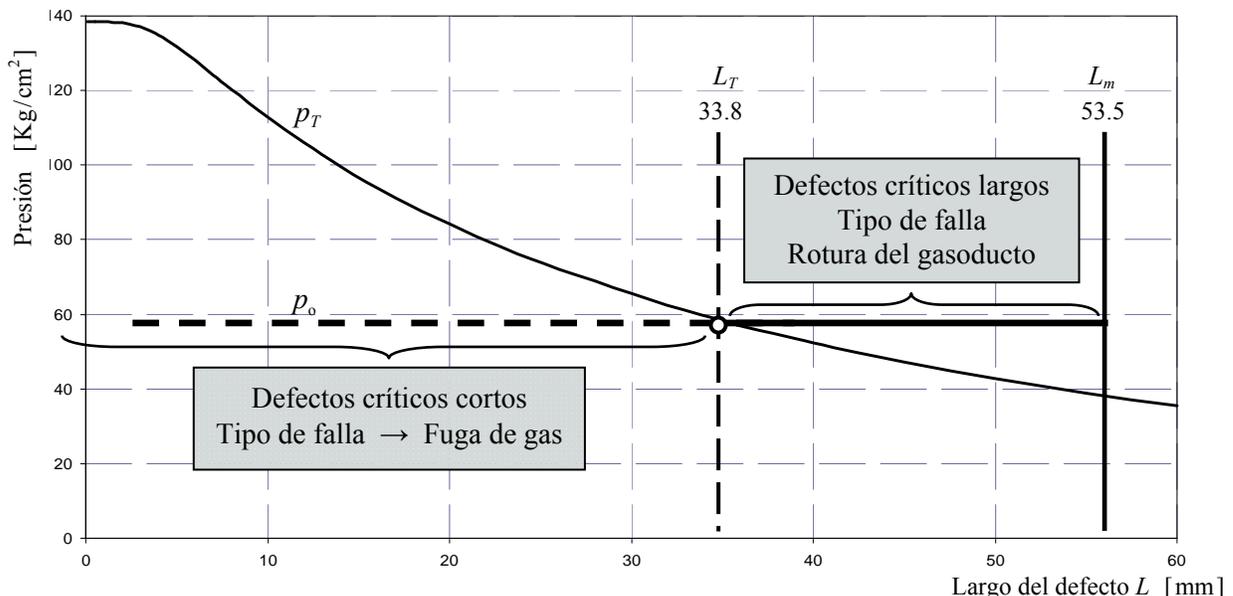


Figura 12: Tipo de falla en función del largo de la fisura crítica en el Gasoducto Ferreyra, Ec. (13).

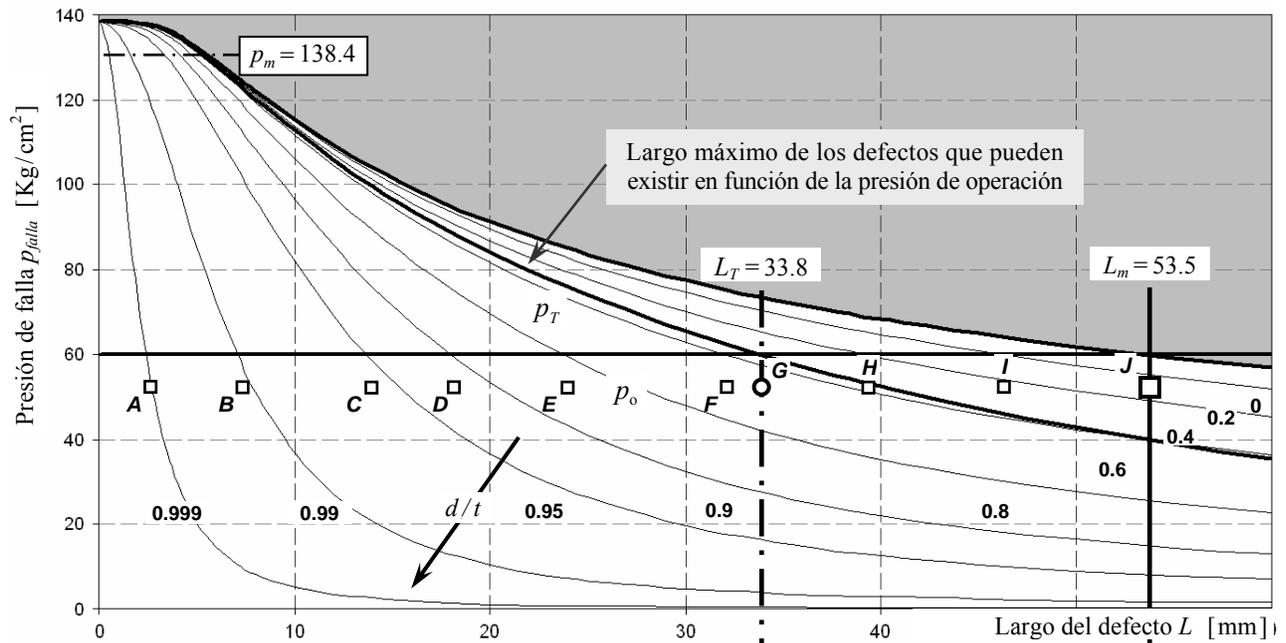


Figura 13: Presión de falla del Gasoducto en función de la longitud y la profundidad de las fisuras, Ec. (5).

Trayectoria de crecimiento de un defecto y modo de falla

En esta sección se utiliza el gráfico de la Figura 13 basado en la ecuación (5) para describir las distintas trayectorias que pueden seguir los defectos en su camino de crecimiento hasta tornarse críticos (tamaño que produce la falla). En la Figura 14 a modo de ejemplo se analiza el comportamiento de la cañería en el caso de un hipotético defecto de tamaño dado cuando se incrementa la profundidad o el largo o ambos crecen simultáneamente. El peligro potencial de un defecto depende tanto de su largo como de su profundidad. Las dimensiones de los defectos considerados en la Figura 14 y su modo de falla se resumen en la Tabla 4.

Se analiza el caso de un defecto que inicialmente tiene 20 mm de largo y profundidad igual al 30% del espesor ($d/t = 0.3$) que corresponde al punto A de la Figura 14.

Trayectoria AB: sólo crece la profundidad y el defecto se torna crítico cuando $d/t = 0.87$, o sea $d = 4.5$ mm. La falla es por fuga de gas porque $p_T = 84.1 > p_o = 60$.

Trayectoria AD: sólo crece el largo y el defecto se torna crítico cuando $L = 42.5$ mm. La falla es por rotura del gasoducto porque $p_T = 49.6 < p_o = 60$.

Trayectoria AC: crecen simultáneamente el largo y la profundidad manteniendo constante el cociente largo/profundidad en el valor $(L)/(0.3 \times t)$. El defecto se torna crítico cuando $d = 2.6$ mm y $L = 34.8$ mm y esto provoca la rotura del gasoducto porque $p_T = 58.6 < p_o = 60$.

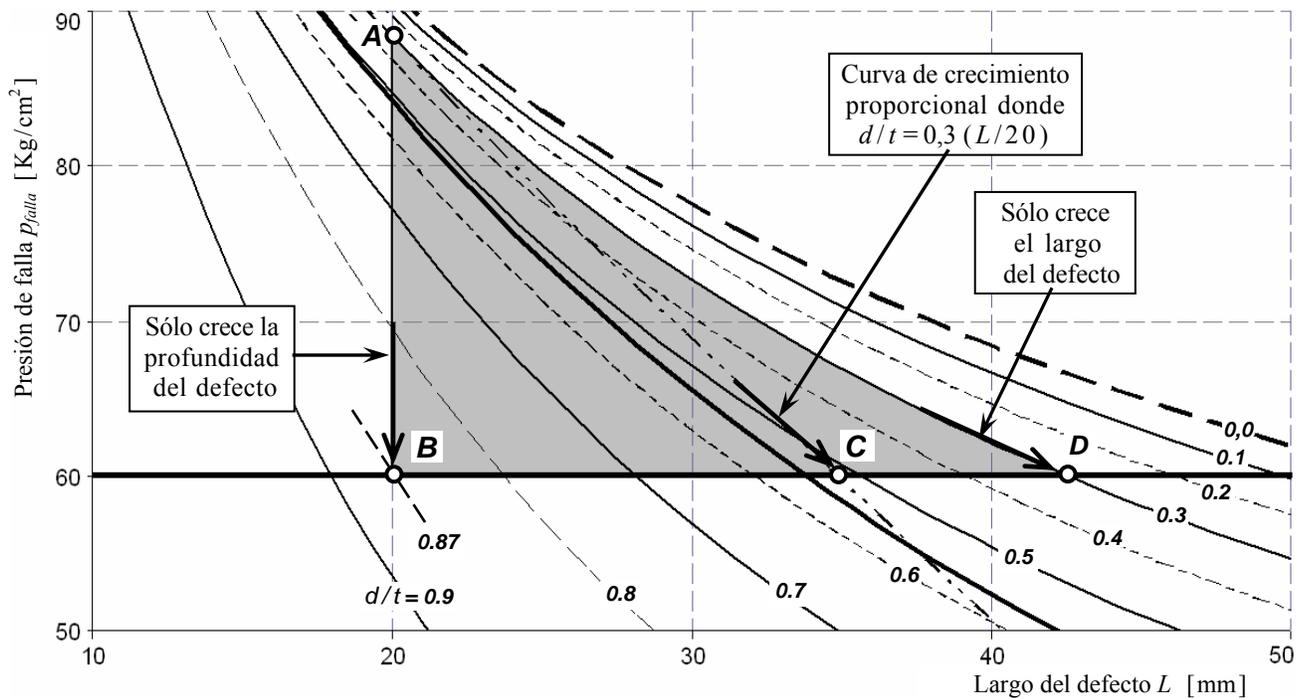


Figura 14: Posibles trayectorias de crecimiento de un defecto y modo de falla.

Tabla 4: Dimensiones de los defectos considerados en la Figura 14 y su modo de falla.

Tamaño \ Defecto	A	B	C	D
Largo L [mm]	20	20	34.8	42.5
Largo/ espesor L/t	3.87	3.87	6.74	8.24
Profundidad d [mm]	1.55	4.48	2.69	1.55
Prof. adimensional d/t	0.3	0.87	0.52	0.3
Presión de transición p_T	84.1	84.1	58.6	49.6
Tipo de falla	No falla	Fuga de gas	Rotura del gasoducto	

Tamaño de los potenciales defectos críticos para el Gasoducto Ferreyra

El gráfico de la Figura 13 basado en la ecuación (5) también permite determinar el tamaño de los defectos críticos. Para una dada profundidad adimensional el “largo que es crítico” se ubica en la intersección con la horizontal correspondiente a la presión de operación del gasoducto ($p_o = 60 \text{ Kg/cm}^2$). A modo de ejemplo podemos mencionar que cuando $d/t = 0.3$ y $L = 42.5 \text{ mm}$ la presión de falla es igual a la presión operativa ($p_{falla} = 60 \text{ Kg/cm}^2$) por lo que el tamaño del defecto resulta crítico, es decir provoca la falla. Esto corresponde al punto D de la Figura 14 (que es una ampliación de la Figura 13); nótese que todo el segmento desde B hasta D corresponde a defectos cuyos tamaños son críticos.

El tamaño de los defectos que serían críticos en el Gasoducto Ferreyra se encuentran sobre la horizontal correspondiente a la presión de operación (60 Kg/cm^2). Varios de esos tamaños se han indicado con puntos recuadrados en la Figura 13 y sus coordenadas se dan en la Tabla 5.

Tabla 5: Tamaño de algunos defectos críticos indicados en la Figura 15.

Tamaño \ Defecto	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J
Largo L [mm]	2.4	7.1	13.7	18.0	23.7	32.0	33.8	39.1	46.0	53.5
Profundidad adimensional d/t	0.999	0.99	0.95	0.9	0.8	0.6	0.55	0.4	0.2	0
Tipo de falla	Fuga de gas						Rotura del gasoducto			

En la Figura 15 se ha graficado el tamaño de los defectos que son críticos para el Gasoducto Ferreyra, para ello se determinó el d_c para la presión de operación usando la ecuación (8). La relación largo/anchura de los defectos críticos puede ser muy variada; el defecto puede ser corto y muy profundo como en el punto B o bien largo y poco profundo como en el punto I . El punto G determina la transición entre defectos que producirían fallas “benignas” (fuga de gas) y defectos que provocarían la rotura del gasoducto. El punto J corresponde al defecto de máximo largo, calculado con la ecuación (10) que podría llegar a tener la cañería.

Observando la Figura 15 se puede extraer una conclusión importante: Para una dada presión operativa no existe un único defecto de tamaño crítico. Se tiene un rango de tamaños críticos desde muy cortos y muy profundos hasta muy largos y poco profundos que son críticos a esa presión operativa.

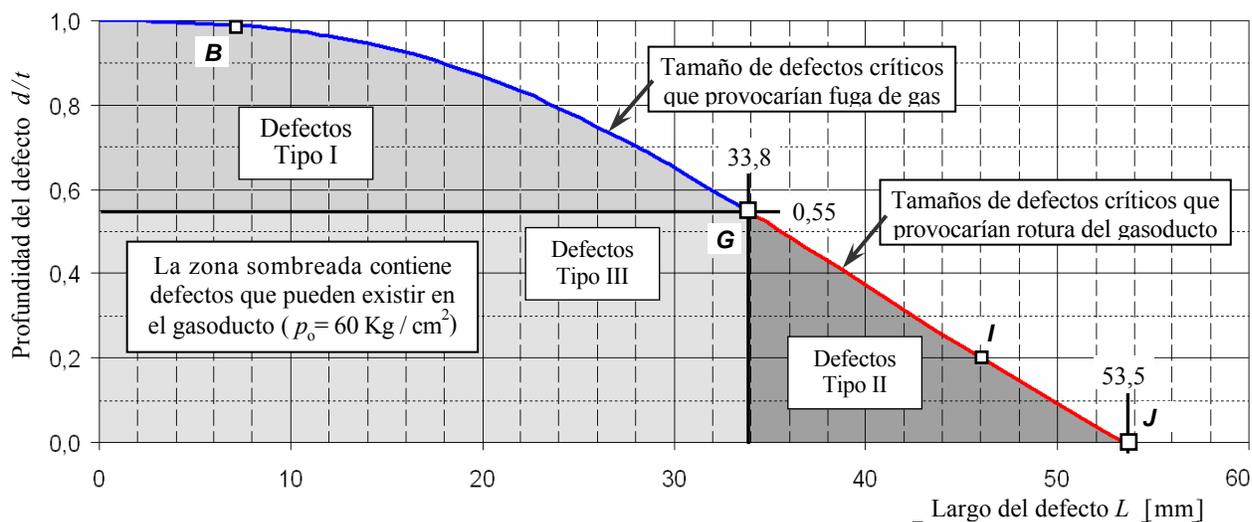


Figura 15: Tamaño de los defectos críticos para el Gasoducto Ferreyra, Ec. (8).

Tamaño (largo y profundidad) de los defectos tolerables

En la sección anterior se discutió el tamaño de las potenciales fisuras críticas que producirían la falla del Gasoducto Ferreyra. El tamaño de los defectos que resultarían críticos depende del valor de la presión operativa (p_0), y para la operación segura del gasoducto se debe adoptar un coeficiente de seguridad que determine si un defecto es “tolerable”.

En la Figura 16 se ha graficado la profundidad del defecto que es crítico para el gasoducto Ferreyra en función de su largo considerando una familia de valores de la presión interior comprendidos entre 40 y 110 Kg/cm^2 con intervalos de 10 Kg/cm^2 . Si por ejemplo, se adopta un coeficiente de seguridad en presiones, dado por la ecuación (16) igual a 1.5, se considerarán “tolerables” todos los defectos cuyo largo L y profundidad adimensional d/t estén situados en la zona por debajo de la curva correspondiente a una presión interior de 90 Kg/cm^2 .

A modo de ejemplo, se indican tres puntos A , B y C que corresponden a defectos con igual profundidad (20% del espesor) y largos 10, 20 y 30 mm respectivamente. Las presiones de falla (p_{falla}) se pueden interpolar en el gráfico o calcular usando la ecuación (5); mientras que los coeficientes de seguridad (C_s) y las presiones de operación acondicionadas

(p_A) se calculan usando la ecuación (16). Los resultados se resumen en la Tabla . Los defectos B y C por estar en la zona sombreada requieren acondicionar la presión de operación para mantener $C_s = 1.5$, aunque en el caso B podría mantenerse la presión de operación $p_o = 60 \text{ Kg/cm}^2$ aceptando un $C_s = 1.49$.

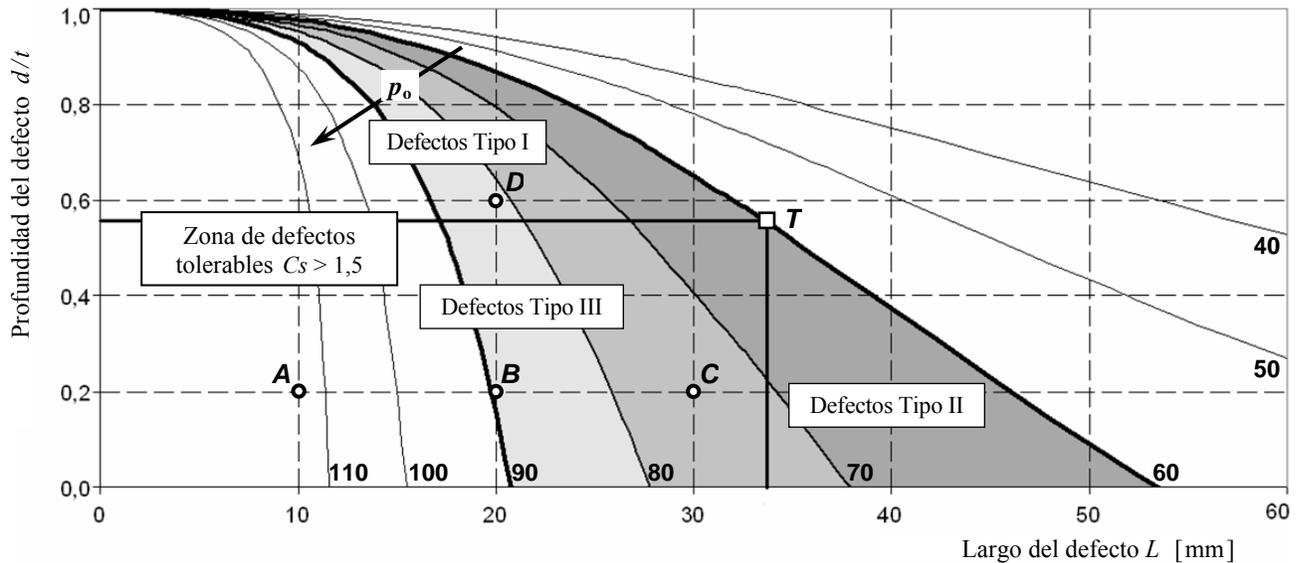


Figura 16: Tamaño de los defectos tolerables con $C_s = 1.5$ y tamaños que requieren acondicionar la presión de operación.

El defecto D tiene igual largo que el defecto B pero profundidad triple, a pesar de ello sólo requiere disminuir la presión acondicionada de 59.7 a 54.5. Esto muestra que la profundidad de una fisura es menos importante que su largo.

Es importante notar que el defecto C del Tipo III tiene un $C_s = 1.24$ y es potencialmente más peligroso que el defecto D del Tipo I cuyo C_s es igual a 1.36.

Tabla 6: Análisis de la seguridad de cuatro potenciales defectos tomados como ejemplos.

Defecto	Profundidad d/t	Largo L [mm]	Tipo de defecto	Presión de falla p_{falla} [Kg/cm ²]	Coficiente de seguridad C_s	Presión acondicionada p_A [Kg/cm ²]
A	0.2	10	III	114.7	1.91	No acondicionar
B	0.2	20	III	89.6	1.49	59.7 (89.6/1.5)
C	0.2	30	III	74.6	1.24	49.7 (74.6/1.5)
D	0.6	20	I	81.7	1.36	54.5 (81.7/1.5)

Acondicionamiento de la presión de operación para “tolerar” grietas y fisuras

En la sección anterior se discutió sobre el tamaño de los defectos tolerables con un determinado coeficiente de seguridad en presiones dado por la ecuación (16). Además se utilizó el gráfico de la Figura 16 para leer la presión de falla y determinar el valor al que hay que acondicionar la presión de operación para “tolerar” los defectos planos con $p_{falla} < 90 \text{ Kg/cm}^2$ una vez adoptado un $C_s = 1.5$.

Resulta más conveniente utilizar el gráfico de la Figura 17 para “leer” directamente en el gráfico la presión de acondicionamiento necesaria para tolerar los defectos cuya $p_{falla} < 90 \text{ Kg/cm}^2$. Se ha graficado una familia de valores de p_A comprendidos entre 40 y 60 Kg/cm² con intervalos de 1 Kg/cm², estas curvas corresponden defectos planos cuyas dimensiones caen dentro de la zona sombreada en el gráfico de la Figura 16, correspondientes a presiones de falla comprendidas entre 60 y 90 Kg/cm².

A modo de ejemplo, se indican tres fisuras E , F y G que requieren acondicionar la presión de operación. El defecto E prácticamente no requiere acondicionamiento porque $p_A \approx 60 \text{ Kg/cm}^2$ y se toma como base para hacer comparaciones entre los puntos F y G que corresponden a defectos de tamaños diferentes, pero que presentan el mismo peligro ($p_{falla} \approx 82.5 \text{ Kg/cm}^2$) y requieren acondicionar la presión de operación a un valor próximo a 55 Kg/cm^2 . Se puede garantizar que el defecto G , si crece hasta provocar falla no romperá el gasoducto (sólo se producirá una fuga de gas) por ser un defecto del Tipo I, mientras que la futura evolución del defecto F es incierta, por ser un defecto del Tipo III.

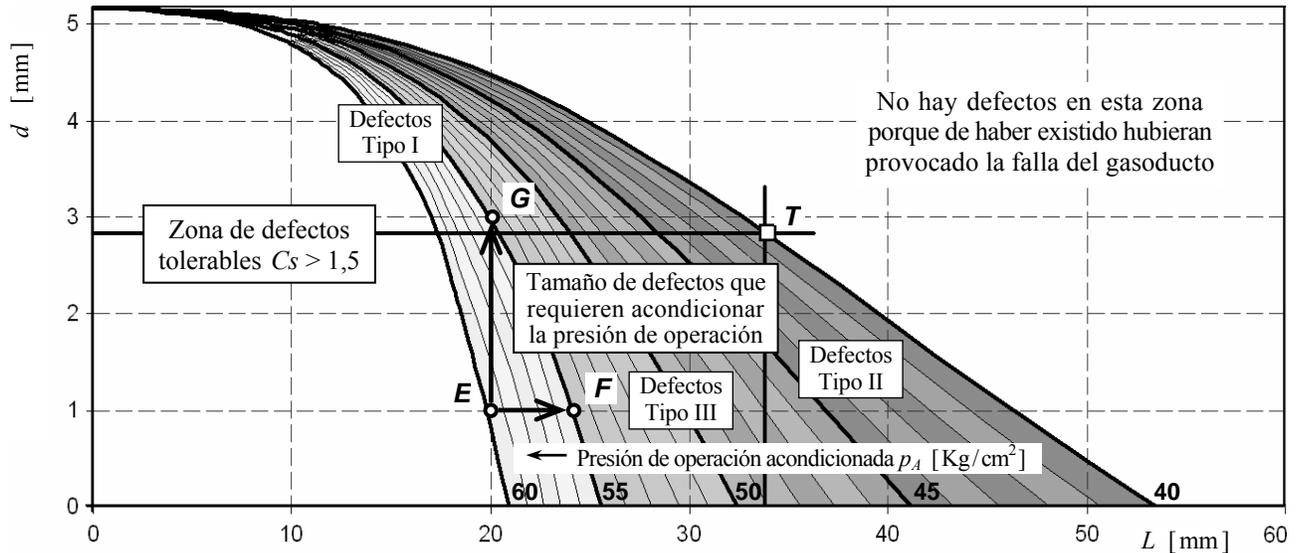


Figura 17: Determinación de la presión acondicionada p_A para tolerar fisuras en función de su tamaño (largo L y profundidad d) para un coeficiente de seguridad $C_s = 1.5$.

Nótese que el defecto G corresponde a un crecimiento muy grande de la profundidad de la grieta (se triplicó, pasando de 1 a 3 mm) mientras el defecto F corresponde a un crecimiento 20 % del largo de la grieta (pasó de 20 a 24 mm). Esto muestra nuevamente que en el caso de una grieta el incremento del largo es más perjudicial que el incremento de la profundidad. En la Tabla 7 se resume lo comentado.

Tabla 7: Presión acondicionada requerida por tres potenciales defectos planos tomados como ejemplos.

Defecto	Profundidad d [mm]	Largo L [mm]	Tipo de defecto	p_A [Kg/cm ²]
E	1	20.0	Tolerable	60
F	1	24.3	Tipo III	55
G	3	20.0	Tipo I	55

CONCLUSIONES

En este trabajo se describieron las características generales de las cañerías de conducción de gas y se trataron aspectos relacionados con la seguridad que presenta uno de los gasoductos alimentadores de la ciudad de Córdoba (Argentina) que ha estado operando por más de 40 años.

Se evaluó la seguridad del gasoducto ante la presencia de fisuras, existentes o potenciales, mediante un modelo mecánico para determinar el estado tensional basado en la tenacidad del material de la cañería que es apropiado para estudiar el comportamiento de grietas y fisuras. Se definieron las condiciones de seguridad del sistema según el tamaño de los potenciales defectos y la presión de operación.

Se determinó:

- i) el tamaño (L_c , d_c) de los defectos que serían críticos y producirían la falla del gasoducto,
- ii) el tamaño de los defectos que son tolerables en función del coeficiente de seguridad adoptado,
- iii) el largo máximo (L_m) de los defectos posibles que fija el rango para el largo de las fisuras,
- iv) el largo (L_T) del defecto crítico que separa el rango de defectos críticos que producirían fuga de gas del rango de defectos que eventualmente provocarían la rotura del gasoducto y
- v) la profundidad mínima (d_T) que debe tener un eventual defecto para poder garantizar que en caso de crecer hasta llegar a la falla, sólo se tratará de fuga de gas.

Se propuso una “tipificación de los defectos” según su tamaño que tiene en cuenta su potencial modo de falla y su coeficiente de seguridad que permite asignar prioridades al momento de planificar reparaciones. También se abordó el problema del acondicionamiento de las presiones para determinar de una manera rápida la presión reducida a la que debería operarse el gasoducto en caso de detectarse un defecto no “tolerable” hasta que el mismo sea reparado.

REFERENCIAS

- API Spec 5L (2008). “44th Edition Specification for Line Pipe”.
- ASME B31.8 (2007). “Gas Transmission and Distribution Piping Systems”.
- ASME B31.8S (2004). “Managing System Integrity of Gas Pipelines”.
- ASME B36.10M (2004). “Welded and Seamless Wrought Steel Pipe”.
- ASTM A53 (2007). “Standard Specification for Pipe, Steel, Black and Hot-Dipped, Zinc-Coated, Welded and Seamless”.
- Baker, M. Jr. Inc and Kiefner and Associates Inc. (2003). “TTO Number 5, Integrity management program. low frequency ERW and lap welded longitudinal seam evaluation”, Department of Transportation OPS.
- Dugdale, D.S., (1963). “Yielding of steel containing slits”, *Journal of Mechanics and Physics of Solids*, Wiley Interscience, New York, 103 pp.
- Eiber, R., Bubenik, T. and Maxey, W., (1993). “Fracture control technology for natural gas pipelines”, American Gas Association, Project PR-3-9113, Report NG-18 No.208.
- Folias, E.S, (1964). “The stress in a cylindrical shell containing an axial crack”. *Aerospace Laboratories*, ARL, pp 64-174.
- Hahn, G.T., Sarrate, M. and Rosenfield, A.R., (1969). “Criteria for crack extension in cylindrical pressure vessels”, *International Journal of Fracture Mechanics*, Vol. 5, pp.187-210.
- INTI, (2009). Informe No O.T.: 56644, Instituto Nacional de Tecnología Industrial – Centro Regional Córdoba.
- Kiefner, J.F. and Vieth, P.H., (1990a). “Evaluating pipe: new method corrects criterion for evaluating corroded pipe”, *Oil and Gas Journal*, Vol. 32, pp 56-59.
- Kiefner, J.F. and Vieth, P.H., (1990b). “Evaluating pipe: PC program speeds new criterion for evaluating corroded pipe”, *Oil and Gas Journal*, Vol. 34, pp 91-93.
- Kiefner, J.F., Masey, W.A., Eiber, R.J. and Duffi, A.R., (1973). “Failure stress levels of flaws in pressurized cylinders”. Progress in flaw growth and fracture toughness testing, ASTM STP 536, American Society for Testing and Materials, pp 461-481.
- NAG 100 (1993). Normas argentinas mínimas de seguridad para el transporte y distribución de gas natural y otros gases por cañerías.
- Otegui, J.L. and Rubertis, E. (2008). *Cañerías y Recipientes de Presión*, Editorial EUDEM, Mar del Plata, Argentina.
- Rolfe, S. and Barsom, J. (1999). “Fracture and fatigue control in structures”, Applications of Fracture Mechanics, ASTM.
- Silva, F.C. and Hryciuk, P.M. (2000). “Utilización de la tecnología de control de fracturas para la determinación de presiones operativas”, IAPG Latin American Congress of Gas and Oil Pipelines Integrity DUCTOS 2000, Buenos Aires, Argentina.
- 162 Rev. Int. de Desastres Naturales, Accidentes e Infraestructura Civil. Vol. 9(1-2)