

# DAÑO POR EFECTOS DE OXIDACIÓN EN GASODUCTOS<sup>1</sup>

Julio C. Massa<sup>2</sup> y Alejandro J. Giudici<sup>3</sup>

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 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 y muestra algunos signos de corrosión. Para determinar las características del gasoducto se tomaron muestras de la cañería constitutiva y se realizaron ensayos mecánicos. El estado tensional asociado a los defectos de tipo “volumétrico” se estudia con un modelo basado en la “tensión de flujo” del material. Este modelo permite calcular, dependiendo de las dimensiones de la cañería y el largo del defecto, la presión de transición que separa los defectos que causan fallas por rotura de aquellos que provocan fuga de gas. A partir de 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. En la parte final se calcula el tamaño de los defectos que son tolerables en función del coeficiente de seguridad adoptado, se determina el tamaño de los defectos que son críticos y se aborda el problema del acondicionamiento de las presiones para determinar de una manera rápida la presión reducida a la que debe operarse el gasoducto ante la detección de un defecto “no tolerable” y hasta que el mismo sea reparado.

**Palabras clave:** cañerías, corrosión, defectos, seguridad.

## DAMAGE BY CORROSION IN PIPELINES

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. Safety concerns related to the presence of real and potential corrosion 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 “volumetric” type defects is determined using a model that is based on the flux stress of the material of the pipe, which is appropriate for studying the behavior of corroded pipelines. This model allows computing, depending on the dimensions of the pipe and the length of the defect, the transition pressure which separates possible defects into two categories: those which cause failure by breakage of the pipe and those 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 pressure acceptable for the safe operation until repairs, of a system under the presence of flaws of “non-tolerable size”, is addressed.

**Keywords:** corrosion flaws, gas pipelines, pipes, safety.

---

<sup>1</sup> Artículo recibido el 19 de abril de 2010 y en forma revisada el 1 de septiembre de 2010.

<sup>2</sup> 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](mailto:jmassa@efn.uncor.edu)

<sup>3</sup> 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](mailto:agiudici@ecogas.com.ar)

## INTRODUCCIÓN

Este trabajo tiene por objeto el análisis del comportamiento mecánico de una cañería ante la presencia de defectos volumétricos, generalmente causados por la oxidación de las cañerías metálicas debido a fallas en el revestimiento aislante. La presencia de defectos afecta la seguridad de los sistemas (gasoductos) y 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, que está en operación desde hace más de cuarenta años y presenta algunos signos de oxidación. Para conocer las características mecánicas del material utilizado en el gasoducto se tomaron muestras de la cañería y se determinaron las propiedades físicas. El comportamiento del gasoducto, se estudia con un modelo basado en la tensión de flujo del material de la cañería que es apropiado para tratar defectos causados por oxidación. 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.

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, 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:

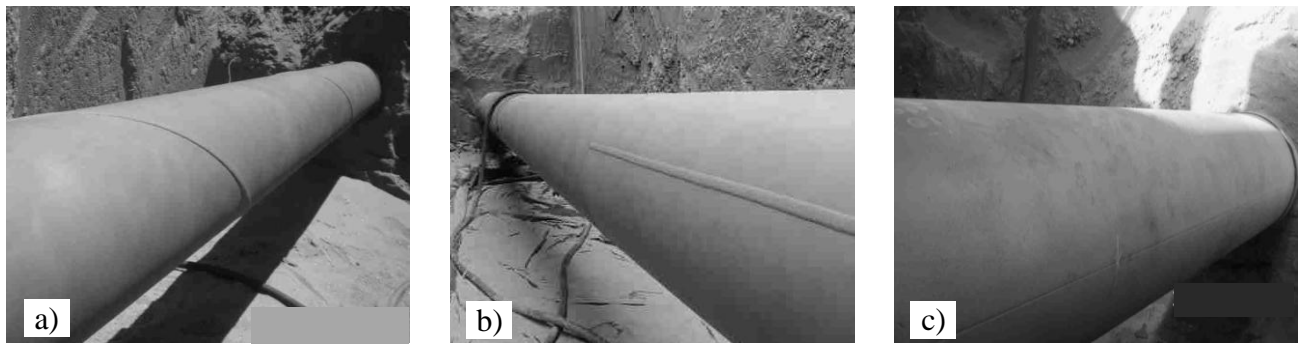
- a) diseño de los sistemas, con el fin de resistir las presiones internas y las fuerzas externas;
- b) actividades relativas a la operación de las instalaciones;
- c) mantenimiento de los ductos con el objeto de conservar las prestaciones de los sistemas;
- d) planes de seguridad ante situaciones que 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.

Las cañerías metálicas para conducción de gas se fabrican 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 responden 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 (véase la Figura 1). Una descripción de los aspectos generales de las cañerías de conducción de gas (sin costura, con costura helicoidal y con costura longitudinal, etc.) y los diferentes tipos de soldadura utilizados (arco sumergido, resistencia eléctrica, etc.) se puede encontrar en un trabajo anterior de Massa y Giudici (2009).

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



a) Costura helicoidal, b) Soldadura longitudinal por arco sumergido, c) Soldadura por resistencia eléctrica

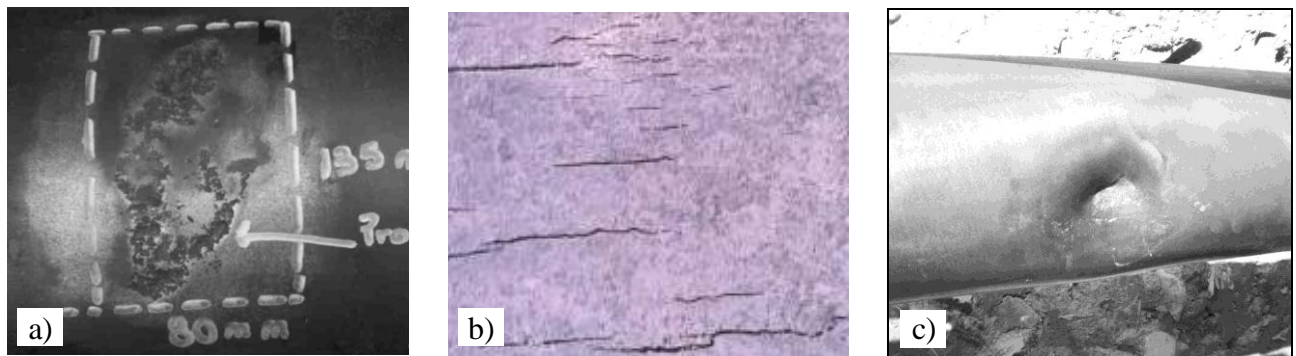
**Figura 1: Distintos tipos de cañerías con costura.**

## TIPOS DE DEFECTOS PRESENTES EN LAS CAÑERÍAS DE GAS

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 2-a muestra un defecto volumétrico producido por corrosión externa.

Un *defecto plano* es una fisura externa o una discontinuidad interna plana en la soldadura. La relación largo/ancho es mayor a 10. La Figura 2-b muestra una colonia de fisuras que es un típico defecto plano, este tipo de defectos no se trata en este trabajo.

Un *defecto geométrico* es una abolladura o arruga, que provoca un cambio localizado del contorno superficial de la cañería. La Figura 2-c muestra una abolladura en un gasoducto, este tipo de defectos no se trata en este trabajo.



**Figura 2: a) defecto volumétrico producido por corrosión externa; b) defecto plano del tipo colonia de fisuras; c) defecto geométrico por abolladura en un gasoducto.**

## 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) Pasaje de un raspador “scraper” instrumentado (ILI: “in line inspection”); b) Prueba hidrostática; y c) Evaluación directa (“Direct assessment”).

La *técnica del “scraper” instrumentado* hace pasar un equipo de generación y medición de campos magnéticos dentro de la cañería de un tramo de gasoducto. 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 por la presencia de defectos en el metal constitutivo de la cañería, las cuales son detectadas por los instrumentos receptores del campo magnético.

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. 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 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 más frecuentemente usados en evaluación directa, inyecta tensión o corriente eléctrica (tanto alterna como continua) al gasoducto, con el objeto de determinar los sectores donde está deteriorada la aislación 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.

### 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 la cañería con un defecto (Eiber et al., 1993; Silva y Hryciuk, 2000). Según las condiciones de operación y el tipo de defecto, se puede producir una falla en una cañería. Dichas fallas se clasifican en dos grandes grupos: 1) Fallas dependientes de la tensión de flujo del material de la cañería; 2) Fallas dependientes de la tenacidad del material de la cañería. Dentro del primer grupo se encuentran las fallas causadas por los defectos “volumétricos” (un caso típico son las escamas por oxidación) que se abordan en el resto del presente trabajo. Dentro del segundo grupo se encuentran las fallas causadas por defectos “planos” (caso típico de las grietas) que no se tratan en este trabajo.

### FALLAS CAUSADAS POR DEFECTOS VOLUMÉTRICOS

Las fallas dependientes de la tensión de flujo del material de la cañería son originadas por defectos volumétricos generalmente debidos al fenómeno de corrosión (Kiefner y Duffy, 1971).

#### Tensión que produce la falla cuando hay un defecto volumétrico no pasante

En el caso de un defecto volumétrico no pasante, se puede relacionar la tensión circunferencial nominal de falla,  $\sigma_{falla}$ , con la tensión de flujo  $\bar{\sigma}$  del material de la siguiente forma (Kiefner et al., 1973):

$$\sigma_{falla} = \frac{\bar{\sigma}}{M_p} \quad (1)$$

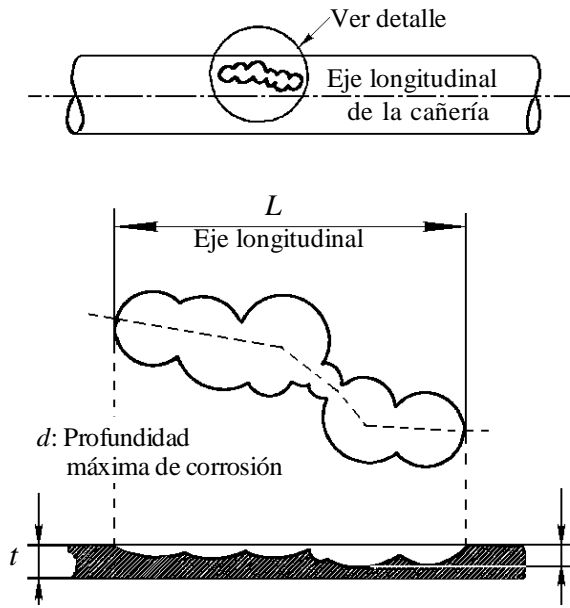
donde  $\bar{\sigma}$  es el promedio entre la tensión de fluencia y la tensión de rotura del material de la cañería y  $M_p$  es el factor de protuberancia (“bulging factor”) para defectos superficiales no pasantes que está relacionado con el factor de Folias para defectos pasantes de la siguiente manera (Folias, 1964; Baker y Kiefner, 2003):

$$M_p = \frac{A_0 - A/M_F}{A_0 - A} \quad (2)$$

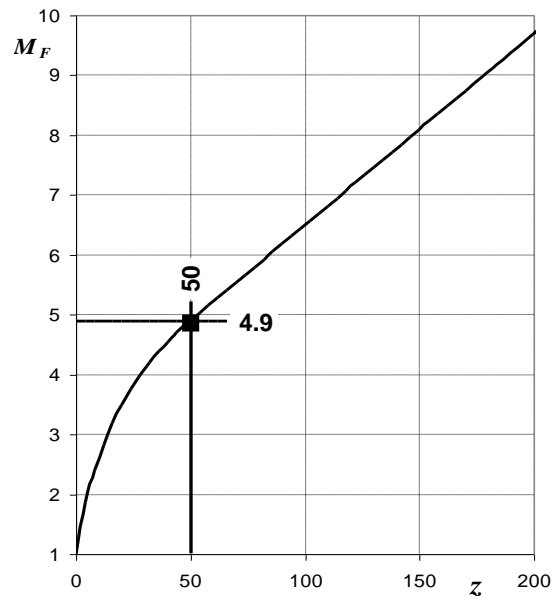
donde  $A_0$  es el área original sin el defecto asociada al espesor  $t$  (véase la Figura 3),  $A$  es el área del defecto asociada a la profundidad  $d$ . Existen distintos métodos para evaluar el valor  $d$  en los defectos por corrosión, los cuales se abordan en códigos como el ASME B31.G (2004) u otras fuentes como el Project PR-3-805 (Kiefner y Vieth, 1989).  $M_F$  es el factor de Folias, que en el caso de un defecto rectangular pasante se calcula a partir de la variable  $z$  que es el largo adimensional del defecto:

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

donde  $L$  es el largo del defecto en el sentido del eje de la cañería,  $t$  es el espesor de la cañería y  $D$  el diámetro exterior de la misma. En la Figura 4 se ha graficado la ecuación (3), es importante notar que cuando  $L$  tiende a infinito,  $z$  tiende a infinito y por lo tanto  $M_F$  tiende a infinito. Notar que cuando  $L$  es grande  $M_F$  crece linealmente con  $z$  pero con el cuadrado de  $L$ .



**Figura 3: Esquema de un defecto volumétrico causado por oxidación.**



**Figura 4: Variación del Factor de Folias  $M_F$  en función del largo adimensional  $z = L^2/(Dt)$ .**

**Presión interior que provoca la falla en función del tamaño del defecto:  $p_{falla}$**

Para un defecto rectangular  $A_0 = Lt$  y  $A = Ld$  entonces la ecuación (1) se reduce a:

$$\sigma_{falla} = \bar{\sigma} \frac{t-d}{t-d/M_F} \quad (\text{defecto no pasante}) \quad (4)$$

Nótese que cuando  $d$  tiende a  $t$  la tensión de falla tiende a cero.

La tensión circunferencial nominal (ignorando el defecto),  $\sigma_c$ , en la cañería depende de la presión interior  $p$  y se calcula mediante la conocida fórmula de Barlow para cilindros de pared delgada:

$$\sigma_c = \frac{p D}{2 t} \quad (5)$$

Igualando las ecuaciones (4) y (5) se puede despejar el valor de la presión interior que produce la falla para el defecto no pasante ( $\sigma_c = \sigma_{falla} \Rightarrow p = p_{falla}$ ):

$$p_{falla} = \frac{2t \bar{\sigma} t-d}{D t-d/M_F} \quad (\text{defecto no pasante}) \quad (6)$$

En las proximidades del defecto hay redistribución de tensiones, hay concentración de tensiones tanto en el fondo del defecto como en los extremos del mismo. Se admite plastificación localizada y por eso para determinar la falla se usa el valor de la tensión de flujo en lugar de usar la tensión de fluencia. El factor de folias  $M_F$  se encarga de determinar que parte de la carga que tomaría el área del defecto (si el mismo no existiera) se redistribuye en el fondo del defecto y que parte va a los extremos, y lo hace en función de  $z$  que es el largo relativo del defecto, véase la ecuación (3).

Nótese que en ausencia de defectos, la tensión de falla,  $p_f$ , determinada con el criterio de la tensión de fluencia,  $\sigma_f$ , a partir de la ecuación (5) da la conocida fórmula clásica:

$$p_f = \frac{2t}{D} \sigma_f \quad (\text{sin defecto}) \quad (7)$$

### Valor de la presión interior que provoca la falla de los defectos muy cortos: $p_{m\acute{a}x}$

Cuando se grafica la ecuación (6), como en la Figura 7, se observa que la  $p_{falla}$  crece cuando disminuye el tamaño del defecto hasta alcanzar el valor máximo,  $p_{m\acute{a}x}$  cuando  $L$  tiende a cero:

$$L \rightarrow 0 \Rightarrow M_F \rightarrow 1, p_{falla} \rightarrow p_{m\acute{a}x} \longrightarrow p_{m\acute{a}x} = \frac{2t}{D} \bar{\sigma} \quad (8)$$

Ecuación que sorprende por su simpleza, es independiente de la profundidad del defecto. Notar la similitud entre la ecuación (8) y la fórmula clásica derivada de ecuación de Barlow dada por la ecuación (7). 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 defectos 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.

Como  $\bar{\sigma}$  es aproximadamente un 2% superior a  $\sigma_f$ , cuando los gasoductos se diseñan con un coeficiente de seguridad a fluencia igual a 2, caso del ducto que atraviesa una zona clasificada como Clase de trazado 3, NAG 100 (1993), el cociente  $p_{m\acute{a}x}/p_o$  toma un valor próximo a 2.5.

### Valor de la presión interior que provoca la falla de los defectos muy largos: $p_{m\acute{i}n}$

Cuando el largo del defecto es muy grande la presión de falla tiende a un valor asintótico  $p_{m\acute{i}n}$ . Según la ecuación (3) cuando  $L$  tiende a infinito  $M_F$  también tiende a infinito y la ecuación (6) se toma:

$$L \rightarrow \infty \Rightarrow M_F \rightarrow \infty, p_{falla} \rightarrow p_{m\acute{i}n} \longrightarrow p_{m\acute{i}n} = \frac{2}{D} \frac{t-d}{t} \bar{\sigma} \quad (9)$$

Nuevamente el resultado sorprende por su simpleza, aunque esta vez sí depende de la profundidad del defecto. Nótese la similitud entre la ecuación (9) y la fórmula clásica de Barlow dada por la ecuación (7), cuando se considera el espesor remanente  $(t-d)$ . En este caso el largo excesivo del defecto impide redistribuir las tensiones hacia los extremos y la tensión nominal surge de considerar la sección reducida por el defecto. De todas formas la tensión no es uniforme en el espesor residual, hay concentración de tensiones y plastificación admitida por el uso de la tensión de flujo, que es mayor que la tensión de fluencia. Teniendo en cuenta la ecuación (8), la ecuación (9) se puede escribir de la forma:

$$p_{m\acute{i}n} = p_{m\acute{a}x} \frac{t-d}{t} \quad (10)$$

donde se observa que el valor de la asíntota es proporcional al espesor remanente.

En conclusión se pueden usar tres fórmulas para la presión de falla, según sea el largo del defecto: la ecuación (8) para defectos muy cortos, la ecuación (9) para defectos muy largos y la ecuación (6) (fórmula general) para largos intermedios.

### Tamaño de los defectos críticos

Los defectos “pequeños” existentes en una 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 del defecto crítico en función de su largo: $d_c$

En la ecuación (6) se puede despejar la profundidad,  $d_c$ , del defecto “crítico” que produce la falla en una cañería operando a una presión operativa  $p_o$  en función del largo del defecto (variable  $L_c$ ):

$$d_c = \frac{1 - \bar{p}_o}{1 - \bar{p}_o / M_{F(L_c)}} t \quad (11)$$

donde  $\bar{p}_o$  es la presión operativa relativa referida a  $p_{m\acute{a}x}$  definida en la ecuación (8).

$$\bar{p}_o = \frac{p_o}{p_{m\acute{a}x}} = \frac{p_o D}{2t \bar{\sigma}} \quad (12)$$

Dado que la tensión de flujo,  $\bar{\sigma}$ , es aproximadamente un 20% superior a  $\sigma_f$ , cuando los gasoductos se diseñan con un coeficiente de seguridad a fluencia igual a 2,  $\bar{p}_o$  toma un valor próximo a 0.4.

**Largo del defecto “crítico” en función de su profundidad:  $L_c$**

Para expresar el largo de un defecto crítico,  $L_c$ , en función de su profundidad dato,  $d_c$ , se parte de la ecuación (6) y se despeja  $M_F$  de la cañería operando a una presión  $p_o$ :

$$d_c \longrightarrow M_{F_c} = \frac{d_c \bar{p}_o}{d_c - t \ 1 - \bar{p}_o} \quad (13)$$

Igualando la ecuación (13) con la ecuación (3) permite despejar  $z$ . Es importante tener presente que  $z = 50$  implica  $M_F = 4.9$ . Operando algebraicamente se obtiene:

$$d_c \xrightarrow{\text{Ec. (13)}} M_{F_c} \longrightarrow L_c = \begin{cases} 9.64 \sqrt{Dt \left[ 1 - \sqrt{1 - M_{F_c}^2 - 1 / 29.2} \right]} & \dots\dots\dots M_{F_c} < 4.9 \\ 5.59 \sqrt{Dt \ M_{F_c} - 3.3} & \dots\dots\dots M_{F_c} \geq 4.9 \end{cases} \quad (14)$$

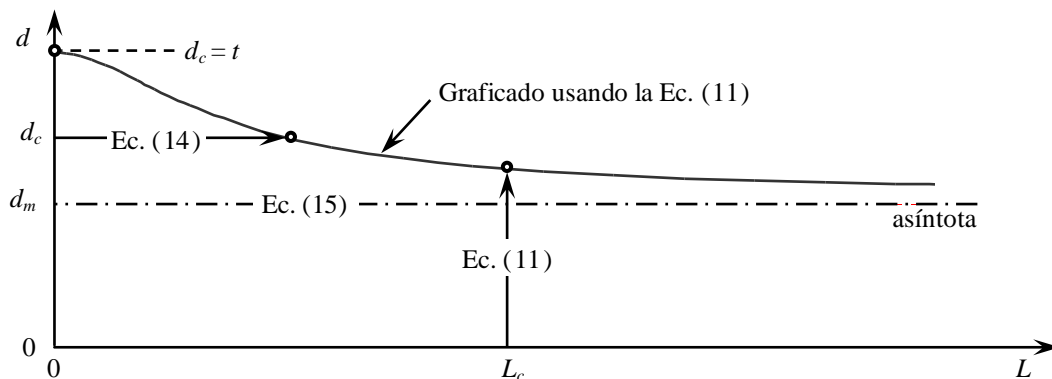
donde  $M_{F_c}$  se determina usando al ecuación (13).

**Profundidad máxima de los defectos muy largos que no producen falla:  $d_m$**

El factor de Folias,  $M_F$ , depende del largo del defecto. Según la ecuación (3) cuando el largo tiende a infinito  $M_F$  también tiende a infinito ( $L \rightarrow \infty \Rightarrow z \rightarrow \infty \Rightarrow M_F \rightarrow \infty$ ) y la ecuación (11) se toma,

$$L_c \rightarrow \infty \Rightarrow d_c \rightarrow d_m \longrightarrow d_m = 1 - \bar{p}_o \ t \quad (15)$$

Por lo tanto los defectos con profundidad inferior a  $d_m$  no producirán falla cualquiera sea su largo. Cuando  $\bar{p}_o$  toma un valor próximo a 0.4,  $d_m/t$  toma un valor próximo a 0.6. La Figura 5 muestra esquemáticamente la relación, dada por la ecuación (11), 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 hacerse asintótico al valor dado por la ecuación (15).



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

## Determinación del modo de falla en el caso de defectos volumétricos 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 (pérdida) o catastrófica (rotura). En el primer caso la falla permanece estable mientras que en el segundo la grieta progresa en forma brusca. Hahn et al. (1969) dedujeron el valor de la tensión circunferencial de transición,  $\sigma_T$ , que permite determinar el tipo de falla en el caso de materiales de alta tenacidad con defectos volumétricos pasantes (Kiefner et al., 1973) considerando el criterio de flujo plástico en el momento de la inestabilidad:

$$\sigma_T = \frac{\bar{\sigma}}{M_F} \quad (16)$$

Igualando las ecuaciones (5) y (16) se puede despejar la presión interna de transición ( $\sigma_c = \sigma_T \Rightarrow p = p_T$ ):

$$p_T = \frac{2t \bar{\sigma}}{D M_F} \quad (\text{defecto pasante}) \quad (17)$$

Nótese que  $p_T$  corresponde a un defecto pasante y por lo tanto no depende de la profundidad del defecto. La presión de transición sólo depende del largo del defecto a través de  $M_F$  por lo tanto se tiene:

$$p > p_T \Rightarrow \text{rotura de la cañería} \quad p < p_T \Rightarrow \text{pérdida de gas} \quad (18)$$

El tipo de falla que eventualmente se desarrollará a partir de un defecto dado depende del factor de Folias  $M_F$ . La concentración de tensiones debida a la protuberancia en la zona del defecto aumenta cuando la longitud del defecto aumenta o cuando disminuye el diámetro o el espesor del conducto. Por lo tanto hay un efecto significativo de las dimensiones de la cañería sobre el efecto de intensificación de tensiones y este efecto está acoplado con el efecto de la longitud del defecto. Como resultado, para el mismo nivel de presión interior, las cañerías con elevado diámetro y elevado espesor pueden tolerar defectos más grandes que las cañerías del mismo material de pequeño diámetro y pequeño espesor. Observando la ecuación (17) se puede asegurar que no hay forma de acondicionar la presión operativa para que la falla sea por fuga de gas, cuando el largo del defecto pasante es muy grande,

$$L \rightarrow \infty \Rightarrow M_F \rightarrow \infty \Rightarrow p_T \rightarrow 0 \Rightarrow \text{rotura de la cañería} \quad (19)$$

Nótese que cuando  $L$  tiende a infinito,  $M_F$  tiende a infinito y por lo tanto  $p_T$  tiende a cero.

En la Figura 6 se muestra esquemáticamente la forma del gráfico de la ecuación (16) que da la presión de transición de una cañería, 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 un defecto pasante en función de su longitud. A modo de ejemplo suponemos que incrementamos, partiendo de cero, la presión interior de una cañería con un defecto 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.

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

$$L_c \xrightarrow{\text{Ec. (17)}} p_T = \begin{cases} p_T > p_o \Rightarrow \text{fuga de gas} \\ p_T < p_o \Rightarrow \text{rotura de la cañería} \end{cases} \quad (20)$$

La ecuación (20) permite determinar el tipo de falla asociado a un defecto crítico de largo  $L_c$ .

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 (6). Se han considerado, en forma paramétrica, defectos de profundidades crecientes desde 0 hasta  $0.9 t$  con intervalos de  $0.1 t$ . En el gráfico se puede observar la  $p_{máx}$  que predice la ecuación (8) y las asíntotas en el valor  $p_{mín}$  que predicen las ecuaciones (9) y (10) para los defectos muy largos. El defecto *A* es profundo ( $d = 0.8 t$ ), pero corto y falla por fuga de gas cuando la presión interior llega al valor  $p_o$  mientras que el defecto *B* es bastante más largo pero menos profundo ( $d = 0.6 t$ ) y provocará falla por rotura de la cañería a la misma presión  $p_o$  siendo por lo tanto más peligroso. Notar que al fallar, tanto el defecto *A* como el defecto *B*, se hacen de repente pasantes y su modo de falla esta dado por la presión de transición asociada al largo del defecto:

$$L_A \rightarrow p_{T_A} > p_o \Rightarrow \text{fuga de gas} \quad L_B \rightarrow p_{T_B} < p_o \Rightarrow \text{rotura de la cañería}$$



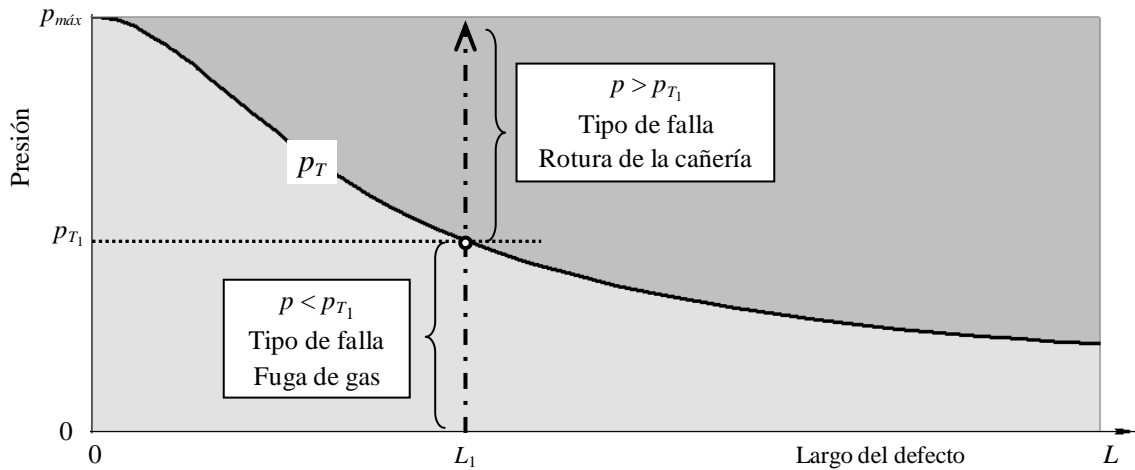


Figura 6: Presión de transición y tipo de falla en función del largo del defecto en una cañería - ecuaciones (17) y (18).

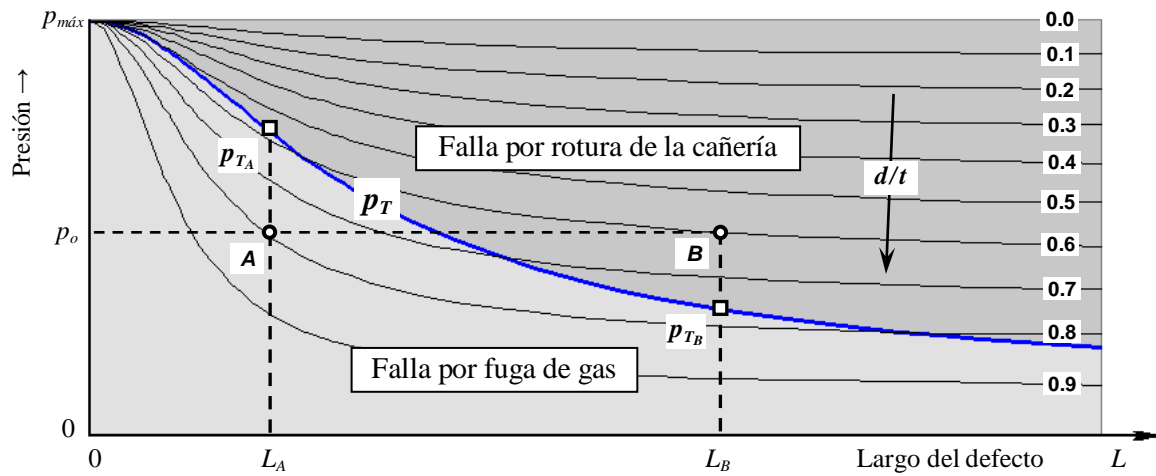


Figura 7: Presión de falla de la cañería en función del largo y la profundidad de los defectos – ecuación (6).

**Largo de transición en el modo de falla de los defectos críticos:  $L_T$**

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 (17) a la presión de operación de la cañería  $p_o$ . Esto permite despejar  $M_{Fr}$ :

$$p_T = p_o \quad \Rightarrow \quad M_{Fr} = \frac{2\bar{\sigma} t}{p_o D} = \frac{1}{\bar{p}_o} \quad (21)$$

y reemplazarlo en una expresión similar a la ecuación (14) para obtener (notar que  $0.2044 = 1/4.9$ ):

$$L_T = \begin{cases} 9.64 \sqrt{Dt \left[ 1 - \sqrt{1 - \left[ \frac{1}{\bar{p}_o} - 1 \right]^2} \right] / 29.2} & \dots \bar{p}_o > 0.2044 \\ 5.59 \sqrt{Dt \left[ \frac{1}{\bar{p}_o} - 3.3 \right]} & \dots \bar{p}_o \leq 0.2044 \end{cases} \quad (22)$$

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

Teniendo en cuenta que el modo de falla de los “defectos cortos y profundos” es por fuga de gas, reemplazando el valor dado en la ecuación (21) en la ecuación (11) se puede calcular la profundidad mínima,  $d_T$ , que garantiza que su único potencial modo de falla será “fuga de gas”:

$$d_T = \frac{1 - \bar{p}_o}{1 - \bar{p}_o^2} t \quad (23)$$

Por lo tanto, los defectos con  $d > d_T$  si crecen hasta la falla no provocarán rotura de la cañería, la falla será una fuga de gas. En los casos donde  $\bar{p}_o \approx 0.4$  se tiene  $d_T \approx 0.7t$ .

### Tipificación de los defectos según su potencial modo de falla

Las dimensiones,  $d_m$ ,  $d_T$  y  $L_T$ , dadas por las ecuaciones (15), (23) y (22), permiten tipificar los defectos. En la Figura 8 se repite el gráfico esquemático de la Figura 5 y se indican cinco tipos de defectos y su potencial crecimiento: *i*) aumentando sólo su profundidad (segmento vertical), *ii*) aumentando sólo su largo (segmento horizontal), o bien *iii*) incrementado simultáneamente su largo y su profundidad (segmento inclinado).

Un defecto como el *A* en caso de crecer hasta tomarse crítico (punto *A'*) sólo puede ubicarse sobre la curva  $A_1A_2$ , 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  $TC_2$ .

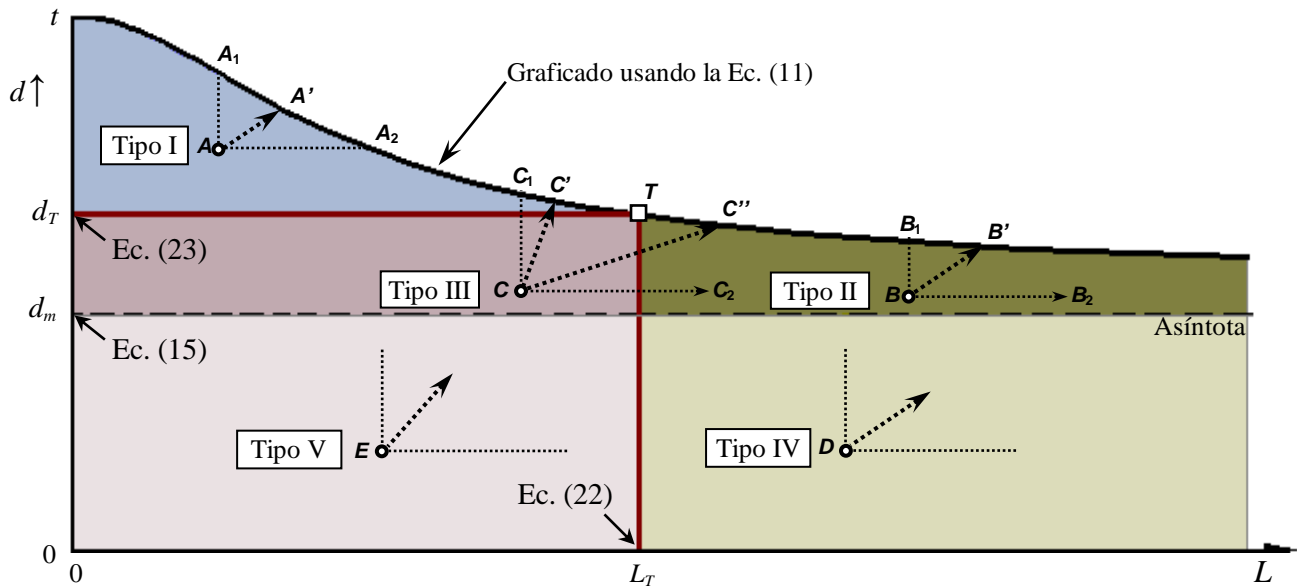


Figura 8: Tipificación de los defectos según su potencial modo de falla.

Defectos como el *D* y el *E* podrían crecer indefinidamente en largo sin llegar a producir falla mientras la profundidad sea inferior a  $d_m$ .

Por lo anteriormente mencionado se propone la siguiente tipificación para los defectos según su tamaño basado en su potencial crecimiento hasta la falla, que posteriormente se resume en la Tabla 1.

#### Tipo I:

Defectos cortos y profundos ( $d > d_T, L < L_T$ ) cuyo potencial modo de falla es fuga de gas.

#### Tipo II:

Defectos largos y profundos ( $d > d_m, L > L_T$ ) cuyo potencial modo de falla es rotura de la cañería.

**Tipo III:**

Defectos cortos ( $d_m < d < d_T$ ,  $L < L_T$ ) cuyo potencial modo de falla no puede anticiparse.

**Tipo IV:**

Defectos largos y poco profundos ( $d < d_m$ ,  $L > L_T$ ), cuyo potencial modo de falla es rotura de la cañería, aunque podrían crecer indefinidamente en largo sin fallar mientras  $d$  sea menos que  $d_m$ .

**Tipo V:**

Defectos cortos y poco profundos ( $d < d_m$ ,  $L < L_T$ ) cuyo potencial modo de falla no puede anticiparse ya que al crecer podría pasar a cualquiera de los tipos anteriores, podrían incluso pasar a ser tipo IV y después no fallar.

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

Tamaño	Defecto	Característica	Modo de falla	Gravedad
Tipo I	<i>A</i>	$d > d_T$ $L < L_T$	Fuga de gas	Benigno
Tipo II	<i>B</i>	$d > d_m$ $L > L_T$	Rotura de cañería	Peligroso
Tipo III	<i>C</i>	$d_m < d < d_T$ $L < L_T$	Depende del crecimiento	No definida
Tipo IV	<i>D</i>	$d < d_m$ $L > L_T$	Depende del crecimiento	No definida
Tipo V	<i>E</i>	$d < d_m$ $L < L_T$	Depende del crecimiento	No definida

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. Notar que el defecto *C* por ser Tipo III ¿no es necesariamente menos peligroso que los defectos *A* o *B*! Lo concreto es que 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. En la Tabla 2 se muestran los distintos escenarios de crecimiento de los defectos.

**Tabla 2: Posibles escenarios de crecimiento de los defectos según su tipo.**

Tipo	Posibles escenarios de crecimiento
I	Crece hasta fallar por fuga de gas.
II	Crece hasta fallar por rotura de la cañería.
III	Crece hasta llegar a Tipo I ( $L < L_T$ ) y si continúa creciendo falla por fuga de gas. Crece hasta llegar a Tipo II ( $L > L_T$ ) y si continúa creciendo falla por rotura de cañería.
IV	Crece hasta llegar a Tipo II ( $d > d_m$ ) y si continúa creciendo falla por rotura de cañería. Crece sin llegar a la profundidad $d_m$ y no falla.
V	Crece hasta llegar a Tipo III y allí tiene dos opciones pasar a tipo I o a tipo II. Crece hasta llegar a Tipo IV y allí tiene dos opciones fallar por rotura o no fallar.

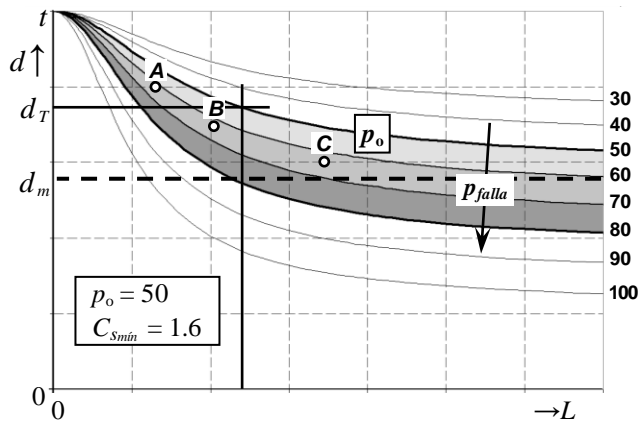
### Defectos “tolerados” y defectos que requieren acondicionar la presión de operación

En la Figura 5 se graficó el tamaño de los potenciales defectos críticos 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

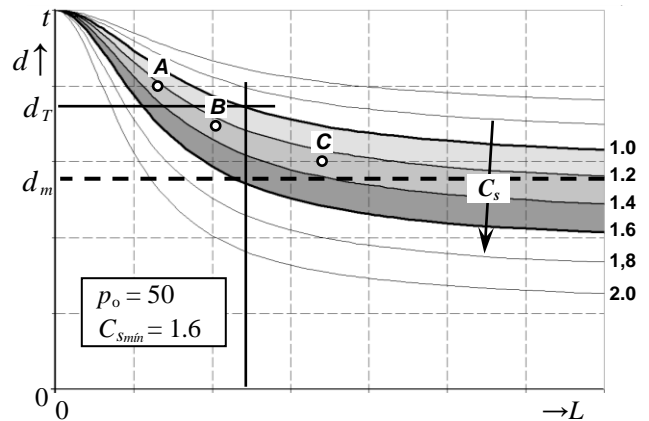
dimensiones (largo y profundidad) de un defecto se puede calcular la presión de falla ( $p_{falla}$ ) con la ecuación (6) y definir un coeficiente de seguridad en presiones ( $C_s$ ), para el defecto en cuestión.

$$C_s = \frac{p_{falla}}{p_o} \quad \text{si } C_s < C_{s_{mín}} \Rightarrow p_A = \frac{p_{falla}}{C_{s_{mín}}} \quad (24)$$

Si el  $C_s$  dado por la ecuación (24) resulta inferior al deseado ( $C_{s_{mín}}$ ) se debe reducir la presión de operación a un valor inferior  $p_A$ , denominado presión acondicionada, hasta que el defecto sea reparado.

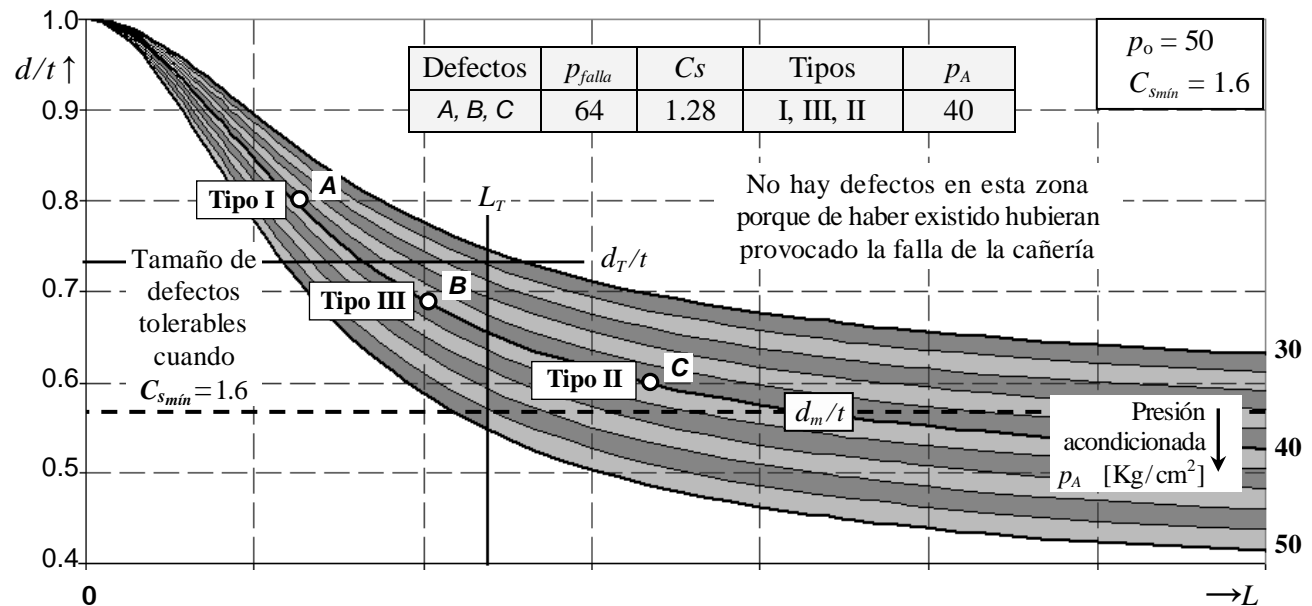


**Figura 9: Presión de falla de la cañería en función del tamaño del defecto ( $L, d$ )**



**Figura 10: Coeficiente de seguridad en presiones en función del tamaño del defecto ( $L, d$ )**

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  $C_s < C_{s_{mín}} = 1.6$ ). 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 defectos con un  $C_{s_{mín}}$  predeterminado.**

Es importante relacionar el  $C_s$  definido en la ecuación (24) con el coeficiente de seguridad a fluencia  $C_{sf}$  definido a partir de la ecuación (7) y con el coeficiente de seguridad en presiones  $C_{smax}$  que tienen los defectos muy pequeños, considerando la ecuación (8):

$$\text{Ec.(7)} \rightarrow C_{sf} = \frac{P_f}{P_o} \text{ (a fluencia)} \quad \text{Ec.(8)} \rightarrow C_{smax} = \frac{P_{max}}{P_o} \text{ (defectos muy pequeños)} \quad (25)$$

### CASO DE ESTUDIO: SEGURIDAD DEL GASODUCTO DE FERREYRA (CÓRDOBA-ARGENTINA)

Como caso de estudio se tratan aspectos relacionados con la seguridad 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 y muestra algunos signos de corrosión. 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 no se conoce el material con que fue construido el Gasoducto Ferreyra, se asume que el material es del tipo: API 5L X42 dadas las calidades de las cañerías utilizadas en los años de instalación del gasoducto y los resultados de los ensayos realizados. Se puede concluir que el método de fabricación de la cañería fue soldadura por resistencia eléctrica (ERW) de baja frecuencia, debido 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 3 se resumen las características mecánicas, geométricas y operativas utilizadas en el estudio del comportamiento del Gasoducto Ferreyra ante la presencia de defectos volumétricos.

**Tabla 3: Datos utilizados en el estudio del Gasoducto Ferreyra.**

Material: API 5L X42	Presión operativa: $p_o = 60 \text{ Kg/cm}^2$
Espesor del caño: $t = 5.16 \text{ mm}$	Tensión de fluencia: $\sigma_f = 2950 \text{ Kg/cm}^2$
Diámetro exterior: $D = 273 \text{ mm}$	Tensión de flujo: $\bar{\sigma} = 3580 \text{ Kg/cm}^2$

Los valores característicos para el estudio de la seguridad del gasoducto frente a la existencia de defectos volumétricos se resumen en la Tabla 4.

**Tabla 4: Valores característicos para el estudio de la seguridad del gasoducto Ferreyra.**

$P_{max}$	$\bar{P}_o$	$d_m$	$L_T$	$d_T$	$C_{smax}$	$C_{sf}$	$C_{smin}$
135.3 Kg/cm <sup>2</sup>	0.44335	2.87 mm	97.58 mm	3.57 mm	2.25	1.86	1.5
Ec. (8)	Ec. (12)	Ec. (15)	Ec. (22)	Ec. (23)	Ec. (25)	Ec. (25)	Adoptado

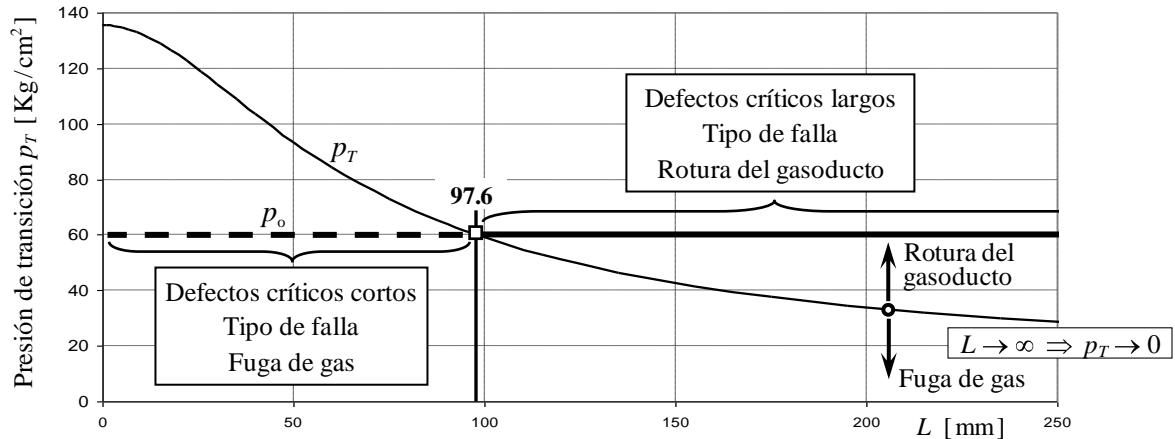
#### Gráfico de la presión de transición y de la presión de falla para defectos volumétricos

En la Figura 12 se ha graficado la presión de transición del Gasoducto Ferreyra, para defectos volumétricos pasantes, en función de su longitud usando la ecuación (16) y los valores de la Tabla 3. Se observa que la presión de transición disminuye hasta anularse cuando crece el largo de los defectos:  $L \rightarrow \infty \Rightarrow p_T \rightarrow 0$ , porque  $M_F \rightarrow \infty$  en la ecuación (17). El rango de 250mm para los defectos considerados en el gráfico corresponde casi a un diámetro. La curva separa dos zonas, que permiten predecir el tipo de falla originado por un defecto volumétrico, según su longitud:

- a) En la zona superior a la curva, la falla producirá una rotura brusca del gasoducto;

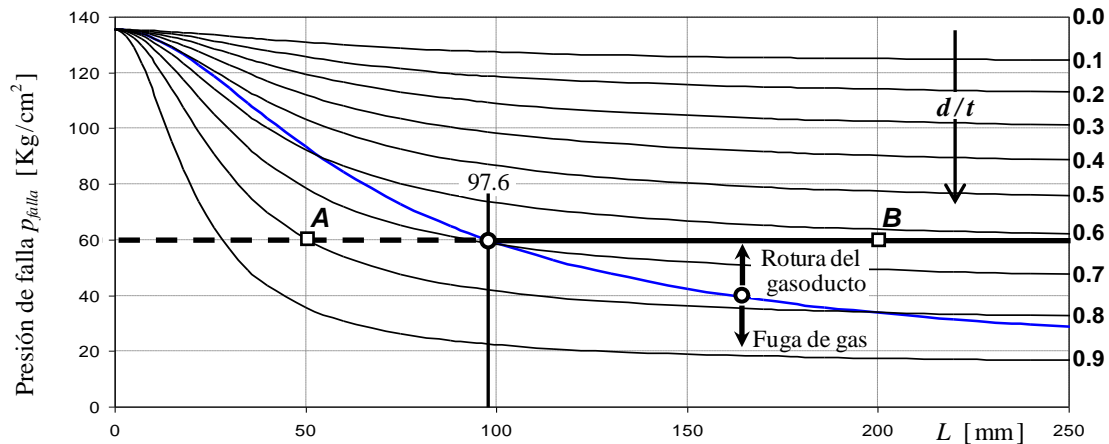
b) En la zona inferior a la curva, la falla sólo producirá una fuga de gas (sin rotura).

Siendo la presión de trabajo del Gasoducto Ferreyra  $p_o = 60 \text{ Kg/cm}^2$ , se puede anticipar que los defectos críticos “cortos” de menos de 97.6mm, si llegan a la falla sólo producen pérdida (fuga de gas), mientras que los defectos críticos “largos” de más de 97.6mm, son potencialmente más peligrosos porque si fallan producirán rotura de la cañería.



**Figura 12: Presión de transición del Gasoducto Ferreyra en función del largo de los defectos volumétricos pasantes – ecuación (17).**

En la Figura 13, además de la curva ya analizada en la Figura 12, se incluyen las curvas de presión interna de falla (para defectos no pasantes) en función del largo usando la ecuación (6). Se consideraron, en forma paramétrica, defectos de profundidad creciente de valores adimensionalizados,  $d/t$ , entre 0 y 0.9 con intervalos de 0.1. Se observa que los defectos cortos y profundos tienden a fallar por fuga de gas (caso del defecto A donde  $d/t \approx 0.8$ ) mientras que los menos profundos pero largos tienden a fallar por rotura, siendo por lo tanto más peligrosos (caso del defecto B donde  $d/t \approx 0.63$ ).



**Figura 13: Presión de falla del Gasoducto en función del largo y la profundidad de los defectos volumétricos - ecuación (6).**

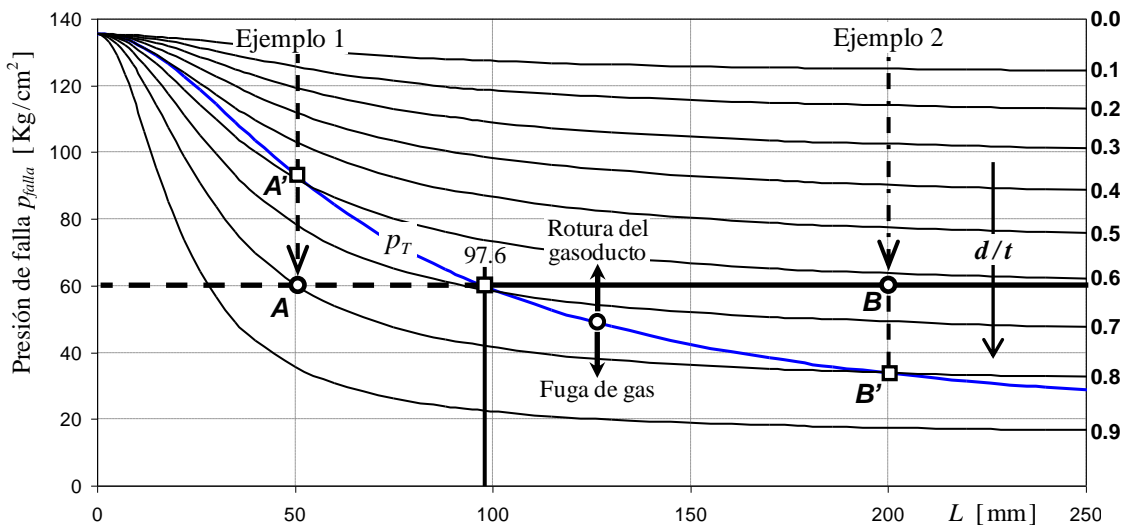
### Incidencia del tamaño del defecto: largo y profundidad

En esta sección se ilustra sobre el uso del gráfico de la Figura 13 basado en la ecuación (6). En la Figura 14 se muestran dos ejemplos donde se analiza el comportamiento del gasoducto en el caso de defectos de largo fijo y de profundidad creciente. La peligrosidad potencial de un defecto depende tanto del largo como de la profundidad del defecto.

**Ejemplo 1:** Se analiza el caso de un defecto no pasante de longitud 50 mm y profundidad creciente. Cuando la profundidad adimensional es menor a 0.8, o sea  $d < 4.14 \text{ mm}$  el defecto no provoca falla ( $0.8 \times 5.16 \approx 4.1$ ). Cuando la

profundidad del defecto supera los 4.1mm (punto A en la Figura 14 ) se producirá fuga de gas hasta que el problema sea reparado, esto ocurre porque la presión de falla (que es la presión en el gasoducto  $p = 60$ ) es menor que la presión de transición correspondiente a 50mm (punto A' donde  $p_T \approx 93.3$ ).

**Ejemplo 2:** Similarmente si se considera un defecto no pasante de longitud igual a 200mm cuya profundidad es creciente, no habrá falla mientras  $d/t$  sea menor a 0.626 (punto B de la Figura 14). Pero en este caso el tipo de falla será muy diferente. Cuando la profundidad del defecto supere los 3.2mm ( $0.626 \times 5.16$ ) se producirá la rotura de la cañería, lo que constituye un problema mucho más grave que el considerado anteriormente. Esto ocurre porque la presión de falla, que es la presión en el gasoducto  $p_o = 60 \text{ Kg/cm}^2$ , es mayor que la presión de transición para el largo de 200mm (punto B' donde  $p_T \approx 33.7$ ).



**Figura 14: Comportamiento del gasoducto en el caso de defectos volumétricos de largo fijo y profundidad creciente.**

#### Acondicionamiento de la presión de operación para tolerar defectos

El gráfico de la Figura 13 también facilita el acondicionamiento de las presiones, es decir permite determinar de una manera rápida la presión a la que debe operarse un gasoducto ante la detección de defectos volumétricos no pasantes. En la Figura 15 se muestran dos ejemplos de acondicionamiento de presiones.

**Ejemplo 3:** Suponiendo que en el gasoducto se hubieran detectado escamas por corrosión de largo de 200mm y profundidad de 2.47mm, se desea determinar la presión operativa segura con un coeficiente de seguridad igual a 1.5. Se ubica el punto C en el gráfico que corresponde a  $d/t = 0.48$  ( $2.47/5.16$ ) y  $L = 200$  y se determina que la presión interna que producirá la falla tiene un valor de  $80 \text{ Kg/cm}^2$ , notar que ese valor se puede calcular directamente usando la ecuación (6). Por lo tanto el valor seguro de presión de operación para el gasoducto es  $p_o = 53.3 \text{ Kg/cm}^2$  ( $80/1.5$ ) como se indica en la Figura 15.

**Ejemplo 4:** Suponiendo un caso similar al anterior donde se hubieran detectado escamas por corrosión algo más cortas pero más profundas, de largo igual a 130mm y profundidad 2.66mm. Se ubica el punto D en el gráfico que corresponde a  $d/t = 0.516$  ( $2.66/5.16$ ) y  $L = 130$ mm donde se lee que presión interna que producirá la falla vale  $80 \text{ Kg/cm}^2$ . Notar que es el mismo valor del Ejemplo 3 y por lo tanto correspondería usar nuevamente  $p_o = 53.3 \text{ Kg/cm}^2$  ( $80/1.5$ ) como valor de la presión de operación acondicionada. No obstante, como en este caso la presión de transición para  $L = 130$ mm es  $p_T = 47.7 \text{ Kg/cm}^2$  (valor próximo a 53.3), se puede adoptar un valor inferior, por ejemplo,  $p_o = 46 \text{ Kg/cm}^2$ . De esta manera se tiene un coeficiente de seguridad algo mayor ( $80/46 = 1.74$ ) y además se modifica el modo de falla que pasa a ser sólo fuga de gas en vez de rotura del gasoducto (todo el esquema se ha indicado en la Figura 15).

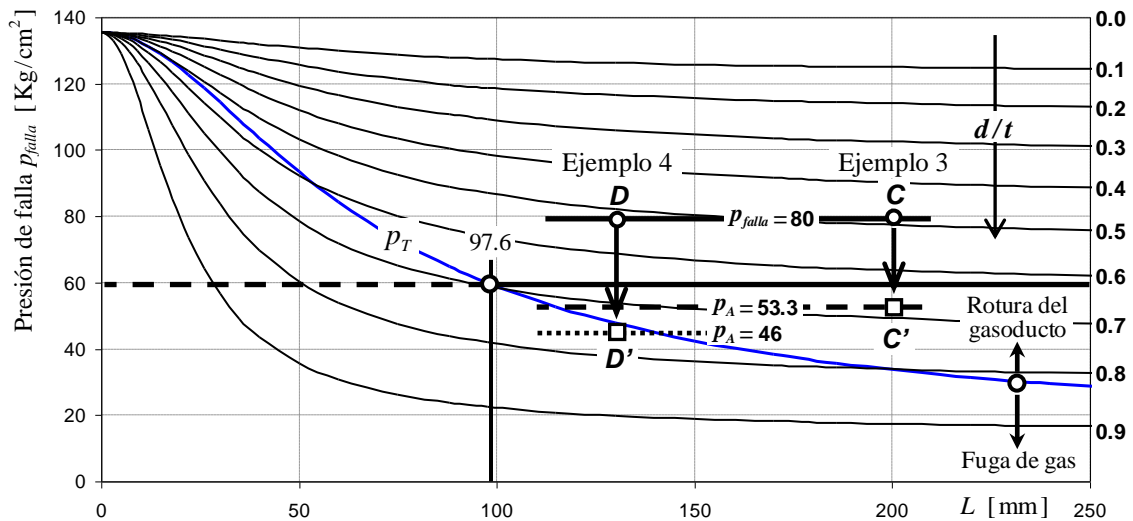


Figura 15: Acondicionamiento de la presión de operación para tolerar defectos volumétricos.

### Profundidad crítica de los defectos en función de su largo

La curva de la Figura 16 muestra el tamaño de los defectos críticos para la presión de operación  $p_o = 60 \text{ Kg/cm}^2$  del Gasoducto Ferreyra. Se observa que para la presión operativa no existe un único defecto de tamaño crítico, se tiene un rango de tamaños críticos, desde muy cortos y muy profundos (como en el punto A) hasta muy largos y medianamente profundos, (como en el punto B) que son críticos para esa presión operativa. La zona de la izquierda ( $L < 97.6 \text{ mm}$ ) contiene los defectos que no producirán rotura en caso de llegar a falla por aumento de la profundidad (en este caso sólo se tratará de una fuga de gas). En cambio, la zona de la derecha ( $L > 97.6 \text{ mm}$ ) contiene los defectos que eventualmente producirán una rotura brusca del gasoducto, en caso de llegar a falla por aumento de la profundidad. Según la ecuación (15) existe una asíntota en  $d_m = 2.87 \text{ mm}$  ( $0.557 \times 5.16$ ). Por lo tanto los defectos cuya profundidad sea inferior a  $2.87 \text{ mm}$  no producirán falla cualquiera sea su longitud, sino aumenta su profundidad (zona inferior del gráfico).

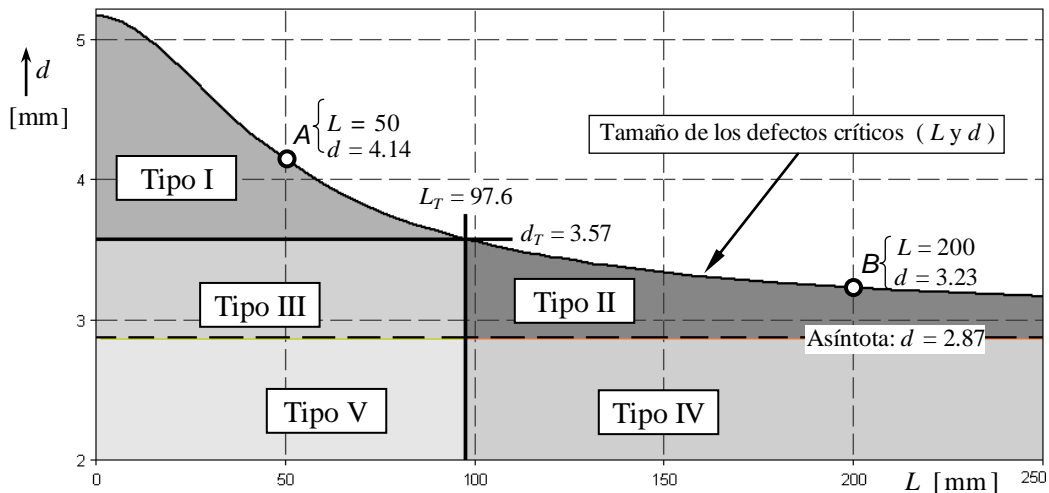


Figura 16: Tamaño de los defectos que son críticos y producirían la falla del gasoducto – ecuación (11).

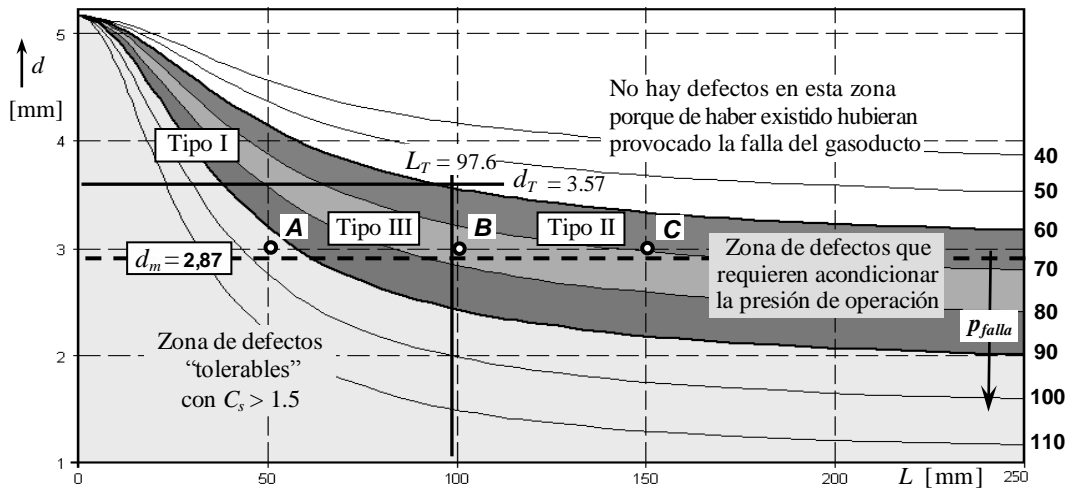
### Tamaño de los defectos tolerables

En la sección anterior se determinó el tamaño crítico de los defectos que producirían la falla del Gasoducto Ferreyra. El tamaño crítico de los defectos depende del valor de la presión operativa ( $p_o$ ), y para la operación segura del gasoducto se debe adoptar un coeficiente de seguridad,  $C_{s_{min}}$ , que determine si un defecto es “tolerable”.

En la Figura 17 se ha graficado, para el Gasoducto Ferreyra, el tamaño de los defectos críticos, considerando una



familia de valores de la presión de operación comprendidos entre 40 y 110 Kg/cm<sup>2</sup> con intervalos de 10 Kg/cm<sup>2</sup>. Si por ejemplo, se adopta un coeficiente de seguridad en presiones, dado por la ecuación (24) igual a 1.5, se considerarán “tolerables” todos los defectos volumétricos cuyas coordenadas, largo y profundidad, los ubiquen en la zona sombreada abajo de la curva correspondiente a una presión de operación de 90 Kg/cm<sup>2</sup>.



**Figura 17: Tamaño de los defectos tolerables con un coeficiente de seguridad  $C_{s_{min}} = 1.5$ .**

A modo de ejemplo, se indican tres puntos A, B y C que corresponden a defectos con igual profundidad, 3mm y largos 50, 100 y 150mm respectivamente. Las presiones de falla se pueden interpolar en el gráfico o calcular usando la ecuación (6); mientras que los coeficientes de seguridad ( $C_s$ ) y las presiones de operación acondicionadas ( $p_A$ ) se calculan usando la ecuación (24). Los resultados se resumen en la Tabla 5. Notar que los defectos B y C por estar en la zona sombreada oscura requieren acondicionar la presión de operación para mantener  $C_s \geq 1.5$ , además el defecto C es más peligroso.

**Tabla 5: Análisis de la seguridad de tres potenciales defectos volumétricos tomados como ejemplos.**

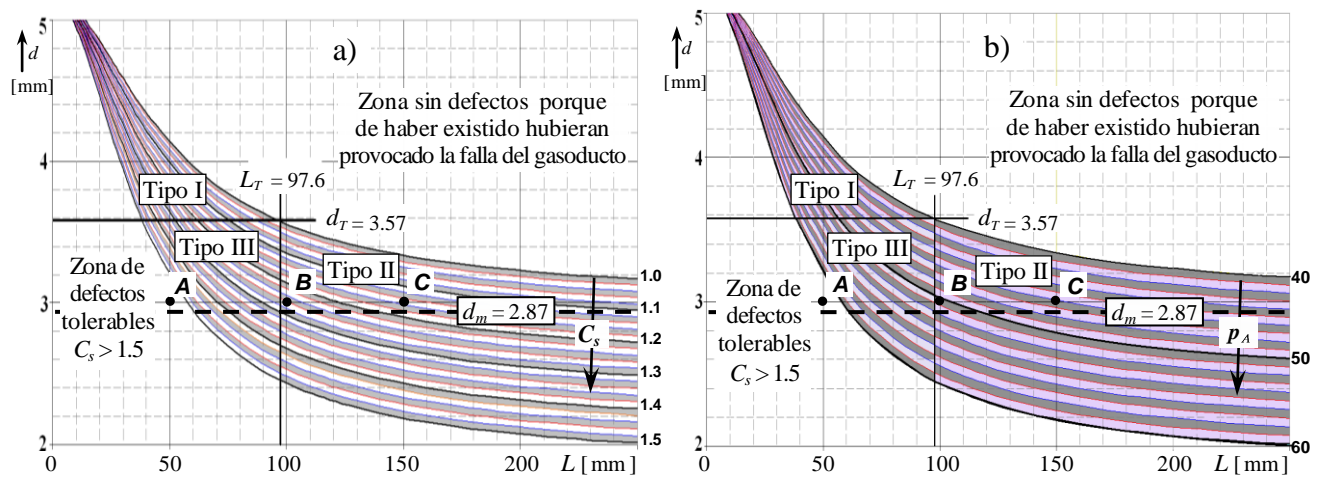
Defecto	Profundidad $d$ [mm]	Largo $L$ [mm]	Tipo de defecto	Presión de falla $p_{falla}$ [Kg/cm <sup>2</sup> ]	Coficiente de seguridad $C_s$	Presión de operación acondicionada $p_A$ [Kg/cm <sup>2</sup> ]
A	3	50	Tipo III	94.6	1.58	-----
B	3	100	Tipo II	75.8	1.26	50.6 (75.8/1.5)
C	3	150	Tipo II	69.3	1.15	46.2 (69.3/1.5)

### Coficiente de seguridad en presiones en función del tamaño de los defectos

En la Figura 18-a se presenta un gráfico de doble entrada para determinar el coeficiente de seguridad en presiones en función de las dimensiones ( $L$  y  $d$ ) de los defectos. Se repiten los tres defectos de la Figura 17 y se leen los valores dados en la Tabla 5 ( $C_{s_B} = 1.26$  y  $C_{s_C} = 1.15$ ).

### Acondicionamiento de la presión operativa para tolerar defectos

El gráfico de la Figura 18-b contiene la misma información que las Figura 17 y 18-a pero esta presentada 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  $C_s < C_{s_{min}} = 1.5$ ). Se repiten nuevamente los tres defectos de la Figura 17 y se leen los valores dados en la Tabla 5 ( $p_{A_B} = 50.5$  y  $p_{A_C} = 46.2$ ). Notar que las Figuras 17, 18-a y 18-b contienen la misma información.



**Figura 18: a) Coeficiente de seguridad en presiones en función del tamaño de los defectos no tolerables con  $C_{s\min} = 1.5$ ; b) determinación de la presión de operación acondicionada para tolerar defectos con un  $C_s \geq 1.5$ .**

## 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 defectos volumétricos, existentes o potenciales, mediante un modelo para determinar el estado tensional basado en la tensión de flujo del material de la cañería que es apropiado para estudiar el comportamiento de defectos volumétricos debidos al fenómeno de corrosión. Se definieron las condiciones de seguridad del sistema según el tamaño de los potenciales defectos y la presión de operación.

Se determinó:

- 1) el tamaño ( $L_c, d_c$ ) de los defectos que serían críticos y producirían la falla del gasoducto,
- 2) el tamaño de los defectos tolerables en función del coeficiente de seguridad adoptado,
- 3) la profundidad máxima ( $d_m$ ) que pueden tener los defectos que no producirán falla cualquiera sea su largo,
- 4) 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
- 5) 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, esto 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 un gasoducto en caso de detectarse un defecto no “tolerable” hasta que el mismo sea reparado.

## REFERENCIAS

- API Spec 5L (2008). Specification for Line Pipe, 44th Edition, *American Petroleum Institute*, [www.api.org](http://www.api.org).
- ASME B31.8 (2007). Gas Transmission and Distribution Piping Systems, ASME Code for Pressure Piping B31, *The American Society of Mechanical Engineers*, [www.asme.org](http://www.asme.org).
- ASME B31.8S (2004). Managing System Integrity of Gas Pipelines, ASME Code for Pressure Piping B31, Supplement of ASME B31.8, *The American Society of Mechanical Engineers*, [www.asme.org](http://www.asme.org).

- ASME B31G (2004). Manual for Determining the Remaining Strength of Corroded Pipelines, ASME Code for Pressure Piping B31, Supplement to ASME B31 Code for Pressure Piping, *The American Society of Mechanical Engineers*, www.asme.org.
- ASME B36.10M (2004). Welded and Seamless Wrought Steel Pipe, *The American Society of Mechanical Engineers*, www.asme.org.
- ASTM A53 (2007). ASTM A53 / A53M - 07 Standard Specification for Pipe, Steel, Black and Hot-Dipped, Zinc-Coated, Welded and Seamless, *ASTM International*, www.astm.org.
- Baker, M. Jr. Inc. y Kiefner y Associates Inc. (2003). TTO Number 5, Integrity management program: Low frequency ERW and lap welded longitudinal seam evaluation, Department of Transportation OPS.
- Eiber, R., Bubenik, T. y 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 64-174.
- Hahn, G. T., Sarrate, M. y 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, Argentina.
- Kiefner, J. F. y Duffy, A. R. (1971). "Summary of research to determine the strength of corroded areas in line pipe", presented at a public hearing held by the Office of Pipeline Safety, Department of Transportation, Notice 71-3, Docket No. OPS-5.
- Kiefner, J. F. y Vieth, P. H. (1989). "A modified criterion for evaluating the remaining strength of corroded pipe", Project PR-3-805, Pipeline Research Committee, American Gas Association, Catalog No. L51609.
- Kiefner, J. F., Masey, W. A., Eiber, R. J. y 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.
- Massa, J. C. y Giudici, A. J. (2009). "Comportamiento de un gasoducto con fisuras", *Revista Internacional de Desastres Naturales, Accidentes y Infraestructura Civil*, Vol. 9, No. (1-2), pp. 143-162.
- NAG 100 (1993). Normas Argentinas mínimas de seguridad para el transporte y distribución de gas natural y otros gases por cañerías.
- Otegui, J. L. y Rubertis, E. (2008). "Cañerías y recipientes de presión", Eudem.
- Silva, F. C. y 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*, Bs As, Argentina.

