



FORO
DOCENTE
DEL AREA
MECÁNICA
DE LAS
INGENIERÍAS

FoDAMI



II CAIM 2010
Segundo Congreso Argentino
de Ingeniería Mecánica
San Juan - Noviembre 2010

Tipificación de los defectos volumétricos en cañerías de conducción de gas con problemas de corrosión

Julio Massa, Alejandro Giudici, Jorge Muract

*Facultad de Ciencias Exactas Físicas y Naturales – Universidad Nacional de Córdoba
Departamento de Estructuras, Casilla de Correo 916, (5000) Córdoba, Argentina*

Tel: (0351) 4334145 int 34 - E-mail: jmassa@efn.uncor.edu

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 para cumplir con las regulaciones internacionales con el objeto de minimizar los eventos negativos para la población.

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” (generalmente debido al fenómeno de la corrosión) 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 del 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 determina el tamaño de los defectos que son críticos, se propone una tipificación de los defectos según su tamaño basado en su potencial crecimiento hasta la falla y su coeficiente de seguridad, 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 Claves: Cañerías, gasoductos, defectos, corrosión, seguridad.

1. INTRODUCCIÓN

En el diseño de los sistemas de transporte y distribución de gas se consideran dos aspectos fundamentales: a) la capacidad de conducción de fluido y b) la seguridad de las instalaciones. 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 [1], ASME B31.8S [2] y NAG 100 [3], con el fin de garantizar la integridad de los ciudadanos y sus bienes, y que son permanentemente actualizadas de acuerdo con los avances tecnológicos.

Las regulaciones 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,
- e) capacitación permanente del personal que interviene en las actividades antes indicadas.

Este trabajo tiene por objeto el análisis del comportamiento mecánico de una cañería ante la presencia de defectos, ya que afectan 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 hasta 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. Para evaluar el comportamiento del gasoducto analizado, se utiliza un modelo que permite definir las condiciones de seguridad del sistema a partir del tamaño de los defectos, de las dimensiones de la sección de cañería, de las propiedades mecánicas del material utilizado, de la presión operativa del gasoducto y del coeficiente de seguridad adoptado.

2. CARACTERÍSTICAS DE LAS CAÑERÍAS DE CONDUCCIÓN DE GAS

Las cañerías metálicas para conducción de gas se fabrican de acuerdo con las dimensiones establecidas por la norma ANSI/ASME B.36.10 [4]. El material de construcción habitualmente usado en la Argentina para este tipo de cañerías responde a las normas API 5L [5] o ASTM A53 [6]. Los principales métodos de fabricación para estos ductos (API 5L [5]; ASTM A53 [6]; Otegui y Rubertis [7]) son: a) Cañerías sin costura; b) Cañerías con costura helicoidal y c) Cañerías con costura longitudinal.

3. TIPOS DE DEFECTOS PRESENTES EN LAS CAÑERÍAS DE GAS

En este trabajo se estudia la incidencia de defectos volumétricos (generalmente debidos a la corrosión), 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.

3.1 Tipos de defectos

Un defecto volumétrico es una pérdida de espesor de la pared del ducto, que puede ser externa o 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 1 muestra un defecto volumétrico producido por corrosión externa.

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

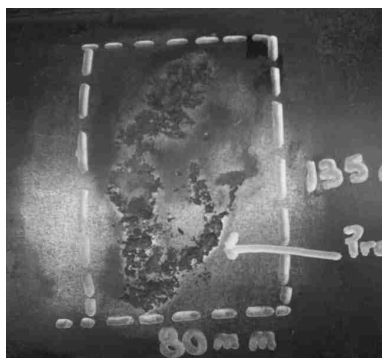


Figura 1: Defecto volumétrico producido por corrosión externa



Figura 2: Defecto plano del tipo colonia de fisuras

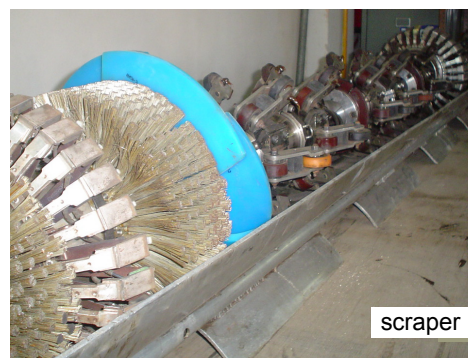


Figura 3: Raspador instrumentado para inspección en línea

3.2 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 [8, 9]. 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) y por los defectos geométricos (abolladuras), que no se tratan en este trabajo.

3.3 Técnicas para detectar defectos en las cañerías

Todas las regulaciones [1, 2, 3] 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, b) Prueba hidrostática y c) Evaluación directa.

Técnica del scraper instrumentado: Se 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 que se utiliza para hacer las corridas. 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.

Prueba hidrostática: Es 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 con certeza la magnitud de los defectos que sobreviven al ensayo.

Evaluación directa: 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 de evaluación directa, inyecta tensión o corriente eléctrica (tanto alterna como continua) al gasoducto, con el objeto de determinar los sectores donde está deteriorado el revestimiento aislante 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.

4. FALLAS DE LAS CAÑERÍAS 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 [10].

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

En el caso de un defecto no pasante del tipo volumétrico, se puede relacionar la tensión nominal de falla, σ_{falla} , con la tensión de flujo del material, $\bar{\sigma}$, de la siguiente forma [11, 12]:

$$\sigma_{falla} = \bar{\sigma} \frac{A_0 - A}{A_0 - (A/M_F)} \quad (1)$$

donde A_0 es el área original sin el defecto asociada al espesor t de la cañería ($A_0 = 2 c t$, ver Figura 4), A es el área del defecto asociada a la profundidad d , c es la mitad del largo del defecto en el sentido del eje de la cañería (ver Figura 4), $\bar{\sigma}$ es la tensión de flujo y M_F es el factor de Folias, que en el caso de un defecto rectangular pasante se calcula a partir de la variable x que es el largo adimensional del defecto:

$$x = \frac{c^2}{Dt} \rightarrow M_F = \begin{cases} \sqrt{1 + 2,51x - 0,054x^2} & \dots\dots\dots x < 12,5 \\ 0,128x + 3,3 & \dots\dots\dots x \geq 12,5 \end{cases} \quad (2)$$

donde D el diámetro exterior de la cañería. Es muy importante notar que cuando c tiende a infinito, x tiende a infinito y por lo tanto M_F también tiende a infinito. En la Figura 5 se ha graficado la Ecuación (2), notar que cuando c es grande M_F crece linealmente con x pero con el cuadrado de c .

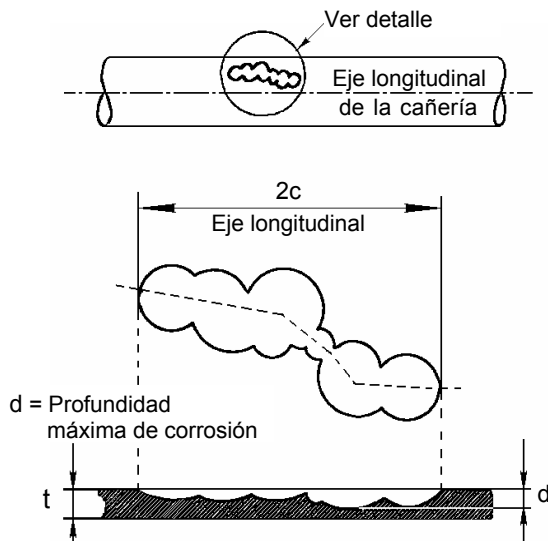


Figura 4: Esquema de un defecto volumétrico causado por oxidación

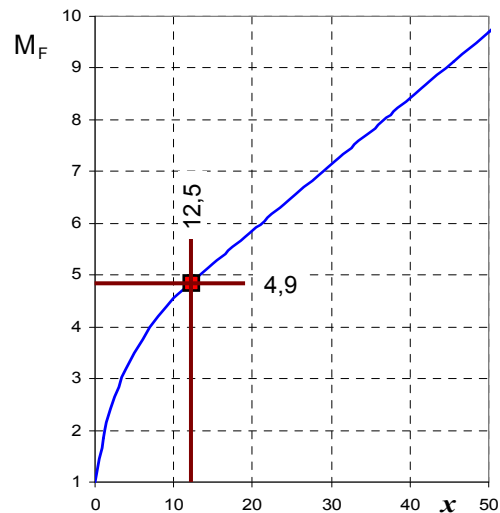


Figura 5: Variación del Factor de Folias M_F en función del largo adimensional $x = c^2/(Dt)$

Para un defecto rectangular $A_0 = 2ct$ y $A = 2cd$ entonces la Ecuación (1) se reduce a:

$$\sigma_{falla} = \bar{\sigma} \frac{t-d}{t-d/M_F} \quad (\text{defecto no pasante}) \quad (3)$$

Se puede demostrar que cuando d tiende a t la tensión de falla tiende a cero.

La tensión circunferencial nominal (ignorando el defecto), σ_c , en la cañería depende de la presión interior, p , y se calcula mediante la conocida fórmula de Barlow:

$$\sigma_c = \frac{pD}{2t} \quad (4)$$

Igualando las Ecuaciones (3) y (4) se puede despejar el valor de la presión interior que produce la falla para

el defecto no pasante ($\sigma_c = \sigma_{falla} \Rightarrow p = p_{falla}$):

$$p_{falla} = \frac{2t\bar{\sigma}(t-d)}{D(t-d/M_F)} \quad (\text{defecto no pasante}) \quad (5)$$

En la Ecuación (5) se puede despejar la profundidad del defecto que produce falla en una cañería trabajando a una presión operativa p_0 en función del largo del defecto:

$$c \rightarrow M_F \rightarrow d_{falla} = \frac{1-\bar{p}_0}{1-\bar{p}_0/M_F} t \quad \text{donde} \quad \bar{p}_0 = \frac{p_0 D}{2t\bar{\sigma}} \quad (6)$$

Notar que M_F depende de c y por lo tanto del largo del defecto. Cuando el largo tiende a infinito M_F también tiende a infinito.

$$c \rightarrow \infty \Rightarrow d \rightarrow d_m \quad d_m = (1-\bar{p}_0)t \quad (7)$$

por lo tanto los defectos con profundidad inferior a d_m no producirán falla cualquiera sea su longitud.

4.2 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 y otros [13] dedujeron el valor de la tensión de transición, σ_T , que permite determinar el tipo de falla en el caso de materiales de alta tenacidad con defectos volumétricos pasantes [14] considerando el criterio de flujo plástico en el momento de la inestabilidad:

$$\sigma_T = \frac{\bar{\sigma}}{M_F} \quad (\text{defecto pasante}) \quad (8)$$

Igualando las Ecuaciones (4) y (8) se puede despejar la presión interna de transición ($\sigma_c = \sigma_T \Rightarrow p = p_T$):

$$p_T = \frac{2t\bar{\sigma}}{DM_F} \quad (\text{defecto pasante}) \quad (9)$$

por lo tanto, para un valor dado del largo del defecto pasante ($2c$) se tiene:

$$p > p_T \Rightarrow \text{rotura de la cañería} \quad p < p_T \Rightarrow \text{fuga de gas} \quad (10)$$

Observando (9) 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,

$$c \rightarrow \infty \Rightarrow M_F \rightarrow \infty \Rightarrow p_T \rightarrow 0 \Rightarrow \text{rotura de cañería} \quad (11)$$

notar que cuando c tiende a infinito, M_F tiende a infinito y por lo tanto p_T tiende a cero.

El tipo de falla que eventualmente se desarrollará a partir de un defecto dado depende del factor de Folias M_F , que a su vez depende de las dimensiones de la cañería. La concentración de tensiones debida a la protuberancia causada por la presión interior en la zona del defecto aumenta cuando la longitud del defecto aumenta o cuando disminuye el diámetro o el espesor de 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.

5. TIPIFICACIÓN DE LOS DEFECTOS SEGÚN SU POTENCIAL CRECIMIENTO HASTA LA FALLA

5.1 Tamaño de transición en el modo de falla de los defectos críticos (Largo L_T y profundidad d_T)

Igualando la presión de transición p_T dada por la Ecuación (9) a la presión de operación de la cañería p_0 se puede despejar M_{F_T} , notar que se ha usado \bar{p}_0 definido en la Ecuación (6):

$$p_T = p_0 \Rightarrow M_{F_T} = \frac{2t\bar{\sigma}}{p_0 D} = \frac{1}{\bar{p}_0} \quad (12)$$

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 (12) en la Ecuación (6) se puede calcular la profundidad mínima, d_T , que garantiza que su único potencial modo de falla será "fuga de gas", 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.

$$d_T = \frac{1 - \bar{p}_0}{1 - (\bar{p}_0)^2} t \quad (13)$$

Igualando las Ecuaciones (2) y (12) se puede despejar x . Notar que en la Ecuación (2) cuando $x = 12,5$ implica que $M_F = 4,9$ y que $1/4,9 = 0,204$. Operando algebraicamente se obtiene la expresión para L_T :

$$\xrightarrow{\text{Ec. (13)}} d_T \xrightarrow{\text{Ec. (12)}} M_{F_T} \longrightarrow L_T = \begin{cases} 9,64 \sqrt{Dt \left\{ 1 - \sqrt{1 - \left[(1/\bar{p}_0)^2 - 1 \right] / 29,2} \right\}} \dots\dots \bar{p}_0 > 0,204 \\ 5,59 \sqrt{Dt \left[(1/\bar{p}_0) - 3,3 \right]} \dots\dots \bar{p}_0 \leq 0,204 \end{cases} \quad (14)$$

5.2 Tipos de defectos según su tamaño basado en su potencial crecimiento hasta la falla

Las dimensiones, d_m , d_T y L_T , dadas por las Ecuaciones (7), (13) y (14), permiten tipificar los defectos. En la Figura 6 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 tornarse 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 . 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 .

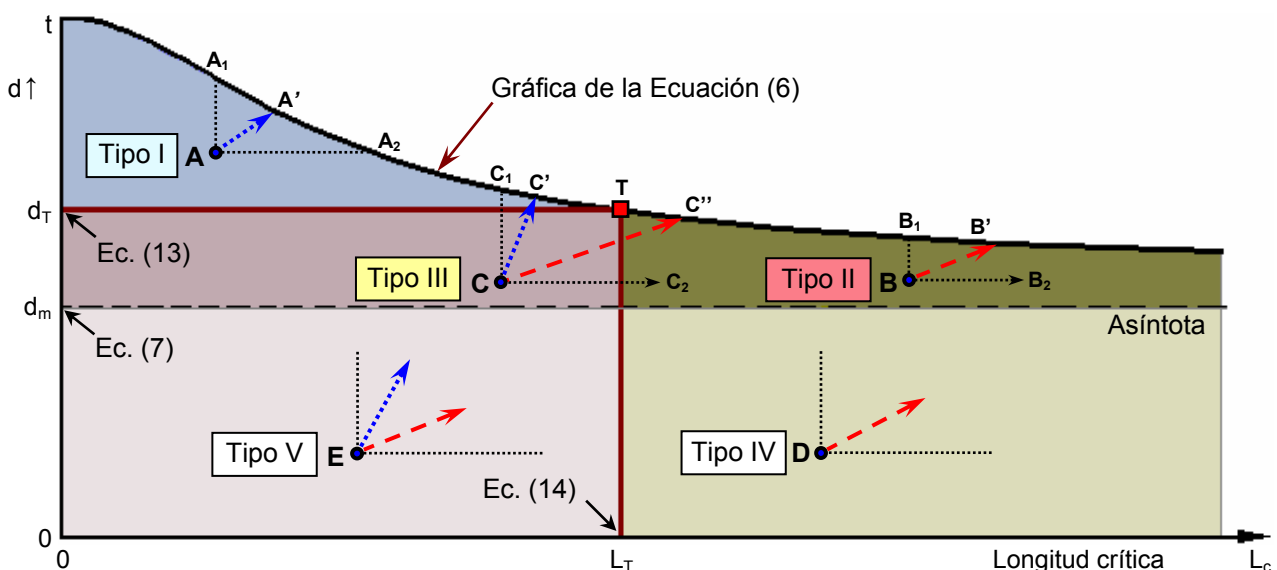


Figura 6: Tipificación de los defectos según su potencial crecimiento hasta la falla

Por lo anteriormente mencionado se propone la siguiente tipificación para los defectos según su tamaño basado en su potencial crecimiento hasta la falla y que 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 potencial crecimiento hasta la falla

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

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

En la Figura 6 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 (5) y definir un coeficiente de seguridad en presiones (C_s), para el defecto en cuestión. Si el C_s resulta inferior al mínimo tolerable ($C_{s_{min}}$) se debe reducir la presión de operación a un valor inferior p_A , denominado presión acondicionada, hasta que el defecto sea reparado:

$$C_s = \frac{p_{falla}}{p_o} \quad \text{si } C_s < C_{s_{min}} \Rightarrow p_A = \frac{p_{falla}}{C_{s_{min}}} \quad (15)$$

6. ESTUDIO DEL COMPORTAMIENTO DEL GASODUCTO FERREYRA FRENTE A DEFECTOS VOLUMÉTRICOS

Como caso de estudio se eligió el Gasoducto Ferreyra que es uno de los alimentadores de 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 [15].

6.1 Características mecánicas, geométricas y operativas del Gasoducto Ferreyra

Teniendo en cuenta que la actual empresa concesionaria del gasoducto no tiene registrado con que material fue construido el gasoducto de Ferreyra, asume que el material es del tipo: API 5L X42, dadas las calidades habituales de las cañerías utilizadas en la Argentina cuando se construyó el 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 3 se resumen las características mecánicas, geométricas y operativas utilizadas en el estudio.

Tabla 3: Datos utilizados en el estudio del Gasoducto Ferreyra

Diámetro exterior $D = 273$ mm	Espesor $t = 5,16$ mm	Tensión de fluencia $\sigma_f = 2960$ Kg/cm ²
Presión operativa $p_o = 60$ Kg/cm ²	Material: API 5L X42	Tensión de flujo $\bar{\sigma} = 3660$ Kg/cm ²

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

En la Figura 7 se ha graficado la presión de transición del Gasoducto Ferreyra, para defectos volumétricos pasantes, en función de la longitud, $2c$, de los defectos, de acuerdo con la Ecuación (9) utilizando los valores de la Tabla 3. El rango de 400 mm para los defectos considerados en el gráfico corresponde aproximadamente a 1,5 diámetros ($2c/D = 400/273 \approx 1,5$). La curva separa dos zonas, que permiten predecir el tipo de falla originado por un defecto volumétrico pasante, según su longitud:

- En la zona superior a la curva, la falla producirá una rotura brusca del gasoducto;
- En la zona inferior a la curva, la falla sólo producirá una fuga de gas (sin rotura).

Teniendo en cuenta que la presión de trabajo del Gasoducto Ferreyra es $p_o = 60$ Kg/cm², se puede anticipar que los defectos "cortos" de menos de 100,4 mm ($2c < 100,4$) si llegan a la falla sólo producen fuga de gas, mientras que los defectos "largos" de más de 100,4 mm, son potencialmente más peligrosos porque si fallan producirán rotura de la cañería. En la Figura 7 se observa que la presión de transición disminuye cuando crece el largo de los defectos: $L \rightarrow \infty \Rightarrow p_T \rightarrow 0$, esto se debe a que $M_F \rightarrow \infty$ en la Ecuación (9).

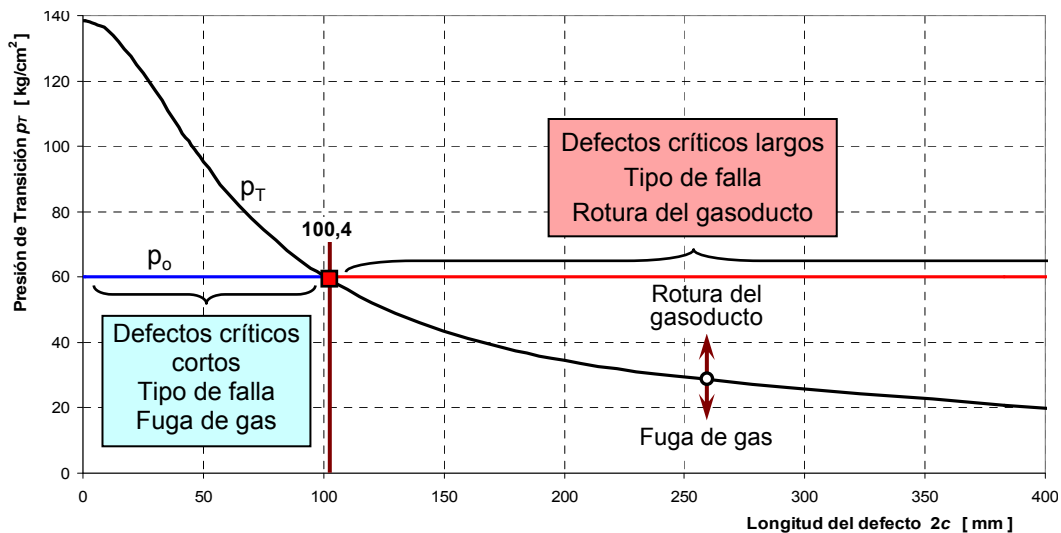


Figura 7: Presión de transición del Gasoducto Ferreyra en función de la longitud de los defectos pasantes - Ecuación (9)

En la Figura 8 además de la curva ya analizada en la Figura 7, se incluyen las curvas de presión interna de falla (para defectos no pasantes) en función de la longitud ($2c$) usando la Ecuación (5). Se han considerado, en forma paramétrica, defectos de profundidad, d , creciente de valores adimensionalizados, d/t , entre 0,2 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 $d/t \approx 0,635$).

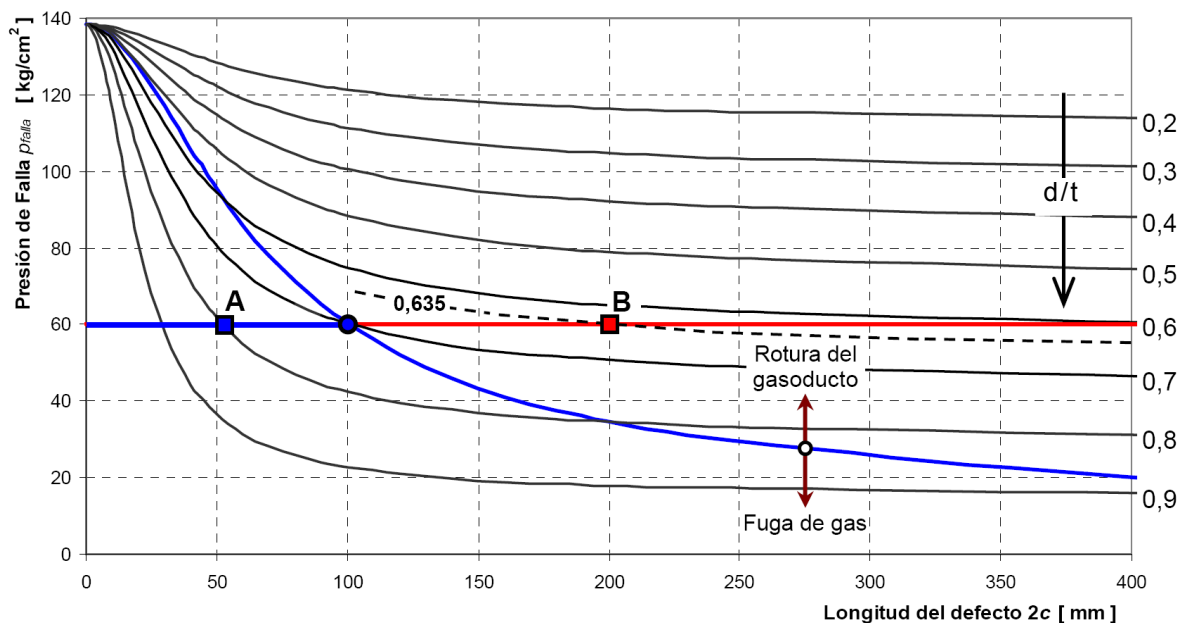


Figura 8: Presión interna de falla del Gasoducto Ferreyra en función de la longitud ($2c$) y la profundidad (d/t). Ecuación (5)

6.3 Incidencia del tamaño del defecto: largo y profundidad

En esta sección se ilustra sobre el uso del gráfico de la Figura 8 basado en la Ecuación (5). En la Figura 9 se muestran dos ejemplos donde se analiza el comportamiento de la cañería en el caso de un defecto de largo fijo y de profundidad creciente. La peligrosidad potencial de un defecto depende tanto del largo como de la profundidad del defecto.

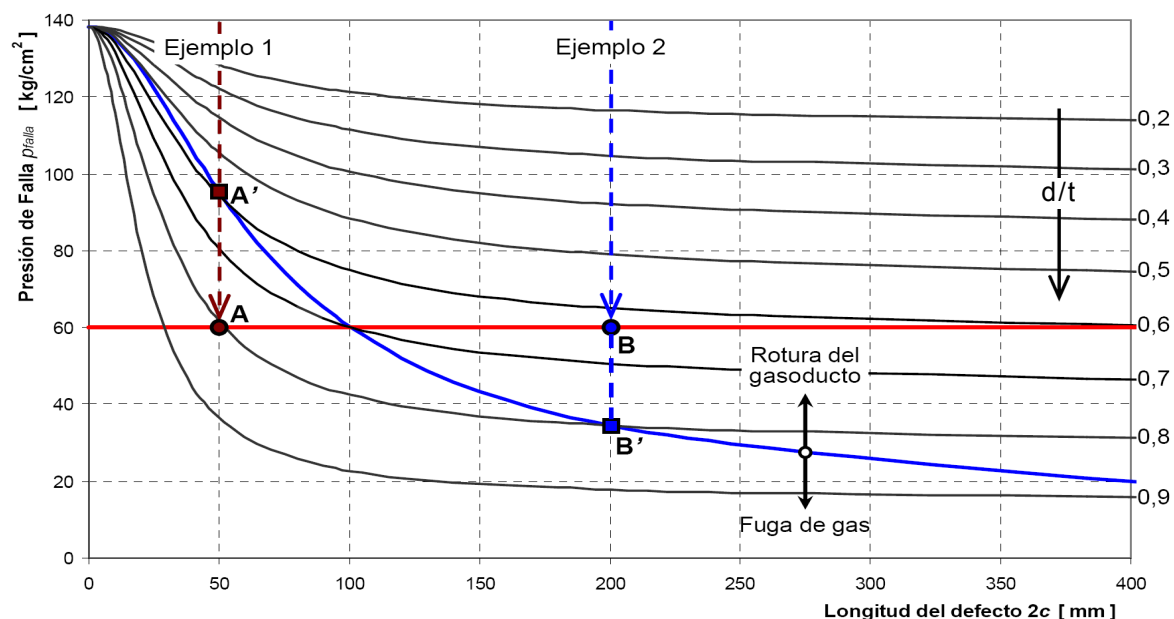


Figura 9: Incidencia del tamaño de los defectos en el Gasoducto Ferreyra (largo y profundidad)

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 0,81, o sea $d < 0,81 \times t = 0,81 \times 5,16 \approx 4,2$. Cuando la profundidad del defecto supera los 4,2 mm (punto A en la Figura 9) se producirá fuga de gas hasta que el problema sea reparado ya que la presión de falla (que es la presión en el gasoducto $p_{int} = 60$) es menor que la presión de transición correspondiente a 50 mm (punto A' donde $p_T = 95,5$).

Ejemplo 2: Similarmente si se considera un defecto no pasante de longitud igual a 200 mm cuya profundidad es creciente. No habrá falla mientras d/t sea menor a 0,635 (punto B de la Figura 9). Pero en este caso el tipo de falla será muy diferente. Cuando la profundidad del defecto supere los 3,28 mm ($0,635 \times 5,16$) 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 200 mm (punto B' donde $p_T = 34,5$).

6.4 Acondicionamiento de la presión de operación para tolerar defectos

El gráfico de la Figura 8 también facilita el acondicionamiento de las presiones, es decir permite determinar de una manera rápida la presión (p_A) a la que debe operarse un gasoducto ante la detección de defectos volumétricos no pasantes. En la Figura 10 se muestran dos ejemplos de acondicionamiento de presiones.

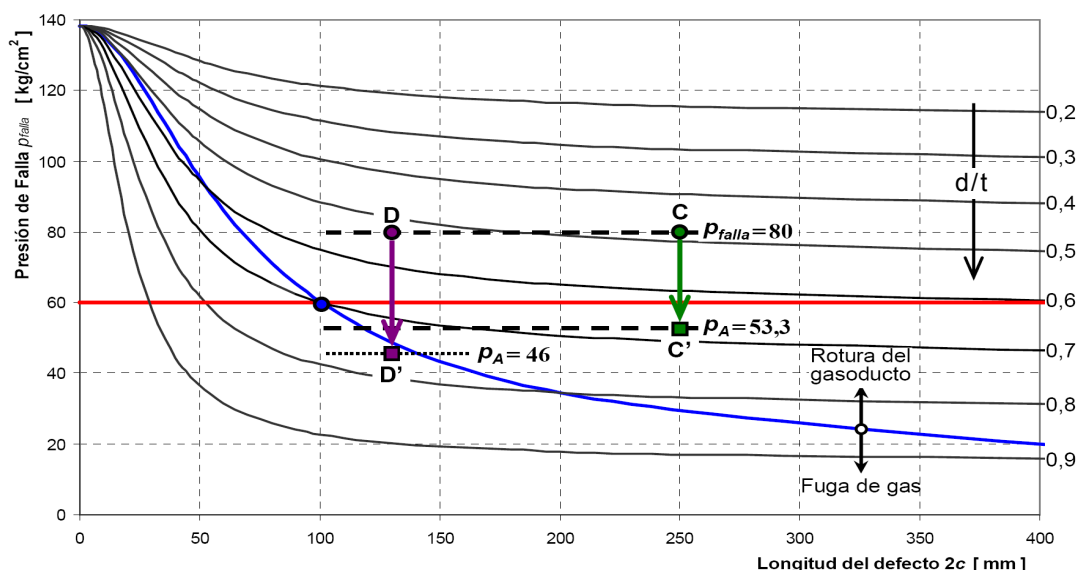


Figura 10: Acondicionamiento de la presión de operación para tolerar defectos volumétricos

Ejemplo 3: Suponiendo que en el gasoducto se hubieran detectado escamas por corrosión de largo no mayor a 250 mm y profundidad máxima de 2,48 mm, 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 $d/t = 0,481$ ($2,48/5,16$) y $2c = 250$ donde se lee la presión interna que producirá la falla cuyo valor es igual a 80 Kg/cm^2 , notar que ese valor se puede calcular directamente usando la Ecuación (5). Por lo tanto el valor seguro de presión de operación para el gasoducto es $p_A = 53,3 \text{ Kg/cm}^2$ ($80/1,5$) como se indica en la Figura 10.

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 130 mm y profundidad máxima de 2,73 mm. Se ubica el punto D en el gráfico que corresponde a $d/t = 0,53$ ($2,73/5,16$) y $2c = 130$ mm donde se lee la presión interna que producirá la falla cuyo valor es 80 Kg/cm^2 . Notar que es el mismo valor del caso anterior y por lo tanto correspondería usar nuevamente $p_A = 53,3 \text{ Kg/cm}^2$ ($80/1,5$) como límite de la presión de operación acondicionada. No obstante, como en este caso la presión de transición para $2c = 130$ mm es $p_T = 48,8 \text{ Kg/cm}^2$ (valor próximo a 53,3), se puede adoptar un valor inferior, por ejemplo, $p_A = 46 \text{ Kg/cm}^2$. 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 de la cañería (todo el esquema se ha indicado en la Figura 10).

7. 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 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 que presenta algunos signos de corrosión.

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 el tamaño de los defectos que son críticos porque producirán la falla del gasoducto y el tamaño de los defectos que son tolerables en función del coeficiente de seguridad adoptado. Se propuso una tipificación para los defectos según su tamaño basado en su potencial crecimiento hasta la falla. Finalmente 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 y hasta que el mismo sea reparado.

8. REFERENCIAS

- [1] ASME B31.8, *Gas transmission and distribution piping systems*, 2007.
- [2] ASME B31.8S, *Managing system integrity of gas pipelines*, 2004.
- [3] NAG 100, *Normas Argentinas mínimas de seguridad para el transporte y distribución de gas natural y otros gases por cañerías*, 1993.
- [4] ASME B36.10M, *Welded and seamless wrought steel pipe*, 2004.
- [5] API Spec 5L, *44th Edition, Specification for line pipe*, 2008.
- [6] ASTM A53, *Standard specification for pipe, steel, black and hot-dipped, zinc-coated, welded and seamless*, 2007.
- [7] J.L. Otegui, E. Rubertis, *Cañerías y recipientes de presión*, Eudem, 2008.
- [8] R. Eiber, T. Bubenik, W. Maxey, Fracture control technology for natural gas pipelines, *American Gas Association, Project PR-3-9113, Report NG-18 No.208*, December 1993.
- [9] F.C. Silva, P.M. Hryciuk, 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, November 2000.
- [10] J.F. Kiefner, A.R. Duffy, *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, July 20, 1971.
- [11] M. Baker Jr. Inc, Kiefner and Associates Inc. TTO Number 5, Integrity management program. Low frequency ERW and lap welded longitudinal seam evaluation, *Department of Transportation OPS*, October 2003.
- [12] E.S. Folias, The stress in a cylindrical shell containing an axial crack. *Aerospace Laboratories, ARL 64-174*, 1964.
- [13] G.T. Hahn, M. Sarrate, A.R. Rosenfield, Criteria for crack extension in cylindrical pressure vessels, *International Journal of Fracture Mechanics*, Vol. 5, pp.187-210, 1969.
- [14] J.F. Kiefner, W.A. Masey, R.J. Eiber, A.R. Duffi, 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, 1973.
- [15] INTI, Informe N° O.T.: 56644, *Instituto Nacional de Tecnología Industrial - Centro Regional Córdoba*, Junio de 2009.