



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

Coeficiente de seguridad y acondicionamiento de la presión operativa en gasoductos con fisuras

Alejandro J. Giudici, Ariel E. Matusевич, Juan F. Giró

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: ajjudici@gmail.com

RESUMEN

En este artículo se abordan las condiciones de seguridad de un gasoducto según el tamaño de sus defectos planos (grietas o fisuras) y su presión de operación; tratando el problema del acondicionamiento de la presión para determinar de una manera rápida la presión reducida a la que debería operarse un gasoducto ante la detección de una fisura de tamaño “no tolerable”, hasta que el defecto sea reparado. El tamaño de los defectos “tolerables” depende del coeficiente de seguridad en presiones adoptado.

El estado tensional asociado a los defectos se determina utilizando un modelo basado en la tenacidad del material de la cañería, que es apropiado para estudiar el comportamiento de grietas o fisuras. Este modelo permite calcular, dependiendo de las dimensiones de la cañería y del largo de los defectos, 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 determina el rango del largo de los posibles defectos, el tamaño de los defectos que son críticos y se propone una tipificación de los defectos planos (grietas o fisuras) en gasoductos según su potencial crecimiento hasta la falla. Se consideran tres tipos de defectos, según su tamaño y sus consecuencias, suponiendo escenarios de fuga de gas o de rotura de la tubería. En todos los casos se emplean expresiones cerradas de resistencia a fractura dependientes de la longitud y profundidad de la fisura.

A modo de ejemplo, la metodología propuesta se aplica al análisis de un gasoducto “típico” con características similares a la de los gasoductos que están en funcionamiento en la República Argentina y se tratan aspectos relacionados con la seguridad de ese gasoducto ante potenciales defectos del tipo fisuras.

Palabras Claves: Cañerías, gasoductos, fisuras, defectos, seguridad

1. INTRODUCCIÓN

La seguridad en los sistemas de transporte y distribución de gas debe satisfacer las regulaciones internacionales [1, 2, 3] que tratan de minimizar los eventos negativos para la población. 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.

Una cañería metálica para conducción de gas se fabrica de acuerdo con las dimensiones establecidas por la norma ANSI/ASME B.36.10 [4]. Los materiales de construcción habitualmente usados en la Argentina para este tipo de cañerías responde a las normas API 5L (2008) [5]; o ASTM A53 (2007) [6]. Los principales métodos de fabricación para ductos son: a) Cañerías sin costura; b) Cañerías con costura helicoidal y c) Cañerías con costura longitudinal [5, 6, 7]. 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) Inspección en línea b) Prueba hidrostática y c) Evaluación directa.

Es importante analizar el 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.

En este trabajo se estudia la incidencia de defectos planos (grietas o fisuras, Figura 1a), aunque existen otros tipos de defectos como los volumétricos (en general provocados por corrosión, Figura 1b) y los geométricos (abolladuras y arrugas, Figura 1c) que no son considerados en este artículo. El comportamiento de gasoductos con defectos volumétricos fue estudiado por Massa *et al.* [8] con un modelo basado en la “tensión de flujo” del material. Un defecto plano es una fisura externa, una discontinuidad interna plana o una falta de fusión en la soldadura longitudinal, cuya relación largo/ancho es mayor a 10.

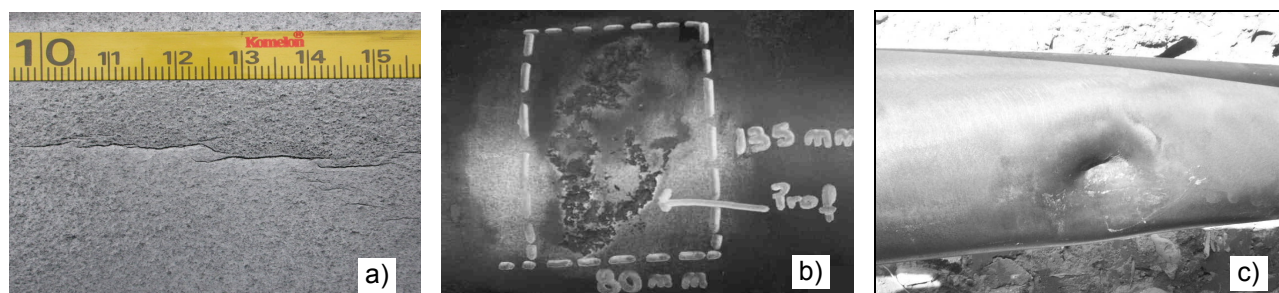


Figura 1 Tipos de defectos presentes en las cañerías de gas: a) plano, b) volumétrico y c) geométrico

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 [9, 10]. 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 y 2) Fallas dependientes de la tensión de flujo del material de la cañería. Las fallas dependientes de la tenacidad del material de la cañería son originadas por defectos planos, casos típicos de las fisuras en el sentido longitudinal de la cañería [11].

Como caso de estudio se eligió un gasoducto “típico” con características similares a la de los gasoductos que están en funcionamiento en nuestro medio. 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 o 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 mínimo adoptado.

2. TENSION 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 [9, 12]:

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

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 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 [13, 14]:

$$z = \frac{L^2}{Dt} \rightarrow M_F = \begin{cases} \sqrt{1+0,6275 z - 0,003375 z^2} & \dots\dots\dots z < 50 \\ 0,032 z + 3,3 & \dots\dots\dots z \geq 50 \end{cases} \quad (3)$$

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 [15] 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 [13] 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. Notar que el valor de z 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 .

2.1 Presión interior que provoca la falla en función del tamaño del defecto

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

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

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) ($\sigma_c = \sigma_{falla} \Rightarrow p = p_{falla}$):

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

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):

$$\theta_{(L)} = \operatorname{arcsec} \left[e^{\left(\frac{\pi K_c^2}{4 L \bar{\sigma}^2} \right)} \right] \quad (6)$$

2.2 Valor de la presión interior que provoca la falla de los defectos muy cortos

Cuando se grafica la Ecuación (5), como en la Figura 3, 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:

$$L \rightarrow 0 \rightarrow \{ \theta \rightarrow \pi/2, M_F \rightarrow 1, p_{falla} \rightarrow p_{m\acute{a}x} \} \longrightarrow p_{m\acute{a}x} = \frac{2\bar{\sigma}t}{D} \quad (7)$$

Notar 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.

3. 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 .

3.1 Profundidad de la “fisura crítica” 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):

$$L_c \rightarrow \phi = \frac{p_o \pi D}{4 t \bar{\sigma} \theta_{(L_c)}} \longrightarrow d_c = \frac{1 - \phi}{1 - \phi / M_{F(L_c)}} t \quad (8)$$

3.2 Largo de la “fisura crítica” 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 (3), y θ , dado por (6), con el largo.

3.3 Largo máximo de los posibles defectos

La Figura 2 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 ($d \rightarrow 0 \Rightarrow L \rightarrow L_m$):

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

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 .

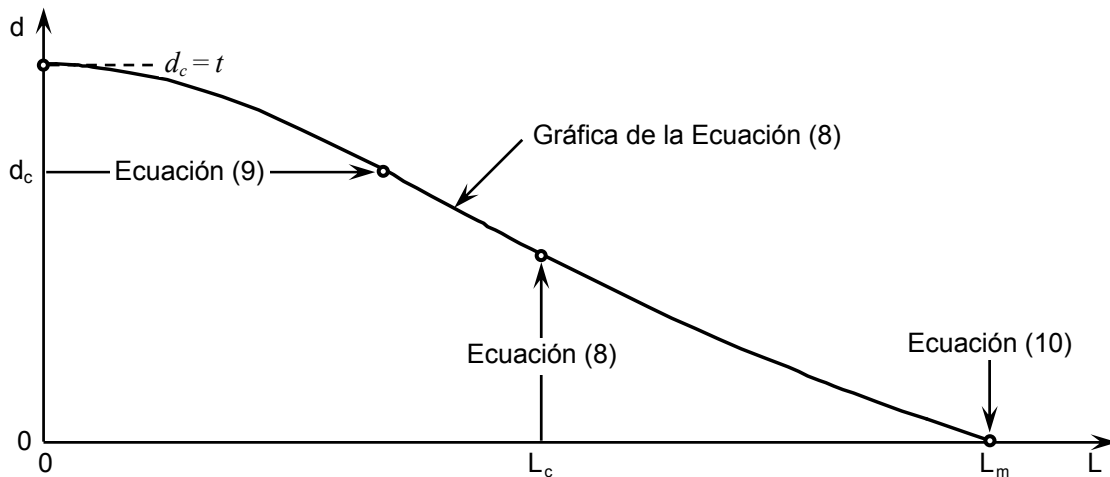


Figura 2 Relación entre el largo y la profundidad de los defectos que son críticos para la presión operativa

4. 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) [9]:

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

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

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

En la Figura 3 se muestra esquemáticamente la forma del gráfico de la presión de transición de una cañería, dada por la 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. En la Figura 3, se agregaron curvas de la 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_o , 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_o 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 esta dado por la presión de transición asociada al largo del defecto ($L_A \rightarrow p_{T_A} > p_o \Rightarrow$ fuga de gas y $L_B \rightarrow p_{T_B} < p_o \Rightarrow$ rotura de la cañería).

En la Figura 3 se observa que la p_{falla} decrece cuando aumenta el tamaño del defecto, ya sea porque se incrementa el largo o la profundidad (o ambos). Cuando las fisuras se hacen muy largas la presión interior que produce la falla dada por la Ec. (5) tiende a cero independiente de la profundidad de la grieta. Notar que el exponente de e en la Ec. (6) tiende a cero porque L tiende a infinito, por lo tanto la secante tiende a uno y el arco θ tiende a cero.

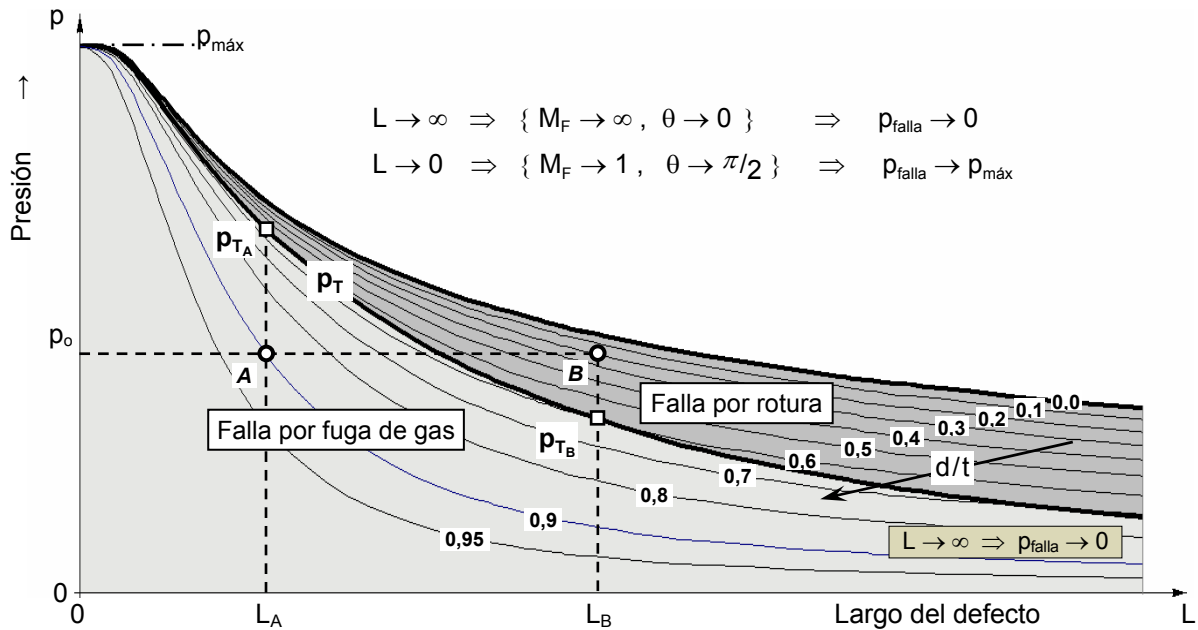


Figura 3 Presión de falla de una cañería en función del tamaño de las fisuras - Ecuaciones (5) y (12)

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:

$$L_c \xrightarrow{\text{Ec. (12)}} p_T \begin{cases} p_T > p_0 \Rightarrow \text{fuga de gas} \\ p_T < p_0 \Rightarrow \text{rotura de la cañería} \end{cases} \quad (13)$$

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

4.1 Largo de transición en el modo de falla de los defectos críticos

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_0 .

$$p_T = p_0 \Rightarrow \frac{4 \bar{\sigma} t}{\pi D M_{F(L_T)}} \theta_{(L_T)} = p_0 \xrightarrow{\text{tanteos}} L_T \quad (14)$$

Notar 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.

4.2 Profundidad de transición en el modo de falla de los defectos críticos

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”.

$$d_T = \frac{4 t \bar{\sigma} \theta_{(L_T)} - p_0 \pi D}{4 t \bar{\sigma} \theta_{(L_T)} - p_0 \pi D / M_{F(L_T)}} t \quad (15)$$

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).

5. TIPIFICACIÓN DE LOS DEFECTOS SEGÚN SU POTENCIAL MODO DE FALLA

Partiendo de las dimensiones del defecto, L_T y d_T dadas por (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 4 se repite el gráfico de la Figura 2 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.

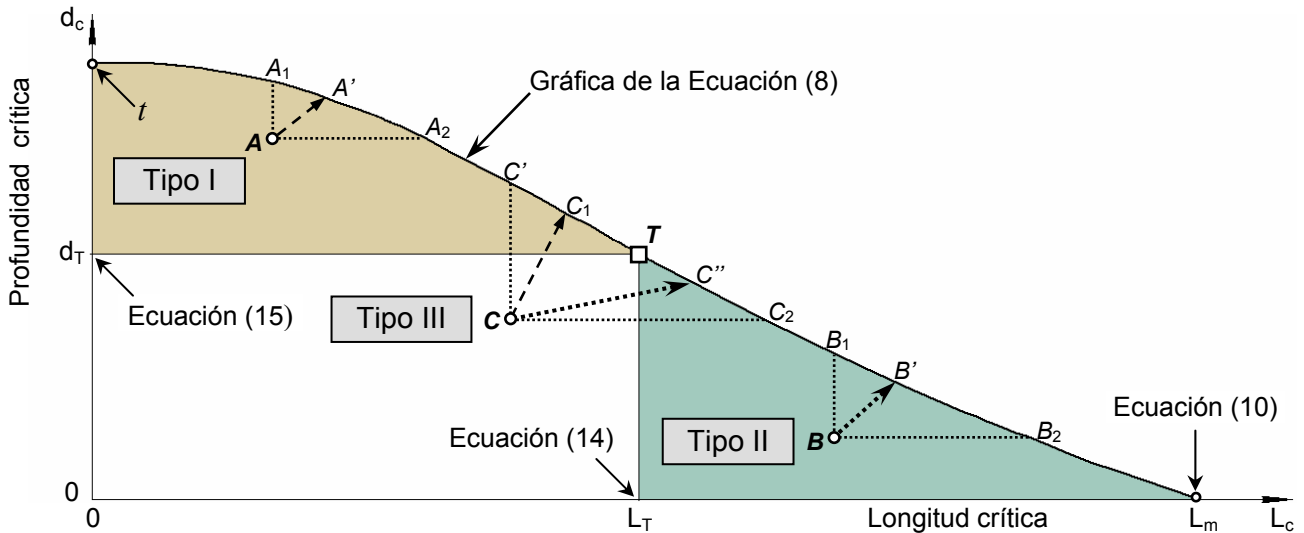


Figura 4 Tipificación de los defectos según su potencial modo de falla

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:

Defectos del **Tipo I**: Defectos profundos donde $d > d_T$ cuyo potencial modo de falla es "fuga de gas".

Defectos del **Tipo II**: Defectos largos donde $L > L_T$ cuyo potencial modo de falla es "rotura de la cañería".

Defectos del **Tipo III**: Defectos donde $L < L_T$ y $d < d_T$ 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 potencial crecimiento hasta la 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	$d < d_T$ $L < L_T$	No se puede anticipar	No definida

6. ACONDICIONAMIENTO DE LA PRESIÓN DE OPERACIÓN PARA TOLERAR DEFECTOS

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". En caso de detectarse de una fisura de tamaño "no tolerable" se debe determinar la presión reducida a la que deberá operarse el gasoducto hasta que el problema sea subsanado.

6.1 Coeficiente de seguridad

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.

$$(L, d) \xrightarrow{\text{Ecuación (5)}} p_{falla} \longrightarrow C_s = \frac{p_{falla}}{p_o} \quad (16)$$

Es importante relacionar el C_s definido en la Ecuación (16) con el coeficiente de seguridad en presiones ($C_{s_{m\acute{a}x}}$) que tienen los defectos muy pequeños, considerando la Ecuación (7) con el coeficiente a fluencia (C_{s_f}) definido a partir de la Ecuación (4). Notar que $\sigma_c = \sigma_f \Rightarrow p = p_f$ donde el subíndice f denota fluencia.

$$\text{Ec. (4)} \rightarrow p_f = \frac{2t\sigma_f}{D} \rightarrow C_{s_f} = \frac{p_f}{p_o} \text{ (a fluencia)} \quad \text{Ec. (7)} \rightarrow C_{s_{m\acute{a}x}} = \frac{p_{m\acute{a}x}}{p_o} \text{ (defectos muy pequeños)} \quad (17)$$

6.2 Defectos "tolerados"

Para tomar decisiones sobre la seguridad de un gasoducto con defectos, se debe adoptar un coeficiente de seguridad mínimo ($C_{s_{m\acute{i}n}}$), que determine si una fisura es "tolerable".

$$\text{Se adopta: } C_{s_{m\acute{i}n}} \rightarrow \text{si } C_s > C_{s_{m\acute{i}n}} \Rightarrow \text{el defecto es tolerado} \quad (18)$$

6.3 Defectos "no tolerados"

Si el C_s dado por (16) resulta inferior al mínimo adoptado ($C_{s_{m\acute{i}n}}$), se debe reducir la presión de operación a un valor inferior (p_A) denominado presión de operación acondicionada, hasta que el defecto sea reparado.

$$\text{si } C_s < C_{s_{m\acute{i}n}} \Rightarrow p_A = \frac{p_{falla}}{C_{s_{m\acute{i}n}}} \quad (19)$$

A modo de ejemplo, en la Figura 4 se presenta un gráfico de doble entrada para determinar la presión de falla en función de las dimensiones (L y d) de los defectos para un gasoducto donde $p_o = 60 \text{ Kg/cm}^2$ para el cual se adoptó como "tolerable" un coeficiente de seguridad mínimo, en presiones, con el valor $C_{s_{m\acute{i}n}} = 1,5$. La zona sombreada contiene los defectos que no son tolerables con ese $C_{s_{m\acute{i}n}}$ porque la presión de falla es inferior a 90 Kg/cm^2 ($p_{falla}/p_o < 1,5$). Se han indicado tres defectos de tamaños distintos (A , B y C) que tienen la misma presión de falla $p_{falla} = 72 \text{ Kg/cm}^2$ y cuyo coeficiente de seguridad ($72/60 = 1,2 < 1,5$) es insuficiente. Para construir el gráfico de la Figura 5 se despeja d en la Ecuación (5) y se obtiene:

$$(p_{falla}, L) \rightarrow \phi = \frac{\pi p_{falla} D}{4t\bar{\sigma}\theta_{(L)}} \rightarrow d_{(L)} = \frac{1 - \phi}{1 - \phi/M_{F(L)}} t \quad (20)$$

Según la Ecuación (20) la profundidad resulta función de la presión de falla y del largo a través de M_F y θ dados por (3) y (6). Notar que L es la única variable al obtener cada una de las curvas paramétricas de la Figura 5 usando la Ecuación (20), siendo el parámetro el valor de p_{falla} .

En el gráfico de la Figura 6 se puede determinar el coeficiente de seguridad para la misma cañería de la Figura 5. En este caso los defectos A , B y C tienen el mismo coeficiente de seguridad ($C_s = 1,2$). Cada una de las curvas paramétricas de la Figura 6 se obtiene despejando p_{falla} a partir del C_s dado en la Ecuación (16) y reemplazando ese valor en la Ecuación (20) para obtener la Ecuación (21) donde L es la única variable:

$$(C_s, L) \rightarrow \phi = \frac{\pi C_s p_o D}{4t\bar{\sigma}\theta_{(L)}} \rightarrow d_{(L)} = \frac{1 - \phi}{1 - \phi/M_{F(L)}} t \quad (21)$$

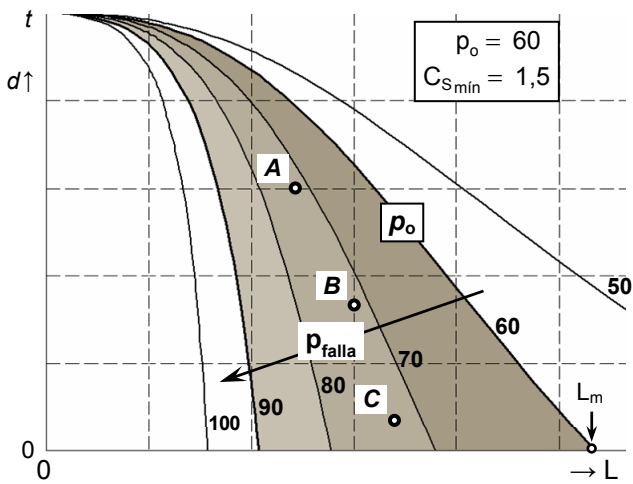


Figura 5: Presión de falla en función del tamaño de la fisura (L, d) – Ecuación (20)

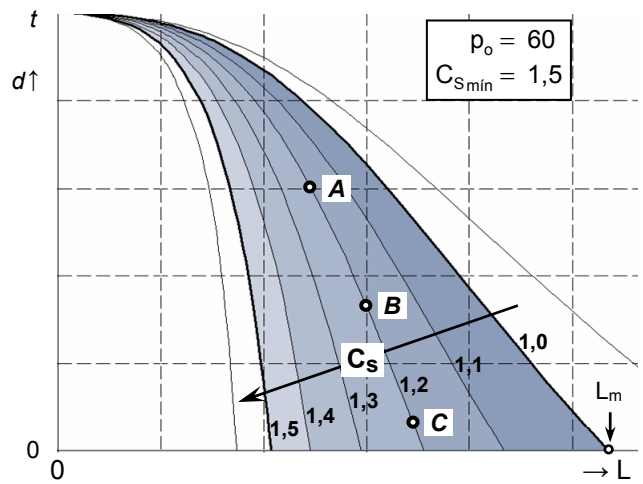


Figura 6: Coeficiente de seguridad en función del tamaño de la fisura (L, d) – Ecuación (21)

El gráfico de la Figura 7 contiene la misma información que las Figura 5 y 6, pero de una manera que resulta más conveniente ya que permite leer directamente del gráfico la presión acondicionada p_A para el caso de defectos no tolerables (casos donde $C_S < C_{S_{\min}} = 1,5$). Para trazar las curvas paramétricas de la Figura 7 se reemplaza p_{falla} en la Ecuación (20) por el valor $(C_{S_{\min}} p_A)$ despejado en la Ecuación (19) para obtener la Ecuación (22) donde $C_{S_{\min}}$ es el parámetro y L es la única variable.

$$(C_{S_{\min}}, L) \rightarrow \phi = \frac{\pi C_{S_{\min}} p_A D}{4t \bar{\sigma} \theta_{(L)}} \rightarrow d_{(L)} = \frac{1 - \phi}{1 - \phi / M_{F(L)}} t \quad (22)$$

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.

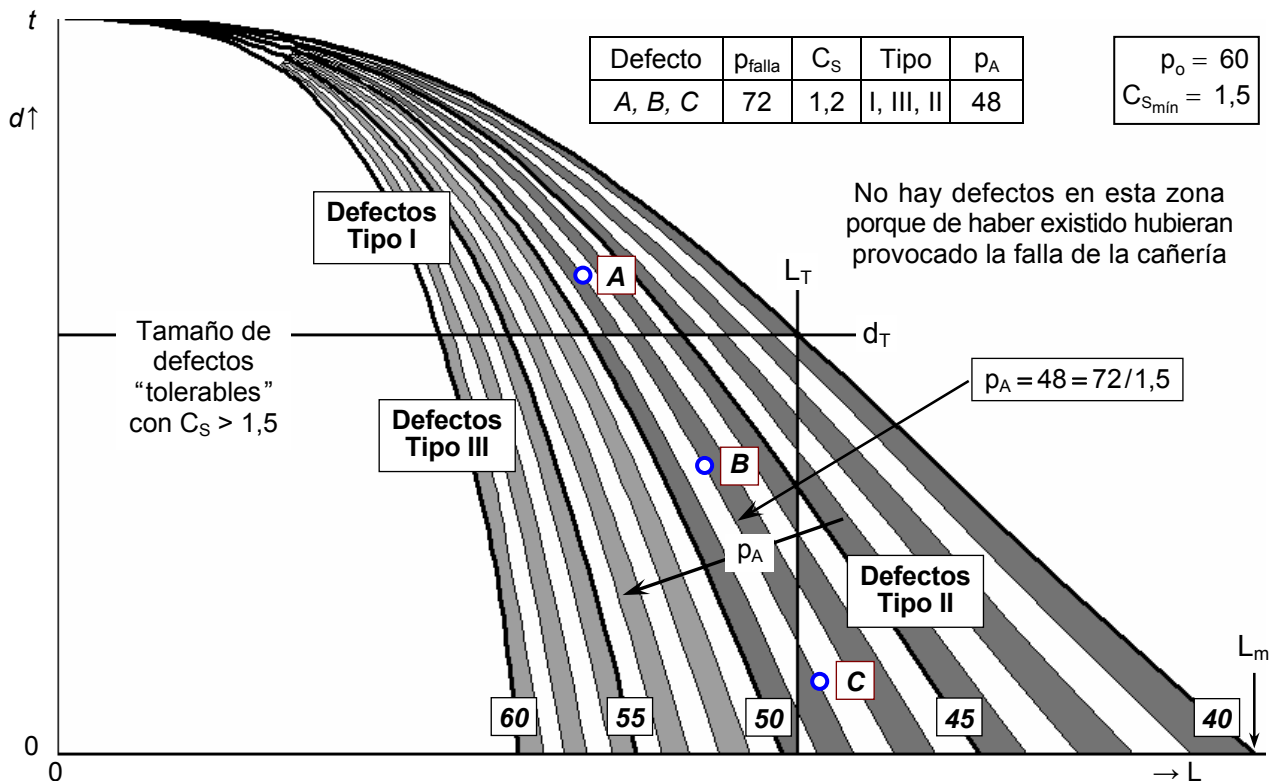


Figura 7 Determinación de la presión acondicionada para tolerar fisuras con un $C_{S_{\min}}$ predeterminado

7. ANÁLISIS DEL COMPORTAMIENTO Y LA SEGURIDAD DE UN GASODUCTO TÍPICO

Como caso de estudio se eligió un gasoducto “típico” con características similares a las de los que están operando en nuestro país. En la Tabla 2 se resumen las características mecánicas, geométricas y operativas consideradas en el estudio del comportamiento mecánico del gasoducto típico ante la presencia de fisuras.

Tabla 2: Datos del gasoducto en estudio

Material	D mm	t mm	p_o Kg/cm ²	σ_f Kg/cm ²	σ_R Kg/cm ²	$\bar{\sigma}$ Kg/cm ²	K_c Kg/cm ^{1.5}
API 5L X52	406	5,56	60	3660	4640	4150	7100

Suponiendo que el gasoducto en estudio está operando a una presión operativa $p_o = 60 \text{ Kg/cm}^2$ podemos asegurar que en la actualidad no posee defectos planos con un largo superior a $L_m = 58,6 \text{ mm}$ dado por la Ecuación (10). De haber tenido defectos más largos, los mismos hubieran provocado la rotura del gasoducto, por lo tanto 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

$p_{m\acute{a}x}$	L_m	L_T	d_T	$C_{S_{m\acute{a}x}}$	C_{S_f}	$C_{S_{m\acute{i}n}}$
113,7 Kg/cm ²	58,6 mm	38,6 mm	3,02 mm	1,90	1,67	1,6
Ecuación (7)	Ecuación (10)	Ecuación (14)	Ecuación (15)	Ecuación (17)	Ecuación (17)	Adoptado

7.1 Tamaño de los potenciales defectos críticos para el gasoducto

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

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.

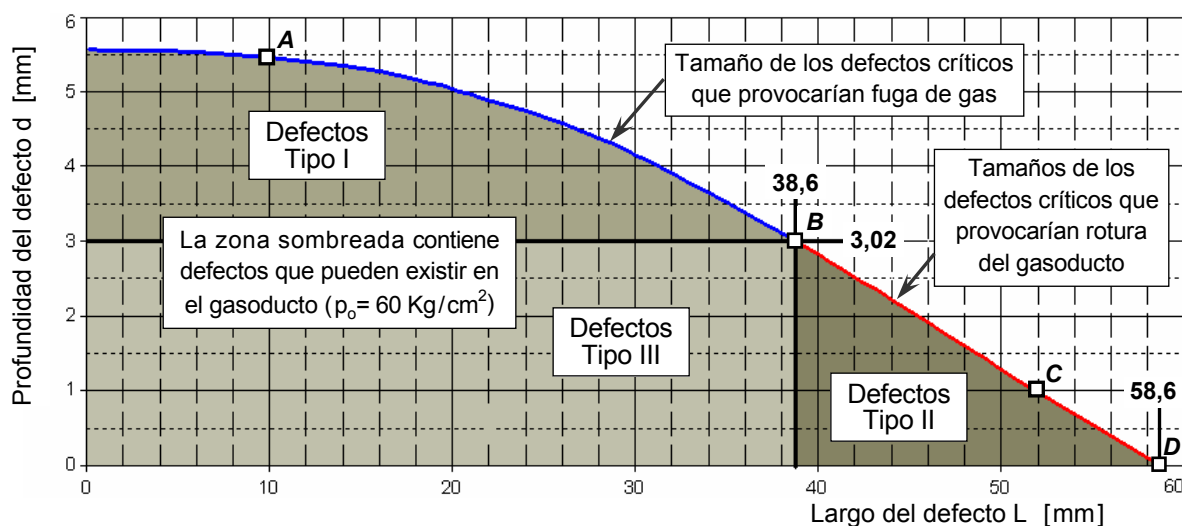


Figura 8 Tamaño de los defectos críticos para el gasoducto - Ecuación (8)

7.2 Acondicionamiento de la presión de operación para “tolerar” fisuras

A partir de los valores característicos para el estudio de seguridad (Tabla 3), se puede graficar la profundidad de los defectos críticos (d_c) en función de su largo, considerando una familia de valores de presión interior (p_o). Pero resulta más conveniente utilizar gráficos como la Figura 9 porque permite para “leer” directamente en el gráfico la presión de acondicionamiento (p_A) necesaria para tolerar los defectos cuya $p_{falla} < 96 \text{ Kg/cm}^2$. Se ha graficado una familia de valores de p_A comprendidos entre 38 y 60 Kg/cm^2 con intervalos de 1 Kg/cm^2 , estas curvas cubren el área asociada a los defectos planos cuyas a presiones de falla están comprendidas entre 60 y 96 Kg/cm^2 .

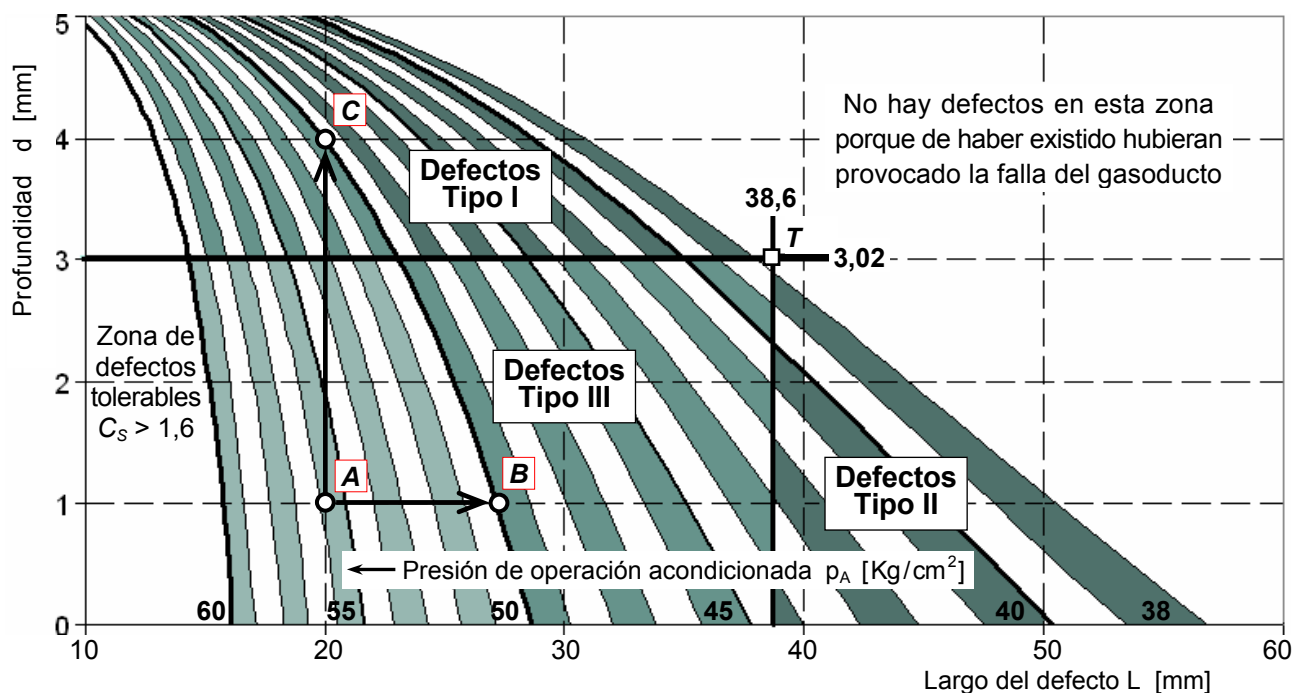


Figura 9: Determinación de la presión acondicionada p_A para tolerar fisuras en el “gasoducto típico” en función de su tamaño (largo L y profundidad d) para un coeficiente de seguridad $C_{Smin} = 1,6$

A modo de ejemplo, se indican tres fisuras A , B y C que requieren acondicionar la presión de operación. El defecto A requiere un acondicionamiento leve ($p_A \approx 55,8 \text{ Kg/cm}^2$) y se toma como base para hacer comparaciones entre los puntos B y C que corresponden a defectos de tamaños diferentes, pero que presentan el mismo peligro ($p_{falla} \approx 80 \text{ Kg/cm}^2$) y requieren acondicionar la presión de operación a un valor próximo a 50 Kg/cm^2 . Se puede garantizar que el defecto C , 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 B es incierta, por ser un defecto del Tipo III.

El defecto C corresponde a un crecimiento muy grande de la profundidad de la grieta (se cuadruplicó respecto al punto A , pasando de 1 a 4 mm) mientras el defecto B corresponde a un crecimiento leve del largo de la grieta (se incrementó un 36 % pasando de 20 a 27,3 mm). Esto muestra que en el caso de una grieta el incremento del largo es más perjudicial que el incremento de la profundidad. En la Tabla 4 se resume lo comentado sobre la Figura 9.

Tabla 4: Presión acondicionada requerida por tres potenciales defectos planos

Defecto	Profundidad d [mm]	Largo L [mm]	Tipo de defecto	p_A [Kg/cm^2]
A	1	20,0	Tipo III	55,8
B	1	27,3	Tipo III	49,9
C	4	20,0	Tipo I	49,9

8. CONCLUSIONES

En este trabajo se evaluó la seguridad de un gasoducto ante la presencia de fisuras mediante un modelo mecánico para determinar el estado tensional basado en la tenacidad del material de la cañería. 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 que son tolerables en función del coeficiente de seguridad mínimo adoptado,
- 3) el largo máximo (L_m) de los defectos posibles que fija el rango para el largo de las fisuras que pueden existir.
- 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 crecimiento hasta la 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.

9. 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] J. Massa, A. Giudici, J. Muract. *Tipificación de los defectos volumétricos en cañerías de conducción de gas con problemas de corrosión*, II Congreso Argentino de Ingeniería Mecánica - CAIM 2010, San Juan, Nov. 2010.
- [9] 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.
- [10] 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.
- [11] J.F. Kiefner, W.A. Masey, R.J. Eibewr, A.R. Duffy, 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.
- [12] S. Rolfe, J. Barsom, Fracture and fatigue control in structures. Applications of fracture mechanics, *ASTM*, 1999.
- [13] E.S. Folias, The stress in a cylindrical shell containing an axial crack. *Aerospace Laboratories, ARL 64-174*. October, 1964.
- [14] M. Baker Inc and 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.
- [15] D.S. Dugdale, Yielding of steel containing slits, *Journal of Mechanics and Physics of Solids, Waley Interscience, New York*, pp.103, 1963.