



## FALLA DE GASODUCTOS CON DEFECTOS VOLUMÉTRICOS

ALEJANDRO J. GIUDICI, ARIEL E. MATUSEVICH, LUIS M. SORIA CASTRO,  
JULIO C. MASSA

Departamento de Estructuras, Universidad Nacional de Córdoba  
Casilla de Correo 916, 5000 Córdoba, Argentina

*(Recibido 26 de septiembre de 2015, para publicación 17 de noviembre de 2015)*

**Resumen** – La seguridad de los sistemas de transporte y distribución de gas es uno de los principales aspectos que se deben considerar durante el diseño y la operación de esas instalaciones. Ese tema es abordado por las regulaciones internacionales con el objeto de minimizar los eventos negativos para la comunidad. En la primera parte de este trabajo se describen los defectos típicos que puede contener una cañería y los distintos modelos de complejidad creciente, que permiten estimar la presión de falla asociada a los defectos volumétricos, generalmente causados por la corrosión del acero usado en los gasoductos. Se presentan los diferentes modelos de evaluación disponibles actualmente y se plantean recomendaciones para su aplicación en los distintos tipos de aceros de los ductos. Como casos de estudio se eligieron defectos considerados a priori como muy graves encontrados en gasoductos en la provincia de Córdoba, en Argentina. Teniendo en cuenta los antecedentes de construcción y de operación de los ductos, se calcularon las presiones de falla provistas por diferentes modelos de evaluación y se las contrastó con las presiones de operación previstas para los gasoductos para determinar su condición de seguridad. Finalmente se comparan los distintos niveles de evaluación de defectos volumétricos en cuanto a su complejidad y calidad de los resultados provistos.

**Palabras clave** – Gasoductos, cañerías, 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; b) 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 es abordado en este artículo. Con respecto a la seguridad de las instalaciones, los diseños se basan en códigos, normas y leyes que regulan la actividad [1], [2], [3], con el fin de garantizar la integridad de los ciudadanos y sus bienes.

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 emergencia ante situaciones que puedan alterar la seguridad pública,
- e) capacitación permanente del personal que interviene en las actividades antes indicadas,

además, son permanentemente actualizadas de acuerdo con los avances tecnológicos.

Este trabajo tiene por objeto el análisis del comportamiento mecánico de cañerías con defectos volumétricos que afectan la seguridad de los sistemas. 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 casos de estudio se eligieron dos defectos importantes encontrados en gasoductos en la provincia de Córdoba, en Argentina. Para evaluar el comportamiento de los gasoductos en estudio, se utilizan dis-

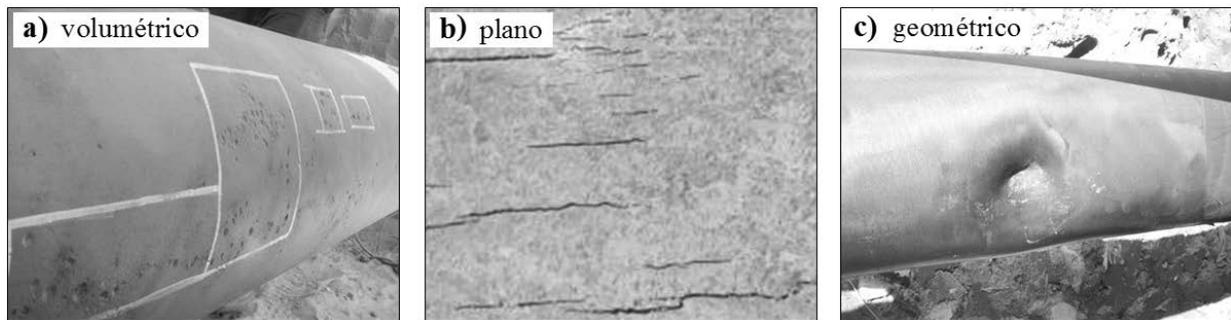


Fig. 1. Tipos de defectos presentes en gasoductos.

tintos modelos para determinar la presión interior que provoca la falla a causa del estado tensional asociado a los defectos volumétricos, generalmente causados por la corrosión del acero usado en la cañería. Estos modelos permiten definir las condiciones de seguridad del sistema a partir del *i*) tamaño de los defectos, *ii*) dimensiones de la sección de cañería, *iii*) propiedades mecánicas del material utilizado, *iv*) presión operativa del gasoducto y *v*) coeficientes de seguridad adoptados.

## 2. TIPOS DE DEFECTOS PRESENTES EN LAS CAÑERÍAS DE GAS

En este trabajo se estudia la incidencia de defectos volumétricos (generalmente debidos a la corrosión) [4], aunque existen otros tipos de defectos como los planos (fisuras o grietas) [5] y los geométricos (abolladuras y arrugas) que no son considerados en este artículo.

### 2.1. Tipos de defectos

Un *defecto volumétrico* es una pérdida de espesor de la pared del ducto, que puede ser externa o interna, donde en general la relación largo/ancho es inferior a 10. Estos defectos se producen generalmente por causa de la corrosión del acero usado en la cañería [6]. La Fig. 1-a muestra un defecto volumétrico producido por corrosión externa.

Un *defecto plano* es una fisura o discontinuidad plana externa o interna en la pared de la cañería, donde en general la relación largo/ancho es mayor a 10. La Fig. 1-b muestra una colonia de fisuras que es un típico defecto plano [7]. Un *defecto geométrico* es un cambio localizado del contorno superficial de la cañería; existen de varios tipos: ovalizados, abolladuras, arrugas y rayas (la Fig. 1-c muestra una abolladura).

### 2.2. Modelado mecánico de los defectos en las cañerías

En la literatura se presentan enfoques muy diferentes para estudiar el estado tensional de cañerías con defectos. Dependiendo de las condiciones de operación y el tipo de defecto, se pueden producir fallas en las cañerías. Dichas fallas se clasifican en dos grandes grupos:

- a) Fallas relacionadas con la tensión de flujo o la tensión de rotura del material de la cañería [8];
- b) Fallas relacionadas con la tenacidad del material de la cañería [9], [10], [11].

Dentro del grupo a) se encuentran las fallas causadas por los defectos “*volumétricos*” (típicamente son defectos por corrosión) que se abordan en el resto del presente trabajo. Dentro del grupo b) se encuentran las fallas causadas por defectos “*planos*” (caso típico de las grietas) y por los defectos “*geométricos*”, que no se tratan en este trabajo.

## 3. FALLAS DE LAS CAÑERÍAS POR DEFECTOS VOLUMÉTRICOS

Las fallas, relacionadas con la tensión de flujo o la tensión de rotura del material de la cañería, se originan en defectos volumétricos generalmente debidos al fenómeno de corrosión del acero [12].

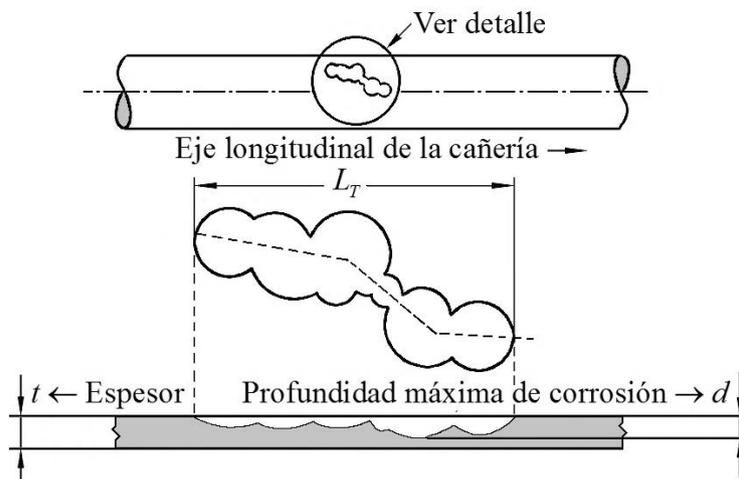


Fig. 2. Esquema de un defecto volumétrico causado por corrosión.

### 3.1. Defectos volumétricos superficiales, no pasantes

En el caso de un defecto no pasante del tipo volumétrico, la denominada “ecuación para defectos superficiales NG-18 de Battelle”, permite relacionar la tensión nominal de falla de ese defecto  $\sigma_{falla}$ , con la tensión de flujo  $\bar{\sigma}$  del material, de la siguiente forma [13]:

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

donde:  $A/A_0$  es la pérdida relativa de espesor,  $A_0$  es el área original sin el defecto,

$$A_0 = t L_T \quad (2)$$

$A$  es el área del defecto, en el caso de un *defecto rectangular* está asociada a la profundidad máxima del mismo  $d$ ,

$$\text{Defecto rectangular} \rightarrow A = d L_T \quad (3)$$

$M_F$  es el factor de protuberancia, llamado factor de Folias [14] que se define más adelante,  $L_T$  es la longitud total del defecto en el sentido del eje de la cañería y  $t$  es el espesor de la cañería (ver Fig. 2).

Teniendo en cuenta que en las proximidades del defecto se produce una redistribución de tensiones, hay concentración de tensiones tanto en el fondo del defecto como en los extremos del mismo; se admite una plastificación localizada de la zona. Dicha situación es contemplada con el uso de tensión de flujo  $\bar{\sigma}$  que es un valor intermedio entre la tensión de fluencia  $\sigma_f$  y la tensión de rotura  $\sigma_u$  del material [15].

### Tensión de flujo de un material

La tensión de flujo  $\bar{\sigma}$  de un material es un valor mayor que su tensión de fluencia  $\sigma_f$  que se utiliza para tener en cuenta la plastificación tolerada en la zona vecina al defecto. De acuerdo con los avances en la mecánica de los materiales, la tensión de flujo  $\bar{\sigma}$  fue evolucionando [12], [16]:

- a) En aceros al carbono operando a temperaturas menores a 120°C, la tensión de flujo  $\bar{\sigma}$  se define como:

$$\bar{\sigma} = 1,1 \sigma_f \quad \text{siendo además} \quad \bar{\sigma} < \sigma_u \quad (4)$$

donde:  $\sigma_f$  es la tensión de fluencia del material a temperatura ambiente y  $\sigma_u$  es la tensión de rotura del material a temperatura ambiente.

- b) En aceros al carbono y de baja aleación, donde  $\sigma_f < 483 \text{ MPa}$  y que trabajan a temperaturas menores a  $120^\circ\text{C}$ , la tensión de flujo  $\bar{\sigma}$  se define:

$$\bar{\sigma} = \sigma_f + 69 \text{ MPa} \quad \text{donde además} \quad \bar{\sigma} < \sigma_u \quad (5)$$

- c) En aceros al carbono y de baja aleación, cuya la tensión de fluencia  $\sigma_f < 551 \text{ MPa}$ , la tensión de flujo  $\bar{\sigma}$  se define como:

$$\bar{\sigma} = (\sigma_f + \sigma_u) / 2 \quad (6)$$

donde:  $\sigma_f$  y  $\sigma_u$  están referidas a la temperatura de trabajo.

La bibliografía existente no prescribe que definición usar para la tensión de flujo cuando más una es aplicable. En esos casos, las mismas proveen resultados aceptables pero no iguales.

### Factor de Folias de un defecto

El factor de Folias  $M_F$  [14] se aplica para tener en cuenta que la carga que tomaría el área del defecto (si el mismo no existiera) se redistribuye entre el fondo y los extremos del defecto; y lo hace en función del parámetro adimensional  $z$  que es el largo relativo del defecto:

$$z = L^2 / (Dt) \quad (7)$$

donde:  $L$  es largo del defecto considerado en el sentido del eje de la cañería, mientras que  $D$  y  $t$  son respectivamente el diámetro exterior y el espesor de la cañería.

### 3.2. Tensión de falla por la presencia de un defecto volumétrico superficial

Para determinar la presión de falla de una cañería con defectos volumétricos superficiales, no pasantes, se aplican distintos modelos de complejidad creciente, llamados niveles de evaluación en la norma ASME B31G [15]. Estos niveles de evaluación van desde soluciones tabuladas hasta la aplicación de soluciones numéricas, tales como la aplicación del método de elementos finitos; donde no solo se incrementa la complejidad del análisis sino que se requiere mayor cantidad y calidad de datos del defecto estudiado y del material constitutivo del ducto afectado.

Una evaluación **Nivel 1** es un cálculo simple que se basa en mediciones individuales de la profundidad máxima y la extensión longitudinal de la pérdida de metal. Tal evaluación debe ser llevada a cabo en el campo por un técnico con una formación adecuada. Una evaluación de nivel 1 también es adecuada para su uso en la priorización de las anomalías de pérdida de metal identificadas mediante inspección en línea (pasaje de scraper instrumentado).

Una evaluación **Nivel 2** incorpora un mayor nivel de detalle que una evaluación de nivel 1 con el fin de producir una estimación más precisa de la presión de falla. Por lo general se basa en mediciones detalladas del perfil corroído de la superficie, lo que representa la distribución real de pérdida de metal, e implica cálculos repetitivos que pueden ser facilitados por el uso de software o planillas de cálculo. Tales evaluaciones se deben realizar por un técnico con formación adecuada. Una evaluación de nivel 2 puede ser adecuada para su uso en la priorización de las anomalías de la pérdida de metal identificadas mediante una inspección en línea de alta resolución (pasaje de scraper instrumentado de alta resolución).

Una evaluación de **Nivel 3** es un análisis detallado de una falla específica de acuerdo con una metodología definida por el usuario, con justificación completa de las cargas, condiciones de borde, propiedades de los materiales, y los criterios de falla. Tal evaluación debe estar a cargo de un ingeniero o especialista técnico con experiencia adecuada en el tema de la evaluación de la condición de servicio.

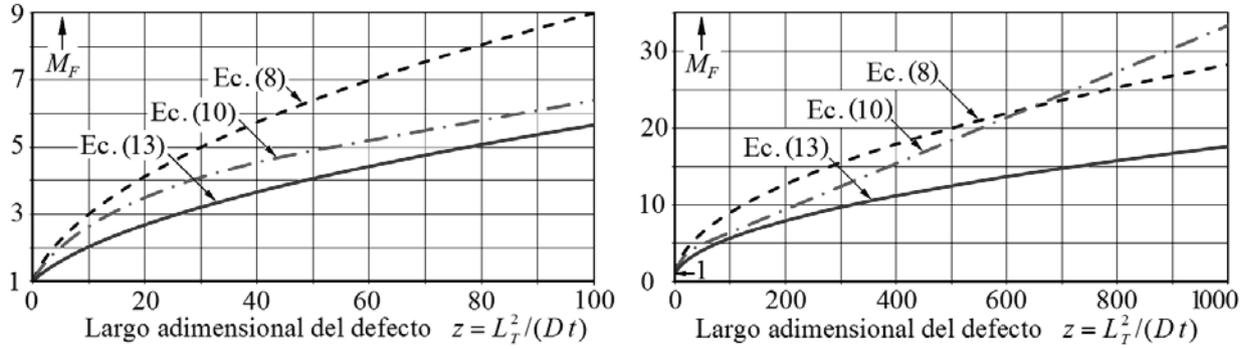


Fig. 3. Factor de protuberancia adoptado por los distintos modelos.

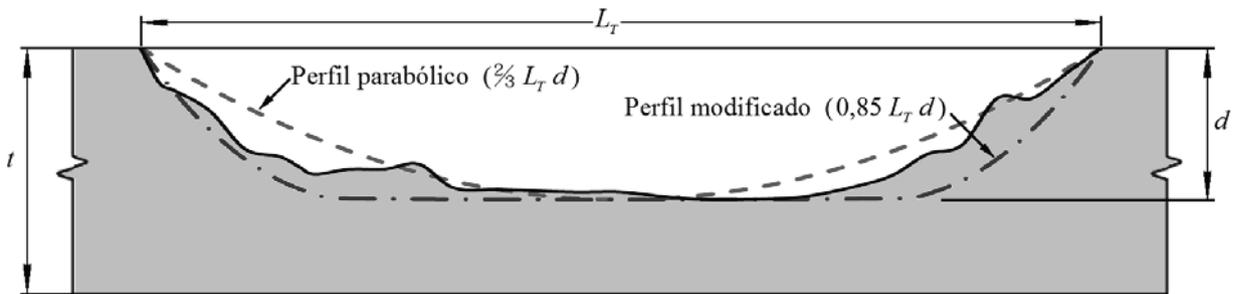


Fig. 4. Perfil parabólico del modelo original (67%) y del modelo modificado (85%).

Para todos los niveles de evaluación se limita la pérdida de espesor al 80% del espesor de la cañería ( $d/t < 0,8$ ).

### 3.2.1 Tensión de falla determinada en evaluaciones de nivel 1

En el primer nivel de evaluación, se aplican versiones simplificadas de la ecuación (1) que se describen a continuación.

#### Modelo original

En el modelo original, la tensión de flujo  $\bar{\sigma}$  está dada en la ecuación (4) y factor de Folias en (8) en función del largo relativo del defecto  $z$ , donde  $L = L_T$  (ver gráfico en la Fig. 3):

$$M_F = \sqrt{1 + 0,8 z} \tag{8}$$

Para defectos cortos, donde  $z = L_T^2 / (Dt) < 20$ , se considera que la geometría de los defectos de corrosión puede ser caracterizada por un perfil de forma parabólica como se indica en la Fig. 4 en línea de trazos, donde el área  $A = 2/3 L_T d$ ; por ello según la ecuación (1) la tensión falla  $\sigma_{falla}$ , está dada en la ecuación (9)-a. Por otro lado, para defectos largos, donde  $z \geq 20$ , se descarta el perfil parabólico y se asume un perfil rectangular, donde el área  $A = L_T d$ , y el factor de Folias  $M_F$  crece, por lo cual el denominador de la ecuación (1) tiende a la unidad; por ello, la tensión de falla  $\sigma_{falla}$  según la ecuación (1), se puede reducir a la ecuación (9)-b.

$$z = L_T^2 / (Dt) \rightarrow \sigma_{falla} = \begin{cases} \bar{\sigma} \frac{1 - 2/3 (d/t)}{1 - (2/3 (d/t) / M_F)} \dots\dots(a)\dots \text{cuando } z < 20 \\ \bar{\sigma} \left(1 - \frac{d}{t}\right) \dots\dots(b)\dots \text{cuando } z \geq 20 \end{cases} \tag{9}$$

### Modelo modificado

En el modelo modificado la tensión de flujo  $\bar{\sigma}$  está dada por la ecuación (5) y el factor de Folias  $M_F$  se define en (10), donde para el largo relativo del defecto  $z$  se toma  $L = L_T$ :

$$z = L_T^2 / (D t) \rightarrow M_F = \begin{cases} \sqrt{1 + 0,6275 z - 0,003375 z^2} \dots\dots(a) \dots \text{cuando } z < 50 \\ 3,392 + 0,03 z \dots\dots\dots(b) \dots \text{cuando } z \geq 50 \end{cases} \quad (10)$$

La ecuación (10), graficada con fines comparativos en la Fig. 3, fue desarrollada para obtener valores menores que los provistos por la Ec. (8), pero esto no ocurre para defectos muy “largos” ( $z > 644$ ).

En el modelo modificado se considera que el área del defecto,  $A$ , asociada a la profundidad máxima del mismo,  $d$ , es  $A = 0,85 L_T d$  cuyo perfil está graficado en línea de trazos y puntos en la Fig. 4. Por ello, la tensión falla  $\sigma_{falla}$  según la ecuación (1), adopta la siguiente forma:

$$\sigma_{falla} = \bar{\sigma} \frac{1 - 0,85 (d/t)}{1 - [0,85 (d/t) / M_F]} \quad (11)$$

Observando la Fig. 4 es obvio que tanto el modelo original como el modelo modificado son poco precisos dado que no consideran el perfil detallado del defecto y estiman el daño a partir de dos valores característicos de la geometría del defecto: el largo  $L_T$  y la profundidad máxima  $d$ .

Es importante destacar que la norma API 579 [17], en su primer nivel de evaluación, tiene consideraciones similares a los modelos del primer nivel de evaluación analizados en este punto.

### Modelos modernos

Para los nuevos materiales usados en las cañerías de gasoductos, que en general son de alta resistencia y tenacidad, se han realizado recientemente nuevas investigaciones [18].

#### *Modelo del BG Technology y Det Norske Veritas (BGT-DNV)*

Entre las investigaciones más destacadas están las llevadas a cabo por BG Technology y Det Norske Veritas, que presentaron la ecuación (12) para determinar la tensión nominal de falla  $\sigma_{falla}$  de un defecto rectangular que denotaremos como modelo (BGT-DNV) [19], [20]:

$$(BGT-DNV) \rightarrow \sigma_{falla} = \sigma_u \frac{1 - d/t}{1 - [(d/t)/Q]} \quad (12)$$

donde  $Q$  es el factor de protuberancia, que se expresa como:

$$Q = \sqrt{1 + 0,31 z} \quad (13)$$

y está graficado con fines comparativos en la Fig. 3 con los provistos por las ecuaciones (8) y (10) para  $M_F$ .

Estas investigaciones se basaron en una serie extensa de ensayos de estallido de muestras de cañerías con defectos volumétricos, que permitieron el desarrollo de los criterios de falla mediante el uso de modelos computacionales.

Hay que destacar que la forma de la ecuación (12) es similar a la original “NG-18”, ecuación (1); pero la tensión de flujo  $\bar{\sigma}$  es reemplazada por la tensión de rotura  $\sigma_u$  del material. Además el factor de protuberancia  $Q$  es menor que  $M_F$  lo que disminuye el divisor en (12). Ambos cambios incrementan la tensión nominal de falla  $\sigma_{falla}$  y el método resulta menos conservativo que los anteriores y se acerca más a la realidad.

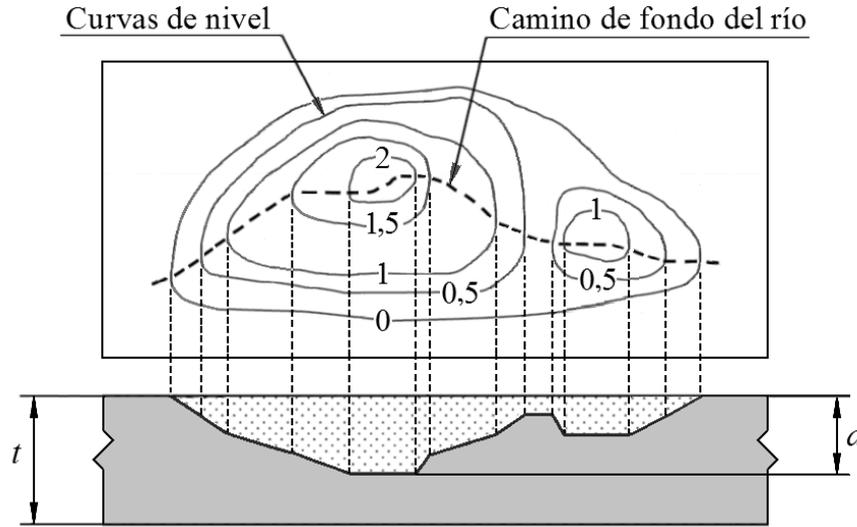


Fig. 5. Determinación del perfil transversal crítico para el modelo del área efectiva.

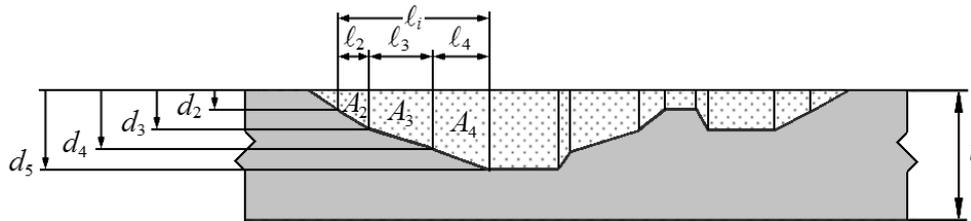


Fig. 6. Bosquejo para la determinación de  $A_i$  en el modelo del área efectiva.

### Modelo del Battelle Memorial Institute (PCORRC)

El Battelle Memorial Institute, ha presentado otra ecuación, denominada PCORRC, para determinar la tensión nominal de falla  $\sigma_{falla}$  de un defecto rectangular, basada en numerosos ensayos de estallido de muestras de cañerías con defectos volumétricos y posteriores desarrollos de modelos computacionales [21]:

$$(\text{Battelle}) \rightarrow \sigma_{falla} = \sigma_u \left[ 1 - \frac{d}{t} (1 - e^\varphi) \right] \quad \text{donde: } \varphi = -0,157 \frac{L_r}{\sqrt{R(t-d)}} \quad (14)$$

donde  $R$  es el radio exterior de la cañería ( $R = D/2$ ). Este método también resulta menos conservativo que los métodos antiguos (original y modificado) y se acerca más a la realidad.

### 3.2.2 Tensión de falla determinada en evaluaciones de nivel 2

En el segundo nivel de evaluación, se aplica el denominado *modelo del área efectiva* [15], donde se aplica la ecuación (1) para determinar la tensión nominal de falla  $\sigma_{falla}$  de un defecto volumétrico.

El modelo del área efectiva requiere un minucioso relevamiento del zona corroída, a fin de determinar el perfil transversal crítico (o “camino del fondo del río”), que surge de unir los puntos de mayor pérdida de material del defecto, en el sentido axial de la cañería (ver Fig. 5). La longitud total del defecto y la de cada uno de los  $n$  puntos relevados están proyectados el sentido longitudinal de la cañería.

Para la determinación de la tensión de falla  $\sigma_{falla}$  de un defecto con el modelo del área efectiva, se debe buscar la menor tensión de falla calculada para cada una de las posibles relaciones entre el área de pérdida

de material y la correspondiente área original sin defecto ( $A_i/A_{0_i}$ ). El área  $A_i$  es la suma de las áreas de los trapecios incluidos entre dos mediciones de pérdida de espesor (ver Fig. 6).

Para este nivel de evaluación, el factor de Folias  $M_F$  se calcula según la ecuación (10) para cada una de las posibles áreas parciales como se indica en el ejemplo de la Fig. 6. Aquí es importante aclarar que la longitud relativa  $z_i$  de un área  $A_i$  se debe calcular con el largo  $\ell_i$  que corresponde al área considerada.

A modo de ejemplo, en la Fig. 6 se reproduce el perfil de la Fig. 5 y se calcula la relación de áreas  $A_i/A_{0_i}$ , entre las mediciones de pérdida de espesor  $d_2$  y  $d_5$ . La distancia entre esas mediciones se denota  $\ell_i$ . El área  $A_i$  para este caso es igual a la suma del área de tres trapecios:

$$A_i = A_2 + A_3 + A_4 \quad (15)$$

donde:

$$A_2 = \ell_2(d_2 + d_3)/2 ; \quad A_3 = \ell_3(d_3 + d_4)/2 ; \quad A_4 = \ell_4(d_4 + d_5)/2 \quad (16)$$

Finalmente la relación de áreas  $A_i/A_{0_i}$  para este ejemplo es:

$$\frac{A_i}{A_{0_i}} = \frac{\sum_{k=2}^4 \ell_k (d_k + d_{k+1})/2}{\ell_i t} \quad (17)$$

Para un perfil transversal crítico (o “camino del fondo del río”), definido con  $n$  mediciones de pérdida de espesor (incluidos los puntos inicial y final del perfil, que en general no presentan pérdida de espesor) se requiere utilizar repetitivamente  $N$  veces la ecuación (17) para examinar todas las posibles combinaciones y encontrar la que produce la menor tensión de falla con la ecuación (1). En efecto con  $n$  profundidades se pueden calcular  $(n-1)$  áreas y cada una de ellas se puede combinar con las  $(n-2)$  áreas restantes y como están duplicadas se divide por 2 y después se le suma las  $(n-1)$  combinadas consigo mismo:

$$N = (n-1)(n-2)/2 + (n-1) \quad \rightarrow \quad N = \frac{1}{2} n(n-1) \quad (18)$$

Resumiendo, el método del área efectiva consiste en los siguientes pasos:

$$i=1, N \rightarrow (A_i/A_{0_i}) \rightarrow \ell_i \text{ Ec. (7)} \rightarrow z_i \text{ Ec. (10)} \rightarrow M_{F_i} \text{ Ec. (1)} \rightarrow (\sigma_{falla})_i \rightarrow \sigma_{falla} = \text{Menor } (\sigma_{falla})_i \quad (19)$$

Como el camino del fondo del río se aproxima por una poligonal, la precisión aumenta con el número de mediciones, pero esto torna engorrosos a los cálculos manuales. Por ello, en el modelo del área efectiva es habitual utilizar algoritmos computacionales para calcular la tensión de falla de defectos volumétricos. En este trabajo se sistematizaron los cálculos en el ambiente MATLAB® [22].

Aquí también es importante destacar que la norma API 579 [17], en su segundo nivel de evaluación, tiene consideraciones similares al modelo del segundo nivel de evaluación analizado en este punto.

### 3.2.3 Tensión de falla determinada en evaluaciones de nivel 3

El tercer nivel de evaluación, implica utilizar un modelo de análisis detallado; tal como el método de los elementos finitos, aplicado a la zona corroída. El estudio debe considerar todos los factores que pueden afectar la precisión de los resultados, entre otros: las cargas, tales como la presión interna y/o fuerzas externas; condiciones de borde; ovalización; deformaciones; características físicas del material, etc.

### 3.3. Presión de falla y factor de seguridad de un defecto volumétrico

La presión de falla  $p_{falla}$  de un defecto volumétrico está relacionada con la tensión nominal de falla  $\sigma_{falla}$  de la misma manera que la tensión circunferencial  $\sigma_C$  y la presión interior en la conocida fórmula de Barlow.

Tabla 1. Datos generales de los dos gasoductos en estudio.

Gasoducto	Yofre	Traslasieras
Defecto estudiado	Defecto 1	Defecto 2
Diámetro exterior $D$ [mm]	273	273
Espesor $t$ [mm]	6,35	4,78
Presión de operación $p_o$ [kPa]	6000	7000
Tensión de fluencia $\sigma_f$ [MPa]	290	360
Tensión de rotura $\sigma_u$ [MPa]	380	460
Año de construcción	1960	1997
Material de la cañería	API 5L X42	API 5L X52
Revestimiento de la cañería	Esmalte asfáltico	Polietileno extruído

$$\sigma_c = \frac{pD}{2t} \Rightarrow \sigma_{falla} = \frac{p_{falla} D}{2t} \Rightarrow p_{falla} = \frac{2t\sigma_{falla}}{D} \quad (20)$$

Esta presión se divide por la presión de operación del gasoducto  $p_o$  para determinar el factor de seguridad  $FS$  (o coeficiente de seguridad) del defecto volumétrico:

$$FS = \frac{p_{falla}}{p_o} \quad (21)$$

Este factor de seguridad  $FS$  se debe comparar con los factores de seguridad exigidos por las normas que regulan la actividad [1], [2], [3], en función de la ubicación de las instalaciones respecto a los conglomerados humanos.

#### 4. EVALUACIÓN DE LA SEGURIDAD DE GASODUCTOS CON DEFECTOS VOLUMÉTRICOS

Como casos de estudio, se presentan dos defectos volumétricos graves debidos a procesos corrosivos detectados en gasoductos de alta presión que actualmente están operando en la provincia de Córdoba, Argentina: Gasoducto Yofre y Gasoducto Traslasieras. Uno de ellos que denotamos como Defecto 1 es muy largo y en una porción de ese largo es muy profundo, el otro que denotamos Defecto 2 es corto pero muy profundo. En la tabla 1 se resumen las características mecánicas, geométricas y operativas utilizadas en el estudio del comportamiento mecánico de los gasoductos indicados ante la presencia de defectos [23].

##### 4.1. Caso 1: Defecto volumétrico encontrado en el Gasoducto Yofre (Defecto 1)

En el gasoducto Yofre se detectó un defecto volumétrico originado por corrosión generalizada (ver Fig. 7) grave por su extensión longitudinal de 5,5 diámetros (1510/273) y por la pérdida del 73% (4,64/6,35) del espesor de la cañería en un tramo parcial de 33 mm del total del defecto de 1510 mm.

Este tipo de defecto es provocado por una inadecuada protección anticorrosiva de la cañería. La protección anticorrosiva está constituida por el revestimiento externo y por la protección catódica impresa a la cañería. En este caso, el revestimiento es esmalte asfáltico envejecido, con una permeabilidad eléctrica incrementada, lo cual permitió un ataque corrosivo generalizado; sumado esto, a la presencia de un terreno agresivo y a la escasa protección catódica a lo largo del tiempo.

En la tabla 2 se lista el resultado de 112 mediciones de la profundidad del defecto a lo largo del “camino del fondo del río”. La parte más grave del defecto corresponde a la zona donde  $361 \leq x \leq 394$ . Observando la tabla 2 se podría pensar que se trata de un conjunto de defectos aislados, pero cuando la separación entre defectos es menor a 3 veces el espesor de la cañería, la norma establece que sean considerados como partes integrantes de un defecto mayor.

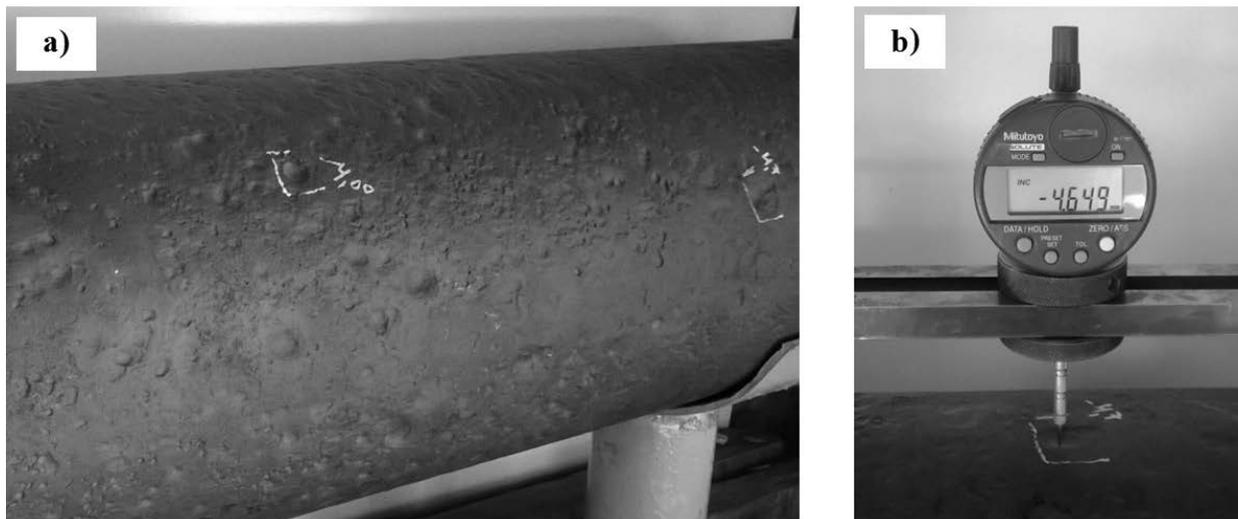


Fig. 7. Defecto volumétrico muy extendido de 1510 mm de longitud detectado en el Gasoducto Yofre (Defecto 1).

Tabla 2. Medición del camino del fondo del río del Defecto 1 – (112 mediciones en mm).

$x_i$	$d_i$												
0	0,00	172	2,10	360	0,59	570	2,32	787	0,32	965	0,35	1178	2,54
1	1,27	173	0,33	361	4,65	571	0,37	788	3,57	966	2,54	1179	0,30
7	1,34	287	0,35	394	4,64	621	0,32	793	3,39	1026	2,52	1220	0,36
8	0,33	288	3,24	395	0,34	622	4,20	794	4,23	1027	0,30	1221	3,23
32	0,39	306	3,64	403	0,37	646	4,10	809	4,41	1110	0,33	1257	3,51
33	1,65	307	0,31	404	3,12	647	0,38	810	0,36	1111	3,61	1258	0,30
39	1,34	332	0,36	410	3,53	732	0,36	860	0,33	1129	3,83	1287	0,37
40	0,31	333	3,79	411	0,32	733	3,40	861	3,57	1130	0,34	1288	3,27
76	0,32	345	3,23	499	0,33	754	3,73	876	3,32	1154	0,32	1306	3,35
77	2,61	346	0,51	500	2,77	755	0,37	877	0,31	1155	2,50	1307	0,33
101	2,23	350	0,58	506	2,51	765	0,35	932	0,30	1164	2,55	1343	0,30
102	0,30	351	3,05	507	0,30	766	3,49	933	3,47	1165	0,32	1344	3,45
165	0,35	357	3,43	554	0,36	778	3,46	942	3,92	1171	0,38	1350	3,57
166	2,04	358	0,56	555	2,45	779	0,39	943	0,32	1172	2,56	1351	0,30

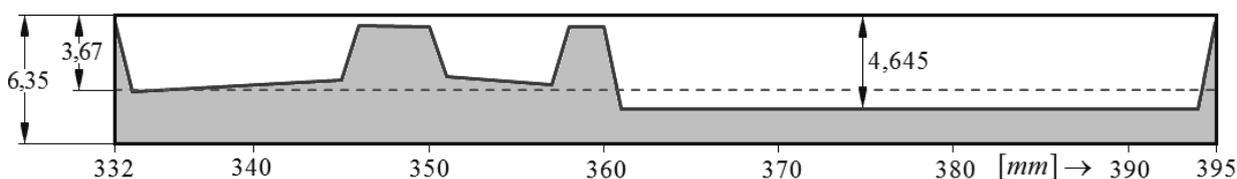
En la tabla 3 se presentan los principales parámetros de cálculo, las tensiones y presiones de falla y los factores de seguridad, de acuerdo con los distintos modelos descritos precedentemente; para el Defecto 1 no se consideran los modelos modernos, porque el material no cumple con las especificaciones necesarias para ser aplicados. En este caso se puede observar claramente que los criterios de evaluación presentan distintos niveles de conservadorismo, lo cual se refleja en la menor presión de falla estimada por el modelo original, (3973 kPa) dando el modelo modificado un valor un 61% mayor (6398 kPa), hasta el nivel menos conservador del modelo del área efectiva donde la presión de falla es 11223 kPa y el factor de seguridad es 1,87. De todas maneras como medida preventiva la zona del defecto se reparó.

Tabla 3. Parámetros de cálculo, tensiones, presiones de falla y factor de seguridad del Defecto 1.

Nivel de Evaluación Modelo	Nivel 1				Nivel 2	
	Original	Ec.	Modificado	Ec.	Área efectiva	Ec.
Profundidad máxima del defecto $d$ [mm]	4,65	---	4,65	---	4,65	---
Longitud total del defecto $L_T$ [mm]	1510	---	1510	---	1510	---
Longitud del defecto $L$ [mm]	---	---	---	---	63	---
Largo relativo del defecto $z$	1315	(7)	1315	(7)	2,29	(7)
Factor de Folias $M_F$	32,45	(8)	42,86	(10)-b	1,555	(10)-a
Área original sin defecto $A_0$ [mm <sup>2</sup> ]	9589	(2)	9589	(2)	400	(2)
Área del defecto $A$ [mm <sup>2</sup> ]	7022	(3)	7022	(3)	231	---
Pérdida relativa de área ( $A/A_0$ )	0,732	---	0,732	---	0,577	---
Tensión de flujo $\sigma_{fluj}$ [MPa]	319	(4)	359	(5)	359	(5)
Tensión de falla $\sigma_{falla}$ [MPa]	85,4	(9)-b	137,5	(11)	241,3	(1)
Presión de falla $p_{falla}$ [kPa]	3973	(20)	6398	(20)	11223	(20)
Factor de seguridad $FS$	0,66	(21)	1,07	(21)	1,87	(21)

Tabla 4. Presiones de falla del Defecto 1 que surgen del modelo del área efectiva en el intervalo con más daño ( $332 \leq x \leq 395$ )

$i$	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
$x_i$ [mm]	332	333	345	346	350	351	357	358	360	361	394	395
$d_i$ [mm]	0,36	3,79	3,23	0,51	0,58	3,05	3,43	0,56	0,59	4,65	4,64	0,34
$A_i$ [mm <sup>2</sup> ]	0	2,075	42,12	1,87	2,18	1,815	19,44	1,995	1,15	2,62	153,28	2,49
		16699	16156	16117	16068	16025	15530	15477	15450	15381	11240	11223
			16199	16162	16117	16074	15585	15532	15505	15435	11240	11224
			16699	16690	16681	16495	16463	16432	16388	12027	11998	
				16696	16690	16524	16494	16464	16422	12028	11999	
Presión de falla						16700	16568	16542	16519	16480	11740	11720
$p_{falla}$							16589	16566	16546	16509	11720	11703
[kPa]								16699	16695	16687	12095	12078
									16700	16694	12076	12063
										16699	11798	11805
											<b>11795</b>	11808
												16699

Fig. 8. Recorrido parcial de la poligonal del camino del fondo del río en la zona más dañada del Defecto 1 ( $332 \leq x \leq 395$ ).

En la tabla 4 se presentan las presiones de falla que surgen del modelo del área efectiva, de acuerdo con las posibles relaciones entre el área de pérdida de material y su correspondiente área original sin defecto, ( $A_i/A_{oi}$ ) entre cualquier par de mediciones de pérdida de espesor en el intervalo con más daño ( $332 \leq x \leq 395$ ). En el nivel 2 de la tabla 3 se consignó la menor presión de falla detectada que corresponde a un “defecto efectivo” de 63 mm de largo y profundidad promedio del 57,75% del espesor ( $0,5775 \times 6,35 = 3,67$  mm) como se puede observar en la Fig. 8.

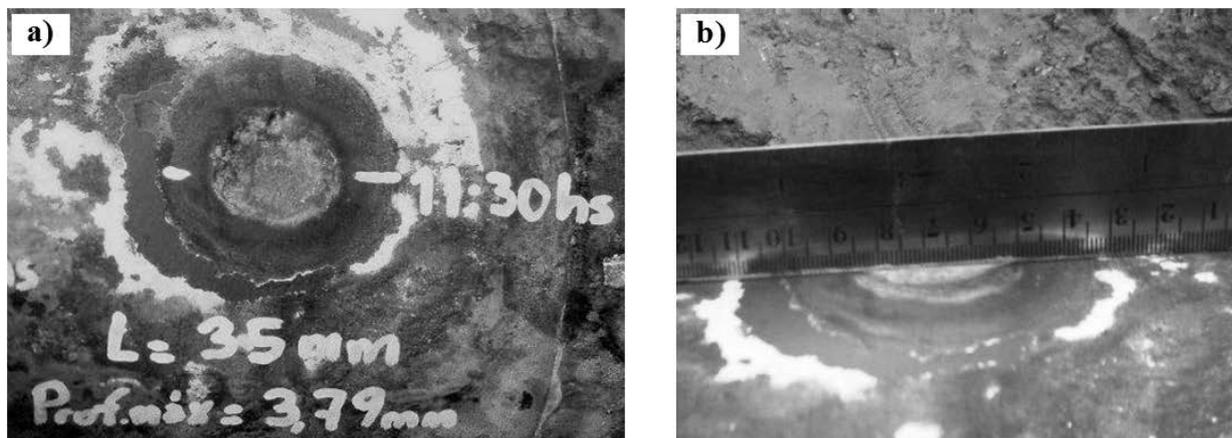


Fig. 9. Defecto volumétrico corto y muy profundo detectado en el Gasoducto Traslasierras (Defecto 2).

Tabla 5. Medición del camino del fondo del río del Defecto 2 – (8 mediciones).

Medición $i$	1	2	3	4	5	6	7	8
Progresión $x_i$ [mm]	0	2,5	5	10	20	30	32,5	35
Profundidad del defecto $d_i$ [mm]	0	1,70	3,66	3,79	3,79	3,54	1,80	0

Cabe destacar que teniendo 112 mediciones de profundidad del defecto ( $n = 112$ ), según la ecuación (18), se deben calcular y comparar 6216 presiones de falla ( $112 \times 111/2$ ). En la Tabla 4 por razones de espacio se muestran sólo 66 de esas presiones de falla ( $12 \times 11/2 = 66$ ). Observando la Fig. 8 es interesante destacar que la parte más profunda ( $361 \leq x \leq 394$ ) donde la profundidad promedio es de 4,645 mm no corresponde al “defecto efectivo” más grave. En la tabla 4 se observa que la presión de falla en ese caso es de 11795 kPa. El peor defecto efectivo corresponde al tramo  $[332 \leq x \leq 395]$ , que es más largo y su profundidad promedio es 3,67 mm, en ese caso la presión de falla es 11223 kPa como ya se mencionó anteriormente.

#### 4.2. Caso 2: Defecto volumétrico en el Gasoducto Traslasierras (Defecto 2)

El defecto volumétrico estudiado como Defecto 2 fue el mayor de una serie de defectos aislados, pero graves por la gran pérdida de espesor de la cañería del Gasoducto Traslasierras. Este defecto que se muestra en la Fig. 9, tiene una pérdida de espesor de casi el 80% ( $3,79/4,78$ ).

En este caso, el revestimiento es polietileno extruido, un excelente aislante eléctrico, que sumado a una adecuada protección catódica (generada por baterías de ánodos de magnesio) no hacía presumir la presencia de un defecto de la magnitud encontrada.

Investigando las causas de estas averías muy graves y aisladas, se concluyó que se debían a la presencia de corrientes parásitas, provocadas por la existencia de una línea de alta tensión en las cercanías, sumadas a la existencia de pequeñas roturas en el revestimiento, probablemente originadas durante la construcción de la obra.

En la tabla 5 se lista el resultado de 8 mediciones de la profundidad del Defecto 2 a lo largo del “camino del fondo del río”. Como se puede observar en las Figs. 9 y 10, el Defecto 2 es muy peculiar: tiene forma de “taza” y simetría axilsimétrica, causado por el proceso de corrosión descrito en el párrafo anterior.

#### Resultados de las evaluaciones a Nivel 1 y 2 del Defecto 2

En la tabla 6 se presentan los principales parámetros de cálculo, las presiones de falla y el factor de seguridad para el Defecto 2, considerando todos los modelos descriptos precedentemente.

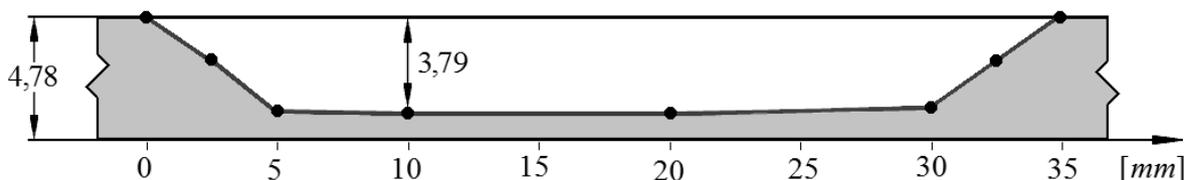
Fig. 10. Poligonal que representa el camino del fondo del río del Defecto 2 ( $n = 8$ ).

Tabla 6. Parámetros de cálculo, tensiones, presiones de falla y factor de seguridad del Defecto 2.

Nivel de evaluación	Nivel 1				Nivel 2
	Original	Modificado	BGT-DNV	Battelle PCORRC	
Método de evaluación					Área efectiva
Profundidad máxima del defecto $d$ [mm]	3,79	3,79	3,79	3,79	3,79
Longitud total del defecto $L_T$ [mm]	35	35	35	35	35
Longitud del defecto $L$ [mm]	---	---	---	---	30
Largo relativo del defecto $z$	0,939	0,939	0,939	---	0,690
Factor de Folias $M_F$	1,323	1,259	---	---	1,196
Factor de Protuberancia $Q$	---	---	1,136	---	---
Área original sin defecto $A_0$ [mm <sup>2</sup> ]	167,3	167,3	167,3	---	143,4
Área del defecto $A$ [mm <sup>2</sup> ]	132,7	132,7	132,7	---	106,6
Pérdida relativa de área ( $A/A_0$ )	0,793	0,793	0,793	---	0,743
Tensión de flujo $\sigma_{flujo}$ [Mpa]	396	429	---	---	429
Tensión de rotura $\sigma_u$ [MPa]	---	---	460	460	---
Tensión de falla $\sigma_{falla}$ [Mpa]	310,9	300,9	315,3	322,6	291
Presión de falla $p_{falla}$ [kPa]	10886	10537	11041	11297	10189
Factor de seguridad $FS$	1,55	1,51	1,58	1,61	1,46

Tabla 7. Presiones de falla que surgen del modelo del área efectiva – Defecto 2.

$i$	1	2	3	4	5	6	7	8
$x_i$ [mm]	0	2,5	5	10	20	30	32,5	35
$d_i$ [mm]	0	1,70	3,66	3,79	3,79	3,54	1,80	0
$A_i$ [mm <sup>2</sup> ]		2,125	6,70	18,625	37,9	36,55	6,675	2,25
		15018	14971	14567	12714	10698	10499	10690
Presión de falla			14994	14559	12464	10337	<b>10189</b>	10487
				14713	12663	10470	10341	10687
					13797	11576	11399	11694
$P_{falla}$ [kPa]						13958	13735	13817
							14994	14970
								15018

En la tabla 7 se presentan todas las posibles presiones de falla que surgen del algoritmo del modelo del área efectiva, de acuerdo con las posibles relaciones entre el área de pérdida de material y su correspondiente área original sin defecto ( $A_i/A_{0i}$ ). En la tabla 6, para el Nivel 2 se tomó la menor presión de falla detectada. Como se midieron 8 puntos se pueden definir  $8 \times 7/2 = 28$  combinaciones de áreas. Para este defecto la “mayor pérdida de material” se da entre las mediciones  $d_2 = 2,5$  mm y  $d_7 = 32,5$  mm, de modo que  $L = 30$  mm,  $A = 106,55$  mm<sup>2</sup> y  $A_0 = 4,78 \times 30 = 143,4$  mm<sup>2</sup>.

En este caso particular se observa que los niveles de evaluación más antiguos (modelo original y modificado), que en la industria se aceptan como más conservadores, prevén presiones de falla más elevadas que el nivel de evaluación 2 que es más moderno (modelo del área efectiva). Este resultado puede ser explicado:

- a) En el método original al ser  $z \leq 20$  se considera un defecto de 35 mm de largo y profundidad 2,53 mm ( $\frac{2}{3} \times 3,79$ ) según la Ec. (9)-a.
- b) El método modificado considera un defecto de largo 35 mm y profundidad 3,22 mm ( $0,85 \times 3,79$ ) según la Ec. (11).
- c) El método de área efectiva considera un rectángulo de 30 mm de largo y 3,55 mm ( $0,743 \times 4,78$ ) de profundidad (notar que el valor  $A/A_0 = 0,743$  se lee en la última columna de la tabla 6).

En conclusión el modelo más exigente del defecto es el correspondiente al método de área efectiva y predice la menor presión de falla 11223 kPa con un factor de seguridad de 1,46. Esto se debe a la forma tan peculiar de este defecto axilsimétrico con forma de taza. De todas maneras como medida preventiva la zona del defecto se reparó.

### Resultados de la evaluación a Nivel 3 del Defecto 2

Dado el resultado un tanto inesperado que se comentó en el párrafo anterior, se resolvió analizar el Defecto 2 con el tercer nivel de evaluación que propone la norma ASME B 31.G, aplicando un modelo de análisis detallado; en este caso se utilizó el método de los elementos finitos empleando un software comercial. Se modeló un tramo de cañería de 1 metro (28 veces la longitud del defecto y 3,7 veces el diámetro del caño) conteniendo la zona corroída (ver Fig. 11-a). Se consideró al material como elasto-plástico y como carga se aplicó presión interior de valor creciente entre 0 y 15400 kPa; y se calculó la máxima tensión de Von Mises correspondiente a cada nivel de carga aplicada.

En la Fig. 11-a se muestra la malla utilizada para modelar la cañería que se densifica en la zona del defecto, el cráter correspondiente a la zona corroída presenta una importante pérdida de espesor (79%).

Al aplicar la presión de operación de 7000 kPa, se comprobó un comportamiento lineal donde la máxima tensión de Von Mises resultó 350 MPa, valor menor que la tensión de fluencia ( $\sigma_f = 360$  MPa). Esto resulta muy alentador porque muestra que el defecto no es tan grave a pesar de la pérdida del 79% del espesor, eso se debe a la posibilidad de redistribuir tensiones en el fondo y en los lados del defecto.

En la Fig. 12 se graficó la máxima tensión de Von Mises en la zona del defecto junto con la tensión en la zona alejada y libre de defectos; esta última coincide prácticamente con la tensión circunferencial  $\sigma_c$  dada por la fórmula de Barlow, ecuación (20). En el gráfico se distinguen cuatro tramos bien definidos.

**Tramo 1:** ( $p \leq 7200$ ) El comportamiento es lineal hasta la presión interior  $p = 7200$  kPa donde comienza la plastificación porque la máxima tensión de Von Mises alcanza el valor de fluencia  $\sigma_{VM\ máx} = 360$  MPa en la región del defecto (ver Fig. 11-b). Lejos del defecto la tensión es  $\sigma_c = 205$  MPa, por lo tanto la concentración de tensiones en la zona del defecto es del 76% (360/205).

**Tramo 2:** ( $7200 < p \leq 12600$ ) Hay plastificación pero la tensión máxima de Von Mises crece lentamente (sólo aumenta un 3,6 % en este tramo pasando de 360 a 373 MPa) porque hay redistribución de tensiones en la región a ambos lados del defecto; mientras que lejos del defecto la tensión crece linealmente hasta alcanzar la tensión de fluencia, aumentando un 76 % (pasa de 205 a 360 MPa). La Fig. 11-c corresponde al final del tramo 2 donde  $p = 12600$  kPa,  $\sigma_{VM\ máx} = 373$  MPa y  $\sigma_c = 360$  MPa.

**Tramo 3:** ( $12600 < p \leq 13900$ ) La capacidad de redistribuir tensiones hacia a ambos lados del defecto se agota rápidamente porque la región lejos del defecto ya entró en plastificación. En este tramo la tensión máxima de Von Mises crece rápidamente y cuando  $p = 13900$  kPa se aproxima al valor de rotura 460 MPa como se puede comprobar en la Fig. 11-d.

**Tramo 4:** ( $13900 < p \leq 15400$ ) Continúa la redistribución de tensiones y una gran región alcanza una tensión levemente inferior a rotura. Finalmente cuando la presión es 15600 kPa el programa no encuentra solución al problema y aborta.

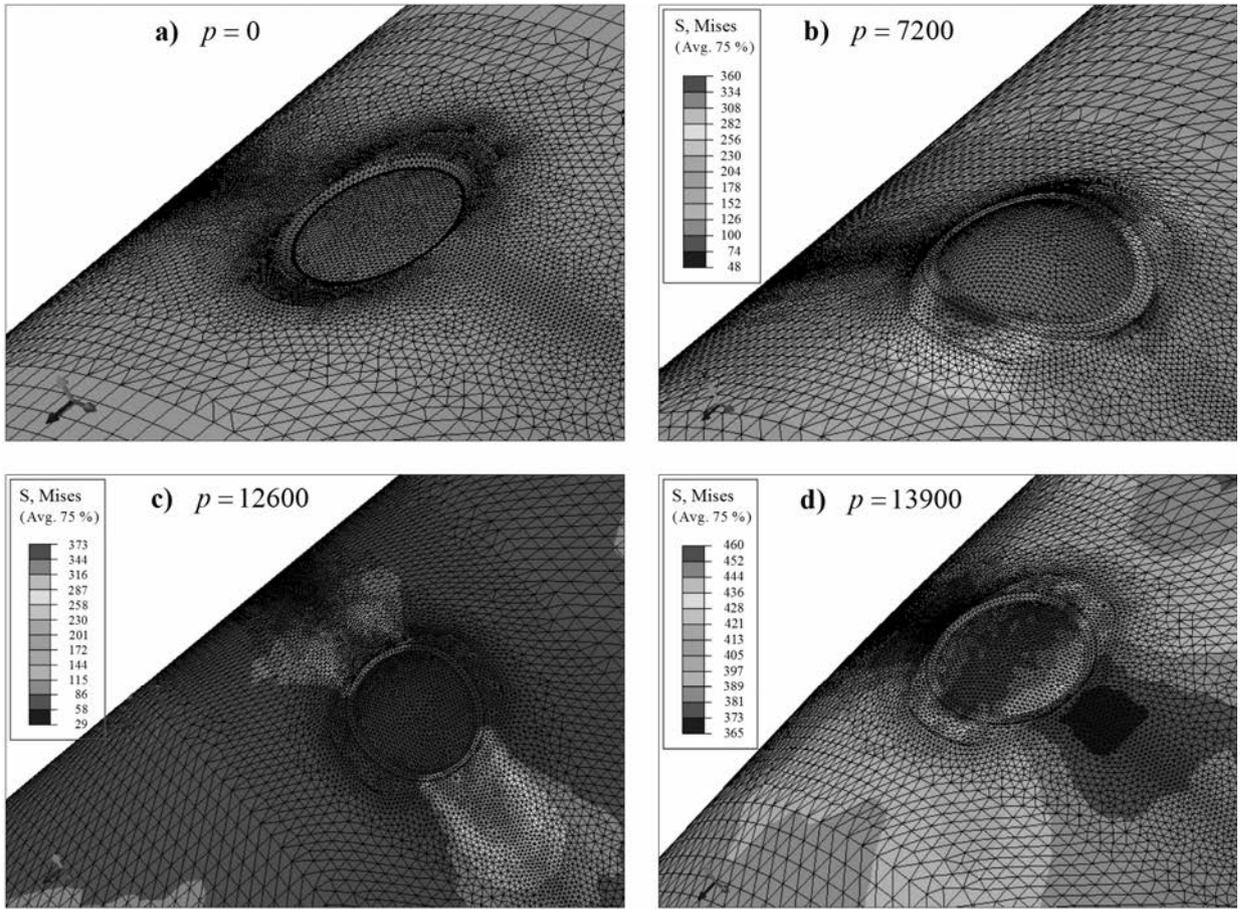


Fig. 11. Modelado del Defecto 2 con Elementos Finitos – Tensiones de Von Mises en función de la presión interior.

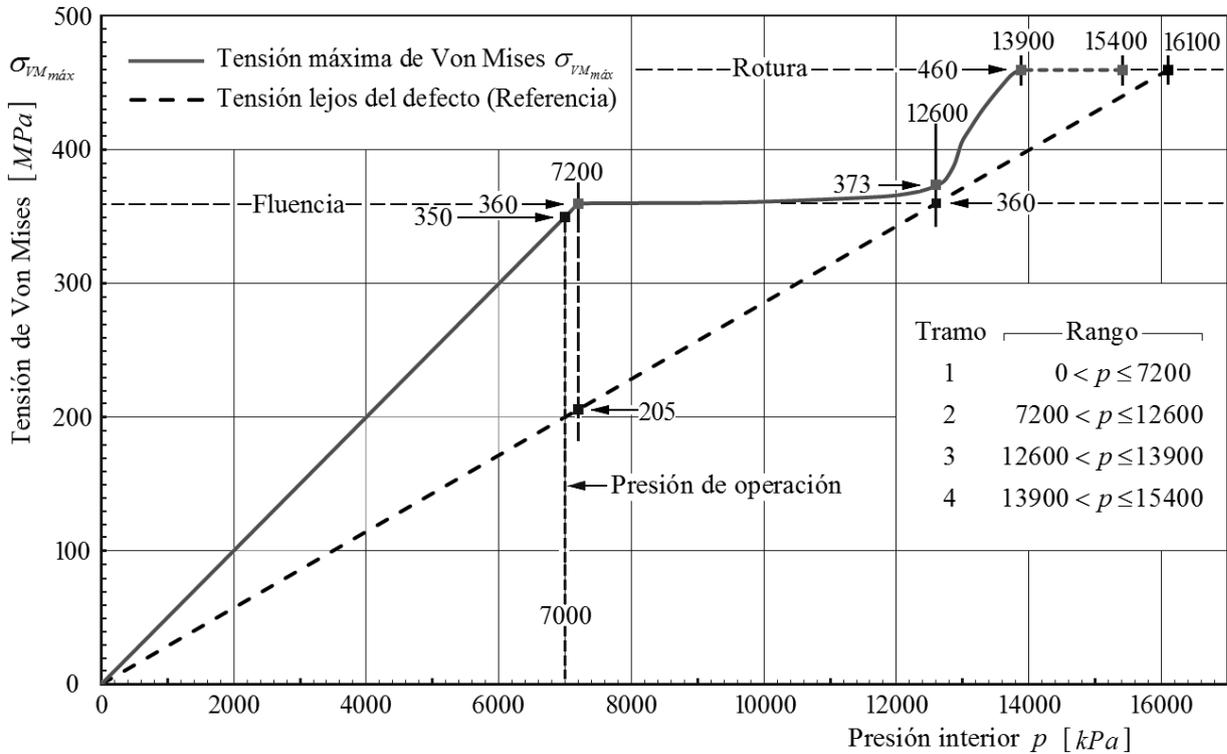


Fig. 12. Evolución de las tensiones en función de la presión interior – Defecto 2.

Tabla 8. Presiones de falla obtenidos con los tres niveles de evaluación para el Defecto 2 ( $p_o = 7000$  kPa).

Nivel de evaluación	Nivel 1				Nivel 2	Nivel 3
	Original	Modificado	BGT-DNV	Battelle PCORRC	Área efectiva	Elementos Finitos
Presión de falla $p_{falla}$ [kPa]	10886	10537	11041	11297	10189	13900
Factor de seguridad $FS$	1,55	1,51	1,58	1,61	1,46	1,99

Observando las curvas de la Fig. 12 se tiene:

1. la **cañería sin defectos** diseñada para operar a una presión  $p_o = 7000$  kPa recién inicia la plasticación cuando  $p = 12600$  kPa y rompe cuando  $p = 16100$  kPa;
2. la **cañería con el defecto 2** crece linealmente con la presión interior hasta el inicio de la plasticación cuando  $p = 7200$  kPa; alcanzando la tensión de rotura cuando  $p = 13900$  kPa. El factor de seguridad definido en (21) es aproximadamente 2 ( $FS = 13900/7000$ ); por lo tanto el defecto no es grave, si las condiciones que provocaron el proceso corrosivo cesan.

Los resultados obtenidos con elementos finitos son muy tranquilizadores porque muestran que la cañería en estudio con un defecto cuya pérdida de espesor llega casi al 80 % puede redistribuir las tensiones en la vecindad del defecto llegando a resistir a rotura un 86 % ( $13900/16100$ ) de lo que resistiría sin defectos!

La tabla 8 muestra que los valores provistos por todos los métodos simples (que varían entre 10189 y 11297 kPa) son bastante conservativos cuando se los compara con el resultado obtenido con elementos finitos (13900 kPa).

## 5. CONCLUSIONES

Se evaluó el comportamiento mecánico de gasoductos ante la presencia de defectos volumétricos que afectan la seguridad. Como casos de estudio se eligieron dos defectos, considerados a priori como graves por su profundidad, detectados en gasoductos en la provincia de Córdoba, en Argentina. Se utilizaron tres niveles de complejidad creciente para evaluar la seguridad ante la presencia de defectos volumétricos causados por la corrosión del acero usado en la cañería. Se determinaron las presiones de falla previstas por los diferentes modelos de evaluación actualmente en uso y se las comparó con las presiones de operación previstas, definiendo las condiciones de seguridad asociadas a los defectos detectados.

De este trabajo se puede concluir que tanto los modelos antiguos como los modernos de los dos primeros niveles de evaluación son conservativos ya que prevén presiones de falla menores que las obtenidas con análisis más detallados del tercer nivel de evaluación (elementos finitos). De todos modos los dos primeros niveles de evaluación, que son más sencillos en su implementación, dan una guía razonable en cuanto a la gravedad de los defectos, que permite asignar prioridades en cuanto al tratamiento de dichos defectos.

Lo anteriormente indicado es de particular importancia para la evaluación de defectos volumétricos, causados por procesos corrosivos en gasoductos en general y especialmente en gasoductos modernos, teniendo en cuenta que los revestimientos plásticos actuales poseen una alta aislación eléctrica. En caso de existir una falla en la aislación, sumada a la presencia de corrientes parásitas, se originan defectos aislados, relativamente pequeños pero en general muy profundos similares al Defecto 2 estudiado exhaustivamente en este trabajo. Este nuevo escenario hace necesario determinar correctamente las condiciones de seguridad; los métodos numéricos son una herramienta poderosa para estimar valores confiables de las presiones de falla asociadas a los defectos, permitiendo priorizar las actividades de mantenimiento, orientando las capacidades ejecutivas de los operadores de los gasoductos.

La conclusión más importante de este trabajo es que los defectos cortos y profundos (del tipo aquí analizado), que a priori podrían ser considerados como graves no lo son tanto, teniendo en cuenta la capacidad de redistribución generalizada de tensiones en una extensa zona a ambos lados del defecto. El análisis por

elementos finitos del Defecto 2 permite afirmar que los defectos cortos no son peligrosos aun cuando sean muy profundos.

## REFERENCIAS

- [1] American Society of Mechanical Engineer, ASME B31.8, Gas Transmission and Distribution Piping System (2014)
- [2] American Society of Mechanical Engineer, ASME B31.8S, Managing System Integrity of Gas Pipelines (2014)
- [3] Ente Nacional Regulador del Gas de la República Argentina, NAG 100, Normas Argentinas mínimas de seguridad para el transporte y distribución de gas natural y otros gases por cañerías (1993)
- [4] Massa, J.C., Giudici, A.J., “Daño por efectos de oxidación en gasoductos”, *Revista Internacional de Desastres Naturales, Accidentes e Infraestructura Civil*, **10**(2), 119-138 (2010)
- [5] Massa, J.C., Giudici, A.J., “Comportamiento de un gasoducto con fisuras”, *Revista Internacional de Desastres Naturales, Accidentes e Infraestructura Civil*, **9**(1-2) 143-162 (2009)
- [6] Massa, J.C., Giudici, A.J., Muract, J., “Tipificación de los defectos volumétricos en cañerías de conducción de gas con problemas de corrosión”, *Segundo Congreso Argentino de Ingeniería Mecánica - II CAIM 2010*, San Juan, Argentina (2010)
- [7] Giudici, A.J., Massa, J.C., Stuardi, J.E., “Tipificación de defectos planos en gasoductos según su potencial modo de falla”, *Congreso Sobre Integridad en Instalaciones de Gas y Petróleo. Organizado por la IAPG* (Instituto Argentino del Petróleo y Gas), Buenos Aires (2010)
- [8] Kiefner, J.F., Duffy, A.R., “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, US Department of Transportation (1971)
- [9] Eiber, R., Bubenik, T., Maxey, W., *Fracture control technology for natural gas pipelines*, American Gas Association, Project PR-3-9113, Report NG-18 No. 208 (1993)
- [10] Silva, F.C., Hryciuk, P.M., “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 (2000)
- [11] Maxey, W.A., Kiefner, J.F., Eiber, R.J., Duffy, A.R., “Ductile fracture initiation, propagation and arrest in cylindrical vessels, Fracture Toughness”, *National Symposium on Fracture Mechanics, ASTM STP 514*, pp 70-81 (1972)
- [12] Kiefner, J.F., Vieth, P.H., A modified criterion for evaluating the remaining strength of corroded pipe, Project PR-3-805, Pipeline Research Committee, American Gas Association, Catalog No L51688B (1989)
- [13] Kiefner, J.F., Maxey, W.A., Eiber, R.J., Duffy, A.R., “Failure stress levels of flaws in pressurized cylinders”, *Progress in flaw growth and fracture toughness testing*, ASTM STP 536, pp 461-481 (1973)
- [14] Folias, E.S., “The stress in a cylindrical shell containing an axial crack”, *Aerospace Research Laboratories, ARL* pp. 64-174 (1964)
- [15] American Society of Mechanical Engineer, ASME B31G, *Manual for Determining the Remaining Strength of Corroded Pipelines* (2012)
- [16] Baker, M.Jr. Inc, Fessler, R.H., “Pipeline Corrosion – Final Report”, *US Department of Transportation PHMSA - OPS* (2008)
- [17] American Petroleum Institute, API 579-1/ASME FFS-1, Fitness for Service (2007)
- [18] Bjornoy, O.H., Marley, M.D., “Assessment of corroded pipeline; past, present and future”, *Eleventh International Offshore and Polar Engineering Conference Stavanger*, Norway (2001)
- [19] British Standards Institution, BS 7910 Guide to methods for assessing the acceptability of flaws in metallic structures (2013)
- [20] Det Norske Veritas AS, Recommended Practice DNV-RP-F101 (2015)
- [21] Stephens, D.R., Leis, B., *Development of an alternative criterion for residual strength of corrosion defects in moderate - to high - toughness pipe*, IPC 2000, Calgary, Alberta, Canada, (2000)
- [22] <http://www.mathworks.com/products/matlab/>
- [23] American Petroleum Institute, API Spec 5L, 45th Edition Specification for Line Pipe (2012)

## PIPELINE FAILURES DUE TO VOLUMETRIC DEFECTS

**Abstract** – Safety is the main aspect to be considered in the design and operation of transport and gas distribution systems. International regulations address this issue to minimize negative events in the community. The first part of this work illustrates typical defects that can be found in pipes, and describes several mathematical models, of increasing difficulty, that determine the pressure of failure associated with volumetric defects (which are usually caused by corrosion of the pipe steel). We analyze different methods of evaluation currently available and suggest recommendations for their application to pipelines made of different steels. As case studies, we analyze defects which have been a priori qualified as very serious, that belong to pipelines of the province of Cordoba, in Argentina. Taking into account the characteristics of construction and operation of the pipelines under analysis, we compare the failure pressures provided by different methods of evaluation with operating pressures. Finally, we compare the levels of defect evaluation in terms of their complexity and predicted results.

**Keywords** – Pipelines, Defects, Corrosion, Safety.