

EVALUACIÓN DE DISTANCIA DE SEGURIDAD EN GASODUCTOS PARALELOS

Ing. Juan Carlos Spini / Ing. Julio César Paladino
Camuzzi Gas Pampeana S.A.

JuanCarlos.Spini@Camuzzigas.com.ar / Julio.Paladino@Camuzzigas.com.ar

Sinopsis

Uno de los aspectos a tener en cuenta en la fase de diseño de un gasoducto, está relacionado con las distancias de seguridad que su traza debe guardar respecto de otro gasoducto u otro conducto paralelo en operación. Esta separación para el caso de la industria del gas se encuentra establecida por la Norma NAG 100 – Adenda 2 (cuadro 325ii) “distancias de seguridad”. Para casos especiales, la referida norma autoriza la disminución de estas distancias, previa intervención del departamento de Seguridad Industrial

Sin embargo, no existe, en la NAG 100 ningún criterio adicional, que permita acotar o fijar parámetros para este incumplimiento de la distancia de seguridad.

Vale destacar, que la necesidad de excepción a las distancias de seguridad suelen ser frecuentes, merced a la presencia de obstáculos en la traza que al momento de diseño el acercamiento de los ductos resulta un riesgo menor a otras alternativas, en esta línea de pensamiento suelen tener una gran relevancia cuestiones medio ambientales que contraponen riesgos ambientales con los de seguridad.

Criterio de evaluación adoptado

El presente trabajo muestra el criterio adoptado desde la Gerencia de Seguridad de Camuzzi, que nos permite disponer de una herramienta de evaluación que permite la toma de decisiones con fundamentos sólidos.

La metodología que permita estimar la mínima distancia entre ductos, en la que la falla catastrófica del material de uno de ellos afectaría la integridad estructural del otro.

Para esto, se combinan ecuaciones y criterios provenientes de tres fuentes distintas. Por un lado EPRG, European Pipeline Research Group en lo que refiere a propagación de fisuras, el ASME PCC-2-2008 Art5.1 Appendix III Safe Distance Calculations for Pneumatic Pressure Test, que desarrolla una herramienta de cálculo para estimar la energía producida por la expansión del gas liberado a partir de la falla del recipiente que lo contiene y por último, se toma un modelo desarrollado en AGA Project PR-15-109 PIPELINE RESPONSE TO BURIED EXPLOSIVE DETONATIONS, que permite estimar las tensiones estructurales provocadas en un ducto como consecuencia de detonaciones realizadas en el terreno circundante.

Como resultado, se obtiene una estimación de las tensiones inducidas a cada uno de los gasoductos dispuestos en forma paralela, producto de la falla alternativa del otro, en función de la distancia que los separa.

Introducción

Uno de los aspectos a tener en cuenta en la fase de diseño de un gasoducto, está relacionado con las distancias de seguridad que su traza debe guardar respecto de otro gasoducto u otro conducto paralelo en operación.

Esta separación, para el caso de la industria del gas, se encuentra determinada por la Norma NAG 100 – Adenda 2 (cuadro 325ii). Se puede ver que para una cañería que se construya paralela a otro gasoducto existente, el mencionado cuadro establece que se deberá guardar una distancia mínima de seguridad de 10 m entre ambas cañerías (Fig. 1) .

		Diámetro nominal (milímetros)		
DESDE	HASTA	Dn < 203 (8")	203≤ Dn < 305 (8"-12")	Dn ≥ 305 (12")
Líneas de Transmisión (cualquier clase de Trazado)	Cañerías paralelas de Gasoductos, Propanoductos, Oleoductos, Poliductos, etc.	10 m (*)		
	Cañerías paralelas de Gasoductos, Propanoductos, Oleoductos, Poliductos, etc., en cruces de ríos	15 m (*)	20 m (*)	30 m (*)
	Zona de compresores de la Planta compresora	---	100 m	
Válvula de Bloqueo, entrada y salida de Planta compresora	Zona de compresores de la Planta compresora	---	150 m	
Líneas de Transmisión y Distribución (cualquier clase de Trazado)	Línea paralela de Alta Tensión Aérea (Tensión ≥ 66kV) (**)	5 m	10 m	
	Línea de tensión eléctrica Subterránea (Tensión ≥ 33 kV)	1 m		
	Puesta a tierra de líneas eléctricas	0,5 m c/10 kV Mín. 10 m	1 m c/10 kV Mín. 10 m	1 m c/10 kV Mín. 10 m

Cuadro 325-ii

Figura 1: NAG 100 – Adenda 2 Cuadro 325-ii

Cabe aclarar que la adopción de esta distancia fue oportunamente pensada y establecida para proporcionar espacio adecuado para la construcción y el posterior mantenimiento de ambas líneas.

Eventualmente, durante la construcción de un gasoducto nuevo, se presentan en la traza condicionantes que obligan a reducir puntualmente esta distancia. Estas situaciones suelen ser frecuentes, merced a la presencia de obstáculos en la traza, para los que un acercamiento de los ductos resulta ser un riesgo menor frente a otras alternativas. En esta línea de pensamiento suelen tener una gran relevancia cuestiones medio ambientales, que contraponen riesgos ambientales con los de seguridad. Para estos casos en el cuadro 325-ii se determina: “Estas distancias pueden reducirse en

casos especiales, con la realización de un Informe de Interferencia entre Ductos, debiendo mantener una distancia mínima que garantice una operación segura y el adecuado mantenimiento de las instalaciones”.

El presente trabajo muestra el criterio adoptado desde la Gerencia de Seguridad de Camuzzi, que permite disponer de una herramienta de evaluación a los efectos de realizar una toma de decisiones con fundamentos sólidos, en uno de los aspectos que hacen a una operación segura.

Uno de los interrogantes que se deberá responder, al momento de autorizar una reducción de la distancia de seguridad entre dos gasoductos, es el de cómo afectaría la falla de uno de ellos la integridad estructural del otro.

En el presente trabajo, se propone una metodología de cálculo que permite estimar, para la distancia de separación propuesta (por debajo de la distancia de seguridad tabulada), las tensiones producidas en uno de los gasoductos en operación, en caso de producirse la rotura catastrófica del otro caño paralelo.

La metodología planteada se funda en normas y trabajos de investigación, de reconocido prestigio en el ámbito de la industria del gas, permitiendo que la decisión de otorgar una excepción a la distancia de seguridad entre dos gasoductos, se pueda sustentar sobre elementos técnicamente sólidos.

Desarrollo

Sean dos gasoductos operando en paralelo, a una distancia R . Suponiendo que se produzca la explosión de uno de ellos, se pretende determinar cual es la tensión circunferencial a la que se verá sometido el otro, y cuan lejos está de alcanzar la TFME (tensión mínima de fluencia especificada).

Cálculo de la tensión inducida en el gasoducto en operación

El cálculo de la tensión inducida sobre el gasoducto en operación se basa en los trabajos publicados en A.G.A. Project PR-15-109 PIPELINE RESPONSE TO BURIED EXPLOSIVE DETONATIONS (1981). En esa publicación se desarrollan una serie de modelos matemáticos obtenidos a partir de trabajos de investigación que estudiaban los efectos que tenían sobre cañerías enterradas, la detonación de cargas explosivas en proximidades de las mismas.

El modelo que mejor se adapta a la necesidad de nuestro problema, es el que describe los efectos de una carga explosiva puntual, detonada a una distancia determinada de un gasoducto (Fig 2).

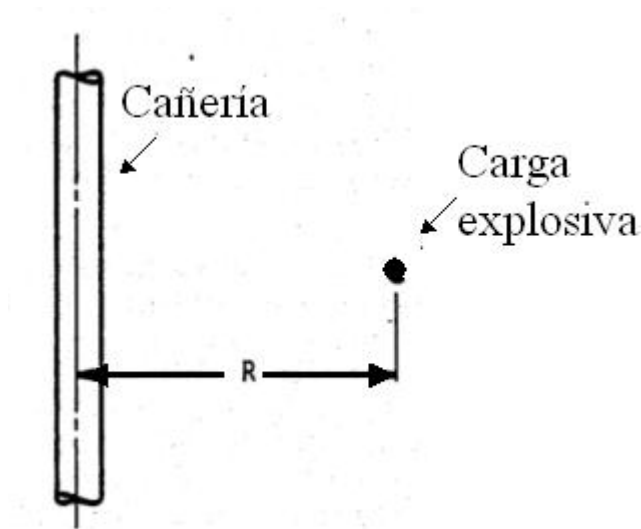


Figura 2: Carga explosiva detonada a una distancia R de un conducto. (Fuente: A.G.A. *Project PR-15-109 PIPELINE RESPONSE TO BURIED EXPLOSIVE DETONATIONS* -1981).

La ecuación resultante que predice la máxima tensión inducida en una cañería por una explosión puntual, detonada a una distancia R, estando ambos enterrados es:

$$\sigma_{cir} = \sigma_{long} = 4.44E \left(\frac{nW}{\sqrt{Eh} R^{2.5}} \right)^{0.77} \quad (1)$$

Donde:

σ_{cir} = tensión circunferencial máxima (psi)

σ_{long} = tensión longitudinal máxima (psi)

n = liberación de energía equivalente (adimensional)

W = peso del total de carga explosiva (lb)

E = módulo de elasticidad del acero (psi)

h = espesor (in)

R = distancia entre la carga explosiva y el gasoducto (ft)

Esta ecuación solo se puede aplicar para distancias R mayores a 2 diámetros de la cañería.

El problema se reduce entonces, a modificar el modelo anterior, por otro en el que se asimilen los efectos de la carga explosiva con los de la expansión violenta del gas liberado producto de la falla de otro gasoducto paralelo (Fig 2)

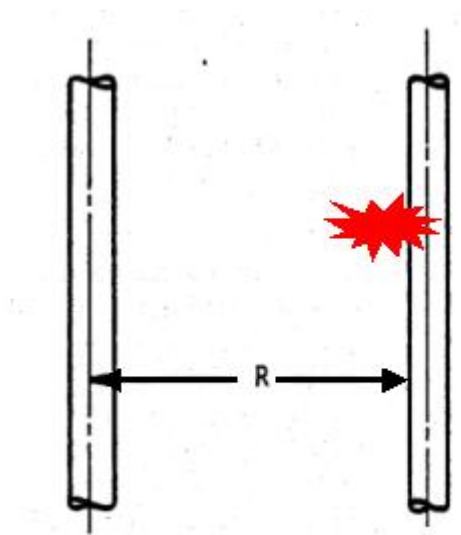


Figura 2: Esquema del modelo propuesto. Falla de un gasoducto paralelo a otro

Será necesario entonces determinar la energía liberada por la expansión del gas, y expresarlo en su equivalente en peso de explosivos (W), de manera de poder utilizar la expresión **(1)**.

Cálculo de la Energía liberada por el gasoducto que falla

El código ASME PCC 2 2008 – “Repair of pressure Equipment and Piping”, plantea un desarrollo para determinar distancias de seguridad respecto de instalaciones a las cuales se somete a presión en el marco de una prueba de resistencia neumática. En este documento, se propone un modelo matemático que permite calcular la energía almacenada por una sustancia gaseosa confinada en un recipiente o sistema de cañería. Específicamente en el Article 5.1, Mandatory Appendix II – Stored Energy Calculations for Pneumatic Pressure Test, se desarrolla una ecuación que además de estimar la energía almacenada por el gas confinado en Unidades de Energía (Jules), permite convertirla en su equivalente en Kilogramos (libras) de TNT (trinitrotolueno).

$$e = \left[\frac{1}{(k-1)} \right] P_{at} V \left[1 - \left(\frac{P_{atm}}{P_{at}} \right)^{((k-1)/k)} \right] \quad (2)$$

Donde:

e= Energía almacenada, J (ft-lb)

k= relación de calores específicos del gas de prueba

P_{atm} = Presión atmosférica absoluta (101000 Pa)

P_{at} = Presión absoluta del gas de prueba (Pa)

V = Volumen del recipiente sometido a presión (m^3)

El valor de la energía almacenada e, calculada de esta forma se convierte a Kg de TNT equivalentes con la siguiente relación:

$$W_{TNT} = \frac{e}{4266920} \text{ (kg)} \quad (3)$$

Donde:

W_{TNT} = peso de TNT (kg)

Siendo que las presiones involucradas se encuentran en los mismos ordenes de magnitud que las de los gasoductos en operación, podemos utilizar estas expresiones, reemplazando el gas de prueba por gas natural. Por lo tanto, si en la expresión (2), utilizamos la relación de calores específicos (k) correspondiente al gas metano (asumiendo que se trata del principal componente del gas natural), la ecuación adopta la siguiente forma:

$$e = 3.125 P_{at} V \left[1 - \left(\frac{P_{atm}}{P_{at}} \right)^{0.242} \right] \quad \text{siendo que a } 20^{\circ}\text{C el k (relación de calores específicos) del metano (CH}_4\text{) toma un valor de 1,32}$$

que expresado en peso de TNT queda:

$$W_{TNT} = \frac{3.125}{4266920} P_{at} V \left[1 - \left(\frac{P_{atm}}{P_{at}} \right)^{0.242} \right]$$

$$W_{TNT} = 7.324 \times 10^{-7} P_{at} V \left[1 - \left(\frac{P_{atm}}{P_{at}} \right)^{0.242} \right] \quad (4)$$

por lo tanto si podemos obtener un valor de W_{TNT} , con la ecuación (4) y reemplazarlo en la ecuación (1), habremos llegado a la solución del problema planteado.

Para poder adaptar esta ecuación al problema que nos ocupa, es necesario determinar los valores de la presión absoluta (P_{at}) y del volumen (V). El primero de los parámetros se obtiene a partir de la presión manométrica del gasoducto (P), teniendo en cuenta que $P_{at} = P + P_{atm}$.

La determinación del parámetro V, requiere un análisis un poco mas detallado. En la ecuación original representa el volumen del recipiente que contiene el gas a presión. Este valor contiene el volumen de gas presurizado que libera la energía almacenada que se desea calcular. Esta condición, no se produce cuando pretendemos aplicar la fórmula a un gasoducto. Resulta evidente, que no todo el gas encerrado dentro de la totalidad de la extensión de un gasoducto intervendrá en la liberación de la energía en el caso de la rotura de unos pocos metros del mismo.

Cálculo del Volumen (V)

Para determinar un valor para V, se deberá considerar únicamente el volumen de gasoducto que contiene el gas que es liberado en forma inmediata a su ruptura. A partir de ésta idea, y siendo que el gasoducto tiene una sección constante, el volumen (V) quedará definido por la longitud de cañería que falle. La idea queda esquematizada en la fig. 3.

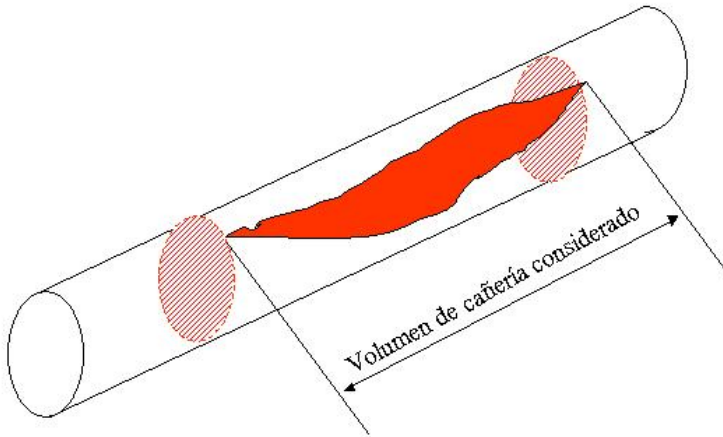


Figura 3: Volumen gas presurizado, que será liberado por descompresión súbita

De esta forma, considerando que $V = \pi \left(\frac{D}{2} \right)^2 l$; reemplazando en la ecuación (4) y ajustando unidades, la expresión queda:

$$W_{TNT} = (3.64 \times 10^{-5})(P + P_{atm})(D)^2 (l) \left[1 - \left(\frac{P_{atm}}{P + P_{atm}} \right)^{0.242} \right] \quad (5)$$

Donde:

D = diámetro de la cañería (in)

l = longitud de falla (m)

P = presión (kg/cm²)

La longitud de falla (l) , será estimada a partir del cálculo de la longitud de arresto de una fisura dúctil propagante. En el Anexo se incluyen las tablas necesarias para realizar éste cálculo, las que están basadas en los trabajos de la European Pipeline Research Group (EPRG) para el arresto de fracturas en cañerías de transmisión de gas (DAWSON, J. and PISTONE, G. Probabilistic evaluation of the safety embodied in the EPRG recommendations for shear arrest toughness — 3R international, 10-11/1998, pp. 728-733 3). La aplicabilidad de estas investigaciones se limitan a cañerías soldadas. Los valores indicados en las tablas I1, I2 y I3, son de aplicación para cañerías de gas que operan a una presión de hasta 8 MPA (1160 psi), D<= 1430 mm (56 in) y espesores t<= 25,4 mm (1 in) y fluidos que exhiban un comportamiento monofásico durante una descompresión súbita.

Las tablas II1,II2,II3 del Anexo permiten calcular la cantidad de longitudes de tubo en las que una fisura dúctil propagante se arrestará con un nivel de probabilidad del 95% (5% de riesgo) o del 99 % (1% de riesgo).

Las tablas I1, I2 y I3 especifican los valores mínimos de energía de impacto Charpy con probeta full size (10x10x55 mm) para que una fractura dúctil propagante se arreste. El ingreso a las tablas, que son de doble entrada, se realiza contando con el diámetro y el grado API de la cañería. Con el valor de Charpy mínimo así obtenido, y con los valores de ensayos de Charpy realizados al material de la cañería en laboratorio (valores medios y desvío estándar) se ingresa a las tablas II1,II2,II3 para obtener el número de tubos que fallarán. De este modo se obtiene la longitud (l.)

Ejemplo de aplicación práctica

La metodología planteada, es utilizada actualmente por la Gerencia de Seguridad de Camuzzi Gas, para evaluar las solicitudes de excepción a las distancias de seguridad de un gasoducto respecto de la traza de otro dispuesto en forma paralela, y dictaminar eventualmente su aprobación. A los efectos de clarificar su uso práctico, se analizará a continuación la excepción practicada sobre las distancias de seguridad dictaminadas sobre el gasoducto Villarino-Patagones.

Se trata de la construcción de un Loop de refuerzo paralelo al gasoducto principal, en donde la distancia entre ambos caños es de 10 m, de acuerdo con lo especificado por el cuadro 325-ii, de la NAG 100 – Adenda 2 (Fig 1).

Debido a la existencia de un obstáculo, fue necesario aproximar el Loop al caño principal a una distancia de 4,89 m durante 24 m de su traza. Es de destacar que se trataba de un sector ambientalmente muy sensible, por lo que resultaba imposible evaluar otra traza alternativa. Ambas cañerías operarán a la misma presión de 60 Kg/cm².

A continuación se detallan los datos correspondientes a ambas cañerías que son necesarios para resolver el problema empleando la metodología propuesta:

Distancia mínima entre los ductos (m)	4.89	
Longitud de excepción de la distancia de seguridad (m)	24	
Presión manométrica (Kg/cm ²)	60	
	Principal	Loop
Diámetro nominal (pulg)	6	8
Diámetro exterior (mm)	168.3	219.1
Material	API 5L G°B	API 5L X52
TFME (Kg/cm ²)	2460	3656
Espesor (mm)	5.56	6.4

Cálculo de tensiones inducidas en el gasoducto existente en operación producto de la rotura del Loop de refuerzo paralelo

En primer lugar es necesario calcular la longitud de falla del Loop de refuerzo. Para ello se estimarán la cantidad de tubos que fallarán antes de que se arreste una fractura dúctil con una probabilidad del 99 %. Antes de poder usar las tablas correspondientes, se deberá calcular la tensión de trabajo, de manera de seleccionar la tabla adecuada, dado que cada una corresponde a un factor de diseño específico (62,5%, 72% u 80 % de la TFME)

Producto del funcionamiento normal, el loop trabajará a un porcentaje (%) de la TFME de:

$$\sigma_{op} = \frac{PD_{ext}}{2t} = \frac{60 \times 219.1}{2 \times 6.4}$$

$$\sigma_{op} = 1027 \text{ (kg/cm}^2\text{)}$$

$$\%_{TFME} = \frac{1027}{3656} \times 100 = 28\%$$

En este caso se deberá usar la tabla 1, por estar la cañería trabajando por debajo del 62,5 % del TFME. Ingresando a la tabla, con el diámetro de la cañería (219,1 mm) y el grado (X52), se obtiene el valor mínimo de Charpy (CVN) : EPRGCVN=40

Tuberías operando con 62,5% TFME

Grado	Diámetro exterior OD (mm)								
	↓	>510	>610	>720	>820	>920	>1020	>1120	>1220
	≤510	≤610	≤720	≤820	≤920	≤1020	≤1120	≤1220	≤1430
X35	40	40	40	40	40	40	40	40	40
X42	40	40	40	40	40	40	40	40	40
X52	40	40	40	40	40	40	40	40	42
X60	40	40	40	40	40	40	40	40	42
X65	40	40	40	40	40	40	42	43	47
X70	40	41	45	48	51	53	56	58	63
X80	48	55	61	66	72	77	82	87	96

Tabla I1: Se indica el Charpy mínimo en J (ft.lbf) sobre probetas full size para el factor de diseño indicado

El siguiente paso es obtener el numero de tubos que fallarán. El ingreso a la tabla correspondiente se realiza con los cocientes del valor medio y desvío estándar de los ensayos de Charpy de laboratorio respecto del CVN obtenido anteriormente.

Los datos de Charpy de laboratorio, correspondientes a los caños empleados para la construcción del Loop son;

Ensayos de Resistencia al impacto (J): 80; 33; 42; 48; 41; 128; 130; 103; 68; 52; 53; 41; 33; 48; 55; 41; 68; 128; 105; 130; 103; 68; 60 ; 53; 41; 80; 42; 41; 128; 105; 130; 103; 68; 41; 104; 74; 80; 28; 85; 66; 38

Los poblaci3n de datos anteriores tienen una media y un desvío estándar de:

M: 72

Dest: 32.6

Luego:

$$\frac{M}{EPRGCVM} = \frac{72}{40} = 1.8$$

$$\frac{Dest}{EPRGCVM} = \frac{32.6}{40} = 0.8$$

Con estos valores, ingresando a la tabla correspondientes a tubos de grado <= X65, y 1% de riesgo, se obtiene una cantidad de 6 tubos que se abrirán antes de que se detenga la propagaci3n de una fisura dúctil.

Si consideramos una longitud media de 12 m por tubo, la longitud de cañería que se espera que falle es de 72 metros.

Mean EPRGCVM	Mínima longitud de propagaci3n para Niveles de Riesgo de 1% y 5%									
	1% de riesgo					5% de Riesgo				
	Desviaci3n estándar/EPRG CVM					Desviaci3n estándar/EPRG CVM				
	0.05	0.5	1	1.5	2	0.05	0.5	1	1.5	2
0.4	>40	>40	24	19	16	>40	34	18	13	11
0.6	>40	30	19	16	14	>40	20	14	11	10
0.8	24	19	16	14	12	18	14	11	9	9
1	14	14	12	12	11	10	9	9	8	8
1.2	9	10	10	10	10	6	7	7	7	7
1.4	6	7	8	9	9	4	5	6	6	6
1.6	5	6	7	7	8	3	4	5	5	5
1.8	4	4	6	6	7	2	3	4	4	5
2	3	4	5	6	6	2	2	3	4	4
2.2	3	3	4	5	6	2	2	3	3	4
2.4	2	3	4	4	5	1	2	2	3	3
2.6	2	2	3	4	5	1	1	2	3	3
2.8	2	2	3	4	4	1	1	2	2	3
3	2	2	2	3	4	1	1	1	2	3
3.2	2	2	2	3	4	<1	<1	1	2	2
3.4	2	2	2	3	3	<1	<1	1	2	2
3.6	1	1	2	2	3	<1	<1	1	1	2
3.8	1	1	2	2	3	<1	<1	<1	1	2
4	1	1	2	2	3	<1	<1	<1	1	2

Tabla II1: Riesgo de longitud de propagaci3n para tubos de grado <=X65

El siguiente paso es calcular la energía liberada como consecuencia de la rotura, expresada en peso de TNT. Usando la ecuación (5)

$$W_{TNT} = (3.64 \times 10^{-5})(P + P_{atm})(D)^2(l) \left[1 - \left(\frac{P_{atm}}{P + P_{atm}} \right)^{0.242} \right] \quad (5)$$

P= 60 kg/cm²
 Patm= 1.033 kg/cm²
 D= 8 in

Si bien la longitud calculada de falla es de 72 m, no se empleará este valor puesto que la excepción de la distancia de seguridad se produce sobre 24 m solamente. Para el resto de longitud, se considera que por encontrarse cumpliendo con la distancia de seguridad, no existirá peligro de afectación de un caño sobre el otro.

Por lo tanto l=24m.

$$W_{TNT} = (3.64 \times 10^{-5})(61.033)(8)^2(24) \left[1 - \left(\frac{1.033}{61.033} \right)^{0.242} \right]$$

$$W_{TNT} = 3.41 \times (1 - 0.373)$$

$$W_{TNT} = 2.1 \text{ Kg} \quad \text{o expresado en libras} \quad W_{TNT} = 4.63 \text{ lb}$$

con este valor se ingresa a la expresión (1), para obtener la tensión inducida sobre la cañería que se encuentra en operación:

$$\sigma_{cir} = 4.44E \left(\frac{nW}{\sqrt{Eh} R^{2.5}} \right)^{0.77}$$

donde:

W = 4.63 lb

n = 1.12 - Este valor representa una medida de la energía relativa entre explosivos, siendo el valor base el del ANFO94/6 (Ammonium Nitrate/Fuel Oil). Se adopta el valor mas conservador de la lista representada en la siguiente tabla:

Explosive	n
ANFO (96/6)	1.00
AN Low Density Dynamite	0.99
Comp B (60/40)	1.12
Comp C-4	1.12
HBX-1	0.83
NG Dynamite (40%)	1.05

Fte: A.G.A. Project PR-15-109

E= 29.5 x 10⁶ psi – Módulo de elasticidad del acero

h = 0.22 in (5.56 mm) – Espesor del caño principal que se encuentra operativo

R = 16.04 ft (4.89 m) – distancia mínima entre las cañerías

$$\sigma_{cir} = (4.44)(29.5 \times 10^6) \left(\frac{(1.12)(4.63)}{\sqrt{(29.5 \times 10^6)(0.22)(16.04)^{2.5}}} \right)^{0.77}$$

$$\sigma_{cir} = (4.44)(29.5 \times 10^6) (1.98 \times 10^{-6})^{0.77}$$

$$\sigma_{cir} = 5307 \text{ psi}$$

ó

$$\sigma_{cir} = 373 \text{ kg/cm}^2$$

Por lo tanto el gasoducto principal, estará sometido a una tensión adicional, consecuencia de la rotura del Loop paralelo de 373 kg/cm². Esta tensión, sumada a la que soporta por la operación normal, será la que deberán resistir las paredes del caño.

A partir de la ecuación de hoop stress, estimaremos la tensión normal de operación:

$$\sigma_h = \frac{PD_{ext}}{2t} = \frac{60 \times 168.3}{2 \times 5.56}$$
$$\sigma_h = 908 \text{ kg/cm}^2$$

sumando ambas tensiones, queda que la solicitud total de la cañería es de:

$$\sigma_h = 373 + 908$$

$$\sigma_h = 1281 \text{ Kg/cm}^2$$

Siendo que se trata de una cañería API 5L G°B con una Tensión de fluencia mínima especificada (TFME) de 2460 kg/cm², resulta:

$$\%_{TFME} = \frac{1281}{2460} \times 100 = 52\%$$

Por lo tanto , de acuerdo con el modelo matemático adoptado, el estallido de la cañería Loop de refuerzo provocaría sobre el caño principal una solicitud equivalente al 52% de su TFME, en caso de instalarse a una distancia de 4.89 m.

Siguiendo un procedimiento análogo, fue posible establecer que de producirse la situación inversa, (es decir el estallido del caño principal) el Loop refuerzo tendría que soportar tensiones inferiores a su TFME.

Con el respaldo del análisis expuesto, se consideró factible otorgar la excepción a la distancia de seguridad solicitada.

Conclusiones

El modelo planteado brinda un respaldo técnico basado en normas y trabajos de reconocido prestigio dentro de la industria del gas, para aportar elementos de juicio adicionales al momento de tomar la decisión de autorizar o no una excepción a la distancia de seguridad entre dos gasoductos paralelos.

Bibliografía

ISO 3183:2007 (Modified) , Petroleum and natural gas industries – Steel pipe for pipeline transportation systems , 2007

ANSI/API Spec 5L, 44th edition Specification for Line Pipe, 2008

ASME PCC-2-2008 Repair of Pressure Equipment and Piping, 2008

Esparza, E., Westine P., y Wenzel A. ,Pipeline Response to Buried Explosive Detonations A.G.A. Project PR-15-109 SwRI Project 02-5567, THE PIPELINE RESEARCH COMMITTEE, AMERICAN GAS ASSOCIATION – Agosto 1981

Alvares Villar, N., Fierro V., y Ansaldi A. , Informe Técnico N° 0010/12 , DMA – CITEDEF Ministerio de Defensa, Instituto de Investigaciones Científicas y Técnicas para la Defensa ,2012

NAG 100, Normas argentinas Mínimas de Seguridad para el Transporte y Distribución de Gas Natural y Otros gases por Cañerías, 1993. ADENDA N° 2 – 2016.

DAWSON, J. and PISTONE, G. Probabilistic evaluation of the safety embodied in the EPRG recommendations for shear arrest toughness — 3R international, 10-11/1998, pp. 728-733 3)

Breve CV de los autores

Ing. Juan Carlos Spini

Título y lugar de estudio:

Ingeniero Mecánico - Ingeniero Laboral
Universidad Tecnológica Nacional
Facultad Regional Buenos Aires

Empresas en las que hizo su carrera:

Camuzzi Gas Pampeana y Camuzzi Gas del Sur (de 2007 – a la fecha)
Gas Natural Fenosa (de 1992 a 2007) : Jefe de Seguridad y Calidad
Gas del Estado (de 1980 a 1992): Gerencia de Seguridad en el Trabajo

Cargo Actual en la empresa: Gerente de Seguridad y Medio Ambiente

Otros datos relevantes:

Tiene 35 años de experiencia en la industria del gas.

Dictó cursos de Post grado en la UNT en la carrera de Ingeniería Laboral Diseño y Verificación de Recipientes.; Riesgo en la construcción; Iluminación y color; Ambiente térmico. Desde el año 1986 hasta 1994.

Realizó trabajos de investigación de soldadura de conductos en carga al efecto de minimizar el riesgo de afectación de los conductos.

Coautor del libro Transporte y Distribución de Gas del IAPG

Ing. Julio César Paladino

Título y lugar de estudio:

Ingeniero Mecánico - Ingeniero Laboral

Universidad Tecnológica Nacional

Facultad Regional Bahía Blanca

Empresas en las que hizo su carrera:

Camuzzi Gas Pampeana S.A. (de 1999 a la fecha)

Perez Companc S.A. – (de 1993 a 1999) : Ingeniero de Reservorios

Universidad Tecnológica Nacional (de 1990 a 1993) : Becario y Docente

Cargo Actual en la empresa: Coordinador Regional de Seguridad y Medio Ambiente - Unidad de Negocio Bahía Blanca

Anexo

Tuberías operando con 62,5% TFME

Grado	Diámetro exterior OD (mm)								
		>510	>610	>720	>820	>920	>1020	>1120	>1220
	<=510	<=610	<=720	<=820	<=920	<=1020	<=1120	<=1220	<=1430
X35	40	40	40	40	40	40	40	40	40
X42	40	40	40	40	40	40	40	40	40
X52	40	40	40	40	40	40	40	40	42
X60	40	40	40	40	40	40	40	40	42
X65	40	40	40	40	40	40	42	43	47
X70	40	41	45	48	51	53	56	58	63
X80	48	55	61	66	72	77	82	87	96

Tabla I1: Se indica el Charpy mínimo en J (ft.lbf) sobre probetas full size para el factor de diseño indicado

Tuberías operando con 72% TFME

Grado	Diámetro exterior OD (mm)								
		>510	>610	>720	>820	>920	>1020	>1120	>1220
	<=510	<=610	<=720	<=820	<=920	<=1020	<=1120	<=1220	<=1430
X35	40	40	40	40	40	40	40	40	40
X42	40	40	40	40	40	40	40	40	42
X52	40	40	40	40	40	40	40	40	42
X60	40	40	40	40	41	44	46	48	51
X65	40	40	41	43	46	48	51	53	57
X70	46	50	55	58	62	65	68	71	77
X80	61	68	76	83	90	96	102	108	120

Tabla I2: Se indica el Charpy mínimo en J (ft.lbf) sobre probetas full size para el factor de diseño indicado

Tuberías operando con 80% TFME

Grado	Diámetro exterior OD (mm)								
		>508	>610	>711	>813	>914	>1016	>1118	>1219
	<=508	<=610	<=711	<=813	<=914	<=1016	<=1118	<=1219	<=1422
X35	40	40	40	40	40	40	40	40	40
X42	40	40	40	40	40	40	40	40	42
X52	40	40	40	40	40	42	44	46	49
X60	40	40	43	46	49	52	54	56	61
X65	41	45	49	52	55	58	61	64	69
X70	55	60	65	68	73	77	81	84	91
X80	80	84	93	102	110	118	125	133	148

Tabla I3: Se indica el Charpy mínimo en J (ft.lbf) sobre probetas full size para el factor de diseño indicado

Mean EPRGCVM	Mínima longitud de propagación para Niveles de Riesgo de 1% y 5%									
	1% de riesgo					5% de Riesgo				
	Desviación estándar/EPRG CVM					Desviación estándar/EPRG CVM				
	0.05	0.5	1	1.5	2	0.05	0.5	1	1.5	2
0.4	>40	>40	24	19	16	>40	34	18	13	11
0.6	>40	30	19	16	14	>40	20	14	11	10
0.8	24	19	16	14	12	18	14	11	9	9
1	14	14	12	12	11	10	9	9	8	8
1.2	9	10	10	10	10	6	7	7	7	7
1.4	6	7	8	9	9	4	5	6	6	6
1.6	5	6	7	7	8	3	4	5	5	5
1.8	4	4	6	6	7	2	3	4	4	5
2	3	4	5	6	6	2	2	3	4	4
2.2	3	3	4	5	6	2	2	3	3	4
2.4	2	3	4	4	5	1	2	2	3	3
2.6	2	2	3	4	5	1	1	2	3	3
2.8	2	2	3	4	4	1	1	2	2	3
3	2	2	2	3	4	1	1	1	2	3
3.2	2	2	2	3	4	<1	<1	1	2	2
3.4	2	2	2	3	3	<1	<1	1	2	2
3.6	1	1	2	2	3	<1	<1	1	1	2
3.8	1	1	2	2	3	<1	<1	<1	1	2
4	1	1	2	2	3	<1	<1	<1	1	2

Tabla II1: Riesgo de longitud de propagación para tubos de grado $\leq X65$

Mean EPRGCVM	Mínima longitud de propagación para Niveles de Riesgo de 1% y 5%									
	1% de riesgo					5% de Riesgo				
	Desviación estándar/EPRG CVM					Desviación estándar/EPRG CVM				
	0.05	0.5	1	1.5	2	0.05	0.5	1	1.5	2
0.4	>40	>40	38	24	19	>40	>40	26	17	13
0.6	>40	>40	28	20	17	>40	>40	20	14	12
0.8	>40	38	20	17	15	>40	26	15	12	10
1	38	24	17	14	13	26	17	12	10	9
1.2	19	16	13	12	11	13	11	9	8	8
1.4	11	11	11	10	10	8	8	7	7	7
1.6	7	8	9	9	9	5	5	6	6	6
1.8	5	6	7	8	8	3	4	5	5	5
2	4	5	6	7	7	2	3	4	4	5
2.2	3	4	5	6	6	2	2	3	4	4
2.4	2	3	4	5	6	2	2	3	3	4
2.6	2	2	4	4	5	1	2	2	3	3
2.8	2	2	3	4	5	1	1	2	3	3
3	2	2	3	4	4	<1	1	2	2	3
3.2	1	2	2	3	4	<1	<1	1	2	3
3.4	1	1	2	3	4	<1	<1	1	2	2
3.6	1	1	2	3	3	<1	<1	1	2	2
3.8	1	1	2	2	3	<1	<1	<1	1	2
4	1	1	1	2	3	<1	<1	<1	1	2

Tabla II2: Riesgo de longitud de propagación para tubos de grado $>X65$ y $\leq X70$

Mean EPRGCVM	Mínima longitud de propagación para Niveles de Riesgo de 1% y 5%									
	1% de riesgo					5% de Riesgo				
	Desviación estándar/EPRG CVM					Desviación estándar/EPRG CVM				
	0.05	0.5	1	1.5	2	0.05	0.5	1	1.5	2
0.4	>40	>40	26	18	15	>40	>40	19	13	11
0.6	>40	>40	19	15	13	>40	28	14	11	9
0.8	>40	20	15	13	12	>40	16	10	9	8
1	20	14	12	11	10	16	10	8	7	7
1.2	8	9	9	9	9	6	6	6	6	6
1.4	4	6	7	8	8	3	4	5	5	6
1.6	2	4	6	7	7	2	3	4	5	5
1.8	2	3	5	6	6	<1	2	3	4	4
2	1	2	4	5	6	<1	1	3	3	4
2.2	1	2	3	4	5	<1	1	2	3	3
2.4	<1	1	3	4	5	<1	<1	2	2	3
2.6	<1	1	2	3	4	<1	<1	1	2	3
2.8	<1	<1	2	3	4	<1	<1	1	2	2
3	<1	<1	2	3	3	<1	<1	<1	2	2
3.2	<1	<1	1	2	3	<1	<1	<1	1	2
3.4	<1	<1	1	2	3	<1	<1	<1	1	2
3.6	<1	<1	1	2	3	<1	<1	<1	1	2
3.8	<1	<1	<1	2	2	<1	<1	<1	<1	1
4	<1	<1	<1	2	2	<1	<1	<1	<1	1

Tabla II3: Riesgo de longitud de propagación para tubos de grado >X70 y <=X80