

REVISIÓN CRÍTICA DEL ESPACIAMIENTO ENTRE VÁLVULAS EN LA GESTIÓN DE INTEGRIDAD DE GASODUCTOS

Marianela Gomez, TGN, marianela.gomez@tgn.com.ar

Leonardo Martinetto, TGN, leonardo.martinetto@tgn.com.ar

Sinopsis

El espaciamiento entre válvulas de líneas de transmisión y la automatización del accionamiento de sus cierres, actúan como barreras de seguridad reduciendo las consecuencias en caso de rotura. Esto se debe a que influyen en el tiempo en que se tarda en aislar a una sección que contiene la falla alcanzando el cese de la liberación de gas. Sin embargo, la eficiencia de estas barreras como medida de seguridad está fuertemente relacionada con el entorno en donde ocurre la falla.

En el mundo, existen varios códigos normativos que incluyen la instalación de válvulas de bloqueo de línea y específicamente requerimientos en cuanto al distanciamiento que debe existir entre ellas (ASME B31.8, 49 CFR 192, IGE/TD/1, entre otras). En Argentina, en la Sección 179 de la norma NAG100 – Válvulas en líneas de transmisión, se establecen los criterios mínimos a cumplir sobre espaciamientos entre válvulas de líneas de transmisión en función de la clase de trazado.

El cumplimiento del espaciamiento entre válvulas ha traído controversias a lo largo del tiempo específicamente en lo que respecta a su capacidad de reducir las consecuencias en caso de una rotura. Técnicamente, la reducción de los daños se lograría disminuyendo su distanciamiento, lo cual debe considerarse en el marco de un análisis costo-beneficio de su instalación, especialmente cuando se produce un cambio en la clase de trazado que implica, en la mayoría de los casos, la instalación de una nueva válvula para cumplir con los requerimientos normativos. Sin embargo, en la mayor cantidad de incidentes ocurridos hasta el momento las consecuencias ocurren en los primeros 30 segundos de la falla y bajo este escenario, no hay distanciamiento entre válvulas que influya en las consecuencias.

El objetivo de este trabajo es compartir el estudio efectuado por TGN y el plan de acción desarrollado por la empresa para priorizar la instalación de nuevas válvulas de bloqueo de línea en los sitios con potenciales consecuencias prolongadas en el tiempo, sitios donde efectivamente la adecuación del espaciamiento entre válvulas y la automatización de su accionamiento de cierre, tienen un fuerte impacto. El mismo, se basa en los hallazgos y entendimiento extraído de análisis normativo internacional, de mejores prácticas de la industria (poniendo foco en los conceptos introducidos en la última actualización de la norma 49 CFR 192), base de datos de incidentes en USA, informes públicos de incidentes de la NTSB, entre otros.

Introducción

El espaciamiento entre válvulas de líneas de transmisión y la automatización del accionamiento de sus cierres, actúan como barreras de seguridad reduciendo las consecuencias en caso de rotura. Esto se debe a que influyen en el tiempo en que se tarda en aislar a una sección que contiene la falla alcanzando el cese de la liberación de gas.

De analizar normativa internacional de distintos países de Europa, Oceanía y América, se observa que en más del 50% de los casos el espaciamiento entre válvulas se determina en función de la clase de trazado. Argentina, entra en este grupo de países. En la sección 179 de la norma NAG100 se establece la necesidad de instalación de válvulas de bloqueo, operadas manual o automáticamente, y se define su ubicación en función de la clase de trazado. Asimismo, agrega que la válvula y su dispositivo de operación de cierre o apertura deberán ser fácilmente accesibles y estar protegidos contra intrusos y probables daños.

El cumplimiento del espaciamiento entre válvulas ha traído controversias a lo largo del tiempo específicamente en lo que respecta a su capacidad de reducir las consecuencias en caso de una rotura. Técnicamente, la reducción de los daños se lograría disminuyendo su distanciamiento, lo cual debe considerarse en el marco de un análisis costo-beneficio de su instalación, especialmente cuando se produce un cambio en la clase de trazado que implica, en la mayoría de los casos, la instalación de una nueva válvula para cumplir con los requerimientos normativos. Sin embargo, en la mayor cantidad de incidentes ocurridos hasta el momento las consecuencias ocurren en los primeros 30 segundos de la falla y bajo este escenario, no hay distanciamiento entre válvulas que influya en las consecuencias.

El objetivo de este trabajo es compartir el estudio efectuado por TGN y el plan de acción desarrollado por la empresa para priorizar la instalación de nuevas válvulas de bloqueo de línea en los sitios con potenciales consecuencias prolongadas en el tiempo, sitios donde efectivamente la adecuación del espaciamiento entre válvulas y la automatización de su accionamiento de cierre, tienen un fuerte impacto. El mismo, se basa en los hallazgos y entendimiento extraído de análisis normativo internacional, de mejores prácticas de la industria (poniendo foco en los conceptos introducidos en la última actualización de la norma 49 CFR 192), base de datos de incidentes en USA, informes públicos de incidentes de la NTSB, entre otros.

Desarrollo

Análisis Bibliográfico

Para llevar adelante este trabajo, se revisó y analizó una gran cantidad de bibliografía asociada a la temática, tanto normas de regulación, como así también publicaciones de organismos e instituciones técnicas de renombre ligadas a la industria del Oil & Gas. A continuación, se nombran los documentos más importantes y se resume las conclusiones alcanzadas en cada uno de ellos.

Seguridad: relación entre espaciamiento entre válvulas y consecuencias de incidentes (*L51817 Valve Spacing Basis for Gas Transmission Pipelines*)

En primer lugar, este documento emitido por el Pipeline Research Council International (PRCI) estudió catorce códigos de diseño de gasoductos de transporte de diez países, entre Norte América, Europa y Australia. Los requerimientos de espaciamiento entre válvulas definidos en esos códigos se pueden agrupar en 3 grandes grupos:

- Distancias específicas en función de la densidad poblacional en cercanías del ducto, utilizando como parámetro a la clase de trazado (CT) basada en ASME B31.8.
- Distancias específicas con el objetivo de limitar el volumen venteado de gas.
- Distancias definidas por requisitos operativos o valores fijos que se mantienen constantes en toda la longitud del ducto.

La mayoría de los códigos (10 sobre 14) usan como referencia a la densidad poblacional como parámetro de referencia para determinar el espaciamiento entre válvulas. Este estudio también concluye que estos requisitos fueron desarrollados por consenso en comités técnicos con representantes de la industria y personal regulatorio, y que luego fueron aceptados por la industria en general y por los propios organismos de regulación. No existe evidencia de una razón técnica clara para su definición.

En segundo lugar, realizaron un análisis sobre incidentes registrados que provocaron lesiones, fatalidades o daños a la propiedad, con el objetivo de corroborar la siguiente premisa. ***“Si el espaciamiento entre válvulas tiene como objetivo reducir la cantidad de personas lesionadas y las fatalidades, entonces estas cantidades deben ser menores en sitios con clase de trazado 3 y 4 (CT3 y CT4).”***

Para ello, analizaron 888 incidentes registrados por el Departamento de Transporte de los Estados Unidos (U. S. DOT/OPS) entre los años 1985 hasta 1997, asociados a instalaciones de gas onshore. Los resultados

se pueden observar en la *Figura 1*, los cuales indican que no hay ninguna evidencia que sugiere que un menor espaciamiento entre válvulas reduce las consecuencias de un incidente (lesiones y/o fatalidades).

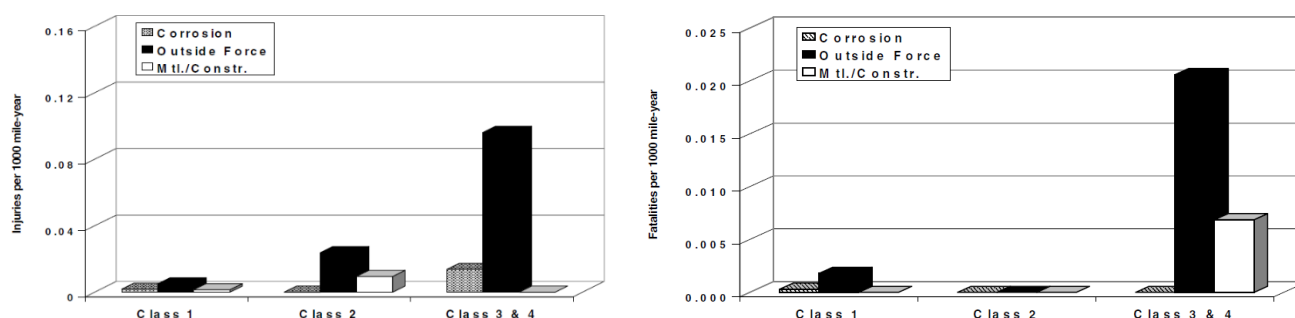


Figura 1 - Incidentes con lesiones y fatalidades en cada clase de trazado por cada 1000 millas/año de ducto.

A su vez, también cita un estudio realizado por el Gas Research Institute (GRI) que analizó el número de personas lesionadas y fatalidades ocurridas en 159 incidentes reportados al U.S. DOT entre los años 1970 y 1992¹. Con respecto al tiempo de cierre válvulas y venteo del gas los resultados fueron los siguientes:

Tiempo de cierre	Nro de Incidentes	Nro de lesionados (tasa por incidente)	Nro de Fatalidades (tasa por incidente)	Observaciones
< 7,5 min	9	16 (1,8)	1 (0,1)	Este tiempo se considera como “cierre inmediato”
> 7,5 min	150	116 (0,77)	28 (0,19)	Tiempo máximo registrado: 25 horas

Tabla 1 - Número de lesiones o fatalidades de incidentes en función del tiempo de cierre de válvulas.

Estos registros indicaron que a pesar de contar con un rápido cierre de válvulas no se puede prevenir la consecuencia de lesionados y fatalidades. Estas consecuencias se producen de forma inmediata y no es posible mitigarlas con un rápido cierre de las válvulas. Cabe destacar también, que la mayoría de estos incidentes son producidos por daños por terceros (una de las amenazas mas importantes), por lo cual los trabajadores que ocasionan el incidente se encuentran ubicados muy cerca del ducto, exponiéndose a un mayor riesgo de lesiones o muerte inmediatamente posterior a producirse la rotura.

Los resultados asociados a la evaluación del espaciamiento entre válvulas se pueden resumir en la Figura X, en la cual se grafica la mayor distancia a la válvula ubicada aguas arriba o abajo del sitio de rotura versus el número de personas lesionadas y/o fatalidades. El patrón que se puede observar indica que no existe ninguna correlación evidente entre ambos parámetros analizados.

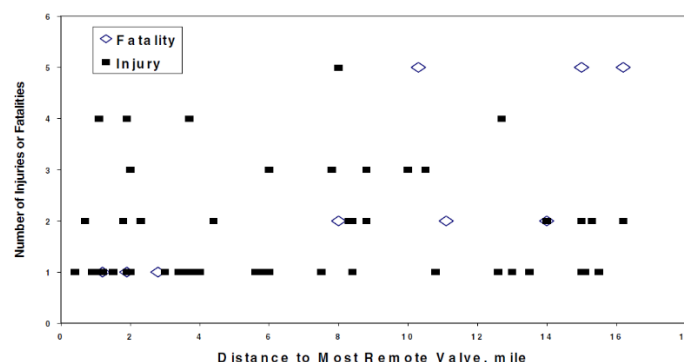


Figura 2 - Distancia a válvula más lejana versus número de lesiones o fatalidades; GRI-95/0101.

¹ Sparks, C.R., et al., Remote and Automatic Main Line Valve Technology Assessment, Apendice B, GRI -95/0101, Julio 1995.

Finalmente, el documento presenta un modelo de análisis costo-beneficio para definir el espaciamiento óptimo teniendo en cuenta los costos totales de instalación versus las actividades periódicas de operación y mantenimiento. Los resultados de varios escenarios calculados indican que el espaciamiento normativo vigente de entre 8 y 32 km, son longitudes definidas por consenso, pero finalmente balanceadas respecto del costo y los beneficios generados.

Tiempo de liberación de gas en función del espaciamiento entre válvulas y tipo de operación (*Review of Safety Considerations for natural gas pipeline Block Valve Spacing (STP-PT-046) to ASME – Kiefner 2011*)

En este documento emitido por ASME, se destaca la ejecución de una serie de cálculos para determinar los factores más importantes involucrados en el venteo de un gasoducto producto de su rotura. Como referencia se utilizó un ducto de 36" de diámetro operando a una presión de 70,3 kg/cm² (1000 psig). Los tiempos teóricos calculados se presentan con las siguientes premisas y para los siguientes accionamientos de válvulas:

- Operación manual: Una demora total de 75 minutos que incluye una demora de 30 minutos para identificar exactamente que ducto rompió y 45 minutos para que personal de campo ejecute la maniobra de cierre de la válvula.
- Operación remota: Una demora de 30 minutos para identificar exactamente que ducto rompió y obtener aprobación para si cierre.
- Operación automática: Detección de un diferencial de presión de 28,1 kg/cm² durante un transitorio de 30 segundos.

La longitud del ducto considerada es de 64 km, con válvulas espaciadas 2,2; 4,2; 6,7; 12; 16 y 32 kilómetros entre sí.

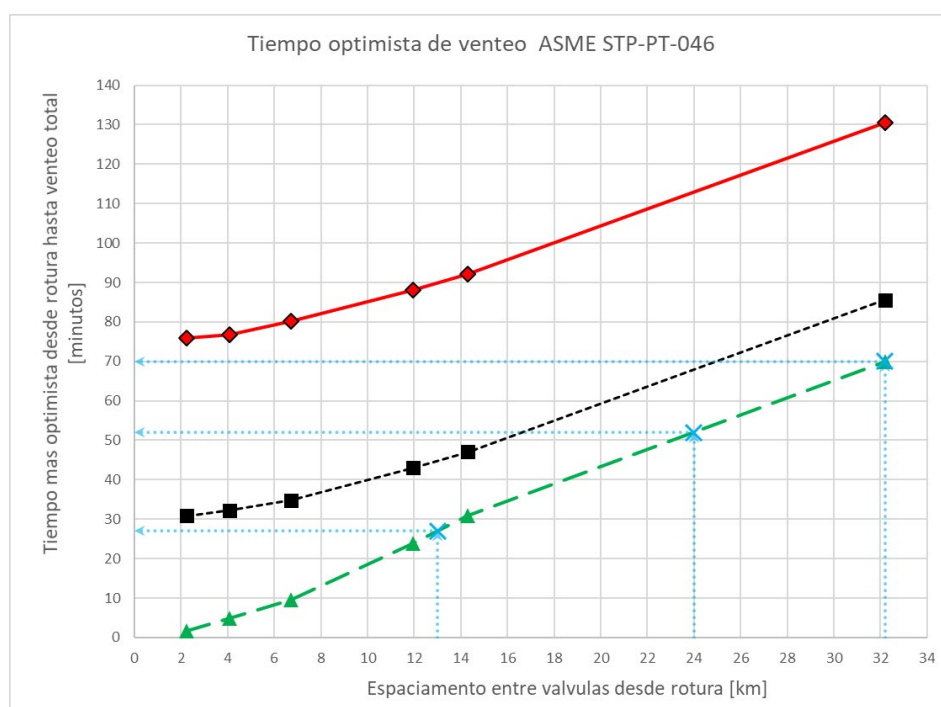


Figura 3 - Tiempo optimista de venteo para diversos espaciamientos entre válvulas y tipo de accionamientos.

En la imagen podemos observar que tanto el accionamiento manual como remoto, tienen 75 y 30 minutos de venteo respectivamente, para la distancia más favorable de 2,2 km. Para esta misma distancia, el menor tiempo estimado es de 2 minutos contando con válvula de accionamiento automático. Dadas las características similares a los mayores ductos presentes en el sistema de TGN, podemos observar que, para las distancias normativas de espaciamiento máximo asociadas a las CT1, CT2 y CT3 contando con válvulas de accionamiento automático, los tiempos son de 70, 52 y 27 minutos respectivamente.

Como se menciona en el gráfico, estos tiempos se presentan como los tiempos teóricos más optimistas, ya que frente a una situación real puede haber demoras por diversas razones mencionadas anteriormente (dificultad de identificar el ducto que rompió cuando se cuenta con varias líneas en paralelo, la posibilidad de que la válvula se pueda cerrar bajo las condiciones del diferencial de presiones y las para el accionamiento manual, posibles demoras exógenas como pueden ser embotellamientos debido a tráfico vehicular).

Finalmente, esto evidencia y concluye que ninguno de los tres escenarios examinados, va a prevenir lesiones o fatalidades que ocurren en los primeros 30 segundos luego de la rotura como ocurre mayormente en el común de los accidentes históricos registrados, como concluyen los documentos mencionados anteriormente.

Revisión de incidentes de la National Transportation Safety Board (NTSB)

Se analizaron los incidentes ocurridos en Estados Unidos desde 1969 a la fecha en cañerías que transporten gas natural, considerando como base los reportes de análisis de incidentes publicados por la NTSB.

En la siguiente figura se muestra la distribución de incidentes en donde la rotura fue con ignición. Con color rojo se representan aquellos incidentes en donde las consecuencias fueron inmediatas (en los primeros 30 segundos de ocurrida la falla) y con azul aquellas en donde las consecuencias fueron prolongadas a lo largo del tiempo. En el gráfico, el tamaño de los círculos representa el espaciamiento entre válvulas que contienen al sitio de la rotura.

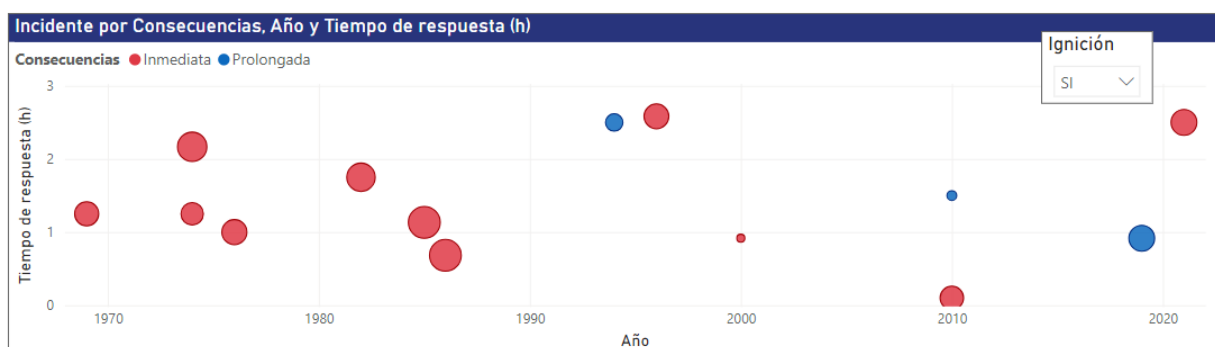


Figura 4 – Distribución de tiempos de respuesta por año ocurrido de incidentes en gasoductos con ignición.

Los incidentes con consecuencias inmediatas (resaltadas con color rojo), presentan una considerable distribución de tiempos de respuesta y distanciamiento entre válvulas. Fuentes bibliográficas analizadas con anterioridad, han demostrado que, para este tipo de incidentes, las consecuencias son independientes del tiempo de respuesta (que incluye el espaciamiento entre válvulas y accionamiento de las mismas).

En aquellos casos, en donde las consecuencias fueron prolongadas en el tiempo (resaltadas con color azul), las consecuencias no fueron inmediatas, sino que continuaron a lo largo del tiempo, incluso en algunos casos hasta más allá del tiempo de aislación del segmento entre válvulas que contenía a la rotura. Detalle de estos incidentes se presentan a continuación:

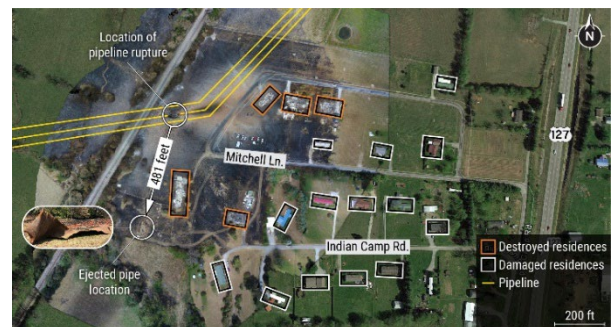
- **Incidente Edison Township, 1994:** Alrededor de las 11:55 del 23 de marzo de 1994, una cañería de 36" de diámetro, propiedad y operada por Texas Eastern Transmission Corporation (TETCO), se rompió catastróficamente en Edison Township, New Jersey, dentro de un complejo de una planta de asfalto. La fuerza de la ruptura y del escape de gas natural a una presión de aproximadamente 970 psig (libras por pulgada cuadrada) excavó el suelo alrededor de la tubería y lanzó el gas a cientos de metros de altura, propulsando fragmentos de tubería, rocas y escombros a más de 800 metros. Entre 1 y 2 minutos después de la ruptura, *una de las posibles fuentes de ignición del gas que se escapaba envió llamas a una altura de entre 400 y 500 pies en el aire. El calor irradiado por el enorme incendio prendió los techos de varios edificios de un complejo de apartamentos cercano. Aproximadamente 1.500 residentes de apartamentos del barrio Durham Woods fueron evacuados.* La rotura y el incendio no causaron víctimas mortales. La mayoría de las lesiones fueron quemaduras leves en los pies y cortes que sufrieron los residentes de los apartamentos por el pavimento caliente y los fragmentos de cristal al huir del complejo. El espaciamiento entre las válvulas manuales que contenía a la falla era de 8,64 km. El tiempo de aislación del segmento fue de 2,5 horas.



- **Incidente en San Bruno, 2010:** el 9 de septiembre de 2010, alrededor de las 6:11 p.m., un segmento de 30" de diámetro de una tubería de transmisión de gas natural intraestatal conocida como Línea 132, propiedad y operada por Pacific Gas and Electric Company (PG&E), *se rompió en una zona residencial en San Bruno, California. PG&E calcula que se liberaron 47,6 millones de pies cúbicos estándar de gas natural (1,34 MMm³). El gas natural liberado se encendió, provocando un incendio que destruyó 38 viviendas y dañó 70.* Ocho personas murieron y muchas resultaron heridas y muchas más fueron evacuadas de la zona. El espaciamiento entre las válvulas manuales que contenía a la falla era de 2,73 km. Sin embargo, el tiempo de aislación del segmento fue de 1,5 horas (95 minutos).



- **Incidente en Danville, 2019:** El 1 de agosto de 2019, a la 1:23 a.m. hora local, una cañería de transmisión de gas natural de 30" de Enbridge Inc. se rompió en Danville, Kentucky, *liberando alrededor de 101,5 millones de pies cúbicos de gas natural que se incendiaron (2,9 MMm³).* El accidente se saldó con una víctima mortal, seis heridos y la evacuación de más de 75 personas. *El incendio destruyó cinco viviendas y causó daños en otras catorce. También resultó dañada una vía de ferrocarril cercana y se quemaron más de 30 acres de terreno.* A la 1:26 a.m., numerosas agencias locales de respuesta a emergencias fueron enviadas al accidente. El departamento de bomberos y otros equipos de respuesta a emergencias se centraron en las evacuaciones y el transporte médico mientras los equipos de Enbridge trabajaban para aislar y cerrar las válvulas. A las 2:19 am (56 minutos post rotura), se aisló el segmento (espaciamiento de 30,5 km). A las 4:13 a.m., todas las actividades de extinción de incendios habían concluido.



En los tres incidentes, se observa la existencia de materiales combustibles, distancias visiblemente cercanas entre las construcciones, válvulas con cierre manual y dificultad para la aislación del segmento entre válvulas.

Actualización 49 CFR 192 – Nuevos conceptos y requisitos

En abril del año 2022, la agencia “Pipeline and Hazardous Materials Safety Administration” (PHMSA) realiza modificaciones muy importantes a la norma 49 CFR 192, incorporando requisitos de instalación de válvulas y estándares mínimos para la detección de eventos de rotura. Estos nuevos requisitos principalmente dan respuesta a recomendaciones realizadas por la “National Transportation Safety Board” (NTSB) con el objetivo de prevenir pérdidas de vida, daños a la propiedad y al medio ambiente experimentadas en eventos anteriores como los ocurridos en Marshall, MI y San Bruno, CA ambos en el año 2010. Estos incidentes son ejemplos en los cuales la rotura de ambos ductos de alta presión, resultaron en grandes consecuencias que fueron agravadas por demoras en la identificación y el aislamiento del sitio de rotura. El accidente ocurrido en Marshall, MI resultó en un derrame, de un poco más de 19.000 barriles de petróleo, luego de tardar 18 horas para confirmar la rotura luego de recibir las alarmas iniciales en la sala de control. El ocurrido en San Bruno, CA se encuentra detallado en el punto anterior.

Los cambios están asociados a las siguientes secciones de la norma 49 CFR 192:

Nro. de Sección	Acción
192.3 Definitions	Modificada
192.179 Transmission Line Valves	Modificada
192.610 Change in Class Location: Change in Valve Spacing	Incorporada
192.615 Emergency Plans	Modificada
192.617 Investigation of Failures and Incidents	Modificada
192.634 Transmission Lines: Onshore Valve Shut-Off for Rupture Mitigation	Incorporada
192.635 Notification of Potential Rupture	Incorporada
192.636 Transmission Lines: Valve Capabilities	Incorporada
192.745 Valve Maintenance: Transmission Lines	Modificada
192.935 What additional preventive and mitigative measure must an operator take?	Modificada

En primer lugar, la normativa incorpora el término “Tiempo de Aislación de la Rotura” como el tiempo requerido para ejecutar las siguientes 3 acciones:

1. Identificar el sitio de rotura (tramo de ducto y ubicación).
2. Implementar procedimientos de respuesta a la emergencia.
3. Cerrar las válvulas involucradas al sitio de la rotura y detener el venteo descontrolado del fluido.

En segundo lugar, define a una “Válvula de Mitigación de Rotura” (RMV en inglés) como una válvula con operador automático o remoto, que tiene como objetivo utilizarse para minimizar el volumen de gas venteado y mitigar las consecuencias de una rotura.

Finalmente añade un nuevo término, que es de “segmento shut-off”. Lo define como un segmento de ducto ubicado al menos entre 2 válvulas RMV, extendiéndose a las válvulas más cercanas de líneas secundarias, como pueden ser inyecciones/derivaciones e interconexiones. Esto tiene como objetivo cerrar cualquier flujo de gas adicional, hacia el sitio de rotura. En la Figura X se representa con línea verde punteada, un segmento shut-off para el sitio de rotura indicado.

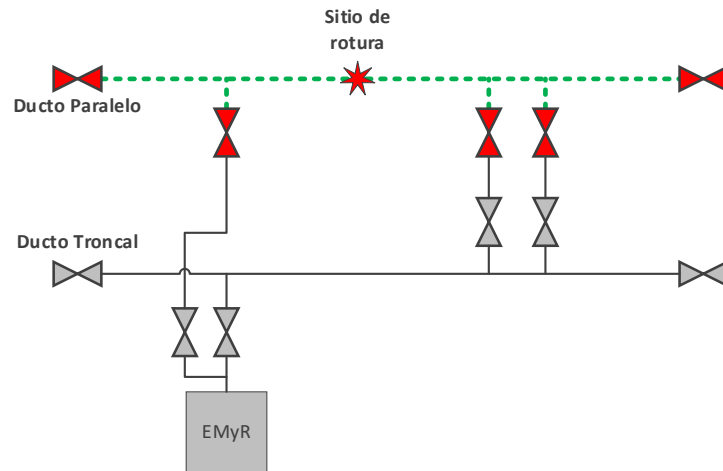


Ilustración 1 - Ejemplo de segmento de shut-off para un sistema de ducto troncal – paralelo.

Teniendo en cuenta estas 3 definiciones, los nuevos requerimientos a cumplir por los operadores son los siguientes:

- Instalación de RMV's o tecnologías equivalentes alternativas² en gasoductos onshore de más de 6 pulgadas de diámetro, que sean nuevos (post 10/04/2023) o un cambio de cañería de mas de 3,2 km (2 millas). No aplica para aquellos ductos ubicados en CT1 o CT2 que tengan asociado un Radio de Impacto Potencial³ (PIR en ingles) menor a 45,7 metros (150 millas).
- Procedimiento de respuesta a la rotura:
 1. **Identificación de rotura:** Tiempo máximo de 10 minutos.
 2. **Notificación:** De forma inmediata y directa a fuerzas vivas (para USA llamado a 911).
 3. **Respuesta a la emergencia:** Cierre de válvulas del shut-off segment tan rápido como sea posible (ASAP) pero sin superar los 30 minutos desde la identificación de la rotura.
- Si se usan válvulas manuales como alternativas equivalentes, se debe asegurar de implementar procedimientos apropiados y localizar personal cercano a las instalaciones, de forma tal que se cumplan los tiempos antes mencionados. Se deben realizar simulacros para verificar cumplimiento en las condiciones más desfavorables.
- Utilización de modelos computacionales de flujo para verificar los tiempos de cierre.
- La instalación de RMV's y la adecuación del espaciamiento, no aplica para las siguientes modificaciones de la clase de trazado (CT):
 - El cambio de CT genera un cambio de cañería menor a 304,8 metros (1000 pies).
 - El cambio de CT genera un salto a la CT inmediatamente superior (1 a 2; 2 a 3; 3 a 4) y la cañería se encuentra apta según sección 192.611.

² No especifica cuales son las alternativas equivalentes. El operador debe demostrar que las mismas cumplen todos los requisitos y tienen un nivel de seguridad equivalente al de una RMV.

³ Radio de Impacto Potencial (RIP), definido en Sección 192.903 función del diámetro y la MAPO, que indica los límites de consecuencia de una potencial falla.

Análisis del sistema operado por TGN

En base a toda la información recolectada se determinó que disminuir el espaciamiento entre válvulas y automatizar el accionamiento de estas, tienen un potencial impacto de reducción en las consecuencias prolongadas en el tiempo.

Estudio de sitios con potenciales consecuencias prolongadas en el tiempo

En primer lugar, se procedió a determinar los sitios con potenciales consecuencias prolongadas en el tiempo dentro del sistema de ductos de TGN.

Estas consecuencias prolongadas en el tiempo se dan, cuando se genera **ignición** y el fuego se propaga sin control. Se estableció que la propagación descontrolada de fuego depende en grandes rasgos de 3 factores que interactúan entre sí:

- **Características de la explosión** (magnitud, ubicación y condiciones climáticas).
- **Características del entorno** (materiales presentes, presencia de obstáculos, topografía del terreno, fuentes de ignición adicionales, distancias entre elementos combustibles, distancia entre elementos combustibles y fuente de calor).
- **Respuesta ante la emergencia** (disponibilidad de equipos de emergencia, acceso al agua, aislación del segmento entre válvulas).

Características de la explosión

Se analiza las mayores consecuencias, que son las asociadas al tipo de falla: rotura de caño. En este caso, la probabilidad de ignición se calcula de la siguiente manera (IGEM TD/2):

$$P_{ign} = \begin{cases} 0.0555 + 0.0137 \cdot p \cdot d^2 & p \cdot d^2 \leq 55 \\ 0.81 & p \cdot d^2 > 55 \end{cases}$$

donde P_{ign} = probabilidad de ignición, p = presión operativa del ducto (bar), d = diámetro del ducto (m).

Nota adicional: en IGEM TD/2 se establece que la probabilidad total de ignición se reparte generalmente en 0,5 para la ignición inmediata y 0,5 para la ignición retardada, donde la ignición retardada se produce después de 30 segundos

La probabilidad de ignición para distintas combinaciones de diámetro y presión operativa se presenta en la siguiente tabla. Debido al cálculo, la probabilidad de ignición es función de ($p \times d^2$) y, por ende, a medida que aumenta el diámetro y la presión operativa mayor es la probabilidad de ignición.

		Presión operativa (kg/cm ²)							
		51,00	59,80	60,35	60,38	61,70	68,40	69,68	75,50
Diámetro [pulg]	12					0,13			
	16	0,17				0,19			
	18							0,25	
	22		0,31						
	24		0,35			0,36	0,40	0,40	0,43
	30			0,53	0,53			0,60	0,64

Tabla 2. Probabilidad de ignición calculada para distintos diámetros y presiones de diseño de ductos de TGN.

A su vez, se tiene en cuenta la magnitud de las consecuencias, para lo cual se toma de base la definición de Círculo de Impacto potencial del apartado 3.2 del Código ASME/ANSI B31.8S. El radio de impacto potencial (RIP) para un gas natural típico (donde más del 93% de la composición es metano + inertes, la presión no excede los 1450 psig (102 kg/cm²) y la temperatura es al menos de 32°F (0°C)) se calcula mediante la siguiente fórmula:

$$r = 0,69 * d * \sqrt{P}$$

Dónde r = radio de impacto (pies), d = diámetro exterior de cañería (pulgadas) y P = MAPO (psig).

Los radios de impacto para distintas combinaciones de diámetro y máxima presión operativa admisible (MAPO) se presentan en la Figura 5. El RIP incrementa a medida que aumenta el diámetro externo y la MAPO.

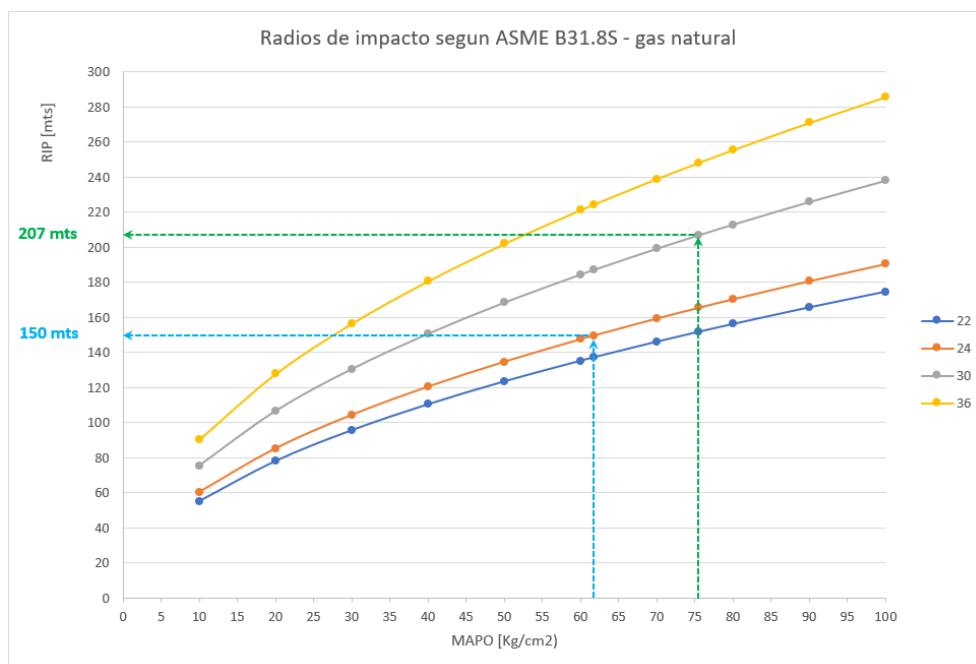


Figura 5 – Radios de impacto para distintas combinaciones de diámetros y MAPO.

Características del entorno

En base al análisis de incidentes de la NTSB, se determinó que las características del entorno tenían una fuerte incidencia en la propagación de consecuencias a lo largo del tiempo.

Dentro de características del entorno, influyen las características de los materiales presentes. Específicamente van a interesar aquellos que favorezcan la propagación (materiales combustibles) como aquellos que la detengan (presencia de obstáculos).

Los materiales combustibles que podemos llegar a encontrar en el entorno de un ducto se pueden nombrar: materiales de construcción como madera, vegetación como bosques, pastizales, etc. y hasta inclusive volumen considerable de residuos sólidos urbanos acumulados (basurales a cielo abierto).

Las distancias entre elementos combustibles y con la fuente de calor son también cruciales en la propagación del fuego. Cuanto mayor sean esas distancias, menor será la probabilidad de ignición y propagación de fuego.

Para analizar las características del entorno se tuvieron en cuenta:

- Áreas sensibles: en base a los incidentes ocurridos y al enfoque de la CFR192 actualizada, se enfocó el análisis en las áreas sensibles definidas de acuerdo con la Adenda 1 – Parte O de la NAG100. Además, se clasificó las áreas sensibles en función de la clase de trazado definida de acuerdo con la norma NAG100.
- Densidad poblacional: se calculó para cada área sensible tomando la base de datos digitalizada de construcciones.
- Distancia entre elementos combustibles: distancia entre construcciones dentro de una misma clase de trazado. Estas distancias fueron calculadas tomando la base de datos digitalizada de construcciones.
- Distancia entre elementos combustibles y ducto: distancia entre construcción más cercana y ducto.

- Presencia de materiales combustibles: material predominante de las construcciones en base a relevamientos en campo. Nota: En el apartado de revisión de incidentes de la NTSB se mostraron tres incidentes con consecuencias prolongadas en el tiempo. En los dos primeros casos, el entorno al sitio de la rotura de ducto estaba densamente poblado, siendo uno de los materiales principales de construcción empleado la madera (típico de las construcciones secas en USA).

Respuesta ante la emergencia

En este apartado se incluyen recursos externos como disponibilidad de equipos de emergencia y acceso a agua como así también, el tiempo de aislación del segmento entre válvulas que contiene a la rotura que depende exclusivamente de la operadora. En este caso, se puso foco en aquello que depende exclusivamente de TGN.

Como se mencionó con anterioridad en la actualización de la CFR 192, se incorpora el término “Tiempo de Aislación de la Rotura” como el tiempo requerido para ejecutar las acciones de: identificación del sitio de rotura (tramo de ducto y ubicación), implementación procedimientos de respuesta a la emergencia y cierre de las válvulas involucradas al sitio de la rotura para detener el venteo descontrolado del fluido. Analizando con mayor profundidad y en base al análisis bibliográfico **Tiempo de liberación de gas en función del espaciamiento entre válvulas y tipo de operación**, se tuvo en cuenta el espaciamiento entre válvulas del potencial segmento que contendría a la rotura y el accionamiento de dichas válvulas.

Metodología de aplicación

A modo de ejemplo, se establecen las variables que se tuvieron en cuenta para analizar las características del entorno, de forma tal de ponderar cualitativamente cada una de ellas, y poder establecer una prioridad de sitios (ranking de sitios). También se deben considerar resultados del análisis de riesgo, que incorporar otros factores y principalmente la probabilidad de falla de cada una de las amenazas. En la Ilustración 2, un esquema simple de las distancias y los puntos de referencia que se consideran.

Nombre	Dist. min. Construc. [m]	Material construc.	Densidad Construc.	Densidad poblacional	¿Cumple dist. AAR?	¿Cumple Dist AAB?	¿Cumple NAG100?	¿Cumple CFR 192?	¿Cumple dist entre válvulas? (Desvío %) ⁴	Clase de trazado	Tipo Operador AAR	Tipo Operador AAB
Sitio 1	10	Madera media calidad	Alta	Alta	No	No	No	No	No (32%)	3	Manual corte baja presión	Manual corte baja presión
Sitio 2	45	Madera media calidad	Media	Media	No	Si	Si	No	No (55%)	3	Manual corte baja presión	Manual corte baja presión
Sitio 3	30	Madera-adobe baja calidad	Baja	Media	No	Si	Si	No	No (110%)	3	Automático	Automático
Sitio 4	25	Ladrillo buena calidad	Media	Baja	No	No	No	No	No (18%)	3	Manual corte baja presión	Manual corte baja presión
Sitio 5	30-40	Madera baja calidad	Baja	Alta	Si	No	Si	No	Si (4%)	3	Manual corte baja presión	Manual corte baja presión

Tabla 3 - Ejemplo de variables a considerar en el análisis.

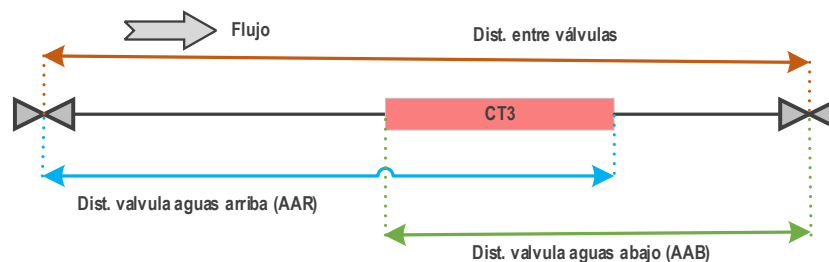


Ilustración 2 – Esquema de distancias consideradas

⁴ Se establece un porcentaje de desvío respecto del normativo. Se considero aceptable una diferencia máxima del 5%.

Programa de mitigación de consecuencias prolongadas en el tiempo

Finalmente, se define un programa que consiste en instalar nuevas válvulas con cierre automático y adecuar las existentes con el enfoque centrado en aislar el segmento entre válvulas “shut off” descripto con mayor detalle en el apartado **Actualización 49 CFR 192 – Nuevos conceptos y requisitos** en aquellos sitios identificados dentro del sistema de TGN con potencial consecuencia prolongada en el tiempo.

En forma adicional a lo mencionado hasta el momento, se efectuó un análisis cualitativo y relativo al sistema bajo estudio incorporando como una nueva variable de priorización: los resultados de riesgo. En base a toda esa información se determinó la priorización de sitios en donde aplicar de forma progresiva, el programa de mitigación antes mencionado.

Bibliografía

- L51817 Valve Spacing Basis for Gas Transmission Pipelines – PRCI Report Enero 2000
- Review of Safety Considerations for natural gas pipeline Block Valve Spacing (STP-PT-046) to ASME – Kiefner 2011
- NTSB Investigation Reports - <https://www.nts.gov/investigations/AccidentReports/Pages/Reports.aspx>
- 49 CFR 192 Transportation of natural and other gas by pipeline: Minimum Federal Safety Standards
- NAG 100 Normas argentinas mínimas de seguridad para el transporte y distribución de gas natural y otros gases por cañerías
- Adenda 1 – Parte O de la NAG100

Breve CV de los autores

Leonardo Martinetto

Ingeniero Mecánico, graduado en la Universidad Nacional de Mar del Plata. Desde el año 2010 al 2014 trabajó en el área de Integridad de Ductos en GIE S.A. Desde el año 2014 a la actualidad se desempeña como Analista de Integridad a cargo del Plan de Gerenciamiento de Integridad y Análisis de Riesgo de ductos en TGN.

Marianela Gómez

Ingeniera Química, graduada en la Universidad Nacional de Mar del Plata. Desde el año 2014 al 2017 trabajó en el área de Integridad de Ductos de Sintec S.A. Desde el año 2017 a la actualidad se desempeña como Analista de Integridad a cargo del Plan de Gerenciamiento de Integridad y Análisis de Riesgo de ductos en TGN.