

Estudio de Riesgo Cuantitativo para Líneas de Gas

Carlos Manfredi GIE S.A (manfredi@giemdp.com.ar)

Álvaro Esteves GIE S.A (esteves@giemdp.com.ar)

Gustavo Bispo GIE S.A (bispo@giemdp.com.ar)

1. Introduction

La gran ventaja de la metodología de análisis de riesgo cuantitativo es poder comparar valores de riesgo absolutos con otros sistemas y cuantificar la disminución de dicho riesgo en función de las medidas mitigativas. Esta metodología se presenta en el "Appendix 3: Risk Assessment Techniques", of the publication "Recommendations on Transmission and Distribution Practice" IGE/TD/1, publicado por The Institution of Gas Engineers of Gran Bretaña, y es la base de este trabajo. Además, incluye la comparación con el criterio ALARP (Ace Low Ace Reasonable Possible) del Reino Unido. También se compara con los valores de riesgo individual con las actividades cotidianas de una persona todos los días.

El propósito de este análisis es predecir como, la operación de un gasoducto puede afectar el riesgo individual y la seguridad del público en general. En caso que los riesgos individuales o sociales sean considerados intolerables comparados con los estándares internacionales se recomiendan medidas de mitigación del riesgo asociado a la operación hasta niveles, que puedan ser considerados compatibles con las mejores prácticas de la industria.

Durante años ha sido reconocido que la seguridad de las personas o sus propiedades es una de las metas primordiales de las instalaciones industriales donde existe la posibilidad que un accidente cause explosiones, fuego o derrames de sustancias tóxicas.

Dentro de estas instalaciones industriales se encuentran los ductos enterrados de transporte de energía (combustibles líquidos o gaseosos). Una de las formas más eficientes para definir las medidas que son necesarias para evaluar la seguridad de las personas y sus propiedades es el análisis de riesgo.

La palabra “riesgo” puede ser definida de varias formas; pero la mas adecuada y científica de definirlo es que “riesgo” es la medida de la probabilidad y magnitud de un evento perjudicial. Esta medida, que es válida sólo para un periodo de tiempo especificado, puede expresarse matemáticamente tal como lo indica la Ecuación 1:

$$\text{RIESGO} = \text{FRECUENCIA} \times \text{MAGNITUD} \quad (1)$$

Riesgo = Consecuencia / Unidad de tiempo

Frecuencia = Evento / Unidad de Tiempo

Magnitud = Consecuencia / Evento

El análisis de riesgo es un proceso sistemático de identificación y análisis cuantitativo o cualitativo de la probabilidad y magnitud asociados a un sistema.

El análisis de riesgo cualitativo identifica las amenazas y define su probabilidad de ocurrencia en forma relativa; por ejemplo alta, media, baja. La metodología cualitativa mas utilizada en la industria del Petróleo y Gas es la de índices desarrollada en varios programas de análisis de riesgo comerciales. Esta metodología permite comparar mediante índices, el riesgo entre distintos tramos de un sistema y es útil para priorizar las medidas de mantenimiento e integridad necesarias para disminuir dichas amenazas.

El análisis de riesgo cuantitativo, probabilístico o absoluto, calcula la probabilidad de ocurrencia de un evento en base a la frecuencia de ocurrencia del mismo, y requiere un tratamiento matemático más complejo que el riesgo cualitativo. La gran ventaja de esta metodología es que permite comparar los valores absolutos de riesgo con otros sistemas y cuantificar numéricamente las medidas de reducción que pueden adoptarse. Esta metodología es la propuesta por el “Appendix 3: Risk Assessment Techniques”, de la publicación “Recommendations on Transmission and Distribution Practice” IGE/TD/1, publicado por The Institution of Gas Engineers de Gran Bretaña , en la cual se centra el presente trabajo.

2. Proceso de Análisis

El análisis de riesgo, para identificar las amenazas potenciales a las que se enfrenta una comunidad con respecto a las liberaciones accidentales de sustancias riesgosas y su ejecución, se basa en cinco pasos principales:

- a. **Identificación de riesgos y posibles fallas.**
- b. **Segmentación del ducto.**
- c. **Estimación de la frecuencia** con que esas posibles fallas pueden ocurrir, en base a datos históricos y reales del sistema bajo estudio.
- d. **Estimación de las consecuencias de una falla** en base a modelos de cadenas de eventos (agujero o rotura, ignición o no ignición, etc.) y predicción de la extensión del evento en términos de radiación térmica y cuantificación de las pérdidas que podría causar un determinado evento, tanto para la vida humana como para sus propiedades o el medio ambiente.
- e. **Evaluación del Riesgo:** este paso es el corazón del análisis de riesgo y las eventuales medidas de mitigación que puedan adoptarse. En términos de probabilidad y ocurrencia el riesgo puede definirse como el producto de la probabilidad de ocurrencia y la severidad de la misma, tal como se presentó en la Ecuación 1.
- f. Evaluación de la necesidad de **medidas de mitigación** del riesgo en caso de ser necesarias y análisis de la reducción del riesgo que ocasionarían estas medidas.

2.1. Identificación de Amenazas

Tal como se menciona anteriormente, en primera instancia se debe identificar las posibles amenazas al ducto en estudio. Las principales amenazas que se pueden presentar son las siguientes, aunque se deben analizar particularmente cada una de ellas para saber si aplican en cada caso.

(a) Estables

- (1) Defectos relacionados a la fabricación de la cañería (soldadura longitudinal)
- (2) Relacionados a la construcción de la cañería (soldaduras circunferenciales)

(b) Dependientes del tiempo

- (1) Corrosión externa
- (2) Corrosión interna
- (3) Fisuras por corrosión bajo tensiones

(c) Independientes del Tiempo

- (1) Relacionados con fuerzas externas (Fuertes lluvias o inundaciones, Movimientos de tierra, etc.).
- (2) Operaciones Incorrectas
- (3) Daño por terceros

En Argentina, la generalidad de los casos estudiados indican que las amenazas mas importantes están dadas por: Corrosión Externa y Daño por Terceros.

2.2 Segmentación del Ducto

Se ingresan las características del gasoducto en forma de tramos, cada uno abarca las progresivas en las que dichas características no varían, algunas de estas son: diámetro, espesor, profundidad de tapada, clase de trazado. Se agregan además las interferencias que actúan sobre el gasoducto como cruces con alta tensión, rutas, caminos, etc. Con los datos ingresados se caracteriza la longitud del gasoducto metro a metro. A este proceso se lo denomina segmentación dinámica.

Las características del gasoducto se incorporan en un software (el cual realiza los cálculos que se presentan a lo largo del presente trabajo) desarrollado especialmente para procesar la información y calcular el riesgo de cada uno de los tramos, para poder cuantificar el riesgo del ducto en toda su longitud.

2.3. Estimación de las Frecuencias y Causas de Fallas

Una vez identificadas las posibles amenazas que pueden causar la falla del gasoducto deben estimarse las frecuencias o probabilidades que estas ocurran. El objetivo de estos cálculos

es cuantificar la incerteza asociada con un evento peligroso. La probabilidad es un número que mide el grado de creencia que se tiene, que ese evento va a ocurrir.

Los métodos disponibles para realizar este análisis son: el uso de datos históricos específicos de la línea a evaluar (para el caso de un ducto en operación) o el uso de datos históricos generales de frecuencia de ocurrencia de eventos idénticos en el mundo. En caso de no disponerse de datos históricos de frecuencias de falla, como en este caso por tratarse de una línea nueva, deben utilizarse datos históricos generales. Para ello, la Práctica Recomendada IGE/TD/1 recomienda que la frecuencia de falla pueda ser obtenida a partir de bases de datos publicadas como UKOPA (Reino Unido, Gases), EGIG (Europa Occidental, Gas Natural) u OPS (Office of Pipeline Safety, USA, Gas Natural).

Una de las bases de datos más importantes sobre frecuencias y causas de fallas en ductos enterrados es la desarrollada por UKOPA (United Kingdom On-Shore Pipeline Operator's Association).

Para estimar las frecuencias de falla para cada mecanismo de daño, se estiman las probabilidades en función del diámetro de agujero que se produce. Según los diámetros, se clasifican como pinhole, hole or rotura.

2.4. Estimación de las Consecuencias

Para determinar las consecuencias el software determina las distancias de radiación térmica del set de fallas para la potencia especificada. La potencia elegida se refiere a la probabilidad de muerte de población media del 1%, 50% o 100%. Los valores de potencias que permite analizar el programa son: 5000, 8000 y 12000 BTU/hr*ft², bajo la presunción que el individuo escapa o intenta escapar de la llama a una velocidad de 2 m/seg. A los efectos de mantener un alto grado de conservadurismo a los efectos del análisis ejecutado, se realizan los cálculos solo para el 1% de probabilidad de muerte para población normal. La fórmula para la determinación de las distancias (radios) de influencia se presenta en la Ecuación 2.

$$r = 0.3048 * \sqrt{\frac{2348 * P * d^2}{I}} \quad (2)$$

Donde:

r = r 1 = distancia[m]

P= Presión [psi]

d = Diámetro de la pérdida [inch]

I= Flujo de calor [BTU/(hr*ft²)]

I= 5000 para 1% (valor utilizado en el calculo)

I= 8000 para 50%

I= 12000 para 100%

Se obtienen así un radio para cada tipo de orificio que representa la distancia a la cual el flujo de calor provoca una probabilidad de muerte del 1 % en la población media. El

cálculo del radio se realiza para determinar la distancia de afectación para cada tipo de falla. Con el mismo, visualizar la zona potencialmente afectada para cada caso.

Por otra parte, se calcula la probabilidad de ignición siendo ésta la consecuencia propiamente dicha. El cálculo de ignición se realiza multiplicando un factor de ignición que contempla la clase de trazado por el valor correspondiente a la probabilidad de ignición según el tamaño del orificio (pinhole, hole or rupture). En este cálculo también entra en juego el tipo de probabilidad de ignición según las interferencias que se encuentren en el trazado del ducto.

Como se comentó anteriormente se multiplica en cada uno de los casos, la probabilidad de ignición de la interferencia, por el factor de ignición correspondiente al tipo de falla. El software de cálculo contiene modelos genéricos de curvas de probabilidad de ignición según el tipo de interferencia para pudiendo efectuarse el cálculo a distintas distancias del ducto.

En la Figura 1 se puede observar una curva genérica de probabilidad de ignición según la distancia.

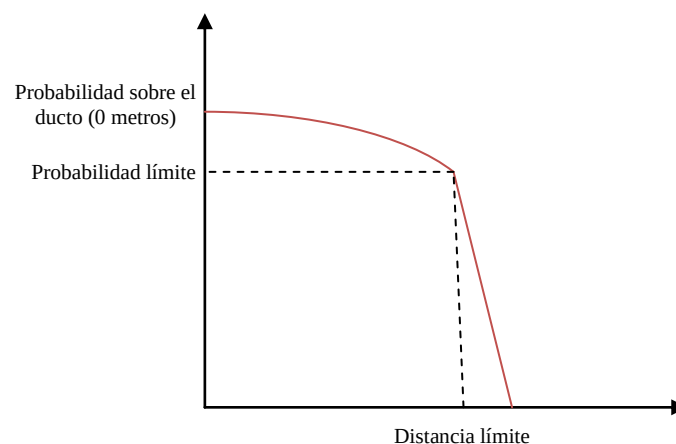


Figura 1. Curva genérica de probabilidad de ignición de una interferencia.

En el caso de la Figura 2, se puede observar el caso particular de la curva de probabilidad de ignición para el caso de la interferencia de un camino de tierra en Argentina.

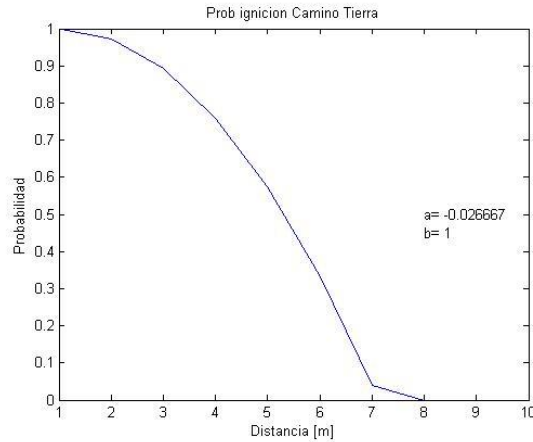


Figura 2. Curva de probabilidad de ignición de la interferencia, camino de tierra.

Los valores que figuran en cada gráfico “a” y “b” corresponden a la ecuación: $a \cdot x^2 + b$.

2.4 Cálculo del Riesgo

Conociendo la probabilidad de falla total (de los 3 tamaños de orificios) y conociendo el radio de influencia se puede determinar el riesgo que una persona sea alcanzada por uno de estos radios en función de la distancia al gasoducto. Para realizar esto último se consideran las distancias presentadas en la Figura 3.

Se determina la probabilidad que exista radiación igual o mayor de 5000 BTU/hra.ft² para cada metro, en dirección perpendicular al gasoducto (distancia m_k). Para ello se suma la longitud del gasoducto (d) que tiene influencia sobre el punto analizado para cada tipo de pérdida (distancia $< r_1$), y multiplicando esta longitud por la probabilidad que el tipo de pérdida exista y que esté inflamada.

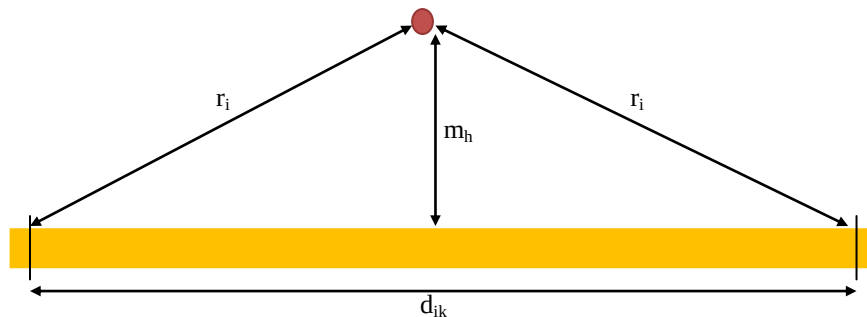


Figura 3. Grafico explicativo de la forma de cálculo de la interacción de las distancias al gasoducto.

La longitud de influencia sobre el gasoducto de cada uno de los tipos de orificios se calcula mediante la Ecuación 3.

$$d_{i,k} = 2 * \sqrt{r_i^2 - m_k^2} \quad (3)$$

La suma de probabilidad de las longitudes de influencia del gasoducto al punto analizado para cada tipo de fuga, constituye el riesgo en ese punto. Se analizan puntos consecutivos de a un metro (perpendicular al gasoducto) conformándose de esta manera el riesgo individual que a una distancia m_k del gasoducto el cual se plantea en la Ecuación 4.

$$Riesgo(m_k) = \sum_i (d_{i,k} * P_{Falla}(r_i)) \quad (4)$$

Donde:

Riesgo (m_k) = Riesgo de 1 % de probabilidad de muerte del individuo a una distancia m_k

$$P_{Falla} = [P_{od3 Ph} \times P_{i Ph} + P_{ocor Ph} \times P_{i Ph}] \text{ o } [P_{od3 a} \times P_{i a} + P_{ocor a} \times P_{i a}] \text{ o } [P_{od3 r} \times P_{i r} + P_{ocor r} \times P_{i r}] = \text{Probabilidad de falla para cada tipo de orificio}$$

Este valor de riesgo es función de la distancia perpendicular al eje del gasoducto y el riesgo disminuye a medida que se aleja del mismo. El valor máximo de riesgo individual corresponde al eje del gasoducto (distancia $m_k = 0$ metros) y su cálculo será entonces:

$$\text{Riesgo individual (para } m=0) = [P_{od3 Ph} \times P_{i Ph} + P_{ocor Ph} \times P_{i Ph}] \times 2 r_{Ph} + [P_{od3 a} \times P_{i a} + P_{ocor a} \times P_{i a}] \times 2 r_a + [P_{od3 r} \times P_{i r} + P_{ocor r} \times P_{i r}] \times 2 r_r.$$

Donde:

r_{Ph} = distancia de radiación de pin hole para 1% de probabilidad de muerte

r_a = distancia de radiación de agujero para 1% de probabilidad de muerte

r_r = distancia de radiación de rotura para 1% de probabilidad de muerte

Siendo típicamente la Ecuación 5 la adecuada para calcular el riesgo asociado a la traza del ducto.

$$P_{eci} = P_{od3 Ph} \times P_{i Ph} + P_{od3 A} \times P_{i A} + P_{od3 R} \times P_{i R} + P_{ocor Ph} \times P_{i Ph} + P_{ocorr a} \times P_{i A} + P_{ocorr R} \times P_{i R} + (P_{ffc Ph} \times P_{i Ph} + P_{ffc A} \times P_{i A} + P_{ffc R} \times P_{i R}) \times 0,5 \quad (5)$$

P_{eci} = Probabilidad de ocurrencia de incidente con ignición

$P_{od3 Ph}$ = Probabilidad de ocurrencia de Pinhole por daño por terceros

$P_{od3 a}$ = Probabilidad de ocurrencia de Agujero por daño por terceros

$P_{od3 R}$ = Probabilidad de ocurrencia de Rotura por daño por terceros

$P_{ocor Ph}$ = Probabilidad de ocurrencia de Pinhole por corrosión

$P_{ocorr\ a}$ = Probabilidad de ocurrencia de Agujero por
 $P_{ocorr\ R}$ = Probabilidad de ocurrencia de Rotura por corrosión
 $P_{i\ Ph}$ = Probabilidad de Ignición de Pinhole
 $P_{i\ a}$ = Probabilidad de Ignición de Agujero
 $P_{i\ R}$ = Probabilidad de Ignición de Rotura
 $P_{f\ fc\ Ph}$ = Probabilidad de Pinhole debido a defectos de fabricación/construcción
 $P_{f\ fc\ A}$ = Probabilidad de Agujero debido a defectos de fabricación/construcción
 $P_{f\ fc\ R}$ = Probabilidad de Rotura debido a defectos de fabricación/construcción
 Factor de PH = 0,5

8. References

- IGE/TD1, Recommendations on Transmission and Distribution Practice. Steel Pipeline for High Pressure Gas Transmission.
- EGIG, European Gas Pipeline Incident Data Group. 7th Report. 2008.
- UKOPA Pipeline Fault Database, "Pipeline Product Loss Incidents". 2007.
- OPS, Database of DOT "Department of Transportation". PHMSA, Pipeline and Hazardous Materials Safety Administration.
- NAG 100, Normas Argentinas Mínimas de Seguridad para el Transporte y Distribución de Gas Natural y Otros Gases por Cañerías. ENARGAS, Ente Nacional Regulador del Gas.