

Mejoramiento de confiabilidad en poliductos mediante análisis de riesgo

Hermann Dazeo hermann_dazeo@tgs.com.ar

Lucía Asaro alasaro@giegroup.net

Gastón García ggarcia@giegroup.net

Fabián Lara fabian_lara@tgs.com.ar

Sinopsis

TGS opera 2 poliductos de 14 km cada uno, que une la planta de Procesamiento Gral. Cerri hasta la planta de almacenaje y despacho en Galván, en Bahía Blanca. Tales tuberías operan en baches, transportando propano, butano y gasolina, representando de gran valor para los clientes y actividad industrial de la zona.

Con el crecimiento urbano, la instalación de complejos industriales, la invasión a las franjas de seguridad y las actividades ilícitas y vandalismo sobre las instalaciones de seguridad, la confiabilidad de los ductos representa un desafío para la operación atento las condiciones del entorno representan un mayor riesgo del que originalmente se previó en su diseño inicial.

Por lo anterior, exhaustivos planes de integridad son llevados a cabo para controlar los mecanismos de daño en las tuberías, no obstante, se identificó la necesidad de una evaluación de los mecanismos de control de derrames, la potencialidad de los mecanismos de daño, y la identificación de las zonas más significativas ante un escenario de pérdida de contención, para partir de ello, mejorar la confiabilidad del sistema y mitigar los riesgos de las actuales condiciones del entorno.

El proceso incluyó varias etapas, comenzando con un estudio normativo que consideró experiencias internacionales. Luego Se realizó un análisis fluidodinámico para evaluar distintos escenarios de falla con cada tipo de fluido transportado, lo que permitió comprender el comportamiento del sistema frente a una fuga y evaluar los sistemas de seguridad utilizados en la industria.

Además, se llevaron a cabo análisis de riesgo utilizando las metodologías HAZOP y LOPA permitiendo identificar los puntos críticos de las líneas. Con base en estas evaluaciones, se diseñó un plan de acción que permitirá reducir los efectos de una potencial fuga, optimizar la cantidad, distribución y confiabilidad de válvulas, así como los sistemas de detección de una fuga. Todo ello contribuyendo a la disminución del riesgo.

Tgs compartirá la experiencia de analizar de forma integral la confiabilidad de sus poliductos, revisar el diseño respecto a la evolución del entorno e implementar las mejoras prácticas para incrementar la seguridad y minimización del riesgo general del sistema de tuberías.

1. Introducción

Los poliductos operados por TGS, que recorren desde su planta en General Cerri hacia el puerto de Galván, se ven afectados por el gran desarrollo urbano de la zona. Esto presenta nuevos desafíos a la operación, mantenimiento y gestión de integridad de los ductos no contemplados al momento de diseño del sistema, tanto por el incremento en la probabilidad de una falla como en el impacto ante una falla.

DUCTO	LONGITUD (m)	PRODUCTOS	DIÁMETRO (")
POLIDUCTO 1	14.760	Gasolina - Butano	8
POLIDUCTO 2	15.064	Propano	8

Teniendo en cuenta la complejidad del entorno, donde se presenta un gran número de desarrollos no planificados y carentes de autorización, así como la vandalización de las instalaciones de superficie, se presentan desafíos para el personal en la vigilancia sobre la traza, el acceso y seguridad a las instalaciones de válvulas en caso de emergencias.

Por lo anterior, ,en busca de controlar los escenarios de pérdida de contención, se llevaron adelante estudios para revisar la condición de las amenazas a la integridad y sus planes de acción, así como identificar los tramos críticos ante un escenario de incidente, para mejorar la detección y control de pérdidas de contención.

El presente trabajo resume las principales conclusiones que resultaron de estudios de simulación hidrodinámica de roturas, el Informe HAZOP - LOPA del análisis de riesgo y la evaluación de capas de protección para los Poliductos TGS Cerri–Galván, realizados en el marco de la optimización del sistema de seguridad de los poliductos.

2. Descripción de la Operación

La planta Cerri de Transportadora de Gas del Sur (TGS) es una instalación crucial en el sistema energético de Argentina, situada en el partido de Bahía Blanca, en la provincia de Buenos Aires. Su operación se centra en la recepción y procesamiento de gas que llega desde múltiples campos de producción situados en las cuencas Neuquina y Austral e Isla de Tierra del Fuego.

En la planta, el gas natural pasa por un proceso de deshidratación y luego se somete a un proceso de fraccionamiento en torres, donde se separan los hidrocarburos líquidos. Estos líquidos incluyen etano, propano, butano y gasolina natural.

El etano extraído se utiliza principalmente como materia prima en la industria petroquímica, mientras que el propano y el butano se comercializan como gas licuado de petróleo (GLP).

En cuanto a la entrega de productos, la planta consta de dos poliductos que llegan hasta Galvan, uno de los cuales transporta normalmente gasolina y butano (Poliducto 1) y el otro normalmente propano (Poliducto 2). Los caudales líquidos fluctúan entre los 125 m³/h y 250 m³/h, dependiendo si opera con uno o dos equipos de bombeo.

En el puerto Galván, los productos transportados desde la planta Cerri se cargan en buques tanque para exportación.

3. Descripción del Entorno

Los poliductos que conectan la planta Cerri de Transportadora de Gas del Sur (TGS) con el puerto Galván atraviesan un entorno que incluye aspectos geográficos, ambientales y socioeconómicos que deben considerarse para asegurar la eficiencia y seguridad del sistema.

Entorno Geográfico

Los poliductos se extienden a lo largo de una variedad de terrenos, desde zonas rurales hasta áreas industriales en la región de Bahía Blanca. Los suelos varían desde arcillosos hasta, presencia de napas freáticas a nivel de los ductos, brindando un entorno agresivo para la integridad de la tubería.

Entorno Ambiental

El entorno ambiental a lo largo de los poliductos es diverso y sensible, abarcando hábitats naturales con una variedad de especies de flora y fauna. Estos ductos atraviesan áreas con vegetación nativa y cuerpos de agua, que requieren medidas específicas para proteger los ecosistemas acuáticos y terrestres.

Entorno Socioeconómico

El entorno socioeconómico en las áreas atravesadas por los poliductos está marcado por una combinación de comunidades rurales y urbanas.

A lo largo de la traza los ductos atraviesan zonas de producción agrícola, centros poblados y zonas industriales. Esto representa la necesidad de una especial atención en torno a los daños que las personas pueden causar a los ductos.

4. Desarrollo

Para los poliductos en estudio se analizó la normativa mencionada, se realizó un análisis fluidodinámico para evaluar distintos escenarios de falla con cada tipo de fluido transportado, y se llevaron a cabo análisis de riesgo utilizando las metodologías HAZOP y LOPA que permitieron identificar los puntos críticos de las líneas. A continuación se presentan los hallazgos realizados y las acciones propuestas.

a. Selección de las áreas de alta consecuencia (HCA)

Se realizó un taller en el que participaron referentes de mantenimiento, procesamiento y almacenaje, integridad de activos, seguridad y medio ambiente, por parte de TGS, y especialistas

de GIE Group. En dicho taller se discutieron los criterios de ponderación de las áreas de alta consecuencia, las variables que los representaban y su peso. Finalmente, se realizó la puntuación y ranqueo de las mismas.

Un resumen de los criterios con sus pesos y los límites representativos para cada variable puede verse en la Tabla 1.

Tabla 1. Matriz de criterios de priorización

	Factor	Ponderación	Muy baja	Baja	Media	Alta	Muy alta
Poliducto	Cercanía a población	10	Muy baja	Baja	Media	Alta	Muy alta
	Volumen potencial de derrame	10	376	472	568	664	760
	Cercanía al mar	10	>1000		500 - 1000		<500
	Distancia a estaciones de bombeo	8	1961	3214	4468	5721	6975
	Distancia a válvulas	8	851	1004	1158	1311	1465
	Cruces con cauces de agua	10	0	1	2	3	4
	Cruces con caminos, ferrocarriles y otros servicios	8	5	7	8	10	12
Propanoducto	Cercanía a población	10	Muy baja	Baja	Media	Alta	Muy alta
	Volumen potencial de derrame	10	354	438	522	606	690
	Presencia de valles	8	No hay	Pequeño	Mediano	Grande	Muy grande
	Distancia a estaciones de bombeo	8	2273	3601	4930	6258	7586
	Distancia a válvulas	8	1020	1096	1171	1246	1322
	Cruces con cauces de agua	2	0	1	2	3	4
	Cruces con caminos, ferrocarriles y otros servicios	8	7	10	12	15	17

Una vez obtenida dicha matriz, se realizaron las puntuaciones de cada segmento para cada uno de los ductos y se obtuvieron los gráficos de la Figura 1 y la Figura 2.

Poliducto

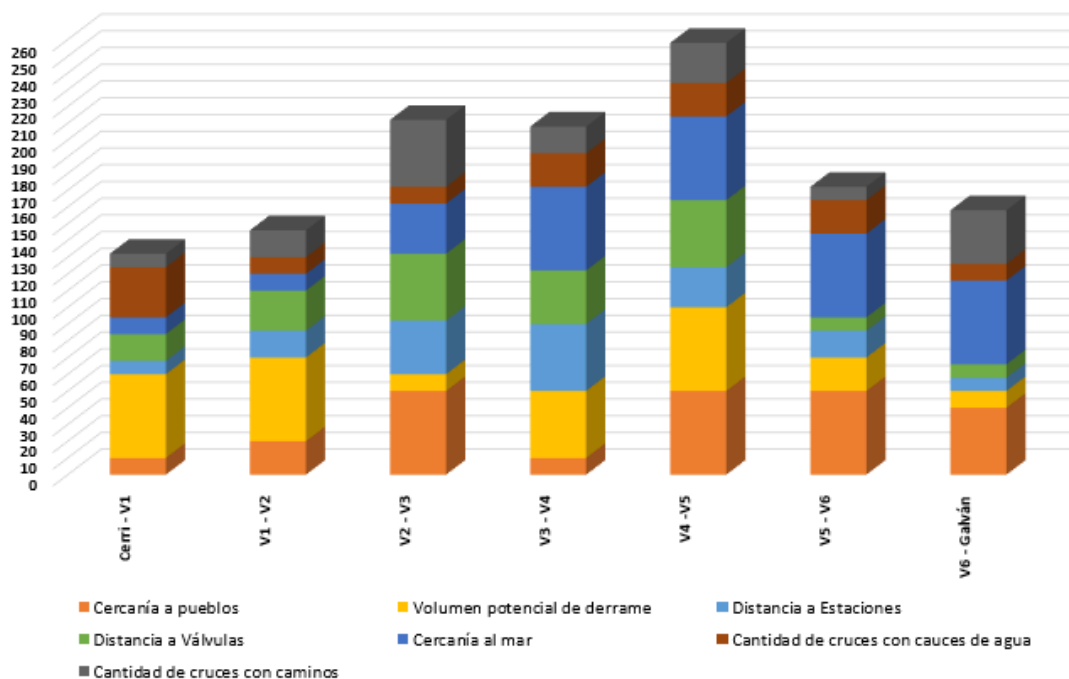


Figura 1. Puntuación Poliducto

Propanoducto

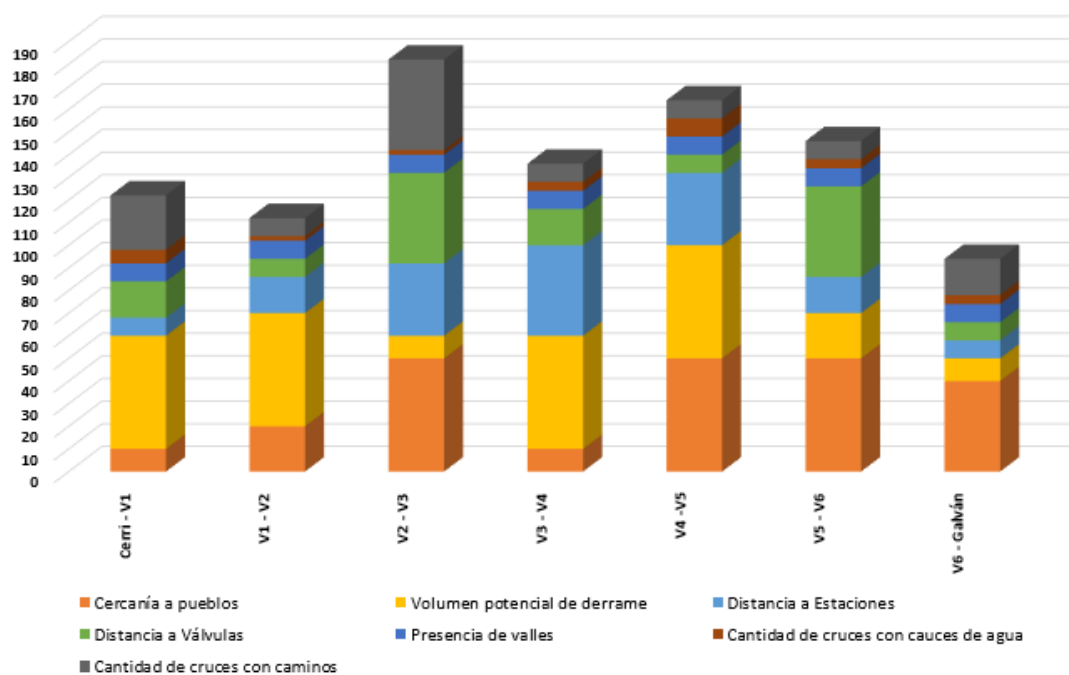


Figura 2. Puntuación Propanoducto

Como resultado del taller realizado se definieron los puntos a analizar a través de simulaciones hidrodinámicas para definir finalmente las ubicaciones recomendadas para las válvulas de bloqueo.

2.2 Análisis dinámico de roturas

Se realizaron simulaciones de rotura entre las válvulas de bloqueo de los poliductos del sistema Cerri – Galván. Las simulaciones se efectuaron en el simulador hidrodinámico SPS (Synergi Pipeline Simulator) versión 10.4. Este simulador resuelve las ecuaciones de cantidad de movimiento y conservación de la masa mediante la técnica de las ecuaciones diferenciales para fluidos monofásicos. Este simulador permite modelar la mayoría de las condiciones de borde asociadas a los eventos transitorios de la operación de líquidos, tales como equipos de bombeo y válvulas de control a través de lazos PID, transitorios termo hidrodinámicos, programación de lógicas de control a incorporar en los PLC, protecciones como válvulas de alivio, paros de bombas, etc.

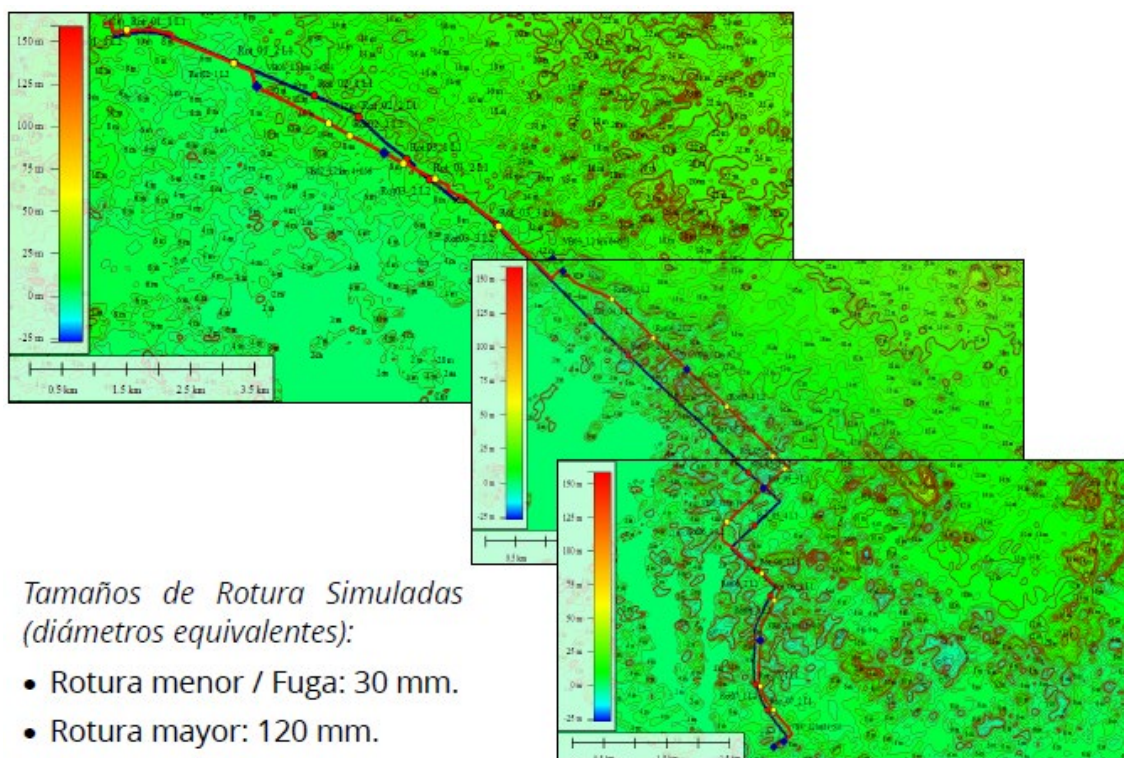


Figura 3. Detalle del modelo utilizado.

Para el caso más crítico, una rotura de 120 mm, se presentaron los siguientes resultados sectorizando los ductos por sus tramos entre válvulas. En un primer lugar analizamos los volúmenes derramados para el Poliducto 1.

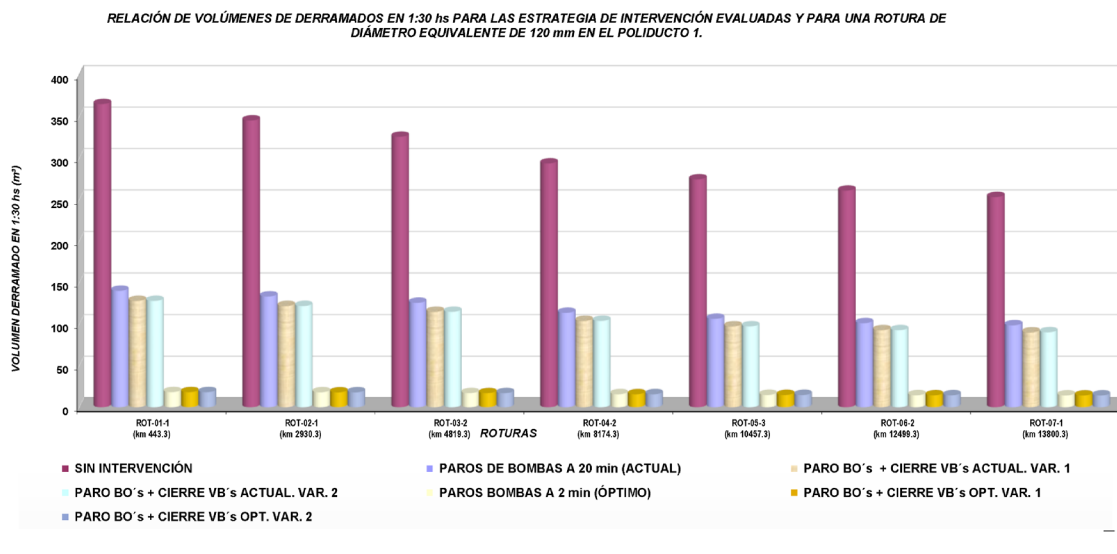


Figura 4. Rotura de 120 mm sobre el Poliducto 1.

Análogamente para el Poliducto 2, se presenta lo siguiente.

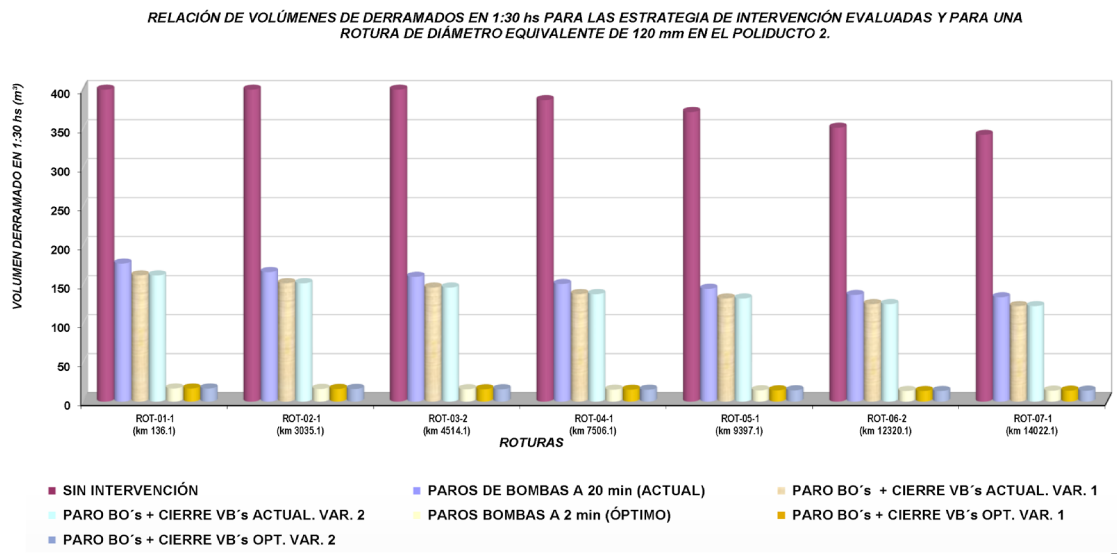


Figura 5. Rotura de 120 mm sobre el Poliducto 2.

Los principales hallazgos se presentan a continuación:

- Cuando se bombea gasolina natural (Poliducto 1) se verifica una significativa reducción de los volúmenes factibles de ser derramados si se reduce el tiempo de detención del bombeo. Si se detienen las bombas a los 2 min de ocurrida una rotura, la reducción del volumen derramado podrá ser de hasta el 90%, respecto a la condición sin intervención, medido a un tiempo de ocurrida la rotura de 30 min.

- En el caso de bombeo con gasolina, el beneficio de cerrar las válvulas de bloqueo en la proximidad de las roturas, con posterioridad a la detención del bombeo, es reducido.
- Si las roturas ocurren cuando se bombea GLP (Butano/Propano), la rápida detención del bombeo no asegurará por sí misma reducciones significativas del volumen de gases liberados a través de las mismas. Esto se debe a que, una vez detenidos los equipos de bombeo, la descompresión generalizada de la línea alimentará la salida de gases de los GLP a través de las roturas. Esto aplica al bombeo de butano por el Poliducto 1 y al de propano por el Poliducto 2.
- Los volúmenes derramados (gasolina) se reducen a medida que disminuye la presión al momento de la rotura, de acuerdo del perfil inicial de presiones.

En base a los hallazgos precedentes, se recomienda:

- Instalar un sistema de detección de fugas y/o roturas, que incluya la localización de las mismas. Esto acortará significativamente los volúmenes de derrame, en particular para el caso de la gasolina natural (Poliducto 1).
- Instalar actuadores en las válvulas de bloqueo localizadas en los ingresos y recibos de los poliductos con el objetivo de minimizar los tiempos de inicio de sus cierres, activando el cierre en forma remota. Esto asegurará el corte del flujo, tanto en cabecera, como posibles retornos desde los recibos.
- Instalar actuadores para permitir el cierre remoto de las válvulas de bloqueo que se proponen en base al análisis de riesgo. Esto permitirá, en particular y más allá de la detención del bombeo, reducir los volúmenes de gas (bombeo con GLP) que puedan ser liberados por roturas en los tramos críticos.
- Diseñar un plan de contingencias para controlar los derrames o fugas que incluya la gestión de las alarmas del sistema de detección de fugas o roturas que se generen a partir del sistema de detección de fugas. Esto debiera incluir los procedimientos para confirmar las alarmas (consultas a realizar por el operador), la toma de decisión para cerrar las válvulas de bloqueo que se automaticen y la determinación de las acciones a tomar para acceder al sitio de la rotura y para iniciar las tareas de mitigación.
- Capacitar al personal de operación a los fines de que cuenten con los conocimientos adecuados que permitan decidir y actuar con fundamentos ante una emergencia de rotura.

2.3 Análisis de Riesgo y capas de protección (HAZOP – LOPA)

El sistema de transporte de TGS entre el Complejo Cerri y Galván consta de dos poliductos, uno de los cuales transporta normalmente gasolina y butano (Poliducto 1) y el otro normalmente

propano (Poliducto 2). Los caudales líquidos fluctúan entre los 125 m³/h y 250 m³/h, dependiendo de si se opera con uno o dos equipos de bombeo. Ambos poliductos poseen trazas que, en el caso de rotura, pueden dar lugar a consecuencias severas. Las roturas, cuando se bombea gasolina, podrán originar derrames que alcancen a la ría o eventualmente puntos con alta probabilidad de ignición. En los casos de los gases licuados (propano y butano), las roturas podrán dar lugar a la dispersión de los gases en una extensión que dependerá del viento y de la expansión de los gases que, por ser más densos que el aire, podrán ocupar una importante superficie expuesta a la ignición.

En esta sección se mencionarán los escenarios de riesgo más críticos que se han identificado a partir del estudio de riesgo y la evaluación de capas de protección [12].

2.3.1 Escenarios de riesgo inicial por transporte de gasolina natural por Poliducto 1

El riesgo inicial (sin capas de protección) del Poliducto 1 que transporta gasolina natural se presenta en la siguiente figura. Las zonas con riesgo actual "I" (Intolerable) y "N" (No deseable) corresponden a aquellas que se encuentran en los Segmentos #3, #4 y #5 y en los Segmentos #1, #2, #6 y #7, respectivamente.

Consecuencia	Muy Alta	I	I	I	N	C
	Alta	I	I	N	C	T
	Media	I	N	C	T	A
	Baja	N	C	T	A	A
	Muy Baja	C	T	A	A	A
		Muy Alta	Alta	Media	Baja	Muy Baja
		Likelihood				

Figura 6. Riesgo inicial para los segmentos del P1 con gasolina natural

2.3.2 Escenarios de riesgo residual para el transporte de gasolina natural por Poliducto 1

Luego de aplicar las capas de protección propuestas y las recomendaciones identificadas durante los talleres de análisis se obtuvo un riesgo residual resultante "N" (no deseable) para los

Segmentos #3, #4, #5 y #7 y un riesgo residual resultante “C” (tolerable con controles) en los Segmentos #1, #2 y #6.

A pesar de la aplicación de las capas de protección propuestas basadas en la implementación de un sistema de detección de fugas y adicionalmente la implementación del comando remoto de ciertas válvulas de sectorización, el riesgo residual sigue siendo no deseable en algunos casos. La matriz de riesgo residual se presenta en la siguiente figura:

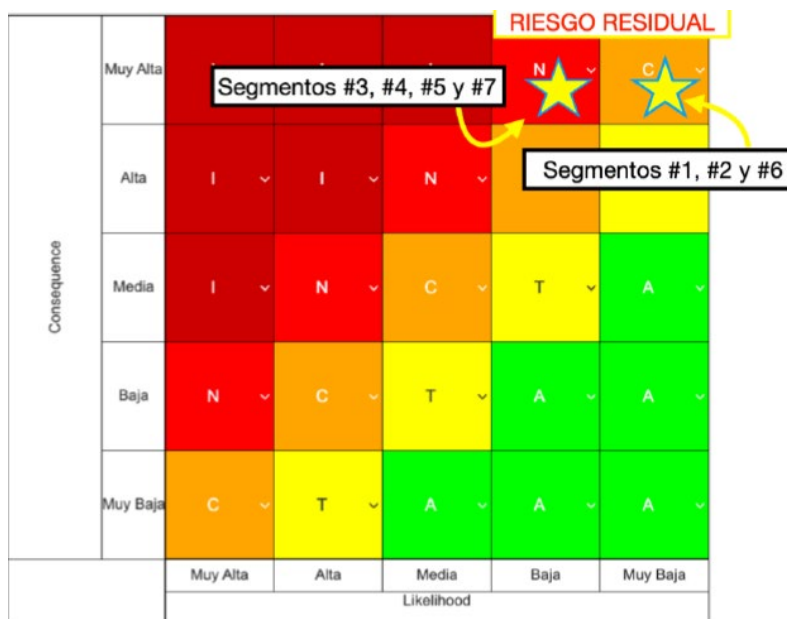


Figura 7. Riesgo residual para los segmentos del P1 con gasolina natural

2.3.3 Escenarios de riesgo inicial por transporte de GLP's en los poliductos 1 y 2

El riesgo inicial (sin capas de protección) de los Poliductos 1 y 2 transportando GLP's se presenta en la siguiente figura. Las zonas más críticas, con riesgo actual "I" (Intolerable) y "N" (No deseable), corresponden a aquellas que se encuentran en los segmentos #3 y #4 y en los segmentos #1, #2, #6, #5 y #7, respectivamente.

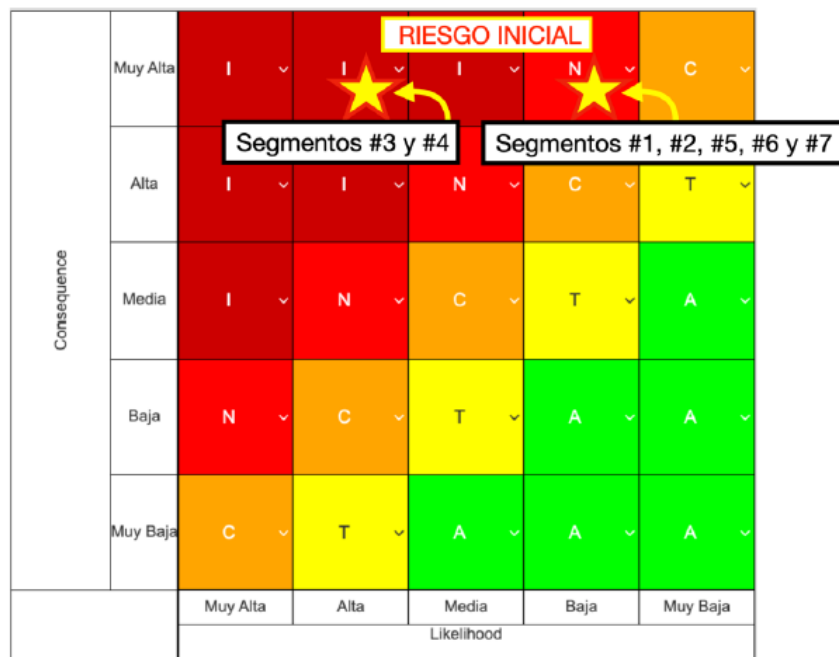


Figura 8. Riesgo inicial para los segmentos de Poliductos 1 y 2 al transportar GLP's

2.3.4 Escenarios de riesgo residual para el transporte de GLP's por Poliductos 1 y 2

Luego de aplicar las capas de protección propuestas y las recomendaciones identificadas durante los talleres de análisis de los poliductos 1 y 2 que transportan butano y propano, respectivamente, se obtuvo un riesgo residual resultante "N" (no deseable) para los segmentos #3, #4, #5 y #7 y un riesgo residual resultante "C" (tolerable con controles) en los segmentos #1, #2 y #6.

El riesgo residual se presenta en la siguiente Figura, sigue siendo no deseable a pesar de la aplicación de las capas de protección propuestas basadas en la implementación de un sistema de detección de fugas y adicionalmente la implementación del comando remoto de ciertas válvulas de sectorización.

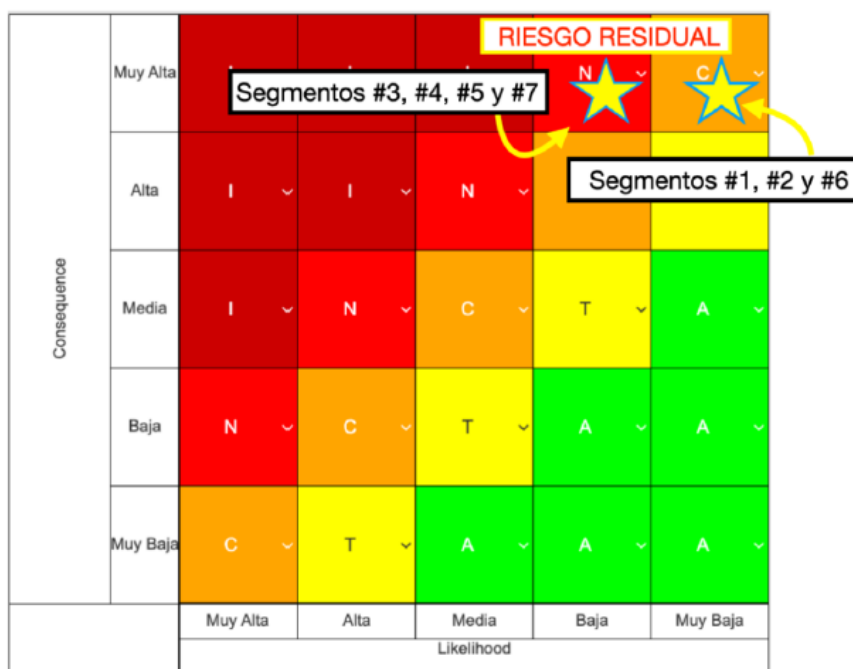


Figura 9. Riesgo residual para los segmentos de P1 y P2 al transportar GLP's.

Cabe aclarar que el análisis de riesgo junto a las ponderaciones tanto de la frecuencia de ocurrencia del evento iniciador como de las consecuencias en sus diferentes aspectos fue desarrollado conforme al procedimiento PSMA502 de Análisis de Riesgo Operativo (HAZOP) [11] definido por TGS y contemplado para nuevos proyectos, y que en este caso el grupo de trabajo ha consensuado para aplicarlo a los poliductos P1 y P2.

Adicionalmente el riesgo residual resultante se ha determinado aplicando la técnica del LOPA para la evaluación de capas de protección. El riesgo mitigado se obtuvo de acuerdo al procedimiento de TGS POPE010 de Sistemas Instrumentados de Seguridad, Anexo 2, Método de Análisis de Capas de Protección (LOPA) [10] y de acuerdo a los lineamientos generales de la Seguridad Funcional para la Industria de Procesos [7] [8] [9], aplicados en este caso para los poliductos P1 y P2.

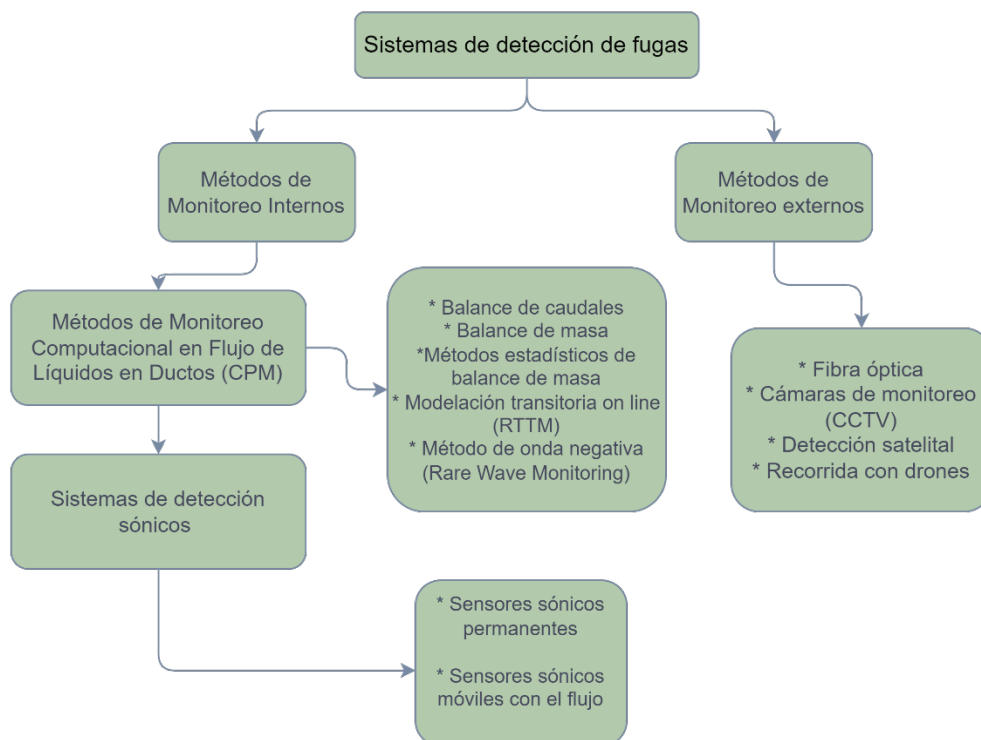
3. Descripción de las Soluciones Propuestas

3.1 Sistema de Detección de Fugas / Roturas (SDF / SDR)

A continuación, se describen las posibles soluciones para implementar un sistema de detección de fugas y/o de roturas. Los conceptos básicos de estos sistemas se desarrollan en el Standard API 1130 – Computational Pipeline Monitoring for Liquids Pipelines – (ver punto 5.4).

3.1.1 Sistemas de detección de fugas

En la actualidad, la detección de las fugas se puede realizar a través de diferentes métodos. A modo de resumen se presenta el siguiente diagrama:



3.1.2 Sistemas de Detección de roturas

En un tramo de ducto en el que ocurre una rotura, la descarga de fluido dará lugar a un patrón de cambios típico de las variables de proceso en el que se esperan que ocurran los siguientes cambios:

- Incremento del flujo (Q) aguas arriba.
- Disminución del flujo (Q) aguas abajo.
- Disminución de las presiones (P) aguas arriba y aguas abajo.

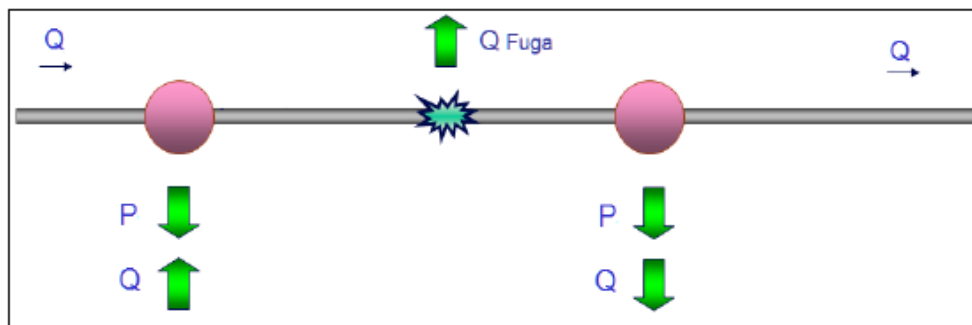


Figura 10. Patrón típico de cambios de las variables de proceso ante una rotura.

El monitoreo y la declaración de alarmas en el caso de roturas se basa en la detección de los cambios de las presiones y caudales registrados en los extremos de los tramos involucrados que respondan al patrón típico de rotura.

La detección de cambios en las variables se podrá realizar mediante la aplicación de algoritmos basados, por ejemplo, en la aplicación del test estadístico denominado Test CUSUM (Cumulative Sum). Este test es comúnmente usado en la detección de cambios de señales y en el control de calidad de procesos [6]. Estos algoritmos podrán ser fácilmente programables en los PLC o RTU locales de puntos de monitoreo o en una unidad de procesamiento que se instale en el centro de control o el DCS.

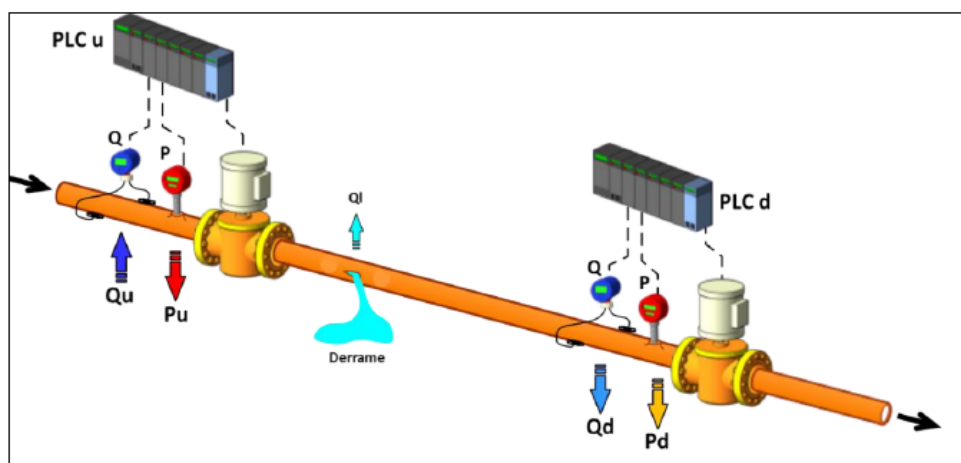


Figura 11. Esquema de los componentes básicos para implementación de un sistema de detección de roturas (SDR).

3.2 Propuesta de Actuación Remota de las Válvulas de Sectorización

Como se mencionó anteriormente actuar con rapidez permitiría acotar los volúmenes de derrame en el caso de una eventual rotura de los ductos. Es por ello que la actuación remota de ciertas

válvulas de sectorización es recomendable. A continuación se describen las recomendaciones para cada uno de los poliductos.

3.2.1 Actuación Remota de las Válvulas del Poliducto P1

Para el Poliducto 1, que transporta gasolina natural o butano, se ha establecido conveniente el cierre en forma remota las válvulas de bloqueo VB-Cerri (cabecera), VB-Nº2 (Km 4115), VB-Nº4 (Km 9221), VB-Nº6 (Km 13437) y VB-Galván (recibo), pudiendo retirarse las válvulas restantes.

3.2.2 Actuación Remota de las Válvulas del Poliducto P2

Para el Poliducto 2 que transporta propano se ha determinado que es conveniente poder cerrar en forma remota las válvulas de bloqueo VB-Cerri (cabecera), VB-Nº2 (Km 4079), VB-Nº5 (Km 10770), VB-Nº6 (Km 1300) y VB-Galván (recibo), pudiendo retirarse las válvulas restantes.

3.3 Actuación Remota de las Válvulas de Bloqueo

La actuación remota permite cerrar las válvulas en tiempos reducidos una vez confirmada y localizada una fuga o rotura.

Los componentes básicos requeridos para permitir la actuación remota son, el actuador, instrumentos de medición local, RTU o PLC, comunicación con el centro de control o DCS, centro de control, y válvulas de retención.

De acuerdo con el sistema de detección de fugas que se implemente, se podrá requerir computadores dedicados específicamente para el monitoreo y generación de las alarmas. Por tratarse de equipos e instrumentos delicados, las instalaciones en el sitio de las válvulas deberán contar con protecciones adecuadas contra el vandalismo y accesos no autorizados. Preferiblemente las instalaciones indicadas deberán ubicarse dentro de cámaras cerradas y con instalaciones perimetrales de seguridad.

4. Entorno normativo y regulatorio

La normativa vigente en todo lo que refiere a la operación del bombeo de hidrocarburos líquidos por cañerías (ductos) en Argentina es la Resolución 120-E “Reglamento Técnico de Transporte de Hidrocarburos Líquidos por Cañerías” (RTTHL) [13].

El RTTHL tiene por objetivo incrementar la seguridad y la protección ambiental en la operación de los sistemas de transporte de hidrocarburos líquidos por cañerías. Este reglamento se sustenta en estándares internacionales y en las mejores prácticas de la industria a efectos de establecer los requerimientos técnicos mínimos que deben cumplir los operadores de los sistemas de transporte de hidrocarburos.

La principal referencia normativa del RTTHL es el código ASME B31.4 “Sistemas de Transporte por Cañerías de Hidrocarburos Líquidos y Otros Líquidos” [16], de la Sociedad Americana de Ingenieros Mecánicos (ASME), siendo su aplicación obligatoria, con las modificaciones incorporadas en el RTTHL.

Además del código ASME B31.4, la RES120-E incluye ampliaciones, modificaciones y/o aclaraciones sustanciadas en el Código de Regulación Federal de los Estados Unidos CFR Part 195 [20], el código API 1160 [21] de la American Petroleum Institute y el nuevo estándar europeo BS EN 14161 [22].

El RTTHL no pretende ser una guía exhaustiva para el diseño, construcción y operación de sistemas de transporte de hidrocarburos, sino que establece los requerimientos mínimos que deberán cumplir los operadores y concesionarios de sistemas de transporte. La consideración primaria es mantener la seguridad, por lo que cada operador deberá recurrir a las mejores prácticas de la industria y a los juicios ingenieriles pertinentes que le permitan cumplir dicho objetivo.

1.1 Referencias del RTTHL aplicables a las estrategias particulares de este estudio

En el punto referente a CONSTRUCCION, SOLDADURAS Y MONTAJE - CONSTRUCCIÓN – PROTECCIÓN EXTRA O SOBREPROTECCIÓN, se indica que el diseño de una cañería puede requerir una protección adicional para prevenir daños provenientes de condiciones inusuales. Se especifican, entre otros puntos:

- i) Detección efectiva de pérdidas en tiempo y forma;
- j) Bloqueo rápido de la línea.

En el capítulo X del RTTHL - PLAN DE GERENCIAMIENTO DE INTEGRIDAD, se define el concepto de Medidas Mitigativas de la siguiente forma: “Medidas tomadas para minimizar o eliminar las consecuencias de una posible falla en la cañería. Por ejemplo: instalación de válvulas, mejora o implementación del sistema de detección de fugas, implementación y mejora del plan de contingencia, etc.”

El Operador deberá presentar a la autoridad las medidas mitigativas en el marco del Manual de Integridad (MI) del sistema de cañerías (PARTE 2: REQUERIMIENTOS MANDATORIOS).

1.2 Requerimientos Específicos del Código ASME B31.4

1.2.1 Punto 434.15.2 - Válvulas de línea principal

Este punto del código indica lo siguiente:

- (a) Se instalarán válvulas de bloqueo en la línea principal aguas arriba de los principales cruces de ríos y embalses públicos de suministro de agua. Se instalará una válvula de bloqueo o de retención aguas abajo de los principales cruces de ríos y de los depósitos públicos de suministro de agua.

(b) Se instalará una válvula de bloqueo de la línea principal en las estaciones de bombeo de la línea principal, y se instalará una válvula de bloqueo o retención (cuando corresponda, para minimizar el flujo reverso en la tubería) en otras ubicaciones apropiadas para las características del terreno. En áreas industriales, comerciales y residenciales, donde las actividades de construcción presenten un riesgo particular de daños externos a la tubería, se tomarán medidas para el espaciamiento y la ubicación apropiados de las válvulas de la línea principal de acuerdo con el tipo de líquidos que se transportan.

(c) Se debe proporcionar una válvula de bloqueo de la línea principal operada a distancia (control remoto) en las instalaciones de tuberías controladas a distancia para aislar segmentos de la tubería.

(d) En los sistemas de tuberías que transportan GLP o amoníaco líquido anhidro, se instalarán válvulas de retención, cuando corresponda, con cada válvula de bloqueo para proporcionar un bloqueo automático del flujo inverso en el sistema de tuberías.

(e) Con el fin de facilitar el control operativo, limitar la duración de un paro del bombeo y acelerar las reparaciones, las válvulas de bloqueo de la línea principal deben instalarse a una distancia máxima de 7.5 millas (12 km) en los sistemas de tuberías que transportan GLP o amoníaco anhidro líquido en áreas industriales, comerciales y residenciales.

1.2.2 Punto 451.11 - Detección de fugas

Mientras estén en funcionamiento, todos los segmentos de tubería deben ser monitoreados periódicamente para asegurar que no tengan fugas. En caso de que ocurra una fuga, la misma puede ser descubierta por el personal de la operadora o por vecinos del sistema de tuberías.

Los operadores deben mantenerse comunicados y ejercitar las habilidades de detección y respuesta necesarias para respaldar la inspección visual del sistema de tuberías.

La selección y aplicación del sistema de detección de fugas debe tener en cuenta el riesgo, estimado tanto por la probabilidad como por las consecuencias de una fuga. Algunos factores que deben ser tenidos en cuenta para reducir el riesgo cuando un operador está determinando el tipo y la frecuencia de monitoreo a emplear se presentan a continuación:

- (a) Servicio: líquidos limpios, no corrosivos y de baja presión de vapor.
- (b) Ubicación: lejos de la población, en una propiedad controlada por el operador, lejos de zonas que puedan sufrir daños irreparables, no cerca de vías fluviales que apoyen el tráfico recreativo o comercial.
- (c) Construcción: material que funciona muy por debajo de los límites umbrales.
- (d) Operar a bajos niveles de tensión.
- (e) Historial de fugas: indica los antecedentes de la cañería.
- (f) Tiempo de respuesta esperado durante una fuga o emergencia: El tiempo de respuesta esperado durante una fuga o emergencia es un factor importante que debe tenerse en cuenta. Un tiempo de respuesta más largo respalda el beneficio de la necesidad de

detección más rápida. La precisión de la detección y la ausencia de falsas alarmas también son factores que apoyan o disminuyen la confiabilidad del método de detección de fugas seleccionado. El operador debe seleccionar cuidadosamente los sistemas de detección de fugas.

El sistema de detección puede consistir en patrullajes aéreos, terrestres o acuáticos; el análisis de presiones; monitoreo de cambios de flujo o presión de operación en estado estacionario; balances de líneas volumétricas; análisis de ondas de presión, o cualquier otro método capaz de detectar fugas de manera oportuna.

Los intervalos de monitoreo varían desde continuos con software de evaluación computarizado (CPM), hasta rangos semanales a diarios para los métodos de observación visual. Si se utiliza la supervisión basada en computadora, se debe seguir la norma API RP 1130 [1]. Cualquiera sea el método seleccionado, los operadores deben monitorear y analizar el rendimiento de sus fugas periódicamente y realizar los ajustes correspondientes para reducir el volumen de las mismas.

1.3 Standard API 1130 – Computational Pipeline Monitoring for Liquids Pipelines

Esta publicación de API (*American Petroleum Institute*), que se incluye como referencia en el código ASME B31.4 contiene la descripción de las pautas de diseño, criterios de selección, implementación, testeo y operación de los sistemas de monitoreo computacionales (CPM – *Computational Pipeline Monitoring*). Los CPM son todos aquellos sistemas que utilizan el monitoreo de las variables de proceso, caudal y/o presión, a través de algoritmos que tienen por objetivo detectar variaciones que permiten generar alarmas de fugas o roturas. Estas alarmas permiten a los operadores asumir la ocurrencia de una fuga o una rotura.

Complementariamente, la publicación API 1155 – “*Evaluation Methodology for Software Based Leak Detection Systems*”, describe con mayor detalle los métodos CPM aplicables al transporte de hidrocarburos por ductos a presión. La publicación API 1149 – “*Pipeline Variable Uncertainties and Their Effects on Leak Detectability*” incluye la descripción de aspectos de interés en el desarrollo de los algoritmos para la detección de las fugas o roturas.

1.4 Código de Regulación Federal de los Estados Unidos CFR Part. 195

Dado que en la norma ASME B31.4 se hace referencia a este código, a continuación, se incluyen las referencias de interés relativas a las estrategias propuestas.

1.4.1 Punto 195.260 - Válvulas: Ubicación

El código detalla que se debe instalar una válvula en cada una de las siguientes ubicaciones:

- (a) En el extremo de succión y en el extremo de descarga de una estación de bombeo, de manera que permita el aislamiento del equipo de la estación de bombeo en caso de emergencia.
- (b) En cada tubería que entre o salga de un área de tanque de almacenamiento de manera que permita el aislamiento del tanque de otras instalaciones.

(c) En cada tubería en ubicaciones a lo largo del sistema de tuberías que minimicen o prevengan los riesgos de seguridad, daños a la propiedad o daños ambientales por descargas accidentales de líquidos peligrosos o dióxido de carbono, según corresponda para áreas en tierra, áreas costa afuera y áreas de alta consecuencia.

(g) En cada tubería de líquidos altamente volátiles (HVL) que esté ubicada en un área de alta población u otra área poblada, que esté construida, o donde se hayan reemplazado 2 o más millas de tubería dentro de 5 millas contiguas dentro de cualquier período de 24 meses, después del 10 de abril de 2023, con un espaciamiento máximo de válvulas de 7 1/2 millas.

1.4.2 Punto 195.418 - Válvulas: Cierre de válvulas en tierra para mitigación de rupturas

a) Aplicabilidad: Se deben instalar o usar válvulas de mitigación de ruptura (RMV) existentes o tecnologías alternativas equivalentes para segmentos de tuberías de dióxido de carbono o líquidos peligrosos recién construidos en tierra y reemplazados en su totalidad, con diámetros de 6 pulgadas o más que podrían afectar áreas de alta consecuencia o estén ubicados en áreas de alta consecuencia, y que se hayan instalado después del 10 de abril de 2023.

b) Separación máxima entre válvulas: las RMV o la tecnología alternativa equivalente deberán instalarse conforme a siguientes requisitos:

(1) Segmento de cierre: A los efectos de esta sección, un "segmento de cierre" representa el segmento de tubería ubicado entre la válvula aguas arriba más cercana al punto inicial aguas arriba del segmento de tubería emplazado en un HCA, o el segmento de tubería que podría afectar a un HCA, y la válvula aguas abajo más cercana al punto final aguas abajo del segmento de tubería emplazado en un HCA o el segmento de tubería que podría afectar a un HCA, de modo que la totalidad del segmento que podría afectar a la HCA o el segmento dentro de la HCA se encuentra entre al menos dos RMV o tecnologías equivalentes alternativas.

(2) Espaciamiento de válvulas en segmentos de cierre: los segmentos de tubería sujetos al párrafo (a) de esta sección deben protegerse en el lado aguas arriba y aguas abajo con RMV o tecnologías equivalentes alternativas. La distancia entre los RMV o tecnologías alternativas equivalentes no debe exceder:

(i) Para segmentos de tubería que transportan líquidos no altamente volátiles (no HVL / no GLP): 15 millas, con una distancia máxima que no exceda las 7 1/2 millas de los puntos finales de un segmento de cierre.

(ii) Para segmentos de ductos que transportan líquidos livianos (HVL / GLP): 7 1/2 millas. Los intervalos máximos de espaciamiento de válvulas para estas válvulas pueden aumentarse en 1.25 veces la distancia de espaciamiento, hasta un espaciamiento de 9 3/8.

1.4.3 Punto 195.444 - Detección de fugas

- a) **Ámbito de aplicación:** A excepción de los ductos de transporte en el mar y ductos de un área rural regulados, esta sección se aplica a todos los ductos de líquidos peligrosos que transportan líquido en flujo monofásico (sin gas en el líquido).
- b) **Generalidades:** Una tubería debe tener un sistema efectivo para detectar fugas de acuerdo con §§195.134 o 195.452, según corresponda. Un operador debe evaluar la capacidad de su sistema de detección de fugas para proteger al público, la propiedad y el medio ambiente y modificarlo según sea necesario. Como mínimo, la evaluación de un operador debe considerar los siguientes factores: longitud y tamaño de la tubería, tipo de producto transportado, la rapidez de la detección de fugas, la ubicación del personal de respuesta más cercano y el historial de fugas.
- c) **Sistemas de detección de fugas CPM:** Cada sistema de detección de fugas de monitoreo computacional de tuberías (CPM) instalado en una tubería de líquidos peligrosos debe cumplir con API RP 1130 [19] (incorporado por referencia, consulte § 195.3) en la operación, el mantenimiento, las pruebas, el mantenimiento de registros y la capacitación del despachador del sistema.

1.5 Resumen del Análisis

La normativa de aplicación para los Poliductos bajo estudio permite un distanciamiento entre válvulas de 12 km y, la normativa internacional mas conservativa, permite un distanciamiento en tramos nuevos de 5km. Considerando la situación actual, donde una reestructuración del sistema de válvulas permite un incremento en la seguridad del sistema, el máximo distanciamiento de 4 km presentado por el escenario recomendado cumple con los requisitos normativos mas rigurosos.

4. Conclusiones

Se realizó un trabajo que alcanza los poliductos Py y P2 Cerri Galván – Bahía Blanca, operados por TGS. Luego de haber evaluado la normativa vigente y realizado las simulaciones correspondientes se diseñó un plan de acción que permitirá reducir los efectos de una potencial fuga, optimizar la cantidad, distribución y confiabilidad de las válvulas, así como los sistemas de detección de fugas.

1. Identificación de Riesgos Críticos:

A través de las metodologías HAZOP y LOPA, se han identificado los puntos críticos y escenarios de riesgo en las líneas de los poliductos, lo que ha permitido priorizar las áreas de alta consecuencia (HCA) y diseñar estrategias específicas para cada segmento.

2. Efectividad de las Medidas Implementadas:

Las simulaciones hidrodinámicas han demostrado que la rápida detención del bombeo y la instalación de válvulas de bloqueo automáticas pueden reducir significativamente los volúmenes de derrame, especialmente en el caso del transporte de gasolina natural.

Sin embargo, para el transporte de gases licuados (GLP), se ha evidenciado la necesidad de medidas adicionales debido a la continua liberación de gases tras la detención del bombeo.

3. Mejoras en la Seguridad y Mitigación de Riesgos:

La implementación de un sistema avanzado de detección de fugas y la automatización de válvulas de bloqueo han mejorado considerablemente la capacidad de respuesta ante emergencias, minimizando tanto el riesgo de grandes derrames como el impacto ambiental y socioeconómico.

Los planes de contingencia y la capacitación del personal operativo aseguran que las respuestas ante incidentes sean rápidas y efectivas.

4. Revisión y Actualización de Normativas:

El estudio ha resaltado la importancia de revisar y actualizar las normativas y procedimientos de operación, tomando en cuenta los cambios en el entorno y las nuevas tecnologías disponibles para la gestión de riesgos.

En resumen, las estrategias implementadas no solo incrementan la confiabilidad del sistema de poliductos de TGS, sino que también aseguran una operación más segura y sostenible en un entorno dinámico. Este trabajo constituye un ejemplo valioso de cómo la combinación de análisis de riesgo avanzado, simulaciones detalladas y la implementación de tecnologías innovadoras puede optimizar la seguridad y eficiencia de sistemas críticos de infraestructura.

5. Bibliografía

- [1] API Recommended Practice 1130 – Computational Monitoring for Liquids (2007).
- [2] Leak Detection in a Pipeline Using Modified Line Volume Balance and Sequential Probability Tests (IPC2006-10210 Proceedings of IPC 2006 - International Pipeline Conference 2006, Calgary, Alberta, Canada (ASME Martín Di Blasi - YPF & Carlos Muravchik, UNLP).
- [3] Manual of Pipeline Leak Detection - Design and Engineering Practice – SHELL (2000).
- [4] Technical Review of Leak Detection Technologies Crude Oil Transmission Pipelines Alaska Department of Environmental Conservation.
- [5] Observations on Practical Leak Detection for Transmission Pipelines - An Experienced Perspective. Pipeline Safety Trust by ACCUFACTS Inc. (2007).
- [6] Adaptive Filtering and Change Detection. Fredrik Gustafsson. Linköping University, Linköping, Sweden (JOHN WILEY & SONS, LTD, 2000).
- [7] IEC 61511-1:2016 Seguridad funcional. Sistemas instrumentados de seguridad para el sector de las industrias de procesos. Parte 1: Marco, definiciones, requisitos para el sistema, el hardware y el software.
- [8] IEC 61511-2:2016 Seguridad funcional. Sistemas instrumentados de seguridad para el sector de las industrias de procesos. Parte 2: Directrices para la aplicación de la Norma IEC 61511-1.
- [9] IEC 61511-3:2016 Seguridad funcional. Sistemas instrumentados de seguridad para el sector de las industrias de procesos. Parte 3: Guía para la determinación de los niveles requeridos de integridad de seguridad.
- [10] POPE-010, “Manual de Seguridad funcional”, Rev. 1, Fecha 21/05/2018.
- [11] PMSA-502, “Análisis de Riesgo Operativo (HAZOP)”, Rev. 3, Fecha: 21/06/23.

- [12] TGSAR-PR01592-INF06 - HRA POLIDUCTOS TGS CERRI-GALVÁN; Informe HAZOP - LOPA del Análisis de Riesgos y Evaluación de Capas de Protección para Poliductos TGS Cerri – Galván.
- [13] Resolución 120–E Reglamento Técnico de Transporte de Hidrocarburos Líquidos por Cañerías.
- [14] NAG 100 – Normas Argentinas Mínimas de Seguridad para el Transporte y Distribución de Gas Natural y Otros Gases por Cañerías.
- [15] ASME B31.8 – Gas Transmission and Distribution Piping Systems.
- [16] ASME B31.4 – Pipeline Transportation Systems for Liquids and Slurries.
- [17] ISO 17776 – Petroleum and Natural Gas Industries.
- [18] CCPS – Guidelines for Hazard Evaluation Procedures.
- [19] API Recommended Practice 1173 - Pipeline Safety Management Systems
- [20] Code of Federal Regulations Part 195 - Transportation of Hazardous Liquids by Pipeline
- [21] API Recommended Practice 1160 - Managing System Integrity for Hazardous Liquid Pipelines
- [22] BS EN 14161 - Petroleum and natural gas industries. Pipeline transportation systems

6. Breve Cv

Hermann Agustín Dazeo, ingeniero en materiales especializado en la industria de Oil & Gas con más de tres años de experiencia. Se destaca por su habilidad en la evaluación de riesgo e integridad en diversas instalaciones de la cadena de valor de esta industria. Actividad laboral: 2023-Actualidad, como Ingeniero en Análisis de Riesgo en tgs, 2019-2023 GIE Group.