

ANÁLISIS DE RIESGO CUANTITATIVO (QRA) DE DUCTOS DE YACIMIENTO

Duilio Benaroya, YPF, duilio.benaroya@ypf.com

Hernán Capello, YPF, hernan.capello@ypf.com

Marcos Meyer, Icorr, mmeyer@icorr.com.ar

Pablo Aramendi, Icorr, paramendi@icorr.com.ar

Sinopsis

Dentro del marco de un Sistema de Gestión de Integridad (SGI) de ductos, el modelo de riesgo a utilizar es la base metodológica que sustenta el proceso de análisis y gestión del riesgo. Si bien, en cuanto a los modelos de análisis de riesgo, los códigos definen lineamientos y etapas requeridas en la evaluación, hasta el momento la industria no ha adoptado una metodología unificada por norma para el análisis de cañerías.

Como parte de un proceso de mejora del SGI de ductos de YPF SCO (Santa Cruz Oeste), se desarrolló un modelo de análisis de riesgo cuantitativo (QRA) de ductos, el cual fue implementado a escala de todos los yacimientos de dicha unidad de negocios, abarcando en una primera etapa las ductos principales, troncales y primarios.

Conceptualmente, el modelo aplica los principios incluidos en las principales normativas de gestión de integridad de ductos a nivel internacional: Código ASME B31.8S (cañerías de gas), y API 1160 (cañerías de hidrocarburos líquidos).

En cuanto a las metodologías de cálculo de probabilidad, consecuencia y riesgo, el modelo cuantitativo se basa en probadas normativas y publicaciones internacionales, principalmente API RP-581 (RBI, Inspección basada en riesgo), las cuales han sido modificadas para su adecuación a la evaluación de riesgo de ductos de yacimientos.

Se presentan las bases metodológicas del modelo de análisis de riesgo desarrollado, así como modificaciones llevadas cabo.

Se discuten los aspectos y resultados principales de la implementación del proyecto de análisis de riesgo de ductos llevado a cabo entre 2015 y 2016, incluyendo la validación del modelo y las herramientas de soporte utilizadas.

1. Introducción

El proceso general de gestión y análisis de riesgo de ductos involucra una serie de actividades tendientes a identificar los sistemas y amenazas de mayor impacto en el nivel de riesgo de las instalaciones.

Se define el proceso de gestión de riesgos asociados a la integridad, de acuerdo con el esquema que se muestra en la Figura 1.

El análisis de riesgo tiene como objetivos principales:

- Identificar en forma prematura amenazas significativas a la integridad de los sistemas de cañerías, con la finalidad de implementar medidas adecuadas de reducción o control del riesgo.
- Identificar aquellos segmentos o amenazas que requieren evaluaciones de mayor nivel de profundidad y detalle.
- Cumplir con requerimientos regulatorios nacionales (Norma ENARGAS NAG-100 y Resolución 1460 SEN, principalmente), provinciales y/o corporativos en cuanto a la implementación de programas de gerenciamiento de integridad basados en riesgo.

El modelo de riesgo es la base metodológica que sustenta dicho proceso de análisis y gestión. La selección del modelo resulta un aspecto clave dentro del SGI, ya que es la herramienta a partir de la cual se tomarán una serie de decisiones asociadas a la gestión del riesgo que involucran gestión de los recursos de ingeniería y mantenimiento.

Si bien, en cuanto a los modelos de análisis de riesgo, los códigos aplicables de mayor divulgación (API 1160 y ASME B31.8S) definen lineamientos y etapas requeridas en la evaluación, hasta el momento la industria de petróleo y gas no ha adoptado una metodología unificada por norma para análisis de cañerías.

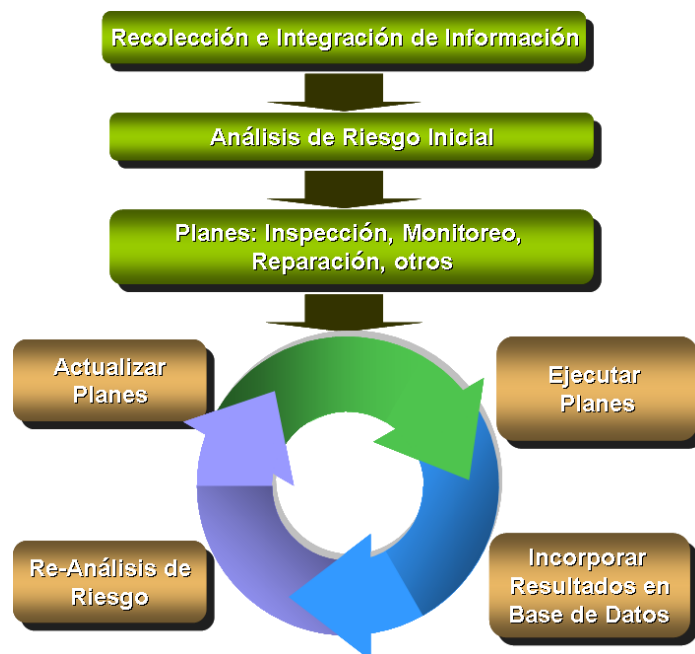


Figura 1. Proceso de Gestión de Riesgos.

No obstante, dentro del ámbito normativo, pueden mencionarse diferentes ejemplos que marcan la tendencia de los últimos años y actual en cuanto a los modelos de análisis de riesgos a la integridad de diferentes tipos de instalaciones. Los más sobresalientes son:

- La metodología API RBI, presentada en el documento API RP-581: a partir de la segunda edición publicada en 2008, se eliminan las metodologías cualitativa y semi-cuantitativa de probabilidad, por no obtener un ajuste adecuado en los resultados de riesgo, incluyéndose únicamente metodologías de tipo cuantitativo tanto para el cálculo de probabilidad como de consecuencia. La metodología RBI es utilizada como norma de referencia a nivel mundial para análisis de riesgo de equipos y cañerías de plantas.
- Las normativas europeas BSI PD 8010-3 (2009) e IGM/TD/2 Edición 2 (2012), que podrían denominarse de última generación, las cuales proveen una guía para la realización de evaluaciones de riesgo de cañerías que transportan sustancias inflamables y gas natural, respectivamente. Ambos documentos prescriben la utilización de metodologías de análisis de riesgo de tipo cuantitativo únicamente.

2. Desarrollo

2.1. Desarrollo del modelo

Como parte de un proceso de mejora del SGI de ductos de YPF SCO, se desarrolló un modelo de análisis de riesgo de ductos, tomando en consideración el marco regulatorio y las tendencias normativas, según lo explicado en el inciso 1.

Se describen a continuación aspectos relevantes de la metodología y etapas de desarrollo del modelo y su aplicación.

2.2. Metodología de Análisis de Riesgo de Ductos - General

La metodología desarrollada y empleada para el análisis de riesgo de cañerías es una metodología cuantitativa (QRA, quantitative risk assessment). QRA se distingue del enfoque cualitativo por la profundidad de análisis e integración de evaluaciones detalladas. Como metodología, utiliza modelos lógicos y probabilísticos que representan las combinaciones de los eventos y la progresión de los incidentes para proporcionar información cuantitativa sobre el nivel de riesgo. Algunos de estos modelos consisten en árboles de eventos y árboles de falla para estimar la frecuencia de cada secuencia de incidentes.

El modelo desarrollado para el análisis de ductos contempla las siguientes etapas de evaluación:

- a- Identificación sistemática de amenazas.
- b- Valorización de los factores de probabilidad y consecuencia para cada amenaza:
 - b.1- Evaluación de eventos según diferentes escenarios de liberación de fluido.
 - b.2- Estimación de la probabilidad de ocurrencia de cada iniciador a partir de frecuencias de falla genéricas afectadas por factores de modificación.

b.3- Estimación de la consecuencia a partir de evaluación del impacto (efectos físicos) de acuerdo con escenarios de:

b.3.1- Impacto por daño a personas e instalaciones (fuego/explosión).

b.3.2- Impacto ambiental por derrame.

b.3.3- Impacto al negocio.

c- Estimación final del riesgo por amenaza y riesgo total.

La probabilidad es calculada en términos de frecuencia de ocurrencia. La consecuencia, por su parte, es estimada según criterios mencionados (impacto a medio ambiente, personas, instalaciones y negocio). Por consiguiente, los factores de probabilidad y consecuencia representan una caracterización real de la potencialidad de cada amenaza. Una de las principales ventajas de este tipo de resultados de salida es que pueden ser comparados con resultados de riesgo de cualquier tipo de evento.

El modelo de análisis de riesgo cuantitativo está basado en las metodologías incluidas en las siguientes normativas internacionales:

- API RP 581, Inspección basada en riesgo
- BSI PD 8010-3, Guía para la aplicación de análisis de riesgo de cañerías que contienen productos inflamables con riesgo de accidentes mayores

Conceptualmente, se aplican complementariamente los principios incluidos en las principales normativas de gestión de integridad de ductos a nivel internacional:

- Código ASME B31.8S, Sistema de Gerenciamiento de Integridad para Cañerías de Gas
- API 1160, Sistema de Gerenciamiento de Integridad para Cañerías de Hidrocarburos Líquidos

A continuación se realiza una descripción de las etapas de evaluación.

2.2.1. Identificación de amenazas

De acuerdo con RBI (API RP 580/581), el análisis de probabilidad se lleva a cabo para estimar la probabilidad de una consecuencia adversa específica como resultado de una pérdida de contención que se produce debido a uno o varios mecanismos de daño.

La probabilidad de que una consecuencia específica ocurrirá es el producto de la POF (probabilidad de falla) y la probabilidad del escenario bajo consideración asumiendo que la falla ha ocurrido.

El análisis de POF debe evaluar todos los mecanismos de daño a los que el equipo que está siendo estudiando es o puede ser susceptible.

Existen diversas posibles causas de pérdida de contención que pueden tener un impacto en la POF y que podrían ser (pero generalmente no lo son) incluidos en el análisis RBI.

En el caso de análisis de riesgo de ductos, dichas causas deben ser consideradas, ya que en un amplio espectro de casos pueden tener un impacto significativo sobre los riesgos a la integridad.

Por lo tanto, la identificación de amenazas se realiza mediante un análisis estructurado partiendo de un listado de grupos de amenazas y amenazas basado en las clasificaciones de la normativa aplicable, principalmente ASME B31.8S (gas) y API-1160 (hidrocarburos líquidos).

Las amenazas evaluadas se clasifican en los siguientes grupos:

Grupo de amenazas	Amenazas ASME B31.8S	Otras Amenazas
Dependientes del tiempo	Corrosión interna	
	Corrosión externa	
	Corrosión bajo tensiones	
Estables		Degradación de material
		Fatiga
	Defectos de fabricación	
	Defectos de construcción	
Independientes del tiempo	Equipamiento	
		Estructural-Colapso
	Daño por terceros	
	Operaciones incorrectas	
	Naturales	

Tabla 1. Categorías de grupos de amenazas y amenazas para análisis de riesgo de ductos.

Las mismas son identificadas partiendo de un listado completo de amenazas razonablemente posibles aplicables a los diferentes tipos de cañerías que facilita el análisis sistematizado.

2.2.2. Riesgo

De acuerdo a ASME B31.8S, el riesgo para un segmento de cañería se calcula como:

$$Riesgo1 = POF1 \times COF1 \quad \text{para una amenaza}$$

$$Riesgo\ total\ del\ segmento = \sum (POFi \times COFi) \quad \text{para todas las amenazas}$$

Donde:

i = 1 a 12, categorías de amenazas a la integridad (Tabla 1)

POF: probabilidad de falla

COF: consecuencia de falla

El cálculo de POF (para amenazas dependientes del tiempo) y COF por amenaza se realiza en base a API RP 581, con modificaciones particulares que han sido incluidas para adaptar la metodología a análisis de riesgo de ductos.

Para el cálculo de POF de otras amenazas se utilizan lineamientos de BSI PD 8010-3 (principalmente amenaza de daño por terceros) u otras referencias (para el resto de las amenazas).

2.2.3. Cálculo de Probabilidad

La probabilidad de falla de un componente puede ser determinada de acuerdo con alguno o una combinación de los siguientes métodos:

- Modelos de confiabilidad estructural: se define una condición límite en base a un modelo estructural que incluye los mecanismos de daño activos y las incertidumbres asociadas a variables independientes del modelo se definen en términos de distribuciones estadísticas.
- Modelos basados en datos genéricos: se obtienen datos genéricos de los mecanismos de daño para el componente bajo evaluación y se utiliza un modelo estadístico para evaluar la probabilidad de falla.
- Juicio experto: se utiliza la opinión experta para evaluar el componente y los mecanismos de daño actuantes, asignando de este modo una probabilidad de falla únicamente relativa bajo este método.

API RBI utiliza una combinación de los tres métodos anteriores para evaluar la probabilidad en términos de una frecuencia de falla genérica y un factor de daño.

Para el modelo desarrollado para ductos, en base a la expresión de API RBI, la probabilidad de falla para cada amenaza se calcula como:

$$POF = gff * Df * L$$

Donde:

POF: probabilidad de falla

gff: frecuencia de falla genérica

Df: factor de daño, basado en la severidad de los mecanismos de daño y efectividad de inspecciones

En relación al modelo RBI, se agrega el factor longitud de cañería, ya que las gff en el caso de cañerías están expresadas en fallas/(km.año).

Se obtiene una gff y se calcula un Df por cada amenaza, con modificaciones en los términos que intervienen en el cálculo del factor Df de acuerdo con la clasificación de iniciadores y amenazas:

- Para las amenazas de corrosión (dependientes del tiempo) se utiliza como base el modelo API RP 581.
- Para el resto de las amenazas se utilizan referencias de modelos de publicaciones internacionales.

2.2.3.1. Obtención de frecuencias de falla

Según lo indicado en el inciso 2.2.3, el cálculo de probabilidad de eventos se realiza a partir de frecuencias de falla genéricas (gff), las cuales están basadas en datos históricos publicados de la industria de petróleo y gas.

Las frecuencias de fallas genéricas se obtienen de dichas bases de datos considerando parámetros como tipo de cañería (ducto de exportación, ducto troncal, línea de producción, etc.), tipo de segmento (aéreo, enterrado, marítimo) y categoría de materiales (acero, no metálicas).

Adicionalmente, se ha iniciado el desarrollo de una base de datos local de operadoras de petróleo y gas.

En la base de datos de gff que utiliza el modelo desarrollado, además las frecuencias están discriminadas por:

- Frecuencia por amenaza y total
- Frecuencia por tipo de evento de falla: orificio pequeño/mediano/rotura

2.2.3.2. Probabilidad de Amenazas Dependientes del Tiempo

De acuerdo con API RBI, el factor de daño ajusta la frecuencia de falla genérica en base a la incidencia de los mecanismos de daño activos en el componente y considera la susceptibilidad a dichos mecanismos y/o la velocidad con la cual se acumula el daño. Adicionalmente tiene en consideración datos del historial de inspecciones y su efectividad. Por consiguiente, la función básica del factor de daño es evaluar estadísticamente la cantidad de daño que podría estar presente como una función del tiempo en servicio y la efectividad de las actividades de inspección.

El modelo desarrollado para ductos utiliza las expresiones y algoritmos incluidos en API RBI para el cálculo de Df de amenazas dependientes del tiempo (mecanismos de corrosión) del siguiente modo:

Para la amenaza Corrosión interna:

$$Df = Df_{thin\ gov} (RBI) = \max (Df_{iniciadores\ corrosión\ interna})$$

Los iniciadores o mecanismos a evaluar se refieren a los diferentes procesos de corrosión interna activos en el componente.

Para la amenaza Corrosión externa:

$$Df = Df_{extd\ gov} (RBI) = \max (Df_{iniciadores\ corrosión\ externa})$$

En este caso, los iniciadores a evaluar se refieren a los diferentes procesos de corrosión externa activos en el componente, los cuales diferirán en función del tipo de sistema o sus características. Los principales mecanismos a evaluar consisten en:

- Corrosión en suelos (modelo RBI): para cañerías enterradas.
- Corrosión atmosférica (modelo RBI): para cañerías aéreas.
- Corrosión bajo aislación (modelo RBI): para cañerías aéreas con aislación térmica.
- Corrosión en agua de mar: para cañerías marítimas.

2.2.3.3. Probabilidad Amenaza Daño por Terceros

La probabilidad de falla por daño por terceros está influenciada por una serie de parámetros, incluyendo el espesor de la cañería, el factor de diseño, propiedades de los materiales, la clase de trazado, la profundidad de tapada y la instalación o aplicación de diferentes medidas de protección.

Para la amenaza de daño por terceros o interferencia externa, se calcula el Df de acuerdo con la metodología indicada en BSI PD 8010. En este caso, el Df resultante es el producto de diferentes factores de afectación:

$$Df = Rdf * Rwt * Rdc * Rs * Rp$$

Donde:

Rdf: Factor de reducción por factor de diseño

Rwt: Factor de reducción por espesor de la cañería

Rdc: Factor de reducción por profundidad de tapada

Rs: Factor de reducción por frecuencia de patrullaje

Rp: factor de reducción por medidas de protección (protección mecánica, demarcación)

Adicionalmente, se ha introducido una modificación a dicha expresión que consiste en la afectación de la probabilidad de falla en función del nivel de actividades de excavaciones u otras tareas que puedan inducir un daño mecánico sobre las cañerías, tanto en yacimientos como fuera de las áreas de explotación. En este caso, dicha afectación se calcula mediante un factor que pondera la actividad de primeras, segundas o terceras partes en conjunción con la densidad de cruces e interferencias.

2.2.4. Cálculo de Consecuencia

La consecuencia de la pérdida de contención de un componente (se trate de un equipo de planta o un ducto) es generalmente evaluada como la pérdida de fluido hacia el exterior. Las consecuencias de los efectos de la pérdida de contención pueden ser generalmente consideradas en las siguientes categorías:

- Impactos a la seguridad y a la salud
- Impactos ambientales
- Pérdidas de producción
- Costos de mantenimiento, reparación y/o reemplazo

Un método cuantitativo, como el utilizado por API RBI, implica el uso de un modelo lógico que representa las combinaciones de eventos para determinar los efectos de la falla en personas, instalaciones, negocio y medio ambiente. Los modelos cuantitativos por lo general contienen uno o más escenarios de fallas y calculan la COF sobre la base de:

- Tipo de fluido de proceso en el equipo
- Estado del fluido de proceso dentro del componente (líquido o gas)
- Propiedades claves del fluido
- Variables operativas, como temperatura y presión
- Masa de inventario disponible en caso de fuga
- Modos de falla y tamaño de fuga resultante
- Estado del fluido después de su liberación al medio ambiente

En el modelo desarrollado para ductos, se calcula la COF en base a la expresión general de consecuencia de API RP 581. A diferencia de API RBI, el cálculo se realiza por amenaza. La expresión es la siguiente:

$$COF = FC = FCcmd + FCaffa + FCprod + FCinj + Fcenvirom$$

Donde:

FCcmd: Costo por daño del componente evaluado

FCaffa: Costo por daño a instalaciones en el área afectada

FCprod: Costo por interrupción al negocio

FCinj: Costo por daño potencial a las personas

FCenvirom: Costo por daño y saneamiento ambiental

Para el modelo desarrollado para ductos, se ha eliminado el término FCaffa (daño a instalaciones aledañas), mientras que Fcenvirom se calcula mediante el módulo RBI de consecuencia ambiental de tanques modificado.

El resto de los términos que intervienen en la expresión de cálculo de consecuencia se obtienen de acuerdo a la metodología API RBI 581: FCcmd, FCprod y FCinj.

Por lo tanto, la consecuencia se calcula a partir de la evaluación del impacto sobre:

- Personas
- Ambiente
- Negocio (pérdida de producción)
- Instalaciones

2.3. Modificaciones al modelo RBI

Si bien la metodología RBI, modelo utilizado como base para el modelo desarrollado, es ampliamente utilizada para análisis de riesgo de cañerías de planta, entre otros componentes, fue requerido un proceso de revisión y evaluación exhaustiva a partir del cual se determinó la necesidad de realizar determinadas

adaptaciones o modificaciones para permitir su empleo en análisis de ductos con resultados confiables y representativos.

Se resumen a continuación las principales modificaciones realizadas en relación al modelo RBI.

Fluido representativo:

La lista de fluidos disponibles para ductos es un extracto de la tabla de fluidos API RBI.

Selección de orificios:

Se consideran tres tipos de escenarios de pérdida: orificio pequeño, mediano y ruptura. Se elimina orificio grande.

Frecuencias de falla genéricas:

Las frecuencias de falla gff se obtienen de datos publicados de la industria Oil&Gas.

Velocidad de descarga:

Para el modelado de velocidad de descarga (W) en cañerías enterradas se evalúa el efecto del suelo sobre la liberación del fluido: para pérdidas pequeñas el flujo se filtra hacia la superficie, para lo cual se modela con una reducción en la presión de descarga.

Sistemas de detección y aislación - Duración de la pérdida:

Se define un modelo particular para ductos para la estimación de la duración de la pérdida ld_{max} . El tiempo de duración de la pérdida es la suma de los tiempos de detección y aislación. Los tiempos de detección y aislación han sido evaluados en función de datos de la industria.

Determinación de la consecuencia de fuego/explosión:

Se adoptan las mismas ecuaciones propuestas por RBI para el cálculo de las consecuencias de fuego/explosión, pero se incluye una modificación asociada a la probabilidad de ignición, debido a:

- RBI considera la probabilidad de ignición constante por fluido.
- La probabilidad de ignición para ductos se considera variable en función del tipo de locación. Se consideran dos tipos de locación: rural o industrial.
- La probabilidad de ignición es variable en función de la velocidad de descarga, según datos de la misma referencia.

Consecuencia ambiental

Para el modelo de ductos, el daño asociado a contaminación ambiental (FCenvirom) se establece en base al impacto ante una pérdida de hidrocarburos líquidos únicamente, y se calcula según el módulo de tanques de API RBI.

El modelo de consecuencia ambiental para ductos permite calcular los volúmenes y la consecuencia financiera ante una pérdida de hidrocarburos líquidos. Dicho modelo es una combinación y modificación de los modelos RBI específicos para virolas y piso de tanques, incluidos en la norma API RP581.

2.4. Presentación de los resultados

Existen diversas maneras de presentar los resultados de riesgo para comunicar los resultados del análisis y facilitar la toma de decisiones. La utilización de matrices de riesgo en categorías de probabilidad y consecuencia es una manera efectiva de mostrar el estado de riesgo de una unidad o grupo de equipos. Las categorías de riesgo se asignan a los diferentes cuadrados de acuerdo a categorías de riesgo o un rango de valores.

Para la presentación de los resultados de riesgo obtenidos a través del nuevo modelo se utilizaron dos modalidades complementarias:

- Una matriz de riesgo simétrica de 5x5 no balanceada, es decir que posee mayor peso en la categoría de consecuencia, como la matriz propuesta por API RBI, en la cual se presenta el riesgo por segmento. Se obtiene por lo tanto una representación del riesgo global de cada sistema (línea) o subsistema (segmento) evaluado y/o del riesgo comparativo entre sistemas.
- Una matriz del mismo tipo que la anterior, pero en este caso mostrando la ubicación de riesgo de cada amenaza para un segmento. El principal valor de esta matriz radica en obtener una rápida representación de los factores que gobiernan el riesgo, así como de las amenazas que requieren una gestión prioritaria del sistema analizado.

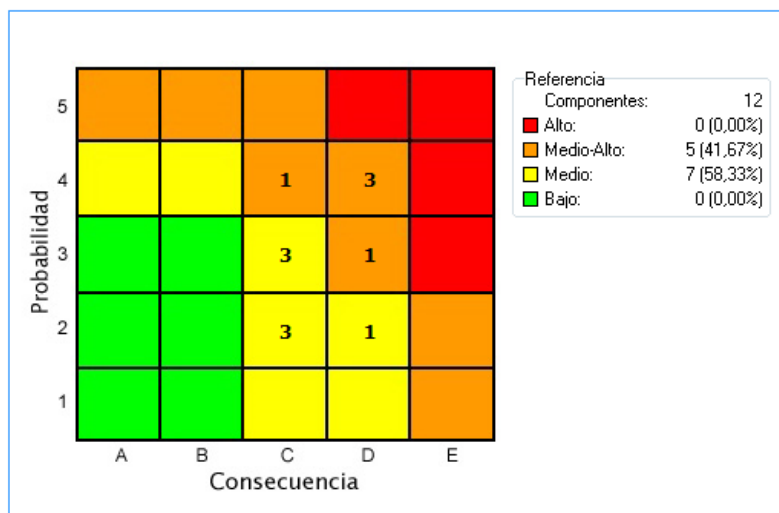


Figura 1. Ejemplo de matriz de riesgo por segmentos.

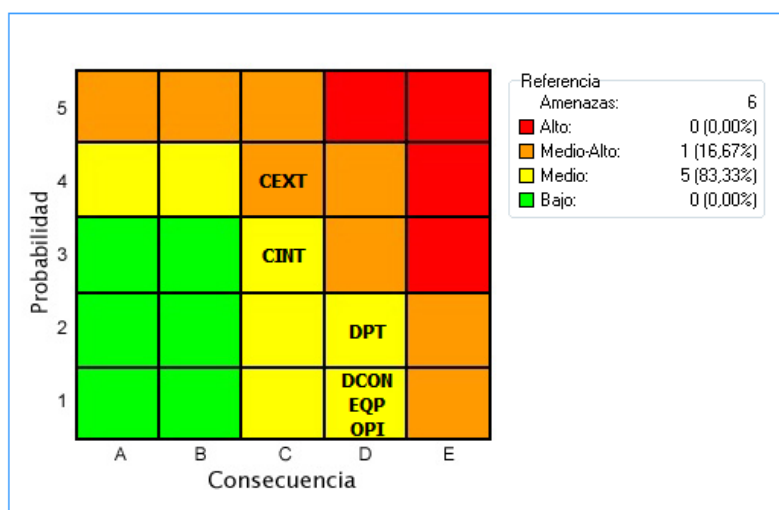


Figura 2. Ejemplo de matriz de riesgo por amenazas (para un segmento).

2.5. Validación del modelo

Cualquier análisis de riesgo particular puede no producir resultados útiles debido a la falta de datos, datos de baja calidad o un enfoque que no diferencie adecuadamente los riesgos representados por los elementos o componentes evaluados.

Por consiguiente, el análisis de riesgo debe ser validado antes de tomar decisiones basadas en los resultados del mismo.

La validación del modelo desarrollado se llevó a cabo tanto en la etapa de desarrollo del modelo (inciso 2.5.1) como en su implementación (inciso 2.8).

2.5.1. Validación en el desarrollo

2.5.1.1. Consecuencia por fuego/explosión

Para el caso de la verificación y validación del cálculo de consecuencia por fuego/explosión para ductos de gas, se adoptaron las recomendaciones del documento IGEM/TD/2 Edición 2, en donde se presenta una serie de soluciones de casos de análisis de riesgo, con la finalidad de demostrar consistencia con los mismos.

IGEM considera válido un modelo de riesgo si se demuestra consistencia con al menos uno de los casos presentados.

La tabla de soluciones incluida en IGEM/TD/2 muestra tres criterios de exposición, entre ellos el de incendio de edificios-ignición de madera (building burning-ignition of wood)) y el de 1% de mortalidad. El primero de los criterios es equivalente al criterio de exposición para daño a personas utilizado por API RP 581, el cual indica un límite para exposición a radiación térmica (12,6 kW/m²).

Los resultados del cálculo con el modelo desarrollado y su comparación con los de IGEN mostraron que los resultados del modelo nuevo son comparables al criterio de incendio de edificios. Para el caso 2, la variación entre el resultado con el nuevo modelo respecto al resultado de IGEN fue de aproximadamente 5%, por lo cual se consideró satisfactoria la validación de resultados de consecuencia para fuego/explosión.

2.5.1.2. Consecuencia ambiental

Durante la etapa de desarrollo, el cálculo de consecuencia ambiental fue validado utilizando contrastaciones con resultados de publicaciones de incidentes ambientales de cañerías de hidrocarburos líquidos, en particular datos de U.S DOT (Pipeline Industry, Pipeline accident consequences for natural gas and hazardous liquids pipelines).

El caso de mejor ajuste se obtuvo con el ítem correspondiente al incidente denominado PAR-73-02, descrito como cañería de crudo de 8 pulgadas, para el cual el volumen derramado fue de 7913 barriles.

De acuerdo a los resultados del modelo desarrollado, el volumen de pérdida total es la suma de:

$$\text{Bbl_LeakRelease} + \text{Bbl_RuptureRelease} = 7792 \text{ barriles}$$

El volumen de pérdida calculado con el nuevo modelo resultó alrededor de un 2% menor al reportado por DOT, por lo cual se consideró satisfactoria la validación de resultados de consecuencia para daño ambiental.

2.6. Implementación

El modelo de análisis de riesgo cuantitativo desarrollado fue implementado en de todos los yacimientos de la unidad de negocios SCO, abarcando en una primera etapa los ductos principales, troncales y primarios, dentro de un programa de ejecución bianual (2016-2017).

El alcance inicial del proyecto de implementación del modelo de análisis y gestión de riesgo, cuyo inicio fue a comienzos de 2016, incluyó los siguientes sistemas:

- 1 Gasoducto de exportación
- 18 Oleoductos y gasoductos troncales
- 56 Oleoductos y gasoductos primarios (ductos de salida de baterías)

Hacia fines de 2016, dicho proyectó presentó un avance del 60%.

2.7. Software

Si bien se menciona en diversas fuentes bibliográficas que la implementación de modelos QRA conllevan excesivos tiempos y recursos, la utilización de softwares específicos de cálculo ha posibilitado eliminar esta dificultad.

La implementación del modelo de análisis y gestión de riesgo, según el programa de ejecución indicado en el inciso anterior, fue facilitada mediante la utilización de un software específico, desarrollado paralelamente al modelo de cálculo. El software es utilizado como base de integración de datos; cálculo, proyección y retro-proyección de riesgo; planificación de inspecciones y otras acciones de control; visualización de componentes y riesgos geo-referenciada; gestión de riesgo.

Uno de los aspectos que generan controversia y requiere debida atención en el empleo de algunos sistemas para análisis de riesgo, es el uso de softwares de tipo “caja negra” sin entender todos los cálculos y algoritmos que se realizan. Para caso del nuevo modelo para análisis de ductos, el software desarrollado contiene una memoria de cálculo de riesgo detallada que permite la consulta de cualquier etapa y resultado del proceso de análisis.

Dado que el riesgo es dinámico, es vital que cualquier proceso RBI tenga la habilidad de ser fácilmente actualizado cuando ocurren cambios. Los cambios podrían incluir, entre otros:

- Reparaciones, reemplazos
- Cambios en condiciones operativa, como presión o caudal
- Cambios en condiciones de corrosividad de los fluidos
- Implementación de acciones de mitigación de determinada amenaza
- Inspecciones

Dichos cambios pueden ser incluidos en actualizaciones de riesgo de manera rápida y efectiva a través del software.

2.8. Casos de aplicación

Se presentan a continuación, a modo de ejemplos que ilustran algunos aspectos principales relacionados al cálculo de riesgo, dos casos de aplicación realizados dentro del proyecto de implementación del nuevo modelo de riesgo.

2.8.1. Caso 1: Oleoducto troncal

Descripción del sistema:

- Las instalaciones correspondientes al sistema evaluado constan de una cañería principal, denominado a los fines del presente documento Oleoducto Troncal, de 6 pulgadas de diámetro nominal en el primer segmento y de 8 pulgadas en el resto del ducto y 10,3 km de longitud total.
- Al troncal se empalman cuatro oleoductos primarios (ductos de salida de baterías) a lo largo de la traza.
- La traza es soterrada.
- El ducto troncal cuenta con un calentador.

Para el Oleoducto Troncal se ha llevado a cabo la segmentación del mismo en un total de 4 tramos. Las características particulares de la línea evaluada son incluidas en la Tabla 2.

Segmento	Tipo de cañería	Longitud (m)	Diámetro (pulg.)	Fluido	Puesta en servicio	Material
Segmento 1	Enterrado	700	6	Crudo hidratado	01/06/1998	API 5L GrB
Segmento 2	Enterrado	4300	8	Crudo hidratado	01/06/1998	API 5L GrB
Segmento 3	Enterrado	3650	8	Crudo hidratado	01/06/2011	API 5L GrB
Segmento 4	Enterrado	1610	8	Crudo hidratado	18/12/2015	API X52, costura ERW

Tabla 2. Listado de segmentos analizados y sus características principales.

Se identificaron y evaluaron las siguientes amenazas actuantes en el sistema:

- Corrosión interna
- Corrosión externa
- Daño mecánico (daño por terceros)
- Defectos de construcción
- Amenazas naturales - Movimientos de suelo
- Equipamiento
- Operaciones incorrectas

En la Figura 3 se grafican los valores de probabilidad de falla total por segmento, mientras que la Figura 4 muestra la probabilidad de falla por amenaza para cada segmento evaluado. Cabe acotar que en el cálculo de probabilidad por segmento interviene como factor la longitud del mismo.

En la Figura 5 se grafican los factores de daño total (Df total) y factores de daño por amenaza para cada segmento.

Los resultados mostrados en las figuras indican:

- El tramo que presenta mayor probabilidad de falla es el Segmento 2 del Oleoducto Troncal, determinada principalmente por la amenaza de corrosión interna (CINT), en función de la evaluación de información relativa a esta amenaza y la ausencia de inspecciones de alta efectividad.
- En todos los segmentos la amenaza que reviste mayor preponderancia es corrosión interna (CINT); en segundo lugar, corrosión externa (CEXT) y en tercer lugar daño por terceros (DPT).
- Los tramos que presentan incremento significativo en los factores de daño (Df) son:
 - Segmento 1: incremento en DF de corrosión interna (CINT) y daño por terceros (DPT).
 - Segmento 2: incremento en DF de corrosión interna (CINT), amenazas naturales (NAT) y daño por terceros (DPT).
- En el resto de los segmentos incremento en DF de daño por terceros (DPT).

Los resultados obtenidos por el modelo representaron adecuadamente el potencial de ocurrencia de cada amenaza. El Segmento 2 contaba con historial de ocurrencia de una falla a causa disminución de espesor por corrosión interna en coexistencia de fuerzas externas por deslizamiento relativo del terreno. El resto de los segmentos no presentaba antecedentes de fallas.

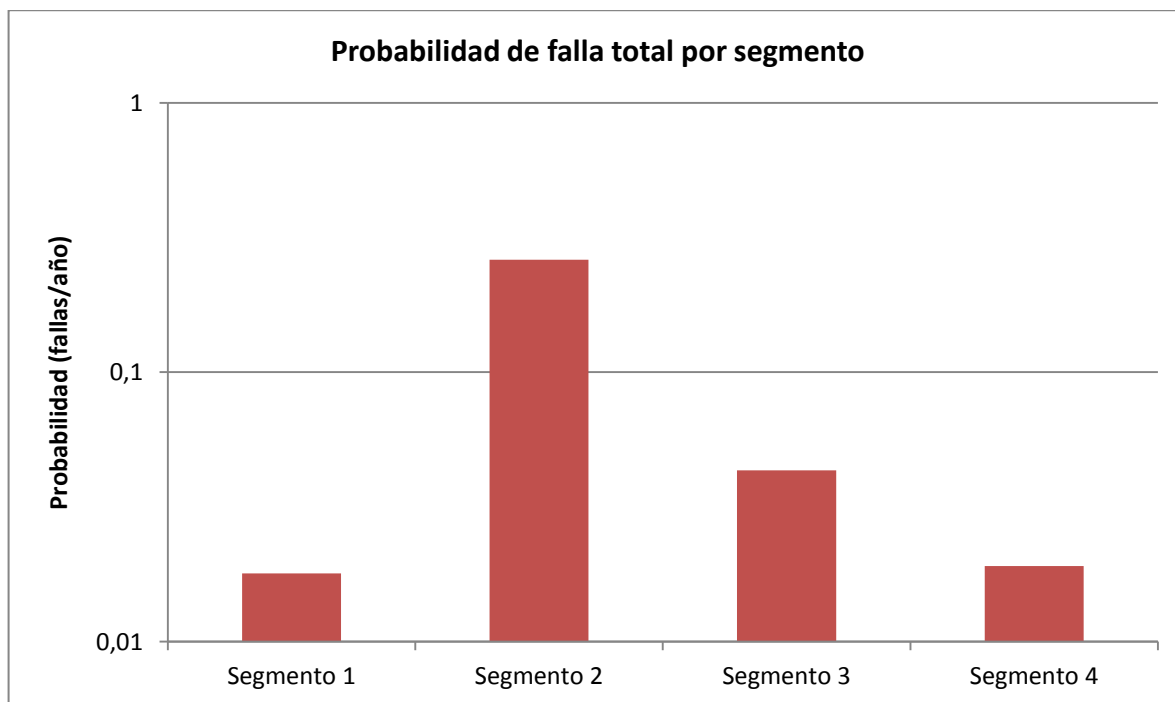
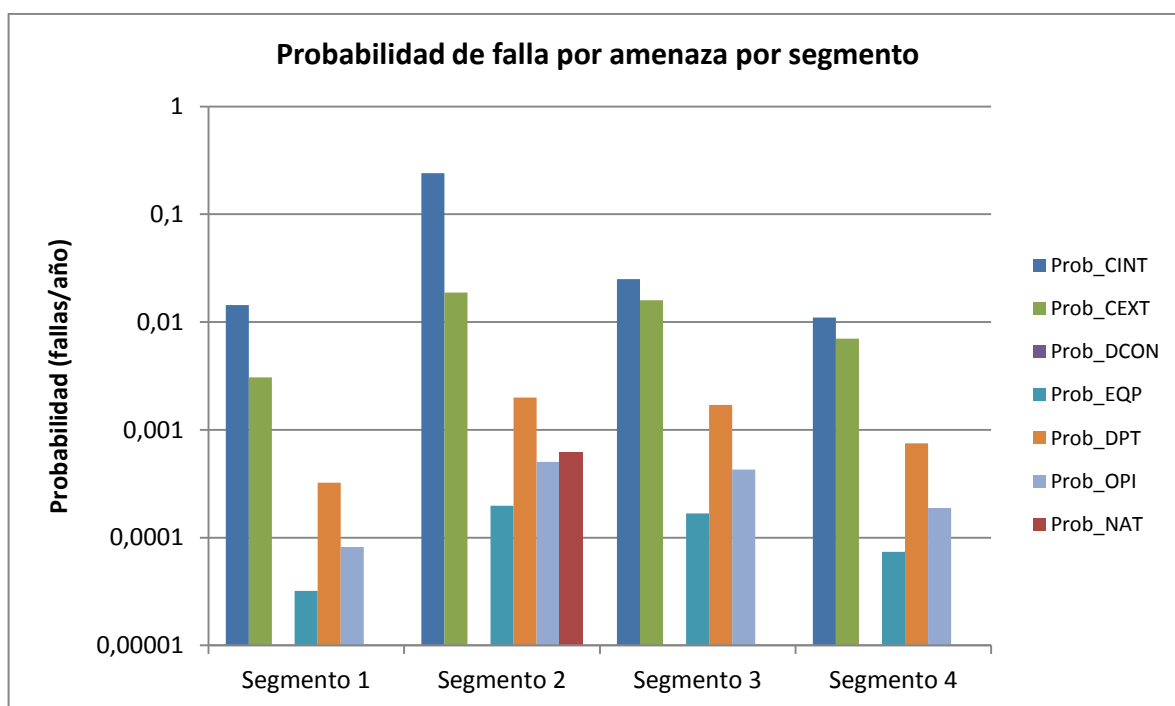
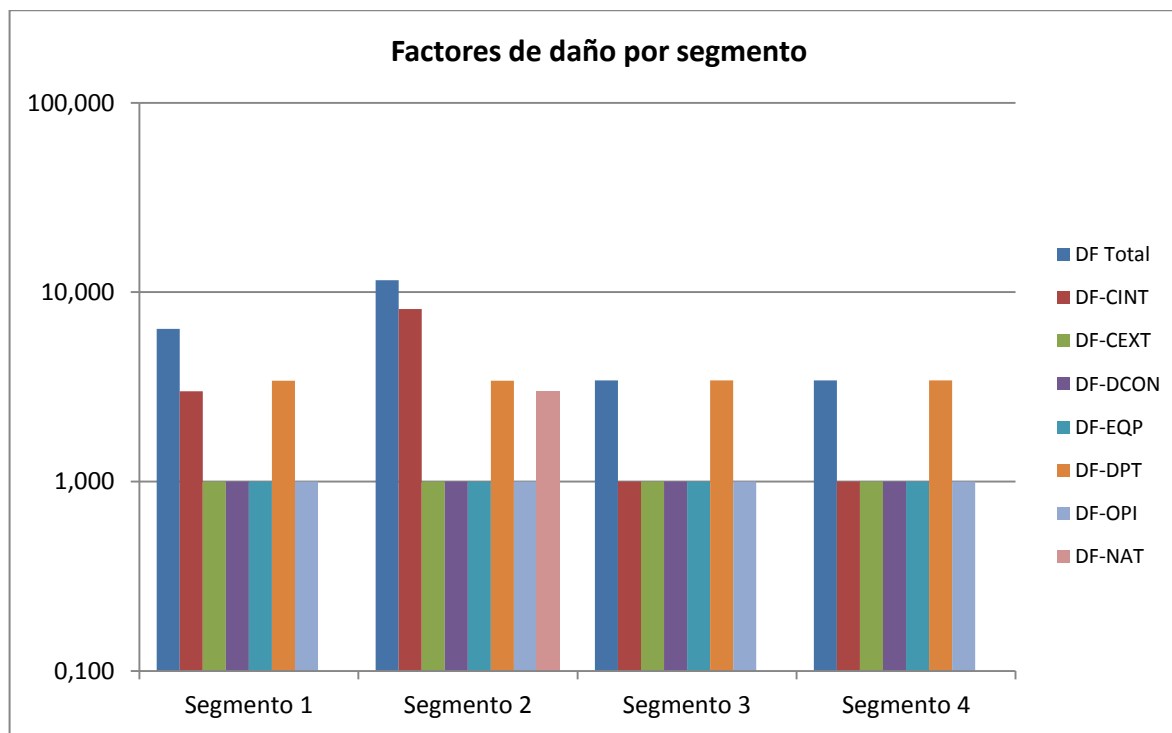


Figura 3. Probabilidad de falla por segmento, Oleoducto Troncal.



CINT	Corrosión interna	DCON	Defectos de construcción	DPT	Daño por terceros
CEXT	Corrosión externa	EQP	Equipamiento	OPI	Operaciones incorrectas
NAT	Amenazas naturales				

Figura 4. Probabilidad de falla por amenaza por segmento, Oleoducto Troncal.



CINT	Corrosión interna	DCON	Defectos de construcción	DPT	Daño por terceros
CEXT	Corrosión externa	EQP	Equipamiento	OPI	Operaciones incorrectas
NAT	Amenazas naturales				

Figura 5. Factores de daño por amenaza por segmento, Oleoducto Troncal.

2.8.2. Caso 2: Gasoducto de exportación

Descripción del sistema:

- La línea evaluada es un Gasoducto de Exportación, es decir de transporte de gas en condición tratada (gas deshidratado) para la venta, con una longitud total de 93,3 km aproximadamente.
- La línea fue construida en el año 1997, bajo los lineamientos del Código ASME B31.8, con una presión de diseño de 112 kg/cm².
- El diámetro nominal de la cañería es 10 pulgadas, de acero especificación API 5L Gr X52.
- La traza de la cañería es soterrada, contando con instalaciones de superficie únicamente en trampas de recepción y lanzamiento, válvulas de bloqueo y venteos.

Segmento	Longitud (m)	Diámetro (pulg.)	Material	Espesor nominal	Puesta en servicio	Revestimiento externo
Segmento 1	1827	10	API 5L X52 - HFW	7,80	01/06/1997	Polietileno Tricapa
Segmento 2	6797	10	API 5L X52 - HFW	7,09	01/06/1997	Polietileno Tricapa
Segmento 3	13226	10	API 5L X52 - HFW	7,09	01/06/1997	Polietileno Tricapa

Tabla 3. Listado de segmentos analizados y sus características principales.

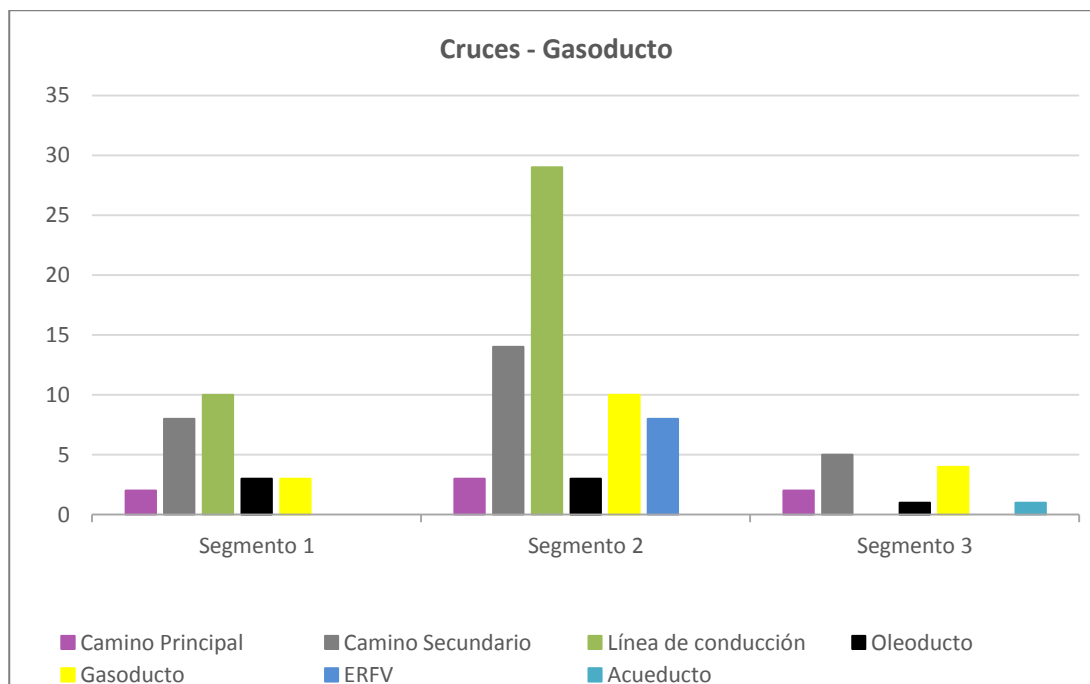


Figura 6. Cruces e interferencias en Gasoducto.

En la Figura 6 se resume la cantidad y tipos de cruces e interferencias que presenta cada tramo de acuerdo a la segmentación realizada para el análisis de riesgo. Dicha figura muestra claramente las diferencias en la distribución y densidad de cruces, lo cual ha motivado, la segmentación entre Segmento 2 y Segmento 3. Las variaciones en la densidad y cantidad de interferencias para cada segmento han sido evaluadas y cuantificadas en la probabilidad de falla de la amenaza daño por terceros.

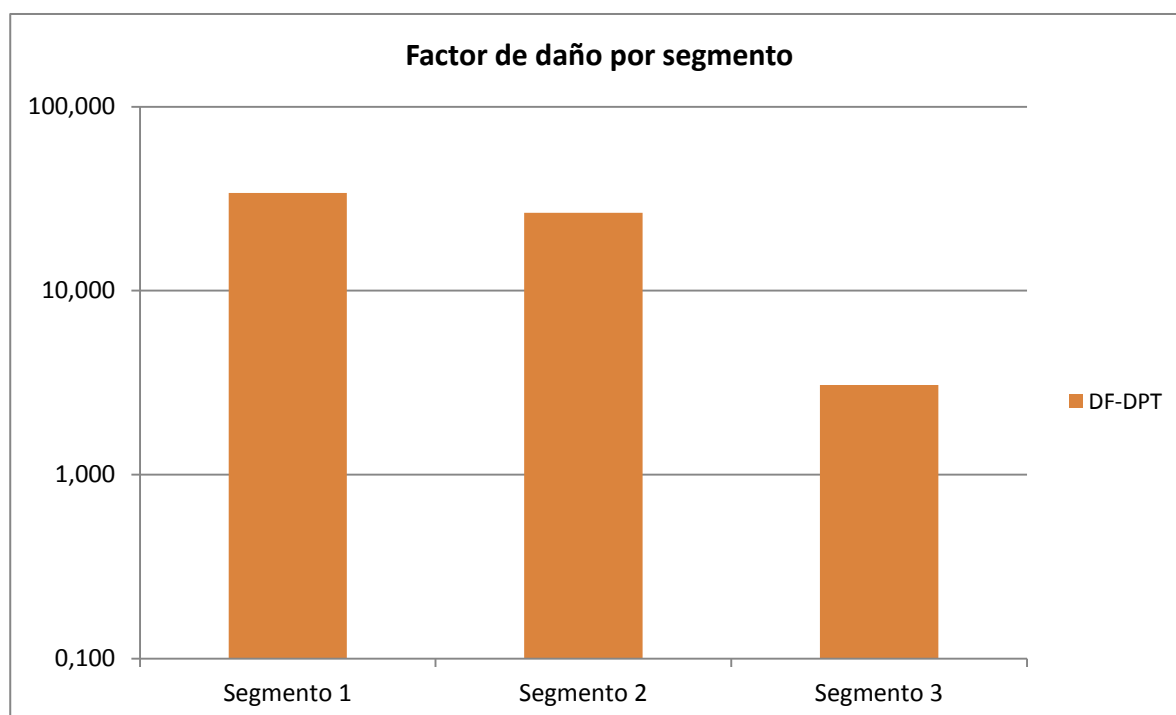


Figura 7. Cruces e interferencias en Gasoducto.

Como puede observarse en las Figuras 7 y 8, los tramos que presentan incremento más significativo en Df de daño por terceros (DPT), son los Segmentos 1 y 2, debido a principalmente a la densidad de cruces sobre la traza en estos segmentos. Dicho incremento se traslada a la probabilidad de falla por esta amenaza, aunque en este caso debe tenerse en cuenta la influencia de la longitud del segmento.

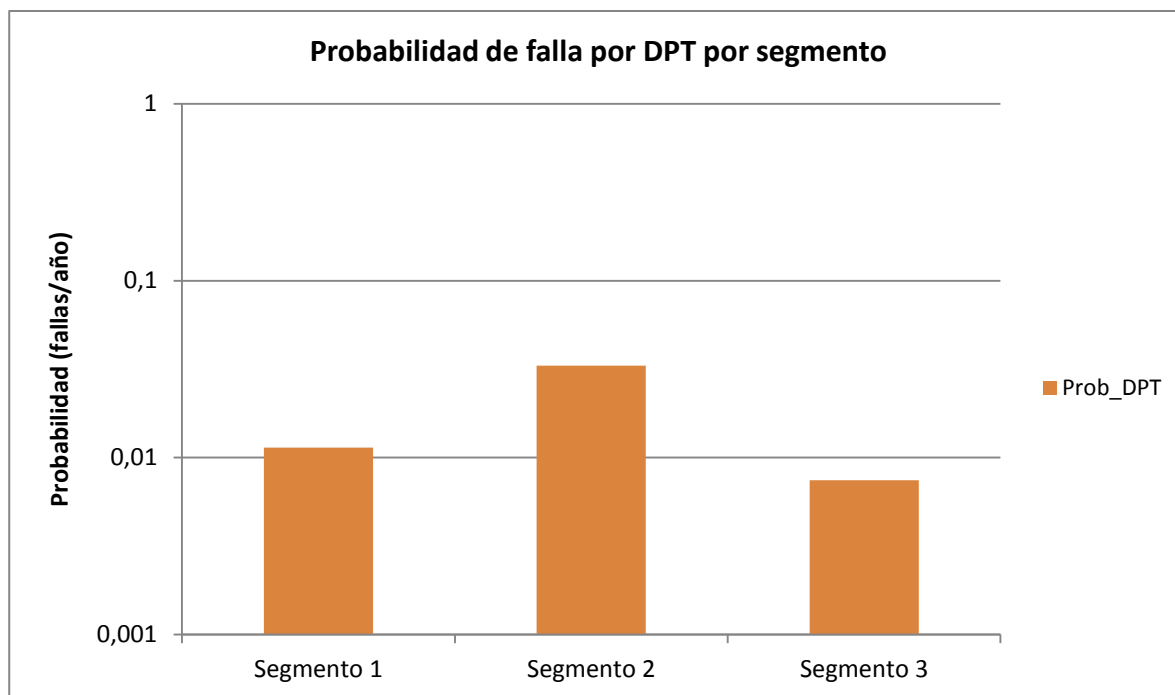


Figura 8. Cruces e interferencias en Gasoducto.

3. Conclusiones

A partir de 2015 se inició en YPF SCO un proceso de mejora del SGI de ductos. Las conclusiones más relevantes del proyecto se resumen a continuación:

- Se desarrolló un modelo de análisis de riesgo de ductos, tomando en consideración el marco regulatorio y las tendencias normativas.
- La metodología desarrollada y empleada para el análisis de riesgo de cañerías es una metodología cuantitativa (QRA).
- El modelo de análisis de riesgo cuantitativo está basado en las metodologías incluidas en las siguientes normativas internacionales: API RP 581, Inspección basada en riesgo; BSI PD 8010-3, Guía para la aplicación de análisis de riesgo de cañerías que contienen productos inflamables con riesgo de accidentes mayores
- La identificación de amenazas se realiza mediante un análisis estructurado partiendo de un listado de grupos de amenazas y amenazas basado en las clasificaciones de la normativa aplicable, principalmente ASME B31.8S (gas) y API-1160 (hidrocarburos líquidos).
- Para el modelo desarrollado para ductos, la probabilidad de falla para cada amenaza se calcula en base a la expresión de API RBI, como: $POF = gff * Df * L$.
- La COF se calcula en base a la expresión general de consecuencia de API RP 581. A diferencia de API RBI, el cálculo se realiza por amenaza.
- La consecuencia se calcula a partir de la evaluación del impacto sobre: personas, ambiente, negocio (pérdida de producción) e instalaciones.
- Fue requerido un proceso de revisión y evaluación exhaustiva a partir del cual se determinó la necesidad de realizar determinadas adaptaciones o modificaciones para permitir su empleo en análisis de ductos con resultados confiables y representativos.
- La validación del modelo desarrollado se llevó a cabo tanto en la etapa de desarrollo del modelo como en su implementación.
- El modelo de análisis de riesgo cuantitativo desarrollado fue implementado en de todos los yacimientos de la unidad de negocios SCO, abarcando en una primera etapa los ductos principales, troncales y primarios.
- La implementación del modelo de análisis y gestión de riesgo fue facilitada mediante la utilización de un software específico, desarrollado paralelamente al modelo de cálculo. El software es utilizado como

base de integración de datos; cálculo, proyección y retro-proyección de riesgo; planificación de inspecciones y otras acciones de control; visualización de componentes y riesgos geo-referenciada; gestión de riesgo.

4. Bibliografía

API RP 580 Inspección Basada en Riesgo.

API RP 581 Tecnología de Inspección Basada en Riesgo.

BSI PD 8010-3, Guía para la aplicación de análisis de riesgo de cañerías que contienen productos inflamables con riesgo de accidentes mayores.

IGEM/TD/2, Evaluación de riesgos de cañerías de gas natural de alta presión.

Código ASME B31.8S, Sistema de Gerenciamiento de Integridad para Cañerías de Gas.

API 1160, Sistema de Gerenciamiento de Integridad para Cañerías de Hidrocarburos Líquidos.

Pipeline accident consequences for natural gas and hazardous liquids pipelines, Pipeline Industry, U.S DOT.

5. Breve CV de los autores

Duilio Benaroya

Ingeniero Industrial, UNCuyo; especialización en Ingeniería y Gestión de Mantenimiento U.Austral, inspector API 653/510/570, Inspector de soldadura Nivel II - IRAM-IAS U500-169. Se desempeñó desde sus inicios en la industria Oil&Gas como ingeniero de integridad mecánica en YPF Upstream unidad de negocios Santa Cruz Oeste trabajando en inspección y análisis de aptitud para el servicio de equipos estáticos. Actualmente se desempeña como Jefe de Ing. de Integridad en YPF Upstream unidad de negocios Santa Cruz Oeste.

Hernán Capello

Ingeniero Mecánico y Naval, UBA; posgrado Project Management, Universidad de Belgrano. Cuenta con más de 20 años de experiencia en la industria de gas y petróleo, desempeñando tareas y proyectos en diferentes departamentos como Ingeniería, Operaciones, Mantenimiento, Integridad & Corrosión, Procesamiento de gas, Producción de petróleo, en diferentes operadoras del país. Actualmente se desempeña como Jefe de Ingeniería, Mantenimiento & Integridad en YPF S.A., UN Santa Cruz Oeste.

Marcos Meyer

Ingeniero Mecánico, UNMdP; especialización en Ciencia y Tecnología de Materiales del Inst. Sábato (CNEA/UNSAM). Cuenta con 20 años de experiencia en la industria como ingeniero en las áreas de integridad, corrosión e inspección, trabajando tanto en compañías operadoras del sector de petróleo, gas y petroquímica (YPF, Repsol, Pan American Energy) como empresas en el área de consultoría. Instructor en cursos especializados de Sistemas de Gestión de Integridad de Ductos (ASME B31.8S y API 1160) y RBI (Risk Based Inspection API 580/581) brindados a la industria de gas y petróleo. Actualmente se desempeña como Director de Icorr Ingeniería S.A.

Pablo Aramendi

Ingeniero en Materiales, UNMdP. Cuenta con 3 años de experiencia como analista de riesgos de integridad, RBI y análisis de riesgo de ductos. Actualmente se desempeña como Ingeniero Analista en Icorr Ingeniería S.A.