

2010, IAPG Congreso sobre integridad en Instalaciones de Gas y Petróleo

Este Trabajo Técnico fue preparado para su presentación en el Congreso sobre integridad en Instalaciones de Gas y Petróleo, celebrado del 13 al 15 julio 2010, en Buenos Aires.

1. Sinopsis

Más del 70% de los oleoductos operados por Oldelval S. A. superan los 40 años en servicio. Por esta razón una de las claves de éxito para la compañía es mantener un Proceso de Integridad de Ductos adecuado a las exigencias actuales.

Se presentará la evolución del Proceso de Integridad de Ductos en el tiempo y las principales actividades que se desarrollan dentro del marco de la Política de Integridad de la compañía. Finalmente una breve reseña histórica de las principales actividades que permitieron extender la vida en servicio del oleoducto.

2. Introducción

Oleoductos del Valle (Oldelval) S.A. comienza la operación del Sistema de Oleoductos el 12 de Abril de 1993. El Estado Nacional, a través de YPF S.A, cedió el 70% de su participación accionaria a una sociedad concesionaria formada por los más importantes productores de petróleo de la cuenca Neuquina.

El objetivo de esta sociedad es transportar hidrocarburos de los distintos Clientes hasta los puntos de entrega. El hidrocarburo transportado es responsabilidad de Oldelval S.A. mientras esté en nuestro Sistema bajo la figura de hidrocarburo en custodia.



Figura 1. Oldelval S. A. en la Argentina

El Sistema de Oleoductos colecta el hidrocarburo proveniente de las zonas de Rincón de los Sauces, Catriel, Plaza Huincul, Challacó, Centenario y Allen, transportándolo a diferentes destinos como la Terminal de embarque Oiltanking EBYTEM S.A. de Puerto Rosales en la Costa Atlántica, PESA en Puerto Galván, en las inmediaciones de la Ciudad de Bahía Blanca, en el descargadero de camiones propiedad de YPF S.A en Challacó y en el Complejo Industrial Plaza Huincul de YPF S. A. **Figura 1.**

Cuando Oldelval S.A. comienza sus operaciones, el Sistema de Oleoductos estaba compuesto por 1513 Km. de cañerías instaladas de 10", 14" y 16" de diámetro abarcando un recorrido lineal que cubre 888 Km. de longitud. Actualmente Oldelval S.A. tiene instalados 1719 Km. de cañerías, una potencia instalada de 146.330 HP tanto en turbinas como en motores eléctricos, una capacidad nominal para la disposición transitoria de petróleo de 173.000 m³, que nos permite transportar como máximo 36.500 m³ diarios sin la utilización de polímeros reductores de Fricción. **Figura 2.**



Figura 2. Datos del Sistema de Oleoductos Oldelval S. A.

Existen oleoductos que si bien poseen una vida estimada de diseño, cuando están cerca de ésta, les quedan todavía muchos años de utilización. Durante su operación aparecen defectos que disminuyen su integridad, por lo que es importante que los operadores conozcan los riesgos que esto genera. La base para asegurar la integridad del sistema es la evaluación y gestión de estos riesgos asociados.

En el sistema de Oldelval S. A. aproximadamente el 70 % de la longitud de ductos instalados superan los 40 años de servicio, según puede observarse en el **Gráfico 1**. El primer oleoducto la compañía fue puesto en servicio en el Año 1.961, como puede verse en el **Cuadro 1**. El diámetro predominante es de 14" en el 85% de la longitud del sistema.

TRAMO	LINEA	DIAMETRO	PUESTA EN SERVICIO	LONGITUD
Puesto Hernandez - Medanito	1	14"	1971	129
Puesto Hernandez - Medanito	2	14"	1998	28.8
Medanito - Allen	1	16"	1969	110
Medanito - Allen	2	14"	1998	22
DPH - Allen	2	10"	1976	131.9
Challacó - Puerto Rosales	1	14"	1961	624
Allen - Puerto Rosales	2	14"	1969	513.4
Allen - Puerto Rosales	3	14"	1998	151
Cerro Bayo		4"		8.5
TOTAL (KM)				1718.6

Cuadro 1: Datos de los tramos de Oleoductos

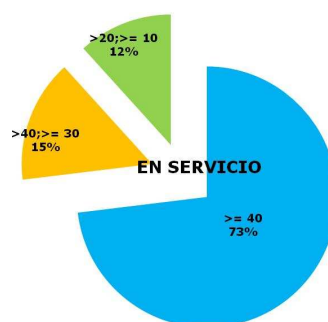


Gráfico 1: Distribución por Años en servicio

El Sistema de Gestión de Integridad permite asegurar, mediante el análisis sistemático continuo de la información, que los oleoductos y las estaciones de bombeo sean operados y manejados minimizando el nivel de riesgo de las líneas y en una total concordancia con los lineamientos empresariales. De esta forma garantizar la detección temprana y el acondicionamiento de defectos críticos, maximizando la confiabilidad con que se operan las líneas y reduciendo al mínimo la aparición de fallas eventuales.

3. Antecedentes

Oldelval S. A. contaba inicialmente con un Programa de Mantenimiento basado en la mitigación de Corrosión Externa. Donde la principal herramienta de diagnostico fue la herramienta de inspección interna MFL (Flujo Magnético Longitudinal). El monitoreo se realizaba a través de las variables del sistema de Protección Catódica. La gestión estaba orientada a la causa de falla de mayor ocurrencia, como puede observarse en el **Grafico 2**.

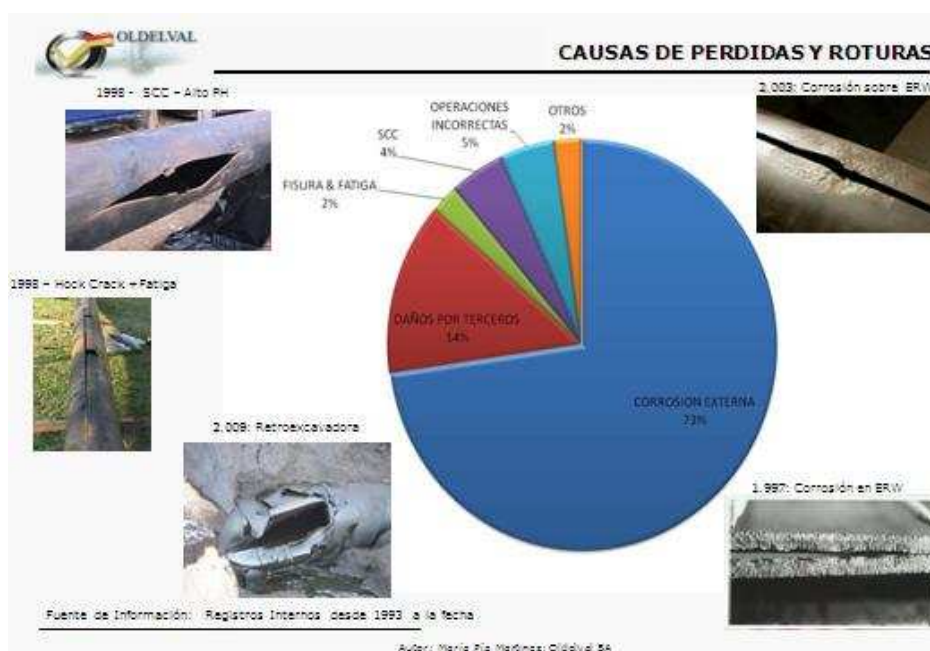


Grafico 2: Distribución de Pérdidas y Roturas por causa

Incidentes ocurridos en 1.997 y 1.998 impulsaron el desarrollo de un Sistema de Integridad que contemplara el riesgo de falla por distintos mecanismo y considerara sus avances con el tiempo. Impulsando el desarrollo de un departamento de integridad de ductos, como también la utilización de nuevas tecnologías para el monitoreo y la inspección interna de ductos.

En la actualidad Oldelval S. A. cuenta con un Proceso de Integridad de Ductos cuyas metas principales son:

- Asegurar la confiabilidad del sistema, reduciendo el nivel de riesgo asociado a la instalación.
- Minimizar la probabilidad de falla a niveles aceptables y en concordancia con los intereses del negocio.
- Establecer una filosofía de trabajo proactiva.

4. Política y Estrategia

La definición de una Política de Integridad de ductos y la formulación de la Estrategia para cumplirla conforman el contexto de aplicación del Proceso de Integridad. **Figura 3.** Estas se completan con dos marcos de trabajo:

- Obligatorio: Reglamento Técnico para el Transporte de Hidrocarburos Líquidos por Cañería RTHL 1460/2006.
- De referencia: ASME B31.4 Sistemas de Cañerías de Hidrocarburos Líquidos, ASME B31 Código para Cañerías Presurizadas, ASME B31G Manual para la Determinación de la Resistencia Remanente de Cañerías Corroídas, API 570 Aptitud para el Servicio, API 750 Gestión de Riesgos de Proceso, API 1160 Sistema de Gestión de Integridad para Cañerías con Líquidos Peligrosos.

Política

Cumplir con el Reglamento Técnico de Transporte de Hidrocarburos Líquidos por Cañerías
Ejecutar y mantener permanentemente actualizados el diagnostico de la condición de integridad del sistema de oleoductos.
Planificar y observar la ejecución de los programas de mantenimiento, en conformidad con la legislación vigente, las normas técnicas y las mejores prácticas de la industria.
Garantizar la adecuación de los ductos para las necesidades operacionales y de seguridad, en las áreas definidas como sensibles.
Implementar un sistema de información de ductos, garantizando el acceso jerarquizado a la información para toda la organización.
Implementar la mejora continua en nuestra gestión, basando nuestras acciones en el control y evaluación de riesgos en forma permanente.
Recomendar la inversión en la tecnología apropiada.
Asegurar la correcta identificación, señalización y registro de los ductos y sus respectivas aéreas de servidumbre, con el fin de evitar accidentes relacionados con la acción de terceros.
Buscar el compromiso permanente, la formación y capacitación de nuestro personal.

Estrategia

Ejecutar análisis de Riesgo de Falla en forma permanente
Derrame 0 (Cero)
Priorizar el análisis en las Áreas denominadas Sensibles.
Actualización constante de la herramienta de gestión (GIS y Módulo de Riesgo).

Integridad de Ductos

5. Proceso Integridad de Ductos

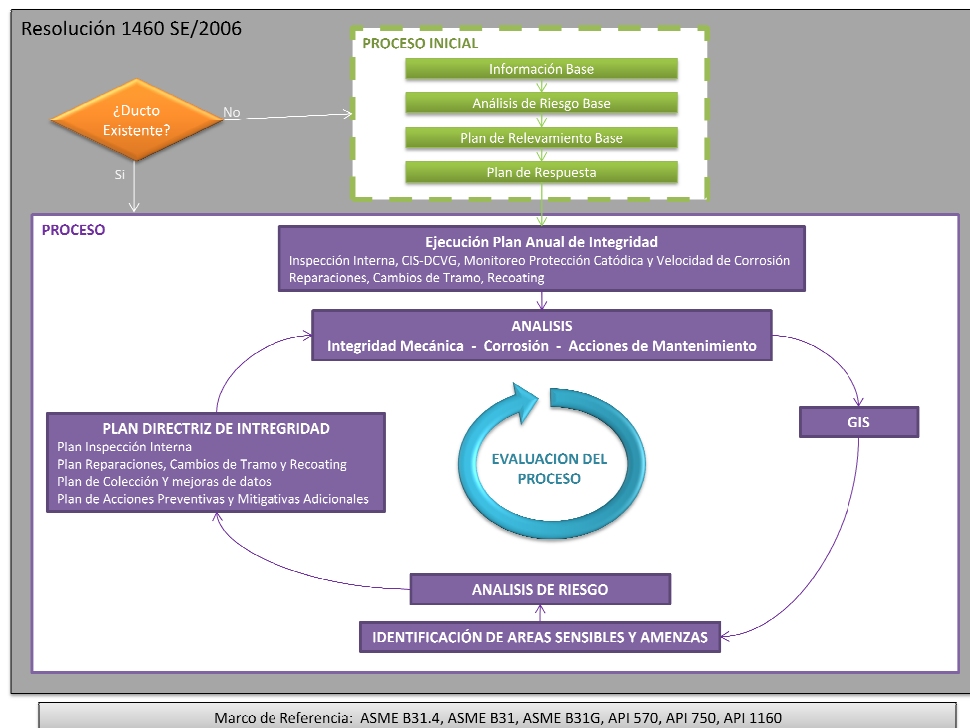


Grafico 4: Proceso Integridad de Ductos Oldelval S. A.

El Proceso de Integridad, **Figura 4**, en resumen comprende las siguientes actividades:

- I. Proceso Inicial, desarrollado para cañerías que se incorporan al sistema:
 - Información base para incluirla en nuestro sistema GIS.
 - Análisis de Riesgo Básico que permite conocer el Riesgo relativo de la nueva cañería frente a la existente.
 - Relevamiento base mediante Inspección Interna (ILI), Prueba Hidráulica (PH) o Evaluaciones Directas (DA), en este orden de prioridad y en función de la factibilidad de realización de cada una de las alternativas.
- II. Proceso:
 - Ejecución de los requerimientos de monitoreo, inspección, mitigación y ensayos.
 - Definición de los criterios de aceptación y rechazo.
 - Evaluación de integridad, para establecer la aptitud para el servicio.
 - Almacenaje y gestión de la información.
 - Evaluación de riesgo, como herramienta primaria para la formulación de los planes de aseguramiento de integridad.
 - Diseño de los planes de mitigación, para asegurar la integridad en el tiempo y la gestión de riesgos.
 - Evaluación de resultados, revisión de los planes y auditorías.

6. Proceso inicial

Cuando se incorpora un nuevo tramo de ducto al sistema, en primera instancia se releva toda la información del sistema para incluirlo en nuestro GIS: plan altimetría georeferenciada, datos de diseño y montaje.

Luego se realiza un Análisis de riesgo Base utilizando una metodología del tipo cualitativo, el cual relaciona la probabilidad de ocurrencia de una falla y la consecuencia que ese evento produciría sobre la población y el medio ambiente en las cercanías del

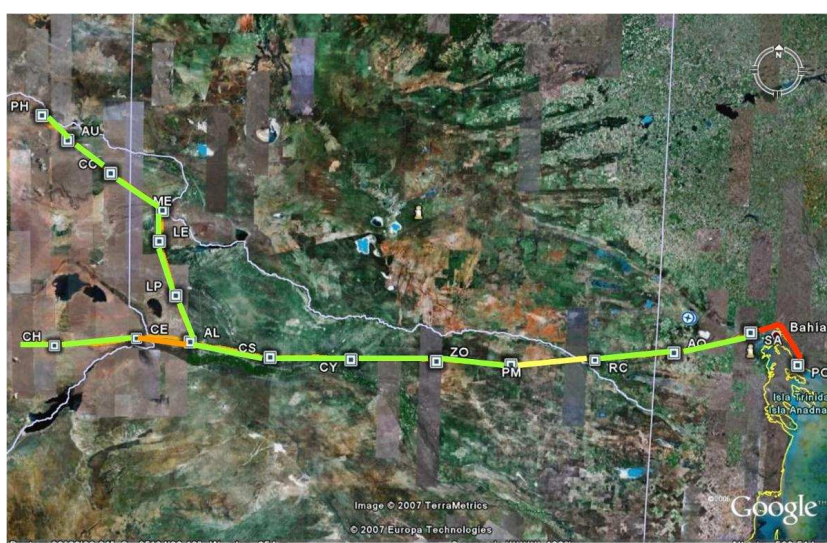


Grafico 5 se representan los distintos tramos

oleoducto. En el **Gráfico 5** pueden verse los tramos evaluados y en escala de colores el nivel de riesgo asociado: Riesgo Bajo, color verde, Riesgo Medio, color amarillo, Riesgo Alto, color naranja y Riesgo Muy Alto, color rojo.

Esta metodología sencilla provee un marco de trabajo para tomar conciencia acerca del riesgo presente relativo entre tramos y la ubicación relativa de uno nuevo.

7. Proceso

7.1. Entradas al Proceso

Existe una entrada básica establecida por la Autoridad de Aplicación que es la Resolución 1460/2006 de la Secretaría de Energía de la Nación. La misma establece el Reglamento Técnico de Transporte de Hidrocarburos Líquidos por Cañerías que fija las pautas generales para el Sistema de Gestión de Integridad de Ductos.

De las acciones de mantenimiento y del proceso de gestión de integridad surgen numerosas entradas al sistema:

- Reportes de Mantenimiento de Ductos los cuales son generados durante la ejecución del Programa de Anual de Reparaciones, Cambios de Tramo, Relevamientos de variables de Protección Catódica, Relevamientos de variables de sucesos, Ensayos No Destructivos.
- Resultados de inspecciones realizadas (Inspecciones Internas, Inspecciones externas, Relevamientos Paso a Paso (CIS), etc.).
- Cálculo de Riesgo de Falla el cual conjuga todas las informaciones ordenadas y organizadas en el sistema GIS calculando un valor de riesgo igual a probabilidad de falla por consecuencia de ocurrencia.
- Modelo de crecimiento de defectos, herramienta que proyecta los defectos en el tiempo.



Figura 4: Corrosión Externa

7.2. Análisis

7.2.1. Integridad Mecánica

La evaluación de integridad mecánica involucra la determinación de aptitud para el servicio de la cañería, desarrollando las siguientes actividades:

- Verificaciones de aptitud mecánica frente a las solicitaciones de operación, considerando la especificación de diseño, para nuevas cañerías.
- Inspecciones Internas de las cañerías mediante Flujo Magnético Longitudinal (MFL), Flujo Magnético Transversal (TFL), Ultrasonido de Medición de Espesor (UTEP), Ultrasonido detección



Figura 5: SCC

de Fisuras (UTF), Geométricas, Mapeo.

- Análisis de resistencia remanente: verificación de aptitud mecánica frente a las solicitaciones de operación, considerando la incidencia de defectos y mecanismos de daño.
- Formulación de acciones correctivas para modificación de los planes en curso con el objeto de mantener o disminuir el riesgo de falla.

Esto requiere de un seguimiento continuo y puntual de:

- Resultados de los planes de inspección interna y mantenimiento implementados.
- Ocurrencia de fallas e incidentes.
- Requerimientos operativos, empresariales y regulatorios.
- Condición de riesgo.

Bajo esta línea de acción se contemplan los siguientes mecanismos de daño:

- Corrosión Externa (generalizada y localizada), **Figura 4.**
- Corrosión Interna.
- Stress Corrosion Cracking (SCC), **Figura 5.**
- Fisuras.
- Daño por terceros (DPT).
- Defectos geométricos.
- Defectos de Material/Fabricación/Construcción, **Figura 6.**
- Fuerzas externas relacionadas con el clima, por ejemplo lluvias, inundaciones, movimientos de suelos, etc.
- Evoluciones en el tiempo: fatiga, velocidades de corrosión.

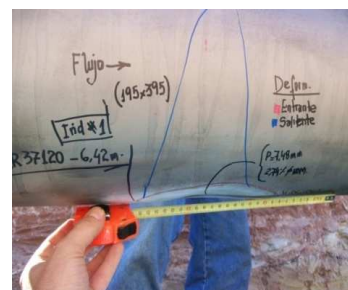
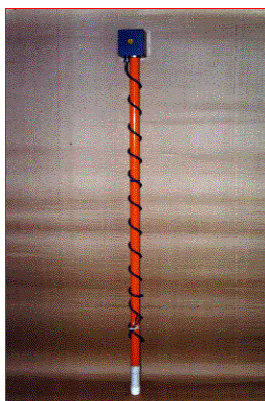


Figura 6: Abolladura

7.2.2. Corrosión

El proceso de control de la corrosión externa, mecanismo de daño predominante en el sistema de acuerdo a lo visto en la **Figura 2**, comprende:

- Clasificación por tipo de corrosión.
- Monitoreo del Sistema de Protección Catódica. Según su comportamiento se realizan reingenierías y refuerzos.
- Monitoreo del Estado del Revestimiento. En función de su estado se realizan acciones de reparación y reemplazo.
- Monitoreo de la Velocidad de Corrosión, por medio de Estaciones de Protección Anticorrosivas



a 7. EPAs

(EPAs). **Figura 7.**

- Análisis de la Características de los suelos: resistividad, pH, sales, tipo de suelo.

Para el caso de corrosión interna, se realiza un control basado en las sucesivas inspecciones internas en cada línea y la comparación entre ellas.

7.2.3. Acciones de Mantenimiento

Durante la ejecución del Programa Anual de Mantenimiento de Ductos se genera una cierta cantidad de información que llega al Sector de Integridad en el formato de Reportes e Informes. Los mismos son analizados individualmente para la detección temprana de irregularidades, lo que puede generar incorporaciones al Plan Anual de Integridad de Ductos.

Por ejemplo, si durante una campaña de Relevamiento de Potenciales Kilométricos surge que alguna zona del sistema requiere de análisis o acciones inmediatas, estas son incorporadas al programa anual de Mantenimiento.

7.3. Gis

Toda la información es incorporada a las bases de datos del Sistema de Información geográfico GIS, lo que permite contar con un soporte magnético y ordenado.

7.4. Análisis de Riesgo

La evaluación de riesgos utilizada es un proceso analítico continuo y semi cuantitativo mediante el cual se determinan los riesgos y tipos de eventos más adversos que pueden llegar a impactar sobre la cañería y determina la probabilidad de esos eventos o condiciones ocurran. Contempla el nivel de severidad o impacto de las consecuencias que podrían ocurrir después de acontecida la falla. Se ejecuta anualmente y se pone especial atención en la identificación y actualización de las Áreas Sensibles que atraviesa el sistema de oleoductos.

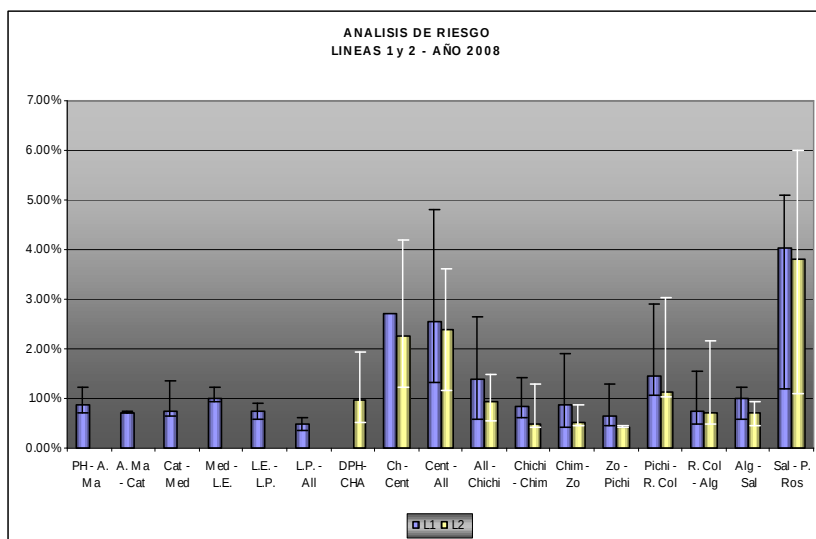


Grafico 6. Nivel de riesgo promedio por tramo del Sistema y línea. Máximos y Mínimos del tramo

Es calculado como el producto de dos factores: la probabilidad de falla de que ocurra algún evento adverso sobre la cañería y las consecuencias resultantes de ese evento.

$$\text{Riesgo} = \Sigma (\text{Pi} \times \text{Ci})$$

En donde Pi es la probabilidad de ocurrencia de un evento particular y Ci es el impacto correspondiente a dicho evento.

Resultado típicos se reflejan en el **Grafico 6**.

La Probabilidad de Ocurrencia pondera para la cuantificación de la probabilidad de falla de la cañería los siguientes factores:

$$\text{Pi} = (\text{P}_{\text{CE}} + \text{P}_{\text{CI}} + \text{P}_{\text{F}} + \text{P}_{\text{G}} + \text{P}_{\text{DT}} + \text{P}_{\text{DN}} + \text{P}_{\text{D}} + \text{P}_{\text{OM}})$$

En donde :

P_{CE} : Probabilidad de ocurrencia de falla por corrosión externa.

P_{CI} : Probabilidad de ocurrencia de falla por corrosión interna.

P_{F} : Probabilidad de ocurrencia de falla por fisura.

P_{G} : Probabilidad de ocurrencia de falla por defectos geométricos.

P_{DT} : Probabilidad de ocurrencia de falla por daños por terceros.

P_{DN} : Probabilidad de ocurrencia de falla por daño natural.

P_{D} : Probabilidad de ocurrencia de falla por diseño.

P_{OM} : Probabilidad de ocurrencia de falla por operación y mantenimiento.

Grafico 7

Esta metodología parte de la base de información que proveen las distintas inspecciones internas, consistente en la detección, clasificación, localización y dimensionamiento de defectos internos y externos debidos a corrosión, a defectos de fabricación de las cañerías, a imperfecciones ocurridas durante el montaje. Se completa con los distintos relevamientos de

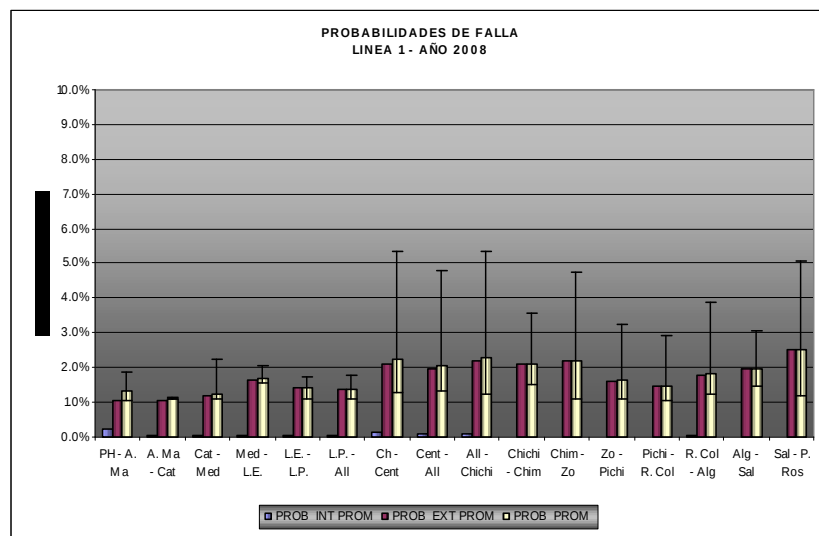


Grafico 7. Probabilidad de falla por tramo del Sistema y línea. Máximos y Mínimos del tramo.

Protección Catódica, CIS-DCVG, Cruces, Actividades de Terceros, etc.

Para cada índice un consultor externo ha desarrollado y mantiene una formula donde intervienen las variables que afectan el mecanismo de falla. Estas formulas modelan el mecanismo actuante actual y en

algunos casos, cuando el defecto es dependiente del tiempo, proyectan el estado en un periodo de tiempo definido.

La ponderación de la consecuencia asociada a la ocurrencia de un evento en particular cuantifica la incidencia del mismo sobre la seguridad de las personas, el impacto al medio ambiente y en los negocios de la compañía, tanto en lo que se refiere al impacto económico directo por el corte en el transporte de petróleo como a la pérdida de prestigio frente a la imagen pública. A efectos de la determinación del Factor de Impacto de la falla se tiene en cuenta fundamentalmente la identificación de Áreas Sensibles, que se establece en función a la clase de ocupación y las características del entorno. **Grafico 8.**

$$Ci = (C_P + C_{MA} + C_N)$$

En donde:

- C_P : Consecuencia sobre las personas
- C_{MA} : Consecuencia sobre el medio ambiente
- C_N : Consecuencia sobre el negocio

Se realiza una segmentación que permite el análisis sectorizado de la tubería, para lo cual la longitud de los segmentos se establece en función de las Áreas Sensibles identificadas y hasta un mínimo de 3 km.

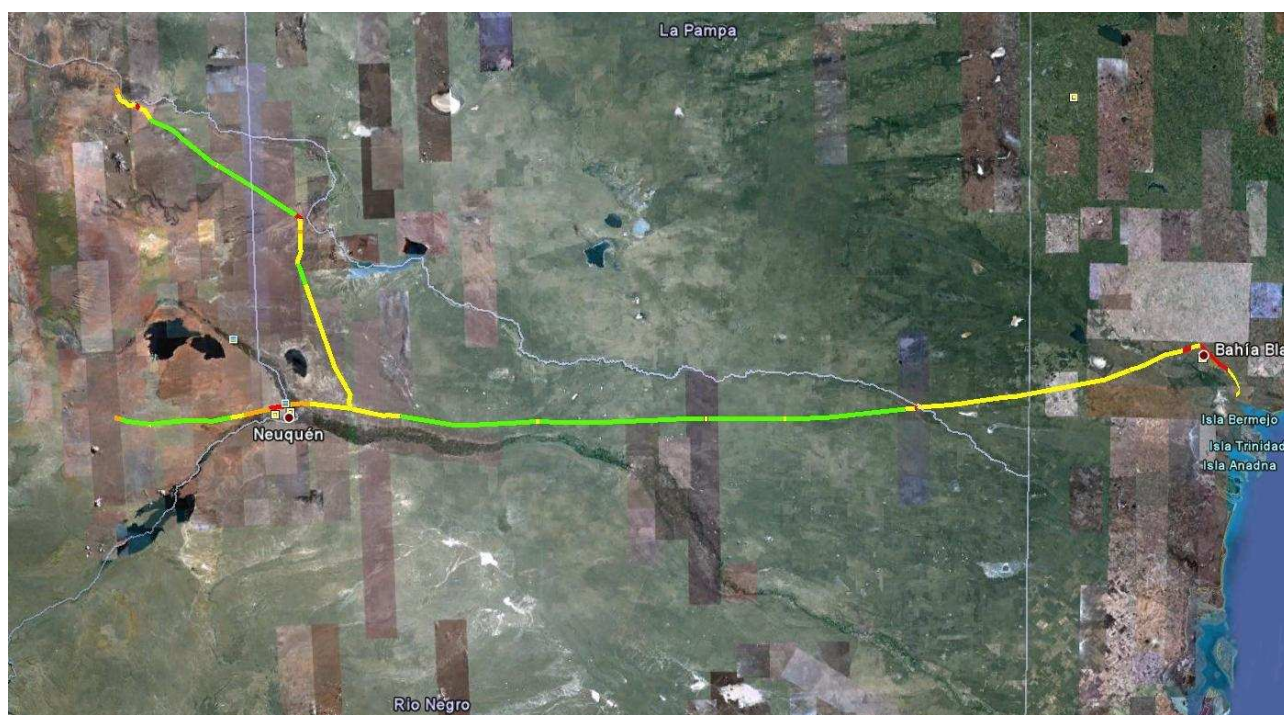


Grafico 8. Mapa de Áreas Sensibles.

7.5. Evaluación

Luego de realizado el Análisis del cálculo de Riesgo se realiza un reporte de Estado que incluye:

- Distribución sectorizada de factores de:

Corrosión externa: defectos, velocidad de corrosión, propiedades del medio, potenciales de protección catódica y condición del revestimiento.

Corrosión interna: defectos, velocidad de corrosión, propiedades del fluido.

SCC: defectos, susceptibilidad del sistema, propiedades del medio, condición del revestimiento.

Fisuras: defectos, velocidad de crecimiento, propiedades del material.

Geometrías: defectos.

Daños por terceros: nivel de actividad, aéreas sensibles.

Daños Naturales: aéreas sensibles.

- Proyección de crecimiento de defectos, por corrosión externa e interna, en un plazo establecido en función de los objetivos planteados en la empresa.
- Cálculo de la condición mecánica sectorizada de la línea, actual y proyectada, frente a defectos generados por corrosión interna, corrosión externa, fisuras, SCC, en función del perfil de presión actual.
- Cálculo de la probabilidad de falla sectorizada de cada línea, actual y proyectada.
- Cálculo de la consecuencia de falla sectorizada, considerando los factores de impacto.
- Análisis semi cuantitativo actual y proyectado de riesgo. En la matriz resultante se definen regiones que determinan las prioridades de los distintos cursos de acción.
- Determinación actual y proyectada de la máxima capacidad operativa, manteniendo las condiciones actuales de integridad.
- Índices de Performance que permiten controlar el estado de Integridad del ducto.

7.6. Salida del proceso

7.6.1. MAPO (Máxima Presión de Operación)

Durante el Proceso de Integridad se verifica, evalúa y analiza que los defectos existentes en los oleoductos en su estado actual tengan la suficiente aptitud para el servicio a la máxima presión operativa admisible (MAPO) establecida en cada tramo. De aquí surgen distintos cursos de acción, modificaciones de MAPO temporarias o permanente; y/o reparaciones o cambios de tramo que son incluidas en el Plan de Mantenimiento.

7.6.2. Plan Directriz de Integridad

Contempla las acciones a realizar en los ductos y en las Estaciones de Bombeo, en distintos periodos de tiempo para asegurar el estado de integridad de sus cañerías.

7.6.3. Plan Anual de Integridad de Ductos

Anualmente se emite un documento con todas las acciones de Monitoreo, Inspección, Reparación y las Acciones Mitigativas tendientes a disminuir las consecuencias de una falla, las cuales son implementadas por Operaciones & Mantenimiento.

Dado que constantemente se adquieren nuevos conocimientos e informaciones sobre las instalaciones como producto de las acciones de mantenimiento que se llevan a cabo en nuestro sistema, las mismas se reportan para incorporar al Plan Anual de Integridad de Ductos.

8. Principales Acciones

Desde 1.993 hemos realizado numerosas acciones para asegurar la Integridad del sistema. Acciones de prevención, monitoreo y mantenimiento continuas, optimizadas y articuladas. A continuación se resumen las principales.

Como acciones de Mantenimiento se realizaron cambios de cañerías debido a su estado de integridad, cambios de caños como reparación permanente, excavaciones para reparaciones puntuales, re forrados menores.

Dentro de las acciones de Prevención se realizaron cambios de traza, instalación de trampas de lanzamiento y recepción, inspección interna (ILI) MFL (Flujo Magnético Longitudinal), ILI TFI (Flujo Magnético Trasversal), ILI UTEP (Ultrasonido Medición de Espesor de Pared), ILI UTF (Ultrasonido Detección de Fisuras), ILI mapeo, ILI Geométrico, relevamientos paso a paso y gradiente CIS/DCVG, análisis de fatiga y tensión umbral de SCC.

Apuntando al monitoreo del sistema de oleoductos se instaló el sistema SCADA. Se implemento un simulador de la operación del ducto y el GIS. Los patrullajes terrestres se sectorizaron y diferenciaron frecuencias diarias, semanales y anuales. Se tele gestionaron equipos rectificadores. Se instalaron Estaciones de Protección Anticorrosiva (EPAs) a lo largo de la traza para monitorear la velocidad de corrosión y parámetros del revestimiento.

9. Conclusiones

El proceso presentado permite minimizar los costos asociados a los impactos al medio ambiente, la seguridad y salud de las personas, y las implicancias legales del negocio. Su ponderación es potencial, dado que recién ocurrido un impacto se conocen los costos asociados, los cuales depende directamente del área afectada y su sensibilidad. En la práctica estos costos pueden variar entre los siguientes órdenes de magnitud U\$S 10.000, para una reparación menor con mínima remediación, a U\$S 1.000.000 para reparaciones con remediaciones mayores.

El aseguramiento de la Integridad se basa en el análisis sistémico y continuo del estado de las cañerías, de las amenazas y aéreas sensibles. Por esto, ante la variabilidad de las condiciones del medio ambiente, operativas y tecnológicas, son necesarias revisiones periódicas al Proceso.

Atentos a adecuar constantemente la modelización del sistema, fue necesario incorporar metodologías de análisis de riesgo de mayor complejidad, pasando desde un Análisis de Riesgo Cualitativo del tipo puntaje a un Análisis de Riesgo semi cuantitativo.

Para el desarrollo del Plan de Integridad a Largo Plazo, se requirió de la incorporación de herramientas de proyección de estado, tales como, Modelos de Crecimiento de Corrosión y Análisis de Fatiga, los cuales son de vital importancia.

Por último, hay que considerar que a medida que se incrementan los años de servicio del ducto aumenta la complejidad en la gestión de su integridad, aparecen nuevos eventos y también recurren algunos que se suponían controlados.

10. Bibliografía.

American Society of Mechanical Engineers, ASME B31.4 “Systems for liquid hydrocarbons and other liquids”

American Society of Mechanical Engineers, ASME B31G “Manual for Determining the Remaining Strength of Corroded Pipelines”.

American Petroleum Institute, API 570 “Piping Inspection Code. Inspection, Repair, Alteration, and Rerating of In-service Piping Systems”.

American Petroleum Institute, API 750 “Process Risk Management”

American Petroleum Institute, API STD 1160 Managing System Integrity for Hazardous Liquid Pipelines.