

GESTIÓN DE INTEGRIDAD EN UN ACTIVO DE MÁS DE 40 AÑOS

María Pía Martínez
Oleoductos del Valle S.A.
MariaPia.Martinez@oldelval.com

Sinopsis

El 80% de los oleoductos operados por Oldelval S. A. superan los 40 años en servicio, con un 36% que han operado en manera ininterrumpida por mas de 50 años. Atentos a la cercanía del fin de la vida estimada en el diseño y con un horizonte de varios años más de operación por delante; sumado a que durante la operación aparecen defectos que afectan la integridad; la compañía considera primordial mantener un Proceso de Integridad de Ductos orientado a:

- 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 orientado al cuidado de la Seguridad y Salud de las personas y el impacto sobre el Medio Ambiente.

El trabajo esta orientado a explicar como se desarrollan los procesos y acciones que aseguran el cumplimiento de estas premisas.

Se muestra además 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.

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. bajo la

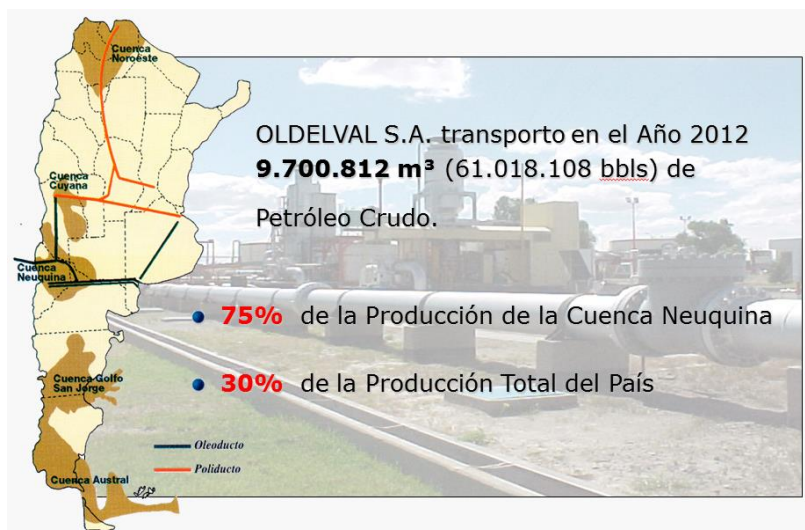


figura de hidrocarburo en custodia.

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 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.

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 de 146.330 HP tanto en turbinas como en motores eléctricos, una capacidad nominal para la disposición transitoria de petróleo de 173.000 m3, lo que nos permite transportar como máximo 36.500 m3 diarios sin la utilización de polímeros reductores de Fricción.

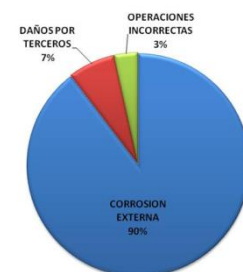


En el sistema de Oldelval S. A. aproximadamente el 70 % de la longitud de ductos instalados superan los 40 años de servicio. El primer oleoducto la compañía fue puesto en servicio en el Año 1.961. La demanda social respecto de la seguridad de las personas y preservación del medio ambiente hace que la gestión de integridad de ductos cobra importancia debido a que durante la operación de los ductos aparecen defectos que disminuyen su integridad. Es importante que como operadores conozcamos los riesgos que esto genera siendo la base para asegurar la integridad del sistema es la evaluación y gestión de los mismos. 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.

ANTECEDENTES

Oldelval S. A. contaba inicialmente con un Programa de Mantenimiento basado en la mitigación de Corrosión Externa. Donde la principal herramienta de diagnóstico eran las herramientas de inspección interna MFL (Flujo Magnético Longitudinal). El monitoreo se realizaba a través de las variables del sistema de Protección Catódica. De esta manera la gestión estaba orientada a la causa de falla de mayor ocurrencia Corrosión Externa.

**Distribución Perdidas y Rotura
1.993 - 1.997**



Fuente de Información
Registros Internos desde 1993 a 1997

Incidentes ocurridos a partir de 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.



DERRAME POR FALLA DEL DUCTO: Stress Corrosión Cracking



DERRAME POR ACCION DE TERCEROS: Excavadora



DERRAME POR ACCION DE TERCEROS: Conexión Ilegal.

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
- Establecer una filosofía de trabajo proactiva.

Política y Estrategia

El contexto de aplicación del Proceso de Integridad está conformado por:

- Política de Integridad de ductos.
- Estrategia para el cumplimiento de la Política.
- Reglamento Técnico para el Transporte de Hidrocarburos Líquidos por Cañería RTHL 1460/2006.
- Códigos 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 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 diagnóstico 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.

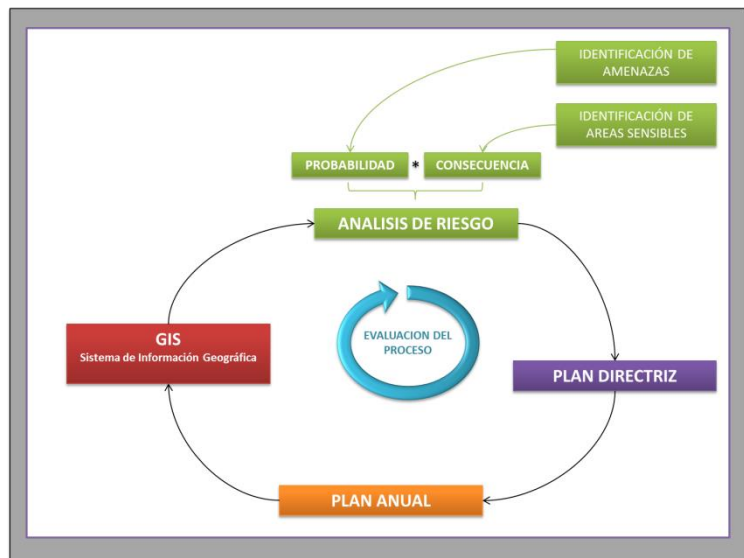
Estrategia

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).

Proceso

El Proceso de Integridad en resumen comprende las siguientes actividades:

- Evaluación de riesgo, como herramienta primaria para la formulación de los planes de aseguramiento de integridad. Para lo cual previamente se identifican Áreas Sensibles y Amenazas.
- Diseño del Plan Directriz para asegurar la integridad en el tiempo.
- Ejecución del Plan Anual. Para lo cual se definen criterios de aceptación y rechazo con los que se evalúan los resultados requerimientos de monitoreo, inspección, mitigación y ensayos.
- Evaluación de integridad, para establecer la aptitud para el servicio.
- Almacenaje y gestión de la información.
- Evaluación de resultados, revisión de los planes y auditorías.



Identificación de Amenazas y Áreas Sensibles

Periódicamente se identifican las amenazas que puedan comprometer la integridad de las instalaciones provocando la ocurrencia de una falla (pérdida y/o rotura) que puede comprometer la seguridad de las personas, el medio ambiente, las operaciones, las instalaciones y la propia reputación de la empresa. La determinación de las áreas se realiza con un taller interdisciplinario utilizando la metodología de recorrer el tramo bajo estudio volcando las posibles amenazas que a criterio y discusión de los participantes pueden afectar la integridad del segmento definido.

Las amenazas identificadas en el sistema son:

- Dependientes del Tiempo: corrosión externa, corrosión interna, stress corrosión cracking, Fatiga.
- Estables en el Tiempo: defectos de fabricación, defectos de montaje.
- Independientes del Tiempo: daño por terceras partes, fuerzas externas, fallas en la operación & mantenimiento, falla en el sistema de protección.

Los ductos, para su evaluación, son subdivididos en segmentos homogéneos considerando los distintos tipos de ambiente y la clase de ocupación desde el punto de vista poblacional. En el caso que en un tramo se caractericen distintos tipos de ambiente u ocupación se considerara el más crítico.

Nivel Ocupacional: Se corresponden con las 4 clases de trazado definidas en la Resolución 1460/SE Punto 401.1., y que está asociada a la cantidad de edificios dentro de la segmentación analizada.

O1: Clase 1 de Trazado, O2: Clase 2 de Trazado, O3: Clase 3 de Trazado, O4: Clase 4 de Trazado

Medio Ambiente: Se corresponde con 4 niveles establecidos en función de los lineamientos establecidos en la Resolución 1460/SE.

A1 (Impacto ambiental bajo): Cuando una pérdida o rotura no tenga repercusión ambiental, el ducto pase por áreas sin utilización, distante de espejos y/o corrientes de agua.

A2 (Impacto ambiental medio): Cuando una pérdida o rotura pueda afectar terrenos con utilización agricultura y ganadería, sin afectación a focos de agua.

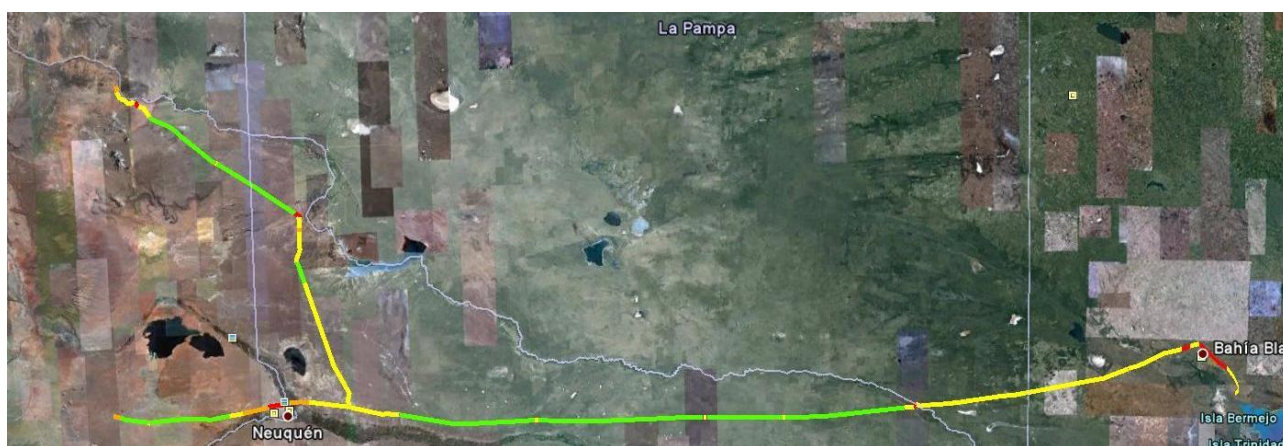
A3 (Impacto ambiental alto): Cuando una pérdida o rotura pueda afectar Rutas Provinciales y/o Nacionales, cruces de agua temporarios (cañadones), áreas de interés Turístico, áreas con actividad económica.

A4 (Impacto ambiental muy alto): Cuando una pérdida o rotura pueda afectar áreas protegidas, reservas naturales, espejos y/o causes permanentes de aguas.

El grado de sensibilidad de área de cada segmento, se obtiene por medio de una matriz como la que se presenta la Figura 2:

Se define como áreas sensible, a las áreas donde una eventual fuga o rotura producirá daños de gran magnitud a las personas y al ambiente. En nuestro sistema se consideran aquellas que se ubican en las zonas rojas y naranja de esta matriz y se grafican en un Mapa de áreas sensibles

AMBIENTE	4				
	3				
	2				
	1				
		1	2	3	4
		OCUPACION			



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 con 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.

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. $Riesgo = \sum (P_i \times C_i)$ En donde P_i es la probabilidad de ocurrencia de un evento particular y C_i es el impacto correspondiente a dicho evento.

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

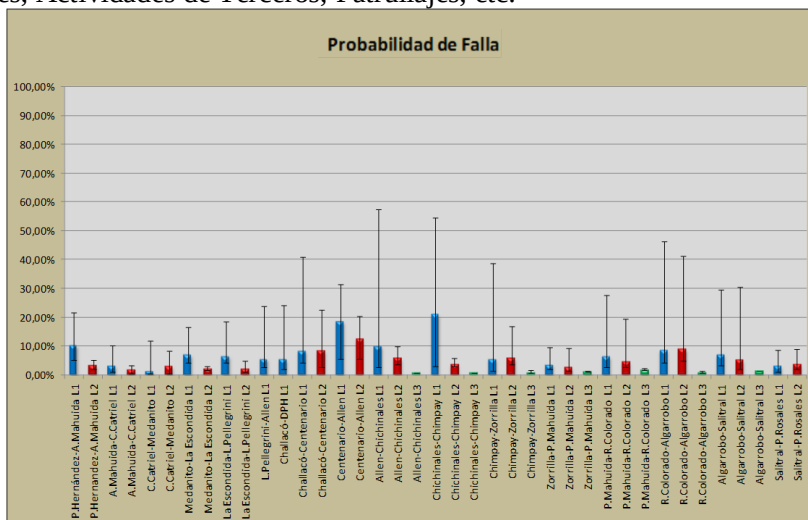
$P_i = (P_{ce} + P_{ci} + P_{dp} + P_{dt} + P_c)$ En donde:

- P_{ce} : Probabilidad de ocurrencia de falla por corrosión externa.
- P_{ci} : Probabilidad de ocurrencia de falla por corrosión interna.

- Pdp: Probabilidad de ocurrencia de falla por defectos planos.
- Pdt: Probabilidad de ocurrencia de falla por daños por terceros.
- Pc: Probabilidad de ocurrencia de falla por condición; agrupando el análisis de defectos geométricos, daño natural, fabricación, montaje, operación, mantenimiento y sistemas de protección.

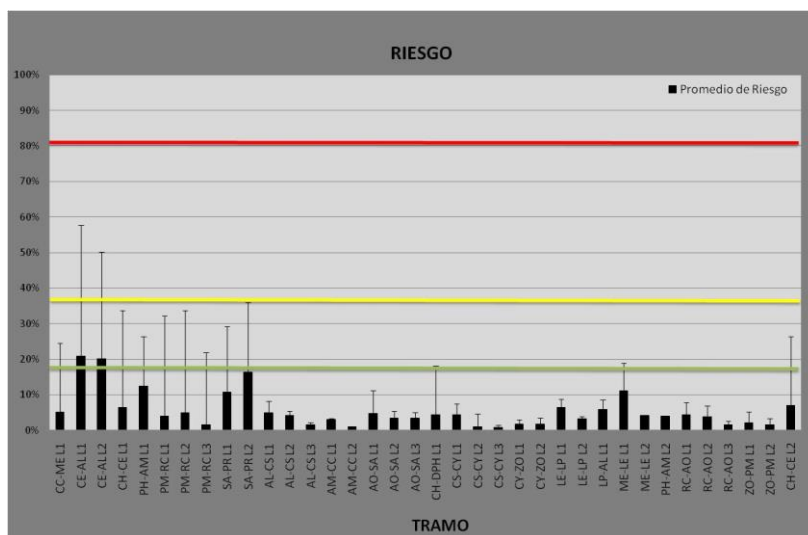
Se ha desarrollado una formula donde intervienen las variables que afectan el mecanismo de falla. Estas fórmulas modelan el mecanismo actuante actual y en algunos casos, cuando el defecto es dependiente del tiempo, proyectan el estado en un periodo de tiempo definido. Esta metodología parte de la base de información que proveen las distintas inspecciones internas, consistente en la detección, clasificación, localización y dimensionamiento de defectos internos y externos debidos corrosión, a defectos de fabricación de las cañerías e imperfecciones ocurridas durante el montaje. Se completa con los distintos relevamientos de Protección Catódica, CIS-DCVG, Cruces, Actividades de Terceros, Patrullajes, etc.

En las Figura se muestran la probabilidad de falla total actualizada para los distintos sectores, correspondientes a línea 1, línea 2 y línea 3. Los valores graficados en forma de barras azules y rojas corresponden a los valores promedio de probabilidad de falla, mientras que las líneas verticales indican los valores máximos y mínimos de probabilidad total correspondiente a cada sector.



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. $Ci = (\text{Factor de Impacto} * \text{Factor de Derrame})$. A efectos de la determinación del Factor de Impacto de la falla se tiene en cuenta fundamentalmente la identificación de Áreas Sensibles. El factor derrame está asociado a la magnitud de la pérdida frente a la ocurrencia de una falla eventual en cada uno de los oleoductos bajo estudio. Dicho factor pondera tanto el tiempo transcurrido entre el inicio de la pérdida y contención de la misma como el causal que genera la ocurrencia de la falla. Los factores que intervienen son: caudal de operación, perfil de presión, propiedades del fluido, tamaño probable de pérdida (surge de las dimensiones de cada defecto), tiempo máximo de derrame hasta lograr su contención.

Finalmente el riesgo es calculado y representado gráficamente en forma de barras negras que corresponden a los valores promedio de riesgo, mientras que las líneas verticales indican los valores máximos y mínimos de correspondiente a cada sector. Las líneas horizontales representan los límites establecidos para definir acciones futuras de monitoreo, reparaciones menores y mayores en el sistema.



Plan Directriz y Anual

Tomando como base la información obtenida de análisis de riesgo, se analizan las acciones que disminuyan el riesgo del oleoducto y se incluyen en este plan para asegurar la integridad de las instalaciones. El plan directriz contempla las acciones necesarias en un lapso estipulado de 5 años, distribuidas en ese periodo según las necesidades y los recursos disponibles. Incluye:

- Plan Inspección Interna
- Plan Reparaciones, Cambios de Tramo y Recoating
- Plan de Colección Y mejoras de datos
- Plan de Acciones Preventivas y Mitigativas Adicionales

Las acciones posibles para tratar los defectos son varias, es decir que, para un mismo problema puede haber más de una solución posible. Para evaluar la solución más conveniente en cada caso se tiene en cuenta:

- Horizonte de proyección de riesgo a 1, 3 y 5 años.
- Población de defectos actuales que requieren reparación,
- Proyección de los defectos no reparados al corto plazo, y que requieran reparación futura al proyectarlo dentro del lapso estipulado.
- Costos estimados de cada una de las alternativas.
- Nivel de riesgo alcanzado una vez realizada la inversión, incluyendo el riesgo actual.

Anualmente se ejecutan las acciones de Monitoreo, Inspección, Reparación y las Acciones Mitigativas planificadas para el periodo.

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 Transversal), 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 implementó un simulador de la operación del ducto y el GIS (Sistema de Información Geográfica). 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.

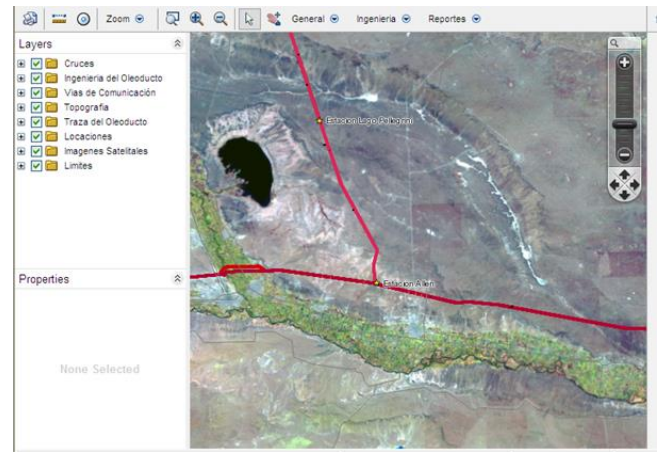
Sistema de información Geográfica

GIS

Dado que constantemente se adquieren nuevos conocimientos sobre las instalaciones como producto de las acciones que se llevan a cabo en nuestro sistema, es fundamental la integración de la información disponible. 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.

La información que impacta en la evaluación de los riesgos a la integridad del sistema de oleoductos de OLDELVAL S.A., proviene de las más variadas fuentes:

- 1. Topología / Topografía del ducto:
- 2. Inspección Interna ILI:
- 3. Protección Catódica:
- 4. Propiedades del Suelo (PH, Resistividad, etc.):
- 5. Reparaciones:
- 6. Planialtimetría:
- 7. Servidumbre:
- 8. Diseño de la Cañería:



- 9. Imágenes satelitales / Entorno Geográfico:
- 10. Equipos de Protección catódica:
- 11. Registro de pérdidas:
- 12. Instalaciones:
- 13. Cruces caminos / Ríos / Líneas de Alta Tensión (LAT) etc.
- 14. Válvulas.
- 15. Población.

Evaluación del Proceso

Es un proceso continuo que incorpora numerosos indicadores que permiten evaluar la efectividad particular de cada plan de acción ejecutado. El principal indicador sobre el estado general del sistema y el grado de control de la integridad del mismo es Fallas Totales Acumuladas / Factor de exposición al daño. Donde Factor de exposición al daño se calcula anualmente como kilómetros instalados por fecha de instalación.

Con el objeto de analizar la evolución de las diferentes amenazas identificadas se utiliza el mismo indicador con apertura por causa.



Conclusiones

El proceso presentado permite minimizar los impactos al medio ambiente, la seguridad y salud de las personas.

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.

El principal desafío es el logro de una comunicación efectiva empresa, organismos gubernamentales y población cercana a la traza de los ductos, con el objeto de lograr un entendimiento de las posibles consecuencias y soluciones de amplio alcance en el espacio y el tiempo.