

La gestión de integridad en un activo de más de 40 años

Por *María Pía Martínez*,
Oldelval SA

Puesto que más del 70% de los oleoductos que opera por Oldelval SA supera los 40 años en servicio, la empresa busca mantener un proceso de integridad de ductos adecuado a las exigencias actuales.

En este trabajo se presenta la evolución en el tiempo del proceso de integridad de ductos y las principales actividades que se desarrollan dentro del marco de la política de integridad de la compañía

Trabajo técnico presentado en el Congreso sobre integridad en Instalaciones de Gas y Petróleo, Buenos Aires, julio de 2010

En abril de 1993, Oleoductos del Valle (Oldelval SA) comenzó la operación del Sistema de Oleoductos. El Estado, a través de YPF SA, cedió el 70% de su participación accionaria a una sociedad concesionaria formada por los productores de petróleo más importantes de la cuenca Neuquina.

El objetivo era transportar hidro-

carburos de los distintos clientes hasta los puntos de entrega; el hidrocarburo transportado pasaba a ser responsabilidad de Oldelval SA mientras se hallara dentro de su sistema, bajo la figura de hidrocarburo en custodia.

Como breve descripción, diremos que el sistema de oleoductos colecta el hidrocarburo prove-



Figura 1. Oldelval SA en la Argentina

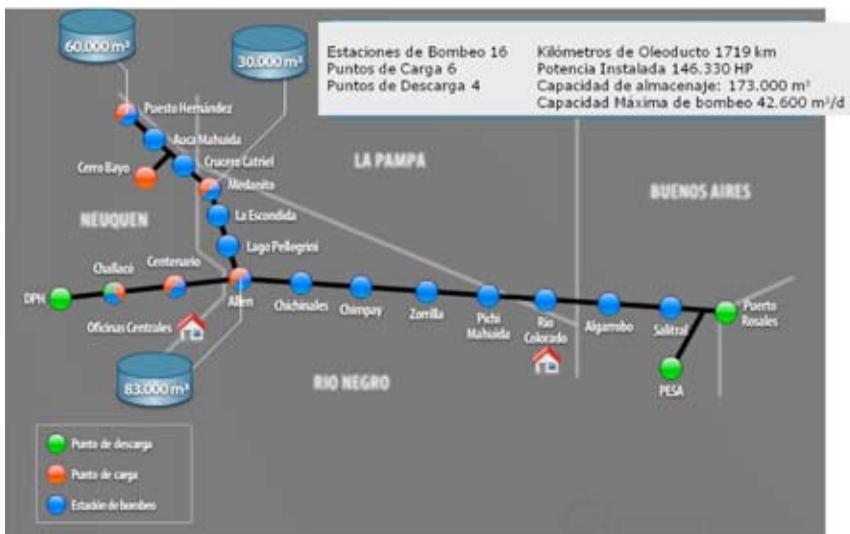


Figura 2. Datos del sistema de oleoductos Oldelval SA, 2010

niente de las zonas de Rincón de los Sauces, Catriel, Plaza Huincul, Challacó, Centenario y Allen (todos en Neuquén), y los transporta a diferentes destinos como la terminal de embarque Oiltanking Ebytem SA de Puerto Rosales en la Costa Atlántica o Petrobras Energía SA (PESA), en Puerto Galván –inmediaciones de Bahía Blanca– (ambos destinos en la provincia de Buenos Aires); en el descargadero de camiones propiedad de YPF SA en Challacó y en el Complejo Industrial Plaza Huincul de YPF SA (ver figura 1).

Al comenzar con las operaciones, el sistema de oleoductos estaba compuesto por 1513 km de cañerías instaladas de 10", 14" y 16" de diámetro, que abarcaban un recorrido

lineal que cubría 888 km de longitud. Actualmente, Oldelval SA tiene instalados 1719 km de cañerías, una potencia instalada de 146.330 hp tanto en turbinas como en motores eléctricos

| Tramo | Línea | Diámetro | Puesta en servicio | Longitud |
|---------------------------|-------|----------|--------------------|---------------|
| Puerto Hernández-Medanito | 1 | 14" | 1971 | 129 |
| Puerto Hernández-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 |

Figura 4. Datos de los tramos de oleoductos

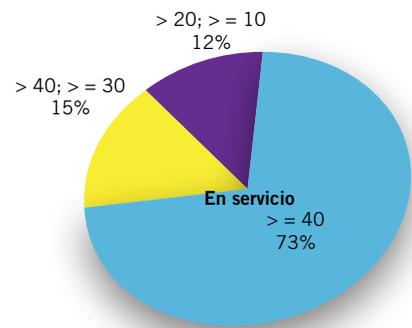


Figura 3. Distribución por años en servicio

cos; y una capacidad nominal para la disposición transitoria de petróleo de 173.000 m³ que le permite transportar un máximo de 36.500 m³ diarios sin utilizar polímeros reductores de fricción (ver figura 2).

Existen oleoductos que, aunque poseen una vida de diseño estimada, cuando el final de esta se acerca aún les quedan muchos años de utilización. Además, como durante su operación aparecen defectos que disminuyen su integridad, 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.

De la longitud del sistema de ductos de Oldelval SA, aproximadamente el 70% supera los 40 años de servicio, según puede observarse en la figura 3. El primer oleoducto de la compañía fue puesto en servicio en 1961, como puede verse en la figura 4. El diámetro predominante es de 14" en el 85% de la longitud del sistema.

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 las directivas empresariales. Así se puede garantizar la detección temprana y el acondicionamiento de defectos críticos, se maximiza la confiabilidad con que se operan las líneas y se reduce al mínimo la aparición de fallas eventuales.

Antecedentes

Inicialmente, la empresa contaba con un programa de mantenimiento basado en la mitigación de la corrosión externa, cuya principal herramienta de diagnóstico era la 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 detectar la causa de falla de mayor ocurrencia, como puede observarse en la figura 5.

Incidentes ocurridos en 1997 y 1998 impulsaron el desarrollo de un sistema de integridad para contemplar el riesgo de falla por distintos mecanismos y considerar sus avances con el tiempo. Se gestionó entonces 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, la empresa cuenta con un Proceso de Integridad de Ductos cuyas metas principales son:

- Asegurar la confiabilidad del sistema, al reducir el nivel de riesgo asociado a la instalación.
- Minimizar la probabilidad de falla a niveles aceptables y en

1998 - SCC - Alto PH



1998 - Hock Crack Fatiga



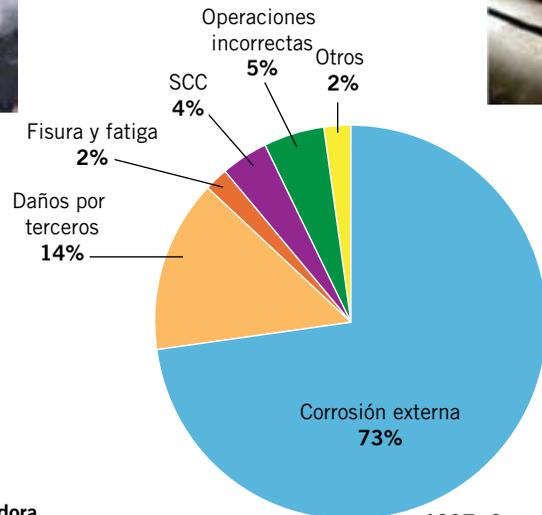
2009 - Retroexcavadora



2003- Corrosión sobre ERW



1997- Corrosión en ERW



Fuente de información: Registros internos desde 1993 a la fecha

Figura 5. Distribución de pérdidas y roturas por causa

concordancia con los intereses del negocio.

- Establecer una filosofía de trabajo proactiva.

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, ver figura 6. 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 570: 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 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 jerarquizando 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 áreas 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).

Figura 6. Políticas y estrategias para la integridad de ductos

Proceso de integridad de ductos

El Proceso de Integridad (figura 7) comprende las siguientes actividades:

I. Proceso inicial, desarrollado para cañerías que se incorporan al sistema:

- Información base, para incluirla en el sistema GIS (sigla derivada del inglés *Geographic Information System*, su traducción es: sistema geográfico de información).
- 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 for-

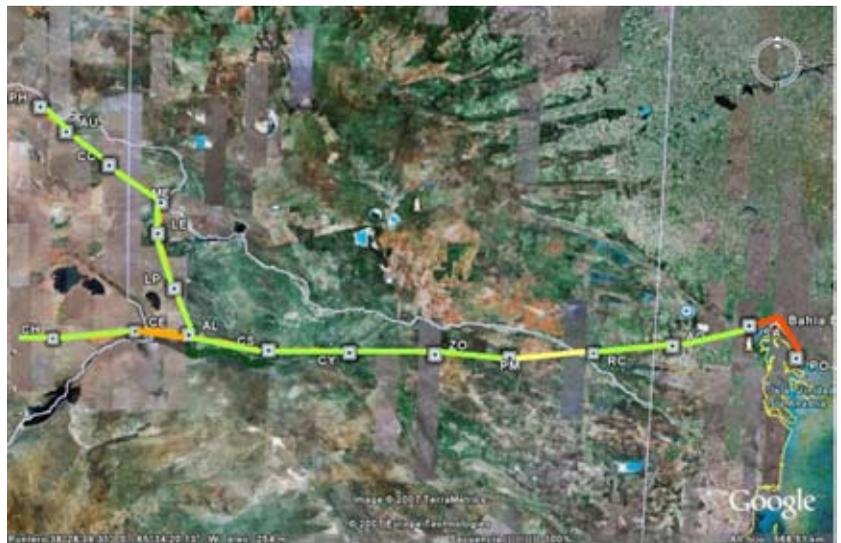


Figura 8. Resumen análisis de riesgo básico

mulación de los planes de aseguramiento de la 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.

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 el GIS: plan altimetría georeferenciada, datos de diseño y montaje.

Luego, se realiza un análisis de riesgo base con metodología de tipo cualitativa, que 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 oleoducto. En la figura 8 pueden verse los tramos evaluados y en escala de colores el nivel de riesgo asociado: para el riesgo bajo el color verde, para riesgo medio el amarillo y para el riesgo alto, naranja, mientras que para el riesgo muy alto, se utiliza el rojo.

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

Resolución 1460 SE/2006

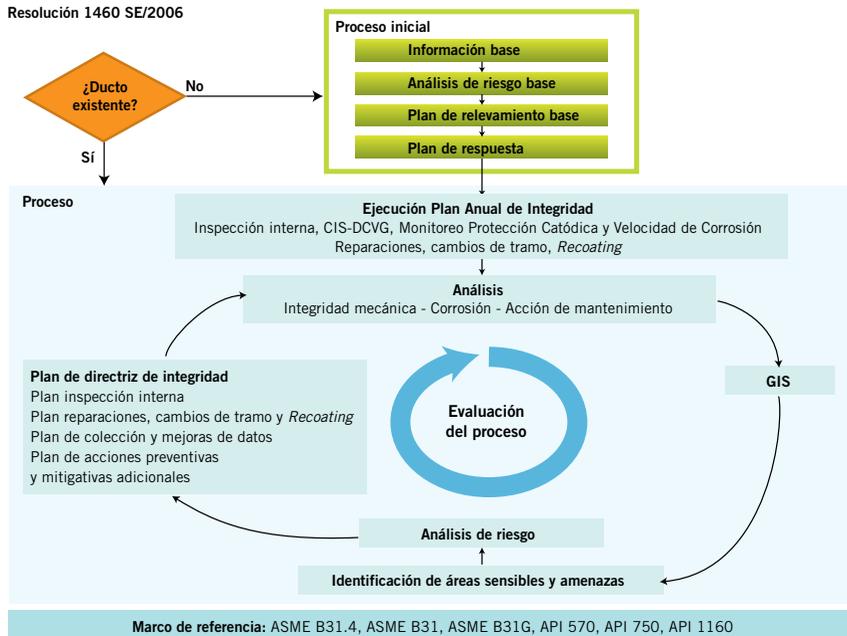


Figura 7. Proceso Integridad de Ductos de Oldelval SA

Proceso

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. Esta 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 anual de reparaciones, cambios de tramo, relevamientos de variables

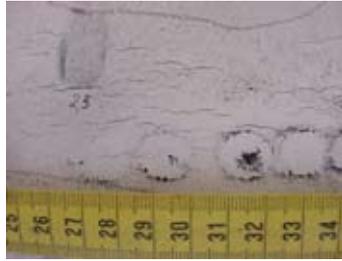
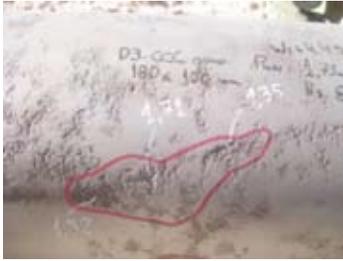


Figura 9. Corrosión externa

de protección catódica, relevamientos de variables de sucesos y ensayos no destructivos.

- Resultados de inspecciones realizadas (figura 9) (inspecciones internas, inspecciones externas, relevamientos paso a paso –CIS–, etc.).
- Cálculo de riesgo de falla, que conjuga todas las informaciones ordenadas y organizadas en el sistema GIS, calculando un valor de riesgo igual a la probabilidad de falla por consecuencia de ocurrencia.
- Modelo de crecimiento de defectos, herramienta que proyecta los defectos en el tiempo.

Análisis

• GIS

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

• Análisis de riesgo

La evaluación de riesgos utilizada es un proceso analítico continuo y semicuantitativo, mediante el cual se determinan los riesgos y tipos de eventos adversos que pueden llegar a impactar sobre la cañería; y determina la probabilidad de que esos eventos o condiciones ocurran. Contempla el nivel de severidad o impacto de las consecuencias que podrían

tener lugar 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.

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

$$Riesgo = \sum (P_i \times C_i)$$

En donde P_i es la probabilidad de ocurrencia de un evento particular y C_i es el impacto correspondiente a dicho evento. Los resultados típicos se reflejan en la figura 10.

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

$$P_i = (P_{CE} + P_{CI} + P_F + P_G + P_{DT} + P_{DN} + P_D + P_{OM})$$

En donde:

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

P_{CI} = Probabilidad de ocurrencia de

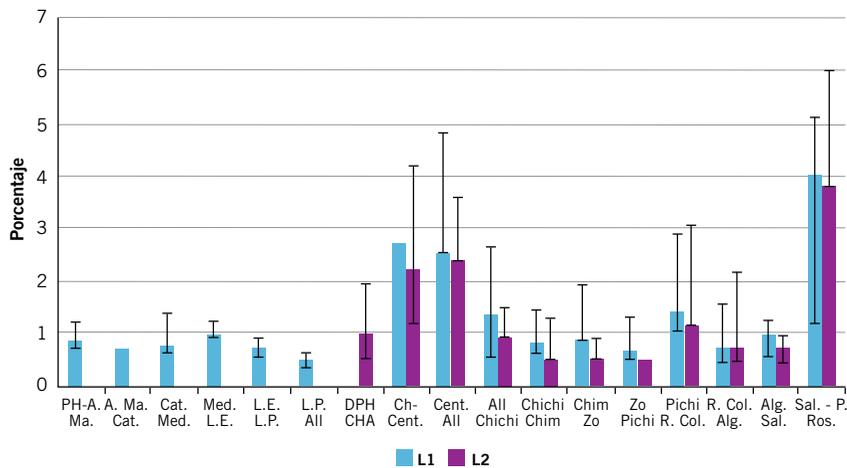


Figura 10. Nivel de riesgo promedio por tramo del sistema y línea. Máximos y mínimos del tramo

ces, actividades de terceros, etcétera.

Para cada índice, un consultor externo ha desarrollado y mantiene una fórmula donde intervienen las variables que afectan al 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 período de tiempo definido.

La ponderación de la consecuencia asociada a la ocurrencia de un evento en particular cuantifica la incidencia de este 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 opinión pública. A efectos de la determinación del factor de impacto de la falla, se tiene en cuenta, fundamentalmente, la identificación de áreas

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.

defectos internos y externos debidos corrosión, a defectos de fabricación de las cañerías, a imperfecciones ocurridas durante el montaje. Se completa con los distintos relevamientos de protección catódica, CIS-DCVG, cru-

Probabilidad de falla por tramo del sistema y línea

Esta metodología (figura 11) parte de la base de información que proveen las distintas inspecciones internas, que consiste en la detección, en la clasificación, en la localización y en establecer la dimensión de los

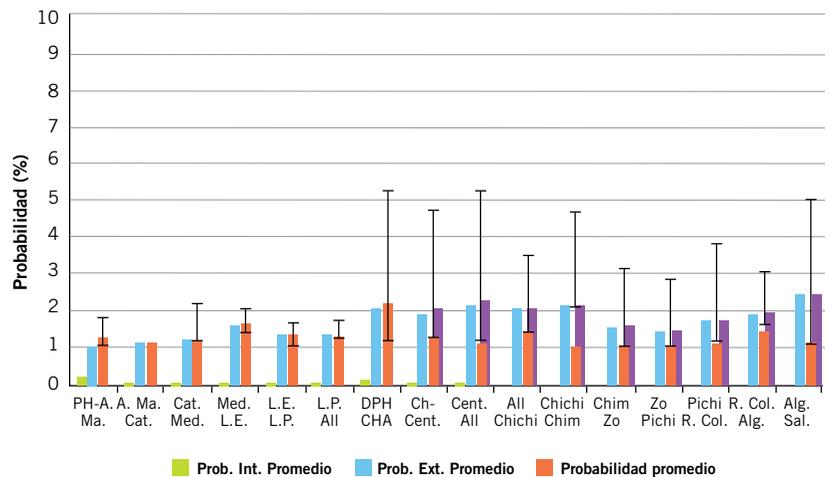


Figura 11. Probabilidad de falla por tramo del sistema y línea. Máximos y mínimos del tramo

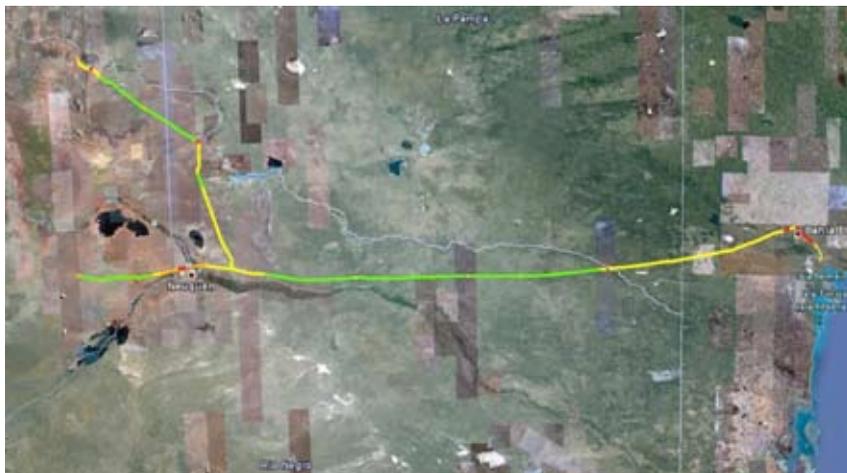


Figura 12. Mapa de áreas sensibles

sensibles, que se establece en función a la clase de ocupación y las características del entorno (figura 12).

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

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.

Evaluación

Luego de realizado el análisis del cálculo de riesgo, se genera un reporte de estado que incluye:

- La 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 y 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 semicuantitativo 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.

Salida del proceso

MAPO (Máxima Presión de Operación)

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

y/o reparaciones o cambios de tramo que son incluidas en el Plan de Mantenimiento.

Plan Director de Integridad

Contempla las acciones que deben realizarse en los ductos y en las estaciones de bombeo en distintos períodos de tiempo, para asegurar el estado de integridad de sus cañerías.

Plan Anual de Integridad de Ductos

Cada año 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, estos se reportan para incorporar al Plan Anual de Integridad de Ductos.

Principales acciones

Desde 1993 la compañía ha 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.

- **Acciones de mantenimiento:** se realizaron cambios de cañerías debido a su estado de integridad, renovación de caños como reparación permanente, excavaciones para reparaciones puntuales y reforrados menores.
- **Acciones de prevención:** se hicieron cambios de traza, instalaciones de trampas de lanzamiento y recepción, Inspección Interna (ILI), Flujo Magnético Longitudinal (MFL), Flujo Magnético Transversal (ILI TFI), Ultrasonido Medición de Espesor de Pared (ILI UTEP), Ultrasonido Detección de Fisuras (ILI UTF), ILI de mapeo, ILI geométrico, relevamientos paso a paso y gradiente (CIS/DCVG), análisis de fatiga y tensión umbral de SCC.
- **Acciones de monitoreo del sistema de oleoductos:** se instaló el sistema Scada, se implementó

un simulador de la operación del ducto y el GIS. Los patrullajes terrestres se sectorizaron y se diferenciaron las frecuencias diarias, semanales y anuales. Además, se telegestionaron equipos rectificadores; y se instalaron estaciones de protección anticorrosiva (EPA) a lo largo de la traza, para monitorear la velocidad de corrosión y los parámetros del revestimiento.

Conclusiones

El proceso presentado permite minimizar los costos asociados a los impactos al medio ambiente, la seguridad y a la salud de las personas; así como las implicancias legales del negocio. Su ponderación es potencial, dado que sólo una vez ocurrido un impacto se conocen los costos asociados, los cuales depende directamente del área afectada y de su sensibilidad. En la práctica, estos costos pueden ir desde los 10.000 dólares estadounidenses (US\$) para una reparación me-

nor con mínima remediación, hasta el millón de dólares 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 de las aéreas sensibles. Por ello, ante la variabilidad de las condiciones operativas y tecnológicas del medio ambiente, se tornan imprescindibles las revisiones periódicas del proceso.

Al mismo tiempo, y 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 uno semicuantitativo.

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 de análisis de fatiga, ambos tipos 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, ya que aparecen nuevos eventos y también recurren algunos que se suponían controlados. ■

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.