

SISTEMA DE GERENCIAMIENTO DE INTEGRIDAD DE OLEODUCTO DE TRANSPORTE

Marcos Jouli, Petro Andina Resources ltd., juanpablo.abriata@petroandina.com

Luciano Carlini, GIE S.A., carlini@giempdp.com.ar

Carlos Manfredi, GIE S.A., manfredi@giempdp.com.ar

Sinopsis

El propósito de este trabajo es presentar las actividades desarrolladas sobre un Oleoducto de transporte recientemente construido, operado en la Cuenca Neuquina, con el objetivo de desarrollar un Sistema de Gerenciamiento de Integridad mecánica cumpliendo así con lo requerido por la Resolución de la SEN 1460/06 Reglamento Técnico de Transporte de Hidrocarburos Líquidos por Cañerías, al mismo tiempo que se introducen mejoras en la operación y mantenimiento, buscando evitar cualquier tipo de efectos adversos para los empleados, el medio ambiente o el público en general.

El SGI (Sistema de Gerenciamiento de Integridad) en ejecución se basa en la evaluación del riesgo de falla del sistema, determinando en forma cualitativa la probabilidad de falla y sus consecuencias. Para esto último se definieron las amenazas a la integridad y las áreas sensibles a lo largo de la traza. Las amenazas más probables son corrosión externa y daño por actividades de terceros.

El desarrollo de la herramienta de gestión incluyó la realización de las siguientes actividades: Recopilación y Validación de la Información de Integridad; Sistema de Base de Datos de Integridad Georreferenciada; Software de Análisis de Riesgo Cualitativo; Análisis de Riesgo Inicial; Desarrollo de Planes de Integridad; Revisión de Procedimientos y Planes de Comunicaciones, Capacitación, Colección y Mejora de Datos, Control de la Corrosión, Medición de Performance y Calidad.

Los resultados de las primeras actividades de inspección permitieron realizar una evaluación base, o inicial, mediante el pasaje de una herramienta de inspección interna de alta resolución y otras actividades de inspección complementarias. Los resultados fueron incorporados a la base de datos georreferenciada y se planea realizar la reevaluación periódica del riesgo, iniciando así un programa de mejora continua que permita gerenciar prioridades, definir los períodos y metodologías de inspección óptimas para disminuir el riesgo operativo del oleoducto.

1. Introducción

El presente trabajo describe el desarrollo del proyecto del Sistema de Gerenciamiento de Integridad para el oleoducto de venta operado por Petro Andina Resources ltd. e incluido en el alcance de la Resolución de la Secretaria de Energía 1460 con el objeto de optimizar la integridad mecánica de las instalaciones e introducir mejoras en la operación y mantenimiento.

La meta perseguida por al implementar el SGI es operar el sistema de tuberías de una manera tal que no se produzcan efectos adversos para los empleados, el medio ambiente o el público en general.

El SGI es la herramienta que determina las acciones, tareas, inspecciones, controles, registros y programas a ser efectuados por la empresa operadora para mantener la integridad de sus sistemas dentro de los niveles de seguridad, disponibilidad y confiabilidad previamente establecidos en la misión, visión, valores y metas corporativas, volviendo entonces al SGI un medio para mejorar la seguridad de los sistemas de ductos y para asignar efectivamente los recursos a fin de:

- Proveer un medio estructurado para el registro y mantenimiento de la información del sistema relacionada a la integridad del mismo.

- Identificar y analizar eventos precursores, presentes y potenciales, que pueden resultar en incidentes relacionados con las líneas de transporte.
- Proveer un medio integrado para examinar y comparar el espectro de riesgos.
- Proveer un medio estructurado para seleccionar, implementar y registrar las actividades para la reducción de riesgos.
- Establecer una metodología que permita rastrear el desempeño del SGI con metas para un mejoramiento continuo.

Los elementos que componen el Sistema de Gerenciamiento de Integridad se presentan en la Figura 1 y consisten en 5 planes: Plan de Gestión de Integridad, Plan de Performance, Plan de Comunicaciones, Plan de Control de Cambios y Plan de Control de calidad.



Figura 1. Esquema del Plan de Gerenciamiento de la Integridad (PGI)

El proceso mas importante del SGI es el Plan de Gestión de Integridad (PI) que es el proceso sistemático el cual permite mantener la operación de las líneas en los niveles adecuados de confiabilidad y seguridad. El mantenimiento en niveles adecuados se obtiene mediante el monitoreo y la ejecución de acciones correctivas en una forma sistemática sobre las amenazas a la integridad o riesgos.

El PI es el proceso que suministra la evaluación inicial de la integridad del sistema de cañerías, junto con la confirmación periódica de la misma (integridad del sistema) a través de la inspección, evaluación y el análisis de los datos tanto históricos como los nuevos que se van recolectando. El PI consta de las siguientes etapas consecutivas:

- Recopilación, Validación e Integración de la información de Integridad.
- La identificación de las amenazas a la integridad y la realización de un análisis de riesgo inicial que permita definir las situaciones o eventos que podrían llevar a una falla de la cañería y sus consecuencias potenciales.
- Elaborar el Plan de relevamiento Base o Plan de Integridad
- Elaborar el Plan de Evaluación y Reparación. Manual de Integridad.
- Ejecutar las inspecciones y Reparaciones necesarias
- Ingresar los nueva información de Inspecciones y reparaciones y definir los periodos de reevaluación
- Recalcular el Riesgo
- Elaborar un nuevo Plan de integridad para cada línea
- (5) Ejecutar las inspecciones y Reparaciones necesarias

Estas 8 etapas definen el esqueleto del Plan de Gestión de Integridad. Las mismas se presentan en la Figura 2.



Figura 2. Esqueleto del Plan de Gestión de Integridad

El desarrollo de Sistema de Gerenciamiento de Integridad (SGI) comprendió las siguientes actividades:

- Actividad 1: Recopilación y Validación de la Información de Integridad.
- Actividad 2: Sistema de Base de Datos de Integridad Georreferenciada
- Actividad 3: Software de Análisis de Riesgo Cualitativo
- Actividad 4: Análisis de Riesgo Inicial
- Actividad 5: Desarrollo de Planes de Integridad
- Actividad 6: Revisión, Desarrollo e Implementación de Manual de Integridad
- Actividad 7: Plan de Comunicaciones
- Actividad 8: Plan de Capacitación (Apéndice Q Res 1460)
- Actividad 9: Plan de Colección y Mejora de Datos (Punto 501.3 de Res. 1460)
- Actividad 10: Plan de Control de la Corrosión (Capítulo VIII de Res. 1460)
- Actividad 11: Medición de Performance
- Actividad 12 Plan de Calidad

2. Desarrollo

2.1. Recopilación y Validación de la Información de Integridad

En esta primera etapa del proyecto se realizó la evaluación preliminar y la recopilación de los datos del oleoducto necesarios para desarrollar el programa de gerenciamiento.

Para realizar la recolección y evaluación de la información se realizaron visitas y reuniones entre personal de la operadora y un equipo interdisciplinario de asesores. Se colectó toda la información

disponible relacionada a la construcción del oleoducto, planialtimetrías, materiales, instalaciones asociadas, estudios previos, prácticas operativas, fallas, presiones, etc., como así también las inspecciones internas realizadas al sistema (ILI). A continuación, se identificó la información faltante o no confiable y para aquella que fuese esencial se establecieron los procedimientos de obtención.

La información fue ordenada, catalogada e integrada bajo un sistema común de referencia.

2.2. Sistema de Base de Datos de Integridad Georreferenciada

En esta actividad se implementó una base de datos que contempló todas las instalaciones del oleoducto alcanzado en un sistema georreferenciado.

Para la ejecución de esta actividad se procedió a la implementación del software Kipu, el cual consta de 3 módulos principales:

- Módulo de Base de Datos: Mediante este modulo se pueden realizar todas las modificaciones y consultas sobre una base de datos definida por PODS™ Association (Pipeline Open Data Standard). Permite cargar diferentes tipos de eventos como instalaciones de la línea, medidas de operación, características geográficas, reparaciones, etc. También cuenta con un modulo con el que se puede gestionar las intervenciones, sus respectivas inspecciones, adjuntar documentos, etc. Para cualquier evento que se cargue el soft cuenta con un modulo de posicionamiento sobre la traza en el que se puede cargar la ubicación del evento en mojon+mts, coordenadas o soldaduras+mts.
- Módulo de GIS: Mediante este modulo se puede visualizar los datos cargados en la base y los resultados del análisis de Riesgo sobre fotos satelitales, además de realizar consultas geográficas. Asimismo, permite separar la información en diferentes capas temáticas y las almacena independientemente, permitiendo trabajar con ellas de manera rápida y sencilla, y facilitando la posibilidad de relacionar la información existente.
- Módulo de Análisis de Riesgo: Se describe detalladamente en la actividad 3.

2.3. Software de Análisis de Riesgo Cualitativo

Para el desarrollo de esta actividad el software, implementado en la actividad anterior, posee un modulo específico que realiza los análisis de riesgo cualitativos en función de la información almacenada en la base de datos, de esta forma se pueden identificar los tramos más riesgosos. El mismo contiene los siguientes módulos:

- Módulo de Análisis de Riesgo
- Módulo de gráficos
- Módulo de usuarios

A partir de la implementación de esta herramienta la operadora. contó con la posibilidad de:

- Calificar cada sección del ducto en términos de riesgo, probabilidad de falla y consecuencia de la ocurrencia de una falla
- Determinar qué tramos de la tubería tienen los valores más altos de riesgo y cuales requieren con mayor prioridad las acciones correctivas
- Confeccionar una lista de prioridades de tramos que requieren planes de manejo de integridad
- Generar gráficos con los resultados y exportarlos
- Definir la segmentación
- Error checking de los datos cargados
- Realizar consultas sobre la base de datos
- Simular escenarios
- Establecer niveles de seguridad.

2.4. Análisis de Riesgo Inicial

En esta etapa del proyecto se realizó un Análisis de Riesgo Inicial cuyo objetivo es determinar que partes o segmentos del oleoducto presentan mayor índice de riesgo respecto de otros segmentos del mismo, a partir del conocimiento de la probabilidad de falla y las medidas de monitoreo y mitigación que se ejecutan.

Las tareas necesarias para el desarrollo de esta actividad fueron desarrolladas por un grupo interdisciplinario de tareas el cuál efectuó la Identificación de Amenazas, la Identificación de Áreas Sensibles, la Segmentación por Tramos, y por último el Análisis de Riesgo Inicial. Para llevar adelante dichas tareas se empleó la información recolectada en la Actividad 1 de acuerdo a las siguientes acciones:

- Identificación y Segmentación de las instalaciones, se identificaron las instalaciones y se dividieron las mismas en tramos a partir de:
 - atributos físicos de las líneas (trampas scraper, cambios de diámetro o espesor, válvulas, derivaciones, etc.),
 - atributos determinados por una muy alta probabilidad de ocurrencia de una amenaza (cruce con otros servicios, cambio en la densidad poblacional, ladera de un cerro, etc.) y
 - atributos relacionados con las consecuencias de una falla (aéreas sensibles identificadas: cruce de parques nacionales, reservas de agua, etc.).
- Identificación de Peligros, se identificaron los posibles peligros que pueden afectar al oleoducto y conducir a una falla del mismo. Se analizaron todas las amenazas a la integridad descriptas en la Resolución 1460/06 de la Secretaria de Energía. Cuando una amenaza fue descartada por considerar que no es aplicable o creíble se generó un informe justificando la decisión.
- Análisis de Frecuencia, se analizó la probabilidad de ocurrencia de los peligros identificados en la etapa anterior (probabilidad de falla). Se adjudicaron índices relativos de acuerdo a la probabilidad de ocurrencia de cada amenaza en cada uno de los tramos en los cuales se dividió el oleoducto. Se adjudicaron índices a cada una de las variables que influyen sobre cada amenaza.
- Análisis de las consecuencias, se determinó el potencial impacto que una falla pueda tener. En esta etapa se delimitaron las áreas sensibles. Se analizaron además las consecuencias al negocio (capacidad operativa) y los eventuales riesgos a la seguridad de terceros o sus bienes.
- Definición del Riesgo: En base a los resultados de los análisis de los índices de probabilidad de falla y consecuencias se definieron los valores de riesgo relativo. Para ello se utilizaron algoritmos a partir de la adjudicación de índices a cada una de las variables que influyen sobre cada amenaza o consecuencia. Como resultado se identificaron los tramos con los índices de riesgos más elevados. Una vez concluido, el análisis de riesgo inicial permitió:
 - Calificar cada tramo del oleoducto en términos de riesgo, probabilidad de falla y consecuencia de la ocurrencia de una falla.
 - Determinar qué tramos del sistema tienen los valores más altos de riesgo y cuales requieren con mayor prioridad las acciones correctivas.
 - Identificar para la priorización de las acciones de inspección y correctivas más apropiadas.

Finalmente el Análisis de Riesgo Inicial permitió identificar los segmentos con los niveles de riesgo más altos, factores que contribuyen a ese riesgo y como resultado de esto generar la base para priorizar y desarrollar las acciones de Integridad o Mantenimiento más apropiadas para reducirlo. Este análisis es de vital importancia para la elaboración de los planes de inspección y mitigación, como así también el conjunto acciones correctivas a implementar en el corto y en el mediano plazo para cada uno de los riesgos identificados.

Las amenazas detectadas para el oleoducto fueron: Corrosión Interna, Corrosión Externa, Defectos relacionados a la fabricación y construcción de la cañería, Daño por Terceros y las Relacionadas con fuerzas externas.

Los tramos con mayor riesgo en los primeros años de operación fueron los que corresponden a las áreas definidas como Áreas Sensibles, las cuales incluyen los cursos de agua mayores (entre ellos en puente ducto sobre el Río Colorado), y el área de explotación de YPF abarcada por el yacimiento Desfiladero Bayo y Puesto Hernández.

El tramo con mayor índice de riesgo fue el comprendido entre la progresiva 76139,54 y la 81878,76, para el cual el factor de mayor contribución al aumento del riesgo es el Factor de Impacto por Fallas como consecuencia de la clasificación de Áreas Sensibles, seguido por el Índice de daño por parte de terceros y el Índice de corrosión externa.

Se evidenció en el desarrollo del Análisis de Riesgo la necesidad de desarrollar e implementar un procedimiento de Puesta en Marcha y otro de Excavaciones a fin de establecer condiciones que preserven la integridad de las instalaciones.

2.5. Desarrollo de Planes de Integridad

El Plan de Integridad tiene por objetivo establecer las medidas de control y mitigación del riesgo establecido por el Análisis de Riesgo Inicial desarrollado en la etapa anterior.

Se estableció un plan de integridad general, de aplicación sobre toda la traza, y planes particulares centrados en los tramos críticos identificados. Se determinaron, para casos particulares, actividades de inspección y mitigación complementarias a las establecidas por la regulación vigente de aplicación y frecuencias mayores de algunas de las actividades a fin de consolidar la condición de integridad y mantenimiento del oleoducto contemplado. Se discutieron los criterios respecto de las metodologías de inspección más efectivas para los riesgos identificados, las medidas de mitigación requeridas para preservar la integridad, las prioridades y urgencias en las inspecciones y los períodos de re-inspección óptimos de cada tramo teniendo en cuenta su importancia para el transporte, el nivel de riesgo relativo definido en la actividad anterior y las amenazas a la integridad que se esperan sobre cada uno.

Se definió la necesidad de actualizar anualmente el Plan de Integridad contemplando las modificaciones producidas en el oleoducto y sus condiciones de operación y mantenimiento, transformándose en el Plan de Inspección. La ejecución de las actividades establecidas en el plan de integridad deben complementarse con los demás planes que comprenden el Sistema de Gerenciamiento de Integridad y los procedimientos y planes existentes y que forman parte de los lineamientos definidos por la empresa operadora

De esta manera las acciones de mitigación tienen sus procedimientos definidos en la actividad 6, los cuales pueden diferenciarse en 4 tipos: Monitoreo, Inspección, Reparación o Educación. Por Monitoreo se entiende, por ejemplo, definir que en determinado segmento se deben realizar recorridos con menor frecuencia a lo previamente establecido, Inspección consiste en definir si se requieren nuevas inspecciones mediante otras técnicas, Reparación puede incluir el aumento de la corriente de protección catódica o la instalación de refuerzos y Educación es educar a terceros sobre la ubicación de la cañería.

Los criterios de evaluación fueron especificados en los procedimientos que así lo requieren junto con los tiempos de respuesta ante la detección de un defecto o anomalía basándose en los tiempos de respuesta requeridos por Resolución 1460/60 de la Secretaria de Energía.

Como resultado de esta actividad se obtuvo un plan de inspección y ensayos general y otros para cada tramo identificado como crítico basado en el Análisis de Riesgo Inicial. Cada Plan de Integridad incluye:

- El detalle de inspecciones o investigaciones que se recomienda realizar
- El intervalo de inspección óptimo para cada tramo
- Recomendaciones de análisis post inspección Interna, cuando sea necesario
- Planes de rehabilitación / reparación
- Intervalos de re-inspección
- Recomendaciones sobre acciones de mitigación / reparación.
- Optimización de la protección catódica
- Reparaciones de tuberías (reemplazo, camisas, elementos compuestos, etc.)

2.6. Revisión, Desarrollo e Implementación de Manual de Integridad

En esta etapa de llevó adelante un programa de implementación, se revisaron los procedimientos existentes y desarrollaron aquellos necesarios para completar un Manual adecuado a los requerimientos de operación del oleoducto. Este manual forma parte del Sistema de Gerenciamiento de Integridad (SGI) cuya implementación permite a la empresa operadora alinearse con las mejores y más modernas prácticas de la industria, además de contar con herramientas para la mejor utilización de sus recursos y de obtener beneficios, tanto para la confiabilidad de sus activos y el cumplimiento de la legislación vigente, como para el cuidado del medio ambiente y la seguridad de sus empleados y terceros.

Este manual establece y describe en forma sistemática las políticas, procedimientos y responsabilidades para llevar adelante las tareas relacionadas con la integridad del oleoducto. El mismo fue desarrollado basándose en la filosofía de la norma API 1160, Managing System Integrity for Hazardous Liquid Pipelines, 2001 y ASME B 31.8S, Supplement to National Standard B 31.8 on Managing System Integrity of Gas Pipeline, 2002. Estos documentos base son fruto de años de estudio y experiencia de la industria hidrocarburos de los Estados Unidos y fueron desarrollados en forma específica para el gerenciamiento de la integridad de ductos.

2.7. Plan de Comunicaciones

En esta etapa del proyecto se desarrolló el Plan de Comunicaciones a implementar por la operadora con el objeto de establecer una comunicación eficiente con todo el personal de la empresa, el público en general, los servicios de emergencia públicos, autoridades de jurisdicción local, regional y nacional, como así también los organismos reguladores. Este plan abarca lo solicitado en el Apéndice N de la Resolución 1460/06 de la Secretaría de Energía respecto al plan de prevención de daños.

El Plan de Comunicaciones se orientó a dar a conocer a todos los mencionados, las actividades relacionadas con la integridad. El plan se dividirá en 4 grupos de interés:

- Comunicaciones internas (Comunicaciones dentro de la compañía y la Unidad de Negocios)
- Comunicación con las autoridades (Comunicación con autoridades municipales, provinciales y nacionales, servicios públicos de emergencias y entes reguladores)
- Comunicaciones con superficiarios
- Comunicaciones con el público en general

Este plan abarca lo solicitado en el Apéndice N de la Resolución 1460/06 de la Secretaría de Energía respecto al plan de prevención de daños.

A lo largo del plan se definieron los roles y responsabilidades del personal involucrado en el mismo, definiendo las tareas a realizar por cada uno de ellos en relación a la comunicación. Se estableció además, las pautas básicas para la comunicación (canales y frecuencia de comunicación, contenido de los mensajes, etc.) con la finalidad de disminuir los riesgos asociados a la operación.

Como resultado de estas actividades de comunicación, la operadora procura:

- Preservar la seguridad pública.
- Asegurar la integridad de las instalaciones y la protección del medio ambiente.
- Reforzar y afianzar las relaciones con los grupos de interés.
- Disminuir la resistencia de los superficiarios a las actividades realizadas sobre el derecho de vía.
- Preservar el derecho de vía.
- Mejorar la respuesta ante emergencias.
- Fortalecer la imagen de la empresa.

El Plan de Comunicaciones enfoca sus esfuerzos en las necesidades de los diferentes grupos de interés, permitiéndole adaptarse a los cambios permanentes, tanto de las propias instalaciones, como en el entorno de estas.

2.8. Plan de Capacitación

En esta etapa del proyecto se estableció el Plan de Capacitación a implementar por la operadora con el objeto de crear un compromiso en las personas que toman decisiones en el área de Operación y Mantenimiento, a fin de generar un incremento de los conocimientos, en forma continua y progresiva, de las personas involucradas en la integridad del oleoducto.

Como componente del proceso de desarrollo de los Recursos Humanos, la capacitación implica, por un lado, una sucesión definida de condiciones y etapas orientadas a lograr la integración de la persona a su puesto y a la organización, el incremento y mantenimiento de su eficiencia, así como su progreso personal y laboral en la empresa. Por otro, un conjunto de métodos, técnicas y recursos para el desarrollo de los planes y la implantación de acciones específicas de la empresa para su normal desarrollo. En tal sentido, la capacitación constituye un factor importante para que el empleado brinde el mejor aporte en el puesto asignado, ya que es un proceso constante que busca la eficiencia y la mayor productividad en el desarrollo de sus actividades, así mismo contribuye a elevar el rendimiento, la moral y el ingenio creativo del capacitado.

Se establecieron como primera medida los requisitos básicos del programa de capacitación y el esquema del mismo, considerando las tareas maestras que pueden afectar el rendimiento del oleoducto o comprometer su operación. Como paso siguiente, en base al organigrama de la operadora., se identificaron los cargos y responsables del programa, desarrollando las responsabilidades de cada uno, así como la capacitación específica de ellos.

Por último, se detallaron los lineamientos de evaluación, las consideraciones de re-evaluación y los intervalos de tiempo entre ellas.

El Plan de Capacitación desarrollado satisface lo requerido por la Resolución 1460, en el Apéndice Q.

2.9. Plan de Colección y Mejora de Datos

Como parte de esta actividad se elaboró un Plan de Colección y Mejora de Datos (PCyMD) a implementar sobre el oleoducto donde se describen las acciones que se deben implementar para mejorar la calidad de los datos incluidos en la base de datos. El plan contiene acciones inmediatas, a corto plazo y a largo plazo.

El objetivo del mismo es describir las acciones a implementar tendientes a coleccionar e integrar, en forma continua, la información relativa a la integridad del oleoducto en operación.

Se definió además la calidad de la información a cargar en la base de datos que alimenta al Análisis de Riesgo, en cumplimiento con los requerimientos establecidos en la Resolución 1460/06 de la Secretaría de Energía para hidrocarburos líquidos. El plan forma parte del proceso de mejora continua y su meta es reunir y conocer la información necesaria que permita tomar las decisiones adecuadas para disminuir el riesgo, como parte del Programa de Gerenciamiento de Integridad.

2.10. Plan de Control de la Corrosión

En esta etapa del proyecto se desarrolló el Plan de Control de la Corrosión el cual se dividió en los siguientes 3 planes:

- Plan de control de la corrosión Externa
- Plan de control de la corrosión Interna
- Plan de control de la corrosión Atmosférica

Este plan tiene como objetivo ser una guía para desarrollar el gerenciamiento de la corrosión, tanto externa, interna y atmosférica del oleoducto en forma efectiva y especializada teniendo en cuenta las particularidades de la operación, en cada uno de los planes particulares se evaluaron los distintos procesos corrosivos aplicables de acuerdo a los modelos de corrosión más adecuados a la condición del oleoducto.

El Plan de Control de la Corrosión contiene los siguientes ítems:

- Características de diseño de instalaciones nuevas para controlar corrosión.
- Monitoreo de Protección Catódica.
- Verificación de condiciones anormales.
- Monitoreo de Corrosión (cupones, probetas).
- Registros de Corrosión.

El plan permitió evaluar con mayor detalle los tramos cuya probabilidad de sufrir daño por corrosión fue identificada como alta en la actividad 4.

2.11. Evaluación de la Efectividad del Sistema de Integridad

La evaluación de la efectividad del Sistema de Integridad se lleva adelante mediante la valoración de indicadores de gestión. Los indicadores de gestión son una herramienta para evaluar la efectividad de las actividades enmarcadas dentro del Sistema de Gerenciamiento de Integridad a través de parámetros cuantificables, permitiendo establecer en forma concisa índices comparables y definiendo su monitoreo a través del tiempo. Estos índices facilitan la detección de áreas o actividades que merecen mayor atención y, por ende, requieren de la implementación de acciones correctivas, asimismo, permiten identificar y sostener aquellas actividades implementadas que han proporcionado mejoras evidentes en la gestión.

En esta actividad se establecieron los indicadores de gestión a utilizar para llevar a cabo, de acuerdo con lo establecido en la Resolución 1460/06 de la Secretaría de Energía en su punto 515, la evaluación periódica de la efectividad del Sistema de Gerenciamiento de Integridad y establecer la metodología para la medición y/o determinación de cada uno de los indicadores involucrados. Como parte del desarrollo del presente documento, se describen los indicadores mandatorios de la Gestión de Integridad contemplados, y la metodología y criterios implementados para su cuantificación y determinación periódica.

Se establecieron los siguientes indicadores mandatorios que deberán ser actualizados periódicamente para evaluar la performance y/o comunicar a la autoridad de aplicación por parte de la operadora:

- Longitud Inspeccionada mediante II / Longitud comprometida en el PRB o PI
- Cantidad de fugas detectadas / Longitud del sistema
- Cantidad de roturas / Longitud del sistema
- Cantidad de Incidentes detectados
- Cantidad de defectos reparados luego de la Inspección Interna (II) / Longitud del sistema
- Cantidad de veces que no se implementó la reparación según el Plan de respuesta (PR)

2.12. Plan de Calidad

El Plan de Calidad tiene por finalidad evaluar el cumplimiento del Sistema de Gerenciamiento de Integridad, en forma fehaciente y documentada. El mismo analiza conjuntamente la efectividad del SGI y el cumplimiento con la regulación vigente aplicable.

Como parte de la actividad se identificaron que procesos deben ser incluidos en el programa de calidad de la compañía evaluando su criticidad en las actividades de operación e integridad del oleoducto. Se incluyó la totalidad de los procedimientos del Manual de Integridad y los procedimientos de operación para formar parte del programa de calidad de la compañía.

Se definió la evaluación y establecimiento de un procedimiento, para garantizar que se cumpla con la totalidad de los requerimientos del Plan de Integridad y Requerimientos del Marco Regulatorio vigente. Asimismo, se definieron los requerimientos mínimos de calidad (calificación del personal, equipamiento mínimo, etc.) que deben establecerse sobre los contratistas que realicen tareas de inspección y/o evaluación a partir de las cuales se tomen decisiones de integridad. Sumado a ello, se establecieron los

puntos básicos, protocolos y frecuencias que deberán cumplir las auditorías técnicas sobre el grado de cumplimiento del Programa de Gerenciamiento de Integridad.

La ejecución de este plan es lo que permitió a la operadora obtener pruebas documentadas del cumplimiento de su propio Sistema de Gerenciamiento de Integridad, evaluando si el mismo está siendo efectivo y se encuentra dentro de los estándares establecidos por las normativas aplicables. Para ello es necesario que se realicen periódicamente, de acuerdo a lo establecido en el plan, auditorías de evaluación.

3. Conclusiones

Se desarrolló, sobre un Oleoducto de transporte en la Cuenca Neuquina, un Sistema de Gerenciamiento de Integridad (SGI) de acuerdo a lo establecido por la normativa nacional de aplicación Resolución SEN 1460/2006 “Reglamento Técnico de Transporte de Hidrocarburos Líquidos por Cañerías”. El SGI se basó en una evaluación de riesgo cualitativa realizada como parte de las actividades del mismo a fin de establecer el nivel de riesgo de cada uno de los tramos del sistema y definir las metodologías de inspección mas adecuadas para cada uno.

Se llevó adelante, como primera actividad, la recolección de la información de integridad del oleoducto necesaria para realizar el análisis de riesgo cualitativo. Este análisis sirvió de base para el desarrollo del proyecto, definiendo las actividades posteriores. A lo largo del trabajo se establecieron las actividades de inspección a desarrollar a fin de mantener el nivel de confiabilidad y seguridad del oleoducto en toda la traza, al mismo tiempo se introdujeron mejoras en la operación y mantenimiento tendientes a evitar cualquier tipo de efectos adversos para los empleados, el medio ambiente o el público en general.

El desarrollo del sistema de gestión incluyó la realización de las siguientes actividades: Recopilación y Validación de la Información de Integridad; Sistema de Base de Datos de Integridad Georreferenciada; Software de Análisis de Riesgo Cualitativo; Análisis de Riesgo Inicial; Desarrollo de Planes de Integridad; Revisión de Procedimientos y Planes de Comunicaciones, Capacitación, Colección y Mejora de Datos, Control de la Corrosión, Medición de Performance y Calidad.

Se logró proveer de un medio estructurado para la gestión de integridad que permita la repetitividad, y por ende, la comparación de los procesos de identificación y análisis de eventos potenciales que puedan afectar la integridad del ducto junto con un registro formal de ello.

Como proceso siguiente se planea realizar la reevaluación periódica del riesgo, iniciando así un programa de mejora continua que permita gerenciar prioridades, así como redefinir los periodos y metodologías de inspección óptimas para disminuir el riesgo operativo del oleoducto.

4. Bibliografía

- RESOLUCIÓN 1460/2006 – “Reglamento Técnico de Transporte de Hidrocarburos Líquidos por Cañerías” – SECRETARIA DE ENERGIA
- ASME B31.4-2006 – “Pipeline Transportation System for Liquid Hydrocarbons and Other Liquids”
- ASME B31.8-2003 – “Gas Transmission and Distribution Piping Systems”
- ASME B 31.8S - 2002 – “Managing System Integrity of Gas Pipeline”, Supplement to National Standard ASME B 31.8
- API STANDARD 1160 – “Managing System Integrity for Hazardous Liquid Pipelines”
- PODS™ (Pipeline Open Database Standard)