

Sistema de Gerenciamiento de Integridad de Líneas de Flujo y Producción de Pozos de BG Bolivia

José Gregorio Aranguren Rivero, Nelson Andrés Betancourt Calatayud,
Daniel Luna Orosco García

Integrity Assessment Services - BG Bolivia

Teléfonos: (+58) 261-7987963 – (+58) 412-7800931 – (+58) 412-7800923 – (+591) 33559551

E-mail: jose.aranguren@iasca.net, nelson.betancourt@iasca.net, daniel.lunaorosco@bg-group.com

Resumen

El modelo del Sistema de Gerenciamiento de Integridad de Líneas (SGIL) que se formula en este trabajo, establece los mecanismos básicos que los operadores de líneas de flujo y producción de pozos deben utilizar para evaluar continuamente los riesgos que representan sus líneas, con el fin de tomar las decisiones necesarias para reducir el número de incidentes. Adicionalmente, dicho plan contempla el desarrollo de los procedimientos necesarios para hacer la evaluación de integridad y reparación de las líneas; se incluye también la revisión de las responsabilidades y determinación de las competencias del personal que debe llevar a cabo la gestión de integridad de las líneas. Finalmente se formulan los indicadores de gestión necesarios para medir la efectividad del plan.

El SGIL se basa en el marco de referencia establecido por las normativas ASME B31.8S y API Std 1160, soportado por el Código de Regulaciones Federales 49 Parte 195 (CFR 195) de EE.UU., API RP 581, API Pub 353; así como en normativas, documentos técnicos y experiencias propias de BG Group – Sucursal Bolivia para el diseño, planeación, ejecución y monitoreo de programas de mantenimiento de líneas, además de la experiencia y soporte técnico de la empresa Integrity Assessment Services (IAS).

Palabras claves: Integridad, Inspección, Mantenimiento, Riesgo.

Introducción

El principal objetivo de un operador de un sistema de tuberías de transporte de hidrocarburos, es transportar sus productos de forma tal que sus acciones no generen efectos adversos sobre sus empleados, el medio ambiente, el público o sus clientes.

Un plan de gerenciamiento de integridad de líneas proporciona los medios necesarios para mejorar la seguridad en los sistemas de transporte y suministra a los operadores los recursos efectivos para:

- Identificar y analizar los actuales y potenciales eventos que pueden generar incidentes en las tuberías.
- Examinar la probabilidad y potencial severidad de la ocurrencia de incidentes.
- Comparar el espectro de riesgos y las actividades necesarias para reducirlos mediante una metodología y los medios integrados para examinarla.

- Establecer sistemas de seguimiento y evaluación de las actividades de reducción de riesgos, con el fin de mejorar el desempeño.

La primera etapa del trabajo incluye la Recopilación, Análisis, Validación y Actualización de la información, siendo esta la fase primordial por representar la base del SGIL.

Posteriormente, se realiza la segmentación de cada línea, con el fin visualizar las particularidades de los componentes del riesgo (probabilidad y consecuencias de falla) a lo largo del tendido de cada línea.

Integridad Mecánica

Puede definirse como una filosofía de trabajo que permite garantizar que todo segmento de tubería, sea diseñado, procurado, fabricado, construido, instalado, operado, inspeccionado, mantenido, reemplazado y/o abandonado en forma

oportuna para prevenir fallas, accidentes o potenciales riesgos a personas, instalaciones y al ambiente, utilizando criterios basados en data histórica, normas y regulaciones internacionales como ASME, ANSI, ISO, API, NACE, ASTM, entre otras.

Objetivos del SGIL

El SGIL contempla una metodología para identificar el riesgo que representan los segmentos de tubería en función de las probabilidades y consecuencias de fallas en áreas de alto impacto. Esto permite modelar la evaluación y mitigación de riesgos, para reducir la posibilidad y las consecuencias de las fallas o incidentes, bajo un costo óptimo de mantenimiento. Para ejecutar el SGIL se requiere de un personal adecuadamente capacitado y la efectividad del plan se mide mediante indicadores de gestión. Por otra parte, el SGIL se apoya en procedimientos de inspección y reparación como medios de mitigación de riesgos.

Implementación de la metodología

La implementación requiere del compromiso de la organización, utilizando procesos integrados, comprensibles y sistemáticos para operar con seguridad y mantener los sistemas de tubería.

El SGIL tiene las siguientes características:

- Flexibilidad y dinamismo para que se ajuste a los cambios del entorno.
- Específico o particular para que se ajuste a las condiciones particulares del activo analizado.
- Capacidad de manejo del cambio que permita la reevaluación de la efectividad de las actividades y modificaciones, atendiendo ajustes en la operación, modificaciones ambientales e incorporación de nuevas tecnologías.
- Es consistente en todos sus elementos y componentes.

La Metodología aplicada para llevar a cabo la estructuración del SGIL se presenta en el siguiente modelo:

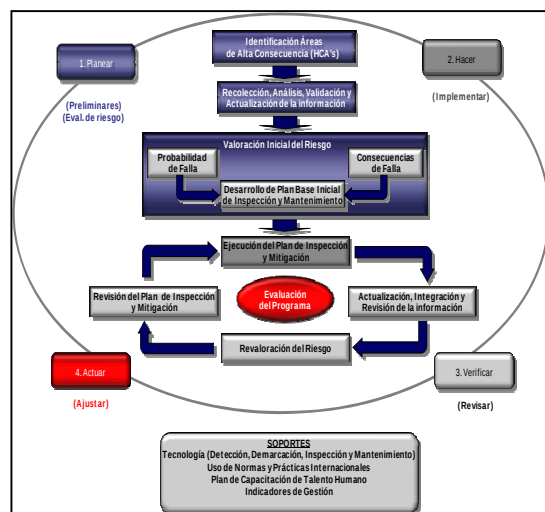


Figura 1. Esquema del Modelo de Gerenciamiento de Integridad Propuesto

A continuación se describen las etapas para la implementación del SGIL:

Etapas 1: Identificación de las áreas de Alta Consecuencias (HCA's)

Las Áreas de Alta Consecuencia o HCA ("High Consequence Area"), están consideradas como aquellos sitios donde una falla en la tubería puede causar efectos adversos a la población, al ambiente y/o en canales de navegación comercial.

Las HCA's se clasifican como:

- Áreas Excepcionalmente Sensibles.
- Áreas Pobladas.
- Vías Acuáticas Comercialmente Navegables.

Etapas 2: Recolección, análisis, validación y actualización de la información

El SGIL se inicia con la recopilación de toda la información disponible de las líneas, su análisis, su validación en campo y la actualización como producto del análisis y validación realizadas. La información típica a ser recolectada se divide en cinco grupos:

- Datos de diseño, material y construcción.
- Datos de los derechos de vía.
- Datos de operación, mantenimiento, inspección y reparación.
- Datos del suelo.

- Datos de incidentes y riesgos.

Esta información debe estar actualizada y validada por las personas capacitadas en las áreas específicas mediante:

- Revisión y confrontación física de los diagramas de tendido de las tuberías.
- Reuniones de validación con los expertos de cada área.
- Comparación de las velocidades de deterioro registradas según las inspecciones y las esperadas o registradas en la bibliografía o en líneas similares.
- Verificación de las variables operacionales en los cuartos de control.

Etapa 3: Valoración inicial del riesgo

El riesgo generalmente se describe como el producto de dos factores principales: la probabilidad de que ocurra algún evento adverso y las consecuencias resultantes de ese evento. Ambos componentes de riesgo deben ser considerados al conducir una valoración de riesgo y al tomar decisiones prudentes basadas en riesgos.

Segmentación de la tubería

El seccionamiento de las líneas permite generar segmentos que se comportaran en forma individual, a los cuales se les debe calcular el nivel de riesgo verificando la probabilidad de falla en función de las amenazas a las cuales son susceptibles y el nivel de consecuencia debido al potencial impacto en las áreas sensibles. Posterior al cálculo de riesgo de los segmentos, se generaran programas para identificar y direccionar sistemáticamente los riesgos en los segmentos de que podrían afectar las áreas de alta consecuencias, donde una fuga o ruptura tendría un gran impacto, incluyendo en áreas altamente pobladas o áreas ambientalmente sensibles.

Clasificación de las amenazas a la integridad de la tubería.

Para la determinación de la probabilidad de falla en una línea, se deben valorar los daños generados por las posibles amenazas que puedan existir o que atenten contra su integridad en cada uno de los segmentos que la conforman. El código ASME 31.8S

establece la existencia de 22 amenazas principales que se consideran pueden atentar contra la integridad de las líneas.

Las amenazas se agrupan en 9 categorías relativas al tipo de fallas y de acuerdo a su naturaleza y características de crecimiento; adicionalmente se clasifican en 3 categorías de tipos de defectos relacionados con su establecimiento o dependencia del tiempo, tal como se presentan en la Tabla 1.

Tabla 1: Clasificación de las amenazas que atentan contra la integridad de las líneas.

En Función del Tiempo	Tipo de Amenaza
Dependientes	1. Corrosión Interna – Adelgazamiento
	2. Corrosión Externa
	3. Agrietamiento por corrosión bajo tensión (SCC) / Fatiga Mecánica
Estables	Defectos de Manufactura
	4. Tubería con Costura Defectuosa
	5. Tubería Defectuosa
	Defectos Relacionados con Fabricación o Soldadura (tendido) de la Tubería
	6. Soldadura circunferencial de la tubería defectuosa
	7. Soldadura de fabricación defectuosa
	8. Arrugas y/o dobleces.
	9. Fallas en el cuerpo del tubo, fallas en las juntas de acople
	Equipos
	10. Fallas en la empaadura o en el O-ring
	11. Mal funcionamiento de los equipos de seguridad, control o alivio
	12. Fallas en los empaques de sello de las bombas
	13. Misceláneos
Independientes	Efectos por Terceros / Daños Mecánicos
	14. Daños infligidos directos, por segundos o por terceros
	15. Daños previos en la Tubería (modos de fallas retardadas)
	16. Vandalismo
	Operaciones incorrectas
	17. Procedimientos operacionales incorrectos
	Fuerzas externas relacionadas con el tiempo o ambientales
	18. Ambiente Frío
	19. Relámpagos (rayos / centellas)
	20. Lluvias pesadas o Inundaciones
	21. Movimientos de la tierra (temblores / terremotos)

Determinación de probabilidad de falla

La metodología propuesta para la determinación de la probabilidad de falla en una línea está alineada con las pautas establecidas por las normativas API RP 581 y API Pub 353. Para calcular la Probabilidad de Falla se usa la ecuación:

$$P_f = gff \times D_F \times F_{MS}$$

De donde,

P_F : Probabilidad de falla del segmento

gff : Frecuencia de falla genérica del segmento

D_F : Factor de daño

F_{MS} : Factor de sistemas de gerenciamiento

El cálculo del factor de daño tomará en cuenta la susceptibilidad a las amenazas a

la integridad de la tubería establecidas en el Código ASME B31.8S (Tabla 1).

Determinación de consecuencias de falla

La metodología propuesta para la determinación de consecuencias de falla contempla dos alternativas de acuerdo a lo establecido en las normativas ASME B31.8S y API RP 581. Se seleccionará la alternativa con el mayor nivel de consecuencias con el fin de tener un análisis más conservador.

Análisis de consecuencias de falla según ASME B31.8S

Este análisis se basa en el cálculo de la Potencial Área de Impacto PIA ("Potential Impact Area"), definida como la eventual área afectada que se genera por una falla en la tubería. La PIA se determina calculando el radio de impacto de una posible falla, tomando en cuenta el diámetro exterior de la tubería y la máxima presión de trabajo permisible tal como se muestra en la ecuación siguiente asociada a la Figura 2:

$$r = 0.69 \times d \times \sqrt{p}$$

De donde;

r: radio de impacto

d: diámetro externo de la línea (pulg.)

p: máxima presión de trabajo permisible – MAOP (psig).

Nota: 0.69 es un factor usado cuando el fluido manejado es gas natural

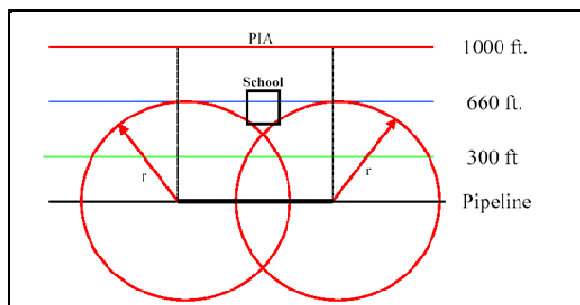


Figura 2 – Potencial área de impacto (PIA) para gasoducto de 30 pulg. y MAOP de 1.000 psig

Análisis de consecuencias de falla según API RP 581

La metodología de Inspección Basada en Riesgo (IBR) de API RP 581 considera las consecuencias de la pérdida de contención de líquidos peligrosos de la línea sometida a presión, el cual puede dar lugar a los siguientes impactos:

- Daños a equipos vecinos
- Daños o lesión seria del personal.
- Pérdidas de producción, y
- Consecuencias indeseables para el medio ambiente.

El cálculo de la PIA mediante API RP 581 es aplicable sólo a las fallas derivadas de amenazas dependientes del tiempo y estos cálculos se realizan en forma cuantitativa tomando en cuenta mayores detalles y parámetros asociados al riesgo como son: fluido manejado, presiones de operación, sistemas de aislamiento, detección y mitigación, tamaño de los agujeros de falla, volumen manejado, tipo de fuga (instantánea o continua), entre otros.

Etapas 4: Plan base inicial de inspección y mantenimiento

Los planes de inspección se generaran con base en los resultados del cálculo de riesgo de cada uno de los segmentos que conforman la línea analizada. Los planes de inspección a desarrollarse estarán dirigidos a la detección y cuantificación de los daños estimados en cada uno de los segmentos. De igual forma, se generarán acciones de mantenimiento y de mitigación derivadas de la revisión de las condiciones actuales de las líneas (reposiciones, reparación de soportes, adecuación del derecho de vía, instalación de sistemas de protección catódica, monitoreo de corrosión interna, etc.).

Etapas 5: Ejecución del plan de inspección y mitigación

Luego de la valoración de riesgo de las líneas, se deben examinar los riesgos más significativos en el sistema y determinar las acciones preventivas o de mitigación que deben ser consideradas para la disminución del riesgo. Para seleccionar la actividad de mitigación más adecuada, se deben

identificar las opciones de control de riesgo que bajen la probabilidad de un incidente en la línea y/o disminuir las consecuencias (actividades mitigativas y preventivas).

Etapa 6: Plan de capacitación del personal

La identificación y asociación de los puestos de trabajo, funciones y responsabilidades, así como los objetivos, misión y visión de la empresa, dará como resultado el reconocimiento de las competencias básicas que envuelven los fundamentos técnicos y científicos y que permitirán disponer de personal calificado para operar y mantener adecuadamente las líneas.

Etapa 7: Evaluación de efectividad del SGIL

Las evaluaciones del SGIL se deben realizar al menos anualmente como medida continua de la efectividad del programa a través del tiempo. Tales evaluaciones deben considerar tanto amenazas específicas como mejoras agregadas. Las evaluaciones específicas de amenazas se pueden aplicar a un área particular de interés mientras que las medidas generales se aplican a todas las líneas incluidas en el programa del SGIL.

Indicadores de Gestión

La definición de los indicadores de gestión para medir la efectividad del SGIL deberá considerar entre otros, los siguientes aspectos:

- a. Control de fallas por las amenazas que atentan contra la integridad de las líneas.
- b. Costos de mantenimiento.
- c. Disponibilidad de las líneas.
- d. Seguridad asociada al proceso de operación y mantenimiento de las líneas.
- e. Riesgo asociado a las líneas.

Auditorías

Las auditorías del SGIL son un elemento importante para evaluar la efectividad del programa y para identificar las áreas de mejora. Se debe establecer una frecuencia de auditoría considerando la medida de desempeño establecida y su base de tiempo particular además de los cambios o

modificaciones realizados al SGIL a medida que evoluciona. Las auditorías pueden ser realizadas por personal interno, preferiblemente personas no involucradas directamente en la administración del SGIL, o por otras fuentes externas.

Beneficios del SGIL

- Determinación y visualización de los niveles de riesgo de la red de líneas de flujo y de producción de los pozos a través de los mapas de riesgo.
- Evaluación comparativa del nivel de riesgo en unidades monetarias de la política de mantenimiento actual Vs la sugerida por la metodología aplicada.
- Evaluación de acciones de mantenimiento (actividades preventivas, predictivas, detectivas y/o correctivas, de inspección, mantenimiento y mitigación de riesgo en general) para cada uno de los segmentos que componen las líneas.
- Direccionamiento del esfuerzo de mantenimiento hacia los segmentos de tubería de mayor riesgo. Establecimiento de las fechas de ejecución de dichas intervenciones en función del riesgo que representan cada uno de los segmentos.
- Reducción de costos por la eliminación de inspecciones ineficientes, extendiendo las fechas de ejecución de las inspecciones y mejorando la disponibilidad de las líneas.
- Definición de las funciones y competencias del personal necesarias y acordes con el SGIL.
- Disponibilidad de indicadores de gestión para medir la efectividad del SGIL, para medir el desempeño del personal y tomar las acciones requeridas para mejorar la gestión de administración de integridad.
- Determinación del Nivel de Riesgo de cada línea, basado en la metodología de IBR de API RP 581 y API Pub 353.
- Modelado del riesgo en función del tiempo para establecer estrategias de inspección que permitan mantener el riesgo de las líneas en niveles tolerables, seleccionando las combinaciones óptimas de las técnicas de END aplicables, sus alcances y fechas de ejecución.

Caso de Aplicación

Aplicación de la metodología para el Sistema de Gerenciamiento de Integridad de Líneas de Flujo y Producción de Pozos de BG Bolivia:

Etapas 1:

De acuerdo con el relevamiento de las líneas realizado en campo, se observó:

- La mayor parte de las líneas se encuentran tendidas en zonas despejadas, lejanas a las áreas pobladas, sólo se detectó una línea relativamente cerca a un punto ganadero.
- Existen cuatro líneas que atraviesan zonas donde existen cruces con pequeños caños o quebradas las cuales se encuentran secas durante la mayor parte del año y se inundan en las épocas de lluvia.
- Una zona que se pudiera categorizar como HCA se detectó en el paso de las líneas en el cruce con un río principal de la zona, la cual es reservorio natural del río, donde además se practica la pesca comercial.

Etapas 2:

Se efectuaron reuniones con personal del departamento de producción de BG Bolivia: Ingeniero de Integridad, Ingeniero de Producción, Supervisores de Operación y Mantenimiento, Supervisor de HSSE y adicionalmente con el personal de fiscalización de YPFB (Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos – Empresa Petrolera Estatal en Bolivia y dueña de los campos de producción), con las siguientes acciones:

- Revisión de las ubicaciones y esquemas de tendido de las líneas.
- Revisión de las características y condiciones operacionales de las líneas.
- Verificación de las variables operacionales a nivel de la planta.
- Resultados de mediciones de espesor de pared en algunas líneas.
- Resultados de la detección y ubicación de las líneas a lo largo de sus tendidos.

- Estudios de DCVG aplicados.
- Resultados del análisis de los riesgos de procesos para la población expuesta con base en la metodología de Análisis de Riesgos para la Planta.
- Plan de Contingencia para Derrame en Líneas de Flujo y de Pozos.
- Señalización de seguridad en la planta.
- Mantenimiento de válvulas.
- Resultados de la inspección de la protección catódica de las líneas.
- Relevamiento geodésico de las líneas con de GPS Submétrico.
- Estudio de corrosión interna de las líneas.
- Historial de fallas de las líneas.
- Especificaciones para la reparación de defectos de revestimiento.
- Registros de calidad y HSSE.

Se realizaron visitas a los pozos y recorridos a las líneas verificándose:

- Condiciones operacionales en cada pozo, tanto en la llegada a las baterías como a la llegada a la Planta La Vertiente.
- Condiciones físicas de las líneas.
- Se constató la existencia de los sistemas de protección catódica a la salida, a lo largo del tendido y a la llegada a Planta La Vertiente.

Se hizo un relevamiento a lo largo del tendido de cada línea desde los Pozos a las Baterías, de los Pozos a la Planta La Vertiente y de las Baterías a la Planta La Vertiente.

Etapas 3:

Las líneas se seccionaron en segmentos de un kilómetro para ser analizados en forma individual. La Base de datos arrojó 15 líneas activas con 122 segmentos, que constituyen 117 Km. de tubería.

Estos segmentos fueron analizados en detalle para la determinación de su probabilidad y consecuencias de falla, con el fin de obtener el riesgo que representan.

En forma general, la mayoría de las líneas poseen excelentes condiciones físicas en las zonas aéreas en las instalaciones de salida y llegada (pozos, baterías, planta).

Sólo se observaron leves daños en el revestimiento en algunos segmentos.

Se estableció susceptibilidad a corrosión/erosión interna en algunas líneas de flujo de pozos productores de arena y cantidades importantes de agua con potencialidad a formar incrustaciones, para lo cual BG Bolivia ya tomó las previsiones del caso (inyección de inhibidores e instalación de desarenadores) con la finalidad de mitigar esta amenaza. El resto de las líneas manejan fluidos limpios que no deberían propiciar corrosión interna; sin embargo se recomendó planificar inspecciones por muestreo con ultrasonido en algunas líneas de pozos y/o inspecciones con chanchos inteligentes en las líneas de flujo de mayor longitud.

Con relación a la corrosión externa, se consideraron como susceptibles algunas líneas inspeccionadas con DCVG donde existen defectos leves en el recubrimiento; sin embargo BG Bolivia hizo adecuaciones de los Sistemas de Protección Catódica cubriendo todos los defectos que representaban un riesgo a la integridad de las líneas.

Las amenazas a la integridad de la tubería asociadas con Defectos de manufactura y fabricación (tendido), fueron consideradas que pueden generar muy pocas posibilidades de fallas asumiendo que se siguieron y respetaron las normas y códigos de diseño y construcción.

Se detectó que la mayoría de las líneas presentan deficiencias en sistema de señalización que las identifica y se debe alertar su presencia cada kilómetro y en las zonas de cruces y cercanías a zonas pobladas, según Código ASME B31.8.

Con relación al derecho de vía, se observaron algunos tramos intransitables por acumulación de tierra, presencia de agua (lodo) y/o rodeados de maleza, que impiden el acceso a las líneas.

Resultados Probabilidad de Falla

En la tabla 2 se muestran los resultados del cálculo de la probabilidad de falla según API RP 581 y API Pub 353:

Tabla 2 – Resultados Probabilidad de Falla

Categoría Probabilidad de Falla	Cantidad de Segmentos	
	No.	%
1	0	0
2	121	99,18
3	1	0,82
4	0	0
5	0	0

Resultados de Análisis de Consecuencias

En la Figura 3 se presenta un esquema de la ubicación de las franjas de seguridad en el tendido de líneas tomada de una práctica internacional para la delimitación de zonas de seguridad en líneas aéreas y enterradas.

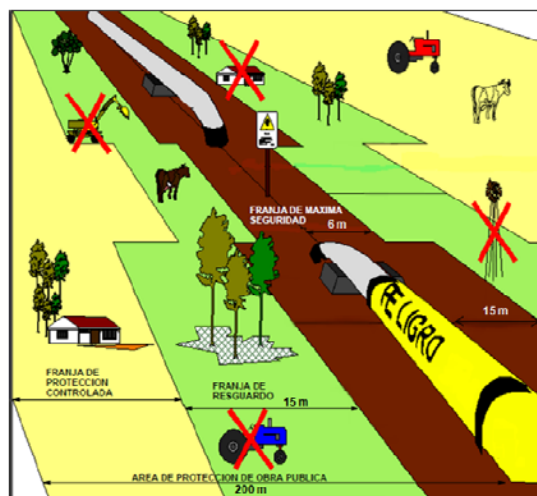


Figura 3 – Esquema de la ubicación de las franjas de seguridad en el tendido de líneas (PDVSA IR-S-16)

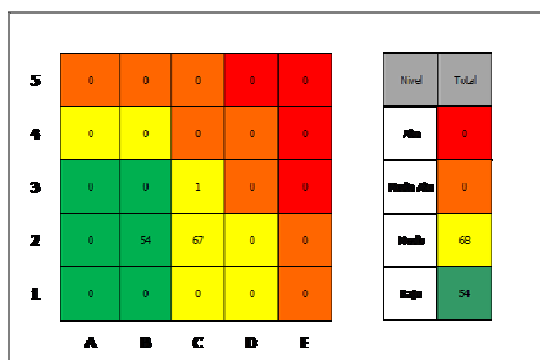
Con base en los criterios establecidos para la determinación de las áreas de consecuencias se calculó la PIA, aplicando tanto ASME B31.8S como API RP 581 (consecuencias por explosión e incendio para daños a personas), cuyos resultados se presentan en la Tabla 3.

Tabla 3 - Resultados Consecuencias de Falla

Nivel de Consecuencias	Cantidad de Segmentos			
	Criterio ASME B31.8S		Criterio API RP 581	
	No.	%	No.	%
A	0	0	0	0
B	0	0	68	55,63
C	11	9,01	54	44,37
D	111	90,99	0	0
E	0	0	0	0

Resultados Análisis de Riesgo

Se diseñó una matriz de riesgo de 5 x 5 donde se incluyen todos los segmentos de tubería analizados, donde se observa que la probabilidad de falla es gobernada por el Factor de Daño, mientras que las consecuencias de falla se deben a la PIA generada por una falla.

**Figura 4** - Matriz de Riesgo Relativo entre segmentos

En la Tabla 4, se muestran los resultados de riesgo relativo para los 122 segmentos:

Tabla 4 – Resultados del Nivel de Riesgo Relativo de los segmentos analizados

Nivel	Total	Porcentaje
Alto	0	0,00%
Medio Alto	0	0,00%
Medio	68	55,74%
Bajo	54	44,26%

Etapas 4:

Con base en los resultados de los análisis de riesgo, se estructuró un plan conformado por tres tipos de

mantenimientos en función de las prioridades y actividades a realizar:

- 1. Plan de acción inmediato** (a corto plazo): orientado a evitar posibles fallas inminentes identificadas en los segmentos de tubería.
- 2. Plan a Mediano y Largo Plazo:** generado de la inspección basada en riesgos realizada a cada segmento de línea.
- 3. Plan Rutinario:** que le permita a BGB identificar de manera temprana condiciones que puedan conllevar a la reducción de la vida útil de las líneas, a fin de que se tomen a tiempo las medidas correctivas aplicables.

Etapas 5:

La inspección de cada segmento de línea puede ser hecha por pruebas de presión o hidrostáticas, inspecciones en línea, valoración directa, otras tecnologías equivalentes, o una combinación de estas técnicas. La selección de la metodología de inspección dependerá de una serie de factores como lo son condiciones de tendido, producto manejado, facilidad de acceso, etc.

Dado a que la gran mayoría y en casi la totalidad de sus longitudes, las líneas de BG Bolivia se encuentran enterradas, se hará mayor énfasis en los procedimientos de inspección asociados a líneas enterradas.

Etapas 6:

Es necesario que el personal ejecutor de las actividades de resguardo de la integridad de las líneas, se mantenga en sintonía con la ejecución del plan, de manera que estas se desarrollen adecuadamente.

Tomando en cuenta que las funciones del coordinador de integridad mecánica, incluirán el aseguramiento de la implementación y continuidad del SGIL, este personal deberá ser competente en las siguientes áreas técnicas:

- Confiabilidad operacional (planes de mantenimiento basados en riesgo).
- Control de corrosión en líneas.

- Ingeniería de materiales.
- Inspección de líneas con END y herramientas inteligentes (chanchos).
- Ingeniería civil y geotecnia.
- Mantenimiento de líneas.
- Administración y aplicación de normas, procedimientos, instructivos y prácticas de integridad de líneas.
- Evaluación y control de los índices de gestión de mantenimiento en la especialidad de líneas.

Por otro lado, el personal de operaciones y ejecutor de las actividades de integridad mecánica deberá tener competencia en:

- Inspección y patrullaje de líneas tendidas a campo traviesa.
- Inspección de líneas con END y herramientas internas instrumentadas.
- Control de corrosión en líneas.
- Actividades de mitigación de riesgo.
- Mantenimiento y reparación de líneas.
- Revisión y aplicación de normas, procedimientos, instructivos y prácticas de integridad de líneas.
- Administración de la información y el conocimiento generado en el desarrollo de la gestión de integridad de líneas.
- Manejo de los índices de gestión de mantenimiento en líneas.

Etapas 7:

Los Indicadores de Gestión recomendados para medir la efectividad del SGIL fueron:

Indicadores Principales

- Costos de Mantenimiento de la Línea Vs. Costos de Reparación: se incluyen los asociados a mitigación por inspección, reparación, reemplazo, monitoreo o contingencia por falla operativa.
- Costos de Mantenimiento Vs. Complejidad Equivalente: complejidad asociada a la infraestructura del sistema (longitud, Ø, espesor de pared, etc.).
- Disponibilidad de las Líneas: (Tiempo total – Tiempo total de Mantenimiento) / Tiempo total.
- Índice Total de Mantenimiento Proactivo del Sistema de Líneas.
- Documentación Órdenes de Trabajo por cada Sistema de Líneas.

- Back Log (Trabajo Acumulado por Documentar).
- Incidentabilidad Ambiental causada por las 22 Amenazas al sistema de líneas.

Indicadores Complementarios

- Disminución del Riesgo: Riesgo Inicial – Riesgo Optimizado luego de aplicación del Plan de Acción.
- Costos Mantenimiento-Riesgo: Costos de Mantenimiento Vs Costos de Falla por NO hacer Mantenimiento.
- Costos Asociados al Riesgo en Función del Aumento de la Confiabilidad (Pólizas de Seguro): Confiabilidad Inicial Vs. Confiabilidad del Sistema luego de aplicado el Plan de Acción.
- Tiempo Asociado a Fallas: No. de Fallas antes del Plan Vs. No. de Fallas luego de aplicado el Plan de Acción.
- Cantidad de adiestramiento suministrado al personal de integridad de líneas.

Auditorias

Como punto de partida para desarrollar un programa de auditoría para el SGIL, se listaron los siguientes elementos de auditoría esenciales:

- Los procedimientos del SGIL y las descripciones de tareas están por escrito, actualizados y disponibles.
- Las actividades se desarrollan de acuerdo con el plan.
- Se ha asignado un individuo responsable por cada elemento.
- Las referencias apropiadas están disponibles para cada individuo responsable.
- Los individuos han recibido la preparación adecuada.
- Todas las actividades requeridas se encuentran documentadas.
- Todos los elementos de acción están ajustados al tiempo.
- Los criterios de riesgo empleados han sido revisados y documentados.
- Los criterios de prevención, mitigación y reparación han sido establecidos, ajustados y documentados.

Referencias

- (1) Aranguren J., Bravo J., Medina R., Materán E.; Generación de Planes Óptimos de Inspección para Equipos Estáticos en Instalaciones Petroleras, Congreso ACIEM 2007
- (2) Aranguren J., Bravo J., Medina R., Materán E.; Estudios de Ingeniería de Confiabilidad para soportar Políticas de Mantenimiento de Ductos, 3a. Jornada Andina de Ductos ACIEM. 2006
- (3) Bravo, J.; Modelo Costo Riesgo para Optimizar la Estrategia de Ejecución de los Proyectos de Mantenimiento de Equipos Estáticos de Las Estaciones de Flujo en el Lago de Maracaibo. 2002.
- (4) API-COD-570; Piping Inspection Code Inspection, Repair, Alteration, And Rerating Of In/Service Piping Systems Second Edition; Addendum 1. 2000
- (5) API Pub 353; Managing Systems Integrity Of Terminal And Tank Facilities. 2006.
- (6) API-PUB-581; Risk-Based Inspection Base Resource Document 1a Edition. 2000
- (7) API-RP-571; Damage Mechanisms Affecting Fixed Equipment In The Refining Industry. 2003
- (8) API-RP-581; Risk-Based Inspection Technology 2a Edition. 2008
- (9) API STD 1104; Welding Of Pipelines And Related Facilities. 2005
- (10) API-STD-1160; Managing System Integrity for Hazardous Liquid Pipelines. 2001
- (11) ASME SECC. V; Non-Destructive Examination. 2000
- (12) ASME B31.3; Process Piping. 2004
- (13) ASME B31.G; Manual For Determining The Remaining Strength Of Corroded Pipelines. 1991
- (14) ASME B31.4; Pipeline Transportation System For Liquid Hydrocarbons And Other Liquids. 1998
- (15) ASME B31.8; Gas Transmission And Distribution Piping System. 2000
- (16) ASME B31.8S; Managing Systems Integrity Of Gas Pipelines. 2001
- (17) ASME PCC-2; Repair Of Pressure Equipment And Piping. 2008
- (18) PDVSA IR-S-16; Determinación de Zonas de Seguridad en Instalaciones Industriales y Áreas de Protección de Obra Pública. 2000
- (19) 49CFR195; Transportation of Hazardous Liquids By Pipeline. 2003

1. Nombre de los autores:

- José Gregorio Aranguren Rivero - IAS
- Nelson Andrés Betancourt Calatayud - IAS
- Daniel Gonzalo Luna Orosco Garcia – BG Bolivia

2. Teléfonos:

- (+58) 261-7987963, 412-7800931,
- (+58) 412-7800923,
- (+591) 33558821

3. Dirección de los autores:

- a. Residencia: Urbanización Buena Vista, Av. Principal con Calle 1, Edif. Buena Vista Apto. C-6, Cabimas CP 4013, Estado Zulia – Venezuela.

b. Oficina:

- Integrity Assessment Services Ltda.: Av. José Estenssoro No. 250, Santa Cruz de la Sierra - Bolivia.
- BG Bolivia: Cuarto Anillo entre Av. Roca y Coronado y Av. El Palmar, Santa Cruz de la Sierra – Bolivia.

c. E-mail:

- jose.aranguren@iasca.net
- nelson.betancourt@iasca.net
- daniel.lunaorosco@bg-group.com