

UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERÍA
FACULTAD DE INGENIERÍA MECÁNICA



**“METODOLOGÍA PARA IMPLEMENTAR UN
SISTEMA DE GESTIÓN DE INTEGRIDAD EN DUCTOS
DE TRANSPORTE DE GAS NATURAL”**

TESIS

**PARA OPTAR EL GRADO ACADÉMICO DE MAESTRO EN INGENIERÍA
CON MENCIÓN EN APLICACIÓN ENERGÉTICA DEL GAS NATURAL”**

ELABORADO POR

ADAN SÁNCHEZ OBREGÓN

ASESOR

MSc. ESTEBAN CASTELLANOS BORRERO

LIMA – PERÚ

2014

AGRADECIMIENTO

Esta investigación es el resultado del esfuerzo y dedicación no solo de su autor, sino también del trabajo desinteresado de otras personas, quienes de uno u otro modo han contribuido con generosidad en su realización.

En primer lugar, debo agradecer a Dios, por haberme permitido la realización de esta investigación, la cual significa la concreción de una de mis metas personales.

Agradezco a mi madre, esposa, hijos y hermanas quienes son ejemplo de perseverancia, trabajo y unión familiar, les agradezco por sus colaboraciones de forma permanente, comprensión y soporte emocional.

Finalmente, manifiesto mi gratitud a mi asesor MSc. Esteban Castellanos Borrero por su asesoramiento y ayuda en el desarrollo de esta investigación.

DEDICATORIA

*Dedico este trabajo a mi madre
Ricardina Obregón Cerda de Sánchez,
mi hija Camila Sánchez Flores
y a mi familia en general por todo
el amor y el apoyo que me brindan.*

RESUMEN

El Sistema de Gestión de Integridad en Ductos es un tema que viene siendo analizado en otros países desde hace pocos años, esto implica un proceso sistemático e integrado que permite evaluar los riesgos que actúan sobre los ductos. Este tema tomó relevancia en el Perú luego de las roturas en el ducto de líquidos de gas natural (2005) de CAMISEA. El Ministerio de Energía y Minas aprobó mediante D.S. 081-2007-EM el Reglamento de Transporte de Hidrocarburos por Ductos en donde se establecen requerimientos específicos sobre la integridad en ductos, algunos requerimientos no fueron cumplidos dentro del plazo establecido.

El objetivo de esta investigación es determinar el grado de conocimiento de los profesionales del sector hidrocarburos sobre la implementación de un Sistema de Gestión de Integridad en ductos de transporte de gas natural y proponer una metodología al respecto en base al marco normativo peruano.

Se realizó una investigación principalmente de tipo exploratorio y descriptivo; fue exploratorio debido que consistió en analizar un tema poco estudiado y descriptivo porque consistió en describir situaciones y contextos para determinar características del tema analizado. Se aplicó un cuestionario auto administrado con el que se exploró las variables que dan respuesta al objetivo.

La presente investigación logró demostrar que los Supervisores del OSINERGMIN (profesionales del sector hidrocarburos) no tienen un adecuado conocimiento para implementar y supervisar un Sistema de Gestión de Integridad en ductos de transporte de gas natural. Asimismo, se propone una metodología para implementar dicho sistema.

Palabras Claves: Sistema de Gestión de Integridad, Integridad de Ductos, Evaluación de Riesgos, Supervisores del OSINERGMIN, Amenazas y Falla.

ABSTRACT

Management System Integrity of Pipelines is a subject that has been analyzed in other countries for the last few years, this implies a systematic and integrated process that identifies threats acting on the pipeline system. This topic made relevant in Peru after the breaks in the pipeline natural gas liquids (2005) of CAMISEA. The Ministry of Energy and Mines approved the Regulation of Transportation of Hydrocarbons by Pipeline wherein specific requirements are established, some requirements were not met within the period specified in the regulations.

The objective of this research is to determine the level of knowledge of the hydrocarbons sector professionals on the implementation of a Management System Integrity pipeline to transport natural gas and propose a methodology based in the Peruvian regulatory framework.

The investigation was conducted primarily like exploratory and descriptive; was exploratory because it consisted of analyzing a subject little studied and descriptive because it was to describe situations and contexts to determine characteristics of the subject studied. It was applied a self-administered questionnaire that explored the variables that respond to the goal.

The present investigation failed to demonstrate that the Supervisors of OSINERGMIN (hydrocarbons sector professionals) do not have adequate knowledge to implement and supervise an Integrity System pipeline transportation of natural gas. It also proposes a methodology to implement this system.

Keywords: Management System Integrity, Pipeline Integrity, Risk Assessment, Supervisors OSINERGMIN, Threats and Failures.

TABLA DE CONTENIDO

	Página
AGRADECIMIENTO	II
DEDICATORIA	III
RESUMEN	IV
ABSTRACT	V
ÍNDICE DE TABLAS	IX
ÍNDICE DE FIGURAS	XI
GLOSARIO DE SIGLAS	XII
INTRODUCCIÓN	1
CAPÍTULO I. DESCRIPCIÓN Y ASPECTOS GENÉRICOS DE LA INVESTIGACIÓN	
1.1 Ámbito del desarrollo de la Investigación	4
1.2 Antecedentes bibliográficos de la Investigación	4
1.3 Planteamiento y Formulación del Problema	9
1.3.1 Planteamiento de la Realidad Problemática	9
1.3.2 Formulación del Problema	10
1.4 Objetivos	11
1.5 Hipótesis	11
1.6 Variables e Indicadores	12
1.7 Metodología de la Investigación	13
1.7.1 Población y Naturaleza de la Muestra	13
1.7.2 Recolección y Análisis de Datos	16
1.7.3 Acciones Complementarias con Organizaciones del Sector	19
1.7.4 Sistema de Gestión de Integridad (SGI)	21
1.8 Justificación e Importancia de la Investigación	25
CAPÍTULO II. MARCO TEÓRICO, CONCEPTUAL Y LEGAL	
2.1 Marco Teórico	27
2.1.1 Sistema de Transporte de TgP	27
2.1.2 Fallas en el Ducto de Transporte CAMISEA	31
2.1.3 Gestión de Integridad en el Exterior	41

2.2	Marco Conceptual	49
2.3	Marco Legal	54
2.3.1	Normativa Peruana	54
2.3.2	Normativa Internacional	56
2.3.3	OSINERGMIN	57

CAPÍTULO III. METODOLOGÍA PARA IMPLEMENTAR UN SISTEMA DE GESTIÓN DE INTEGRIDAD (SGI)

3.1	Reglamento Peruano	59
3.2	Programa de Gestión de Calidad	60
3.3	Programa de Gestión de Integridad	66
3.3.1	Elementos del Programa según norma ASME B31.8S	66
3.3.2	Relación entre los Elementos del Programa y en Anexo 2 del Reglamento	68
3.3.3	Manual de Integridad de Ductos	69
3.4	Plan de Gestión de Integridad	69
3.4.1	Identificación de Peligros Potenciales	69
3.4.2	Recopilación, Revisión e Integración de Datos	72
3.4.3	Evaluación del Riesgo	77
3.4.4	Evaluación de Integridad	84
3.4.4.1	Metodologías	85
3.4.4.2	Evaluación y Documentación Entregable	89
3.4.5	Respuesta a la Evaluación de la Integridad	90
3.5	Aplicaciones	96
3.5.1	Determinación del Riesgo en el Ducto Principal de Gas Natural en Lima y Callao	97
3.5.2	Modelamiento mediante software de Elementos Finitos para determinar el efecto de la interacción Suelo-Ducto	104

CAPITULO IV. ANÁLISIS DE RESULTADOS Y CONTRASTACIÓN DE HIPÓTESIS

4.1	Supervisores del OSINERGMIN (Profesionales del Sector Hidrocarburos)	109
4.1.1	Resultado de la Encuesta	109
4.1.2	Contrastación de Hipótesis	110

4.2 Organizaciones del Sector Hidrocarburos	118
4.3 Sistema de Gestión de Integridad (SGI)	122

CONCLUSIONES	124
---------------------	-----

RECOMENDACIONES	129
------------------------	-----

BIBLIOGRAFÍA	131
---------------------	-----

APÉNDICE

A-10	CARACTERÍSTICAS DE UN MÉTODO EFECTIVO DE EVALUACIÓN DEL RIESGO Y UN CUESTIONARIO PARA LA SELECCIÓN DE DICHO MÉTODO
A-20	INFORMACIÓN SOBRE EL RIESGO DETERMINADO EN EL DUCTO PRINCIPAL DE GAS NATURAL EN LIMA Y CALLAO (EJERCICIO APLICATIVO)
A-30	SÍNTESIS DE LA METODOLOGÍA PARA IMPLEMENTAR UN SISTEMA DE GESTIÓN DE INTEGRIDAD EN DUCTOS DE TRANSPORTE DE GAS NATURAL

ÍNDICE DE TABLAS

TABLA	Página
1 Supervisores del OSINERGMIN (S2, S1 o SR)	14
2 Cuestionario sobre gestión de integridad – Supervisores del OSINERGMIN (Profesionales del sector hidrocarburos)	18
3 Cuestionario sobre gestión de integridad – Empresas del sector hidrocarburos en el Perú	20
4 Cuestionario sobre gestión de integridad – Organizaciones del sector hidrocarburos fuera del Perú	22
5 Resumen de fallas ocurridos en el ducto LGN (CAMISEA)	31
6 Categoría de Riesgo (Exponent - TgP)	33
7 Matriz de riesgos (ducto LGN) – Mayo 2006 (Línea Base)	34
8 Matriz de riesgos (ducto LGN) – Septiembre 2006 (Evaluación)	34
9 Matriz de riesgos (ducto LGN) – Octubre 2006 (Re-evaluación)	35
10 Frecuencias de rupturas por deslizamientos de terrenos en ductos andinos	36
11 Reporte de hallazgo N°: CAM/QUAL/FCA/3/001 (SGC)	37
12 Reporte de hallazgo N°: CAM/ILI/ADR/1/02 (Inspección Interna por Herramienta)	38
13 Reporte de hallazgo N°: CAM/GEO/HENG-NYMAN/1/001 (Análisis de Accidentes)	39
14 Información estadística de incidente Octubre 2004 – Marzo 2006 (México) Sustento NOM-027-SESH-2010	42
15 Resumen de reparaciones en ductos de líquidos peligrosos USA (2001-2009)	45
16 Resumen de reparaciones en ductos de gas USA (2004-2009)	46
17 Relación entre la norma ISO 9001:2008 y en Anexo 2 del Reglamento	63
18 Relación entre los elementos del programa de gestión de integridad y el Anexo 2 del Reglamento	68
19 Categorías y amenazas potenciales	71
20 Información requerida para la evaluación del riesgo	73
21 Documentos típicos para la evaluación del riesgo	74
22 Equipo utilizado en inspección interna y detección de indicaciones	86
23 Métodos de reparación definitivos	92

24	Métodos aceptables de prevención/detección	94
25	Determinación del riesgo mediante el modelo de indexación	102
26	Determinación de las coordenadas para dibujar el segmento analizado	106
27	Resultado del cuestionario sobre gestión de integridad – Profesionales del sector de hidrocarburos en el Perú	109
28	Resumen del análisis de las hipótesis específicas	117
29	Resultado del cuestionario sobre gestión de integridad – Empresas del sector de hidrocarburos en el Perú	119
30	Resultado del cuestionario sobre gestión de integridad – MINEM OSINERGMIN	120
31	Resultado del cuestionario sobre gestión de integridad – Organizaciones fuera del Perú	121
32	Promedio de incidentes y daños a la propiedad USA	126
33	Respuesta inmediata a la evaluación de integridad USA (2004-2009)	126
34	Programa de Implementación del Sistema de Integridad de Ductos (SID) OSINERGMIN GFGN 2012	127
35	Programa de Implementación del Sistema de Integridad de Ductos (SID) OSINERGMIN GFHL 2012	128

ÍNDICE DE FIGURAS

FIGURA	Página
1 Línea principal del sistema de transporte de GN	28
2 Línea principal del sistema de transporte de LGN	29
3 Mapa del ducto de LGN	30
4 Ubicación de las fallas (incidentes) en el ducto de LGN	32
5 Incidentes, fugas y fallas en ductos de gas (HCAs) USA (2004-2009)	47
6 Causas de los incidentes significantes en todos los sistemas de ductos USA (1990-2009)	47
7 Derrames por año – CONCAWE EUROPA (1971-2008)	48
8 Índice de derrames por año/1000KM – CONCAWE EUROPA (1971-2008)	49
9 Diagrama de interacción de procesos – Sistema integrado de gestión	65
10 Elementos del programa de gestión de integridad – ASME B31.8S	65 66
11 Proceso del plan de gestión de integridad	70
12 Esquema de modelo de indexación	97
13 Ducto principal de gas natural en Lima y Callao	100
14 Nivel de protección del ducto (suma de índices)	103
15 Determinación del riesgo por segmentos	103
16 Proceso de evaluación de fallas por problemas geotécnicos	104
17 Representación esquemática del desplazamiento	105
18 Dibujo en el espacio del tramo a analizar (Ducto 14")	106
19 Patrón de desplazamiento del deslizamiento	107
20 Esfuerzos (Von Mises) en el tramo a analizar	108
21 Contraste de Hipótesis para una proporción – Regiones de Aceptación	110
22 Metodología para implementar un SGI en ductos de transporte de gas natural Diagrama de flujo	123

GLOSARIO DE SIGLAS

- AAC:** Área de Alta Consecuencia
- BID:** Banco Interamericano de Desarrollo
- BOOT:** Build, Own, Operate & Transfer
- COGA:** Compañía Operadora de Gas del Amazonas
- DDV:** Derecho de Vía
- DOT:** Departamento de Transporte - USA
- GIS:** Sistema de Información Geográfica
- GN:** Gas Natural
- GFGN:** Gerencia de Fiscalización de Gas Natural
- GFHL:** Gerencia de Fiscalización de Hidrocarburos Líquidos
- KP:** Kilométrico Progresivo
- LGN:** Líquidos de Gas Natural
- MAOP:** Máxima Presión de Operación Permisible
- MOP:** Máxima Presión de Operación
- MINEM:** Ministerio de Energía y Minas
- MMSCFD:** Millones de pie cúbico por día (MMPCD)
- MSNM:** Metros sobre nivel del mar
- NTC:** Norma Técnica Colombiana
- NTP:** Norma Técnica Peruana
- OPS:** Office of Pipeline Safety - USA
- OSINERMING:** Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería
- PHMSA:** Pipeline and Hazardous Materials Safety Administration – USA
- SGI:** Sistema de Gestión de Integridad
- TgP:** Transportadora de Gas del Perú

INTRODUCCIÓN

La presente investigación se desarrolló en base a la experiencia obtenida en el Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería (OSINERGMIN), en proyectos referidos al sector hidrocarburos y a la información sobre las fallas en el ducto de transporte de líquidos de gas natural (LGN) del proyecto CAMISEA.

Esta investigación tiene como propósito determinar la relación entre el conocimiento de una metodología por parte de los Supervisores del OSINERGMIN (profesionales del sector hidrocarburos) y la implementación de un Sistema de Gestión de Integridad (SGI) en Ductos de Transporte de Gas Natural. Adicionalmente se desarrolla una metodología para implementar un Sistema de Gestión de Integridad considerando el marco normativo peruano y las buenas prácticas internacionales.

Esta investigación está estructurada en seis capítulos que a continuación se describen: En el **primer capítulo** (Descripción y Aspectos Genéricos de la Investigación) se describe el ámbito del desarrollo de la investigación, antecedentes bibliográficos, planteamiento y formulación del problema, objetivos, hipótesis, variables e indicadores, metodología de la investigación y la justificación e importancia de la investigación en relación a la vida humana, medio ambiente y operación de los ductos.

En el punto Metodología de la Investigación se indica la población y naturaleza de la muestra, la recolección de datos mediante el instrumento de medición llamado "cuestionario" y acciones complementarias con organizaciones

del sector hidrocarburos. Adicionalmente se describe los puntos importantes sobre el Sistema de Gestión de Integridad.

El **segundo capítulo** (Marco Teórico, Conceptual y Legal) abarca el marco teórico donde se describe el Sistema de Transporte del Concesionario Transportadora de Gas del Perú (TgP), Fallas en el ducto de Transporte CAMISEA y el tema de Gestión de Integridad en el Exterior, en el marco conceptual se define los principales términos utilizados y en el marco legal se analiza la normativa peruana (basado principalmente en el Reglamento de Transporte de Hidrocarburos por Ductos (aprobado por D.S. N° 081-2007-EM), la normativa internacional y las funciones del OSINERGMIN.

En el **tercer capítulo** (Metodología para implementar un Sistema de Gestión de Integridad) se describe los puntos a considerar para desarrollar la metodología indicada, se analiza la normativa nacional y la relación entre el Sistema de Gestión de Calidad y el Sistema de Gestión de Integridad. Un punto importante a resaltar es la descripción del Plan de Gestión de Integridad. También se considera dos ejercicios que tienen relación con los ductos de transporte de CAMISEA.

En el **cuarto capítulo** (Análisis de Resultados y Contrastación de Hipótesis) se analiza los resultados de la investigación luego de aplicar los cuestionarios respectivos con los profesionales y organizaciones del sector hidrocarburos, se contrasta las hipótesis aplicando el método Distribución "t" Student. (para *proporciones*). Finalmente se considera un diagrama de flujo sobre la metodología para implementar un SGI.

Se concluye que los Supervisores del OSINERGMIN no tienen un adecuado conocimiento para implementar y supervisar un SGI en Ductos de Transporte de Gas Natural y que las empresas del sector hidrocarburos no han presentado ni implementado el programa de SGI requerido en el marco normativo peruano. Un SGI reduce los riesgos que podrían generar daños a la vida humana, al medio ambiente y fallas durante la operación.

Finalmente, se presentan las conclusiones y recomendaciones obtenidas del desarrollo de la investigación.

CAPÍTULO I

DESCRIPCIÓN Y ASPECTOS METODOLÓGICOS DE LA INVESTIGACIÓN

1.1 Ámbito del desarrollo de la Investigación

La investigación se desarrolló en la ciudad de Lima durante los años 2009 y 2010, está referido básicamente a los Supervisores del OSINERGMIN (profesionales del sector hidrocarburos). Se enfoca principalmente en los ductos de transporte de gas natural.

1.2 Antecedentes bibliográficos

Durante años, nuevas reglamentaciones y preocupaciones en la Seguridad y Medio Ambiente han enfatizado la solicitud a los propietarios de ductos para demostrar y documentar la operación segura de sus instalaciones. Lo que originalmente eran temas técnicos relacionados con la inspección y mantenimiento ahora se han envuelto en el concepto general de gestión de la integridad de ductos.

Este tema ha sido abordado de alguna u otra manera por las siguientes organizaciones y personalidades:

Lloys (2007)¹: Señala que en el año 2004 la empresa Transportadora de Gas del Perú (TgP) a través de su operador Compañía Operadora de Gas del Amazonas (COGA) inició la operación de los ductos de transporte de Gas Natural y Líquidos de Gas Natural de CAMISEA, luego de algunos años de operación se produjeron fallas en los ductos de transporte de Líquidos de Gas Natural que generaron reacciones en los entes gubernamentales del Perú.

También indica que mediante Resolución Ministerial N° 468-2006-MEM/DM se dio inicio a la gestión sobre la “AUDITORÍA INTEGRAL DE LOS SISTEMAS DE TRANSPORTE DE GAS NATURAL Y LIQUIDOS DE GAS NATURAL DEL PROYECTO CAMISEA”. El Ministerio de Energía y Minas del Perú concedió a Germanischer Lloyd Perú S.A.C. y a Lloyd Germánico de México, S. de RL. De C.V. la realización de la Auditoría Integral de los Sistema de Transporte de Gas Natural y Líquidos de Gas Natural por ductos del proyecto CAMISEA. La mencionada auditoría fue desarrollada en el Perú desde Octubre 2006 hasta Octubre 2007.

Asimismo menciona que una de las principales conclusiones del informe es: *“Los hallazgos se han emitido para asegurar el cumplimiento legislativo y con el propósito de reducir al mínimo posible, **los riesgos para las personas, el medio ambiente, los activos y la reputación del operador del Sistema de Transporte de Hidrocarburos de Camisea...**”.*

Exponent (2007)²: Manifiesta que luego de las fallas en el ducto de transporte de líquidos de gas natural, Exponent fue contratada por el Banco Interamericano de Desarrollo (BID) para realizar un análisis de los ductos de Transporte de CAMISEA.

¹ Germanischer Lloyd. Auditoría Integral de los Sistema de Transporte de Gas Natural y Líquidos de Gas Natural del Proyecto CAMISEA. Lima; 2007. Informe Final N° GLP/GLM/MEMP/726-07 Rev. 0. Lima, Perú.

² Exponent. Pipeline Integrity Analysis of the Camisea Transportation System, Report Final. Perú. Washington, USA.

Durante la investigación de los factores causales de las fallas y la evaluación de integridad de los ductos, Exponent formuló recomendaciones a Transportadora de Gas del Perú (TgP) a fin de mejorar la integridad de los ductos, mitigar y controlar los riesgos identificados en el sistema. La investigación indica que los principales riesgos a los ductos son geológicas y geotécnicas, integridad mecánica de la tubería, eventos sísmicos y aspectos referidos a los ríos.

Además señala que TgP acordó con el BID aplicar las recomendaciones emitidas por Exponent, dicha empresa fue contratada adicionalmente para prestar asistencia técnica continua para el BID en esta materia, incluye la revisión de estas acciones y visitas adicionales en el 2007.

También menciona que el análisis consideró una matriz de riesgos aplicado a determinados tramos en los ductos de transporte CAMISEA, luego de realizar las medidas requeridas se apreció que las acciones han reducido significativamente el riesgo en el sistema. Exponent señaló que la gestión de integridad es un proceso continuo, por lo tanto los riesgos deben ser continuamente evaluados y de forma adecuada.

Teutónico (2009)³: Fue un expositor para el OSINERGMIN (2009) que analizó el marco normativo del Perú sobre el sistema de integridad de ductos, principalmente el Reglamento de Transporte de Hidrocarburos por Ductos aprobado mediante D.S. N° 081-2007-EM. Señala dos puntos importantes en el Sistema de Gestión de Integridad (SGI):

- Elementos claves del SGI requeridos por el Reglamento
- Estructura del SGI requeridos por el Reglamento

³ Teutónico, Mauricio. Sistema de Integridad de Ductos. La Revista del Gas Natural (OSINERGMIN – GFGN) 2009; 1: 122-131. Lima, Perú.

Luego de revisar los elementos del programa de gestión de integridad y temas al respecto, concluyó en lo siguiente:

- Son beneficios de la implementación de un SGI, desarrollar un Plan de Inspección a largo plazo, en función de los resultados recibidos.
- La implementación del plan permite un nivel seguro de operación del sistema de ductos, mitigando las diferentes amenazas detectadas. Este plan debe permitir, en función de los recursos disponibles, mantener un nivel de riesgo dentro de lo considerado por la industria como aceptable, disminución de costos operativos y de mantenimiento de los ductos, asociado a la disminución o eliminación de las contingencias por pérdidas de producto o salidas de servicio no programadas.
- Disminución de costos en la remediación de suelos debido a la contaminación.
- Gestión de los recursos de manera previsible, lo que implica un ahorro en términos financieros.
- Mejora de la imagen corporativa por una Gestión en Beneficio de la seguridad pública y medio ambiente.

Asimismo señala que el Estado Peruano a través del MINEN (2007)⁴ aprobó el Reglamento de Transporte de Hidrocarburos por Ductos (Anexo 2 – Sistema de Integridad de Ductos) mediante Decreto Supremo N° 081-2007-EM. En su Tercera Disposición Complementaria se señala lo siguiente: *“Los Concesionarios u Operadores de los Ductos construidos a la fecha de vigencia del presente Dispositivo Legal, presentarán dentro del plazo de doce (12) meses desde su*

⁴ Ministerio de Energía y Minas. Reglamento de Transporte de Hidrocarburos por Ductos de la Republica de Perú. Decreto Supremo N° 081-2007-EM (Nov. 21, 2007). Perú.

vigencia, un programa de implementación del Sistema de Integridad de Ductos para los Sistemas de Transporte y las Áreas de Alta Consecuencias”.

Jumbo (2005)⁵: Menciona que para el objetivo principal de dicho trabajo de investigación fue necesario recopilar y organizar toda la información disponible respecto a los derrames producidos en el ducto Esmeraldas-Quito, identificando causas, analizando la aplicación de las normas y recopilando la información existente para la administración de ductos, haciendo énfasis en los requerimientos mínimos exigidos en otras operadoras, públicas o privadas.

Asimismo manifiesta que el Sistema de Gestión de la Integridad Mecánica del ducto Esmeraldas-Quito fue desarrollado en base a la información y esquema planteado, se convertirá en la línea base para que PETROCOMERCIAL (filial del sistema de PETROECUADOR) inicie la implementación el sistema en todas sus instalaciones, a fin de operar con seguridad sus instalaciones y minimizar la ocurrencia de derrames de hidrocarburos. Finalmente concluye que:

- La tasa de roturas por corrosión es muy elevada en comparación con la tasa que existe en otros países con actividad petrolera, es 486% más elevada que en los EE. UU. y 425% más elevada que los países de Europa Occidental.

Este es un indicador, de que si se puede mejorar la gestión del ducto en estudio, si se aplica los estándares de seguridad utilizados en la industria petrolera mundial.

- El número de las perforaciones clandestinas se sigue incrementando a pesar de contar con el patrullaje permanente de miembros del Cuerpo de Ingenieros del Ejército.

⁵ Jumbo, Luis. Sistema de Gestión de la Integridad Mecánica del ducto Esmeraldas-Quito”. Tesis para optar el Título de Magister en Gerencia Empresarial: “Instituto de Altos Estudios Nacionales. Quito, Ecuador.

- No existen estudios actualizados sobre las condiciones mínimas de seguridad que debe tener el ducto materia de estudio.
- La estructura orgánica de la empresa, de tipo funcional, en muchos casos no permite la aplicación coordinada de políticas de prevención, mantenimiento predictivo y preventivo e incluso correctivo oportuno.
- Los cambios de tubería realizados hasta el momento, se han ejecutado antes de que el ducto cumpla el período de vida útil, generalmente aceptado en la industria petrolera mundial.
- La responsabilidad de la administración de la integridad mecánica del ducto se encuentra dispersa en diferentes departamentos.
- Finalmente, se puede concluir que el ducto materia de análisis es administrado priorizando los requerimientos de abastecimiento sin considerar las herramientas de gestión moderna que permitan minimizar los riesgos, que en su gran mayoría causan desastres con altos costos para la institución.

1.3 Planteamiento y Formulación del Problema

1.3.1 Planteamiento de la Realidad Problemática

Los peligros y amenazas presentes a lo largo de los ductos de transporte de Gas Natural podrían generar daños a la vida humana, medio ambiente y fallas durante la operación.

Los principales ductos de Gas Natural en el Perú son los que transportan el gas de CAMISEA, a pesar que dichos ductos entraron en operación en el 2004 se tuvo varias fallas (fugas) en el ducto de Líquidos de Gas Natural con consecuencias considerables, posterior a dichas fallas el

tema de integridad en ductos de transporte tomó importancia por parte de todos los agentes involucrados.

En el Perú, desde hace décadas se tiene ductos de transporte de hidrocarburos pero no se tiene información sobre la gestión de integridad de dichos ductos debido a varios factores, entre ellos debido a la inadecuada participación de: entidades gubernamentales (marco normativo), empresas privadas y profesionales del sector hidrocarburos.

De acuerdo con el marco normativo peruano los concesionarios u operadores debieron presentar un programa de implementación de su Sistema de Integridad (SGI) en ductos de transporte de gas natural, sin embargo, dicho programa no ha sido presentado ni implementado dentro del plazo establecido, entre otros factores debido a la falta de conocimiento adecuado por parte de los profesionales del sector hidrocarburos sobre el Sistema de Gestión de Integridad.

1.3.2 Formulación del Problema

De acuerdo al problema planteado, se formula la siguiente interrogante de investigación:

¿En qué medida el conocimiento de los supervisores del OSINERGMIN (profesionales del sector hidrocarburos) se convierte en un factor importante para implementar un Sistema de Gestión de Integridad en Ductos de Transporte de Gas Natural?

1.4 Objetivos

Objetivo General

- Determinar la relación entre el grado de conocimiento de los Supervisores del OSINERGMIN (profesionales del sector hidrocarburos) y la implementación de un Sistema de Gestión de Integridad (SGI) en Ductos de Transporte de Gas Natural.

Objetivos Específicos

- Determinar el grado de conocimiento de los Supervisores del OSINERGMIN referente al desarrollo de acciones adecuadas que garanticen la integridad de los ductos.
- Analizar la disponibilidad de información sobre fugas y problemas relevantes ocurridos y referidos a la integridad de los ductos en el Perú para evaluar la integridad y plantear acciones de respuesta en los ductos de transporte.
- Proponer una metodología para implementar un Sistema de Gestión de Integridad en Ductos de Transporte de Gas Natural en el Perú.

1.5 Hipótesis

Hipótesis General

- El grado de conocimiento de los Supervisores del OSINERGMIN (profesionales del sector hidrocarburos) es un factor clave para implementar un Sistema de Gestión de Integridad (SGI) en Ductos de Transporte de Gas Natural.

Hipótesis Específicas

- No existe información disponible y apropiada sobre fugas y problemas relevantes referidos a la integridad de los ductos en el Perú lo cual dificulta una adecuada evaluación de la integridad y planteamiento de acciones de respuesta en los ductos de transporte.
- Los Supervisores del OSINERGMIN (profesionales del sector hidrocarburos) no tienen un adecuado conocimiento para desarrollar acciones adecuadas que garanticen la integridad de los ductos.

1.6 Variables e Indicadores

Variable Independiente (X):

X: Conocimiento de los Supervisores del OSINERGMIN

Indicadores:

X1: Normas aplicables

X2: Fugas y problemas relevantes sobre la integridad de ductos

Variable Dependiente (Y):

Y: Implementación de un Sistema de Gestión de Integridad

Indicadores:

Y1: Evaluación y valoración de la información

Y2: Determinación de riesgos

Y3: Evaluación de integridad

1.7 Metodología de la Investigación

La investigación es del tipo exploratorio y descriptivo; “fue exploratorio debido que consistió en analizar un tema poco estudiado y descriptivo porque consistió en describir situaciones y contextos para determinar características del tema analizado”⁶.

Para el caso de la metodología para implementar un Sistema de Gestión de Integridad en Ductos de Transporte de Gas Natural, se analizó la información señalada en el marco normativo peruano y las buenas prácticas señaladas en las normas internacionales. Como parte de la tesis se señala ejemplos aplicativos de la metodología propuesta, se trabajó principalmente con la información disponible de los ductos de transporte de CAMISEA.

1.7.1 Población y Naturaleza de la Muestra

Características de la población

La investigación está referida a los Supervisores del OSINERGMIN (profesionales del sector hidrocarburos) que tienen experiencia y conocimiento en actividades (diseño/construcción/operación/mantenimiento) sobre ductos de transporte de hidrocarburos y que se encuentran registrados como Supervisores del OSINERGMIN (2010).

Las personas naturales que llevan a cabo la función de supervisión por cuenta de OSINERGMIN son clasificadas en el Reglamento de Supervisión⁷ se considera lo siguiente:

⁶ Hernández, Roberto / Fernández, Carlos / Baptista, Pilar. Metodología de la Investigación. 5 ed. Colonia Desarrollo Santa Fe, México: Editorial McGraw-Hill; 2010.

⁷ Reglamento de Supervisión de las Actividades Energéticas y Mineras de OSINERGMIN. Resolución de Concejo Directivo N° 205-2009-OS/CD (Nov. 04, 2009). Perú.

- a) **Supervisores 1 y Supervisor Regional:** profesionales con colegiatura hábil que cuenten con una experiencia profesional en la actividad para la que solicitan su inscripción de por lo menos diez años.
- b) **Supervisores 2:** profesionales con colegiatura hábil que cuenten con una experiencia profesional en la actividad para la que solicitan su inscripción de por lo menos cinco años.
- c) **Supervisores 3:** bachilleres, profesionales y técnicos en carreras de por lo menos tres años de duración.
- d) **Supervisores 4:** bachilleres y profesionales universitarios que hayan aprobado dentro del quinto superior en el 'Curso Anual de Extensión Universitaria' organizado por OSINERGMIN y obtenido calificación sobresaliente en el Programa de Pasantía.

La base tomada como referencia para esta investigación fue el Registro de Supervisores del OSINERGMIN para Persona Natural vigente al 31-10-10; sólo se consideró los profesionales registrados como Supervisor 2, Supervisor 1 y Supervisor Regional en la Gerencia de Fiscalización de Gas Natural (GFGN) y Gerencia de Fiscalización de Hidrocarburos Líquidos (GFHL).

TABLA 1. SUPERVISORES DEL OSINERGMIN (S2, S1 o SR)

Gerencia	División/Unidad	Cantidad
GFGN - Gerencia de Fiscalización de Gas Natural – GFGN	PTT - Procesamiento, Terminales y Transportes	51
GFHL - Gerencia de Fiscalización de Hidrocarburos Líquidos	PADT - Procesamiento, Almacenamiento, Ductos y Terminales	165
		216

Fuente. Elaboración propia.

Determinación de la Muestra⁸

El tamaño de la muestra se obtiene a través de la fórmula estadística para poblaciones conocidas:

$$n = \frac{k^2 * p * q * N}{(e^2 * (N-1)) + k^2 * p * q}$$

Donde:

N: es el tamaño del universo **(216)**

k: es una constante que depende del nivel de confianza que asignemos. **(1,96)**

Los valores k más utilizados y sus niveles de confianza son:

K	1,15	1,28	1,44	1,65	1,96	2,00	2,58
Nivel de confianza	75%	80%	85%	90%	95%	95,5%	99%

e: es el error muestral deseado. El error muestral es la diferencia que puede haber entre el resultado que obtenemos preguntando a una muestra de la población y el que obtendríamos si preguntáramos al total de ella **(10%)**

p: es la proporción de individuos que poseen en la población la característica de estudio **(0,9)**

q: es la proporción de individuos que no poseen esa característica, es decir, es 1-p **(0,1)**

n: es el tamaño de la muestra (número de encuestas que vamos a hacer)

$$n : \frac{1,96 * 1,96 * 0,9 * 0,1 * 216}{0,1 * 0,1 * 215 + 1,96 * 1,96 * 0,9 * 0,1} = \frac{74,65}{2,5} = 29,86 \quad \underline{\underline{n = 30}}$$

Descripción de la Muestra

Criterios de Inclusión

- Profesionales registrados como Supervisor S1, S2 y SR (OSINERGMIN – GFHL/GFGN)
- Profesionales con experiencia y conocimiento en actividades (diseño/construcción/operación/mantenimiento) referidas a ductos de transporte de hidrocarburos

⁸ Torres, Mariela. Tamaño de una Muestra para Investigación de Mercado Boletín Electrónico N° 02. Universidad Rafael Landívar - Facultad de Ingeniería. Guatemala. 2006. Disponible en: http://www.tec.url.edu.gt/boletin/URL_02_BAS02.pdf

Criterios de Exclusión

- Profesionales registrados como Supervisores S3 y S4 (OSINERGMIN – GFHL/GFGN)

En total los profesionales contactados fueron 35, sin embargo, se consideró a 30 profesionales quienes cumplían con los criterios de inclusión de tal forma que la muestra tenga una característica homogénea y brinde un mayor aporte al objetivo de esta investigación.

El método principal utilizado fue el Muestreo Aleatorio Simple, este método es recomendable, en especial, cuando la población no es numerosa. Para aquellos casos en los cuales no se ubicaron a los profesionales seleccionados, se optó por una selección dirigida. “La muestra dirigida está constituida por una parte de la población que el investigador considera representativa del universo como en el caso de seleccionar diez (10) familias ubicadas en un barrio de la ciudad, para que opinen sobre la seguridad o medidas de vigilancia de la zona. Si la característica es homogénea, la representatividad de la muestra puede ser satisfactoria”⁹.

1.7.2 Recolección y Análisis de Datos

Recolección de Datos

Con la finalidad de obtener información sobre la muestra de estudio, se utilizó el cuestionario como instrumento de medición la cual constó principalmente de preguntas cerradas, dichas preguntas son aquellas que contienen opciones de respuesta previamente delimitadas, son más fáciles de codificar y analizar.¹⁰

⁹ Martínez, Ciro (2003). Estadística y Muestreo. 11va. Edición. Capítulo IX: Prueba de hipótesis y límites de confianza (Aplicación de muestras grandes y pequeñas) y Capítulo XV: Técnicas de Muestreo. Bogota, Colombia. Editorial Ecoe Ediciones. PP 879.

¹⁰ Hernández, R., Fernández, C. & Baptista, P. (2010). Metodología de la Investigación. 5ta Edición. Colonia Desarrollo Santa Fe, México: Editorial McGraw-Hill. PP 613.

Para el desarrollo del cuestionario se contó con el apoyo de cuatro profesionales (01 especialista en herramientas de estadística, 01 especialista en el tema y 02 profesionales del sector hidrocarburos). El cuestionario fue sometido a una prueba piloto que constó con la participación de 05 profesionales, luego de la cual se reformuló 01 pregunta para una mayor claridad.

Los métodos de recolección de información fueron: i) entrevista, ii) correo electrónico, iii) entrega personal de la encuesta y iv) teléfono. Debido a los diferentes métodos utilizados para la recolección de información, se consideró en la primera pregunta los requerimientos del profesional para que la información posea la característica de estudio. La pregunta fue: ¿Usted tiene experiencia y conocimiento en actividades (diseño/construcción/operación/mantenimiento) referidas a ductos? ¿Cuántos años?

Las preguntas fueron codificadas numeralmente y las opciones fueron codificadas literalmente. El cuestionario principalmente está constituido por preguntas de opciones múltiples (A= Muy Poco, B= Poco, C= Regular, D= Bueno y E= Muy Bueno) y dicotómicas (A= Sí y B= No).

Análisis de Datos

Para el análisis no se utilizó un programa estadístico, se elaboró una tabla donde se indicó los resultados obtenidos del cuestionario, en ella se brinda información resumida sobre las variables materia de estudio.

Para la inferencia que sirve para estimar parámetros y probar hipótesis¹¹, se utilizó el análisis paramétrico a través del método Distribución "t" Student. En el numeral 4.1 de este trabajo se muestra información sobre el análisis y resultados obtenidos.

¹¹ Hernández, R., Fernández, C. & Baptista, P. (2010). Metodología de la Investigación. 5ta Edición. Colonia Desarrollo Santa Fe, México: Editorial McGraw-Hill. PP 613.

TABLA 2. CUESTIONARIO SOBRE GESTIÓN DE INTEGRIDAD - SUPERVISORES DEL OSINERGMIN (PROFESIONALES DEL SECTOR HIDROCARBUROS)

ENCUESTA SOBRE DUCTOS QUE TRANSPORTAN HIDROCARBUROS (gas natural, petróleo crudo, etc.)			
Marcar con X			
1. ¿Usted tiene experiencia y conocimiento en actividades (diseño/construcción/operación/mantenimiento) referidas a ductos? ¿Cuántos años?			
A) Si	<input type="text"/>	Menor a 5 años	<input type="text"/>
B) No	<input type="text"/>	5 años o mayor	<input type="text"/>
2. ¿Ha tenido conocimiento de una fuga (pérdida de integridad) en algún ducto? ¿Dónde?			
A) Si	<input type="text"/>	Dentro del Perú	<input type="text"/>
B) No	<input type="text"/>	Fuera del Perú	<input type="text"/>
3. ¿En el Perú se tiene información disponible sobre las fugas y problemas relevantes sobre la integridad de los ductos a nivel nacional (Ej. Oleoducto Norperuano)?			
A) Si	<input type="text"/>		
B) No	<input type="text"/>		
4. ¿Un Sistema de Gestión de Integridad (SGI) en ductos minimiza los riesgos que podrían generar daños a la vida humana, al medio ambiente y fallas durante la operación? ¿Reduce las fugas?			
A) Si	<input type="text"/>	Reduce Fugas	<input type="text"/>
B) No	<input type="text"/>	No Reduce Fugas	<input type="text"/>
C) Desconoce	<input type="text"/>	Desconoce	<input type="text"/>
5. ¿Qué grado de conocimiento tiene sobre las normas internacionales (Ej. ASME B31.8S) y normativa peruana sobre la Gestión de Integridad en ductos?			
A) Muy poco	<input type="text"/>	¿Cuales?	<input type="text"/>
B) Poco	<input type="text"/>		
C) Regular	<input type="text"/>		
D) Bueno	<input type="text"/>		
E) Muy Bueno	<input type="text"/>		
6. ¿Qué grado de conocimiento tiene para implementar un Sistema de Gestión de Integridad (SGI) en ductos? ¿El SGI tiene relación con el Sistema de Gestión de Calidad (SGC)?			
A) Muy poco	<input type="text"/>	Si hay relación con SGC	<input type="text"/>
B) Poco	<input type="text"/>	No hay relación con SGC	<input type="text"/>
C) Regular	<input type="text"/>		
D) Bueno	<input type="text"/>		
E) Muy Bueno	<input type="text"/>		
7. ¿Qué grado de conocimiento tiene para realizar una evaluación y valoración exhaustiva de la información de los ductos desde el diseño, construcción, operación, y mantenimiento?			
A) Muy poco	<input type="text"/>		
B) Poco	<input type="text"/>		
C) Regular	<input type="text"/>		
D) Bueno	<input type="text"/>		
E) Muy Bueno	<input type="text"/>		
8. ¿Qué grado de conocimiento tiene para determinar los riesgos en los ductos?			
A) Muy poco	<input type="text"/>		
B) Poco	<input type="text"/>		
C) Regular	<input type="text"/>		
D) Bueno	<input type="text"/>		
E) Muy Bueno	<input type="text"/>		
9. ¿Qué grado de conocimiento tiene para evaluar la integridad y plantear acciones de respuesta en los ductos?			
A) Muy poco	<input type="text"/>		
B) Poco	<input type="text"/>		
C) Regular	<input type="text"/>		
D) Bueno	<input type="text"/>		
E) Muy Bueno	<input type="text"/>		
Comentarios Generales			
<input type="text"/>			
<input type="text"/>			

Fuente. Elaboración propia.

1.7.3 Acciones Complementarias con Organizaciones del Sector

Se gestionó la recolección de datos con: i) Empresas del Sector Hidrocarburos en el Perú, ii) MINEM y OSINERGMIN, y iii) Organizaciones del Sector Hidrocarburos fuera del Perú. El instrumento de medición utilizado es el cuestionario, el cual fue gestionado principalmente vía telefónica y correo electrónico. También se revisó la información disponible en internet correspondiente a las organizaciones indicadas. En el numeral 4.2 de este trabajo se muestra información sobre el análisis y resultados obtenidos.

Empresas del Sector Hidrocarburos en el Perú

Se envió el cuestionario a las empresas que se encuentran dentro de la actividad de Transporte según lo indicado en la página web del OSINERGMIN (GFGN), dichas empresas son: Transportadora de Gas del Perú S.A. (TgP), Perú LNG S.R.L. (PLNG), Pluspetrol Perú Corporation S.A. y Aguaytía Eneer del Perú S.R.L. También se envió el cuestionario a las empresas que tienen ductos categorizados como Mayores y Medianos según lo indicado en la página web del OSINERGMIN (GFHL). En algunos casos no se tuvo respuesta. En la TABLA 3 se muestra el cuestionario enviado.

MINEM y OSINERGMIN

Para el caso del OSINERGMIN, se envió a la Gerencia de Fiscalización de Gas Natural (GFGN) y a la Gerencia de Hidrocarburos Líquidos (GFHL). Para el caso del MINEM no se tuvo respuesta.

Se aplicó el mismo formato indicado en la TABLA 3, sólo se cambió la pregunta N°1 con lo siguiente: ¿Cuántas empresas han presentado e implementado el Programa de Gestión de Integridad (PGI) de acuerdo al Anexo 2 (Sistema de

TABLA 3. CUESTIONARIO SOBRE GESTIÓN DE INTEGRIDAD - EMPRESAS DEL SECTOR HIDROCARBUROS EN EL PERÚ

GESTIÓN DE INTEGRIDAD EN DUCTOS DE TRANSPORTE DE HIDROCARBUROS		
ENCUESTA NACIONAL		
1. ¿Su organización aplica el Anexo 2 (Sistema de Integridad de Ductos) del Reglamento de Transporte de Hidrocarburos por Ductos aprobado por D.S. 081-2007-EM?		
A) Si B) No	<input type="checkbox"/> <input type="checkbox"/>	
2. ¿Qué norma internacional aplica su organización para la Gestión de Integridad en Ductos de Transporte?		
A) ASME B31.8S (Managing System Integrity of Gas Pipelines) B) API 1160 (Managing Pipeline System Integrity) C) No aplico ninguna norma D) Otra ¿Cuál?	<input type="checkbox"/> <input type="checkbox"/> <input type="checkbox"/> <input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/> <input type="checkbox"/> <input type="checkbox"/> <input type="checkbox"/>
3. ¿La Gestión de Integridad minimiza los riesgos que podrían generar daños a la vida humana, al medio ambiente y fallas durante la operación?		
A) Si B) No C) Desconoce	<input type="checkbox"/> <input type="checkbox"/> <input type="checkbox"/>	
4. ¿Qué calificación le daría a la Gestión de Integridad en Ductos de Transporte?		
A) Muy Importante B) Importante C) Poco Importante	<input type="checkbox"/> <input type="checkbox"/> <input type="checkbox"/>	
5. ¿Considera que el tema de Gestión de Integridad en Ductos de Transporte es un tema relativamente nuevo?		
A) Si B) No	<input type="checkbox"/> <input type="checkbox"/>	
6. ¿Cree que en el Perú hay suficiente información como para implementar un adecuado Programa de Gestión de Integridad de acuerdo al Marco Normativo Peruano?		
A) Si B) No	<input type="checkbox"/> <input type="checkbox"/>	
7. ¿Tiene su empresa implementado o piensa implementar un Programa de Gestión de Integridad? (*)		
A) Si B) No C) Está en proceso	<input type="checkbox"/> <input type="checkbox"/> <input type="checkbox"/>	¿Desde que año?: _____
8. ¿Considera la relación Beneficio/Costo favorable cuando se implemente el Programa de Gestión de Integridad?		
A) SI B) NO	<input type="checkbox"/> <input type="checkbox"/>	
9. ¿Cuántas empresas a nivel mundial dedicadas al Transporte de Hidrocarburos por Ductos cree que tienen implementado un adecuado Programa de Gestión de Integridad?		
A) La Mayoría B) Muchos C) Algunos D) Pocos E) Muy Pocos	<input type="checkbox"/> <input type="checkbox"/> <input type="checkbox"/> <input type="checkbox"/> <input type="checkbox"/>	
10. ¿Qué método para Evaluación de Riesgos aplica o recomienda en una instalación nueva y antigua?		
A) Expertos en la Materia B) Evaluación Relativa C) Evaluación de Escenarios D) Evaluación Probabilística E) Otro ¿Cuál?	Instalación Nueva <input type="checkbox"/> <input type="checkbox"/> <input type="checkbox"/> <input type="checkbox"/> <input type="checkbox"/> _____	Instalación Antigua <input type="checkbox"/> <input type="checkbox"/> <input type="checkbox"/> <input type="checkbox"/> <input type="checkbox"/> _____
Comentarios Generales para Implementar un Sistema de Gestión de Integridad:		

NOTA: (*) No aplica para el MINEM, OSINERGMIN o Consultores		

Fuente. Elaboración propia.

Integridad de Ductos) del Reglamento de Transporte de Hidrocarburos por Ductos aprobado por D.S. 081-2007-EM?. La respuesta tuvo como opciones: A) La Mayoría, B) Muchos, C) Algunos, D) Pocos y E) Muy Pocos, tanto para lo referido a la presentación e implementación del PGI.

Organizaciones del Sector Hidrocarburos fuera del Perú

Se envió el cuestionario a diferentes organizaciones, sin embargo, los que respondieron fueron: ECOPETROL y PROMIGAS (Operadores de Colombia), TECNICONTROL (Consultora de Colombia), CTI (Consultora de Argentina) y SENER (Secretaría de Energía de México). En la TABLA 4 se muestra el cuestionario enviado.

1.7.4 Sistema de Gestión de Integridad (SGI)

Se revisó el marco normativo peruano y las buenas prácticas señaladas en las normas internacionales, en el Capítulo III se desarrolla una metodología para implementar un SGI.

Reglamento Peruano

El Reglamento de Transporte de Hidrocarburos por Ductos (aprobado por D.S. 081-2007-EM) es el reglamento base y principal para toda actividad de transporte de Hidrocarburos Líquidos y Gas Natural. Entre las principales diferencias con respecto al Reglamento anterior (aprobado mediante D.S. 041-99-EM) es que el actual contiene el Anexo 2 – Sistema de Integridad de Ductos que hace que la Gestión de Integridad sea de carácter obligatorio.

En algunos países el tema de Gestión de Integridad lo relacionan con el tema de Confiabilidad y Disponibilidad del Sistema, otros como Colombia y Argentina tratan puntos específicos en la normativa de Calidad de Servicio que tiene relación con la Gestión de Integridad. En el Perú tenemos la norma de Servicio de Transporte de Gas Natural por Ductos (aprobado por D.S. N° 018-2004-EM), sin embargo, cabe señalar que esta norma está en constante revisión debido a la experiencia que se viene teniendo.

Programa de Gestión de Calidad

El desarrollo de un Sistema de Gestión de Calidad es una obligación por parte de los Concesionario/Operadores desde hace casi 10 años, sin embargo, debido que no se tuvo un adecuado control por parte de los entes fiscalizadores/supervisores, muchas empresas no cumplieron con este requerimiento.

Sobre este tema, INDECOPI ha desarrollado varias normas técnicas peruanas, entre ellas podemos indicar la NTP ISO 9001/AD 1:2010 – Sistema de Gestión de la Calidad (reemplaza a NTP ISO 9001:2001). Si bien dichas normas por si solas no son obligatorias, la normativa peruana emitida por el MINEM y el OSINERGMIN lo hace obligatorio en muchos casos.

Programa de Gestión de Integridad (PGI)

La Gestión de Integridad es un proceso dinámico y retroalimentado que permanentemente debe ser revisado y mejorado, el cual puede estar soportado por herramientas informáticas. “El PGI está compuesto por cinco (05) elementos: Plan

de Gestión de Integridad, Plan de Performance, Plan de Comunicaciones, Plan de Manejo del Cambio y Plan de Control de Calidad”¹².

Con respecto a la implementación del PGI, en la tercera disposición complementaria del Reglamento¹³ se señala lo siguiente:

“Tercera.- Programa de Implementación

Los Concesionarios u Operadores de los Ductos construidos a la fecha de vigencia del presente Dispositivo Legal, presentarán dentro del plazo de doce (12) meses desde su vigencia, un programa de implementación del Sistema de Integridad de Ductos para los Sistema de Transporte y las Áreas de Alta Consecuencias. OSINERGMIN aprobará en un plazo de seis (06) meses de recibido los correspondientes programas de implementación”.

No se presentaron de forma correcta el programa de implementación del Sistema de Integridad de Ductos dentro del plazo indicado de Algunas empresas presentaron el programa de implementación del Sistema de Integridad de Ductos dentro del plazo indicado y otros solicitaron ampliación de plazo.

Plan de Gestión de Integridad

El Reglamento señala que el operador deberá desarrollar e implementar un Sistema de Integridad de Ductos para las Áreas de Alta Consecuencias (AAC), que permita prevenir fallas en sus operaciones, proporcionando un servicio seguro, confiable y que garantice la protección de personas, instalaciones y el ambiente.

Sin embargo, dada la determinación de AAC, es complicado aplicar un Sistema de Gestión de Integridad para cierto tramo y para otros no, considerando entre otros factores la generación de construcciones habitadas a lo largo del ducto que durante la operación podrían hacer que un determinado tramo se convierta en AAC. Normalmente los operadores desarrollan un Sistema de Gestión de Integridad

¹² ICONTEC - NTC 5747 (2009). Instituto Colombiano de Normas Técnicas y Certificación. Gestión de Integridad de Gasoductos. 1ra. Edición. Bogotá, Colombia. PP 115.

¹³ Reglamento de Transporte de Hidrocarburos por Ductos de la Republica de Perú. Decreto Supremo N° 081-2007-EM (Nov. 21, 2007).

para todo el ducto de transporte, no sólo debido al cumplimiento del Reglamento, sino que también por un beneficio económico.

El Plan de Gestión de Integridad es el elemento principal de los cinco (05) elementos del Programa de Gestión de Integridad, es en ella donde se centra todo el proceso operativo para gestionar el riesgo y asegurar la integridad del ducto.

1.8 Justificación e Importancia de la Investigación

La presente investigación se justifica por las siguientes razones:

- Los Concesionarios u Operadores de los Ductos construidos a la fecha de vigencia del Reglamento¹⁴ debieron presentar dentro del plazo de doce (12) meses desde su vigencia un programa de implementación del Sistema de Integridad de Ductos, dicho programa no ha sido presentado en la mayoría de casos al OSINERGMIN.
- El Reglamento¹⁵ aprobado a finales del 2007 en su Anexo 2 obliga al Operador a desarrollar e implementar un Sistema de Integridad de Ductos, sin embargo, dicha obligación no ha sido cumplida según el marco normativo.
- En el Perú desde la operación del Proyecto CAMISEA se ha tenido eventos adversos en el Sistema de Transporte de Líquidos del Gas Natural, como consecuencia de ello se ha tenido: i) Daños a la vida humana, ii) Daños al medio ambiente y iii) Fallas durante la operación.

¹⁴ Reglamento de Transporte de Hidrocarburos por Ductos de la Republica de Perú. Decreto Supremo N° 081-2007-EM (Nov. 21, 2007). Tercera Disposición Complementaria – Programa de Implementación: “Los Concesionarios u Operadores de los Ductos construidos a la fecha de vigencia del presente Dispositivo Legal, presentarán dentro del plazo de doce (12) meses desde su vigencia, un programa de implementación del Sistema de Integridad de Ductos para los Sistemas de Transporte y las Áreas de Alta Consecuencias”.

¹⁵ Reglamento de Transporte de Hidrocarburos por Ductos de la Republica de Perú. Decreto Supremo N° 081-2007-EM (Nov. 21, 2007). Anexo 2 – Sistema de Integridad de Ductos: “El Operador deberá desarrollar e implementar un Sistema de Integridad de Ductos para las Áreas de Alta Consecuencias, que permita prevenir fallas en sus operaciones proporcionando un servicio seguro, confiable y que garantice la protección de personas, instalaciones y el ambiente”.

- Existe poca información disponible sobre el Sistema de Gestión de Integridad en ductos de transporte en el Perú.

Además es importante esta investigación debido que la experiencia de otros países donde el transporte de gas natural por ductos se realiza desde hace muchos años demuestra que los accidentes, explosiones y otros eventos adversos ocurren cuando existe pérdida de integridad en los ductos, dicha pérdida se podría evitar o reducir con una adecuada implementación de un Sistema de Gestión de Integridad. Para el caso de Estados Unidos lo señalado se puede observar mediante las estadísticas publicadas en PHMSA¹⁶.

En Estados Unidos se inició la implementación del SGI en ductos de transporte de hidrocarburos hace poco menos de una década, la decisión final sobre su obligatoriedad se dio luego que se tuvo accidentes con consecuencias fatales. Hoy los resultados demuestran la reducción de los riesgos en los ductos de transporte de hidrocarburos, sin embargo la implementación de un SGI es un proceso donde el conocimiento de los profesionales del sector hidrocarburos es fundamental.

Teutónico (2009)¹⁷ señala que a través del SGI se procura:

- Responder a la sociedad que hoy demuestra una mayor concientización de los conceptos de seguridad, confiabilidad, calidad y cuidado del medio ambiente.
- Evitar catástrofes, pérdidas humanas y materiales, lucros cesantes, interrupción del servicio, etc.
- Proteger y preservar la inversión.

¹⁶ PHMSA (2010). Pipeline and Hazardous Materials Safety Administration. Integrity Management Program (IMP). Consultado Junio, 2010. USA. Disponible en: <http://www.phmsa.dot.gov/pipeline/imp>

¹⁷ Teutónico, Mauricio (2009). Sistema de Integridad de Ductos. La Revista del Gas Natural (OSINERGMIN - GFGN) 2009; 1: 122-131. Lima, Perú.

CAPÍTULO II

MARCOS TEÓRICO, CONCEPTUAL Y LEGAL

2.1 Marco Teórico

2.1.1 Sistema de Transporte de TgP¹⁸

SISTEMA DE TRANSPORTE DE GAS NATURAL (GN)

El ducto de GN transporta el gas natural producido en la Planta Malvinas, en la Cuenca del Amazonas, atravesando la cordillera de los Andes en forma paralela al ducto de LGN hasta el Punto de Derivación cercano a Humay (con aproximadamente 518 km de longitud), en donde se separan y en forma paralela a la costa occidental del Océano Pacífico llega hasta el City Gate de Lurín, en las cercanías a la Ciudad de Lima (con una longitud total de 834 km).

El sistema de transporte comprende una primera sección de 208 km de longitud con un diámetro de 32", otra sección de 310 km de longitud con un diámetro de 24" y finalmente una sección de 212 km de longitud con un diámetro de 18" al cual se le interconectó un loop de 105 km de longitud con un diámetro de 24" en la zona de costa que abarca desde el KP 595 (Pampa Melchorita) hasta el KP 699,7. Adicionalmente, como instalación principal del sistema de transporte se tiene una planta compresora en el KP 207,9 (Chiquintirca) que brinda mayor capacidad y

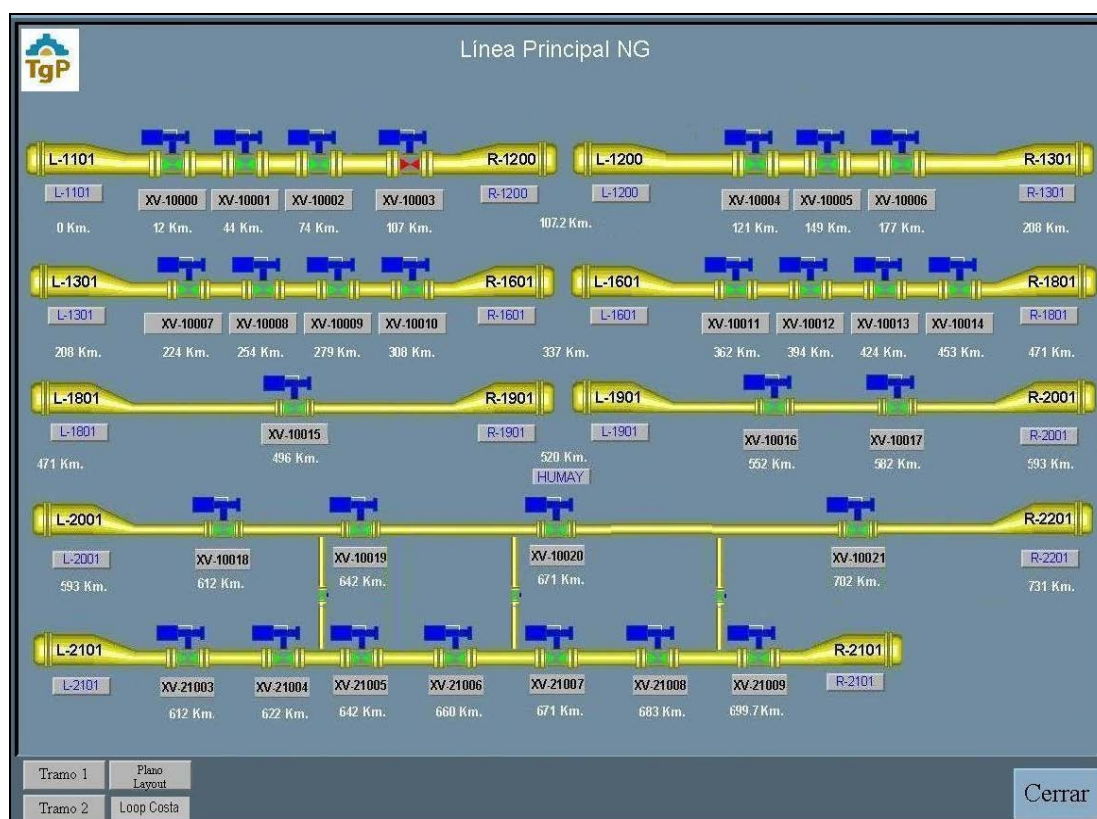
¹⁸ Compañía Operadora de Gas de Amazonas (2010), Manual de Operaciones - Sistema de Transporte GN y LGN. Documento N° COG001TRSCMO0001 Rev. 0. Lima, Perú.

flexibilidad operativa al sistema de Transporte.

Teniendo en cuenta las características del sistema y las grandes variaciones operativas a la que puede estar sometido el ducto, el sistema también cuenta con dos Estaciones de Control de Presión en los KPs 470 (PCS1) y 595 (Pampa Melchorita).

La capacidad del ducto con la configuración original (sin la planta compresora y sin el loop en costa de 105 km) es de 293 MMSCFD. Con la planta compresora Chiquintirca en su primera etapa con dos Turbocompresores, uno en operación y otro en stand by y, el loop de 24" de 105 km paralelo al actual ducto de GN de 18" sobre la costa, se tiene una capacidad de 450 MMSCFD.

FIGURA 1. LÍNEA PRINCIPAL DEL SISTEMA DE TRANSPORTE DE GN



Fuente. COGA, 2010 (Documento N° COG001TRSCMO0001)

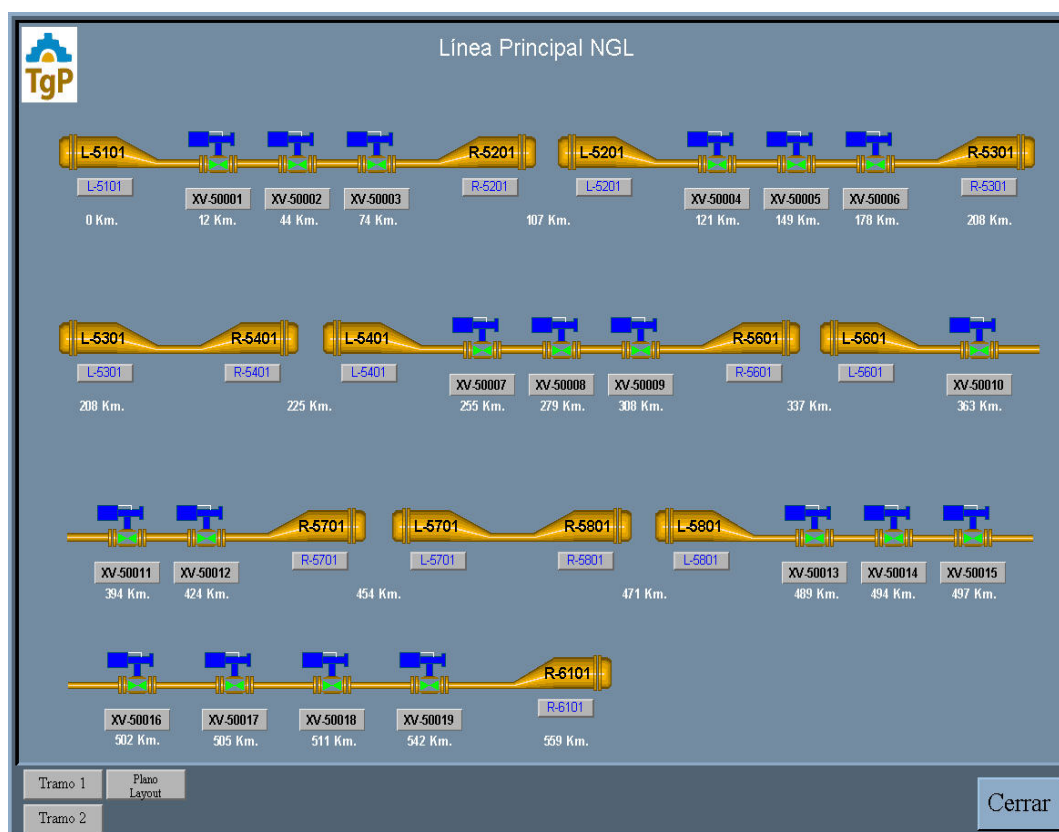
SISTEMA DE TRANSPORTE DE LÍQUIDOS DE GAS NATURAL (LGN)

El ducto de LGN transporta los Líquidos de Gas Natural producidos en la Planta Malvinas en la Cuenca del Amazonas, atraviesa la Cordillera de los Andes y llega a la costa del Océano Pacífico.

El ducto de LGN corre paralelo al ducto de GN desde la Planta Malvinas hasta el Punto de Derivación cerca de Humay (aproximadamente 518 km de longitud), de ahí se dirige hasta Playa Lobería ubicada en la bahía de Paracas en la costa occidental del Océano Pacífico (longitud total 557 km aproximadamente).

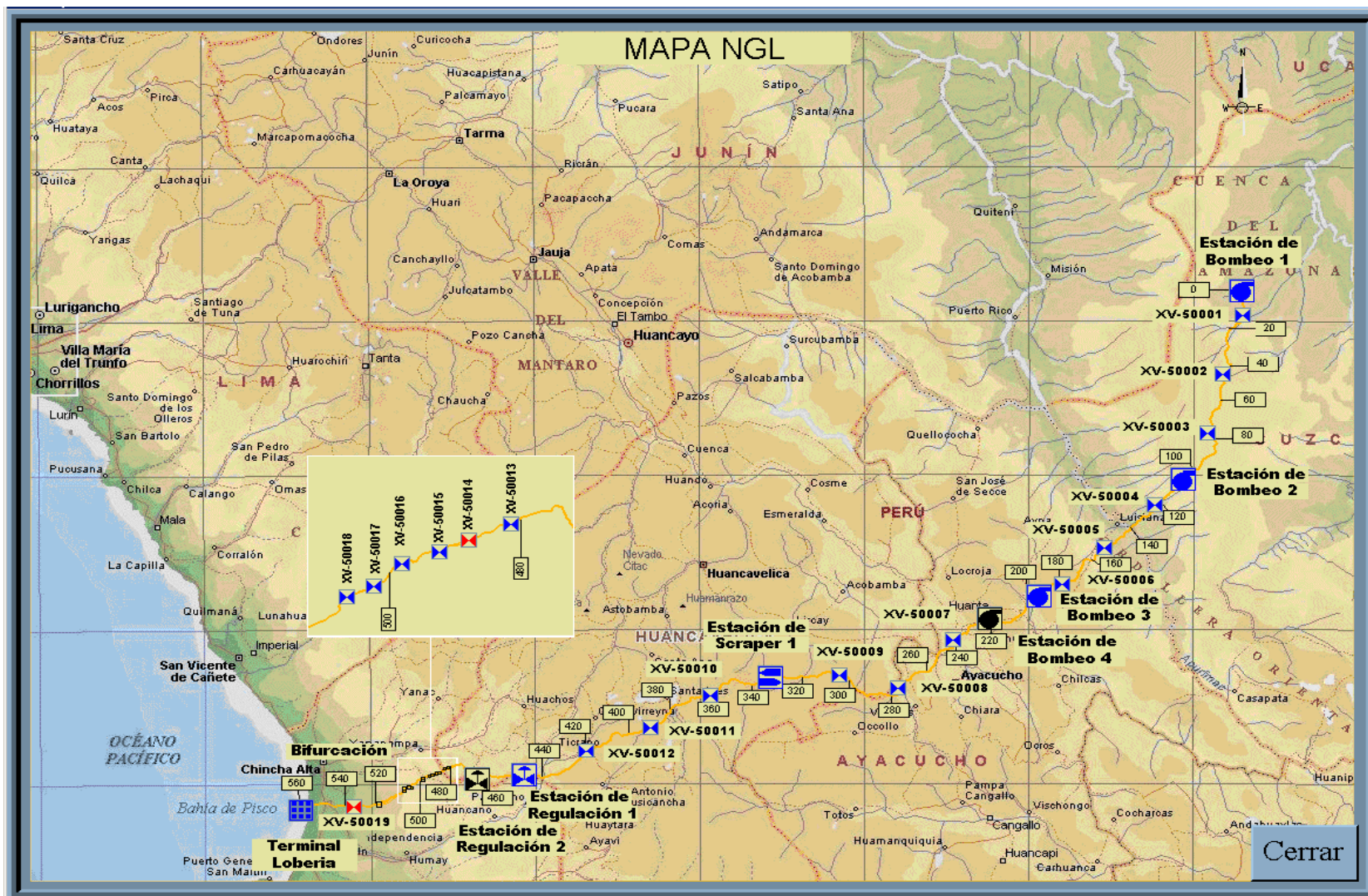
El Sistema cuenta con cuatro estaciones de bombeo para lograr impulsar el LGN hasta el punto más alto ubicado en Apacheta (4864 msnm) luego y en la zona de descenso hacia la costa, se tiene tres Estaciones Reductoras de Presión (la última en el terminal de Playa Lobería).

FIGURA 2. LÍNEA PRINCIPAL DEL SISTEMA DE TRANSPORTE DE LGN



Fuente. COGA, 2010 (Documento N° COG001TRSCMO0001)

FIGURA 3. MAPA DEL DUCTO LGN



Fuente. COGA, 2010 (Documento N° COG001TRSCMO0001)

2.1.2 Fallas en el Ducto de Transporte CAMISEA

Las fallas se reportaron al OSINERGMIN de acuerdo a la normativa vigente en el momento que ocurrieron las fallas, el accionar por parte del operador fue de acuerdo al Plan de Emergencia que se tiene para el Sistema de Transporte de GN y LGN por Ductos.

TABLA 5. RESUMEN DE FALLAS OCURRIDAS EN EL DUCTO LGN (CAMISEA)

Falla	KP (aprox.)	Fecha	Ubicación	Fenomeno de Peligro
Primera	8+800	22/12/2004	Túpac Amaru	Deslizamiento de tierra
Segunda	222+500	29/08/2005	Pacobamba	Grieta en soldadura circunferencial de 6 cm de largo
Tercera	200+700	16/09/2005	Tóccate	Deslizamiento de tierra
Cuarta	50+900	24/11/2005	Vilcabamba	Erosión de lecho de riachuelo y posible impacto de la tubería
Quinta	125+950	04/03/2006	Kepashiato	Deslizamiento de tierra
Sexta	125+487	02/04/2007	Kepashiato	Deslizamiento de tierra

Fuente. Elaboración propia.

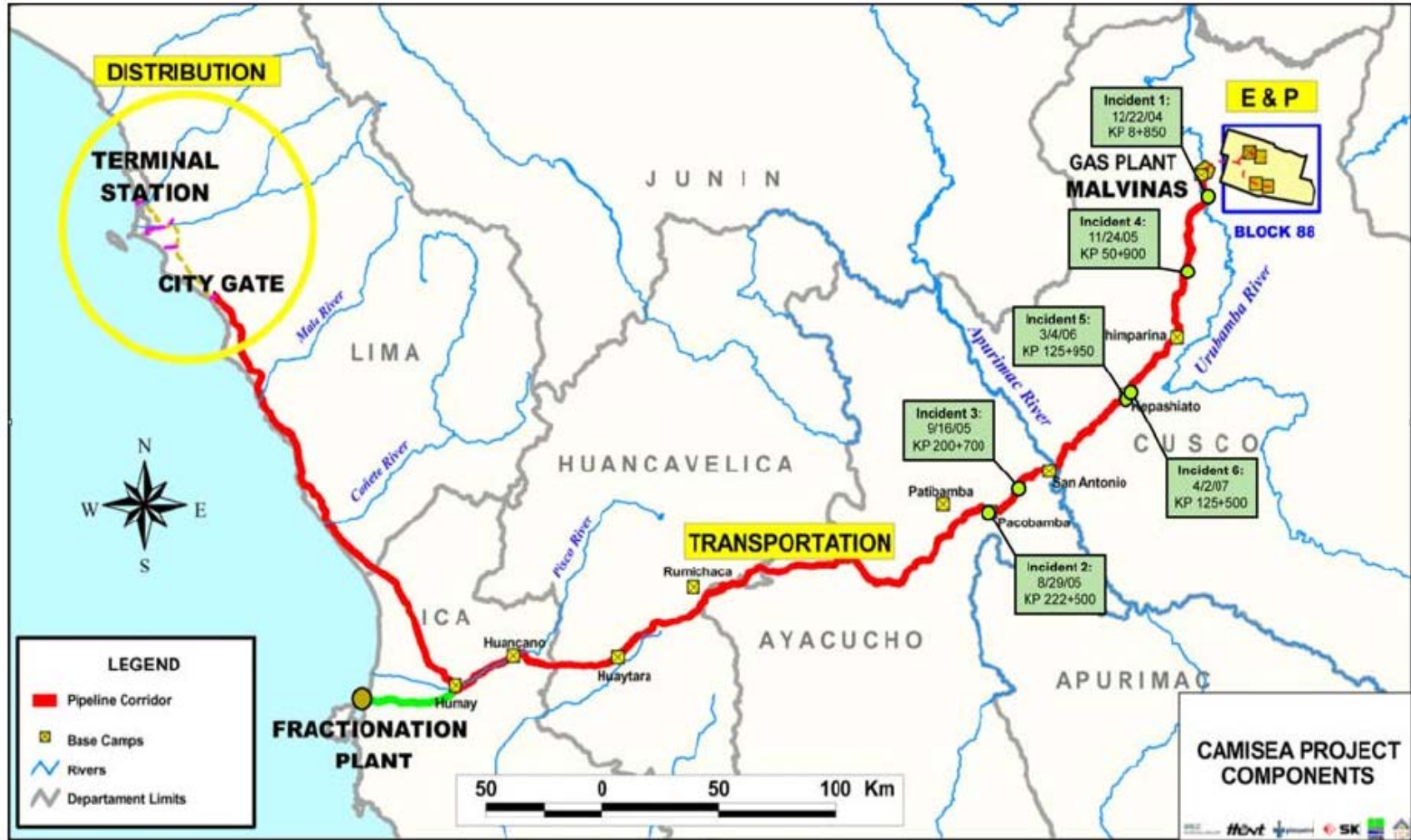
Acciones de TgP luego de las Fallas en el Ducto LGN

El Banco Interamericano de Desarrollo (BID) es una de las entidades principales que financió el proyecto CAMISEA, dicha entidad contrató a la compañía Exponent Inc. el 2006 para realizar un análisis de integridad de los ductos (GN y LGN) que forman parte del Sistema de Transporte CAMISEA. El objetivo del análisis era desarrollar un perfil de riesgo para ambos ductos e identificar los factores que contribuyeron a los derrames ocurridos en el ducto de LGN.

Exponent (2007)¹⁹ identificó cuatro categorías básicas de riesgo que amenazan la integridad de los ductos: i) geotécnica, ii) erosión en los cruces de los ríos, iii) eventos sísmicos y iv) integridad mecánica de los ductos. El nivel de riesgo más alto asociado a los peligros geotécnicos es consecuencia directa de la empinada topografía, las pobres condiciones del terreno y la abundancia de agua que existe a lo largo del derecho de paso de los ductos.

¹⁹ Exponent (2007). Pipeline Integrity Analysis of the Camisea Transportation System, Perú. Report Final. Washington, USA.

FIGURA 4. UBICACIÓN DE LAS FALLAS (INCIDENTES) EN EL DUCTO LGN



Fuente. EXPONENT, 2007 (Pipeline Integrity Analysis of the Camisea Transportation System)

Riesgos relacionados con la Geotécnica

Exponent y el TgP desarrollaron de forma conjunta un método cualitativo, para el nivel de probabilidad y severidad se consideró cuatro categorías. Para el caso de severidad se consideró las consecuencias a: medio ambiente, propiedad, salud y seguridad.

El método consideró cinco grupos de riesgo:

<i>Categoría 1 (C1)</i>	<i>Riesgo Bajo</i>
<i>Categoría 2 (C2)</i>	<i>Riesgo Moderadamente Bajo, es aceptable</i>
<i>Categoría 3 (C3)</i>	<i>Riesgo Medio que debería ser evaluado con medidas de mitigación</i>
<i>Categoría 4 (C4)</i>	<i>Riesgo Alto que debería ser evaluado con medidas de mitigación con alta prioridad</i>
<i>Categoría 5 (C5)</i>	<i>Riesgo Muy Alto que requiere inmediata evaluación con medidas de mitigación</i>

TABLA 6. CATEGORÍA DE RIESGO - EXPONENT

		PROBABILIDAD			
		1	2	3	4
SEVERIDAD	1	C1	C1	C2	C2
	2	C1	C2	C2	C3
	3	C2	C2	C3	C4
	4	C2	C3	C4	C5

Fuente. EXPONENT, 2007 (Pipeline Integrity Analysis of the Camisea Transportation System)

Considerando lo señalado en la TABLA 6, Exponent recomendó a TgP que todos los tramos de tuberías con categoría de riesgo C3, C4 y C5 deben ser sometidos a un mayor análisis de la estabilidad del terreno para determinar las medidas de mitigación necesarias.

El método de evaluación de riesgos geotécnicos se aplicó a 95 sitios diferentes a lo largo del sistema para crear una matriz de riesgos. Los sitios fueron seleccionados por el operador de TgP (COGA) en base a su interpretación de los riesgos geotécnicos y geológicos presentes a lo largo del Derecho de Vía (DDV).

De los 95 sitios en la matriz de riesgos, 67 estaban en el sector de selva, 28 en el sector de la sierra, y ninguno en el sector de la costa.

En general, los sitios se introducen en la matriz de riesgos, si las manifestaciones de la inestabilidad de la tierra se observan (por ejemplo, la tensión grietas, depresión superficial, la pendiente abultada, el movimiento del suelo y el movimiento de tuberías). La matriz de riesgos se basa en la evaluación de expertos geotécnicos de los primeros 450 km del DDV. Sin embargo, la matriz de riesgo no incluye necesariamente todos los posibles sitios de riesgo a lo largo del DDV.

TABLA 7. MATRIZ DE RIESGOS (DUCTO LGN) – MAYO 2006 (LÍNEA BASE)

95		PROBABILIDAD				Resultado		
		1	2	3	4	Categ.	Cantidad	%
SEVERIDAD	1	0	0	0	0	C1	0	0
	2	0	4	2	7	C2	28	29
	3	3	17	13	24	C3	22	23
	4	2	2	9	12	C4	33	35
						C5	12	13

Fuente. EXPONENT, 2007 (Pipeline Integrity Analysis of the Camisea Transportation System)

TABLA 8. MATRIZ DE RIESGOS (DUCTO LGN) – SEPTIEMBRE 2006 (EVALUACIÓN)

95		PROBABILIDAD				Resultado		
		1	2	3	4	Categ.	Cantidad	%
SEVERIDAD	1	0	0	0	0	C1	0	0
	2	0	5	6	2	C2	45	47
	3	9	22	20	6	C3	38	40
	4	3	16	4	2	C4	10	11
						C5	2	2

Fuente. EXPONENT, 2007 (Pipeline Integrity Analysis of the Camisea Transportation System)

El riesgo global en cada sitio fue evaluado por Exponent (2007)²⁰ en primer lugar bajo un supuesto de condiciones que existían antes de la construcción de las

²⁰ Exponent (2007). Pipeline Integrity Analysis of the Camisea Transportation System, Perú. Report Final. Washington, USA.

nuevas medidas de estabilización geotécnica (Mayo de 2006 – TABLA 7), con el fin de proporcionar una línea de base de evaluación de riesgo. El riesgo en cada sitio se vuelve a evaluar después de la terminación de las medidas de estabilización (Septiembre de 2006 – TABLA 8). Por último, el riesgo fue re-evaluado para incorporar la aplicación del programa de inspección Marcha vigilantes (Octubre de 2006 - TABLA 9).

TABLA 9. MATRIZ DE RIESGOS (DUCTO LGN) – OCTUBRE 2006 (RE-EVALUACIÓN)

95		PROBABILIDAD				Resultado		
		1	2	3	4	Categ.	Cantidad	%
SEVERIDAD	1	0	0	0	0	C1	0	0
	2	0	8	4	0	C2	70	74
	3	16	33	6	3	C3	20	21
	4	9	14	1	1	C4	4	4
						C5	1	1

Fuente. EXPONENT, 2007 (Pipeline Integrity Analysis of the Camisea Transportation System)

La matriz de riesgos clasifica inicialmente en 48% los sitios evaluados (45 sitios, a lo largo de los primeros 450 kilómetros del DDV) como de "alto" a "muy alto" riesgo (riesgo de Categorías 4 y 5) en mayo 2006. En comparación, el porcentaje de sitios calificados de "alto" a "muy alto" riesgo fue del 13% (12 sitios) en septiembre de 2006. Las nuevas reducciones del nivel de riesgo se observaron en octubre de 2006 en donde sólo el 5% de los sitios (5 sitios) se caracterizaron por tener un "alto" a "Muy alto" riesgo, y el 74% de los sitios fueron clasificados como de "moderadamente bajo" riesgo (riesgo Categoría 2).

En octubre de 2006, sólo un sitio adyacente a la segunda estación de bombeo (PS2) fue clasificado como "muy alta". El Concesionario desarrolló obras de estabilización en este lugar para reducir el riesgo geotécnico.

Auditoría de MINEM y OSINERGMIN

Mediante Resolución Ministerial No. 468-2006-MEM/DM se dio inicio a la gestión sobre la “AUDITORÍA INTEGRAL DE LOS SISTEMAS DE TRANSPORTE DE GAS NATURAL Y LIQUIDOS DE GAS NATURAL DEL PROYECTO CAMISEA”.

Al término de la auditoría se emitió el Informe Final N° GLP/GLM/MEMP/726-07 Rev. 0 donde se indicó todo el proceso de la auditoría y los resultados obtenidos. Entre los puntos resaltantes se señala lo siguiente:

Peligros Geotécnicos y Geológicos y sus Efectos en los Ductos

El valor promedio anual Europeo de derrames de ductos está documentado por la Organización CONCAWE (Conservation of Clear Air and Water in Europe). El valor común en toda Europa (es decir, en “todos los terrenos”) es cerca de 0,6 derrames /1000km/año (para todos los tamaños de derrame, grandes o pequeños), de los cuales los deslizamientos de tierra están alrededor del 3% (0,02/1000 km/año). British Petroleum ha montado una base de datos para las rupturas por deslizamientos de tierra en la cordillera tropical Andina.

TABLA 10. FRECUENCIAS DE RUPTURAS POR DESLIZAMIENTO DE TERRENOS EN DUCTOS ANDINOS

Ducto	Año de construcción	Rupturas por Deslizamiento de terreno	Longitud del Terreno dificultoso (Km)	Frecuencia de derrames/1000 Km/ año
Cano Limón-Convenas	1985	9	220	2.56
Central Llanos	1987	5	190	1.88
Transecuatoriano	1972	25	264	3.27
Trans Panamá	1982	1	60	0.88
Apiay-Bogata	1988	1	104	0.74
Oleoducto de Colombia	1991	0	116	0
Ocensa I	1994	0	60	0
Ocensa II	1996	0	238	0

Fuente. Germanischer Lloyd, 2007 (Informe Final N° GLP/GLM/MEMP/726-07)

Para los ductos más antiguos en esta cordillera el valor de derrames es aproximadamente 140 veces más frecuente que las rupturas “relacionadas por deslizamiento de terreno” de CONCAWE en 2,8/1000 km/año. Para los ductos

construidos con la mejor práctica de geo-ingeniería moderna (posteriores a 1982) la frecuencia es de 0,33/1000 km/año; es decir, el valor es aproximadamente 16 veces más frecuente que la frecuencia de derrame “relacionadas por deslizamiento de terreno” de CONCAWE²¹.

Hallazgos y Recomendaciones de la Auditoría

Esta información se encuentra disponible en el Anexo III del Informe Final N° GLP/GLM/MEMP/726-07. El primer hallazgo (TABLA 11) está referido al cumplimiento del Programa de Gestión de Calidad considerado en el Reglamento de Transporte de Hidrocarburos por Ductos y el Contrato BOOT.

TABLA 11. REPORTE DE HALLAZGO N°: CAM/QUAL/FCA/3/001 SISTEMA DE GESTIÓN DE CALIDAD

Categoría:	3ª	Estatus:	Abierto
Descripción:	No se encontró evidencia de que durante la construcción de los ductos, Transportadora de Gas del Perú S.A. (TGP) haya establecido un Programa de Gerencia de Calidad, sólo se refiere que estos conceptos fueron subcontratados con la empresa TECHINT, no obstante de lo descrito en los párrafos a seguir el requerimiento no fue cumplido: 1) La supervisión de la fabricación de la tubería, accesorios y equipos para las Estaciones, así como también para la construcción, instalación y reparación de la Línea. (DS N° 041-EM), considerando que subcontratando los servicios de TECHINT, con su Sistema de Gestión de Calidad quedaba cubierto este requerimiento, 2) Todas las fases del proyecto: ingeniería, diseño, adquisición y fabricación de materiales y equipos, construcción, instalación, prueba y arranque, operación y mantenimiento. (Contratos de Concesión de Transporte), y 3) TGP no contó con un Procedimiento para el Control de Documentos y Registros del Proyecto Camisea, lo que actualmente dificulta la pronta ubicación de los mismos.		
Código ó Estándar:	El Decreto Supremo N° 041-99-EM Reglamento de Transporte de Hidrocarburos por Ductos Art 15° y 73°. Los Contratos BOOT de Concesión Transporte de Líquidos y de Concesión Transporte de Gas ANEXO 1, punto 5.4		
Recomendación:	TGP debe implementar un Sistema de Calidad, como CONCESIONARIO directo del Proyecto.		
Referencias:	Cartas TGP/GELE/INT/02355-2006 y 02449-2006 y Entrevista con personal de TGP y TECHINT		
Respuesta:	Los soportes que se recibieron después del 20 de Junio del 2007 no reflejan el compromiso del CONCESIONARIO, la declaración de haber subcontratado a empresas con Sistemas de Calidad implementados, sólo sirvieron para llevar el aseguramiento y/o control de calidad de sus actividades en el proyecto		

Fuente. Germanischer Lloyd, 2007 (Informe Final N° GLP/GLM/MEMP/726-07)

²¹ Germanischer Lloyd (2007). Auditoría Integral de los Sistema de Transporte de Gas Natural y Líquidos de Gas Natural del Proyecto CAMISEA. Informe Final N° GLP/GLM/MEMP/726-07 Rev. 0. Lima, Perú.

La TABLA 12 muestra un hallazgo referido al incumplimiento de una inspección interna del ducto mediante un Instrumento Inteligente Inercial, esto hubiera servido para determinar una línea base adecuada.

TABLA 12. REPORTE DE HALLAZGO N°: CAM/ILI/ADR/1/02 - INSPECCIÓN INTERNA POR HERRAMIENTA

Categoría:	1	Estatus:	Abierto
Descripción:	<p>La directiva peruana para el transporte de hidrocarburos con gasoductos / oleoductos exige una corrida de instrumento inteligente inercial dentro de los primeros 6 meses de haber sido comisionado el gasoducto al operador. La operación empezó en agosto del 2004. No hubo corridas de instrumentos inteligentes inerciales en el gasoducto de NGL antes de febrero del 2006 y hasta la fecha no se ha realizado ninguna corrida de estos instrumentos en el gasoducto de NG. La demora y el desempeño insuficiente de las corridas de instrumentos inerciales tienen un fuerte impacto técnico.</p> <p>NOTA: TGP ha indicado que, con relación a esta actividad, OSINERG les ha dado una extensión al plazo para poder concluirlos. TGP no presentó ninguna evidencia de esto.</p> <p>Todavía no son posibles la detección y el seguimiento de secciones de ductos con desplazamiento crítico a lo largo de todo el gasoducto puesto que no se dispone todavía de una referencia confiable de la ubicación del gasoducto tal como fue construido en realidad (as-built).</p>		
Código ó Estándar:	Directiva para el transporte de hidrocarburos con gasoductos / oleoductos (Anexo I, Título II, Artículo 14a, Título V, Artículo 55), ASME B31.8,		
Recomendación:	<p>El operador deberá proporcionar una declaración clara en cuanto a los problemas que se observaron al comparar las mediciones hechas por la herramienta inercial y por la inspección en el terreno.</p> <p>El operador deberá proporcionar un plan para establecer una línea de base de las posiciones de los gasoductos de NGL y de NG. Debiendo evaluarse mediante sistemas de mediciones capaces de detectar movimientos de tierra críticos a través del equipo instrumentado inercial (considerando tolerancias de mediciones realistas y probadas en el campo).</p>		
Referencias:	Seminario Taller del 18-01-2007 y 26-01-2007		
Respuesta:	No se han concluido los trabajos de los equipos instrumentados, esto sigue siendo un pendiente de TGP		

Fuente. Germanischer Lloyd, 2007 (Informe Final N° GLP/GLM/MEMP/726-07)

El ducto de LGN ha experimentado 6 accidentes principales desde que empezó a funcionar en agosto del 2004. La causa final de estos incidentes estuvo relacionada, en 5 casos, con peligros geológicos, geotécnicos e hidrológicos; 3 casos se han visto favorecidos al momento de la falla con la presencia de cargas externas debido a deslizamientos de tierra, mientras que las causas iniciales, de acuerdo a las investigaciones de laboratorio, parecen estar relacionadas con daño durante la construcción y problemas de soldadura. La TABLA 13 muestra un hallazgo referido al análisis de los accidentes.

TABLA 13. REPORTE DE HALLAZGO N°: CAM/GEO/HENG-NYMAN/1/001 - ANÁLISIS DE ACCIDENTES

Categoría:	1	Estatus:	Abierto
Descripción:	<p>1) Investigación de las fallas mecánicas en el ducto relacionados con deslizamientos de tierra. Se debería haber realizado una investigación exhaustiva para cada una de las fallas mecánicas en el ducto relacionadas con movimientos de suelo (KP 8 + 850, KP 126 + 950, KP 200 + 750 y KP 125 + 487). Hasta la fecha, los estudios se han limitado a un análisis de laboratorio de soldadura y materiales del lugar de la rotura. La investigación debería comprender una simulación numérica del comportamiento del ducto en los lugares donde se produjeron las fallas mecánicas para determinar los niveles estimados de deformación en el ducto durante la rotura, y ensayos de placa ancha (wide plate) de las soldaduras circunferenciales no dañadas, en secciones adyacentes del ducto retiradas de la zona de la falla mecánica. Los resultados de estos estudios se habrían podido utilizar para pronosticar la capacidad del ducto de resistir movimientos de suelo en varios escenarios de deslizamiento de tierra y para llevar a cabo estudios de causa primaria (root cause).</p> <p>2) Falla mecánica en cruce de río en KP 50 + 900 Quizás nunca se llegue a saber la causa exacta de la falla mecánica del ducto en el cruce de río. Sin embargo, se sabe que la profundidad de la erosión excedió las profundidades de erosión estimadas en estudios anteriores. Nunca habría ocurrido esta falla mecánica en un momento de elevada inundación y profunda erosión, si el cruce hubiera sido construido a una profundidad adecuada.</p> <p>3) Documentación Técnica Se debería haber hecho un estudio cuidadoso de todos los factores que intervinieron en la ocurrencia de las fallas mecánicas en el ducto, especialmente porque cada falla puede ser atribuida a cargas externas, o estuvieron relacionadas con ellas; movimiento de tierra en tres casos y erosión de río en el cuarto caso.</p> <p>4) Análisis de Causa Raíz Hasta donde es del conocimiento del equipo auditor, no se ha llevado a cabo un análisis de causa raíz.</p>		
Código ó Estándar:	Practica recomendada de Ingeniería		
Recomendación:	<p>1) Investigación de las fallas mecánicas en el ducto relacionados con deslizamientos de tierra. Ampliar las investigaciones de fallas mecánicas en el ducto incorporando la simulación numérica de las fallas mecánicas y ensayos de placa ancha de una población representativa de soldaduras circunferenciales. La investigación debería ser revisada por un panel de asesores técnicos con experiencia en análisis forense de fallas mecánicas de ductos.</p> <p>2) Falla mecánica en cruce de río en KP 50+900 Examinar cuencas y ríos con similares características hidráulicas a las de KP 50 para determinar si las profundidades de erosión han sido calculadas correctamente. Desarrollar una atenuación y un monitoreo donde sea necesario y como sea viable.</p> <p>3) Documentación Técnica Volver a evaluar las causas y condiciones de las fallas mecánicas en el ducto. Identificar y clasificar los factores que intervinieron.</p> <p>4) Análisis de Causa primaria Un análisis de causa primaria debería ser realizado para cada falla mecánica y debería hacerse un esfuerzo para aplicar las lecciones aprendidas en todo el sistema de ductos. El análisis de causa primaria debería abordar las investigaciones antes de la construcción, fallas geotécnicas, reacción del ducto, atenuación y monitoreo.</p>		
Referencias:	-		
Respuesta:	En la actualidad se están realizando muchas de las actividades indicadas, inclusive los análisis de causa raíz de tres de los incidentes, pero no se entregaron los reportes finales. GL sugirió el análisis de causa raíz de los incidentes restantes.		

Fuente. Germanischer Lloyd, 2007 (Informe Final N° GLP/GLM/MEMP/726-07)

Sobre el accionar del Concesionario, en el informe final de la auditoría se señaló lo siguiente:

“TGP y sus contratistas y consultores han hecho una labor recomendable en cuanto a la forma en que reaccionaron ante los incidentes en el ducto y restauraron el servicio en corto tiempo, bajo el concepto de realizar la reparación. Las acciones y la administración en caso de emergencia se encontraron que estaban en orden.

...

TGP ha iniciado un programa extensivo de monitoreo y vigilancia de los peligros geotécnicos, en particular en los primeros 210 km de los Ductos. Varias recomendaciones han sido emitidas para incrementar la calidad y eficiencia de este programa.”

Germanischer Lloyd²² luego de la auditoría a los ductos de transporte de CAMISEA, señaló que los hallazgos se han emitido para asegurar el cumplimiento legislativo y con el propósito de reducir al mínimo posible, los riesgos para las personas, el medio ambiente, los activos y la reputación del operador del Sistema de Transporte de Hidrocarburos de CAMISEA.

Asimismo menciona que una de las principales conclusiones del informe es:

*“Los hallazgos se han emitido para asegurar el cumplimiento legislativo y con el propósito de reducir al mínimo posible, **los riesgos para las personas, el medio ambiente, los activos y la reputación del operador del Sistema de Transporte de Hidrocarburos de Camisea....”***

²² Germanischer Lloyd (2007). Auditoría Integral de los Sistema de Transporte de Gas Natural y Líquidos de Gas Natural del Proyecto CAMISEA. Informe Final N° GLP/GLM/MEMP/726-07 Rev. 0. Lima, Perú.

2.1.3 Gestión de Integridad en el Exterior

Gestión de Integridad en México

La Secretaría de Energía²³ aprobó la NORMA Oficial Mexicana NOM-027-SESH-2010 (Administración de la integridad de ductos de recolección y transporte de hidrocarburos), previo a ello la Subsecretaria de Hidrocarburos emitió un informe donde se indicó como objetivos de la norma lo siguiente:

- Establecer los requisitos que se deben cumplir para la administración de la integridad de ductos en operación para la recolección y transporte de hidrocarburos.
- Mejorar la seguridad de los sistemas de ductos para transporte de hidrocarburos.
- Asegurar la entrega de hidrocarburos a los consumidores de una manera confiable y segura sin efectos adversos para los empleados, clientes, terceras personas o medio ambiente.
- Evaluar y disminuir riesgos, al reducir la probabilidad de ocurrencia y las consecuencias de incidentes durante el transporte de hidrocarburos.

Dentro del Análisis de Beneficios Cuantificables de la norma, se considera: i) detección de toma clandestina, ii) reducción del impacto ecológico por fugas de hidrocarburo y iii) reducción de pérdida de vidas humanas. Como Beneficios No Cuantificables se considera lo siguiente:

- Mayor seguridad en los ductos de transporte de hidrocarburos.
- Disminución en el número de incidentes en los ductos de recolección y transporte de hidrocarburos.

²³ Secretaría de Energía (2010). NORMA Oficial "Administración de la integridad de ductos de recolección y transporte de hidrocarburos" de la Republica de México. Resolución de Secretaría de Energía N° NOM-027-SESH-2010 (Abril 07, 2010).

- Reducción de interrupciones en el suministro del producto transportado.
- Optimización en la aplicación de recursos económicos y humanos utilizados por las empresas para la inspección y mantenimiento de ductos.
- Tener una base de datos actualizada sobre las condiciones de los ductos.
- Reducción de costos en la contratación de servicios de evaluación de la integridad, inspección y mantenimiento de ductos.
- Integrar en un solo proceso la información de todas las etapas de la administración de integridad de un ducto.

El informe que sustentó emisión de la norma tomó como base la información estadística de incidentes indicados en la TABLA 14.

TABLA 14 INFORMACIÓN ESTADÍSTICA DE INCIDENTES – SUSTENTO NOM-027-SESH-2010 OCTUBRE 2004 – MARZO 2006 (MÉXICO)

Tipo de incidente y Fecha de falla	Servicio	Diámetro y ducto	Lugar	Consecuencias
Accidente Octubre-2004	Gasoducto	8"	Monterrey, N.L.	Ecológico, pérdidas materiales y vidas humanas
2004	Gasoducto	24"	Villahermosa, Tab.	Ecológico y pérdidas materiales.
Accidente 13-julio-2005	Oleoducto	36" Terminal marítima de Pajaritos a la Monoboaya	Coatzacoalcos, Ver.	2 vidas humanas
Fuga 26-julio-2005	Etanoducto	20 Cactus-Cangrejera	Huimanguillo, Tab.	Desviaciones del tránsito Evacuación de personas Suspensión de operaciones
Fuga de gasolina 19-agosto-2005	Poliducto	18" La Ceiba-Zoquital	Xilotepec de Juárez, Pue.	Daños ambientales
Fuga de gas licuado 24-ago-2005	Gasoducto	24" Cactus-Venta de Carpio	Tepetlaoxtoc, Edo. de Mex.	Daños ambientales Evacuación de personas Suspensión de operaciones
Toma clandestina Gasolina 26-agosto-2005	Poliducto	14" Satélite-Gómez Palacio	Gómez Palacio, Durango	Económicas
Toma clandestina Diesel 07-septiembre-2005	Dieselducto	24" Refinería-Terminal Marítima	Salina Cruz, Oaxaca	Económicas
Toma clandestina Gasolina 09-septiembre-2005	Poliducto	10" Satélite-Gómez Palacio	Francisco I. Madero, Coahuila.	Daños ambientales Económicas

Fuga de gás licuado 09-septiembre-2005	Oleoducto	30"-24" Nuevo Teapa- Venta de Carpio	Cd. Mendoza, Ver.	Daños ambientales Evacuación de personas Suspensión de operaciones
Tomas clandestinas 29-septiembre-2005	Poliductos	10" Salamanca-Morelia 20" Satélite-Monclova- Sabinas 16"	Munpio. Cuitzeo, Mich. Ayunt.Carmen, Nvo.León	Económicas
Toma clandestina Gasolina 17-octubre-2005	Poliducto	12" Minatitlán-México	Hueyapan de Ocampo, Ver.	Daños ambientales Económicas
Fuga de crudo 18-octubre-2005	Oleoducto	30" Nuevo Teapa-Poza Rica	El Chapo, Mpio.de Nanchital, Ver.	Daños ambientales Económicas
Fuga de crudo 25-octubre-2005	Oleoducto	12 Ezequiel Ordoñez- Poza Rica	Papantla, Ver.	Daños ambientales Económicas
Fuga de crudo 27-octubre-2005	Oleoducto	4" Presas en construcción	Poza Rica, Ver.	Daños ambientales Económicas
Tomas clandestinas 15-noviembre-2005	Poliductos	10", 14" Satélite-Gómez Palacio 16" Salamanca- Castillo-Zapopan 16" Tula-Azcapotzalco	Ramos Arizpe, Coahuila El arenal, Jalisco. Zacamulpa, Hgo.	Económicas
Fuga de gas 6-diciembre-2005	Gasoducto	36" Giraldas-Juspi- Cactus IV	Reforma, Chiapas.	Económicas Suspensión de operaciones
Fuga hidrocarburos 14-diciembre-2005	Oleoducto	8" Válvula	Huimanguillo, Tab.	Daños ambientales Evacuación de personas Suspensión de operaciones
Toma clandestina Gasolina 17-enero-2006	Poliducto	Rosarito-Mexicali	Rosarito, B.C.	Daños ambientales Evacuación de personas Suspensión de operaciones
Fuga de gasolina 1-febrero-2006	Poliducto	8" Añil-Cuernavaca	Kilómetro 58, carretera México- Cuernavaca	Daños ambientales Evacuación de personas Suspensión de operaciones
7 Tomas clandestinas Gasolina 14-febrero-2006	Poliductos	Diversos diámetros	Oaxaca, Hidalgo, Coahuila, Tabasco y Veracruz	Económicas Suspensión de operaciones
Fuga de crudo 16-febrero-2006	Oleoducto	2" y 4" Estación de compresoras El Plan	Las Choapas, Ver.	Daños ambientales Suspensión de operaciones
Fuga por toma clandestina 28-febrero-2006	Oleoducto	30" Nuevo Teapa-Poza Rica	Poza Rica, Ver.	Daños ambientales Suspensión de operaciones
Tomas clandestinas 2-marzo-2006	Poliductos	14", 16" y 20"	Mazatlán, Sinaloa.	Económicas
Fuga de crudo 7-marzo-2006	Oleoducto	No se indica	Poza Rica, Ver.	Daños ambientales Económicas
Incendio por toma clandestina 8-marzo-2006	Poliducto	10" Satélite-Monclova- Sabinas	Opio.Castaños, Coahuila	Daños ambientales Suspensión de operaciones

Fuente. Informe de la Secretaría de Energía de México para SUSTENTO NOM-027-SESH-2010

Gestión de Integridad en Estados Unidos

El Departamento de Transporte (DOT) de Estados Unidos actúa a través de la “Office of Pipeline Safety (OPS)” y la agencia PHMSA²⁴ (Pipeline and Hazardous Materials Safety Administration), administra el programa nacional de reglamentación para asegurar el transporte seguro de gas natural, petróleo y otros materiales peligrosos por tuberías. La OPS desarrolla reglamentos y temas para la gestión de riesgos que garantizan la seguridad en el diseño, construcción, pruebas, operación, mantenimiento, y la respuesta de emergencia de las instalaciones de tuberías. Uno de los temas a su cargo es el “Integrity Management Program (IMP)”.

Gestión de Integridad en Ductos de Transporte de Líquidos Peligrosos

A partir del 2004, los operadores de ductos de transporte de líquidos peligrosos han sido obligados a presentar informes para medir el rendimiento del sistema de transporte y el programa de Gestión de Integridad. PHMSA utiliza estos informes -que debe presentarse el 15 de junio de cada año- para supervisar e informar sobre los progresos de la industria en el cumplimiento de los requisitos sobre la Gestión de Integridad en Ductos de Transporte de Líquidos Peligrosos.

Desde que el marco normativo sobre Gestión de Integridad entró en vigor, más de 115,000 reparaciones se han realizado en ductos de transporte de líquidos peligrosos. Asimismo, luego que la presentación de informes detallados se inició en 2004, en el 2005 se incrementó las reparaciones realizadas.

²⁴ Pipeline and Hazardous Materials Safety Administration (2010). Integrity Management Program (IMP). Consultado Junio, 2010. USA. Disponible en: <http://www.phmsa.dot.gov/pipeline/imp>

TABLA 15. RESUMEN DE REPARACIONES EN DUCTOS DE LÍQUIDOS PELIGROSOS 2001-2009 (USA)

Hazardous Liquid Pipeline Repairs (Reparaciones en Ductos de Líquidos Peligrosos)								
Repairs in HCA-affecting segments Reparaciones en segmentos afectados HCA	2001- 2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	Total
• Immediate category (Categoría Inmediata)	1,191	1,701	1,369	941	882	888	653	7,625
• 60-day category (Categoría 60 días)	756	647	1,109	861	581	1,022	452	5,428
• 180-day category (Categoría 180 días)	2,397	3,178	5,278	2,748	2,144	4,037	3,055	22,837
Total <i>Rule-required</i> repairs in HCA-affecting segments Total de reparaciones requeridas en segmentos afectados HCA	4,344	5,526	7,756	4,550	3,607	5,947	4,160	35,890
Other repairs in HCA-affecting segments and repairs outside of these segments Otras reparaciones en segmentos afectados HCA y reparaciones fuera de estos segmentos	16,081	11,782	10,219	10,841	11,114	8,221	11,314	79,572
Total repairs both in and outside of HCA-affecting segments Total de reparaciones dentro y fuera de segmentos afectados HCA	20,425	17,308	17,975	15,391	14,721	14,168	15,474	115,462
<p>On average, since the Rule's inception, over 12,000 repairs have been made each year to the nation's hazardous liquid pipelines. En promedio, desde el inicio del reglamento, más de 12,000 reparaciones se han realizado cada año en tuberías de líquidos peligrosos.</p> <p>The Liquid IM Rule has resulted in a consistent, year-by-year improvement in the integrity of the nation's hazardous liquid pipelines. El reglamento sobre la gestión de integridad ha resultado en una consistente mejora año por año en la integridad de los ductos de líquidos peligrosos.</p> <p>Since the Rule's inception, a total of nearly 36,000 repairs have been made which provide additional protection to the nation's most sensitive areas - those designated as HCAs. Desde el inicio del reglamento, un total de cerca de 36,000 reparaciones han sido hechas con una protección adicional a las áreas más sensibles de la nación – esos designados como HCAs.</p>								

Fuente. PHMSA, 2010 (Pipeline and Hazardous Materials Safety Administration)

Gestión de Integridad en Ductos de Transporte de Gas

Los operadores de ductos de transporte de gas están obligados a informar de forma semestral sobre la implementación del Programa de Gestión de Integridad.

PHMSA utiliza estos informes -prevista para finales de febrero y agosto de cada año- para monitorear el progreso de la industria en el cumplimiento de los requerimientos del marco normativo sobre la Gestión de Integridad. A continuación se indican algunas definiciones:

Incidente (Incident): Un incidente implica una liberación de gas de una tubería y: i) una muerte o lesiones corporales que necesiten la hospitalización del paciente, o ii) daños materiales estimados, incluido el costo del gas perdido, del operador o de otros, o ambos, de \$ 50,000 o más, o iii) un evento que es significativo, a juicio del operador, a pesar de que no cumplía con los criterios anteriores.

Fuga (Leak): Una liberación accidental de gas de la tubería que no es un "incidente". Esto incluye cualquier liberación accidental de gas de una tubería que no da lugar a una lesión, muerte, o \$ 50,000 o más en daños a la propiedad.

Falla (Failure): Es un término utilizado para sugerir que una parte en el servicio: i) se ha convertido completamente inoperable, o ii) es todavía manejable, pero es incapaz de realizar satisfactoriamente su función, o iii) se ha deteriorado gravemente, al punto que se ha convertido en poco fiables o no apto para el uso continuado.

TABLA 16. RESUMEN DE REPARACIONES EN DUCTOS DE GAS 2004-2009 (USA)

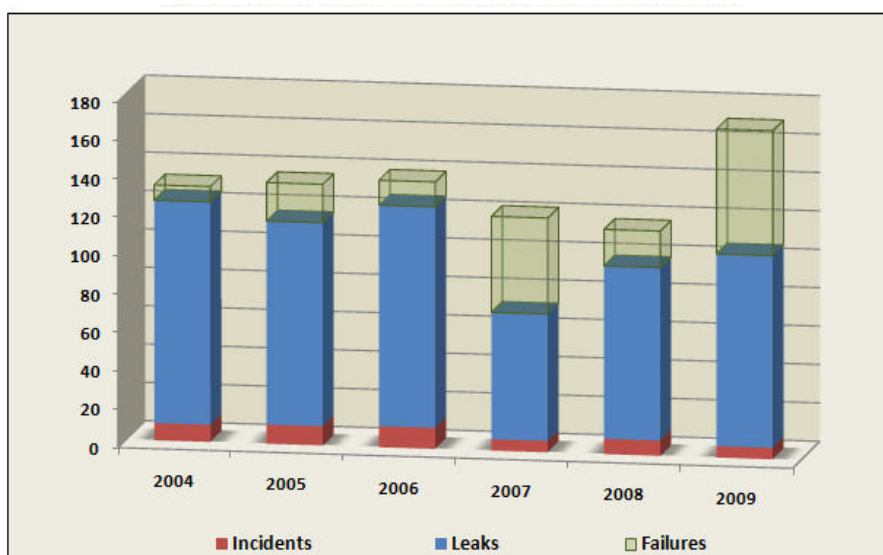
Natural Gas Transmission Pipeline Repairs (Reparaciones en Ductos de Transporte de Gas Natural)							
Repairs in HCA segments (Reparaciones en segmentos HCA)	2004	2005	2006	2007	2008	2009	Total
• Immediate category (Categoría Inmediata)	104	261	159	258	146	124	1,052
• Scheduled category (Categoría Programada)	599	378	342	452	217	251	2,239
Total repairs in HCA segments (Total de Reparaciones en HCAs)	703	639	501	710	363	375	3,291
Repairs outside of HCAs (Reparaciones fuera de HCAs)	Not Available – Reporting Not Required						
<p>The Gas IM Rule has resulted in a consistent, year-by-year improvement in the integrity of the nation's gas transmission pipelines El reglamento sobre la gestión de integridad ha resultado en una consistente mejora año por año en la integridad de los ductos de transporte de gas</p> <p>Each year since the Gas IM Rule's inception, hundreds of repairs have been made to the nation's gas transmission pipelines. Cada año desde el inicio del reglamento, cientos de reparaciones han sido hechos en los ductos de transporte de gas en la nación.</p> <p>A total of 3,291 repairs have been made which provide additional protection to the nation's most sensitive areas - those designated as HCAs Un total de 3,291 reparaciones han sido hechas con una protección adicional a las áreas más sensibles de la nación – esos designados como HCAs.</p>							

Fuente. PHMSA, 2010 (Pipeline and Hazardous Materials Safety Administration)

La FIGURA 5 muestra el número de incidentes, fugas y fallas desde 2004 hasta 2009. El número promedio de incidentes y fugas (donde una liberación de gas

se trate) ha disminuido de un promedio de 122 por año en los tres primeros años del programa a un promedio de 92 por año en los últimos tres años.

FIGURA 5. INCIDENTES, FUGAS Y FALLA EN DUCTOS DE GAS (HCAs) 2004-2009 (USA)



Fuente. PHMSA, 2010 (Pipeline and Hazardous Materials Safety Administration)

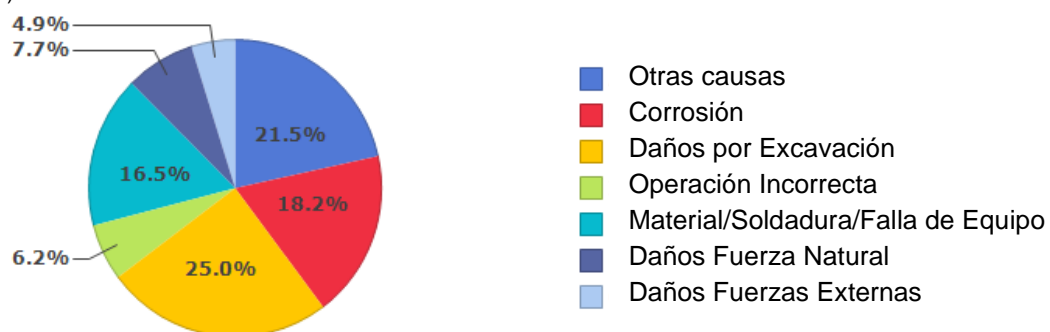
Notas: Las fallas que, por definición, en virtud de las normas no implican la liberación del gas, también se muestra (con banda de color transparente). Estos representan las condiciones que se descubren y actuar en consecuencia antes que su potencial se convierta en un incidente o de fugas.

Causas de los Incidentes Significantes 1990-2009

Los datos mostrados contienen todos los incidentes presentados a PHMSA.

Se debe considerar que los criterios para notificar los sucesos han cambiado significativamente en los últimos años.

FIGURA 6. CAUSAS DE LOS INCIDENTES SIGNIFICANTES EN TODOS LOS SISTEMAS DE DUCTOS 1990-2009 (USA)

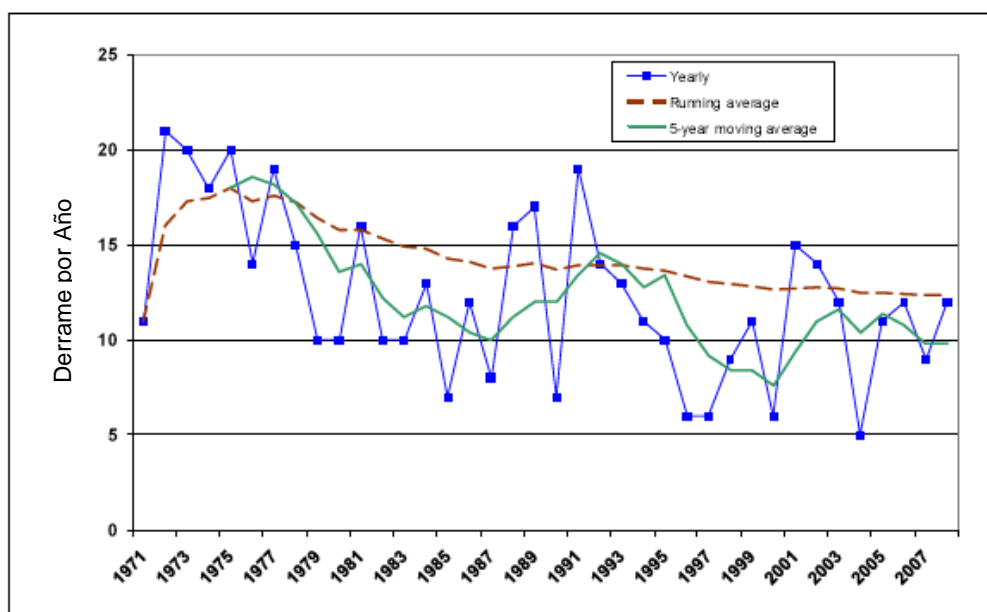


Fuente. Elaboración propia

Gestión de Integridad en Europa

La información que se tiene disponible es de CONCAWE²⁵. Las FIGURAS 23 y 24 corresponden al informe “Performance of European crosscountry oil pipelines - Statistical summary of reported spillages in 2008 and since 1971”.

FIGURA 7. DERRAMES POR AÑO - CONCAWE 1971-2008 (EUROPA)



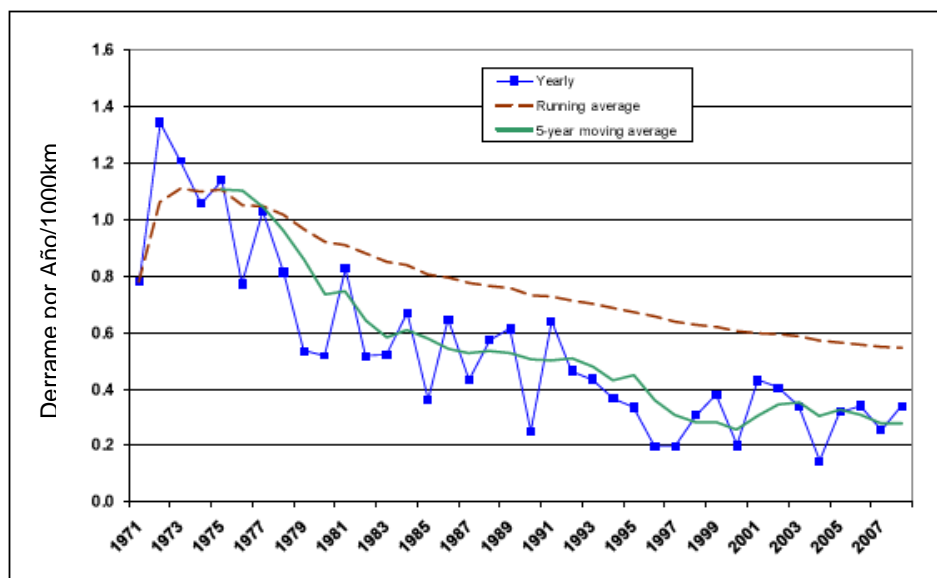
Fuente. CONCAWE, 2010 (Conservation of Clear Air and Water in Europe)

La cantidad de derrames por 1000 kilómetros de tubería viene disminuyendo según se muestra en la FIGURA 8, esta información fue tomada como referencia en el Informe Final N° GLP/GLM/MEMP/726-07 Rev. 0 emitido luego de la auditoría realizada al sistema de transporte de GN y LGN CAMISEA.

CONCAWE tiene registrado más de 35,000 kilómetros de tubería que transportan alrededor de 780 millones de m³ por año de petróleo y otros productos energéticos. Las causas de los derrames los agrupa en cinco categorías: Falla Mecánica, Operacional, Corrosión, Riesgo Natural y Daños por Terceros.

²⁵ Conservation of Clear Air and Water in Europe (2010). Performance of European crosscountry oil pipelines - Statistical summary of reported spillages in 2008 and since 1971. Report N° 4/10. Bruselas, Bélgica.

FIGURA 8. ÍNDICE DE DERRAMES POR AÑO/1000KM - CONCAWE 1971-2008 (EUROPA)



Puente. CONCAWE, 2010 (Conservation of Clear Air and Water in Europe)

2.2 Marco Conceptual

La presente investigación contempla el siguiente marco conceptual:

- a) **Ductos:** Conjunto de tuberías, conexiones, accesorios y estación de bombeo o compresión destinados al Transporte de Hidrocarburos
- b) **Estudio de Riesgos Operativos (HAZOP):** Es adicional al Estudio de Riesgos e identifica detalladamente las probabilidades de desviaciones en las operaciones, eventos o incidentes que puedan ocasionar daños a la propiedad, vidas o medio ambiente de las instalaciones o sus alrededores; ocasionadas por las operaciones o por terceros. Evalúa la probabilidad de incidencias, la magnitud o severidad de estos incidentes, los medios para evitarlos o mitigarlos, tanto propios como de terceros. Utiliza para el análisis una matriz de riesgos.
- c) **Gas Natural:** Mezcla de Hidrocarburos en estado gaseoso, predominantemente compuesto por metano, puede presentarse en su

estado natural como Gas Natural Asociado o Gas Natural no Asociado. Puede ser húmedo si tiene Condensado, o ser seco si no lo contiene.

- d) **Localización de Área:** Es un área geográfica a lo largo del Ducto que transporta Gas Natural, de 200 metros de ancho a cada lado del eje del mismo, clasificada según el número y proximidad de las edificaciones actuales y prevista para la ocupación humana, para lo cual, debe considerarse los siguientes factores de diseño para la construcción: las presiones de operación, los métodos de pruebas de las tuberías y la ubicación de las tuberías y accesorios a instalarse en esa área.
- e) **Localización Clase 1:** Es cualquier sección de 1.600 metros que tenga 10 o menos edificaciones previstas para ocupación humana, en un ancho de 200 metros a cada lado del eje de la tubería. Abarca las áreas tales como páramos, desiertos, montañas, tierras de pasturas, tierras de cultivo, y de escasa población.
- 1) Clase 1, División 1: Esta división es una Localización Clase 1 donde el factor de diseño de la tubería es mayor que 0,72 pero igual a o menor que 0,80 y deberá probarse a 1,25 veces la máxima presión de operación (MOP).
 - 2) Clase 1, División 2: Esta división es una Localización Clase 1 donde el factor de diseño de la tubería es igual o menor que 0,72 y deberá probarse a 1,1 veces la máxima presión de operación (MOP)
- f) **Localización Clase 2:** Es cualquier sección de 1.600 metros que tiene más de 10 pero menos de 46 edificaciones previstas para ocupación humana, en un ancho de 200 metros a cada lado del eje de la tubería. Esta división deberá probarse a no menos de 1,25 veces la máxima presión de operación

(MOP). Abarca las áreas en las afueras o alrededor de ciudades y pueblos, áreas industriales, granjas o ranchos, etc.

- g) **Localización Clase 3:** Es cualquier sección de 1.600 metros que tiene 46 o más edificaciones previstas para ocupación humana, en un ancho de 200 metros a cada lado del eje de la tubería. Esta división deberá probarse a no menos de 1,4 veces la máxima presión de operación (MOP). Abarca las áreas de desarrollo urbano, centros comerciales, áreas residenciales, áreas industriales, y otras áreas pobladas no consideradas en los requerimientos en Localización Clase 4.
- h) **Localización Clase 4:** Incluye las áreas donde los edificios multifamiliares de 4 o más pisos son predominantes, el tráfico vehicular es denso y se tiene instalaciones subterráneas. Esta división deberá probarse a no menos de 1,4 veces de la máxima presión de operación (MOP).
- i) **Transporte de Hidrocarburos por Ductos:** Es la transferencia de Hidrocarburos a través de la tubería.
- j) **Programa de Gestión de Integridad:** Requiere de cinco elementos que conforman el Sistema de Integridad de Ductos: i) Plan de Gestión de Integridad, ii) Plan de Performance, iii) Plan de Comunicaciones, iv) Plan de Gestión del Cambio y v) Plan de Control de Calidad.
- k) **Plan de Gestión de Integridad:** Conjunto de actividades interrelacionadas enfocadas para asegurar la confiabilidad de los sistemas de transporte de hidrocarburos. Cubre desde la fase de diseño, fabricación, instalación, construcción, operación, mantenimiento y abandono. A continuación se señala las principales actividades:
 - Identificación de Peligros Potenciales:
 - Recolección, Revisión e Integración de datos:

- Evaluación de Riesgos
 - Evaluación de Integridad
 - Respuesta a la Evaluación de Integridad
 - Actualización, Integración y Revisión
 - Re-evaluación de Riesgos
- I) **Estudio de Riesgos:** Aquel que cubre aspectos de seguridad en el Ducto e instalaciones relacionadas, y en su área de influencia, con el propósito de determinar las condiciones existentes en el medio, así como prever los efectos y consecuencias de la instalación y su operación, indicando los procedimientos, medidas y controles que deberán aplicarse con el objeto de eliminar condiciones y actos inseguros que podrían suscitarse. El Estudio de Riesgos deberá analizar detalladamente todas las variables técnicas y naturales, que puedan afectar las instalaciones y su área de influencia, a fin de definir los métodos incluyendo el diseño, especificaciones y características de los sistemas y equipos contra incendios, equipos para mitigación, equipos para rescate, etc.”
- II) **Métodos de Evaluación del Riesgo:** El objetivo final de la evaluación del riesgo debe ser identificar y priorizar los riesgos en el sistema para determinar cómo, dónde y cuándo asignar recursos de mitigación del riesgo para mejorar la integridad del sistema. Los métodos de evaluación del riesgo normalmente utilizados se describen a continuación:
- **Expertos en la Materia:** Consiste en realizar reuniones de expertos los cuales, tomando en cuenta información disponible en la literatura técnica, asignan un valor numérico relativo tanto para la probabilidad de falla de cada peligro potencial como para sus consecuencias. Los expertos deben analizar cada segmento del ducto.

- **Evaluación Relativa:** Basado en el conocimiento detallado de un ducto específico y en una mayor cantidad de datos, este método desarrolla modelos del riesgo dirigidos a conocer los peligros que han impactado históricamente la operación del ducto. Identifican y evalúan los mayores peligros y consecuencias relevantes que el ducto ha tenido en el pasado. Se considera un modelo del riesgo relativo porque los resultados se comparan con valores obtenidos del mismo modelo. Este método es más complejo y requiere datos más específicos que el método de evaluación de expertos.
- **Modelos Basados en Escenarios:** Este método genera la descripción de un evento, o series de eventos, que conduce a la falla y evalúa tanto la probabilidad de falla como sus consecuencias. Incluye la construcción de árboles de eventos, árboles de decisión y/o árboles de falla.
- **Modelos Probabilísticos:** Este método es el más complejo y el que requiere de mayor cantidad de datos. Combina matemáticamente las frecuencias de eventos o series de eventos para determinar la frecuencia de un incidente. Los resultados que se obtienen se comparan con las probabilidades del riesgo aceptables establecidas por el operador.

2.3 Marco Legal

2.3.1 Normativa Peruana

Para la presente investigación se utilizó el Reglamento de Transporte de Hidrocarburos por Ductos aprobado mediante Decreto Supremo N° 081-2007-EM incluyendo sus anexos:

- **Anexo 1 – Normas de Seguridad para el Transporte de Hidrocarburos por Ductos:** Las presentes Normas de Seguridad establecen las disposiciones de seguridad para el diseño, construcción, operación, mantenimiento y Abandono de los Ductos; así como para la protección del personal, de terceros y del ambiente que deberán cumplir el Concesionario u Operador según sea el caso. Está estructurado de la siguiente manera:

Título I	Disposiciones Generales
Título II	Diseño
Título III	Construcción
Capítulo Primero	Requisitos Generales
Capítulo Segundo	Actividades en el Derecho de Vía
Capítulo Tercero	Supervisión e Inspección
Capítulo Cuarto	Soldadura de tuberías y Pruebas No Destructivas
Capítulo Quinto	Pruebas de Presión
Capítulo Sexto	Documentación de obra
Título IV	Control de Corrosión
Título V	Precomisionamiento y Comisionamiento
Título VI	Operación y Mantenimiento
Título VII	Seguridad Industrial y Salud Ocupacional
Título VIII	Abandono

Título IX Registros

Título X Normas Complementarias

- **Anexo 2 - Sistema de Integridad de Ductos:** Describe y brinda requerimientos generales para que el Operador desarrolle e implemente un Sistema de Integridad de Ductos para las Áreas de Alta Consecuencias, que permita prevenir fallas en sus operaciones, proporcionando un servicio seguro, confiable y que garantice la protección de personas, instalaciones y el ambiente. Está estructurado de la siguiente manera.

Título I Disposiciones Generales

Título II Descripción General

Capítulo Primero Alcances de la Gestión de Integridad de Ductos

Capítulo Segundo Responsabilidad

Título III Gestión de Integridad de Ductos

Capítulo Primero Registros

Capítulo Segundo Competencia y Capacitación

Capítulo Tercero Manejo de Cambios

Título IV Manejo del Sistema de Integridad de Ductos

Capítulo Primero Planes y Programas

Capítulo Segundo Inspección, pruebas, patrullaje y monitoreo

Capítulo Tercero Auditoría del Programa de Integridad de Ductos

Título V Rol de OSINERGMIN

Título VI Determinación de Áreas de Alta Consecuencia

2.3.2 Normativa Internacional

En la actualidad, el desarrollo de regulaciones referidas al transporte de hidrocarburos por ductos incluye lineamientos para gerenciar la integridad de los sistemas de manera que se cumpla con los requerimientos de nuestra sociedad. En nuestro continente se comenzó en el año 2000, con las regulaciones de Estados Unidos, título 49 del “Code Federal of Regulations” part 192 (Transportation Of Natural And Other Gas By Pipeline Minimum Federal Safety Standards) y part 195 (Transportation Of Hazardous Liquids By Pipeline). Ambas regulaciones determinan que sobre las áreas de alta consecuencia (gasoductos) y las áreas sensibles (oleoductos o transporte de líquidos) los operadores deben implementar un programa de gestión de la integridad de sus ductos con el objeto de disminuir el riesgo asociado a la operación.

En el otro extremo del continente, la Secretaría de Energía de la República Argentina que regula el transporte de hidrocarburos líquidos por ductos aprobó el Reglamento Técnico de Transporte de Hidrocarburos Líquidos por Cañerías, Resolución 1460/2006. Esta resolución establece en su Capítulo X los lineamientos del programa de gestión de integridad a desarrollar por el operador para cumplir con los objetivos del reglamento. Este reglamento aplica a los ductos que transportan hidrocarburos fuera del área de producción o cualquier línea secundaria o de flujo que como condición del proceso deba salir del área de concesión. Tanto este reglamento como las regulaciones de Estados Unidos antes mencionadas establecen un cronograma de presentaciones a realizar por el operador ante el organismo regulador. Atento a lo anterior, el Ente Regulador del Gas (ENARGAS) de la República Argentina sometió a discusión pública en Octubre del año 2008 una revisión de la Norma NAG 100, la misma que incorpora la parte O para la gestión de la integridad de las líneas de Transmisión de Gas.

Mientras que México, a través del Comité de Normalización de Petróleos Mexicanos y Organismos Subsidiarios, ha desarrollado una serie de normas para la operación, mantenimiento e inspección de los ductos que transportan hidrocarburos. La Secretaría de Energía aprobó la NORMA Oficial Mexicana NOM-027-SESH-2010 (Administración de la integridad de ductos de recolección y transporte de hidrocarburos).

Teutónico (2009)²⁶ nos indica que en países como Colombia o Brasil se encuentran en desarrollo normativas para el transporte de hidrocarburos por ductos, las que incluyen el desarrollo de programas de gestión de integridad de ductos y otras instalaciones. El Instituto Colombiano de Normas Técnicas y Certificación (ICONTEC) mediante el Comité 59 – Gasoducto viene trabajando en la elaboración de la NTC “Sistema de Gestión de la Integridad de Gasoductos” (DE 230/06).

2.3.3 OSINERGMIN

El OSINERGMIN es el Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería, es una institución pública encargada de regular y supervisar que las empresas del sector eléctrico, hidrocarburos y minero cumplan las disposiciones legales de las actividades que desarrollan. Las funciones de supervisión están establecidas en el Reglamento de Supervisión²⁷ y comprende lo siguiente:

- a) Supervisar el cumplimiento de las obligaciones legales, contractuales, técnicas o de cualquier otra obligación que se encuentre a cargo de las personas o actividades supervisadas y que sea materia de verificación por OSINERGMIN.

²⁶ Teutónico, Mauricio. Sistema de Integridad de Ductos. La Revista del Gas Natural (OSINERGMIN – GFGN) 2009; 1: 122-131. Lima, Perú.

²⁷ Reglamento de Supervisión de las Actividades Energéticas y Mineras de OSINERGMIN. Resolución de Consejo Directivo N° 205-2009-OS/CD. Perú.

- b) Supervisar el cumplimiento de las disposiciones normativas y/o reguladoras dictadas por OSINERGMIN en el ejercicio de sus funciones, así como la facultad de verificar el cumplimiento de cualquier mandato o resolución emitida por OSINERGMIN.
- c) Supervisar la estricta aplicación y observancia de las disposiciones técnicas y legales y demás obligaciones fiscalizables referidas a la seguridad en las actividades de electricidad, hidrocarburos y minería.
- d) Supervisar los niveles de calidad, seguridad y eficiencia, definidos en la normatividad correspondiente, en la prestación del servicio público de electricidad y en los servicios de hidrocarburos, incluyendo las relaciones de las personas supervisadas con los usuarios y el cumplimiento de las obligaciones de cobertura y expansión del servicio.
- e) Supervisar el cumplimiento de las normas del subsector electricidad por parte de personas naturales, jurídicas y empresas de otros sectores, en lo relacionado al riesgo eléctrico en vías públicas.
- f) Supervisar el cumplimiento de las normas de seguridad en las actividades de la mediana y gran minería, de acuerdo a su competencia.
- g) Supervisar el cumplimiento de las demás disposiciones vinculadas a las materias de su competencia en los subsectores de electricidad, hidrocarburos y minería.
- h) Supervisar el cumplimiento de las disposiciones normativas y/o regulatorias en los procesos de fijación tarifaria, que se realicen en los subsectores de electricidad e hidrocarburos, así como supervisar las obligaciones legales, contractuales, técnicas o cualquier otra obligación que se encuentre a cargo de las personas naturales o jurídicas que desarrollan actividades vinculadas a la función regulatoria de OSINERGMIN.

CAPÍTULO III

METODOLOGÍA PARA IMPLEMENTAR UN SISTEMA DE GESTIÓN DE INTEGRIDAD (SGI)

3.1 Reglamento Peruano

El Reglamento de Transporte de Hidrocarburos por Ductos (aprobado por D.S. 081-2007-EM) ocupa un lugar elevado en la pirámide documental, aborda temas técnicos de seguridad, así como, aspectos tarifarios, de resolución de conflictos, entre otros; pero lo que al personal relacionado con la integridad de instalaciones le corresponde, es incorporar los conceptos de los programas de gestión de integridad. El Reglamento hace referencia a:

- ASME B31.8S “Managing System Integrity of Gas Pipelines”, para el transporte de Gas.
- API 1160 “Managing System Integrity for Hazardous Liquid Pipelines”, para el transporte de Hidrocarburos Líquidos”.

El Reglamento es un instrumento ordenador de las actividades de Integridad, que provee un marco de referencia para delimitar las responsabilidades de los actores de la industria y llevar tranquilidad a la Sociedad. El Reglamento genera una serie de obligaciones que se traducen en un círculo virtuoso cuyo fin

último es: “Minimizar la Probabilidad de Accidentes que afectan a la Sociedad y al Medio Ambiente”²⁸.

A diferencia de otras regulaciones en materia de seguridad de ductos que establecían en forma prescriptiva los estándares mínimos de cumplimiento por parte de los operadores, el Anexo 2 (Sistema de Integridad de Ductos) del Reglamento se basa en requerir en forma obligatoria el desarrollo por parte del operador de un sistema de gestión de varios procesos analíticos llamados “elementos del programa”. Sin embargo, este mismo anexo no indica al operador cómo establecer su sistema de gestión de integridad, solamente señala algunas de las características mínimas que los elementos del programa deben tratar y un marco de normativa aplicable: ASME B 31.8S y API 1160. Esto introduce en la regulación una flexibilidad amplia para los operadores, ya que, les da acceso a desarrollar el programa más adecuado a su sistema de ductos. Con ello los operadores pueden integrar el SGI a sus prácticas y programas existentes o en ejecución.

Este programa deberá proveer la base para un plan comprensivo, sistemático e integrado. A través del mismo (de la sistematización y análisis de la información) se deberán adecuar las prácticas de operación y mantenimiento de la compañía a fin de evitar la ocurrencia de fallas que puedan dañar a las personas, medio ambiente y a los activos de la compañía.

3.2 Programa de Gestión de Calidad

El Reglamento²⁹ en su Anexo I (Normas de Seguridad para el Transporte de Hidrocarburos por Ductos) señala lo siguiente:

²⁸ Teutónico, Mauricio. Sistema de Integridad de Ductos. La Revista del Gas Natural (OSINERGMIN – GFGN) 2009; 1: 122-131.

²⁹ Reglamento de Transporte de Hidrocarburos por Ductos de la República de Perú. Decreto Supremo N° 081-2007-EM (Nov. 21, 2007).

“Artículo 27°.- Programa de Gestión de Calidad

El Operador debe establecer un **Programa de Gestión de Calidad** para la supervisión de la fabricación de la tubería, accesorios y equipos para las Estaciones, así como también para la construcción, instalación y reparación del Ducto.

...

Artículo 92°.- Normas aplicables para el diseño, construcción, operación y mantenimiento del Sistema de Transporte

Las normas que se indican a continuación son de aplicación en el diseño, construcción, operación y mantenimiento de Sistemas de Transporte en su versión vigente al momento de desarrollar la actividad normada, en todas las que no se opongan a las normas nacionales.

...

“ISO 9000 series Quality Management and Quality Assurance Standards”

...”

Por otro lado, los contratos referidos al Transporte de Hidrocarburos entre el Estado Peruano y los Concesionarios consideran requerimientos sobre la gestión de calidad que deben ser cumplidos durante la Concesión. A manera de ejemplo se considera el Contrato BOOT³⁰ de Concesión de Transporte de Gas Natural de Camisea al City Gate, en donde se señala lo siguiente:

“CLÁUSULA 9

OBLIGACIONES Y DERECHOS DE LA SOCIEDAD CONCESIONARIA

9.7 Calidad y Normas de Fabricación:

....

9.7.2 La Sociedad Concesionaria pondrá en marcha y mantendrá un adecuado **programa de aseguramiento de calidad** que cumpla, por lo menos, lo establecido en el Anexo N° 1 y en las Leyes Aplicables, tanto durante la construcción del Sistema de Transporte de Gas, como durante la Explotación de los Bienes de la Concesión.

...

ANEXO N° 1

CARACTERISTICAS TECNICAS Y CONDICIONES PARA EL DISEÑO, CONSTRUCCION Y OPERACION DEL SISTEMA DE TRANSPORTE DE GAS

³⁰ Contrato BOOT (Build, Own, Operate & Transfer) de Concesión de Transporte de Gas Natural por Ductos de CAMISEA al City Gate en la Republica de Perú (Oct. 20, 2000).

5.0 Parámetros Específicos de Diseño

...

5.6 Control de Calidad:

*Debe establecerse un **Programa de Gerencia de Calidad** que cubra todas las fases del proyecto: ingeniería, diseño, adquisición y fabricación de materiales y equipos, construcción, instalación, prueba y arranque, operación y mantenimiento. El Programa debe considerar verificaciones, inspecciones y auditorías de calidad durante el desarrollo del proyecto a fin de asegurar el cumplimiento de las especificaciones de calidad exigidas.*

...”

Considerando que lo señalado en el Reglamento Peruano vigente fue también considerado en el Reglamento Peruano anterior (aprobado mediante D.S. 041-99-EM) y teniendo en cuenta que dentro de las Series ISO 9000 se encuentra la norma ISO 9001 – Sistema de Gestión de Calidad, se considera que el Sistema de Integridad de Ductos debe estar considerado en el Sistema de Gestión de Calidad. En la TABLA 17 se muestra la relación entre la norma ISO 9001:2008 y el Anexo 2 del Reglamento.

Considerando lo señalado en el Anexo 1 (Normas de Seguridad para el Transporte de Hidrocarburos por Ductos) del Reglamento, principalmente en el Título VII (Seguridad Industrial y Salud Ocupacional), algunas empresas pueden considerar trabajar bajo un Sistema Integrado de Gestión (ISO 9001, ISO 14001 y OHSAS 18001), de esa forma se estaría asegurando el cumplimiento de los siguientes reglamentos:

- Reglamento de Seguridad para las Actividades de Hidrocarburos (Aprobado por D.S. N° 043-2007-EM).
- Reglamento para la Protección Ambiental en las Actividades de Hidrocarburos (Aprobado por D.S. N° 015-2006-EM).

En la FIGURA 9 se muestra un diagrama de interacción de procesos de un Sistema Integrado de Gestión.

TABLA 17. RELACIÓN ENTRE LA NORMA ISO 9001:2008 Y EL ANEXO 2 DEL REGLAMENTO

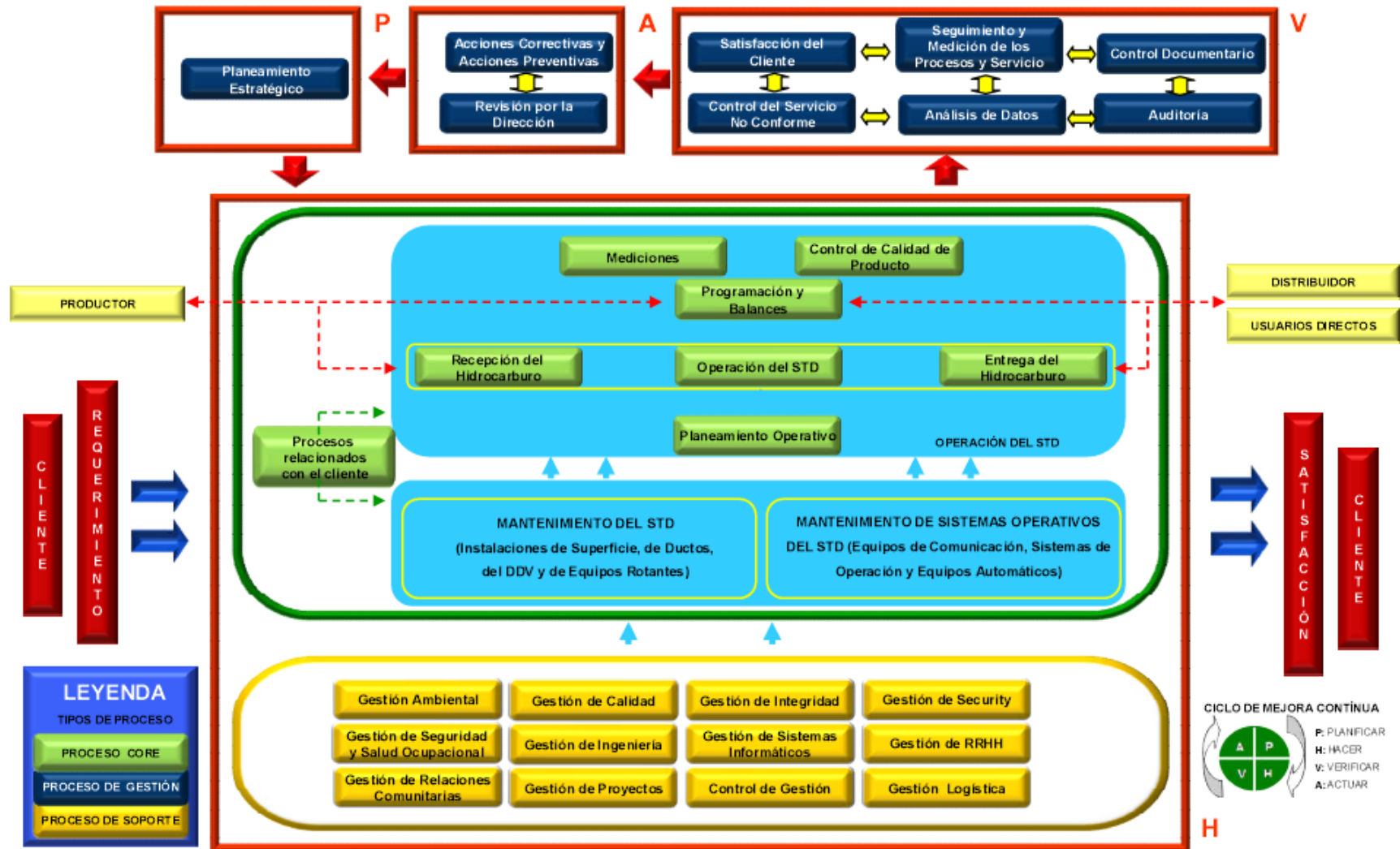
ISO 9001:2008		Reglamento aprobado por D.S. 081-2007-EM
Item	Descripción	Anexo 2
0	Introducción	
0.1	Generalidades	
0.2	Enfoque basado en procesos	
0.3	Relación con la Norma ISO 9004	
0.4	Compatibilidad con otros sistemas de gestión	
1	Objeto y campo de aplicación	
1.1	Generalidades	
1.2	Aplicación	
2	Referencias normativas	
3	Términos y definiciones	
4	Sistema de gestión de la calidad	
4.1	Requisitos generales	Artículo 1°, 2°, 6° 7°, 12°, 13°, 15°, 17°, 18° y 19°
4.2	Requisitos de la documentación	
4.2.1	Generalidades	
4.2.2	Manual de la calidad	
4.2.3	Control de los documentos	
4.2.4	Control de los registros	
5	Responsabilidad de la dirección	
5.1	Compromiso de la dirección	
5.2	Enfoque al cliente	
5.3	Política de la calidad	
5.4	Planificación	
5.4.1	Objetivos de la calidad	
5.4.2	Planificación del sistema de gestión de la calidad	Artículo 4°, 5° y 16°
5.5	Responsabilidad, autoridad y comunicación	
5.5.1	Responsabilidad y autoridad	
5.5.2	Representante de la dirección	
5.5.3	Comunicación interna	
5.6	Revisión por la dirección	
5.6.1	Generalidades	
5.6.2	Información para la revisión	
5.6.3	Resultados de la revisión	
6	Gestión de los recursos	
6.1	Provisión de recursos	
6.2	Recursos humanos	
6.2.1	Generalidades	
6.2.2	Competencia, toma de conciencia y formación	Artículo 8° y 9°
6.3	Infraestructura	
6.4	Ambiente de trabajo	

TABLA 17. RELACIÓN ENTRE LA NORMA ISO 9001:2008 Y EL ANEXO 2 DEL REGLAMENTO (CONTINUACIÓN)

ISO 9001:2008		Reglamento aprobado por D.S. 081-2007-EM
Item	Descripción	Anexo 2
7	Realización del producto	Artículo 3°, 10°, 11°, 14°, 17°, 18°, 19° y 26°
7.1	Planificación de la realización del producto	
7.2	Procesos relacionados con el cliente	
7.2.1	Determinación de los requisitos relacionados con el producto	
7.2.2	Revisión de los requisitos relacionados con el producto	
7.2.3	Comunicación con el cliente	
7.3	Diseño y desarrollo	
7.3.1	Planificación del diseño y desarrollo	
7.3.2	Elementos de entrada para el diseño y desarrollo	
7.3.3	Resultados del diseño y desarrollo	
7.3.4	Revisión del diseño y desarrollo	
7.3.5	Verificación del diseño y desarrollo	
7.3.6	Validación del diseño y desarrollo	
7.3.7	Control de los cambios del diseño y desarrollo	
7.4	Compras	Artículo 20°, 21°, 22°, 23°, 24° y 25°
7.4.1	Proceso de compras	
7.4.2	Información de las compras	
7.4.3	Verificación de los productos comprados	
7.5	Producción y prestación del servicio	
7.5.1	Control de la producción y de la prestación del servicio	
7.5.2	Validación de los procesos de producción y de la prestación del servicio	
7.5.3	Identificación y trazabilidad	
7.5.4	Propiedad del cliente	
7.5.5	Preservación del producto	
7.6	Control de los dispositivos de seguimiento y de medición	
8	Medición, análisis y mejora	Artículo 20°, 21°, 22°, 23°, 24° y 25°
8.1	Generalidades	
8.2	Seguimiento y medición	
8.2.1	Satisfacción del cliente	
8.2.2	Auditoría interna	
8.2.3	Seguimiento y medición de los procesos	
8.2.4	Seguimiento y medición del producto	
8.3	Control del producto no conforme	
8.4	Análisis de datos	
8.5	Mejora	
8.5.1	Mejora continua	
8.5.2	Acción correctiva	
8.5.3	Acción preventiva	

Fuente. Elaboración propia

FIGURA 9. DIAGRAMA DE INTERACCIÓN DE PROCESOS DE UN SISTEMA INTEGRADO DE GESTIÓN



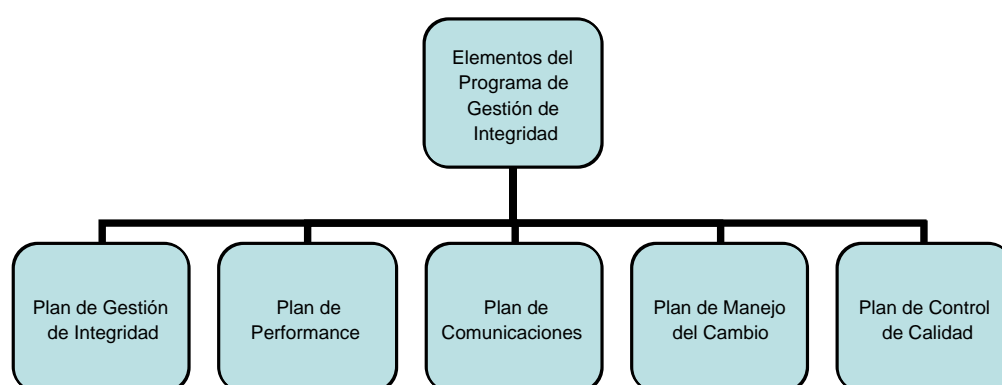
Fuente. Elaboración propia

3.3 Programa de Gestión de Integridad

3.3.1 Elementos del Programa según norma ASME B31.8S

La norma ASME B31.8S (2010)³¹ considera cinco elementos principales para el Programa de Gestión de Integridad, los cuales se muestran en la FIGURA 10.

FIGURA 10. ELEMENTOS DEL PROGRAMA DE GESTIÓN DE INTEGRIDAD – ASME B31.8S



Fuente. Elaboración propia

Plan de Gestión de Integridad

- Es en esencia la documentación de la ejecución de cada una de las etapas y análisis de soporte para la Integridad del Ducto.
- El plan deberá incluir las prácticas de prevención, detección y mitigación.
- Deberá contener el programa en el tiempo y deberá ser actualizado.
- Los segmentos con alto nivel de riesgo deberán ser diseccionados primero.
- La actualización de la Evaluación de Riesgos será la base para la revisión de la programación del plan.

Plan de Performance

- El operador deberá establecer un plan para la evaluación del desempeño del Programa de Gestión de Integridad.

³¹ American Society of Mechanical Engineers (2010). Managing System Integrity of Gas Pipelines. 3ra Edición. USA. PP 80.

- El operador deberá recolectar periódicamente información del desempeño del programa.
- Evaluación periódica del éxito y efectividad del programa.
- El operador deberá evaluar la efectividad de su gerencia para el manejo de los procesos y sistemas y soportar sanas decisiones de integridad.

Plan de Comunicaciones

- El operador deberá desarrollar un plan efectivo para las comunicaciones con: i) empleados, ii) público, iii) sistema de control de emergencias y iv) autoridades.
- En general, se busca que exista un canal de divulgación de los éxitos y preocupaciones de la Gestión de Integridad.

Plan de Manejo del Cambio

- El operador deberá desarrollar e implementar un proceso sistemático que asegure que previo a la implementación, todos los cambios, en operación, mantenimiento, diseño y externos, del sistema de tubería y el medio en que operan, sean evaluados a la luz del proceso de la Evaluación de Riesgos.
- Estos cambios deberán ser incorporados en las siguientes Evaluaciones de Riesgo e Integridad.
- Los cambios podrían generar nuevas amenazas y riesgos no establecidos previamente e inducir a fallas en los sistemas.
- Es necesario que todos los cambios sean debidamente documentados y aprobados por los niveles de competencia requeridos.

Plan de Control de Calidad

- Definido como “prueba documentada que el operador cumple con todos los requerimientos de su Programa de Gestión de Integridad”.
- El operador deberá tener implementado un plan de control de calidad (dentro de la estructura de aseguramiento) como parte de la Gestión de Integridad.
- Normalmente se considera seis (06) actividades: i) identificación de los procesos, ii) interacción entre procesos, iii) criterios de aseguramiento de efectividad, iv) recursos e información para soportar, v) monitoreo y vi) manejo de acciones de mejoramiento.

3.3.2 Relación entre los Elementos del Programa y el Anexo 2 del Reglamento

La TABLA 18 muestra esta relación.

TABLA 18. RELACIÓN ENTRE LOS ELEMENTOS DEL PROGRAMA Y EL ANEXO 2 DEL REGLAMENTO

Elementos del Programa de Gestión de Integridad (ASME B31.8S)		Reglamento aprobado por D.S. 081-2007-EM
Item	Descripción	Anexo 2
1	Plan de Gestión de Integridad	Artículo 3°, 2°, 6°, 7°, 12°, 14°, 17°, 18° y 19°
2	Plan de Performance	Artículo 4°, 5°, 8°, 9° y 12°
3	Plan de Comunicaciones	Artículo 5°, 12° y 16°
4	Plan de Gestión del Cambio	Artículo 10°, 11° y 12°
5	Plan de Control de Calidad	Artículo 6°, 7°, 12°, 13°, 14°, 15°, 20°, 21°, 22° y 23°

Fuente. Elaboración propia

Lo señalado en la TABLA 18 está limitado al Anexo 2 del Reglamento, sin embargo, existe determinada relación entre los elementos del programa según la norma ASME B31.8S y el Anexo 1 del Reglamento. También existe relación con los Reglamentos de Seguridad (aprobado por D.S. N° 043-2007-EM) y de Protección Ambiental (aprobado por D.S. N° 015-2006-EM).

3.3.3 Manual de Integridad de Ductos

Es el documento que especifica el Sistema de Gestión de Integridad de la empresa, en ella se debe considerar los diferentes elementos del Programa de Gestión de Integridad y la documentación del Sistema Integrado de Gestión en los diferentes niveles.

En este manual se puede especificar con mayor detalle las acciones referidas al Plan de Gestión de Integridad.

3.4 Plan de Gestión de Integridad

En este plan se desarrolla la Evaluación del Riesgo y la Evaluación de Integridad entre otras actividades la cuales se muestran en la FIGURA 11.

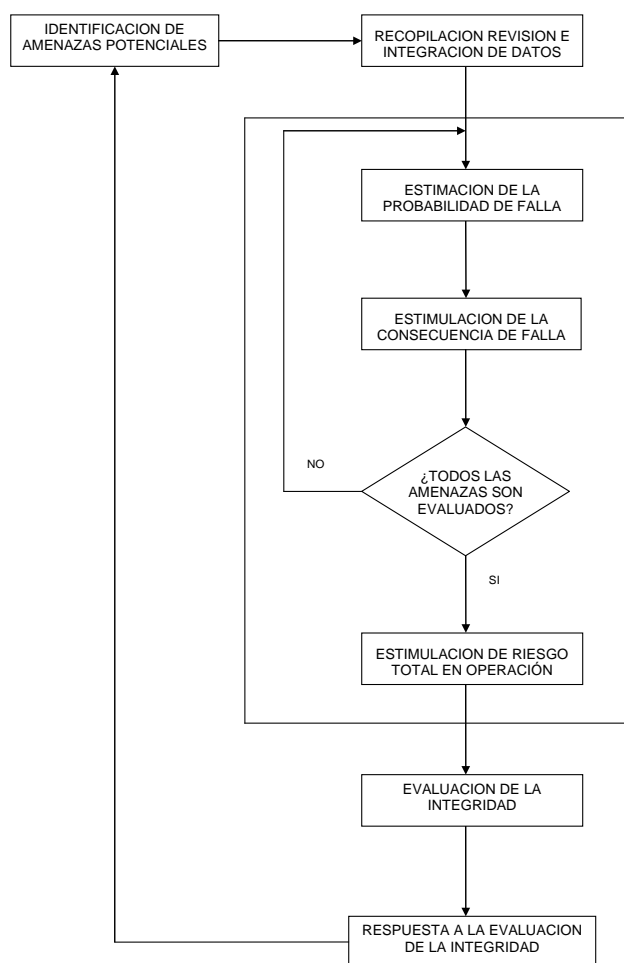
3.4.1 Identificación de las Amenazas a la Integridad

Para realizar la administración de la integridad, se identifican las amenazas potenciales para el ducto que le sean aplicables, con base en los tipos previstos de defectos y modos de falla citados más adelante, así como otras amenazas potenciales que se hayan observado durante esta etapa.

Las amenazas potenciales se pueden agrupar en las siguientes nueve categorías³², de acuerdo a su naturaleza y características de crecimiento.

³² NORMA Oficial "Administración de la integridad de ductos de recolección y transporte de hidrocarburos" de la Republica de México. Resolución de Secretaría de Energía N° NOM-027-SESH-2010 (Abril 07, 2010).

FIGURA 11. PROCESO DEL PLAN DE GESTIÓN DE INTEGRIDAD



Fuente. NORMA OFICIAL DE MÉXICO N° NOM-027-SESH-2010

Dependiente del tiempo

- Corrosión externa
- Corrosión interna
- Agrietamiento por corrosión bajo esfuerzos (SCC)

Estables

- Defectos de fabricación
- Soldadura/Construcción
- Equipo

Independiente del tiempo

- Daños por terceros
- Operaciones incorrectas
- Clima y fuerzas externas

La TABLA 19 indica las categorías y amenazas potenciales que se deben considerar como mínimo. Debe considerarse la posible interacción entre dos o más amenazas potenciales presentes en algún segmento del ducto.

TABLA 19. CATEGORÍAS Y AMENAZAS POTENCIALES

No.	CATEGORIA	AMENAZA POTENCIAL
1	Corrosión externa	Corrosión exterior
2	Corrosión interna	Corrosión interior
3	Agrietamiento por corrosión bajo esfuerzos (SCC, por sus siglas en inglés)	Agrietamiento por corrosión bajo esfuerzos (SCC, por sus siglas en inglés)
4	Defectos de fabricación	Costura defectuosa
		Metal Base defectuoso
5	Soldadura/Construcción	Soldadura circunferencial defectuosa
		Soldadura defectuosa de accesorios
		Arrugas o dobleces
		Roscas estropeadas, tubos rotos, fallas en los acoples
6	Equipo	Falla de los Empaques O-ring
		Mal funcionamiento del equipo de alivio y/o control
		Falla del sello/bomba
		Misceláneos (otras fallas)
7	Daño por terceros	Daño con falla inmediata
		Daño previo a la Tubería (modo de falla retardado)
		Vandalismo
8	Operaciones incorrectas	Procedimientos de operación incorrectos o no aplicados
9	Clima y fuerzas externas	Bajas temperaturas
		Rayos
		Lluvias fuertes o inundaciones
		Movimientos de tierra (deslizamientos, licuefacción, erosión)

5.4.2 Recopilación, Revisión e Integración de Datos

Se debe recopilar, revisar, integrar y analizar la información relevante para conocer la condición del ducto, identificar las localizaciones específicas que representan un riesgo y entender las consecuencias que un incidente tendría con relación a la población, al medio ambiente y a la correcta operación.

El operador debe llevar un registro estadístico de todos los incidentes que se presenten durante la operación del ducto, como son: ubicación física del evento, causa de evento, producto liberado, entre otros, de tal manera que esta información se encuentre disponible para su utilización en la administración de la integridad del ducto.

Recopilación y revisión de datos

Se debe recopilar información sobre la operación, mantenimiento, construcción, diseño, historial de operación y fallas, así como también de las condiciones o acciones que contribuyan al crecimiento de los defectos (por ejemplo deficiencias en la protección catódica), que reduzcan la resistencia del ducto (por ejemplo, mala calidad de la soldadura de campo) o relacionadas con defectos nuevos (por ejemplo, maquinaria trabajando sobre el derecho de vía). Asimismo, es necesaria la información relacionada con las técnicas de mitigación empleadas y los procesos y procedimientos del sistema³³.

Tomando como base la norma NTC 5747³⁴, en la TABLA 20 se muestra un resumen de la información que se podrá utilizar para realizar la evaluación del riesgo. La TABLA 21 indica los documentos típicos que contienen dicha información.

³³ NORMA Oficial "Administración de la integridad de ductos de recolección y transporte de hidrocarburos" de la República de México. Resolución de Secretaría de Energía N° NOM-027-SESH-2010 (Abril 07, 2010).

³⁴ Instituto Colombiano de Normas Técnicas y Certificación (ICONTEC). Gestión de Integridad de Gasoductos. Bogotá (Colombia); 2009. NTC 5747.

TABLA 20. INFORMACIÓN REQUERIDA PARA LA EVALUACIÓN DEL RIESGO

TIPO	INFORMACION
Atributos de la Tubería	Espesor de pared
	Diámetro
	Tipo de costura y factor de junta
	Fabricante
	Fecha de fabricación
	Propiedades mecánicas del material
	Propiedades del equipo
Construcción	Año de instalación
	Método de doblado
	Método de unión o acoplamiento, resultados del proceso de unión o acoplamiento y de inspección de la unión o acoplamiento.
	Profundidad de enterrado
	Cruces/encamisados
	Prueba de presión
	Método de recubrimiento de campo
	Tipo de suelo, relleno
	Reportes de inspección
	Protección catódica
Tipo de recubrimiento	
Operación y mantenimiento	Calidad del Gas
	Volumen transportado
	Presiones de operación máxima y mínima normales
	Historial de fugas/fallas
	Condición del recubrimiento
	Funcionamiento de la protección catódica
	Temperatura de operación máxima y mínima
	Reportes de inspección
	Monitoreo de la corrosión externa e interna
	Fluctuaciones en la presión
	Funcionamiento del regulador/alivio
	Invasiones del derecho de vía
	Reparaciones
	Vandalismo
Fuerzas externas	
Reporte de incidentes	
Inspección	Prueba de presión
	Inspecciones internas mediante equipos instrumentados
	Inspecciones con equipos de medición geométrica interior
	Inspecciones mediante otras tecnologías
	Inspecciones puntuales
	Inspecciones de la protección catódica
	Inspecciones de la condición del recubrimiento
Auditorías y revisiones	

Fuente. ICONTEC, 2009 (NTP 5747)

TABLA 21. DOCUMENTOS TÍPICOS PARA LA EVALUACIÓN DEL RIESGO

DOCUMENTOS
Diagramas de instrumentación y procesos (P&ID)
Planos de alineamiento de datos
Registros del constructor/inspector
Fotografías aéreas
Planos/mapas y reportes de la instalación
Planos conforme a obra (As Built)
Certificados de materiales
Planos/Reportes de reconocimiento del derecho de vía
Reportes sobre las condiciones de seguridad
Especificaciones/estándares del operador
Especificaciones/estándares de la industria
Procedimientos de operación y mantenimiento (O&M)
Planes de respuesta a emergencias
Registros de inspección
Registros/reportes de pruebas
Datos del riesgo e incidentes
Registros de cumplimiento de las actividades de O&M
Reportes de incidentes e historia de operación
Registros de cumplimiento y regulatorios
Registros de diseño/ingeniería
Evaluaciones técnicas
Información del fabricante del equipo

Fuente. ICONTEC, 2009 (NTP 5747)

Se debe realizar visitas a las diferentes áreas que pudieran tener la información requerida, de tal manera que se obtengan los datos disponibles y su formato y determinar si existen deficiencias, en cuyo caso se deben planear y dar prioridad a las acciones necesarias para complementar la información. La no disponibilidad de datos no debe ser una justificación para excluir de la evaluación del riesgo de ciertas amenazas potenciales. Si durante el análisis del riesgo se detecta la necesidad de información que no está disponible, se debe informar al grupo de evaluación y éste discutirá la necesidad y urgencia de recolectar dicha información o de prescindir de la misma. Dependiendo de la importancia de la información, deben efectuarse inspecciones y mediciones de campo adicionales.

Se debe utilizar toda la información disponible del ducto, evitando hacer generalizaciones de la información.

Se debe elaborar un plan para la recopilación y revisión de la información para verificar la calidad y consistencia de los datos. La base de datos que se genere se debe mantener disponible a lo largo de todo el proceso de evaluación, de tal manera que se tome en cuenta el impacto en la variación y exactitud de los resultados de la evaluación.

Se debe revisar la vigencia de la información para su aplicabilidad en el modelo de evaluación del riesgo. La información relacionada con amenazas potenciales dependientes del tiempo, tales como corrosión o agrietamiento por corrosión bajo esfuerzos (SCC), debe analizarse para definir su utilización en función de la fecha de recolección. En el caso de amenazas estables y no dependientes del tiempo, toda la información histórica es aplicable independientemente del año de recolección.

La información obtenida de varias fuentes y que se encuentre en múltiples estándares de referencia, debe trasladarse a un sistema de referencia consistente y común para que las características de los datos puedan ser alineadas para la observación de eventos y localizaciones coincidentes.

Integración de datos

El proceso de integración de datos debe cumplir como mínimo con lo siguiente:

- Almacenar toda la información disponible, incluidas inspecciones internas y externas.
- Permitir llevar un registro de cambios y actualizaciones.
- Los datos obtenidos de diferentes fuentes deben revisarse de manera

cruzada (por ejemplo, un segmento que contenga una abolladura puede adicionalmente estar corroído, lo cual incrementa la severidad de la abolladura).

- Combinar la información entre los resultados de inspección interna y los resultados de inspección con otras técnicas.
- La información debe integrarse de tal manera que se pueda clasificar y procesar de acuerdo a las necesidades propias del segmento.
- Tener la capacidad de integrar documentos, fotografías, videos, planos, etc., de tal manera que se disponga de una visualización de la localización de las anomalías.
- La integración de módulos de evaluación de defectos que permitan la clasificación y jerarquización de anomalías basadas en el cálculo de la presión máxima permisible de operación o presión máxima de operación y el tiempo de vida remanente.
- Jerarquizar anomalías en base a información combinada (por ejemplo, un tramo con corrosión en conjunto con una ranura).
- Reconocimiento e identificación de datos necesarios para facilitar el proceso de evaluación del riesgo.

La información se debe analizar de una manera estructurada para determinar si una amenaza potencial en particular es aplicable al segmento de interés de acuerdo a la TABLA 20. Conforme se tenga más información disponible, se deben ratificar las amenazas potenciales identificados previamente.

La integración de la información también puede realizarse de manera manual o gráfica. De forma manual sobreponiendo áreas circulares sobre fotografías aéreas para representar zonas de impacto potencial. De manera gráfica se puede utilizar el sistema de información geográfica (GIS) para establecer gráficamente la

localización de un peligro potencial particular. Dependiendo del método que se utilice, se pueden cubrir áreas locales o segmentos más amplios.

El proceso de integración de la información debe servir también para definir las medidas de mitigación a llevarse a cabo, en caso de requerirse. Toda la información una vez integrada debe almacenarse en un archivo electrónico.

3.4.3 Evaluación del Riesgo

Se debe definir la información que se requiere y cómo puede utilizarse para maximizar la exactitud y efectividad de la evaluación del riesgo, para lo cual se deben considerar las características únicas de cada ducto y de su operación, con la finalidad de determinar el método de evaluación más adecuado.

El objetivo final de la evaluación del riesgo debe ser identificar y priorizar los riesgos en el sistema para determinar cómo, dónde y cuándo asignar recursos de mitigación del riesgo para mejorar la integridad del sistema. ASME³⁵ señala que la evaluación del riesgo en ductos debe cumplir con los siguientes objetivos:

- a) Jerarquización de ductos o segmentos y elementos críticos de una instalación para programar evaluaciones de integridad y acciones de mitigación.
- b) Evaluación de los beneficios derivados de acciones de mitigación
- c) Determinación de las medidas de mitigación más efectivas para los peligros identificados
- d) Evaluación del impacto en la integridad debido a modificaciones en los intervalos de inspección.
- e) Evaluación del uso o necesidad de metodologías alternativas de inspección
- f) Asignación efectiva de recursos.

³⁵ American Society of Mechanical Engineers (2010). ASME B31.8S. Managing System Integrity of Gas Pipelines. 3ra. Edición. USA. PP 80.

Métodos de evaluación del riesgo

Los métodos de evaluación del riesgo, deben usarse en conjunto con personal experimentado y con conocimientos (expertos en la materia y personas familiarizadas con el sistema de ductos) que regularmente revisen los datos de entrada, suposiciones y resultados. Las revisiones basadas en experiencia deben validar los resultados tomando en cuenta otros factores relevantes no incluidos en el proceso, como son, el impacto de las suposiciones o la variabilidad del riesgo potencial causado por la falta o suposición de datos. Estos procesos y sus resultados deben documentarse.

Una parte integral del proceso de evaluación del riesgo es la incorporación de datos adicionales o cambios en éstos. Para asegurar actualizaciones regulares se deben incorporar al proceso de evaluación del riesgo los planos del ducto, ingeniería y reportes de campo existentes e incorporar procesos adicionales como se requiera.

El responsable de la integridad debe aplicar el método de evaluación de riesgo que satisfaga mejor las necesidades del programa de gestión de integridad. Es posible utilizar más de un modelo en todo el sistema de una empresa. Es necesaria una comprensión absoluta de las fortalezas y limitaciones de cada método de evaluación de riesgo antes de adoptar una estrategia a largo plazo.³⁶

Se debe utilizar uno o más de los siguientes métodos de evaluación del riesgo consistentes con los objetivos del programa de gestión de integridad: Expertos en la Materia, Evaluación Relativa, Evaluación de Escenarios y Evaluación Probabilística. En el Apéndice 10 se muestra las características de un método efectivo de Evaluación del Riesgo y un cuestionario para la selección de dicho método.

³⁶ Instituto Colombiano de Normas Técnicas y Certificación (2009). Gestión de Integridad de Gasoductos. 1ra. Edición. Bogotá, Colombia. PP 115.

Los procesos y métodos de evaluación del riesgo usados deben revisarse periódicamente para asegurar que los resultados obtenidos sean precisos, relevantes y consistentes con los objetivos del programa de administración de integridad del operador. Serán necesarios ajustes y mejoras a los métodos de evaluación del riesgo conforme se tenga disponible mayor información y sea más precisa acerca de las condiciones del sistema. Estos ajustes requieren un re-análisis de los segmentos del ducto incluidos en el programa de administración de integridad para asegurar que se realicen evaluaciones o comparaciones equivalentes.

Probabilidad de falla

Una vez que se han identificado los eventos o serie de eventos que pueden causar incidentes en el ducto, se debe estimar la probabilidad relativa de que realmente dichos eventos ocurran. Se debe expresar en términos de frecuencia como un número de eventos que ocurren en un tiempo específico.

La probabilidad de falla se puede estimar en términos cualitativos, cuantitativos o ambos y puede realizarse en diferentes niveles de detalle y complejidad, incluyendo los siguientes modelos, los cuales son aceptados por la industria:

- Basados en el conocimiento, en donde se utiliza la opinión de expertos para estimar la frecuencia de eventos basada en la experiencia de operadores, inspectores, etc.
- Basados en estadísticas, en donde se utiliza la información histórica sobre datos de falla.
- Basados en métodos analíticos, en donde se utilizan herramientas matemáticas para representar la distribución de probabilidades.

El operador debe documentar el proceso, herramientas y modelos utilizados mediante los cuales se obtuvieron las probabilidades de falla.

Consecuencias de falla

El análisis de las consecuencias de falla debe estimar la severidad del impacto del incidente en la seguridad y salud de la población, instalaciones y propiedades y en el medio ambiente. Para su estimación se debe considerar como mínimo lo siguiente:

- a) Volumen y tipo de fluido derramado o liberado a la atmósfera.
- b) Trayectorias físicas y mecanismos de dispersión mediante los cuales el fluido puede alcanzar e impactar a la población o causar daño ambiental.
- c) Volumen de fluido que puede alcanzar a la población a través de dichas trayectorias físicas.
- d) El efecto que producirá el fluido derramado.
- e) Densidad de población.
- f) Proximidad de la población al ducto (incluyendo la consideración de barreras naturales o construidas que puedan ofrecer un cierto nivel de protección).
- g) Proximidad de poblaciones con movilidad limitada o discapacitados (hospitales, escuelas, guarderías, asilos, prisiones, áreas recreativas), particularmente en áreas sin protección exterior.
- h) Daños a propiedades.
- i) Daños ambientales.
- j) Efectos de nubes de gas no inflamadas.
- k) Seguridad en el suministro (impactos resultantes de la interrupción de servicios).
- l) Necesidades y comodidad del público.

m) Potencial de fallas secundarias.

El operador debe documentar el proceso, herramientas y modelos utilizados mediante los cuales se obtuvieron las consecuencias de falla.

Riesgo

La evaluación del riesgo es el proceso de combinar la probabilidad de falla de que un evento adverso ocurra con las consecuencias resultantes de ese evento. Se deben obtener valores del riesgo para todos los peligros potenciales identificados y sumarse de tal manera que se obtenga el riesgo total de un ducto o segmento. ASME³⁷ señala el siguiente método para describir el riesgo:

$$\begin{aligned} \text{Riesgo} &= P_i \times C_i \text{ para un solo peligro} \\ \text{Riesgo} &= \sum_{i=1}^{i=9} (P_i \times C_i) \text{ para las categorías de peligros 1 a 9} \\ \text{Riesgo total del segmento} &= P_1 \times C_1 + P_2 \times C_2 + \dots + P_9 \times C_9 \end{aligned}$$

Donde

P = Probabilidad de falla C = Consecuencias de la falla

i = 1 a 9 = categoría de peligro de falla (TABLA 19)

El método utilizado para el análisis del riesgo debe considerar las nueve categorías de peligros o individualmente los 21 peligros para el sistema de ductos. Como resultado de la evaluación del riesgo se debe generar un perfil del riesgo o una representación conjunta del riesgo total del ducto o segmento y sus instalaciones asociadas. Dicho perfil debe permitir la realización de un análisis para distinguir entre eventos baja frecuencia/alta severidad y eventos alta frecuencia/baja severidad así como la identificación de los riesgos totales.

Se pueden utilizar métodos alternativos para la evaluación del riesgo siempre y cuando se apoyen en prácticas consistentes de la industria.

³⁷ American Society of Mechanical Engineers (2010). ASME B31.8S. Managing System Integrity of Gas Pipelines. 3ra. Edición. USA. PP 80.

Validación y jerarquización de riesgos³⁸

Se debe realizar una revisión de los datos y resultados mediante la conformación de un equipo multidisciplinario que realice una revisión cruzada del ducto o segmentos que incluya personal con habilidad y conocimientos basados en la experiencia, para asegurar que la metodología empleada para la evaluación del riesgo proporciona resultados consistentes con los objetivos de la evaluación.

Debe realizarse la validación de los resultados del análisis del riesgo para asegurar que el método usado ha producido resultados utilizables y que son consistentes con la experiencia del operador y la industria. Si como resultado del mantenimiento u otras actividades, se encuentran áreas que no están representadas con exactitud en el proceso de evaluación del riesgo, se requiere una re-evaluación y modificación del proceso de evaluación del riesgo. Un proceso de validación del riesgo debe identificarse y documentarse en el programa de administración de integridad.

La validación puede efectuarse de cualquiera de las siguientes maneras:

- Mediante inspecciones, pruebas y evaluaciones en lugares que están indicados como de alto o bajo riesgo para determinar si los métodos están caracterizando correctamente el riesgo. La validación puede lograrse considerando la información de otros lugares en cuanto a la condición de un segmento de ducto y la condición determinada durante la acción de mantenimiento o antes de la remediación.
- A través de una revisión de datos y resultados de la evaluación de riesgos por un individuo conocedor y experimentado, o preferentemente, por un equipo multidisciplinario integrado por personal con habilidades y conocimientos basados en la experiencia del sistema de ductos o segmentos.

³⁸ NORMA Oficial "Administración de la integridad de ductos de recolección y transporte de hidrocarburos" de la Republica de México. Resolución de Secretaría de Energía N° NOM-027-SESH-2010 (Abril 07, 2010).

Una vez que el método de evaluación del riesgo y el proceso han sido validados se deben jerarquizar los riesgos. Un primer paso en la jerarquización es ordenar los resultados del riesgo de cada segmento en orden descendente. Un ordenamiento similar también puede alcanzarse considerando por separado niveles decrecientes de consecuencias y probabilidades de falla. Al segmento con el nivel del riesgo más alto debe dársele la prioridad mayor cuando se decide dónde implementar la evaluación de integridad o acciones de mitigación. El operador también debe evaluar factores del riesgo que causan los niveles más altos del riesgo en segmentos particulares. Estos factores pueden aplicarse para ayudar a seleccionar, jerarquizar y programar puntos para tomar acciones de inspección como una prueba hidrostática, inspección en línea o evaluación directa. Por ejemplo, comparando todos los segmentos de un ducto, un segmento puede clasificarse extremadamente alto para un solo peligro, pero clasificarse mucho más bajo considerando todos los peligros combinados. La resolución oportuna del segmento con el peligro único más alto puede ser más adecuada que la resolución del segmento más alto con todos los peligros combinados.

El operador debe entregar los resultados del riesgo con una clasificación de prioridad de atención alta, media o baja, o con valores numéricos. Cuando se comparen segmentos con valores del riesgo similares, las probabilidades de falla y las consecuencias deben considerarse en forma separada, lo que puede dar una mayor prioridad al segmento con las consecuencias más altas. Para la jerarquización se debe tomar en cuenta la importancia del ducto y los requerimientos de producción.

Intervalo de evaluación del riesgo

La evaluación del riesgo debe efectuarse como máximo cada tres años o

cuando exista cualquiera de las siguientes situaciones: antes de que se realicen cambios que afecten la integridad del ducto o producto de una investigación de accidente mayor. Esta valoración incluirá los resultados de las evaluaciones iniciales de integridad y evaluaciones subsecuentes, así como las decisiones sobre acciones correctivas, preventivas y de mitigación.

3.4.4 Evaluación de Integridad³⁹

Se debe realizar la evaluación de integridad con base en las prioridades determinadas en la evaluación del riesgo, para lo cual se pueden utilizar las siguientes metodologías dependiendo de los peligros potenciales a los cuales el ducto es susceptible:

- Inspección interna
- Prueba hidrostática
- Evaluación Directa
- Otras metodologías

Con base en los peligros potenciales a los que esté expuesto el ducto, puede requerirse más de un método de evaluación de integridad, siendo responsabilidad del operador del ducto, elaborar el plan de evaluación de la integridad. Para determinar el método de inspección se debe realizar los trabajos de campo y evaluar la integridad del ducto, se debe recopilar como mínimo la siguiente información, además de los resultados de la evaluación del riesgo:

- a) Planos.
- b) Condiciones de operación.
- c) Registros de inspecciones previas.
- d) Resultados de evaluaciones anteriores de integridad.

³⁹ NORMA Oficial "Administración de la integridad de ductos de recolección y transporte de hidrocarburos" de la Republica de México. Resolución de Secretaría de Energía N° NOM-027-SESH-2010 (Abril 07, 2010).

- e) Registros de reparaciones realizadas.

3.4.4.1 Metodologías

Inspección Interna

Esta metodología de inspección puede ser utilizada para localizar y caracterizar de manera preliminar las siguientes indicaciones:

- Pérdida de material base de la tubería, interna o externa localizada
- Pérdida de material base de la tubería, interna o externa generalizada
- Grietas y Abolladuras
- Laminaciones⁴⁰
- Defectos de fabricación en el tubo
- Instalaciones superficiales y sus accesorios
- Presencia de contactos metálicos

La detección de estas indicaciones depende de la tecnología a emplear así como de las limitaciones y desarrollo tecnológico de la misma. El siguiente listado de tecnologías de inspección, permite la realización de estos trabajos de inspección interna. Su selección y empleo depende de las indicaciones a detectarse (TABLA 23). Este listado no es limitativo a la incorporación de nuevas tecnologías en desarrollo.

- a) Flujo magnético: Equipo de resolución estándar.
- b) Flujo magnético: Equipo de alta resolución
- c) Flujo magnético: Equipo de flujo transversal.
- d) Ultrasonido: Haz recto
- e) Ultrasonido: Haz angular
- f) Equipo de geoposicionamiento o geoposicionador

⁴⁰ Estos defectos pueden presentarse en la superficie de las placas u hojas, o pueden darse en su estructura interna. Los defectos degradan la apariencia de la superficie y pueden afectar de manera adversa a la resistencia, la capacidad de formado y otras características de manufactura

TABLA 22. EQUIPO UTILIZADO EN INSPECCIÓN INTERNA Y DETECCIÓN DE INDICACIONES

INSPECCION INTERNA	EQUIPO PARA PERDIDA DE METAL			EQUIPO PARA DETECCION DE GRIETAS		EQUIPO PARA DETECCION DE LA GEOMETRIA	
	FLUJO MAGNETICO		ULTRASONIDO (Haz Recto)	ULTRASONIDO (Haz Angular)	FLUJO TRANVERSAL	GEOMETRIA (CALIPER)	GEOPOSICIONAMIENTO
	RESOLUCION ESTANDAR	ALTA RESOLUCION					
PERDIDA DE METAL (CORROSION) Corrosión externa Corrosión interna	Detecta ¹ y Dimensiona ² no discrimina ID/OD	Detecta ¹ y Dimensiona ²	Detecta ¹ y Dimensiona ²	Detecta ¹ y Dimensiona ²	Detecta ¹ y Dimensiona ²	No Detecta	No Detecta
Corrosión externa axial delgada	No Detecta	No Detecta ³	Detecta ¹ y Dimensiona ²	Detecta ¹ y Dimensiona ²	Detecta ¹ y Dimensiona ²	No Detecta	No Detecta
AGRIETAMIENTO Y DEFECTOS TIPO GRIETA (Axial) Por corrosión bajo esfuerzos (SCC) Por Fatiga Imperfecciones en soldadura longitudinal Fusión incompleta / Falta de fusión Grietas en la línea de fusión	No Detecta	No Detecta	No Detecta	Detecta ¹ y Dimensiona ²	Detecta ¹ y Dimensiona ²	No Detecta	No Detecta
AGRIETAMIENTO CIRCUNFERENCIAL	No Detecta	Detecta ⁴ y Dimensiona ⁴	No Detecta	Detecta ¹ y Dimensiona ² si es modificado ⁵	No Detecta	No Detecta	No Detecta
ABOLLADURAS CURVATURAS CON ARRUGAS	Detecta ⁶	Detección ⁶ y Dimensionamiento no confiable		Detección ⁶ y Dimensionamiento no confiable		Detecta ⁷ y Dimensiona	Detección y Dimensionamiento no confiable
APLASTAMIENTO	En caso de detección, se proporciona la posición circunferencial					Detecta ⁷ y Dimensiona	No Detecta
RALLADURA O ENTALLADURA	Detecta ¹ y Dimensiona ²					No Detecta	No Detecta
LAMINACION O INCLUSION	Detección limitada	Detección limitada	Detecta y Dimensiona ²	Detecta y Dimensiona ²	Detección limitada	No Detecta	No Detecta
REPARACIONES PREVIAS	Detección de camisas de acero y parches. Otros sólo con marcadores ferrosos		Detección sólo de camisas de acero y parches, soldado al ducto		Detección sólo de camisas de acero y parches. Otros sólo con marcadores ferrosos	No Detecta	No Detecta
ANOMALIAS RELACIONADAS CON FABRICACION	Detección limitada	Detección limitada	Detecta	Detecta	Detección limitada	No Detecta	No Detecta
CURVATURAS	No Detecta	No Detecta	No Detecta	No Detecta	No Detecta	Detecta y Dimensiona ^{2, 9}	Detecta y Dimensiona ²
OVALIDAD	No Detecta	No Detecta	No Detecta	No Detecta	No Detecta	Detecta y Dimensiona ^{2, 8}	Detecta y Dimensiona ^{2, 8}
COORDENADAS DEL DUCTO	No Detecta	No Detecta	No Detecta	No Detecta	No Detecta	No Detecta	Detecta y Dimensiona ²
NOTAS:							
1.- Limitado por la profundidad, longitud y ancho de los defectos detectables mínimos 2.- Definido por la exactitud del dimensionamiento especificado del equipo. 3.- Si el ancho es más pequeño que el ancho mínimo detectable por el equipo. 4.- Probabilidad Reducida de la Detección (POD) para grietas estrechas. 5.- Transductores rotados a 90°			6.- Confiabilidad reducida dependiendo del tamaño y forma de la abolladura. 7.- Dependiendo de la configuración del equipo, también en posición circunferencial. 8.- Si está equipado para medición de la ovalidad. 9.- Si está equipado para medición de curvaturas.				

Fuente. NORMA OFICIAL DE MÉXICO N° NOM-027-SESH-2010

Prueba Hidrostática

Se puede optar por conducir una prueba hidrostática para la evaluación de la integridad de un ducto. Esta prueba permite localizar las siguientes indicaciones cuando resulte una pérdida de la contención de magnitud suficiente para ser registrada por los equipos de medición de presión instalados:

- Pérdida total de material base de la tubería, interna o externa localizada.
- Pérdida total de material base de la tubería, interna o externa generalizada.
- Agrietamiento por corrosión bajo esfuerzos (SCC).
- Defectos de fabricación (costura o metal base defectuoso).
- Soldadura circunferencial defectuosa.

Para ductos que transportan hidrocarburos líquidos, la presión de prueba debe ser 1,25 la presión máxima de operación, y la duración de la prueba debe ser mínimo de 8 horas. Para ductos que transportan hidrocarburos gaseosos, se efectuará a una presión de prueba que someta al ducto al 90% de la SMYS (Límite de fluencia mínima especificada) en el punto de mayor cota altimétrica.

Evaluación Directa

Esta metodología puede ser empleada para evaluar por segmentos de ductos, la actividad de los siguientes fenómenos de corrosión:

- Corrosión externa del ducto (ECDA).
- Corrosión interna del ducto (ICDA).
- Agrietamiento por corrosión bajo esfuerzos (SCCDA)

La evaluación directa es un proceso estructurado que integra los resultados de las mediciones en campo con las características físicas e historial de operación del ducto o segmento y que consiste en las siguientes cuatro etapas:

- a) Evaluación previa
- b) Inspección indirecta
- c) Inspección directa
- d) Evaluación posterior

La primera etapa del proceso es la evaluación previa, en la cual se debe recopilar información para caracterizar el ducto y determinar si el proceso de evaluación directa es aplicable. Una vez determinado que el proceso es aplicable, se debe iniciar el trabajo de campo por medio de inspecciones indirectas, las cuales deben incluir actividades a lo largo del ducto para identificar posibles peligros relacionados con la corrosión en puntos específicos.

Posteriormente, se debe realizar una inspección directa, la cual consiste en excavar y verificar la condición del ducto en forma visual y por pruebas no destructivas, en los puntos específicos seleccionados a través de las inspecciones indirectas. Finalmente, se debe realizar una evaluación posterior, en la cual se valida y evalúa el proceso y se elabora el informe de evaluación de la integridad del ducto.

La evaluación directa de la corrosión externa (ECDA) se debe realizar conforme a los criterios indicados anteriormente, con las siguientes excepciones:

- El método de Evaluación Directa Confirmatoria (CDA) para corrosión externa considera sólo una herramienta de evaluación indirecta.
- En la etapa de la inspección directa se deben realizar excavaciones para todas las indicaciones que requieren respuesta inmediata.
- En la etapa de la inspección directa se debe realizar por lo menos una excavación, en una indicación de alto riesgo que requiere respuesta programada.

La evaluación directa de la corrosión interna (ICDA) se debe realizar conforme a los criterios indicados anteriormente.

Otras metodologías

Métodos y tecnologías alternativas para la evaluación de la integridad de ductos pueden ser utilizadas cuando se tenga certeza de que los resultados proporcionados con respecto a la condición del ducto, son equiparables con los obtenidos con las metodologías descritas en los puntos anteriores, además de ser aprobadas por la industria y apoyadas en prácticas reconocidas de ingeniería.

3.4.4.2 Evaluación y Documentación entregable

Se debe efectuar la evaluación para determinar si se requiere de acciones de mitigación, preponderar dichas acciones, establecer intervalos de re-evaluación de la integridad, además de evaluar la efectividad del método y confirmar las suposiciones originales.

Se deben documentar los resultados de la evaluación de la integridad, incluyendo como mínimo la siguiente información:

- Fecha de la inspección o prueba.
- Nombre de la Compañía y del personal que desarrolló los trabajos de inspección y/o prueba.
- Identificación del equipo.
- Descripción del trabajo desarrollado.
- Resultados de la inspección y/o prueba.
- Reporte de la caracterización de indicaciones.
- Reporte técnico de la evaluación y límites de aceptación o criterios.

- Etapas requeridas y que se seguirán para corregir las deficiencias encontradas fuera de los límites aceptables.

3.4.5 Respuesta a la Evaluación de la Integridad

El responsable de integridad debe completar la respuesta de acuerdo con un programa priorizado que se haya establecido considerando los resultados de una evaluación del riesgo y la severidad de las indicaciones encontradas durante la inspección⁴¹. La respuesta a la evaluación de la integridad debe contener lo siguiente:

- Tiempos de respuesta a las indicaciones obtenidas de la inspección.
- Actividades de reparación para remediar o eliminar una condición insegura.
- Acciones preventivas para eliminar o reducir un peligro.
- Frecuencias de inspección.

Se deben iniciar los trabajos para caracterizar y evaluar las indicaciones definidas como prioritarias, dentro de un tiempo que no exceda los cinco días después de identificadas mediante cualquiera de los métodos de inspección descritos en el punto 3.4.4.1 de este documento. Las respuestas deben clasificarse en los siguientes dos grupos:

- **Inmediata:** Son aquellos que pudieran causar fugas/roturas inmediatas o en el corto plazo debido a su efecto en la resistencia del material.
- **Programada:** Son aquellas indicaciones significativas y que pueden crecer a un punto de falla antes de la siguiente evaluación de integridad.

En algunos casos puede considerarse un tercer grupo llamado “Monitoreo”, en este caso las indicaciones reflejan que el defecto no fallará antes de la siguiente inspección.

⁴¹ Instituto Colombiano de Normas Técnicas y Certificación (ICONTEC). Gestión de Integridad de Gasoductos. Bogotá (Colombia); 2009. NTC 5747.

Respuesta Inmediata

Se debe dar una respuesta inmediata a aquellos defectos que una vez caracterizados y evaluados se considere que pudieran causar fugas o roturas inmediatas o en el corto plazo debido a su efecto en la resistencia del material.

Una vez caracterizado y evaluado, cualquier defecto que requiera reparación o remoción debe ser atendido inmediatamente y debe disminuirse la presión de operación a una condición segura hasta que se hayan efectuado todos los trabajos de reparación definitiva.

Respuesta Programada

Las indicaciones que requieren respuesta programada son aquellas que pueden crecer a una dimensión crítica antes de la siguiente evaluación de integridad. Se debe elaborar el programa de seguimiento de dichas indicaciones para caracterizarlas y evaluarlas en función de su tasa de crecimiento, durante el periodo comprendido entre dos evaluaciones. Si se determina que dichas indicaciones han crecido a dimensiones críticas, éstas deben repararse de manera inmediata.

Métodos de Reparación

Los métodos de reparación a utilizar en una tubería con defectos que no cumplen con el criterio de aceptación y que requiere reparación inmediata, deben realizarse conforme a lo indicado en la TABLA 23.

Si la línea puede sacarse de operación será preferible realizar una reparación definitiva del tipo reemplazo, sustituyendo la sección del tubo que contiene el daño. En el caso de no poder dejar de operar la línea se podrá optar por una reparación provisional mediante abrazaderas de fábrica, o por una

reparación definitiva del tipo reforzamiento, consistente en la colocación de una envolvente metálica soldada o un refuerzo no metálico.

TABLA 23. MÉTODOS DE REPARACIÓN DEFINITIVOS⁷

Anomalías		ESTRATEGIAS PRIMARIAS DE REPARACION ¹				
		Depósito de soldadura ²	Camisas Tipo A	Camisas Tipo B	Envolvente No Metálica	Hot Tap
Pérdida de Metal Externa <=80% de su espesor	Soldadura Longitudinal	SI	SI	SI	NO	NO
	Soldadura circunferencial	SI	SI	SI	NO	NO
	Cuerpo del tubo	SI	SI	SI	SI	SI
	Codo	SI	SI ³	SI ³	SI ⁴	SI
Pérdida de Metal Interna <=80% de su espesor	Soldadura Longitudinal	NO	NO	SI	NO	NO
	Soldadura circunferencial	NO	NO	SI	NO	NO
	Cuerpo del tubo	NO	NO	SI	NO	SI
	Codo	NO	NO ³	SI ³	NO	SI
Pérdida de Metal Externa >80% de su espesor	Soldadura Longitudinal	NO	NO	SI	NO	NO
	Soldadura circunferencial	NO	NO	SI	NO	NO
	Cuerpo del tubo	NO	NO	SI	NO	SI
	Codo	NO	NO	SI ³	NO	SI
Pérdida de Metal Interna >80% de su espesor	Soldadura Longitudinal	NO	NO	SI	NO	NO
	Soldadura circunferencial	NO	NO	SI	NO	NO
	Cuerpo del tubo	NO	NO	SI	NO	SI
	Codo	NO	NO	SI ³	NO	SI
Fugas, Fisuras, Quemaduras de arco eléctrico, defectos de fabricación y en soldaduras ¹⁰	Soldadura Longitudinal	NO	NO	SI	NO	NO
	Soldadura circunferencial	NO	NO	SI	NO	NO
	Cuerpo del tubo	NO	NO	SI	NO	NO ⁸
	Codo	NO	NO	SI ³	NO	NO ⁸
Abolladura con concentración de esfuerzos	Soldadura Longitudinal	NO	SI ^{5,6}	SI ⁶	NO	NO
	Soldadura circunferencial	NO	SI ^{5,6}	SI ⁶	NO	NO
	Cuerpo del tubo	NO	SI ^{5,6}	SI ⁶	NO	SI ⁹
	Codo	NO	SI ^{3,5,6}	SI ^{3,6}	NO	SI ⁹
Abolladura Plana	Soldadura Longitudinal	NO	SI ⁵	SI	NO	NO
	Soldadura circunferencial	NO	SI ⁵	SI	NO	NO
	Cuerpo del tubo	NO	SI ⁵	SI	NO	SI ⁹
	Codo	NO	SI ^{3,5}	SI ³	NO	SI ⁹

Fuente. NORMA OFICIAL DE MÉXICO N° NOM-027-SESH-2010

Observaciones:

1.- El reemplazo de la sección de la tubería que contiene el defecto o anomalía siempre es una reparación efectiva.

2.- El depósito de soldadura requiere un espesor mínimo de la pared calculado, considerando la penetración del electrodo más el espesor resultante debido a la presión máxima de operación, de estudios de ingeniería y de un procedimiento calificado de soldadura.

3.- Las camisas metálicas para codos o curvas pueden ser del tipo atornilladas o bipartidas, su instalación requiere de un estudio de ingeniería y soldadas mediante un procedimiento calificado.

4.- Se requiere utilizar personal calificado y procedimientos aprobados para la instalación de camisas no metálicas en codos, curvas y tubería recta.

5.- Debe emplearse un epóxido incompresible para llenar el espacio anular entre la camisa y el tubo que contiene la abolladura.

6.- El daño mecánico localizado en la abolladura deberá removerse por desbaste, previo a la instalación de la camisa, no debe desbastarse más del 10% del espesor de pared. En caso de desbastes mayores al 10%, se requiere de un espesor mínimo de pared calculado de acuerdo a la presión máxima de operación, de estudios de ingeniería y de un procedimiento calificado.

7.- Otros métodos de reparación pueden ser utilizados, siempre y cuando se presenten y tengan datos basados en una práctica precisa de ingeniería.

8.- Las fisuras que no presenten fugas pueden ser removidas y retiradas mediante Hot Tap.

9.- Si la abolladura es completa puede ser removida.

10.- Las quemaduras por arco eléctrico y los defectos de la soldadura circunferencial pueden ser reparados desbastando el defecto si es superficial y/o empleado envoltentes tipo A o B tan largas como la reparación sea requerida, basándose en pruebas y análisis de ingeniería.

Acciones de Prevención

El plan de gestión de integridad debe incluir las actividades necesarias para prevenir y minimizar las consecuencias de una fuga. Las acciones de prevención pueden identificarse durante la operación normal del ducto, la evaluación del riesgo, la implementación del plan de inspección o durante la reparación. Se debe considerar las acciones indicadas en la TABLA 24.

El plan de gestión de integridad debe considerar como actividades de prevención lo siguiente:

- Inyección de inhibidores
- Reforzamiento de la protección catódica
- Protección anticorrosiva
- Monitoreo de la velocidad de corrosión interior
- Válvulas de corte de flujo o válvulas a control remoto
- Prevención de daños por terceros
- Detección de fugas
- Minimizar las consecuencias de las fugas
- Reducción de la presión de operación
- Verificación de indicaciones

TABLA 24. MÉTODOS ACEPTABLES DE PREVENCIÓN/DETECCIÓN

Prevención/detección	Corrosión		Ambientales	Fabricación		Construcción			Equipo				Daño por terceros				Operaciones incorrectas	Clima y fuerzas externas						
	CE	CI	SCC	C	MB	SCL	FA	DFP	E	RTR	VCR	S	DTFI	DPT	V	IO	OI	TE	VTI	SI	D	H	ER	
Prevención/Detección																								
Patrullaje Aéreo	---	---	---	---	---	---	X	---	---	---	---	---	X	X	X	X	---	X	X	X	X	---	X	
Patrullaje a pie	X	---	---	---	---	---	X	---	---	---	---	---	X	X	X	X	---	X	X	X	X	---	X	
Inspección visual/mecánica	---	---	---	---	---	X	---	---	X	X	X	X	---	---	---	X	---	---	---	---	---	---	---	
Llamadas al teléfono de emergencia													X	X	X	X								
Auditorías de conformidad	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	X	---	---	---	---	---	---	
Especificaciones de diseño	X	X	X	---	---	X	X	X	X	X	X	X	---	---	---	---	---	---	---	X	X	X	X	
Especificaciones de materiales	---	---	---	X	X	X	---	---	X	X	X	X	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	
Inspección de fabricación	---	---	---	X	X	X	---	---	---	---	X	X	---	X	---	---	---	---	---	---	---	---	---	
Inspección de transporte	---	---	---	X	X	---	---	---	---	---	---	---	---	X	---	---	---	---	---	---	---	---	---	
Inspección de construcción	---	---	X	X	---	X	X	X	X	X	X	X	---	X	---	---	---	---	---	---	---	---	---	
Prueba hidrostática	---	---	---	X	X	X	X	X	---	---	---	---	---	X	---	X	---	---	---	---	---	---	---	
Información a la comunidad	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	X	---	---	X	---	---	---	---	---	---	---	
Procedimientos O&M	X	X	X	---	---	---	X	X	X	X	X	X	---	X	X	X	X	---	X	X	X	---	X	
Capacitación del operador	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	X	---	---	---	---	---	---	
Incremento de señalamientos	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	X	X	---	X	---	---	---	---	---	---	---	
Monitoreo de deformaciones	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	X	X	X	X	X	
Protección externa	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	X	X	X	X	---	---	---	X	X	X	X	
Mantenimiento del derecho de vía	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	X	X	---	X	---	---	---	X	X	---	X	
Incremento en espesor de Pared	X	X	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	X	X	X	X	---	---	---	X	X	X	X	
Cintas o postes de advertencia													X	X	---	---	---	---	---	---	---	---	---	
Mantenimiento de la protección catódica	X	---	X	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	X	---	---	---	---	---	---	---	
Limpieza interna	---	X	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	
Medidas de control de fugas	X	X	---	---	---	---	X	---	X	X	X	X	---	X	X	---	---	---	X	X	X	X	X	
Mediciones de deformaciones con diablo instrumentado	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	X	X	X	X	X	
Reducción en tensión externa	---	---	X	---	---	---	X	X	---	X	---	---	---	---	---	---	---	---	X	X	X	X	X	

TABLA 24. MÉTODOS ACEPTABLES DE PREVENCIÓN/DETECCIÓN CONTINUACIÓN)

Prevención, detección y métodos de reparación	Corrosión		Ambientales	Fabricación		Construcción			Equipo				Daño por terceros				Operaciones incorrectas	Clima y fuerzas externas						
	CE	CI	SCC	C	MB	SCL	FA	DFP	E	RTR	VCR	S	DTFI	DPT	V	IO	OI	TE	VTI	SI	D	H	ER	
Reubicación de ductos	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	X	---	X	---	---	---	X	X	X	X	X	X
Rehabilitación	X	X	X	---	---	---	X	X	---	---	---	---	---	X	---	---	---	---	---	X	X	X	X	X
Reparación de recubrimiento	X	---	X	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---
Incremento en profundidad de enterrado	---	---	---	---	---	---	---	X	---	---	---	---	X	---	X	X	---	---	---	---	---	X	---	---
Reducción de temperatura de operación	---	---	X	---	---	---	---	---	X	---	---	X	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---
Reducción de humedad	---	X	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---
Inyector de inhibidores/biocidas	---	X	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---
Instalación de protección térmica	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---

Fuente. NORMA OFICIAL DE MÉXICO N° NOM-027-SESH-2010

Nota: Las abreviaciones se relacionan con los 24 peligros potenciales indicados en el capítulo 6.

CE = Corrosión externa

DTFI = Daño por terceros, falla inmediata

CI = Corrosión interna

DPT = Daño previo por terceros

SCC = Agrietamiento por corrosión bajo esfuerzos

V = Vandalismo

C = Defectos en la costura

IO = Impacto de objetos arrojados sobre el ducto

MB = Defectos en el metal base

OI = Operaciones incorrectas

SCL = Soldadura circunferencial o longitudinal

TE = Tormentas eléctricas

FA = Falla por alineamiento

VTI = Viento, tormentas o inundaciones

DFP = Doblez por flexión o pandeo

SI = Sismos

E = Fallas en los empaques

D = Deslaves

RTR = Roscado/tubería rota

H = Huracanes

VCR = Mal funcionamiento de las válvulas control/relevo

ER = Erosión

S = Falla del sello/bomba

Intervalo de Evaluación de la Integridad

Los intervalos para la evaluación de la integridad de ductos que transportan hidrocarburos deberán ser determinados con base en los resultados del análisis del riesgo y considerando lo siguiente:

- La integración de datos de la evaluación de integridad anterior.
- El uso de otros métodos de evaluación indirecta que proporcionen información de la condición del ducto, equivalente a la obtenida mediante los métodos de evaluación indicados en este documento.
- La velocidad de crecimiento de defectos con base en los peligros potenciales que afecten al segmento de ducto.
- El periodo entre evaluaciones de integridad por cualquier método no podrá ser mayor de cinco (10) años. Esto dependerá del responsable de integridad y de las indicaciones encontradas.

3.5 Aplicaciones

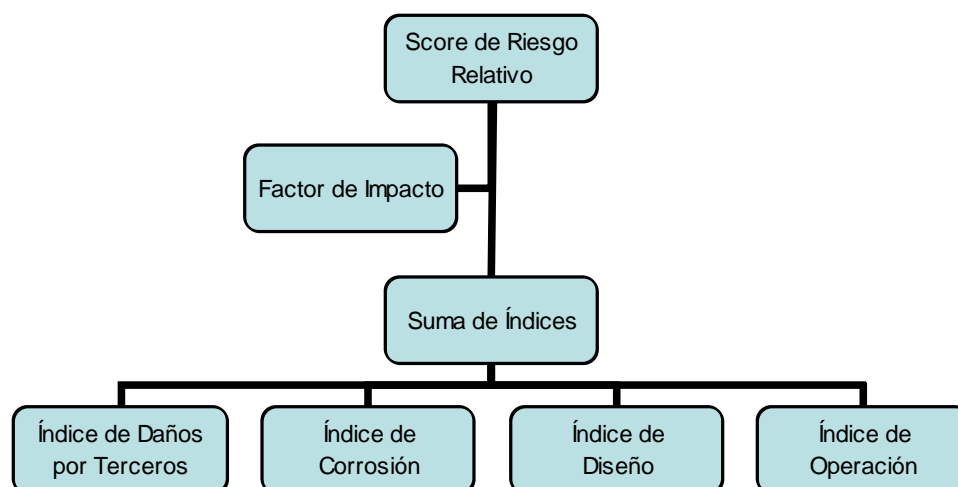
Una de las principales empresas de nuestra región que trabaja en la Gestión de Integridad es la empresa Colombiana ECOPEPETROL, la cual mediante su Vicepresidencia de Transporte (VIT) desde el año 2006 inició un modelo de gerenciamiento de integridad para sus ductos de aproximadamente 7000 km, debido a un proceso integral para mantener la Confiabilidad Operacional. En el Apéndice 40 se muestra un ejercicio titulado *“Valoración y Gerenciamiento de Riesgo usando una Herramienta Informática como Soporte al Modelo de Gestión de Integridad de Ductos de la VIT”*.

El desarrollo de los ejercicios en este punto está referido al proyecto CAMISEA, tanto en el transporte como en la distribución (ducto principal).

3.5.1 Determinación del Riesgo en el Ducto Principal de Gas Natural en Lima y Callao

Este ejercicio toma como referencia la metodología de W. Kent Muhlbauer⁴² y la información disponible del Ducto Principal de Gas Natural en Lima y Callao (2007).

FIGURA 12. ESQUEMA DEL MODELO DE INDEXACIÓN



Fuente. Muhlbauer W. Kent. Pipeline Risk Management Manual (2004)

Evaluación del Riesgo por el Modelo de Indexación

Se consideró los lineamientos establecidos en el documento “Pipeline Risk Management Manual” - Tercera Edición”, el esquema de este modelo se muestra en la FIGURA N° 12. Algunas consideraciones al respecto:

- El score de riesgo relativo se calcula con la siguiente ecuación:

$$\text{Score de Riesgo Relativo} = \text{Suma de Índices} / \text{Factor de Impacto}$$
- El riesgo finalmente está representado por: $1 / \text{Score de riesgo relativo}$

Suma de Índices

$$\text{Suma de índices} = \text{Índice de Daños por Tercero} + \text{Índice de Corrosión} + \text{Índice de Diseño} + \text{Índice de Operación}$$

⁴² Muhlbauer W. Kent (2003). Pipeline Risk Management Manual. 3ra Edición. Vermont, USA: Editorial ELSEVIER. PP 395.

Third Party Index (Índice de Daños por Terceros)		100 puntos
A	Minimum Depth of Cover	0-20
B	Activity Level	0-20
C	Aboveground Facilities	0-10
D	One Call System	0-15
E	Public Education	0-15
F	Right-of-Way Condition	0-5
G	Patrol frequency	0-15

Corrosion index (Índice de Corrosión)		100 puntos
A Atmospheric Corrosion		
1	Atmospheric Exposures	0-5
2	Atmospheric Type	0-2
3	Atmospheric Coating	0-3
		0-10
B Internal Corrosion		
1	Product Corrosivity	0-10
2	Internal Protection	0-10
		0-20
C Subsurface Corrosion		
1	Subsurface Environment	0-20
	Soil Corrosivity	0-15
	Mechanical Corrosion	0-5
2	Cathodic Protection	0-25
	Effectiveness	0-15
	Interference Potential	0-10
3	Coating	0-25
	Fitness	0-10
	Condition	0-15
		0-70

Design Index (Índice de Diseño)		100 puntos
A	Safety Factor	0-35
B	Fatigue	0-15
C	Surge Potential	0-10
D	Integrity Verifications	0-25
E	Land Movements	0-10

Incorrect Operations Index (Índice de Operación)		100 puntos
A Design		
1 Hazard Identification		0-4
2 MAOP Potential		0-12
3 Safety Systems		0-10
4 Material Selection		0-2
5 Checks		0-2
		0-30
B Construction		
1 Inspection		0-10
2 Materials		0-2
3 Joining		0-2
4 Backfill		0-2
5 Handling		0-2
6 Coating		0-2
		0-20
C Operation		
1 Procedures		0-7
2 SCADA Communications		0-3
3 Drug-testing		0-2
4 Safety Programs		0-2
5 Surveys		0-5
6 Training		0-10
7 Mechanical Errors Preventers		0-6
		0-35
D Maintenance		
1 Documentation		0-2
2 Schedule		0-3
3 Procedures		0-10
		0-15

Factor de Impacto (FI)

FI = Peligro del Producto x Volumen de la Fuga x Dispersión x Receptores

Leak Impact Factor (Factor de Impacto de la Fuga)	
A	Product Hazard (Acute+Chronic Hazard) - Peligro del Producto
	1 Acute Hazards
a	Nf (Flammability)
	0-4
b	Nr (Reactivity)
	0-4
c	Nh (Toxicity)
	0-4
	0-12
	2 Chronic Hazards
	0-10

B Leak Volume (LV) - Volumen de la Fuga

C Dispersion (D) – Dispersión

D Receptors (R) – Receptores

1 Population Density (Pop)

2 Environmental Considerations (Env)

3 High-Value Areas (HVA)

Score de Riesgo Relativo y Riesgo

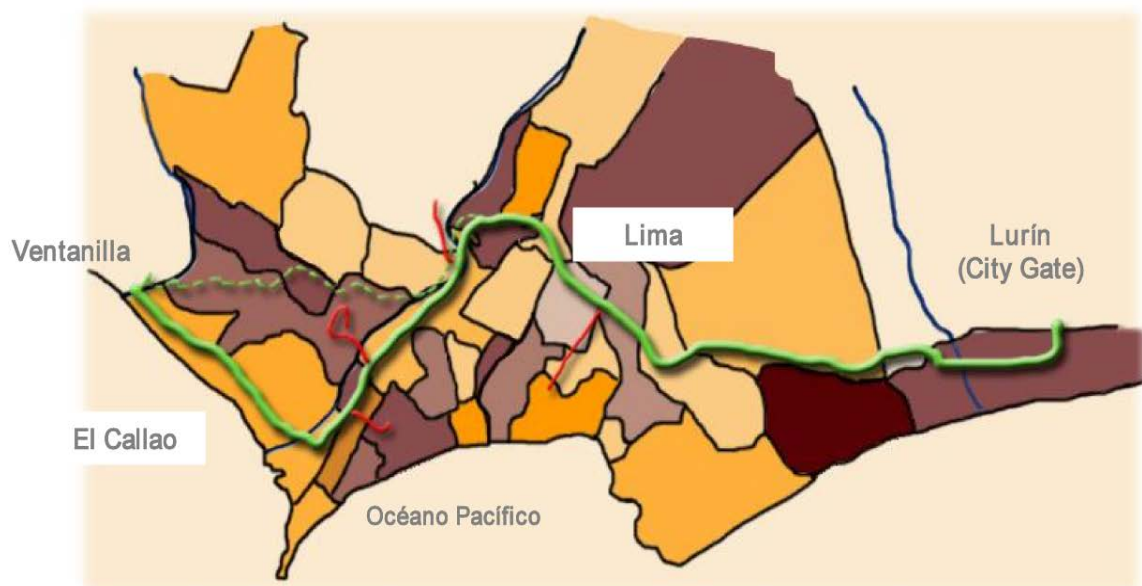
Score de Riesgo Relativo = Suma de Índices / Factor de Impacto

Riesgo = 1/ Score de Riesgo Relativo

Determinación del Riesgo

Se revisó la información disponible (2007) y realizó un recorrido a lo largo del Ducto Principal en Lima y Callao (FIGURA 13), luego se decidió dividir el Ducto en 20 segmentos (TABLA 25). Posteriormente, se completó con la información requerida de cada tramo para calcular el índice respectivo.

FIGURA 13. DUCTO PRINCIPAL DE GAS NATURAL EN LIMA Y CALLAO



Fuente. Elaboración propia

Características del Ducto

- Código de diseño: ASME B31.8
- Material: API 5L X56
- Revestimiento: polietileno, espesor: 2,3 mm
- Tapada Mínima: 1m
- Protección Catódica externa por corriente impresa en el ducto y ánodos de sacrificio en las instalaciones de superficie
- Diámetro nominal: 20" y 11,1 mm (tramo principal)

Resultados

Siguiendo la *Evaluación del Riesgo por el Modelo de Indexación* en base al documento de W. Kent Muhlbauer⁴³, se calculó los diferentes índices y parámetros para los 20 tramos (segmentos).

La TABLA 25 muestra un resumen de los cálculos realizados por cada tramo. En el Apéndice 20 se muestra los detalles sobre el desarrollo del modelo par determinar los niveles de riesgo en el Ducto Principal de Gas Natural en Lima y Callao.

La FIGURA 14 y 15 muestra el nivel de protección en el Ducto (Suma de Índices) y la determinación del Riesgo por cada segmento respectivamente.

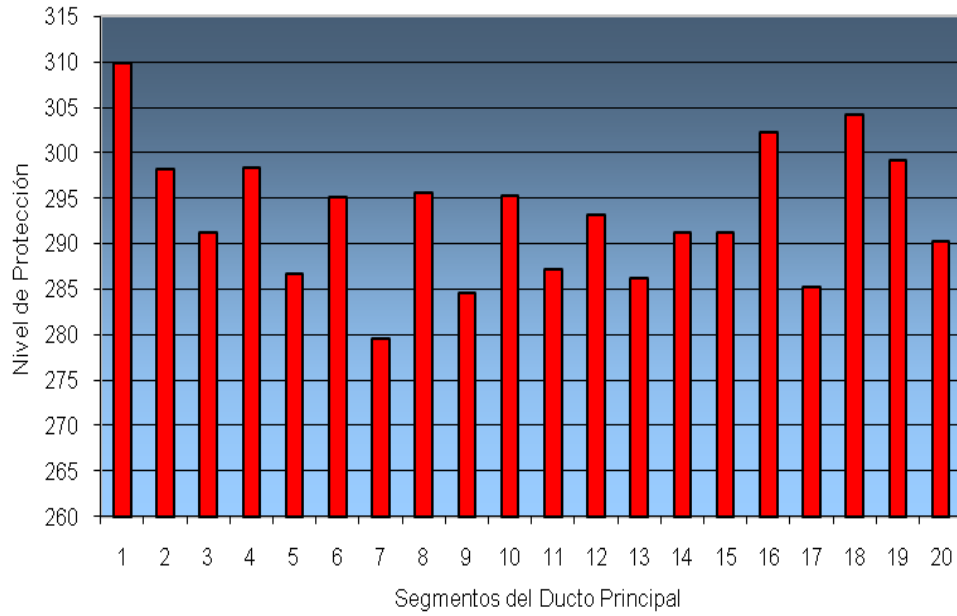
⁴³ Muhlbauer W. Kent (2003). Pipeline Risk Management Manual. 3ra. Edición. Vermont, USA: Editorial ELSEVIER. PP 395.

TABLA 25. DETERMINACIÓN DEL RIESGO MEDIANTE EL MODELO DE INDEXACIÓN (W. Kent Muhlbauer)

Item	Segmentación	Daños por Terceros	Corrosión	Diseño	Operación	Suma de Índices	Impacto de la Fuga	Score de Riesgo	Riesgo
1	City Gate	81	79.8	77	72	309.8	210	1.48	0.68
2	City Gate - Lurin Margen Izquierda Río Lurin	61	73.2	92	72	298.2	280	1.07	0.94
3	Cruce del Río Lurin	51	75.8	92.5	72	291.3	105	2.77	0.36
4	Margen Derecha Río Lurin - Kilómetro 13	67	66.8	92.5	72	298.3	140	2.13	0.47
5	Kilómetro 13- Kilómetro 26 Atocongo	52	70.2	92.5	72	286.7	280	1.02	0.98
6	Kilómetro 26 Atocongo - ERP Primavera	60	70.6	92.5	72	295.1	315	0.94	1.07
7	ERP Primavera	48	74.6	85	72	279.6	280	1.00	1.00
8	ERP Primavera - ERP Santa Anita	60	70.6	93	72	295.6	210	1.41	0.71
9	ERP Santa Anita	56	71.6	85	72	284.6	210	1.36	0.74
10	ERP Santa Anita - ERP El Agustino	60	70.2	93	72	295.2	210	1.41	0.71
11	ERP El Agustino	56	75.2	84	72	287.2	280	1.03	0.97
12	ERP El Agustino - ERP Maquinarias	60	73.2	88	72	293.2	210	1.40	0.72
13	ERP Maquinarias	56	74.2	84	72	286.2	210	1.36	0.73
14	ERP Maquinarias - Margen Izquierda Río Rimac	60	71.2	88	72	291.2	210	1.39	0.72
15	Cruce Río Rimac	51	75.5	93	72	291.5	210	1.39	0.72
16	Margen Derecha Río Rimac - Terminal Station	67	70.2	93	72	302.2	210	1.44	0.69
17	Terminal Station	56	71.3	86	72	285.3	210	1.36	0.74
18	Terminal Station - Margen Izquierda Río Chillón	67	71.2	94	72	304.2	210	1.45	0.69
19	Cruce Río Chillón	58	75.2	94	72	299.2	210	1.42	0.70
20	Margen Derecha Río Chillón - ETEVENSA	52	72.2	94	72	290.2	280	1.04	0.96

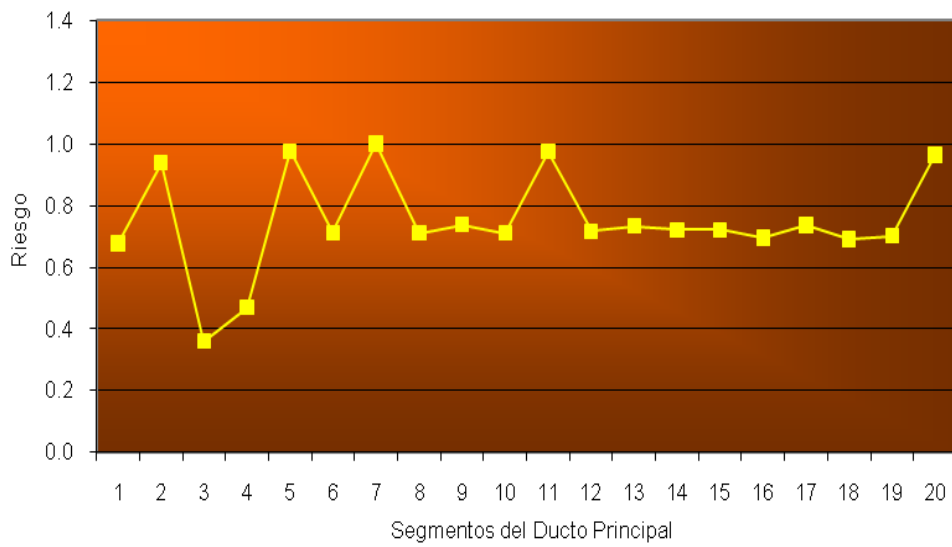
Fuente. Elaboración propia

FIGURA 14. NIVEL DE PROTECCIÓN DEL DUCTO (SUMA DE ÍNDICES)



Fuente. Elaboración propia

FIGURA 15. DETERMINACIÓN DEL RIESGO POR SEGMENTOS

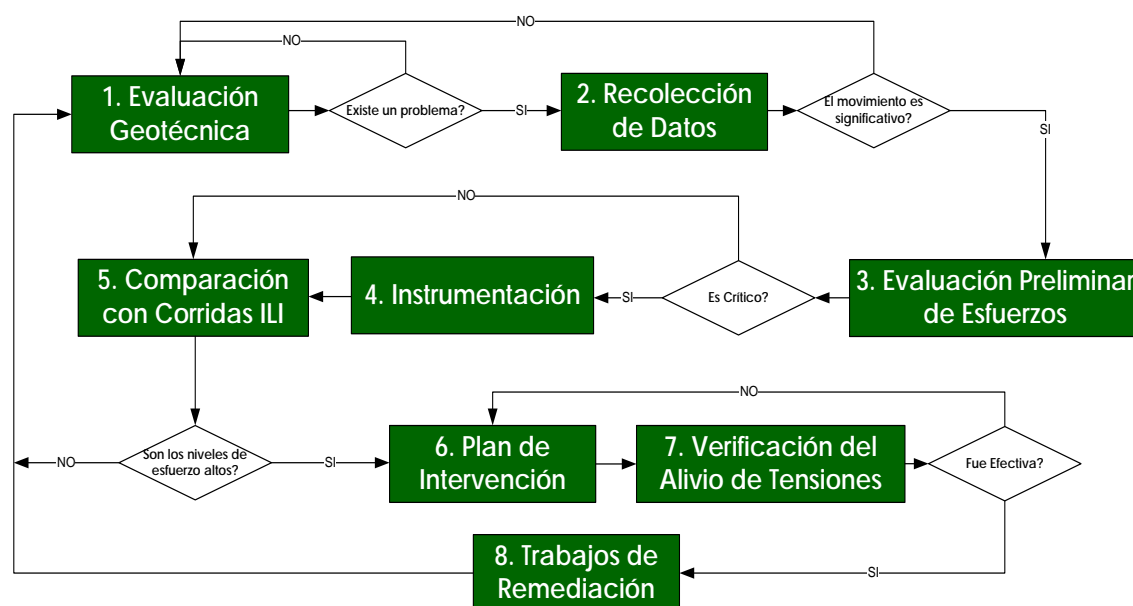


Fuente. Elaboración propia

3.5.2 Modelamiento mediante software de Elementos Finitos para determinar el efecto de la interacción Suelo-Ducto

Considerando que los ductos de transporte de CAMISEA sufrieron fallas principalmente debido a fuerzas externas producto del deslizamiento del terreno, y teniendo en cuenta la geografía por donde pasan los ductos de GN y LGN, se hace necesario elaborar un mecanismo para gestionar la integridad en dichos ductos. El desarrollo del modelamiento se centra en el punto 3 (Evaluación Preliminar de Esfuerzos) de la FIGURA 16.

FIGURA 16. PROCESO DE EVALUACIÓN DE FALLAS POR PROBLEMAS GEOTÉCNICOS



Fuente. Elaboración propia

Evaluación Preliminar de Esfuerzos

Luego de la recolección de datos y considerar que hay un deslizamiento de terreno significativo, se trabaja con un modelamiento mediante un software de elementos finitos para determinar si existen zonas críticas en el tramo de tubería afectado, previo a ello se debe contar con la información de campo sobre la longitud del tramo afectado y los desplazamientos registrados de manera aproximada. Los pasos principales son los siguientes:

PRIMER PASO: Revisión de Datos

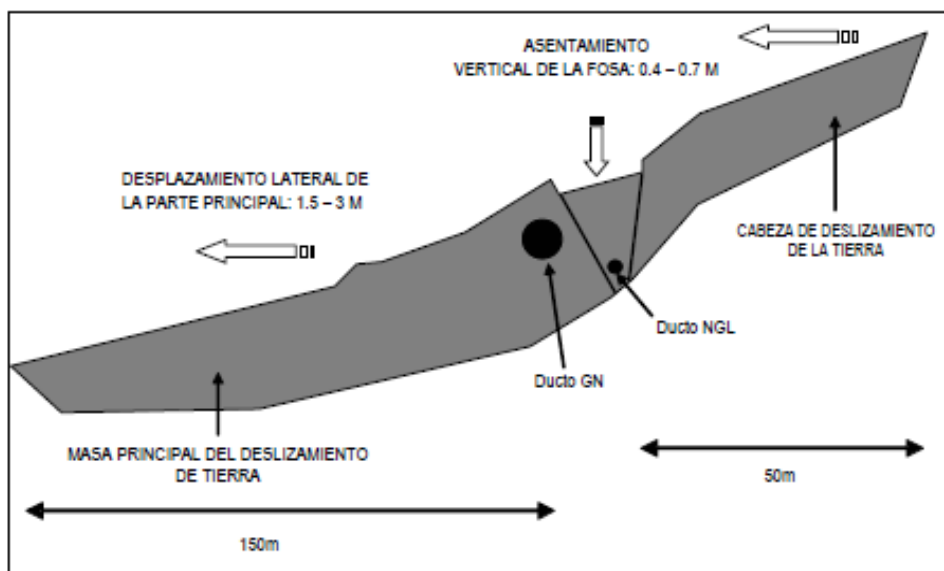
Como ejemplo aplicativo se considera la información disponible de un tramo del Ducto de Transporte de LGN de CAMISEA donde ocurrió la primera falla, a la cual se complementa con información adicional a efectos de completar la metodología.

Datos del Ducto: Se tiene lo siguiente:

- Código de diseño: ASME B31.4
- Material: API 5L X70 (Límite de Fluencia 70000 PSI)
- Diámetro: 14" y Espesor: 0,25"
- Presión de Operación: 100 bar

Datos del Tramo Afectado: Esta información es obtenida de los planos conforme a obra (As Built) y la de campo luego del deslizamiento ocurrido.

FIGURA 17. REPRESENTACIÓN ESQUEMÁTICA DEL DESPLAZAMIENTO



Fuente. Germanischer Lloyd, 2007 (Informe Final N° GLP/GLM/MEMP/726-07)

Nota⁴⁴

- Reactivación del deslizamiento de lodo (deslizamiento parcialmente de rotación) relacionado con la carga de tierra sacada de excavación durante la construcción del gasoducto y tirada sobre el mismo deslizamiento de tierra. El factor iniciador: fuerte y larga lluvia.
- Largo del deslizamiento de tierra: 200 m

⁴⁴ Germanischer Lloyd (2007). Auditoría Integral de los Sistema de Transporte de Gas Natural y Líquidos de Gas Natural del Proyecto CAMISEA. Informe Final N° GLP/GLM/MEMP/726-07 Rev. 0. Lima.

SEGUNDO PASO: Dibujo del Tramo

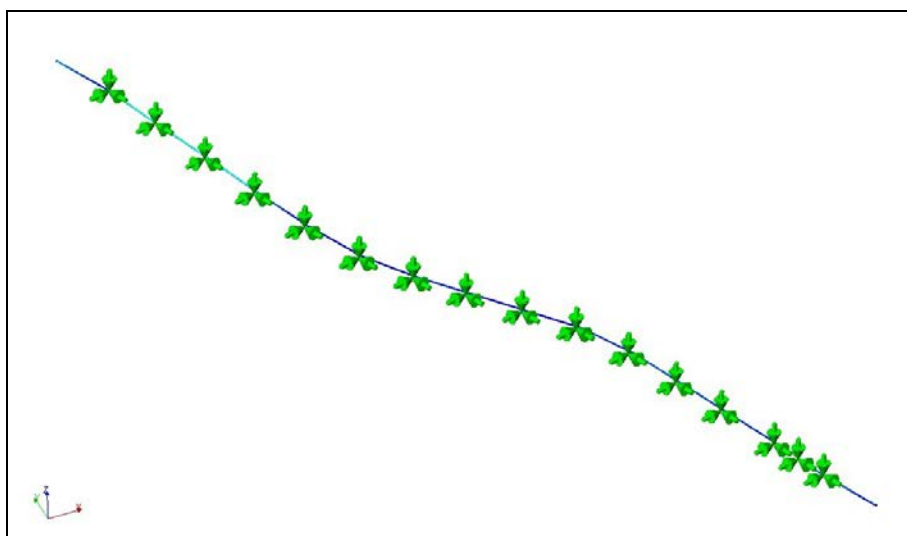
Las coordenadas disponibles (UTM) se adecuan de tal forma que el primer punto represente el origen ($x=0$, $y=0$, $z=0$) para graficar el tramo a analizar en el espacio (TABLA 26). La FIGURA 17 muestra el tramo a analizar, éste fue realizado mediante el software Autodesk Inventor V.11.

TABLA 26. DETERMINACIÓN DE LAS COORDENADAS PARA DIBUJAR EL TRAMO

N° Punto Costura	Este (X)		Norte (Y)		Elevación (Z)		Longitud Instalada
008/59	725388.09	0.00	8681537.13	0.0	441.79	0.00	9.30
008/60	725391.48	3.39	8681526.02	-11.11	438.65	-3.14	12.08
008/61R2	725394.48	6.39	8681516.23	-20.90	434.50	-7.29	11.01
008/62R1	725397.69	9.60	8681505.72	-31.41	430.05	-11.74	11.81
008/63R1	725400.89	12.80	8681495.25	-41.88	425.62	-16.17	11.77
008/64T	725403.94	15.85	8681484.39	-52.74	421.77	-20.02	11.88
008/65	725407.42	19.33	8681472.88	-64.25	418.67	-23.12	12.15
008/66R1	725411.13	23.04	8681461.80	-75.33	417.66	-24.13	11.75
008/67	725414.45	26.36	8681450.65	-86.48	417.74	-24.05	12.10
008/68T	725418.12	30.03	8681439.02	-98.11	417.66	-24.13	12.18
008/69	725421.70	33.61	8681427.70	-109.43	417.58	-24.21	11.85
008/70	725425.10	37.01	8681416.73	-120.40	415.58	-26.21	11.62
008/71R1	725428.00	39.91	8681406.53	-130.60	412.39	-29.40	11.02
008/72	725430.77	42.68	8681396.81	-140.32	409.34	-32.45	10.51
008/73	725434.00	45.91	8681385.47	-151.66	405.79	-36.00	12.25
008/74	725435.56	47.47	8681380.30	-156.83	404.09	-37.70	11.30
008/74A	725437.17	49.08	8681374.95	-162.18	402.32	-39.47	11.70
008/75T	725440.37	52.28	8681363.51	-173.62	399.41	-42.38	12.12

Fuente: Elaboración propia

FIGURA 18. DIBUJO DEL TRAMO A ANALIZAR (Ducto 14" - Ubicación de cada punto/costura)



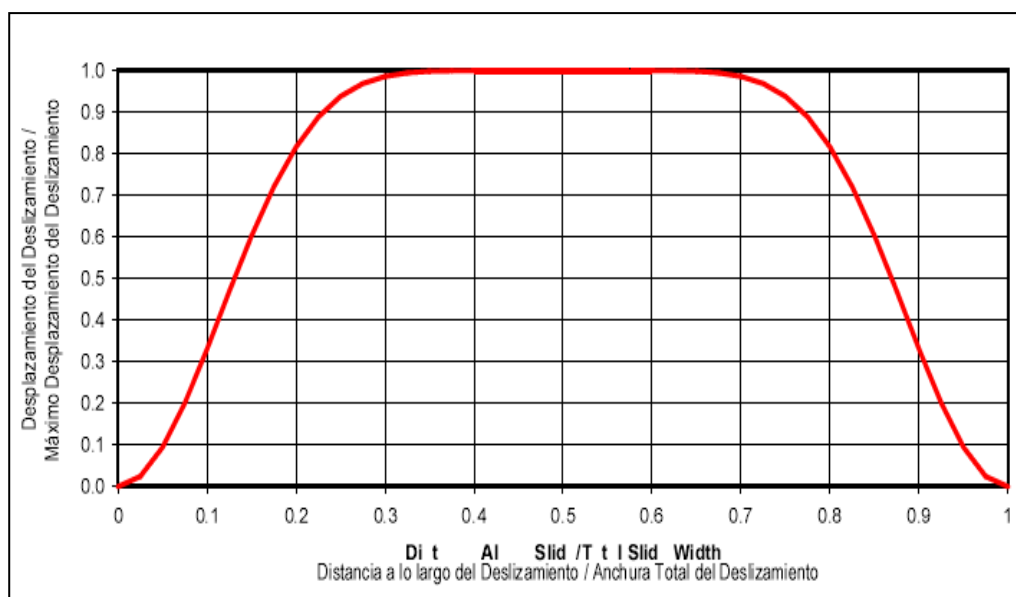
Fuente. Elaboración propia

La FIGURA 18 muestra el tramo a analizar donde se identifican los puntos (de izquierda a derecha) señalados en la TABLA 26, no se considera el primer y ultimo punto.

TERCER PASO: Análisis Tensional del Tramo

Con el dato de campo sobre el desplazamiento máximo del tramo a analizar (3m horizontal y 0,7m vertical) y el Patrón de Desplazamiento del Deslizamiento (FIGURA 19) señalado en el Informe Final N° GLP/GLM/MEMP/726-07 de la Auditoría realizada a los Ductos de Transporte GN y LGN de CAMISEA, se determina el desplazamiento en cada punto en las diferentes coordenadas.

FIGURA 19. PATRÓN DE DESPLAZAMIENTO DEL DESLIZAMIENTO

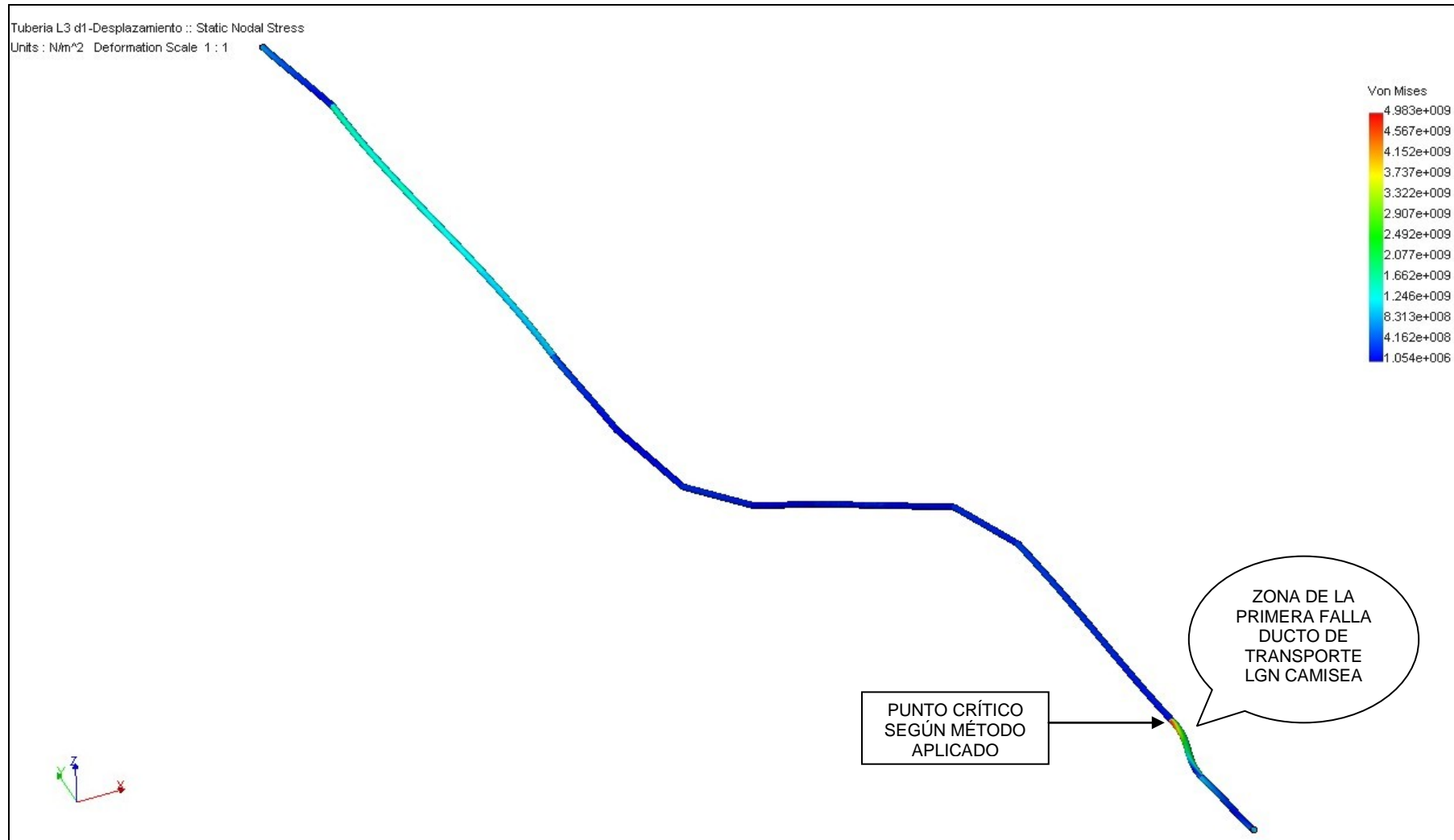


Fuente. Germanischer Lloyd, 2007 (Informe Final N° GLP/GLM/MEMP/726-07)

Mediante el software Cosmos se determinó que el tramo analizado presentaba zonas críticas (esfuerzo de Von Mises mayor al esfuerzo de fluencia de la tubería), el punto más crítico se muestra en la FIGURA 19.

Esfuerzo de Von Mises:
$$\sigma_e = \frac{1}{\sqrt{2}} [(\sigma_2 - \sigma_1)^2 + (\sigma_3 - \sigma_1)^2 + (\sigma_3 - \sigma_2)^2]^{\frac{1}{2}}$$

FIGURA 20. ESFUERZOS (VON MISES) EN EL TRAMO A ANALIZAR



Fuente. Elaboración propia

CAPÍTULO IV

ANÁLISIS DE RESULTADOS Y CONTRASTACIÓN DE HIPÓTESIS

4.1 Profesionales del Sector - Supervisores del OSINERGMIN

4.1.1 Resultado de la Encuesta

Luego de implementar el instrumento de medición (TABLA 2) establecido en el CAPITULO I, en la TABLA 27 se señala el resumen de las respuestas obtenidas.

TABLA 27. RESULTADO DEL CUESTIONARIO SOBRE GESTIÓN DE INTEGRIDAD - SUPERVISORES DEL OSINERGMIN (PROFESIONALES DEL SECTOR HIDROCARBUROS)

N° Pregunta	Respuesta a la Encuesta						
	SI	NO	Muy Poco	Poco	Regular	Bueno	Muy Bueno
1	30	0					
2	28	2					
3	7	23					
4	28	2					
5			8	14	4	3	1
6			13	12	3	2	0
7			10	13	5	2	0
8			6	14	6	4	0
9			11	12	4	3	0

Fuente. Elaboración propia

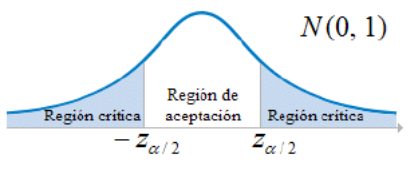
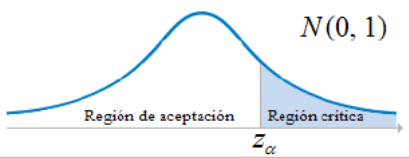
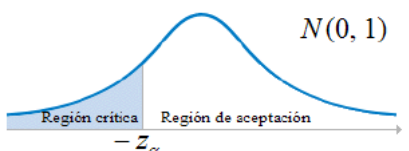
La información corresponde a 30 Supervisores del OSINERGMIN (profesionales del sector hidrocarburos) que cumplen con los criterios de inclusión.

6.1.2 Contratación de las Hipótesis Formuladas

Para el análisis se utilizó el método de Distribución “t” Student para Proporciones, dependiendo de la hipótesis alternativa podemos establecer las regiones de aceptación según se muestra en la FIGURA 21. Se trabajó bajo las siguientes consideraciones:

- Un Sistema de Gestión de Integridad minimiza los riesgos que generan daños a la vida humana, al medio ambiente y fallas durante la operación. Esta aseveración surge de la información obtenida de otros países como Estados Unidos.
- Los Supervisores del OSINERGMIN (profesionales del sector hidrocarburos) conocen la importancia de un Sistema de Gestión de Integridad. Esto se puede observar del resultado indicado en la TABLA 27 referida a la pregunta N° 4.

FIGURA 21. CONTRASTE DE HIPÓTESIS PARA UNA PROPORCIÓN - REGIONES DE ACEPTACIÓN

<p>Dos lados: $H_0: p = p_0$ $H_1: p \neq p_0$</p>	<p>Rechazar H_0 si: $z_0 \notin \left(-\frac{z_\alpha}{2}, \frac{z_\alpha}{2} \right)$ Siendo $z_0 = \frac{n\hat{p} - np_0}{\sqrt{np_0(1-p_0)}}$ El estadístico z_0 sigue una distribución normal $N(0, 1)$.</p>	
<p>Lado derecho: $H_0: p \leq p_0$ $H_1: p > p_0$</p>	<p>Rechazar H_0 si: $z_0 > z_\alpha$</p>	
<p>Lado izquierdo: $H_0: p \geq p_0$ $H_1: p < p_0$</p>	<p>Rechazar H_0 si: $z_0 < -z_\alpha$</p>	

Fuente. Martínez, Ciro (2003). Estadística y Muestreo.

- Los Concesionarios u Operadores no presentaron el programa de Implementación del Sistema de Integridad de Ductos dentro del plazo indicado en la Tercera Disposición Transitoria del Reglamento de Transporte de Hidrocarburos por Ductos aprobado por D.S. N° 081-2007-EM. Ésta información fue proporcionada por el OSINERGMIN, luego de 03 años de publicado el Reglamento sólo la empresa PLNG presentó su programa (contrató a una empresa extranjera), su implementación está en proceso, esto se observa en la TABLA 29 referida a la pregunta N° 7.
- No se implementan ni supervisan adecuadamente los Sistemas de Gestión de Integridad en ductos de transporte debido a varios factores, entre ellos debido al inadecuado conocimiento que tienen los profesionales del sector hidrocarburos sobre este tema.

Hipótesis General

Para esta hipótesis se trabajó con las preguntas N° 5 y 6 de la TABLA 2:

Pregunta N° 5 – Conocimiento de los Supervisores del OSINERGMIN

Señala lo siguiente: ¿Qué grado de conocimiento tiene sobre las normas internacionales (Ej. ASME B31.8S) y normativa peruana sobre la Gestión de Integridad en ductos?, para el análisis de la respuesta se considera como Profesional Apto cuando tiene un grado de conocimiento Regular, Bueno y Muy Bueno. Para el análisis de la hipótesis se considera que los profesionales aptos no superan el 20%. De la TABLA 27 se tiene: Apto= 8 y No Apto=22.

Análisis

- Formulación de Hipótesis Nula y Alternativa

Hipótesis Nula: H₀

La proporción de profesionales aptos que conocen las normas sobre un Sistema de Gestión de Integridad no es mayor a 20%.

$H_0: \mu = \text{media poblacional} = P = \text{proporción de profesionales aptos} \leq 20\%$

Hipótesis Alternativa: H_1

La proporción de profesionales aptos es mayor del 20%.

$H_1: \mu = \text{media poblacional} = P = \text{proporción de profesionales aptos} > 20\%$

- Selección del Nivel de Significación

Consideramos 1% ($\alpha = 0.01$) con la cual tendremos un valor altamente significativo.

- Técnica y Prueba Estadística

$H_0: \mu = \text{media poblacional} = P = \text{proporción de respuesta positiva} = 0.2$

$H_1: P > 0.2$

$p: \text{proporción positiva} = \text{conformes/muestra} = \text{APTO/TOTAL} = 8/22 = 0.364$

$q: \text{proporción muestral que no está apta} = 1-p = 0.636$

$$Z_0 = \frac{p - P}{\sqrt{\frac{P \cdot q}{n-1}}} \quad Z_0 = 0.164/0.089 = 1.843$$

- Determinación de la Región de Aceptación

De tablas para el nivel de significancia 0.01 y grado de libertad $\nu = 30-1 = 29$, para una cola se tiene como punto crítico $Z_\alpha = 2.462$. De la FIGURA N° 21 la región de aceptación queda definida como: $(-\infty, 2.462)$.

- Decisión Estadística

El valor calculado $Z_0 = 1.843$ está dentro de la región de aceptación, **por tanto se acepta la hipótesis H_0 .**

Pregunta N° 6 – Implementación de un SGI

Señala lo siguiente: ¿Qué grado de conocimiento tiene para implementar un Sistema de Gestión de Integridad en ductos?, para el análisis de la respuesta se considera como Profesional Apto cuando tiene un grado de conocimiento Regular, Bueno y Muy Bueno. Para el análisis de la hipótesis se considera que los profesionales aptos no superan el 20%. De la TABLA 27 se tiene: Apto= 5 y No Apto=25.

Análisis

- Formulación de Hipótesis Nula y Alternativa

Hipótesis Nula: H₀

La proporción de profesionales aptos para implementar un Sistema de Gestión de Integridad no es mayor a 20%.

H₀: $\mu =$ media poblacional = P= proporción de profesionales aptos $\leq 20\%$

Hipótesis Alternativa: H₁

La proporción de profesionales aptos es mayor del 20%.

H₁: $\mu =$ media poblacional = P= proporción de profesionales aptos $> 20\%$

- Selección del Nivel de Significación

Consideramos 1% ($\alpha = 0.01$) con la cual tendremos un valor altamente significativo.

- Técnica y Prueba Estadística

H₀: $\mu =$ media poblacional = P= proporción de respuesta positiva = 0.2

H₁: $P > 0.2$

p: proporción positiva = conformes/muestra = APTO/TOTAL = 5/30 = 0.167

q: proporción muestral que no está apta = 1-p = 0.833

$$Z_0 = \frac{p - P}{\sqrt{\frac{p \cdot q}{n-1}}} \quad Z_0 = -0.033/0.069 = -0.478$$

- Determinación de la Región de Aceptación

De tablas para el nivel de significancia 0.01 y grado de libertad $\nu' = 30-1 = 29$, para una cola se tiene como punto crítico $Z_\alpha = 2.462$. De la FIGURA N° 21 la región de aceptación queda definida como: $(-\infty, 2.462)$.

- Decisión Estadística

El valor calculado $Z_0 = -0.478$ está dentro de la región de aceptación, **por tanto se acepta la hipótesis H_0** .

Hipótesis Específicas

Hipótesis Específica N° 1: Para esta hipótesis se trabajó con las preguntas N° 3 y 9 de la TABLA 2:

Pregunta N° 3 – Disponibilidad de Información

Señala lo siguiente: ¿En el Perú se tiene información disponible sobre fugas y problemas relevantes referidos a la integridad de ductos a nivel nacional (Ej. Oleoducto Norperuano)?, para el análisis de la respuesta se considera la TABLA 27 donde se indica: SI = 7 y NO = 23. Para el análisis de la hipótesis se considera que los profesionales aptos no superan el 20%.

Análisis

- Formulación de Hipótesis Nula y Alternativa

Hipótesis Nula: H_0

La proporción de profesionales que tienen disponibilidad de información sobre fugas y problemas relevantes referidos a la integridad de ductos a nivel nacional no es mayor a 20%.

$H_0: \mu = \text{media poblacional} = P = \text{proporción de profesionales aptos} \leq 20\%$

Hipótesis Alternativa: H_1

La proporción de profesionales aptos es mayor del 20%.

$H_1: \mu = \text{media poblacional} = P = \text{proporción de profesionales aptos} > 20\%$

- Selección del Nivel de Significación

Consideramos 1% ($\alpha = 0.01$) con la cual tendremos un valor altamente significativo.

- Técnica y Prueba Estadística

$H_0: \mu = \text{media poblacional} = P = \text{proporción de respuesta positiva} = 0.2$

$H_1: P > 0.2$

$p: \text{proporción positiva} = \text{conformes/muestra} = 7/30 = 0.233$

$q: \text{proporción muestral que no está apta} = 1-p = 0.766$

$$Z_0 = \frac{p - P}{\sqrt{\frac{p \cdot q}{n-1}}} \quad Z_0 = 0.033/0.078 = 0.423$$

- Determinación de la Región de Aceptación

De tablas para el nivel de significancia 0.01 y grado de libertad $\nu = 30-1 = 29$, para una cola se tiene como punto crítico $Z_\alpha = 2.462$. De la FIGURA 21 la región de aceptación queda definida como: $(-2.462, \infty)$.

- Decisión Estadística

El valor calculado $Z_0 = 0.423$ está dentro de la región de aceptación, **por tanto se acepta la hipótesis H_0 .**

Pregunta N° 9 – Evaluación de la integridad y planteamiento de acciones

Señala lo siguiente: ¿Qué grado de conocimiento tiene para evaluar la integridad y plantear acciones de respuesta en los ductos?, para el análisis de la respuesta se considera como Profesional Apto cuando tiene un grado de conocimiento Regular, Bueno y Muy Bueno. Para el análisis de la hipótesis se considera que los profesionales aptos no superan el 20%. De la TABLA 27 se tiene: Apto= 7 y No Apto=23.

Análisis

- Formulación de Hipótesis Nula y Alternativa

Hipótesis Nula: H₀

La proporción de profesionales aptos para evaluar la integridad y plantear acciones de respuesta en los ductos no es mayor a 20%.

H₀: $\mu =$ media poblacional = P= proporción de profesionales aptos \leq 20%

Hipótesis Alternativa: H₁

La proporción de profesionales aptos es mayor del 20%.

H₁: $\mu =$ media poblacional = P= proporción de profesionales aptos $>$ 20%

- Selección del Nivel de Significación

Consideramos 1% ($\alpha = 0.01$) con la cual tendremos un valor altamente significativo.

- Técnica y Prueba Estadística

H₀: $\mu =$ media poblacional = P= proporción de respuesta positiva = 0.2

H₁: $P > 0.2$

p: proporción positiva = conformes/muestra = APTO/TOTAL = 7/30 = 0.233

q: proporción muestral que no está apta = 1-p = 0.767

$$Z_0 = \frac{p - P}{\sqrt{\frac{p \cdot q}{n-1}}} \quad Z_0 = 0.033/0.069 = 0.42$$

- Determinación de la Región de Aceptación

De tablas para el nivel de significancia 0.01 y grado de libertad $\nu' = 30-1 = 29$, para una cola se tiene como punto crítico $Z_\alpha = 2.462$. De la FIGURA 21 la región de aceptación queda definida como: $(-\infty, 2.462)$.

- Decisión Estadística

El valor calculado $Z_0 = 0.42$ está dentro de la región de aceptación, **por tanto se acepta la hipótesis H_0** .

Hipótesis Específica N° 2: Para esta hipótesis se trabajó con las preguntas N° 5, 7 y 8 de la TABLA 2:

Siguiendo el mismo procedimiento realizado para la hipótesis anterior y la información de la de la TABLA 27, se tiene los siguientes resultados:

TABLA 28. RESUMEN DEL ANÁLISIS DE LA HIPÓTESIS N° 2

Análisis	Pregunta 5	Pregunta 7	Pregunta 8
Formulación de la Hipótesis Nula y Alternativa	$H_0 \leq 20\%$ $H_1 > 20\%$	$H_0 \leq 20\%$ $H_1 > 20\%$	$H_0 \leq 20\%$ $H_1 > 20\%$
Selección del Nivel de Significación	$\alpha = 0.01$	$\alpha = 0.01$	$\alpha = 0.01$
Técnica y Prueba Estadística	$Z_0 = 1.843$	$Z_0 = 0.42$	$Z_0 = 1.547$
Determinación de la Región de Aceptación	$(-\infty, 2.462)$	$(-\infty, 2.462)$	$(-\infty, 2.462)$
Decisión Estadística	Se acepta H_0	Se acepta H_0	Se acepta H_0

Fuente. Elaboración propia

De la TABLA 27 y los criterios utilizados, para las preguntas 6, 7, 8 y 9 (TABLA 2) se tiene como respuesta (Profesionales No Aptos) los siguientes porcentajes: 83.33%, 76.67%, 66.67% y 76.67% respectivamente. Si bien los resultados guardan relación con las hipótesis, se tuvo que analizar mediante un método reconocido como es el método de “t” Student para Proporciones.

4.2 Organizaciones del Sector

Empresas del Sector Hidrocarburos en el Perú

Las principales empresas que operan Ductos de Transporte de Gas Natural (TgP y PLNG) vienen trabajando en un Sistema de Gestión de Integridad, en el caso de TgP se tiene programado implementarlo en el 2012 y en el caso de PLNG se tiene implementado algunas líneas desde el 2010 (otras líneas de transporte están en proceso de implementación). Cabe señalar que sus ductos transportan gas de CAMISEA y son supervisados constantemente por diferentes entidades.

Como comentario emitido en la encuesta se resalta la importancia de contar con una base de datos con información confiable y un adecuado Plan de Comunicaciones. Los resultados se muestran en la TABLA 29.

Para el caso de empresas que tienen ductos de transporte de hidrocarburos líquidos, no se tuvo la información requerida por la mayoría de ellos, en principio puede ser por el temor de brindar información sobre su Gestión de Integridad, gestión que es más difícil concretar en Ductos que tienen muchos años de operación como son los que transportan hidrocarburos líquidos.

TABLA 29. RESULTADO DEL CUESTIONARIO SOBRE GESTIÓN DE INTEGRIDAD - EMPRESAS DEL SECTOR HIDROCARBUROS EN EL PERÚ

N° Pregunta	OSINERGMIN - GFGN				OSINERGMIN - GFHL	
	TgP	PLNG	Pluspetrol	Aguaytía Energy	EEPSA	GMP
1	A	A	Respondió que las actividades referidas a la Integridad en el Ducto de Transporte que tiene Pluspetrol fue contratado a COGA (Operador de TgP)	No Respondió	A	A
2	A, B y D (DOT 49 CFR 192 y 195)	A y D (DOT 49 CFR 192)			A y B	A, B y D (ASME B31.4)
3	A	A			A	A
4	A	A			B	A
5	A	B			B	B
6	No Respondió	B			B	A
7	C (2012)	A (2010)			C	C (2011)
8	A	A			C	A
9	C	A			C	B
10	No Respondió	Para Instalación Nueva A y para Instalación Antigua A			Para Instalación Nueva C	Para Instalación Nueva A y C, para Instalación Antigua A y C
Comentario	Se requiere de una base de datos con información precisa. Contar con información confiable tanto de construcción como de lo registrado durante la operación es fundamental.	Es de gran importancia la implementación de un Plan de Comunicaciones como parte del Sistema de Gestión de Integridad	Sus Ductos no cruzan por Áreas de Alta Consecuencia, por tanto no aplica lo requerido en el Anexo 2 del Reglamento. La empresa trabaja en un Sistema de Gestión de Integridad por decisión propia.	El análisis de Riesgo, las pruebas de determinación de espesores, son los aspectos básicos que permiten detectar los principales riesgos.		

Fuente. Elaboración propia

MINEM y OSINERGMIN

La información del OSINERGMIN corrobora lo indicado anteriormente, si bien algunas empresas han presentado un programa para implementar un Sistema de Gestión de Integridad (luego de solicitar ampliación del plazo descrito en la Tercera Disposición Transitoria del Reglamento de Transporte de Hidrocarburos por Ductos aprobado por D.S. N° 081-2007-EM), muy pocas lo han implementado. Como comentario emitido en la encuesta se resalta la participación de todos los involucrados y la dificultad de implementar un Sistema de Gestión de Integridad en instalaciones antiguas. El Resumen se muestra en la TABLA 30.

TABLA 30. RESULTADO DEL CUESTIONARIO SOBRE GESTIÓN DE INTEGRIDAD - MINEM y OSINERGMIN

N° Pregunta	OSINERGMIN		MINEM
	GFGN	GFHL	
1	Presentado PGI A e Implementado PGI E	Presentado PGI D e Implementado PGI E	No Respondió
2	A y B	A, B y D (ASME B31.4)	
3	A	A	
4	A	A	
5	A	A	
6	A	A	
7	No Aplica	No Aplica	
8	A	A	
9	A	C	
10	Para Instalación Nueva C y para Instalación Antigua A	Para Instalación Nueva A y para Instalación Antigua A	
Comentario	Que tanto los mandos directivos, como los ejecutores tengan claro el concepto de esta metodología y las ventajas que se alcanzan administrando el riesgo en forma esquemática y permanente, en todas las etapas del proyecto.	Es difícil implementar un Sistema de Gestión de Integridad de forma adecuada en instalaciones antiguas, es mas factible en nuevas instalaciones.	

Fuente. Elaboración propia

Organizaciones del Sector Hidrocarburos fuera del Perú

Luego de revisar la información de la encuesta y sobre los países indicados, la organización Mexicana señala que tienen el marco normativo que obliga la aplicación de un Sistema de Gestión de Integridad en Ductos de Transporte de Gas

Natural a partir del 2010. La organización Argentina también hace referencia a una norma, pero ésta se limita solo a Ductos de Hidrocarburos Líquidos. La organización Colombiana hace referencia a una norma que no es obligatoria.

Como comentario emitido en la encuesta se resalta el compromiso que debe tener la Alta Dirección en la Gestión de Integridad y la participación de personal con experiencia y alta calificación. También se hace referencia al beneficio económico que tendrá una empresa con un Sistema de Gestión de Integridad implementado. La información se muestra en la TABLA 31.

TABLA 31. RESULTADO DEL CUESTIONARIO SOBRE GESTIÓN DE INTEGRIDAD - ORGANIZACIONES DEL SECTOR HIDROCARBUROS FUERA DEL PERÚ

N° Pregunta	COLOMBIA			MÉXICO	ARGENTINA
	ECOPETROL	PROMIGAS	TECNICONTROL	SENER	CTI
1	B	A (2009)	B	A (2010)	A (2006)
2	A, B y D (CSA Z662 annex N y DOT 49 CFR 195)	A	A, B y D (Norma Canadiense CSA)	A y B	A, B y D (API 580/581)
3	A y Si Reduce Riesgos	A y Si Reduce Riesgos	A y Si Reduce Riesgos	A y Si Reduce Riesgos	B y Si Reduce Riesgos
4	B	A	A	A y B	B y C
5	A	B	B	B	A
6	A (2006)	A (2008)	No Aplica	No Aplica	No Aplica
7	A	A	A	A	A
8	En su País C y Nivel Mundial B	En su País A y Nivel Mundial A	En su País C y Nivel Mundial B	No Respondió	En su País B y Nivel Mundial B
9	Todos califican como Muy Importante	Todos califican como Muy Importante	Para A, C y D Muy Importante. Para B y E Importante	Para A, B y E Muy Importante. Para C y D Importante	Todos califican como Importante
10	Para Instalación Nueva A y D, Instalación Antigua A y C	Para Instalación Nueva C y para Instalación Antigua C	Para Instalación Nueva A y D y para Instalación Antigua A, C y D	Para Instalación Nueva C y D, para Instalación Antigua A, C y D	Para Instalación Nueva B y para Instalación Antigua A
Comentario	Es fundamental el liderazgo y el compromiso de la Alta Dirección. Los principios de la norma ASME B31.8S también aplican a ductos de hidrocarburos líquidos.		Requiere personal con experiencia y calificado. La implementación de un SGI es de alto costo, sin embargo, su relación B/C es beneficiosa para las empresas.		Requiere el compromiso de la Gerencia, y un grupo comprometido con el programa que coordine las actividades.

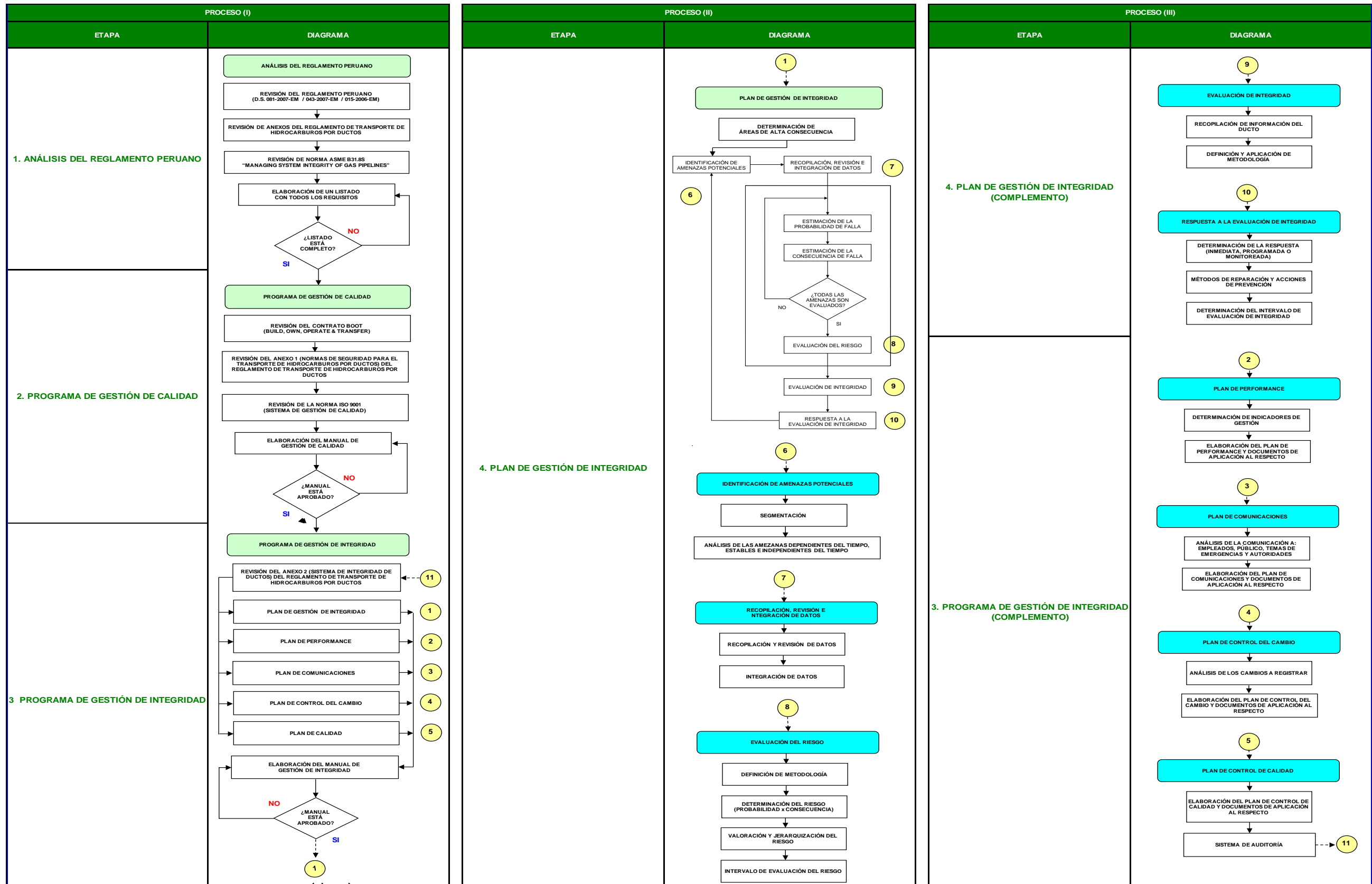
Fuente. Elaboración propia

4.3 Sistema de Gestión de Integridad (SGI)

La metodología para implementar un Sistema de Gestión de Integridad (SGI) en ductos de Transporte de Gas Natural se muestra como diagrama de flujo en la FIGURA 22.

En el Apéndice 30 se indica una Síntesis de la metodología propuesta.

FIGURA 22. METODOLOGÍA PARA IMPLEMENTAR UN SGI EN DUCTOS DE TRANSPORTE DE GN – DIAGRAMA DE FLUJO



Fuente. Elaboración propia

CONCLUSIONES

1. Considerando los resultados luego de la aplicación del instrumento de medición (cuestionario) para los Supervisores del OSINERGMIN (profesionales del sector hidrocarburos) que cumplen con los criterios de inclusión: i) Profesionales registrados como Supervisor S1, S2 y SR (OSINERGMIN – GFHL/GFGN) y ii) Profesionales con experiencia y conocimiento en actividades (diseño/construcción/operación/mantenimiento) referidas a ductos de transporte de hidrocarburos; y luego de aplicar la prueba T-Student para Proporciones, se puede señalar lo siguiente para la hipótesis general:

- Los Concesionarios y/u Operadores no han presentado un programa para implementar un Sistema de Gestión de Integridad según marco normativo peruano. Tampoco se ha desarrollado dicho sistema según los requerimientos establecidos.
- Los Supervisores del OSINERGMIN son los encargados de revisar el programa y la implementación del Sistema de Gestión de Integridad, el Concesionario/u Operador debe recibir los comentarios y/u observaciones de parte del OSINERGMIN.
- Se concluye que los Supervisores del OSINERGMIN (profesionales del sector hidrocarburos) no tienen un adecuado conocimiento para

implementar y supervisar un Sistema de Gestión de Integridad (SGI) en Ductos de Transporte de Gas Natural de acuerdo al marco normativo.

- Finalmente, concluimos que el conocimiento de los Supervisores del OSINERGMIN (profesionales del sector hidrocarburos) es un factor importante para implementar un Sistema de Gestión de Integridad (SGI) en Ductos de Transporte de Gas Natural de acuerdo con el marco normativo peruano.
2. En base a lo señalado en el Capítulo IV sobre las hipótesis específicas, se concluye que dichas hipótesis son verdaderas y sustentan la conclusión para la hipótesis general.
 3. Con respecto a la encuesta realizada a las empresas y entidades del sector hidrocarburos, si bien la información recibida guarda relación con las premisas asumidas para el desarrollo de esta tesis y en cierto modo validan las hipótesis planteadas inicialmente, debe considerarse que no es una información oficial debido que la persona que envió la información puede no tener la información real de la situación de la empresa o entidad, o pueda haber opinado a título personal.
 4. El tema de Gestión de Integridad en Ductos es un tema relativamente nuevo cuya normativa ha sido desarrollada principalmente durante esta década a nivel mundial, en nuestra región algunos países lo tienen desarrollado parcialmente y otros están en proceso. En el caso del Perú tenemos la normativa desde finales del 2007, sin embargo, en la actualidad muy pocas empresas tienen implementado un Sistema de Gestión de Integridad (SGI).

5. El Sistema de Gestión de Integridad (SGI) es un proceso dinámico y retroalimentado que permanentemente debe ser revisado y mejorado, el cual debe estar soportado por herramientas informáticas. Un factor importante es la inspección basada en riesgo, planeación y optimización del mantenimiento. El Plan de Gestión de Integridad es el elemento principal de los cinco (05) elementos del SGI, es en ella donde se centra todo el proceso operativo para gestionar el riesgo y asegurar la integridad del ducto.
6. La implementación de un SGI muestra resultados positivos en relación a la integridad del ducto, un ejemplo concreto es Estados Unidos debido a: i) la reducción de los incidentes y daños a la propiedad (TABLA 32) y ii) las reparaciones a los ductos cuyas acciones son categorizadas como inmediatas han disminuido (TABLA 33).

TABLA 32. PROMEDIO DE INCIDENTES Y DAÑOS A LA PROPIEDAD - PHMSA (USA)

Tipo de Ducto	Promedio de 3 años (2007-2009)		Promedio de 5 años (2005-2009)	
	Numero de Incidente	Daños a la Propiedad	Numero de Incidente	Daños a la Propiedad
Ductos de Líquidos Peligrosos	348	\$84,511,782	354	\$127,011,759
Ductos de Gas	113	\$111,720,773	126	\$134,743,026

Fuente. PHMSA (2010). <http://www.phmsa.dot.gov/pipeline/imp>

TABLA 33. RESPUESTA INMEDIATA A LA EVALUACIÓN DE INTEGRIDAD PHMSA 2004-2009 (USA)

Tipo de Ducto	2004	2005	2006	2007	2008	2009	Total
Ductos de Transporte de Líquidos Peligrosos	1,701	1,369	941	882	888	653	7,625
Ductos de Transporte de Gas	104	261	159	258	146	124	1,052

Fuente. PHMSA (2010). <http://www.phmsa.dot.gov/pipeline/imp>

7. La Gestión de Integridad en Ductos de Transporte de Hidrocarburos debe formar parte del Sistema de Gestión de Calidad según marco normativo peruano, y por estrategia competitiva debería formar parte de un Sistema

Integrado de Gestión (ISO 9001, ISO 14001 y OHSAS 18001). Se debe considerar la Confiabilidad y Disponibilidad de la operación de los ductos.

8. En el Perú no se tiene información disponible sobre los problemas de integridad en los ductos de transporte de hidrocarburos de años anteriores (Ej. Oleoducto Norperuano), tampoco existe un marco normativo que permita obtener dicha información en forma clasificada. Al respecto, en Estados Unidos y Europa existen entidades que tiene registrados dicha información (PHMSA – Estados Unidos y CONCAWE – Europa).
9. El valor promedio anual de derrame en el ducto de LGN (CAMISEA) es 2/1000km/año (en el 2005 fue 3/1000km/año, es decir 150 veces mayor que en Europa). Si bien se ha mejorado debido que después de las 6 fallas no se ha registrado otro derrame similar, sigue siendo alto en comparación con otros ductos de la región. Este valor debería seguir disminuyendo de acuerdo a las estadísticas que se tiene sobre ductos de transporte que manejan una adecuada Gestión de Integridad.
10. Mediante Informe N° 28-2012-OS-GFGN/DPTN la Gerencia de Fiscalización de Gas Natural del OSINERGMIN indicó lo siguiente:

TABLA 34. PROGRAMA DE IMPLEMENTACIÓN DEL SISTEMA DE INTEGRIDAD DE DUCTOS (SID) - OSINERGMIN GFGN 2012

Concesionarios u Operadores	Presentación del Programa de Implementación del SID	Tiene implementado el SID
Transportadora de Gas del Perú S.A.	X	X
Aguaytía Energy del Perú S.R.L.	X	Proceso
Pluspetrol Perú Corporation S.A.	X	X
Perú LNG S.R.L.	X	X

Fuente. OSINERGMIN Informe N° 28-2012-OS-GFGN/DPTN

11. Mediante Informe N° GGHL/UPPD-895-2012 la Gerencia de Fiscalización de Hidrocarburos Líquidos del OSINERGMIN indicó lo siguiente:

TABLA 35. PROGRAMA DE IMPLEMENTACIÓN DEL SISTEMA DE INTEGRIDAD DE DUCTOS (SID) - OSINERGMIN GFHL 2012

Concesionarios u Operadores	Presentación del Programa de Implementación del SID	Tiene implementado el SID
Pluspetrol Norte S.A.	X	Proceso
Savia Perú S.A.	X	Proceso
Petrobras Energía Perú S.A.	X	Proceso
Petroperú - Operaciones Oleoducto		
Petroperú - Operaciones Talara		
Maple Gas Corporation del Perú S.R.L.	X	Proceso
Olympic Perú INC.	X	Proceso
Graña y Montero Petrolera S.A.	X	Proceso
Interol Perú S.A.		
Unipetro ABC S.A.C.	X	Proceso
Sapet Development Perú INC.		
Petrolera Monterrico S.A.		

Fuente. OSINERGMIN Informe N° GGHL/UPPD-895-2012

RECOMENDACIONES

1. Algunos Ductos de Transporte de Gas Natural consideran dentro de su sistema una Planta Compresora, dicha instalación no ha sido considerada para el análisis de la gestión de integridad en esta investigación, se recomienda su consideración en una futura investigación.
2. Existen temas que no se han desarrollado en detalle y que pueden ser consideradas como futuras líneas de investigación, entre ellas se recomienda lo siguiente:
 - Desarrollo informático de una estructura para generar una base de datos que cubra toda la trazabilidad y control de la información.
 - Aplicabilidad de los métodos de Evaluación de Riesgos (Expertos en la Materia, Evaluación Relativa, Evaluación de Escenarios y Evaluación Probabilística) y análisis comparativo.
 - Determinación del Costo – Beneficio para desarrollar e implementar un Sistema de Gestión de Integridad.
 - Modelamiento mediante software de elementos finitos No Lineales (Abaqus y otros) para determinar el efecto de la interacción suelo ducto.
3. El gobierno peruano a través del ente encargado (OSINERGMIN) debe verificar detalladamente la implementación de un sistema de gestión de integridad por parte de los Concesionarios u Operadores de ductos de

transporte para reducir los riesgos que podrían generar daños a la vida humana, al medio ambiente y fallas durante la operación.

4. Si bien la investigación se realizó mediante una selección de muestreo aleatorio, en pocos casos en los cuales no se ubicó al profesional seleccionado se trabajó mediante una selección dirigida, en ese sentido se recomienda hacer una investigación del mismo tema donde se aplique un muestreo aleatorio en la totalidad de la muestra.

BIBLIOGRAFÍA

1. API 1160 (2001). American Petroleum Institute. Managing System Integrity for Hazardous Liquid. 1ra. Edición. USA. PP 86.
2. ASME B31.8S (2010). American Society of Mechanical Engineers. Managing System Integrity of Gas Pipelines. 3ra Edición. USA. PP 80.
3. Catalano, Martín (2008). Gestión de Integridad en Sistemas de Transporte de NG y NGL - CAMISEA. Presentación de la 4ta Jornada de ductos. 2008 Nov. 13-14; Bogotá, Colombia.
4. COGA (2010). Compañía Operadora de Gas de Amazonas. Manual de Operaciones del Sistema de Transporte GN y LGN. Documento N° COG001TRSCMO0001 Rev. 0. Lima, Perú.
5. CONCAWE (2010). Conservation of Clear Air and Water in Europe. Performance of European crosscountry oil pipelines - Statistical summary of reported spillages in 2008 and since 1971. Report N° 4/10. Bruselas, Bélgica.
6. Emsudbol (2001). Estudio de Evaluación de Impacto Ambiental para el Proyecto de Construcción del Gasoducto Yacuiba - Río Grande "GASYRG". Capítulo 7 Análisis y Evaluación de Riesgos. Santa Cruz, Bolivia.
<http://www.transierra.com.bo/es/pdf/eeia/analisisseval.PDF>
7. Exponent (2007). Pipeline Integrity Analysis of the Camisea Transportation System, Perú. Report Final. Washington, USA.
8. Germanischer Lloyd (2007). Auditoría Integral de los Sistema de Transporte de Gas Natural y Líquidos de Gas Natural del Proyecto CAMISEA. Informe Final N° GLP/GLM/MEMP/726-07 Rev. 0. Lima, Perú.
9. Hernández, R., Fernández, C. & Baptista, P. (2010). Metodología de la Investigación. 5ta Edición. Colonia Desarrollo Santa Fe, México: Editorial McGraw-Hill. PP 613.
10. ICONTEC - NTC 5747 (2009). Instituto Colombiano de Normas Técnicas y Certificación. Gestión de Integridad de Gasoductos. 1ra. Edición. Bogotá, Colombia. PP 115.
11. ISO 9001 (2008). Organización Internacional de Normalización. Sistema de gestión de la calidad – Requisitos. Suiza.
12. Jumbo, Luis (2005). Sistema de Gestión de la Integridad Mecánica del ducto Esmeraldas - Quito. Tesis para optar el Título de Magíster en Gerencia Empresarial. Instituto de Altos Estudios Nacionales. Quito, Ecuador.

13. Malpartida, John (2008). Sistema de Monitoreo de Esfuerzos en ductos susceptibles a Movimiento de Suelos. Presentación en el VI programa de INGEPET. 2008 Oct. 13-17. Lima, Perú.
14. Martínez, Ciro (2003). Estadística y Muestreo. 11va. Edición. Capítulo IX: Prueba de hipótesis y límites de confianza (Aplicación de muestras grandes y pequeñas) y Capítulo XV: Técnicas de Muestreo. Bogota, Colombia. Editorial Ecoe Ediciones. PP 879.
15. MINEN (2007). Ministerio de Energía y Minas. Reglamento de Transporte de Hidrocarburos por Ductos de la Republica de Perú. Decreto Supremo N° 081-2007-EM (Nov. 21, 2007).
16. MINEM (2010). Ministerio de Energía y Minas. Contrato BOOT (Build, Own, Operate & Transfer) de Concesión de Transporte de Gas Natural por Ductos de CAMISEA al City Gate en la Republica de Perú (Oct. 20, 2000).
17. Muhlbauer W. Kent (2003). Pipeline Risk Management Manual. 3ra Edición. Vermont, USA: Editorial ELSEVIER. PP 395.
18. OSINERGMIN (2009). Reglamento de Supervisión de las Actividades Energéticas y Mineras de OSINERGMIN. Resolución de Concejo Directivo N° 205-2009-OS/CD (Nov. 04, 2009). Perú.
19. OSINERGMIN (2010). Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería, Gerencia de Fiscalización de Gas Natural (GFGN). Perú. Consultado Julio, 2010. Disponible en: <http://www.osinerg.gob.pe/afgn>
20. PHMSA (2010). Pipeline and Hazardous Materials Safety Administration. Integrity Management Program (IMP). Consultado Junio, 2010. USA. Disponible en: <http://www.phmsa.dot.gov/pipeline/imp>
21. Secretaría de Energía (2006). Reglamento Técnico de Transporte de Hidrocarburos Líquidos por Cañerías de la República de Argentina. Resolución de Secretaría de Energía N° 1460/2006 (Oct. 24, 2006). Capítulo X – Plan de Gerenciamiento de Integridad.
22. Secretaría de Energía (2010). NORMA Oficial “Administración de la integridad de ductos de recolección y transporte de hidrocarburos” de la Republica de México. Resolución de Secretaría de Energía N° NOM-027-SESH-2010 (Abril 07, 2010).
23. Teutónico, Mauricio (2009). Sistema de Integridad de Ductos. La Revista del Gas Natural (OSINERGMIN - GFGN) 2009; 1: 122-131. Lima, Perú.
24. Torres, Mariela (2006). Tamaño de una Muestra para Investigación de Mercado Boletín Electrónico N° 02. Universidad Rafael Landívar - Facultad de Ingeniería. Guatemala. Disponible en: http://www.tec.url.edu.gt/boletin/URL_02_BAS02.pdf

APÉNDICE

A-10 CARACTERÍSTICAS DE UN MÉTODO EFECTIVO DE EVALUACIÓN DEL RIESGO Y UN CUESTIONARIO PARA LA SELECCIÓN DE DICHO MÉTODO

A-20 INFORMACIÓN SOBRE EL RIESGO DETERMINADO EN EL DUCTO PRINCIPAL DE GAS NATURAL EN LIMA Y CALLAO (EJERCICIO APLICATIVO)

A-30 SÍNTESIS DE LA METODOLOGÍA PARA IMPLEMENTAR UN SISTEMA DE GESTIÓN DE INTEGRIDAD EN DUCTOS DE TRANSPORTE DE GAS NATURAL

A-10

**Características de un método efectivo de Evaluación
del Riesgo y un cuestionario para la selección de
dicho método**

CARACTERÍSTICAS DE UN MÉTODO EFECTIVO DE EVALUACIÓN DEL RIESGO Y CUESTIONARIO PARA LA SELECCIÓN DE DICHO MÉTODO

Características de un método efectivo de evaluación del Riesgo

a) Atributos. Debe contener una metodología definida y estar estructurado de tal manera que se realice un análisis del riesgo objetivo, preciso y completo. Algunos métodos del riesgo requieren una estructura más rígida (y considerablemente más cantidad de datos). Los métodos basados en el conocimiento son menos rigurosos para aplicar y requieren más participación de expertos en la materia. Todos éstos deben seguir una estructura establecida y considerar las nueve categorías de peligros y consecuencias.

b) Recursos. Debe asignarse personal capacitado y el tiempo necesario para la implementación del método seleccionado, así como para las futuras consideraciones.

c) Historia Operativa/Mitigación. Debe considerar la frecuencia y consecuencias de eventos pasados. Preferentemente deben usarse estadísticas del propio sistema de ductos o sistemas similares. Sin embargo, cuando no se tenga suficiente información pueden usarse estadísticas de la industria.

Adicionalmente, el método de evaluación del riesgo debe tomar en cuenta cualquier acción correctiva o de mitigación que se haya realizado previamente.

d) Capacidad Predictiva. Debe identificar peligros potenciales que no se hayan considerado previamente y utilizar datos de varias inspecciones para estimar el riesgo que representan dichos peligros. También debe utilizar tendencias donde los resultados de inspecciones y evaluaciones se conecten en el tiempo para predecir condiciones futuras.

e) Confianza de Resultados. Cualquier dato usado en un proceso de evaluación del riesgo debe verificarse y revisarse su exactitud. Datos inexactos producen resultados del riesgo menos precisos. Para datos cuestionables o faltantes, se deben determinar y documentar los valores que se usarán y la razón por la que fueron elegidos.

f) Retroalimentación. Una de las características más importantes es la retroalimentación. Los métodos de evaluación del riesgo no deben considerarse como herramientas estáticas sino como procesos continuos de mejora. La retroalimentación efectiva es un componente esencial del proceso en la validación continua del modelo del riesgo. Adicionalmente, el modelo debe ser adaptable y cambiante para considerar nuevos peligros.

g) Documentación. El proceso de evaluación del riesgo debe documentarse completa y cuidadosamente para tener el respaldo y justificación técnica de los métodos y procedimientos utilizados y su impacto en las decisiones basadas en el riesgo estimado. Los cambios o modificaciones durante el proceso deben documentarse.

h) Determinaciones “Que pasa si”. El modelo debe permitir el desarrollo de la estructura “qué pasa si”, la cual permite cambios en el tiempo y reduce los riesgos por acciones de mantenimiento y remediación.

i) Ponderación de Factores. Todos los peligros y consecuencias considerados en el proceso de evaluación del riesgo relativo no deben tener el mismo nivel de influencia en la estimación del riesgo.

Por lo tanto, se debe incluir una serie estructurada de factores ponderados que indiquen el valor de cada componente tanto de la probabilidad de falla como de las consecuencias. Estos factores pueden basarse en la experiencia operacional, opiniones de expertos o experiencia de la industria.

j) Estructura. Cualquier proceso de evaluación del riesgo debe tener como mínimo la habilidad de comparar y clasificar los resultados para respaldar el proceso de decisión de los programas de administración de integridad. También debe comparar y evaluar diferentes tipos de datos, estableciendo los peligros o factores que influyen más en el resultado. El proceso de evaluación del riesgo debe ser estructurado, documentado y verificable.

k) Segmentación. La longitud de un segmento de tubería debe definirse tomando en cuenta la ubicación de las trampas de diablos u otras instalaciones superficiales, los atributos del ducto y el medio ambiente, de tal manera que se faciliten las acciones necesarias en caso de requerirse atención inmediata. La longitud puede variar desde varios metros hasta kilómetros.

Questionario para selección de método de evaluación del riesgo

La evaluación del riesgo es un proceso analítico muy importante de un programa de administración de la integridad. Independientemente del método utilizado para evaluar el riesgo, se debe responder las siguientes preguntas básicas:

- ¿Qué tipo de eventos y/o condiciones pueden llevar a una pérdida de la integridad del ducto?
- ¿Cuál es la probabilidad de que esos eventos y/o condiciones ocurran?

- ¿Cuál es la naturaleza o severidad de las consecuencias si ocurren esos eventos y/o condiciones?
- ¿Qué riesgos están presentes en general para esos eventos y/o condiciones?

Se debe responder a las siguientes preguntas claves durante la selección de un método adecuado para la evaluación del riesgo:

- ¿Qué decisiones de administración se realizarán con base en los resultados de la evaluación del riesgo?
- ¿Qué resultados específicos se requieren de la evaluación del riesgo para fundamentar el proceso de toma de decisiones?
- ¿Qué nivel de compromiso y recursos (internos y externos) se requiere para una implementación satisfactoria?
- ¿Qué tan rápido se requiere que los resultados se encuentren disponibles?

Durante la selección o aplicación de un método de evaluación del riesgo, se deben considerar las siguientes preguntas:

- ¿El alcance del método abarca causas significativas de falla y riesgos a lo largo del ducto? Si no es así, ¿Cómo pueden evaluarse e integrarse en el futuro los riesgos que no son incluidos en el método?
 - ¿Todos los datos serán evaluados como realmente se presentan a lo largo del ducto? (Los datos deben tener una localización específica para que los efectos adicionales de las diversas variables del riesgo puedan determinarse). ¿Puede alterarse la resolución del análisis (estación por estación, kilómetro por kilómetro) dependiendo de las necesidades de evaluación?
 - ¿Cuál es la estructura lógica de las variables que son evaluadas para proporcionar los resultados cuantitativos? ¿Está asegurada la recolección sencilla de datos y mantenimiento?
 - ¿El método de evaluación del riesgo utiliza ponderaciones numéricas y otros factores empíricos para obtener los valores del riesgo y demás resultados? ¿Dichas ponderaciones se basan en la experiencia operacional del sistema, del operador o de la industria?
 - ¿Las variables básicas de entrada del método requieren datos que se encuentran disponibles? ¿El sistema de datos y los procedimientos de actualización de la información proporcionan un soporte eficaz para aplicar efectivamente el método? ¿Cuál es el proceso para actualizar los datos de la evaluación del riesgo para reflejar cambios en las condiciones del ducto? ¿Cómo se realiza la validación de datos de entrada?
 - ¿El resultado de la evaluación del riesgo proporciona un soporte adecuado para la justificación técnica de decisiones basadas en riesgo? ¿Los resultados de la evaluación son adecuados para justificar técnicamente las decisiones tomadas?
 - ¿El método permite un análisis de los efectos que tendrán las incertidumbres en los datos, la estructura y los valores de los parámetros sobre los resultados y las decisiones tomadas?
- ¿Qué análisis de sensibilidad o incertidumbre es realizado por el método de evaluación del riesgo?

A-20

**Información sobre el Riesgo determinado en el
Ducto Principal de Gas Natural en Lima y Callao
(ejercicio aplicativo)**

ÍNDICE DE DISEÑO

	City Gate	City Gate - Lurin Margen Izquierda Rio Lurin	Cruce del Rio Lurin	Margen Derecha Rio Lurin - Kilómetro 13	Kilómetro 13- Kilómetro 26 Atocongo	Kilómetro 26 Atocongo - ERP Primavera	ERP Primavera	ERP Primavera ERP Santa Anita	ERP Santa Anita	ERP Santa Anita - ERP El Agustino	ERP AGUSTINO	ERP El Agustino - ERP Maquinarias	ERP Maquinarias	ERP Maquinarias - Margen Izquierda Rio Rimac	Cruce Rio Rimac	Margen Derecha Rio Rimac - Terminal Station	Terminal Station	Terminal Station Margen Izquierda Rio Chillon	Cruce Rio Chillon	Margen Derecha Rio Chillon - ETEVENSA
A FACTOR DE DISEÑO 0-35 PTOS	21	35	35	35	35	35	28	35	28	35	28	35	28	35	35	35	28	35	35	35
A1.1 ESPESOR																				
B FATIGA 0-15 PTOS	13	15	15	15	15	15	13	15	13	15	13	10	13	10	15	15	15	15	15	15
C GOLPE DE ARIETE 0-10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10
C.1 ALTA PROBABILIDAD 0 PTOS																				
C.2 BAJA PROBABILIDAD 5 PTOS																				
C.3 INSPECCIÓN 10 PTOS																				
D VERIFICACIONES 0-25	23	22	22.5	22.5	22.5	22.5	24	23	24	23	23	23	23	23	23	23	23	24	24	24
D.1 PRESION DE PRUEBA																				
D.2 MPO																				
D.3 FECHA DE PRUEBA																				
E MOVIMIENTO DE TIERRAS 0-15 PTOS	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10
E.1 Alto 0																				
E.2 Mediano 5																				
E.3 Bajo 10																				
E.4 Ninguno 15																				
E.5 No se sabe 0																				
TOTAL	77	92	92.5	92.5	92.5	92.5	85	93	85	93	84	88	84	88	93	93	86	94	94	94

ÍNDICE DE CORROSIÓN

	City Gate	City Gate - Lurin Margen Izquierda Rio Lurin	Cruce del Rio Lurin	Margen Derecha Rio Lurin - Kilómetro 13	Kilómetro 13 - Kilómetro 26 Atocongo	Kilómetro 26 Atocongo - ERP Primavera	ERP Primavera	ERP Primavera - ERP Santa Anita	ERP Santa Anita	ERP Santa Anita -ERP El Agustino	ERP El Agustino	ERP El Agustino - ERP Maquinarias	ERP Maquinarias	ERP Maquinarias - Margen Izquierda Rio Rimac	Cruce Rio Rimac	Margen Derecha Rio Rimac - Terminal Station	Terminal Station	Terminal Station - Margen Izquierda Rio Chillon	Cruce Rio Chillon	Margen Derecha Rio Chillon - ETEVENSA
A1 EXPOSICION A LA ATMOSFERA 0-5 PTOS	3	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	3	5	5	5
A1.1 CAMBIO DE FASE AIRE/AGUA																				
A1.2 EXPOSICION EN CASING'S																				
A1.3 EMPLEO DE AISLANTES																				
A1.4 USO DE SOPORTES/HANGERS																				
A1.5 CAMBIO DE FASE AIRE TIERRA																				
OTRAS EXPOSICIONES- CASOS SEGUROS																				
DETRACTORES																				
A2 TIPOS DE ATMOSFERA 0-2 PTOS	1.2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	1.6	2	2	2
A2.1 QUIMICA Y MARINA																				
A2.2 QUIMICA Y DE ALTA HUMEDAD																				
A2.3 MARINA, PANTANOSA Y/O COSTERA																				
A2.4 ALTA HUMEDAD Y TEMPERATURA																				
A2.5 QUIMICA Y ALTA HUMEDAD																				
A2.6 BAJA HUMEDAD																				
A3 RECUBRIMIENTO E INSPECCION 0-3 PTOS	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	2.5	3	3	3
A3.1 RECUBRIMIENTO																				
A3.2 APLICACION																				
A3.3 INSPECCION																				
A3.4 CORRECCION DE DEFECTOS																				
INDICE POR CORROSION ATMOSFERICA 0-10 PTOS	7.2	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	7.1	10	10	10
B1 CARACTERISTICAS DEL FLUIDO TRANSPORTADO 0-10 PTOS	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8
B1.1 ALTAMENTE CORROSIVO																				
B1.2 CORROSION MEDIA																				
B1.3 CORROSION EN CONDICIONES ESPECIALES																				
B1.4 CORROSION																				
B2 PREVENCIÓN - PROTECCION INTERNA 0-10 PTOS	8	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5
B2.1 NINGUNA																				
B2.2 MONITOREO																				
B2.3 MEDIDAS OPERACIONALES																				
B2.4 PIGGING																				
B2.5 INYECCION DE INHIBIDORES																				
B2.6 RECUBRIMIENTO INTERNO																				
B2.7 NO NECESARIO																				
INDICE POR CORROSION INTERNA 0-20 PTOS	16	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13
C1.1 CORROSIDAD DEL SUELO 0-15 PTOS	10	7	8	5	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	7	7	7	7	7	7
C1.1 SUELO CORROSIVO (RESISTIVIDAD) 30%	DOCUMENTAR	DOCUMENTAR	DOCUMENTAR	DOCUMENTAR	DOCUMENTAR	DOCUMENTAR	DOCUMENTAR	DOCUMENTAR	DOCUMENTAR	DOCUMENTAR	DOCUMENTAR	DOCUMENTAR	DOCUMENTAR	DOCUMENTAR	DOCUMENTAR	DOCUMENTAR	DOCUMENTAR	DOCUMENTAR	DOCUMENTAR	DOCUMENTAR
C1.2 NIVEL DE PH 25%																				
C1.3 HUMEDAD DEL SUELO 25%																				
C1.4 MIC POTENCIAL MICROBACTERIANO DEL SUELO 15%																				
C1.5 GEOGRAFIA Y ESTADO DEL SUELO 5%																				
C1.2 EFECTOS DE LA CORROSION MECANICA 0-5 PTOS	2.6	2.2	1.8	1.8	2.2	2.6	2.6	2.6	2.6	2.2	2.2	2.2	2.2	2.2	2.2	2.2	2.2	2.2	2.2	2.2
C1 CONDICIONES DE LA SUPERFICIE AFECTADA 0-20	12.6	9.2	9.8	6.8	10.2	10.6	10.6	10.6	10.6	10.2	10.2	10.2	10.2	10.2	9.2	9.2	9.2	9.2	9.2	9.2
C2.1 SISTEMA EFICAZ 0-15 PTOS	10	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8
C2.1.2 EQUIPOS ADECUADOS		OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK
C2.1.3 TEST LEAD I		OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK
C2.1.5 INTERVALOS CERRADOS DE SUPERVISION OFF (TEST LEAD II)	DOCUMENTAR	DOCUMENTAR	DOCUMENTAR	DOCUMENTAR	DOCUMENTAR	DOCUMENTAR	DOCUMENTAR	DOCUMENTAR	DOCUMENTAR	DOCUMENTAR	DOCUMENTAR	DOCUMENTAR	DOCUMENTAR	DOCUMENTAR	DOCUMENTAR	DOCUMENTAR	DOCUMENTAR	DOCUMENTAR	DOCUMENTAR	DOCUMENTAR
C2.1.5 INTERVALOS CERRADOS DE SUPERVISION ON (TEST LEAD II)	DOCUMENTAR	DOCUMENTAR	DOCUMENTAR	DOCUMENTAR	DOCUMENTAR	DOCUMENTAR	DOCUMENTAR	DOCUMENTAR	DOCUMENTAR	DOCUMENTAR	DOCUMENTAR	DOCUMENTAR	DOCUMENTAR	DOCUMENTAR	DOCUMENTAR	DOCUMENTAR	DOCUMENTAR	DOCUMENTAR	DOCUMENTAR	DOCUMENTAR
C2.2 POTENCIALES INTERFERENCIAS 0-10 PTOS	9	8	10	4	4	4	8	4	5	4	9	7	8	5	10	5	9	6	10	7
C2.2.1 CORRIENTE ALTERNA 2 PTOS																				
C2.2.2 PROTECCION BLOQUETAS 1 PTO																				
C2.2.3 CORRIENTE DIRECTA 0-7 PTOS																				
C2.2.3.1 CORRIENTES TELURICAS 1 PTO																				
C2.2.3.2 RIELES DE CORRIENTE DC 3 PTOS																				
C2.2.3.3 LINEAS FORANEAS 3 PTOS		DOCUMENTAR	DOCUMENTAR	DOCUMENTAR	DOCUMENTAR	DOCUMENTAR	DOCUMENTAR	DOCUMENTAR	DOCUMENTAR	DOCUMENTAR	DOCUMENTAR	DOCUMENTAR	DOCUMENTAR	DOCUMENTAR	DOCUMENTAR	DOCUMENTAR	DOCUMENTAR	DOCUMENTAR	DOCUMENTAR	DOCUMENTAR
C2 PROTECCION CATODICA 0-25 PTOS	19	16	18	12	12	12	16	12	13	12	17	15	16	13	18	13	17	14	18	15
C3.1 RECUBRIENTO	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK
C3.2 INSPECCION	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK
C3.3 CORRECCION DE DEFECTOS	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK
C3 PROTECCION EN RECUBRIMIENTOS 0-25 PTOS	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25
INDICE POR CORROSION EN SISTEMAS ENTERRADOS 0-70 PTOS	56.6	50.2	52.8	43.8	47.2	47.6	51.6	47.6	48.6	47.2	52.2	50.2	51.2	48.2	52.2	47.2	51.2	48.2	52.2	49.2
INDICE DE RIESGOS POR CORROSION	79.8	73.2	75.8	66.8	70.2	70.6	74.6	70.6	71.6	70.2	75.2	73.2	74.2	71.2	75.2	70.2	71.3	71.2	75.2	72.2

ÍNDICE DE DAÑOS POR TERCEROS

	City Gate	City Gate - Lurin Margen Izquierda Rio Lurin	Cruce del Rio Lurin	Margen Derecha Rio Lurin - Kilómetro 13	Kilómetro 13- Kilómetro 26 Atocongo	Kilómetro 26 Atocongo - ERP Primavera	ERP Primavera	ERP Primavera - ERP Santa Anita	ERP Santa Anita	ERP Santa Anita - ERP El Agustino	ERP El Agustino	ERP El Agustino - ERP Maquinarias	ERP Maquinarias	ERP Maquinarias - Margen Izquierda Rio Rimac	Cruce Rio Rimac	Margen Derecha Rio Rimac - Terminal Station	Terminal Station	Terminal Station - Margen Izquierda Rio Chillon	Cruce Rio Chillon	Margen Derecha Rio Chillon - ETEVENSA
A1. Cobertura (0 - 20 puntos)		18		18	18	18	18	18	18	18	18	18	18		18	18	18		18	
A1.1 Protección de concreto de 2 pulgadas																				
A1.2 Protección de concreto de 4 pulgadas																				
A1.3 Protección de Casing																				
A1.4 Protección de concreto reforzado																				
A1.5 Cinta de advertencia		2		2	2	2	2	2	2	2	2	2	2		2		2		2	
A1.6 Malla de advertencia																				
A2 . Cobertura en Cruces de Río (0 - 20 puntos)			7												7		2		7	
A2.1 Profundidad bajo el cauce de agua																				
A2.2 Profundidad bajo la superficie de agua																				
A2.3 Protección de concreto en el cauce			5												5				5	
A. Mínima profundidad de Cobertura (0 - 20 puntos)	20	20	12	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	12	20	20	15	12	20
B1. Zona 1 (15 puntos)	15			15												15			15	
B2. Zona 2 (8 puntos)		8	8			8		8	8	8	8	8	8	8	8		8			
B3. Zona 3 (0 puntos)					0		0	8	8	8	8	8	8	8					0	
B4. Ninguna (20 puntos)																				
B. Nivel de Actividad en el Segmento (0 - 20 puntos)	15	8	8	15	0	8	0	8	8	8	8	8	8	8	8	15	8	15	15	0
C1. Con instalaciones sobre tierra (hasta 10 puntos)																				
C1.1 Ubicación a mas de 200 pies de las carreteras (5 puntos)	5																			
C1.2 Señalización (2 puntos)	2																			
C1.3 Vallas protectoras (3 puntos)	3						2		2		2		2				2			
C1.4 Árboles como protección (3 puntos)							3		3		3		3				3			
C1.5 Zanjias de protección (4 puntos)																				
C1.6 Señalización (1 punto)							1		1		1		1				1			
C2. Sin instalaciones sobre tierra (10 puntos)		10	10	10	10	10		10		10		10		10	10	10		10	10	
C. Instalaciones sobre tierra (0 - 10 puntos)	10	10	10	10	10	10	6	10	6	10	6	10	6	10	10	10	6	10	10	10
D1. Efectividad del Sistema (6 puntos)																				
D2. Pruebas de eficiencia y fiabilidad (2 puntos)																				
D3. Buena difusión en la comunidad (2 puntos)	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	
D4. Estándarización del sistema (2 puntos)																				
D5. Reacción apropiada a las llamadas (5 puntos)	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	
D6. Mapas y registros de ubicación de los ductos (4 puntos)	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	
D. Sistema One - Call (0 - 15 puntos)	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	
E1. Cartas individuales (2 puntos)	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	
E2. Reuniones con entidades públicas (2 puntos)	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	
E3. Reuniones con contratistas (2 puntos)	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	
E4. Programas de educación pública (2 puntos)	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	
E5. Contacto puerta a puerta (4 puntos)	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	
E6. Cartas a Contratistas (2 puntos)																				
E7. Publicaciones orientadas a contratistas (1 punto)																				
E. Educación Pública (0 a 15 puntos)	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	
F1. Pobre ((0 puntos)																				
F2. Bajo el promedio (1 punto)			1																	
F3. Promedio (2 puntos)				2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	1	2	2	2	1	
F4. Bueno (3 puntos)		3																		
F5. Excelente (5 puntos)	5																			
F. Condición del Derecho de Vía (0 a 5 puntos)	5	3	1	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	1	2	2	2	1	2
G1. Menos de 4 veces por mes (4 puntos)		4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	
G2. Un día por semana (6 puntos)																				
G3. Dos días por semana (8 puntos)																				
G4. Tres días por semana (10 puntos)																				
G5. Cuatro días por semana (12 puntos)																				
G6. Diario (15 puntos)	15																			
G. Patrullajes (0 a 15 puntos)	15	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	
ÍNDICE DE DAÑOS POR TERCEROS	81	61	51	67	52	60	48	60	56	60	56	60	56	60	51	67	56	67	58	52

A-30

**Síntesis de la Metodología para implementar un
Sistema de Gestión de Integridad en Ductos de
Transporte de Gas Natural**

METODOLOGÍA PARA IMPLEMENTAR UN SISTEMA DE GESTIÓN DE INTEGRIDAD EN DUCTOS DE TRANSPORTE DE GAS NATURAL

SÍNTESIS

ETAPA	DESCRIPCIÓN	REFERENCIA (TESIS)
1. ANÁLISIS DEL REGLAMENTO PERUANO	Revisión del Reglamento de Transporte de Hidrocarburos por Ductos (aprobado por D.S. 081-2007-EM)	Numeral 5.1 APÉNDICE A-10
	Revisión del Reglamento de Seguridad para las Actividades de Hidrocarburos (Aprobado por D.S. N° 043-2007-EM)	
	Revisión del Reglamento para la Protección Ambiental en las Actividades de Hidrocarburos (Aprobado por D.S. N° 015-2006-EM)	
	Revisión de Anexos del Reglamento de Transporte de Hidrocarburos por Ductos (aprobado por D.S. 081-2007-EM)	
	Revisión de la norma ASME B31.8S (Managing System Integrity of Gas Pipelines)	
	Elaboración de un listado con todos los requisitos	
2. PROGRAMA DE GESTIÓN DE CALIDAD	Revisión del Contrato de Concesión BOOT (Build, Own, Operate & Transfer)	Numeral 5.2
	Revisión del Anexo 1 (Normas de Seguridad para el Transporte de Hidrocarburos por Ductos) del Reglamento de Transporte de Hidrocarburos por Ductos	
	Revisión de la norma ISO 9001 (Sistema de Gestión de Calidad)	
	Elaboración del Manual de Gestión de Calidad	
3. PROGRAMA DE GESTIÓN DE INTEGRIDAD	Revisión del Anexo 2 (Sistema de Integridad de Ductos) del Reglamento de Transporte de Hidrocarburos por Ductos	
	Desarrollo de los siguientes planes: · Plan de Gestión de Integridad · Plan de Performance · Plan de Comunicaciones · Plan de Control del Cambio · Plan de Control de Calidad	
	Elaboración del Manual de Gestión de Integridad	
3.1 Plan de Gestión de Integridad	Es en esencia la documentación de la ejecución de cada una de las etapas y análisis de soporte para la Integridad del Ducto.	
	El plan deberá incluir las prácticas de prevención, detección y mitigación.	
	Deberá contener el programa en el tiempo y deberá ser periódicamente actualizado.	
	Los segmentos con alto nivel de riesgo deberán ser diseccionados primero.	
	La actualización de la Evaluación de Riesgos será la base para la revisión de la programación del plan.	
3.2 Plan de Performance	El operador deberá establecer un plan para la evaluación del desempeño del Programa de Gestión de Integridad.	Numeral 5.3 APÉNDICE A-60
	El operador deberá coleccionar periódicamente información del desempeño del programa.	
	Evaluación periódica del éxito y efectividad del programa.	
	El operador deberá evaluar la efectividad de su gerencia para el manejo de los procesos y sistemas y soportar sanas decisiones de integridad.	
3.3 Plan de Comunicaciones	El operador deberá desarrollar un plan efectivo para las comunicaciones con: i) empleados, ii) público, iii) sistema de control de emergencias y iv) autoridades.	
	En general se busca que exista un canal de divulgación de los éxitos y preocupaciones de la Gestión de Integridad.	
3.4 Plan de Control del Cambio	El operador deberá desarrollar e implementar un proceso sistemático que asegure que previo a la implementación, todos los cambios, en operación, mantenimiento, diseño y externos, del sistema de tubería y el medio en que operan, sean evaluados a la luz del proceso de la Evaluación de Riesgos.	
	Estos cambios deberán ser incorporados en las siguientes Evaluaciones de Riesgo e Integridad.	
	Los cambios podrían generar nuevas amenazas y riesgos no establecidos previamente e inducir a fallas en los sistemas. Es necesario que todos los cambios sean debidamente documentados y aprobados por los niveles de competencia requeridos.	
3.5 Plan de Control de Calidad	Definido como "prueba documentada que el operador cumple con todos los requerimientos de su Programa de Gestión de Integridad".	
	El operador deberá tener implementado un plan de control de calidad (dentro de la estructura de aseguramiento) como parte de la Gestión de Integridad.	
	Normalmente se considera seis (06) actividades: i) identificación de los procesos, ii) interacción entre procesos, iii) criterios de aseguramiento de efectividad, iv) recursos e información para soportar, v) monitoreo y vi) manejo acciones de mejoramiento.	

ETAPA	DESCRIPCIÓN	REFERENCIA (TESIS)
<p>4. PLAN DE GESTIÓN DE INTEGRIDAD</p>	<p>Determinación de las Zonas de Alta Consecuencia</p> <p>Desarrollo de los siguientes procesos:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Identificación de Amenazas Potenciales - Recopilación, revisión e integración de datos - Evaluación de Riesgo - Evaluación de Integridad - Respuesta a la Evaluación de la Integridad 	<p>Numeral 5.4 APÉNDICE A-60</p>
<p>4.1 Identificación de Amenazas</p>	<p>Segmentación</p> <p>Para realizar la administración de la integridad, se identifican las amenazas potenciales para el ducto que le sean aplicables:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Dependiente del tiempo (Corrosión externa, interna y agrietamiento por corrosión bajo esfuerzos (SCC)) - Estables (Defectos de fabricación, soldadura/contsurcción y equipo) - Independiente del tiempo (Dañor por terceros, operaciones incorrectas, clima y fuerzas externas) 	<p>Numeral 5.4.1 APÉNDICE A-30</p>
<p>4.2 Recopilación, Revisión e Integración de Datos</p>	<p>Se debe recopilar, revisar, integrar y analizar la información relevante para conocer la condición del ducto, identificar las localizaciones específicas que representan un riesgo y entender las consecuencias que un incidente tendría con relación a la población.</p> <p>El operador debe llevar un registro estadístico de todos los incidentes que se presenten durante la operación del ducto, como son: ubicación física del evento, causa de evento, producto liberado, entre otros, de tal manera que esta información se encuentre disponible para su utilización en la administración de la integridad del ducto.</p> <p>Recopilación y Revisión de Datos</p> <p>Se debe recopilar información sobre la operación, mantenimiento, construcción, diseño, historial de operación y fallas, así como también de las condiciones o acciones que contribuyan al crecimiento de los defectos (por ejemplo deficiencias en la protección catódica), que reduzcan la resistencia del ducto (por ejemplo mala calidad de la soldadura de campo) o relacionadas con defectos nuevos (por ejemplo maquinaria trabajando sobre el derecho de vía).</p> <p>Se debe realizar visitas a las diferentes áreas que pudieran tener la información requerida, de tal manera que se obtengan los datos disponibles y su formato y determinar si existen deficiencias, en cuyo caso se deben planear y dar prioridad a las acciones necesarias para complementar la información.</p> <p>Se debe elaborar un plan para la recopilación y revisión de la información para verificar la calidad y consistencia de los datos.</p> <p>Se debe revisar la vigencia de la información para su aplicabilidad en el modelo de evaluación del riesgo.</p> <p>La información obtenida de varias fuentes y que se encuentre en múltiples estándares de referencia, debe trasladarse a un sistema de referencia consistente y común para que las características de los datos puedan ser alineadas para la observación de eventos y localizaciones coincidentes.</p> <p>Integración de Datos</p> <p>Almacenar toda la información disponible, incluidas inspecciones internas y externas.</p> <p>Permitir llevar un registro de cambios y actualizaciones.</p> <p>Los datos obtenidos de diferentes fuentes deben revisarse de manera cruzada (por ejemplo un segmento que contenga una abolladura puede adicionalmente estar corroído, lo cual incrementa la severidad de la abolladura).</p> <p>Combinar la información entre los resultados de inspección interna y los resultados de inspección con otras técnicas.</p> <p>La información debe integrarse de tal manera que se pueda clasificar y procesar de acuerdo a las necesidades propias del segmento.</p> <p>Tener la capacidad de integrar documentos, fotografías, videos, planos, etc., de tal manera que se disponga de una visualización de la localización de las anomalías.</p> <p>La integración de módulos de evaluación de defectos que permitan la clasificación y jerarquización de anomalías basadas en el cálculo de la presión máxima permisible de operación o presión máxima de operación y el tiempo de vida remanente.</p> <p>Jerarquizar anomalías en base a información combinada (por ejemplo un tramo con corrosión en conjunto con una ranura).</p> <p>Reconocimiento e identificación de datos necesarios para facilitar el proceso de evaluación del riesgo.</p>	<p>Numeral 5.4.2</p>
<p>4.3 Evaluación del Riesgo</p>	<p>Se debe definir la información que se requiere y cómo puede utilizarse para maximizar la exactitud y efectividad de la evaluación del riesgo, para lo cual se deben considerar las características únicas de cada ducto y de su operación, con la finalidad de determinar el método de evaluación más adecuado.</p> <p>El objetivo final de la evaluación del riesgo debe ser identificar y priorizar los riesgos en el sistema para determinar cómo, dónde y cuándo asignar recursos de mitigación del riesgo para mejorar la integridad del sistema. La evaluación del riesgo en ductos debe cumplir con los siguientes objetivos:</p> <ol style="list-style-type: none"> a) Jerarquización de ductos o segmentos y elementos críticos de una instalación para programar evaluaciones de integridad y acciones de mitigación b) Evaluación de los beneficios derivados de acciones de mitigación c) Determinación de las medidas de mitigación más efectivas para los peligros identificados d) Evaluación del impacto en la integridad debido a modificaciones en los intervalos de inspección e) Evaluación del uso o necesidad de metodologías alternas de inspección f) Asignación efectiva de recursos 	<p>Numeral 5.4.3 APÉNDICE A-20</p>

ETAPA	DESCRIPCIÓN	REFERENCIA (TESIS)
<p align="center">4.3 Evaluación del Riesgo</p>	<p>Métodos de Evaluación del Riesgo</p> <p>Los métodos de evaluación del riesgo, deben usarse en conjunto con personal experimentado y con conocimientos (expertos en la materia y personas familiarizadas con el sistema de ductos) que regularmente revisen los datos de entrada, suposiciones y resultados.</p> <p>Se debe utilizar uno o más de los siguientes métodos de evaluación del riesgo consistentes con los objetivos del programa de gestión de integridad: Expertos en la Materia, Evaluación Relativa, Evaluación de Escenarios y Evaluación Probabilística.</p> <p>Los procesos y métodos de evaluación del riesgo usados deben revisarse periódicamente para asegurar que los resultados obtenidos sean precisos, relevantes y consistentes con los objetivos del programa de administración de integridad del operador.</p> <p>Probabilidad de Falla</p> <p>Basados en el conocimiento, en donde se utiliza la opinión de expertos para estimar la frecuencia de eventos basada en la experiencia de operadores, inspectores, etc.</p> <p>Basados en estadísticas, en donde se utiliza la información histórica sobre datos de falla.</p> <p>Basados en métodos analíticos, en donde se utilizan herramientas matemáticas para representar la distribución de probabilidades.</p> <p>Consecuencias de Falla</p> <p>a) Volumen y tipo de fluido derramado o liberado a la atmósfera. b) Trayectorias físicas y mecanismos de dispersión mediante los cuales el fluido puede alcanzar e impactar a la población o causar daño ambiental. c) Volumen de fluido que puede alcanzar a la población a través de dichas trayectorias físicas. d) El efecto que producirá el fluido derramado. e) Densidad de población. f) Proximidad de la población al ducto (incluyendo la consideración de barreras naturales o construidas que puedan ofrecer un cierto nivel de protección). g) Proximidad de poblaciones con movilidad limitada o inválidos (hospitales, escuelas, guarderías, asilos, prisiones, áreas recreativas), particularmente en áreas sin protección exterior. h) Daños a propiedades. i) Daños ambientales. j) Efectos de nubes de gas no inflamadas. k) Seguridad en el suministro (impactos resultantes de la interrupción de servicios). l) Necesidades y comodidad del público. m) Potencial de fallas secundarias.</p> <p>Riesgo</p> <p>Riesgo = $P_i \times C_i$ para un solo peligro</p> $\text{Riesgo} = \sum_{i=1}^{10} (P_i \times C_i)$ <p>para las categorías de peligros 1 a 9</p> <p>Riesgo total del segmento = $P_1 \times C_1 + P_2 \times C_2 + \dots + P_9 \times C_9$</p> <p>Donde P = Probabilidad de falla C = Consecuencias de la falla 1 a 9 = categoría de peligro de falla</p> <p>Validación y Jerarquización de Riesgos</p> <p>La validación de los resultados del riesgo puede efectuarse de cualquiera de las siguientes maneras:</p> <p>Mediante inspecciones, pruebas y evaluaciones en lugares que están indicados como de alto o bajo riesgo para determinar si los métodos están caracterizando correctamente el riesgo. La validación puede lograrse considerando la información de otros lugares en cuanto a la condición de un segmento de ducto y la condición determinada durante la acción de mantenimiento o antes de la remediación.</p> <p>A través de una revisión de datos y resultados de la evaluación de riesgos por un individuo conocedor y experimentado, o preferentemente, por un equipo multidisciplinario integrado por personal con habilidades y conocimientos basados en la experiencia del sistema de ductos o segmentos.</p> <p>Una vez que el método de evaluación del riesgo y el proceso han sido validados se deben jerarquizar los riesgos. Un primer paso en la jerarquización es ordenar los resultados del riesgo de cada segmento en orden descendente.</p> <p>El operador debe entregar los resultados del riesgo con una clasificación de prioridad de atención alta, media o baja, o con valores numéricos. Cuando se comparen segmentos con valores del riesgo similares, las probabilidades de falla y las consecuencias deben considerarse en forma separada, lo que puede dar una mayor prioridad al segmento con las consecuencias más altas.</p> <p>Intervalo de Evaluación del Riesgo</p> <p>La evaluación del riesgo debe efectuarse como máximo cada tres años o cuando exista cualquiera de las siguientes situaciones: antes de que se realicen cambios que afecten la integridad del ducto o producto de una investigación de accidente mayor.</p>	<p align="center">Numeral 5.4.3 APÉNDICE A-20</p>
<p align="center">4.4 Evaluación de Integridad</p>	<p>Se debe realizar la evaluación de integridad con base en las prioridades determinadas en la evaluación del riesgo, para lo cual se pueden utilizar las siguientes metodologías dependiendo de los peligros potenciales a los cuales el ducto es susceptible:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Inspección interna - Prueba hidrostática - Evaluación Directa - Otras metodologías <p>Para determinar el método de inspección se debe realizar los trabajos de campo y evaluar la integridad del ducto, se debe recopilar como mínimo la siguiente información, además de los resultados de la evaluación del riesgo:</p> <p>a) Planos. b) Condiciones de operación. c) Registros de inspecciones previas. d) Resultados de evaluaciones anteriores de integridad. e) Registros de reparaciones realizadas.</p>	<p align="center">Numeral 5.4.4</p>

ETAPA	DESCRIPCIÓN	REFERENCIA (TESIS)
4.4 Evaluación de Integridad	<p>Evaluación y Documentación Entregable</p> <p>Se debe efectuar la evaluación para determinar si se requiere de acciones de mitigación, preponderar dichas acciones, establecer intervalos de re-evaluación de la integridad, además de evaluar la efectividad del método y confirmar las suposiciones originales.</p> <p>Se deben documentar los resultados de la evaluación de la integridad, incluyendo como mínimo la siguiente información:</p> <p>Fecha de la inspección o prueba.</p> <p>Nombre de la Compañía y del personal que desarrolló los trabajos de inspección y/o prueba.</p> <p>Identificación del equipo.</p> <p>Descripción del trabajo desarrollado.</p> <p>Resultados de la inspección y/o prueba.</p> <p>Reporte de la caracterización de indicaciones.</p> <p>Reporte técnico de la evaluación y límites de aceptación o criterios.</p> <p>Etapas requeridas y que se seguirán para corregir las deficiencias encontradas fuera de los límites aceptables.</p>	Numeral 5.4.4
4.5 Respuesta a la Evaluación de Integridad	<p>Se deben tomar acciones de respuesta y mitigación de acuerdo a un programa de prioridades basado en los resultados de la evaluación del riesgo y en la severidad de las indicaciones encontradas durante la inspección. La respuesta a la evaluación de la integridad debe contener lo siguiente:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Tiempos de respuesta a las indicaciones obtenidas de la inspección. • Actividades de reparación para remediar o eliminar una condición insegura. • Acciones preventivas para eliminar o reducir un peligro. • Frecuencias de inspección. <p>Clasificación de la respuesta:</p> <ul style="list-style-type: none"> · Respuesta Inmediata · Respuesta Programada · Respuesta Monitoreada <p>Métodos de Reparación</p> <p>Los métodos de reparación a utilizar en una tubería con defectos que no cumplen con el criterio de aceptación y que requiere reparación inmediata, deben realizarse conforme a lo indicado en la TABLA N° 17</p> <p>Si la línea puede sacarse de operación será preferible realizar una reparación definitiva del tipo reemplazo, sustituyendo la sección del tubo que contiene el daño. En el caso de no poder dejar de operar la línea se podrá optar por una reparación provisional mediante abrazaderas de fábrica, o por una reparación definitiva del tipo reforzamiento, consistente en la colocación de una envolvente metálica soldada o un refuerzo no metálico.</p> <p>Acciones de Prevención</p> <ul style="list-style-type: none"> • Inyección de inhibidores • Reforzamiento de la protección catódica • Protección anticorrosiva • Monitoreo de la velocidad de corrosión interior • Válvulas de corte de flujo o válvulas a control remoto • Prevención de daños por terceros • Detección de fugas • Minimizar las consecuencias de las fugas • Reducción de la presión de operación • Verificación de indicaciones <p>Intervalo de Evaluación de Integridad</p> <p>Los intervalos para la evaluación de la integridad de ductos que transportan hidrocarburos deberán ser determinados con base en los resultados del análisis del riesgo y considerando lo siguiente:</p> <ul style="list-style-type: none"> • La integración de datos de la evaluación de integridad anterior. • El uso de otros métodos de evaluación indirecta que proporcionen información de la condición del ducto, equivalente a la obtenida mediante los métodos de evaluación indicados en este documento. • La velocidad de crecimiento de defectos con base en los peligros potenciales que afecten al segmento de ducto. • El periodo entre evaluaciones de integridad por cualquier método no podrá ser mayor de cinco (05) años. 	Numeral 5.4.5