

# UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERÍA



FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA

**GESTIÓN DE INTEGRIDAD PARA DUCTOS DE ALTA  
PRESIÓN DEL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN DE GAS  
NATURAL DE LIMA Y CALLAO Y SU APLICACIÓN EN  
EL SECTOR DE DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA  
ELÉCTRICA**

**INFORME DE SUFICIENCIA**

**PARA OPTAR EL TÍTULO PROFESIONAL DE:**

**INGENIERO ELECTRICISTA**

**PRESENTADO POR:**

**RAÚL TORRES HUAMANÍ**

**PROMOCIÓN**

**2005- II**

**LIMA – PERÚ**

**2012**

**GESTIÓN DE INTEGRIDAD PARA DUCTOS DE ALTA  
PRESIÓN DEL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN DE GAS  
NATURAL DE LIMA Y CALLAO Y SU APLICACIÓN EN  
EL SECTOR DE DISTRIBUCION DE ENERGIA  
ELÉCTRICA**

A mis hijos, motor de todos  
mis esfuerzos,  
A Cecilia, gestora del punto  
de inflexión en mi vida,  
A mis Padres y en especial  
a mi madre, que sin ella  
nada de esto hubiera sido  
posible

## **SUMARIO**

El presente trabajo busca dar a conocer los lineamientos y acciones que se han seguido para poder implementar un Sistema de Gestión de Integridad para los ductos de alta presión en el sistema de distribución de gas natural de Lima y Callao, satisfaciendo los requerimientos mandatorios del Reglamento de Transporte de Hidrocarburos por Ductos DS – N° 081 – 2007 – EM. En el presente trabajo se busca llegar a un programa de administración de integridad compresible, sistemática e integral para que nos proporcione los medios para mejorar en la prevención de fallas en las operaciones y así poder proporcionar un servicio seguro confiable y que garantice la protección de las personas instalaciones y el medio ambiente en el sistema de distribución. Lo expuesto se centrará en la red de tuberías de acero (ductos de alta presión) que componen la red de distribución de Gas Natural en Lima y Callao, asimismo analizara la posibilidad de la aplicación de la Gestión de Integridad a un sistema de distribución de energía eléctrica. Para la realización del siguiente informe se ha seguido los lineamientos recomendadas en la norma internacional ASME B31.8S-2001 “Managing System Integrity of Gas Pipeline” así como a la normativa legal vigente del sector DS – N° 081 – 2007 – EM.

## INDICE

<b>PROLOGO</b>	1
<b>CAPITULO I</b>	
<b>INTRODUCCION</b>	2
1.1. Objetivo	2
1.2. Alcance	2
1.3. Definiciones	2
1.4. Condiciones Generales	6
1.5. Documentos de Referencia	6
<b>CAPITULO II</b>	
<b>PLANES DEL PROGRAMA DE GESTION DE INTEGRIDAD</b>	
2.1. Normas Aplicables.	9
2.2. Componentes del Programa.	9
2.2.1. Plan de Gestión de Integridad	9
2.2.2. Plan de Desempeño	15
2.2.3. Plan de comunicaciones	17
2.2.4. Plan de Gestión de Cambios	18
2.2.5. Plan de Control de Calidad	21
<b>CAPITULO III</b>	
<b>ESTRATEGIA DE LA IMPLEMENTACION DEL SISTEMA DE GESTIÓN DE INTEGRIDAD</b>	
3.1. Identificación de los sistemas que conforman cada clase de infraestructura.	31
3.2. Metodología a seguir para valorar riesgos acorde con la clase de infraestructura	33
3.3. Identificación de las Amenazas o Peligros a la Integridad.	34
3.4. Resumen de Peligros Identificados	43
3.5. Radio Circular de Impacto.	43
3.6. Aplicabilidad sobre el sistema Realización de valoraciones de integridad, acciones de mitigación.	56
3.7. Calculo de probabilidad de Ocurrencia para la troncal operada por el Sistema de distribución de Gas Natural	56

3.8	Discusión de los resultados	61
3.9	Métodos para evaluar la Integridad del Ducto y Plan de Relevamiento de Base	65
3.10	Etapas del Plan de relevamiento de Base e Inspecciones para el Gasoducto	72
<b>CAPITULO IV</b>		
<b>GESTIÓN DE INTEGRIDAD EN EL SECTOR DE DISTRIBUCION DE ENERGÍA ELECTRICA</b>		
4.1.	Aplicación en el Sector de Distribución de Energía	77
<b>CONCLUSIONES</b>		
<b>BIBLIOGRAFIA</b>		
		80

## **PROLOGO**

Consciente de la responsabilidad social se ha venido trabajando continuamente para mejorar la seguridad y confiabilidad de los sistemas de Distribución y Transporte de Gas Natural a través de Ductos de Alta Presión, con el objeto de evitar efectos adversos sobre la población, los empleados y el medio ambiente; para esto se estableció estrategias de operación basados en las mejores prácticas de la industria y la normatividad internacional para la gestión de integridad.

El Sistema de Gestión de Integridad es la herramienta que determina las acciones, tareas, inspecciones, controles, registros y programas a ser efectuados para mantener la integridad de los sistemas de Ductos de Alta Presión dentro de los niveles de seguridad, disponibilidad y confiabilidad previamente establecidos en la política de integridad.

El Sistema de Gestión de Integridad es entonces un medio para mejorar la seguridad del sistema y asignar efectivamente los recursos. Los objetivos específicos del Sistema de Gestión de Integridad son:

- Proveer un medio estructurado para el registro y mantenimiento de la información del sistema relacionada a la integridad de la misma.
- Identificar y analizar riesgos con el objeto de predecir situaciones que puedan resultar en incidentes reales y potenciales de gasoducto.
- Revisar y analizar toda probabilidad y riesgo potencial de todos los incidentes en el gasoducto.
- Proveer medios exhaustivos e integrados para revisar y comparar el espectro de los riesgos.
- Proveer medios estructurados y fácilmente comunicados para seleccionar e implementar actividades para reducir el riesgo.
- Establecer y actualizar el rendimiento del sistema con el objetivo de mejorar su desempeño.

El Sistema de Gestión de Integridad pretende introducir mejoras en el Diseño, la operación y mantenimiento, en línea con las más modernas y mejores prácticas de la industria y a su vez cumplir con los requerimientos de los programas de gestión de integridad que son requeridos por las autoridades regulatorias.

## **CAPITULO I INTRODUCCION**

### **1.1. Objetivo**

Describir la estrategia y los lineamientos en los que se fundamenta el Sistema de Gestión de Integridad para Ductos del Sistema de Alta Presión del Sistema de Distribución del Gas Natural de Lima y Callao, orientado a tener una operación segura, sin incidentes de integridad que puedan causar efectos adversos sobre los empleados, los clientes, la comunidad y el ambiente.

### **1.2. Alcance**

Es aplicable a los Ductos del Sistema de Distribución del Gas Natural de Lima y Callao que trabajen a Alta Presión contruidos con materiales ferrosos y que transporten gas. Los principios y procesos incluidos en la administración de la integridad son aplicables a todos los sistemas de ductos de este tipo..

El presente informe nos detalla cómo se desarrollo e implemento un programa de administración de integridad, utilizando prácticas y procesos industriales de utilidad comprobada. En la Tabla 1.1. se detalla el listado completo de los ductos sobre los que se aplicó el SGII.

### **1.3. Definiciones**

- **Sistema de Gestión de Integridad:** Sistema que contempla todas las actividades de inspección, prevención y detección necesarias para valorar y mitigar los riesgos a que está expuesto el sistema de distribución de gas natural en acero, con el propósito de minimizar la probabilidad de ocurrencia y las consecuencias de incidentes de integridad, minimizar las pérdidas y mejorar la seguridad, ubicando y utilizando con efectividad los recursos para la realización de dichas actividades.
- **Infraestructura:** Comprende todas las partes de las instalaciones físicas a través de las cuales el gas fluye durante la distribución (sistema de distribución), así: tuberías, válvulas, *fittings*, bridas (incluidos pernos y empaques), reguladores recipientes a presión, válvulas de alivio y otros aditamentos adjuntos al tubo y estaciones de medición, de filtración y de regulación.

**Tabla 1.1.** Ductos de Alta Presión del Sistema de Distribución de Gas Natural

Ducto	Longitud (KM)
Gasoducto Troncal	61,197
Derivaciones del Gasoducto Troncal	16,295
Ramal Etevensa	7,847
Ramal Celima 2	6,264
Derivaciones del Ramal Celima 2	4,013
Ramal IEQSA	2,32
Derivaciones del Ramal IEQSA	0,394
Ramal Panamericana Norte I	4,306
Derivaciones del Ramal Panamericana Norte I	2,67
Ramal Panamericana Norte II	4,99
Derivaciones del Ramal Panamericana Norte II	2,723
Ramal La Victoria	8
Ramal Celima I	3,894
Derivaciones del Ramal Celima I	3,423
Ramal Mepsa	1,32
Ramal Cajamarquilla	1,19
Ramal Santuario	1,089
Ramal Lurigancho	2,409
Ramal Vinsa	4,676
Derivaciones del Ramal Vinsa	1,34
Ramal Nestle	1,206
Derivaciones del Ramal Nestle	5,399
Ramal Vitrio	1,859
Derivaciones del Ramal Vitrio	5,371
Ramal Bimbo	3,757
Ramal Zona Industrial Maquinarias	2,62
Ramal Carretra Central	9,884
Derivaciones del Ramal Carretra Central	8,961
Ramal Midas	8,77
Derivaciones del Ramal Midas	1,741
Ramal Luren	5,889
Ramal Angamos	8,012
Ramal Gambetta	7,622
Derivaciones del Ramal Gambetta	0,445
Ramal Ferroles	2,526
Derivaciones del Ramal Ferroles	0,334
<b>Longitud total del sistema</b>	<b>218</b>

- **Integridad de la infraestructura:** Capacidad permanente de la infraestructura para transportar y distribuir gas natural en forma segura, sin la presencia de fuga o ruptura.
- **Incidente de integridad:** Situación que compromete la operación segura de la infraestructura. Comprende la presencia de cualquiera de los siguientes eventos: i) fuga; ii) ruptura y/o iii) desviación, más allá de los límites o condiciones estándares establecidos, de las variables críticas que puedan afectar la integridad.
- **Pérdida de integridad:** Incapacidad de la infraestructura para distribuir gas natural en forma segura, debido a la presencia de una fuga o una ruptura.
- **Falla:** Término general usado para expresar que un componente en servicio presenta anomalías que pueden dejarlo fuera de servicio o limitar su funcionamiento y/o confiabilidad y seguridad.
- **Fuga:** Liberación no controlada de gas natural a la atmósfera.
- **Ruptura:** Liberación abrupta de gas natural a la atmósfera por el daño total de cualquier parte de la infraestructura.
- **Venteo:** Liberación controlada de gas natural a la atmósfera.
- **Valoración de riesgo:** Proceso sistemático mediante el cual se identifican las amenazas potenciales a la integridad del sistema de distribución de gas natural, y se calcula su probabilidad de ocurrencia y consecuencias.
- **Valoración de integridad:** Proceso que incluye la inspección de la infraestructura de gas natural, la evaluación de las indicaciones resultantes de las inspecciones, el examen del componente utilizando diferentes técnicas, la evaluación de los resultados de los exámenes, la caracterización de la evaluación por tipo de defecto y severidad y la determinación de la integridad resultante de la infraestructura a través del análisis.
- **Mitigación:** Actividades que aplica de manera razonable para controlar o disminuir la probabilidad de ocurrencia y/o de las consecuencias esperadas para un evento particular.
- **Administración de Cambio:** proceso que reconoce y comunica sistemáticamente a las partes interesadas los cambios de naturaleza técnica, física, procedimental u organizacional que puedan impactar la integridad del sistema
- **Administración de Riesgos:** un programa general que consiste en identificar amenazas potenciales a un área o equipo, evaluando el riesgo asociado con estas amenazas en términos de probabilidad y consecuencias de incidentes.
- **Daño Mecánico:** una clase de daño en el metálico en un tubo o en el

recubrimiento causado por la aplicación de una fuerza externa. El daño mecánico puede incluir abolladuras, remoción del recubrimiento, remoción del metal, movimiento del metal, trabajo en frío del metal subyacente y tensiones residuales.

- **Daño por Terceros:** Daños a la instalación de un gasoducto por cualquier parte diferente de los que están trabajando para el operador. Para propósitos de este documento también incluye daños causados por personal del operador o los contratista.
- **Evaluación de Integridad:** Proceso que incluye la inspección de las instalaciones del ducto, la evaluación de los indicios resultantes de las inspecciones, el examen del tubo utilizando diferentes técnicas, la evaluación de los resultados de los exámenes y la caracterización de la evaluación por tipo de defecto y severidad, y la determinación de la integridad resultante del ducto a través del análisis.
- **Evaluación de Riesgo:** Un proceso sistemático en el que se identifican los peligros potenciales, y se calcula la probabilidad y consecuencia de eventos adversos potenciales. La evaluación riesgos puede tener diversos alcances y puede ser realizada a niveles variables de detalle dependiendo de los objetivos del operador.
- **Gas:** Como se utiliza en este Código, cualquier gas o mezcla de gases adecuados como combustible doméstico o industrial y transportado o distribuido al usuario a través de un sistema de tubería. Los tipos más comunes son gas natural, gas procesado y gas de petróleo licuado distribuido como vapor con o sin mezcla de aire.
- **Gas Enriquecido:** un gas que contiene cantidades significativas de hidrocarburos o componentes más pesados que el metano y el etano. Los gases enriquecidos se descomprimen en una forma diferente que el gas metano o el etano.
- **Operador:** una entidad que opera y mantiene las instalaciones del ducto y tiene responsabilidad fiduciaria por tales instalaciones.
- **Ducto:** Todas las partes de las instalaciones física en que el gas se mueve durante el transporte, incluyendo tubo, válvulas, uniones, empaques, reguladores, humedecedores de pulso, válvulas de emisión, compresores, estaciones de medición, estaciones reguladoras, y accesorios. Incluido dentro de esta definición están las líneas de recolección y transmisión de gas, que transportan gas desde las instalaciones de producción hasta sitios en tierra y el equipo de almacenamiento de gas del tipo tubo **cerrado**.
- **Protección Catódica** una técnica mediante la cual el tubo metálico enterrado está

protegido contra el deterioro (oxidación y corrosión diseminada).

- **Riesgo:** medida de pérdida potencial en términos de la probabilidad de ocurrencia del incidente y la magnitud de las consecuencias.
- **Ruptura:** una falla completa de cualquier porción del ducto.
- **Segmento:** longitud de ducto o parte del sistema que tiene características únicas en una ubicación geográfica específica.

#### **1.4. Condiciones generales**

##### **1.4.1. Descripción del gasoducto**

El gasoducto troncal se encuentra ubicado en las cercanías de la ciudad de Lima, al mismo tiempo que a medida que se avanza en su traza cruza la ciudad anteriormente mencionada. Dicho ducto parte desde Lurín (trampa de lanzamiento – City Gate) hasta Callao (trampa receptora – Estación Terminal), siendo su longitud total de 61,197 km.

El gasoducto troncal cuenta con derivaciones que alimentan a diversas industrias próximas a la traza principal, siendo la longitud total de todas las derivaciones de 218 km

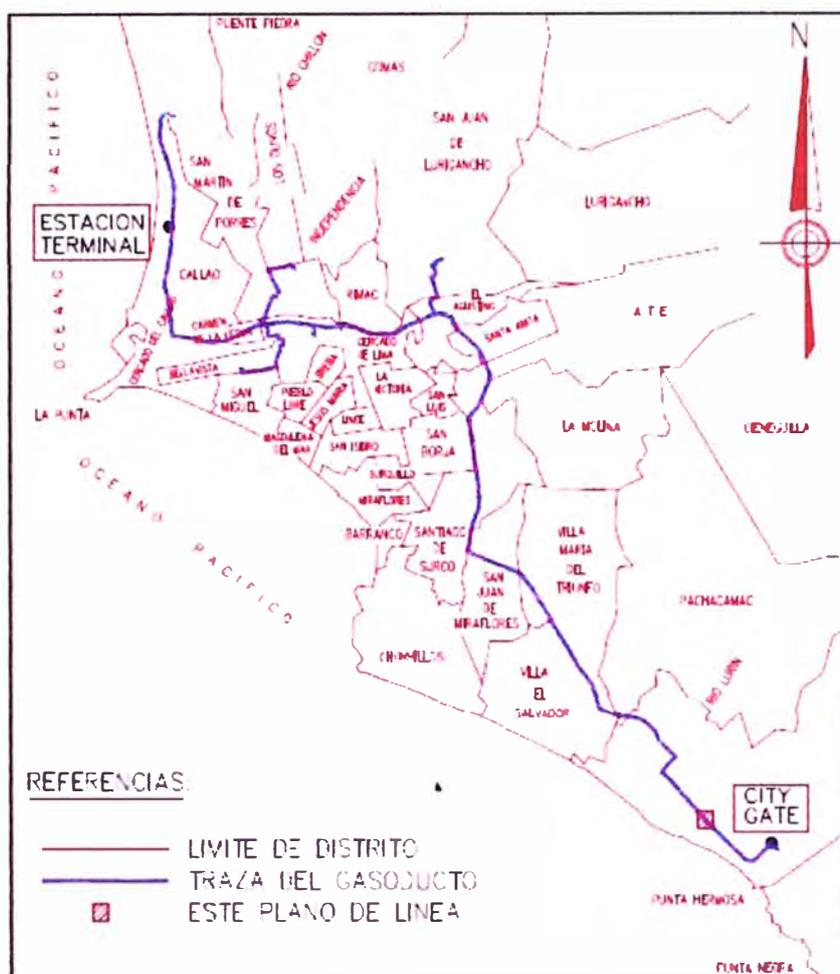
El alcance del Sistema de Gestión de Integridad aplicará al Gasoducto Troncal que comprende desde la zona de procesos hasta la Trampa de Lanzamiento sin incluir esta y desde el PK 0 +000 en el distrito de Lurín hasta el PK 61+267 en el Callao, así como sus derivaciones hasta la válvula de servicio a las ERP propias o de los clientes conectados a la misma.

El Gasoducto Troncal está compuesto por 156.8 Km de tubería de 20" API 5L X56, con recubrimiento tri-capa polietileno y un espesor nominal de 11.13 mm. Así mismo forman parte de éste, 10 válvulas de bloqueo de línea automáticas monitoreadas por el Sistema Scada y las derivaciones del Gasoducto Troncal, que van desde 3" hasta 8" de diámetro, todas en acero al carbono y suman una longitud de km. Las derivaciones están conectadas al Gasoducto Troncal y van hacia las estaciones propias o a estaciones de clientes (GNV). Tanto el Gasoducto Troncal como sus derivaciones operan a una MAPO de 50 barg.

En la **Tabla 1.2.** se detallan las características sobre salientes del sistema de ductos y sobre los que aplica el presente documento.

El sistema se compone por un Gasoducto troncal de los que se desprenden una serie de Derivaciones, Ramales y Extensiones. Las que varían de acuerdo al tipo de servicio en cabecera.

El sistema es clase de trazado 3 y 4, ya que la traza discurre entre zonas Suburbanas, Urbanas y Residenciales altamente pobladas.



**Figura 1.1.** Esquema de la traza del ducto en estudio

## 5. Documentos de referencia

**S-ASC-002 V3:** Red de Procesos del Sistema de Distribución de Gas Natural.

**P-SGI-001:** Procedimiento para la Priorización de la Implementación del SIGII por Clase de Infraestructura.

**P-SGI-004:** Procedimiento para el Manejo de Cambios en los Documentos Aplicables al Sistema de Gestión de Integridad de la Infraestructura (SIGII),

**P-SGI-002:** Procedimiento para Determinar y Actualizar Áreas de Alta Consecuencia.

**M-MAN-001:** Manual de Gestión del Mantenimiento.

**P-SGI-003:** Procedimiento para la Revisión e Integración de la Información del SIGII,

**P-SGC-002:** Proceso de Mejora Continua.

Código ASME B31.8S Managing System Integrity of Gas Pipeline.

**P-HSE-002:** Procedimiento para la investigación de Incidentes en el Sistema de Distribución de Gas Natural,

**C-GEG-001:** Caracterización del Proceso Planeación Estratégica Gerencial,

**P-CIE-001:** Manejo de Comunicaciones del SIGII.

Tabla 1.2. Características del Sistema de Ductos

Nombre	Codigo	Longitud (m)	Fecha Inicio Operación	Año (Mes) Inicio Operación	Características de Ducto				Ø (mm)	Revest.	Ø (mm)	P (Bar)	T (°C)	T (°C)	Tipo soldadura	SBR	Presión de Prueba de Resistencia		Presión de Prueba de Hinchabilidad		Clase o Tipo	Factor de Diseño	Prot. Cat.	Tamaño (mm)	Tipo PC	Cruce con otros (Tamaño Línea)	Unión (puerto y tamaño)	Porcentaje de red en Arreglo/Conecta	Porcentaje de red en Tierra	COMENTARIOS
					Contorno Longitud	Materia	Ø (mm)	Ø (mm)									(Bar)	(Bar)												
GAS DUCTO TRONCAL	GN-SD-RPR-50GTRONC-	61.197	22/08/2004	5.71	SI	API-5L X56	20"	11.13	TRICAPA	50	50	0	28.55	TGSMAW	100	100	8	75	24	3 / 4	0.3	SI	1.20	CI	SI (Ø)	SI (Ø)	49%	51%		
DERIVACIONES TRONCAL		16.285																												
Ducto de 24"		0.480	22/08/2004	5.71	SI	API-5L X70	24"	11.13	TRICAPA	50	50	70.00	28.38	TGSMAW	100	75	8	75	24	3	0.3	SI	1.20	CI						
Derivación a ERM San Lorenzo		0.024	22/08/2004	5.71	NO	API-5L X56	3 1/2"	11.13	TRICAPA	50	50	56.00	5.17	TGSMAW	100	75	8	75	24	3	0.3	SI	1.20	CI						
Extensión Luth Tramo Hol Tao		0.009	12/10/2008	1.56	SI	API-5L X42	6.58"	11.13	TRICAPA	50	50	42.00	13.05	TGSMAW	100	75	8	75	24	3	0.3	SI	1.50	CI						
Extensión Luth Tramo Cúchus		0.083	12/10/2008	1.56	NO	API-5L X42	3 1/2"	11.13	TRICAPA	50	50	42.00	6.89	TGSMAW	100	75	8	75	24	3	0.3	SI	1.40	CI						
Extensión Luth Tramo Neogas		0.193	12/10/2008	1.56	SI	API-5L X42	4 1/2"	11.13	TRICAPA	50	50	42.00	8.88	TGSMAW	100	75	8	75	24	3	0.3	SI	1.25	CI						
Extensión Luth Tramo GNC Energía		0.262	12/10/2008	1.56	SI	API-5L X42	4 1/2"	11.13	TRICAPA	50	50	42.00	8.88	TGSMAW	100	75	8	75	24	3	0.3	SI	1.27	CI						
Extensión EESS Casa B' / 3"		0.247	29/03/2008	2.10	SI/NO	API-5L X42	8.58" / 3 1/2"	11.13	TRICAPA	50	50	42.00	16.99	TGSMAW	100	75	8	75	24	4	0.3	SI	1.25	CI						
Derivación ERP Pachacutec		0.423	19/10/2008	3.55	NO	API-5L X42	3 1/2"	11.13	TRICAPA	50	50	42.00	6.89	TGSMAW	100	75	8	75	24	4	0.3	SI	1.20	CI						
Extensión a Cementos Lima		0.895	13/12/2005	4.40	NO	API-5L X42	1034"	11.13	TRICAPA	50	50	42.00	21.18	TGSMAW	100	75	8	75	24	4	0.3	SI	1.20	CI						
Derivación EESS Espinoza		0.046	05/08/2008	3.75	NO	API-5L X42	3 1/2"	11.13	TRICAPA	50	50	42.00	6.89	TGSMAW	100	75	8	75	24	4	0.3	SI	1.20	CI						
Extensión EESS Bañez		0.197	10/03/2008	2.16	NO	API-5L X42	3 1/2"	11.13	TRICAPA	50	50	42.00	6.89	TGSMAW	100	75	8	75	24	4	0.3	SI	1.28	CI						
Extensión a E&A Invernones		0.060	14/07/2008	1.81	SI	API-5L X42	4 1/2"	11.13	TRICAPA	50	50	42.00	8.88	TGSMAW	100	75	8	75	24	4	0.3	SI	1.38	CI						
Extensión EESS Tti		0.348	15/08/2008	1.72	NO	API-5L X42	3 1/2"	11.13	TRICAPA	50	50	42.00	6.89	TGSMAW	100	75	8	75	24	4	0.3	SI	1.20	CI						
Extensión EESS Gto		0.025	19/04/2008	2.05	NO	API-5L X42	3 1/2"	11.13	TRICAPA	50	50	42.00	6.89	TGSMAW	100	75	8	75	24	4	0.3	SI	1.45	CI						
Extensión EESS El Triunfo		0.109	01/04/2008	2.10	NO	API-5L X42	3 1/2"	11.13	TRICAPA	50	50	42.00	6.89	TGSMAW	100	75	8	75	24	4	0.3	SI	1.23	CI						
Extensión EESS Pachacutec B' / 3"		0.836	28/08/2008	1.68	SI/NO	API-5L X42	8.58" / 3 1/2"	11.13	TRICAPA	50	50	42.00	11.6501	TGSMAW	100	75	8	75	24	4	0.3	SI	55/11	CI						
Extensión EESS Guabra		0.295	10/11/2006	3.49	NO	API-5L X42	3 1/2"	11.13	TRICAPA	50	50	42.00	6.89	TGSMAW	100	75	8	75	24	4	0.3	SI	1.20	CI						
Derivación ERP Sarco		0.143	20/02/2008	4.21	SI	API-5L X42	10.34"	11.13	TRICAPA	50	50	42.00	21.18	TGSMAW	100	75	8	75	24	4	0.3	SI	1.20	CI						
Extensión EESS Amola		3.588	24/01/2008	2.28	NO	API-5L X42	3 1/2"	11.13	TRICAPA	50	50	42.00	6.89	TGSMAW	100	75	8	75	24	4	0.3	SI	1.25	CI						
Derivación ERP Santa Anita		0.080	31/08/2005	4.68	SI	API-5L X56	8.58"	11.13	TRICAPA	50	50	56.00	12.74	TGSMAW	100	75	8	75	24	4	0.3	SI	1.21	CI	SI				TUNEL LINER, MORTERO FLUIDO	
Extensión EESS Universal		2.001	05/01/2008	2.33	NO	API-5L X42	3 1/2"	11.13	TRICAPA	50	50	42.00	6.89	TGSMAW	100	75	8	75	24	4	0.3	SI	1.20	CI						
Derivación ERP Pícala		0.143	19/07/2006	3.80	SI	API-5L X42	8.58"	11.13	TRICAPA	50	50	42.00	16.99	TGSMAW	100	75	8	75	24	4	0.3	SI	1.20	CI						
Derivación ERP El Aquelino		0.095	07/07/2004	5.83	SI	API-5L X56	4 1/2"	11.13	TRICAPA	50	50	56.00	6.85	TGSMAW	100	75	5	75	24	4	0.3	SI	1.20	CI						
Derivación ERP Parques del Agustino		0.181	24/09/2008	1.81	SI	API-5L X42	8.58"	11.13	TRICAPA	50	50	42.00	16.99	TGSMAW	100	75	8	75	24	4	0.3	SI	1.20	CI						
Derivación a Edepel		0.012	22/08/2004	5.71	SI	API-5L X56	8.58"	11.13	TRICAPA	50	50	56.00	12.74	TGSMAW	100	75	8	75	24	4	0.3	SI	1.20	CI						
Derivación ERM Moserabte		0.020	13/04/2005	5.07	NO	API-5L X42	3 1/2"	11.13	TRICAPA	50	50	42.00	6.89	TGSMAW	100	75	8	75	24	4	0.3	SI	1.20	CI						
Extensión EESS La Colonial B' / 3"		0.778	21/12/2007	2.38	SI/NO	API-5L X42	8.58" / 3 1/2"	11.13	CNTA	50	50	42.00	17.6.89	TGSMAW	100	75	8	75	24	4	0.3	SI	23/11	CI						
Extensión EESS Lima Centro 4" / 3"		1.094	30/07/2008	1.77	SI/NO	API-5L X42	4 1/2" / 3 1/2"	11.13	TRICAPA	50	50	42.00	86.16.8	TGSMAW	100	75	8	75	24	4	0.3	SI	35/11	CI						
Extensión EESS Lima Centro 3" (Der.		0.208	30/07/2008	1.77	NO	API-5L X42	3 1/2"	11.13	TRICAPA	50	50	42.00	6.89	TGSMAW	100	75	8	75	24	4	0.3	SI	1.32	CI						
Derivación ERP Maquinarias		0.887	22/08/2004	5.71	SI	API-5L X56	8.58"	11.13	TRICAPA	50	50	56.00	12.74	TGSMAW	100	75	5	67	24	4	0.3	SI	1.22	CI						
Derivación Alicorp 2 - 4" / 3"		0.632	22/08/2004	5.71	SI/NO	API-5L X56	4 1/2" / 3 1/2"	11.13	TRICAPA	50	50	56.00	165.15.1	TGSMAW	100	75	5	67	24	4	0.3	SI	3/11	CI						
Extensión EESS Argentina		0.238	04/01/2008	2.34	NO	API-5L X42	3 1/2"	11.13	CNTA	50	50	42.00	6.89	TGSMAW	100	75	8	75	24	4	0.3	SI	1.35	CI						
Extensión EESS Argus		0.513	04/01/2008	2.34	NO	API-5L X42	3 1/2"	11.13	CNTA	50	50	42.00	6.89	TGSMAW	100	75	8	75	24	4	0.3	SI	1.27	CI						
Extensión EESS Nalenda		0.288	04/01/2008	2.34	NO	API-5L X42	3 1/2"	11.13	TRICAPA	50	50	42.00	6.89	TGSMAW	100	75	8	75	24	4	0.3	SI	1.22	CI						
Extensión EESS Energías		0.234	24/01/2008	2.28	SI	API-5L X56	6.58"	11.13	TRICAPA	50	50	56.00	9.79	TGSMAW	100	75	8	75	24	4	0.3	SI	1.23	CI						
Extensión EESS Petrocorp		0.130	28/01/2007	3.27	NO	API-5L X42	3 1/2"	11.13	TRICAPA	50	50	42.00	6.89	TGSMAW	100	75	8	75	24	4	0.3	SI	0.79	CI						
Extensión EESS Agri		0.430	12/04/2007	3.07	NO	API-5L X42	3 1/2"	11.13	TRICAPA	50	50	42.00	6.89	TGSMAW	100	75	8	75	24	4	0.3	SI	1.32	CI						
RAMAL ETEVENSA	N-SD-RPR-50ETEVEN-001(0)	7.847	24/08/2005	4.87	SI	API-5L X42	14"	11.13	TRICAPA	50	50	0	27.58	TGSMAW	100	75	8	75	24	4	0.3	SI	1.20	CI	SI		25%	75%	CRUCE DE RIO CHILLON	
RAMAL CELIMA 2	D-RMR-19CL1CC-001(0)	6.264	22/08/2004	5.71	NO	API-5L X56	5.68" / 6.58" / 4 1/2"	11.13	TRICAPA	19	19	0	13.72	TGSMAW	100	75	5	67	24	4	0.3	SI	1.20	CI	SI		98%	2%	CRUCE DE RIO RIMAC	
DERIVACIONES CELIMA 2		4.013																												
Extensión Clothing Trading	PK 0+000 AL PK 0+008	0.009	05/07/2008	3.84	SI	API-5L GR B	2 1/2"	5.16	CNTA	19	19	35.00	5.57	TG	100	30	8	30	24	4	0.3	SI	1.20	CI						
Extensión Metabrend	PK 0+000 AL PK 0+008	0.008	05/07/2007	2.84	SI	API-5L GR B	3 1/2"	5.50	CNTA	19	19	35.00	6.36	TG	100	30	8	30	24	4	0.3	SI	1.20	CI						
Extensión EESS Lima	PK 0+000 AL PK 0+128	0.126	24/08/2008	1.87	SI	API-5L X42	4 1/2"	11.13	TRICAPA	19	19	42.00	3.37	TGSMAW	100	30	8	30	24	4	0.3									

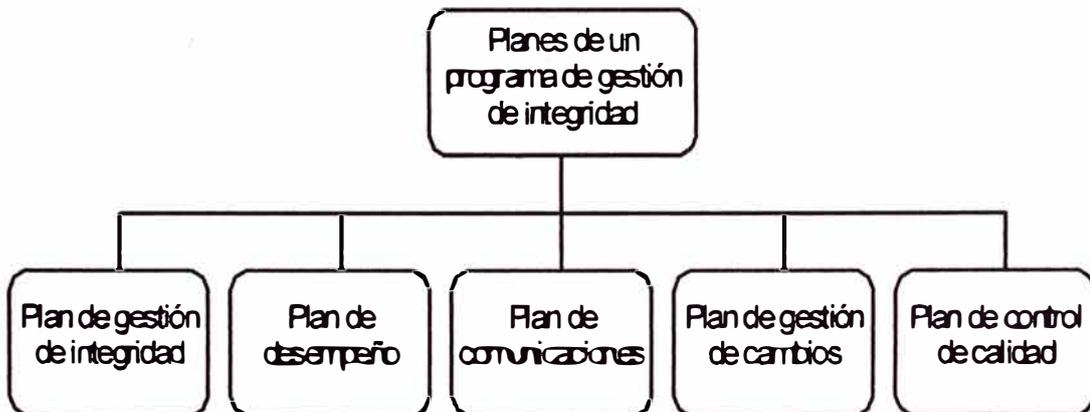
## CAPITULO II PLANES DEL PROGRAMA DE GESTION DE INTEGRIDAD

### 2.1. Normas aplicables

- **DS-081-2007-EM:** Reglamento del Transporte de Hidrocarburos por Ductos.
- **ASME B 31.8S:** Administración de la Integridad del Sistema de Gasoductos
- **API 1160,** Managing System Integrity for Hazardous Liquid Pipelines
- **ASME B31.8,** Gas Transmission and Distribution Piping Systems
- **ASME CRTD 40-1,** Risk-Based In-Service Testing —Development of Guidelines, Vol. 1: General Document
- **NACE RP-01-69,** Cathodic Protection of Underground Structures

### 2.2. Componentes del programa

El Sistema de Gestión de Integridad se basa en el código ASME B31.8S “*Managing System Integrity of Gas Pipeline*”, que contempla la existencia de cinco planes para un programa de gestión de integridad, así:



**Figura 2.1** Planes de Gestión.

El Sistema Integrado de Gestión se fundamenta en los procesos y en la interacción que existe entre ellos. A través de los procesos el sistema da respuesta a cada uno de los planes propuestos en el código ASME B31.8S para el método básico reglamentario formando el Sistema Integrado de Gestión parte también de la Red de Proceso.

#### 2.2.1. Plan de gestión de integridad

El Plan de Gestión de la integridad se basará en la definición del riesgo de tramos o subtramos, para la toma de decisiones y medidas a fin de mantener un riesgo aceptable en todo el sistema de ductos y asignar los recursos disponibles de la manera más eficiente. Esta asignación de recursos estará alineada a dos Objetivos básicos.

Disminuir la Probabilidad de Falla;

Minimizar las consecuencias ante una Falla

Siguiendo un compromiso de proteger a las personas, proveer una operación confiable y cuidar el Medio Ambiente, se estableció una serie de actividades complementarias al S de sus sistemas de ductos. Estas actividades completan la estructura del sistema de gestión de integridad montada para tal fin.

#### **a). Selección y colección e Integración de la información de Integridad**

El objetivo de esta etapa es recolectar, comparar, catalogar y revisar todos los datos e información de los ductos relativa a integridad y examinar toda la información recolectada para determinar la historia del mismo. Se recolectará y analizará como mínimo la información respecto de:

- Diseño,
- Construcción,
- Operaciones,
- Mantenimiento,
- Inspección

En esta etapa se:

- Identificará la información necesaria para la evaluación
- Recopilara y clasificará la misma

Se dispondrá de una base de documentos con la información ordenada por características y posición Geográfica.

#### **Estudio del Derecho de Vía**

Se realizará un análisis acerca de las trazas de los ductos alcanzados con el fin de tomar conocimiento de la red de distribución y pudiendo identificar claramente las Áreas de Alta Consecuencia (HCAs). Se determinará el estado del derecho de vía y aquellos sitios característicos de la traza. Se elaborará un documento donde se describirá el análisis realizado, con información relevada durante las recorridas efectuadas.

Se dispondrá de un informe conteniendo el análisis efectuado y sitios visitados con las características destacables de cada ducto y las Áreas de Alta Consecuencia (HCAs) identificadas a lo largo de las trazas.

#### **b). Análisis de Riesgo Inicial (ARI), cuantitativo y cualitativo**

Se desarrollará un **Análisis de Riesgo Cuantitativo (QRA)** para el Gasoducto Troncal. Este Análisis de Riesgo se efectuará siguiendo los lineamientos de la práctica IGE/TD/1

RELACIÓN ENTRE LOS PROCESOS		
ASME B31.8S	DESCRIPCIÓN	PROCESO
Aspectos generales	Contempla los propósitos y objetivos que plantea el código ASME B31.8S.	Integridad de la infraestructura.
Plan de Gestión de Integridad	Consiste en aplicar el proceso de identificación de amenazas, recolección de información, valoración de riesgos, valoración de integridad y respuesta a la valoración, a través de prácticas de prevención, detección y mitigación de amenazas y el establecimiento de intervalos de inspección.	Gestión de Salud Seguridad y Medio Ambiente.
		Integridad de la infraestructura.
		Gestión Humana.
		Aseguramiento Metroológico
		Gestión de Compra y Contrataciones.
		Gestión de diseño.
		Gestión de la construcción.
		Operaciones
Plan de desempeño	Comprende la recolección de información sobre el funcionamiento del programa y la evaluación periódica del éxito de sus técnicas de valoración de integridad y sus actividades correctivas, preventivas y predictivas. Incluye la evaluación de la efectividad de los sistemas y procesos.	Gestión Estratégica Gerencial
		Auditoría Interna de Gestión.
		Mejora continua.
		Control de no conformidades.

<p><b>Plan de comunicaciones</b></p>	<p>Consiste en desarrollar e implementar un plan para la comunicación efectiva con los empleados, para mantenerlos informados sobre la gestión de integridad adelantada y sus roles en la misma, y con comunidades, clientes, y terceros, cuando éstos así lo soliciten.</p>	<p>Gestión de Responsabilidad Social y Relaciones Comunitarias.</p> <p>Gestión de Salud Seguridad y Medio Ambiente.</p>
<p><b>Plan de gestión de cambios</b></p>	<p>Consiste en contar con un proceso sistemático para garantizar que se evalúen los cambios en el diseño, la construcción, la operación o el mantenimiento de la infraestructura, con el propósito de determinar los impactos de riesgos potenciales antes de ejecutar el cambio.</p>	<p>Gestión humana.</p> <p>Integridad de la infraestructura.</p> <p>Gestión de documentos y registros.</p> <p>Construcción.</p> <p>Gestión de diseño.</p>
<p><b>Plan de control de calidad</b></p>	<p>Es la prueba documentada de que se cumple con todos los requerimientos del SIGII.</p>	<p>Gestión de documentos y registros.</p> <p>Mejora continua.</p> <p>Auditoría Interna de Gestión.</p> <p>Gestión humana.</p>

“Recommendations on Transmission and Distribution”, publicado por The Institution of Gas Engineers de Gran Bretaña (criterio ALARP). Este análisis de riesgo permitirá cuantificar los riesgos que genera la operación del gasoducto tanto para terceros como para la integridad estructural del mismo en forma cuantitativa y de esta forma comparar el riesgo en forma absoluta o numérica.

La técnica a emplear en esta etapa del estudio es del tipo QRA (Análisis de riesgo cuantitativo o probabilístico) y es una rigurosa técnica matemática y estadística que se usa para determinar, estadísticamente, la frecuencia absoluta de accidentes a partir de los accidentes históricos de una actividad y teniendo en cuenta las medidas de reducción del riesgo (barreras) que se están implementando en el sistema.

Se desarrollará un **Análisis de Riesgo Cualitativo Inicial**, basado en un sistema de índices para el caso de las derivaciones y ramales. Previo a realizar el análisis se definirán cuales son las amenazas a la integridad que pueden afectar a cada uno de los ductos. Se segmentará de manera dinámica por tramos que presenten idénticas características, como ser diámetro, espesor, tipo de revestimiento, tipo de trazado, etc. Una vez definidos los segmentos y las amenazas aplicables se generarán tablas conteniendo los índices. Cada índice funciona asignando a las variables del análisis un valor respecto de su cumplimiento, luego todas las variables son integradas por un modelo matemático y devuelven un valor de riesgo para cada uno de los segmentos en que se divide el ducto.

El desarrollo de los análisis de riesgos presentados en esta actividad contemplan las siguientes tareas:

- Identificación de amenazas
- Diseño del algoritmo de cálculo de probabilidad
- Recopilación de información necesaria para el cálculo de probabilidad
- Cálculo de la probabilidad de falla ajustada para cada amenaza y para cada segmento
- Cálculo del radio de impacto potencial que aplica a cada segmento
- Cálculo de las consecuencias
- Cálculo del riesgo para cada segmento/ducto
- Análisis de los resultados de la valoración del riesgo
- Recomendación de actividades de mitigación

El QRA del Gasoducto Troncal cumplirá con los requerimientos de la práctica IGE/TD/1 “Recommendations on Transmission and Distribution”, publicado por The Institution of Gas Engineers de Gran Bretaña y entregara sus resultados en fatalidades por año y

riesgo social.

**c). Plan de Relevamiento Base (PRB)**

Se desarrollará un esquema de inspección inicial o base para las líneas, tal cual lo requiere el Decreto Supremo 081-EM-2007- La selección del método de inspección apropiado y el cronograma de ejecución se desarrollara alineada con los resultados del **d), Análisis de Riesgo Inicial (ARI).**

En la realización del PRB se contemplaran las diferentes técnicas que permiten obtener información acerca del estado de la línea, se recomendaran las técnicas de inspección mayores incluidas como válidas en el DS 081-EM-2007.

Se desarrollará un cronograma de aplicación donde se establecerán los tiempos de implementación conjugada según el ritmo requerido por el DS 081-EM-2007 con la disponibilidad de recursos. El PRB es la respuesta al Análisis o Valoración del Riesgo y naturalmente define las medidas de mitigación del mismo

El cronograma definirá un orden de prioridades de inspección, el que se determina de acuerdo a los resultados obtenidos en el Análisis de Riesgo Inicial (ARI). Para cada una de las técnicas se establecerán los requisitos de planificación y logística a desarrollar para lograr la efectividad requerida por cada técnica.

**e). Plan de Respuesta (PR)**

En este Plan se detallarán las acciones operativas, criterios de reducción de presión, métodos para selección de los defectos a evaluar y los tiempos de respuesta requeridos para los defectos reportados por las diferentes técnicas de inspección aplicadas.

Se determinarán las características a relevar de cada tipo de defecto y las metodologías de evaluación aplicables a cada tipología. Para establecer el PR se seguirán los requerimientos específicos del DS 081, normativa internacional y las buenas prácticas de la industria.

**f). Plan de Inspección (PI)**

Se desarrollará un plan específico para el ducto alcanzado, el cual contemplará los resultados de los análisis de riesgo y de la primera etapa del Plan de Relevamiento Base. Se centrará en las estrategias de inspección a emplear en cada ducto con el objeto de mantener un nivel de riesgo acorde a la política de la compañía y controlar el comportamiento de las diferentes amenazas actuantes. Este plan se basará en las siguientes Normas: ASME B 31.8s, ASME B 31.8, NACE 502, NACE SP0206, NACE RP0204, NACE RP0102, API 1163, así como los lineamientos mandatorios establecidos en el Decreto Supremo 081-2007-EM. El PI se alimentará con el resultado de otros planes, especialmente del Plan de Control de la Corrosión, y tiene por objeto centralizar y consolidar las actividades de inspección, a su vez los resultados de las estas

inspecciones es el input necesario para alimentar los mismos.

**g). Plan de Acciones Mitigativas y Preventivas Adicionales para áreas de Alta Consecuencia (HCA) (AMyPA):**

En este plan se definirán las medidas a implementar en aquellas zonas consideradas como de Alta Consecuencia donde una eventual falla provocará un daño a las personas o sus propiedades o al medio ambiente, este Plan de Acción buscará las opciones que permitan prevenir una falla en estas zonas y, en caso de que se manifieste, que su consecuencia sea mínima. Las actividades posibles para mitigar el riesgo se agrupan para su análisis en dos categorías:

A - Tendientes a reducir la **probabilidad de ocurrencia** de un evento indeseable,

B - Tendientes a **reducir las consecuencias** de un evento indeseable

**2.2.2. Plan de desempeño** El sistema de Gestión de integridad es el proceso sistemático que proporcionara al sistema de distribución del Gas Natural a mantener la operación de los ductos en niveles adecuados de confiabilidad y seguridad. El mantenimiento en niveles adecuados se obtiene mediante el monitoreo y la ejecución de acciones correctivas en una forma sistemática sobre las amenazas a la integridad o riesgos tal y como se muestra en la figura 2.1.

Los indicadores de gestión forman parte de dicho proceso a través de la evaluación de las actividades y/o parámetros establecidos y desarrollados a continuación:

**a). Indicadores Mandatorios**

La implementación de indicadores de gestión, permite identificar la evolución y efectividad de la gestión de integridad, puntualizando las áreas o actividades que merecen mayor atención y por ende requieren de la implementación de actividades correctivas. Asimismo permite identificar y sostener aquellas actividades implementadas que han proporcionado mejoras evidentes en la gestión. Los indicadores establecidos que son evaluados periódicamente para evaluar su performance y/o comunicar a la autoridad de aplicación son las siguientes:

- Longitud Inspeccionada mediante inspección interna (II) / Longitud comprometida en el PRB o PI.
- Cantidad de fugas detectadas / Longitud del sistema
- Cantidad de Roturas / Longitud del Sistema
- Cantidad de Incidentes Detectados
- Cantidad de Defectos reparados luego de la II / Longitud del sistema
- Cantidad de veces que no se implemento la reparación según el plan de respuesta (PR)

### b). Indicadores presentados a Osinergmin

Como parte del cumplimiento con los requerimientos establecidos por el OSINERGMIN se ha presentado lo siguiente:

- Porcentaje del sistema de distribución inspeccionado metodología ECDA
- Porcentaje del Sistema de Distribución Inspeccionado ILI
- Numero de reparaciones realizadas como resultado ECDA
- Numero de reparaciones realizadas como resultados ILI
- Numero de defectos por kilómetro
- Número de incidentes de integridad
- Tiempo medio entre la identificación de un defecto y la reparación completa (días).

**Tabla.2.2** Indicadores presentados a Osinergmin

NRO	TIPO	INDICADOR	UNIDAD DE MEDIDA
1	Mandatorios	Longitud Inspeccionada mediante Inspección Interna (II) / Longitud comprometida en el PRB o PI	Km
2		Cantidad de fugas detectadas / Longitud del sistema	Fugas / Km
3		Cantidad de roturas / Longitud del sistema	Roturas / Km
4		Cantidad de incidentes detectados	Unidad
5		Cantidad de defectos reparados luego de la II / Longitud del sistema	Reparaciones / Km
6		Cantidad de veces que no se implementó la reparación según el Plan de respuesta (PR)	Unidad
7	Presentados al OSINERGMIN	Porcentaje del sistema de distribución inspeccionado metodología ECDA	Km
8		Numero de reparaciones realizadas como resultado ECDA	Km
9		Numero de defectos por kilómetro	Defectos / Km
10		Número de incidentes de integndad por defectos de construcción	Unidad
11		Número de incidentes de integndad por operaciones incorrectas	Unidad
12		Número de incidentes de integndad por defectos de fabricación	Unidad
13		Número de incidentes de integridad por fallo de equipos	Unidad
14		Número de incidentes de integndad por corrosión	Unidad
15		Número de incidentes de integridad por daños por terceros	Unidad
16		Tiempo medio entre la identificación de un defecto y la reparación completa (días)	Días



**Figura 2.2** Evaluación del Programa

### 2.2.3. Plan de comunicaciones

Este plan comunicaciones contempla las disposiciones del decreto DS 081-2007 EM en lo referido a comunicación interna de la empresa, el programa educacional para la población, información a las autoridades y obligaciones con el OSINERGMIN.

El presente plan de comunicaciones sigue los lineamientos de API RP 1162 conjuntamente con lo establecido en el código ASME B 31.8S y se divide en cuatro grupo de interés:

**Comunicaciones internas:** Son las comunicaciones dentro de la compañía y dentro del area responsable de la integridad de ductos de la empresa.

**Comunicaciones con superficiarios y comunidad:** comunicaciones con los dueños o inquilinos de la tierra a lo largo de la traza del ducto.

**Comunicación con las autoridades:** son las comunicaciones con los funcionarios públicos de la comunidad distrito o nación así como los oficiales de emergencia locales o regionales dando además de cumplir lo requerido en el DS 081 – 2007 EM.

#### **2.2.4. Plan de gestión de cambios**

Se ha desarrollado un Sistema de Gerenciamiento de Integridad (SGI) en el cual es fundamental la actualización periódica, ya que la propia ejecución del programa introduce cambios o mejoras en el sistema.

El cambio se define como una alteración que puede afectar el Sistema de Gerenciamiento de Integridad. El objetivo del Plan de Administración del Cambio es asegurar que los cambios operativos o físicos que se realicen en el sistema de ductos alcanzado y que pueden requerir cambios en el Sistema de Gerenciamiento de Integridad, son adecuadamente analizados, aprobados, registrados y comunicados. Y el caso contrario, los resultados del Sistema de Gerenciamiento que pueden causar cambios operativos o físicos en el sistema de ductos son adecuadamente registrados y comunicados.

Un cambio puede impactar en todo el Sistema de Integridad de las líneas o en parte de él. Como parte de la administración del cambio Se debe evaluar los cambios de forma de responder las siguientes preguntas:

- ¿Se modificaron los riesgos potenciales o zonas afectadas?
- ¿Deben agregarse, anularse, o modificarse los datos?
- ¿Afecta el cambio a la información ingresada o las suposiciones hechas durante la evaluación del riesgo?
- ¿Afecta el cambio a los planes de inspección, prevención, o mitigación?
- ¿Debe el cambio llevar a una revisión del plan de gerenciamiento de integridad?
- ¿Incide el cambio en cualquier indicación de performance o el criterio de auditoria?

El Plan de Administración del Cambio tiene como principio la aprobación de los cambios (previa revisión) en los procedimientos/planes de integridad, como así también aquellos procedimientos y planes que no forman parte directa del SGI, pero pueden influenciar la integridad de los ductos. Calidda ha desarrollado una serie de procedimientos y planes para la ejecución, implementación y registro de las tareas de integridad, acondicionamiento de las presiones para las distintas situaciones de operación, y procedimientos para definir las condiciones y necesidades de reparaciones.

Todos los procedimientos son revisados y aprobados por el Responsable de Integridad. Todos los cambios que se realicen en los procedimientos y planes deberán ser identificados, revisados y analizados antes de su implementación. Por otra parte, todos los cambios/modificaciones que se produzcan en los planes soportes (plan de comunicaciones, plan de capacitación del SGI), procedimientos operativos o cambios de

diseño (cambio de presión, cambios de diseño, etc.) y modificaciones, cambios o nuevas reglamentaciones, legislación o normas aplicables deben ser identificadas por el Responsable de Integridad. Esta identificación y toma de conocimientos de los cambios se debe realizar para poder analizar en qué grado afecta el sistema de ductos y en función de esto, tomar las medidas necesarias para asegurar la integridad de dichos ductos.

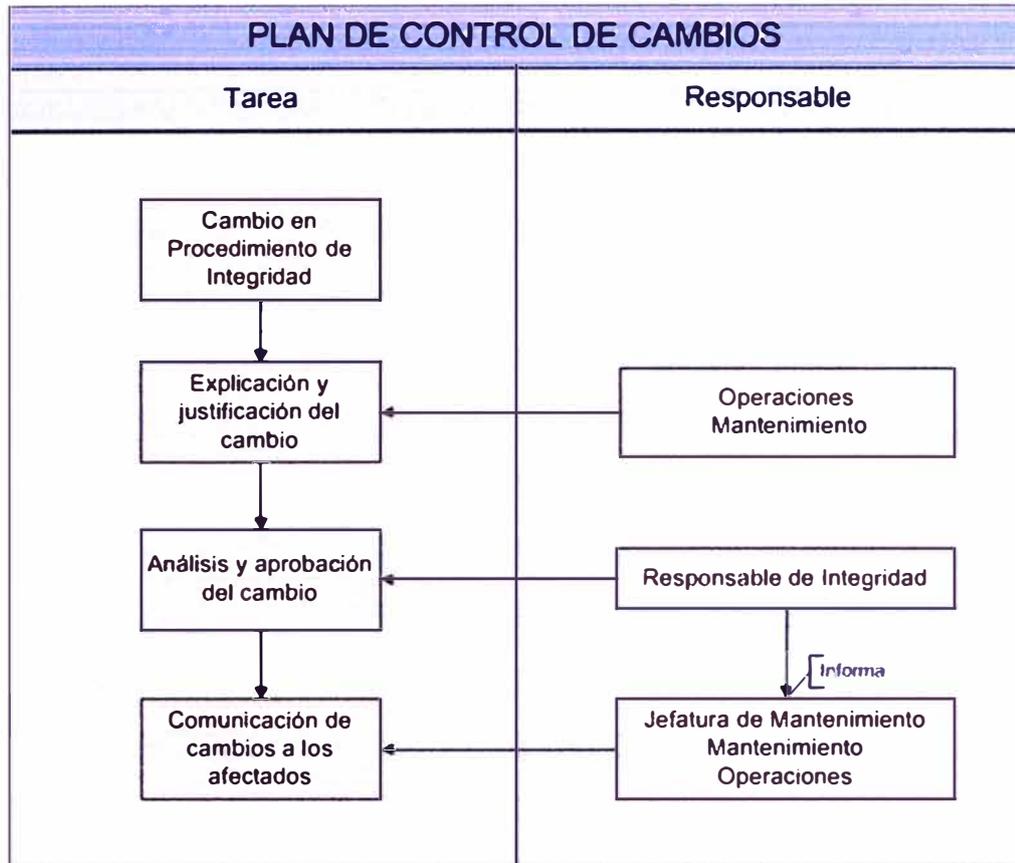
En la **Figura 2.3**. se presentan las posibles fuentes de cambios que pueden llegar a afectar la integridad de los ductos alcanzados por el SGI.



**Figura 2.3.** Posibles fuentes de cambios para administrar en el SGI.

Para ejecutar el cambio de un procedimiento/plan de integridad se establece un proceso mediante el cual se debe cumplir que:

- Quien promueve el cambio explica y justifica las razones del mismo.
- El Responsable de Integridad analiza las implicancias del cambio y aprueba o rechaza dicho cambio por escrito e informa a la Jefatura de Mantenimiento.
- La Jefatura de Mantenimiento comunica el cambio a las partes afectadas.
- Se registra el Proceso mediante un documento donde se establezca el sustento al cambio y la solución planteada, además de indicar que documentos o actividades del SGI contienen dicho cambio



**Figura 2.4.** Tareas y responsabilidades del Plan de Control de Cambios.

Los procedimientos de integridad contienen registros que deben ser completados en papel y deben ser conservados durante un periodo de 5 años, de forma de mantener un registro del historial de los eventuales cambios en el sistema. El Responsable de Integridad es el responsable de recibir, por parte de los ejecutores, los registros para luego ingresarlos en una base de datos.

Existen otros cambios que no implican modificaciones en los procedimientos y planes pero que, debido a sus implicancias requieren consideraciones especiales, para su implementación y para mantener la eficacia del Sistema de Integridad activo. En estos casos se debe evaluar cómo podrían afectar estos cambios a cualquiera de los factores de riesgo identificados en el programa de integridad.

Estos cambios importantes son:

- Agregar, eliminar, reemplazar o modificar de cualquier manera el equipamiento de alguna de las líneas (válvulas, bombas, etc.).
- Cambios en el fluido transportado y/o sus condiciones de operación en la línea que puedan afectar la priorización del riesgo y cualquier control de pérdidas u otras medidas de mitigación empleadas.
- Cambios en el caudal y/o la presión de operación.

- Poner en operación equipamiento o sistemas que han estado fuera de servicio por un tiempo extendido, y/o los sistemas que no han sido mantenidos.
- Cambios en las Regulaciones existentes.

El Responsable de Integridad debe reconocer estos cambios y asegurar que dichas modificaciones sean consideradas apropiadamente. La forma de trabajo de este, se detalla en los siguientes puntos:

- El Responsable de Integridad es informado de un cambio de los antes mencionados.
- El Responsable de Integridad analiza las implicancias del cambio definiendo si es necesario re analizar el riesgo antes de implementar el cambio.
- El responsable de Integridad aprueba el cambio por escrito.
- El Responsable de Integridad comunica el cambio a las partes afectadas, ingresa los nuevos datos a la base de datos y registra el cambio.

#### **2.2.5. Plan de control de calidad**

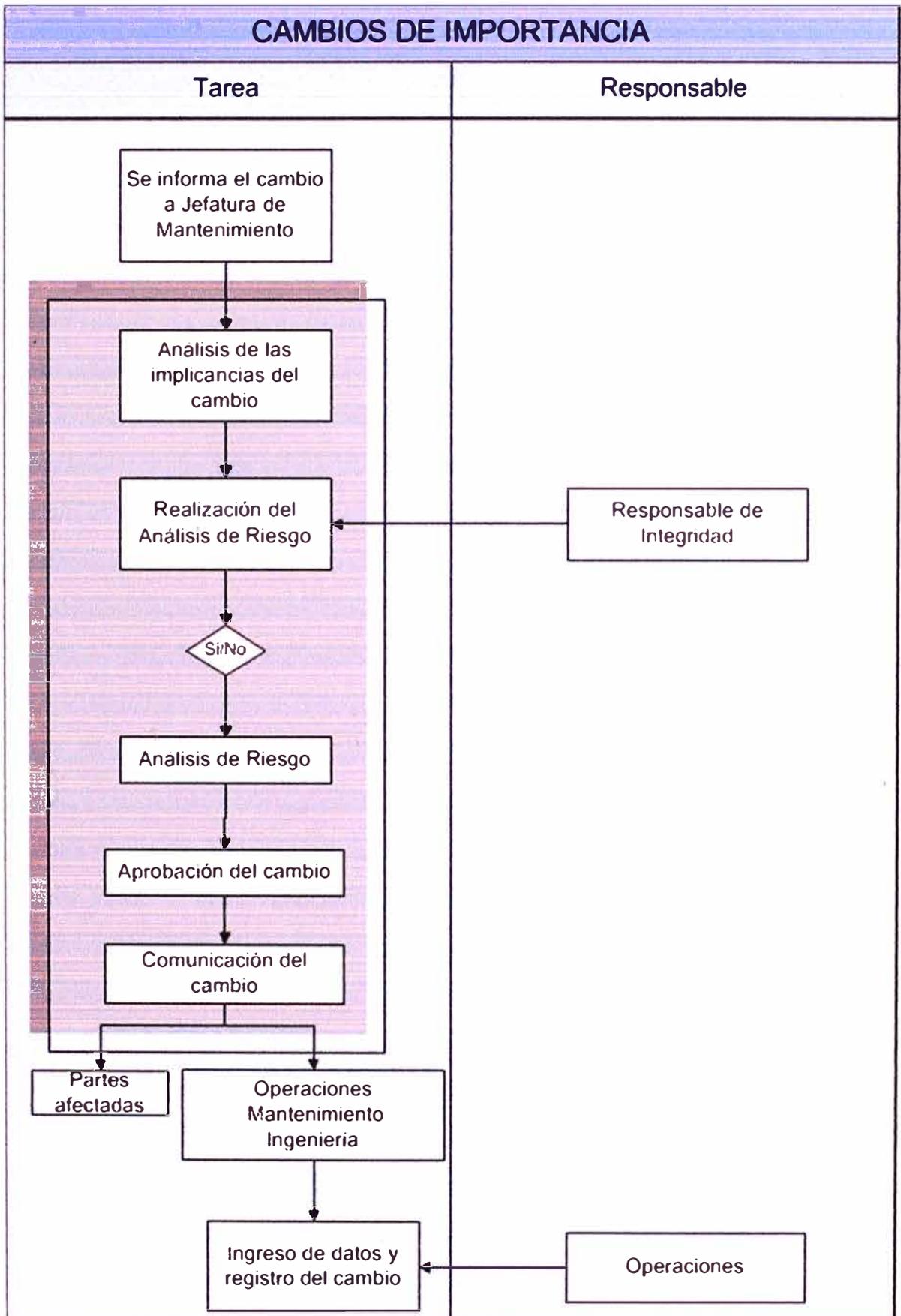
El Plan de Calidad es el plan que permite al sistema de distribución a obtener pruebas documentadas del cumplimiento de su propio Sistema de Gerenciamiento de Integridad, que dicho programa está siendo efectivo y que cumple con la regulación vigente.

En su esencia más básica el programa de control de calidad debe ser capaz de documentar la respuesta a dos preguntas básicas respecto del Sistema de Gerenciamiento de Integridad:

- ¿Se está haciendo lo que escribió, es decir cumpliendo con lo que se estableció que se iba a hacer?
- ¿Se está siendo efectivo con lo que se está haciendo?

Para responder estas preguntas y documentar que se cumple con el Sistema de Gerenciamiento es necesario que periódicamente se realicen auditorias que evalúen si se está siguiendo el programa, la efectividad del mismo y el grado de cumplimiento de la regulación.

Para alcanzar esta meta es preciso que todos los integrantes del área Operaciones (relación con integridad de ductos) promuevan y participen en el control de la calidad, incluyendo tanto a los integrantes de mayor nivel jerárquico como a todos los individuos que están por debajo de dicho puesto. El control de la calidad no es una actividad exclusiva de los especialistas o cargos específicos, sino que debe ser alimentado y trabajado por todos los integrantes para lograr los objetivos con la mayor eficiencia y generando participación integral de todos los involucrados.



**Figura 2.5.** Etapas que se generan frente a un cambio.

### **a).Documentación**

Como parte integral de un control de la calidad se debe tener presente la correcta elaboración y manutención de los documentos generados en el programa.

Los documentos involucrados que cobran gran relevancia en el almacenamiento de información clave para llevar adelante en forma eficiente el sistema de gerenciamiento de integridad son los procedimientos, instructivos, formularios y registros. Dichos documentos deben cumplir con las siguientes especificaciones para mantener un adecuado control de la calidad del programa.

Los documentos deben ser aprobados formalmente luego de su etapa de elaboración/emisión.

Deben ser revisados y actualizados cuando sea necesario y aprobarlos nuevamente.

Asegurarse que se identifican los cambios (ver Plan de Administración del Cambio) y el estado de revisión actual de los mismos.

- Asegurarse que las versiones pertinentes de los documentos aplicables se encuentren disponibles en los puntos de uso.
- Asegurarse que permanezcan legibles y fácilmente identificables.
- Asegurarse que se identifican los documentos de origen externo y se controla su distribución.
- Prevenir el uso no intencionado de documentos obsoletos, y aplicarles una identificación adecuada en el caso que se mantengan por cualquier razón.

Los registros son un tipo particular de documentos, y estos deben establecerse y mantenerse para proporcionar evidencia de la conformidad con los requisitos así como también de la operación eficaz del programa. Como se mencionó anteriormente, los registros deben permanecer legibles, fácilmente identificables y recuperables.

### **b).Revisión**

El fundamento para la realización de una revisión es el de mantener la vigencia de los planes, procedimientos e instructivos de Integridad del sistema de distribución de gas natural. Se debe procurar la actualización de los documentos anteriormente mencionados y mantener el registro de dichas actualizaciones periódicas.

La base del Plan está en mantener el concepto esencial de la Calidad, lo que implica mantener los documentos para cumplir con los requisitos de los clientes internos

Para cumplir con los lineamientos del presente plan se debe contar con el compromiso de todo individuo perteneciente al área, siguiendo las directivas y el compromiso explícito de los distintos niveles de jerarquías. Es decir, se necesita del expreso compromiso por

parte de las altas esferas del sector para que dicho plan tenga una eficiencia tal que cubra los objetivos.

Es de suma importancia incorporar en los empleados del área el concepto de evaluar constantemente el funcionamiento del sistema, para poder detectar las posibles mejoras a realizar para lograr el estado deseado de cumplir con los requisitos existentes de los clientes internos.

Para el proceso de revisión se debe contar con información para analizar el funcionamiento del sistema, esta información se basa en:

- Resultados de auditorías
- Retroalimentación del cliente
- Desempeño de los procesos y conformidad del producto
- Estado de acciones correctivas y preventivas
- Cambios que podrían afectar al sistema
- Recomendaciones para mejoras

Los resultados de la revisión deben incluir todas las decisiones y acciones relacionadas con:

- La mejora de la eficacia del sistema y procesos.
- La mejora del producto en relación con los requerimientos del cliente interno.
- Las necesidades de recursos.

A partir de los resultados de la revisión mencionados anteriormente se pueden establecer mejoras en el sistema-producto para continuar por la línea del mejoramiento continuo. Por esta razón, cuando se busca concluir cada revisión, es imprescindible que los resultados se delineen hacia los tres puntos mencionados recientemente.

### **c). Proveedores**

En lo referente a los proveedores se debe tener presente que se deben realizar controles de las tareas desarrolladas por los mismos, analizar la capacitación y calificación de los empleados de estos y la documentación y control de registros.

Se debe constatar la realización en tiempo y forma de las tareas desarrolladas por los proveedores/contratistas. Dicho control debe estar a cargo de la persona responsable del sector al cual pertenece la tarea a desarrollar o bien a una persona que este designe.

Por otra parte, en el control de las actividades desarrolladas por los proveedores de servicios se debe considerar que sean desarrolladas con el cumplimiento adecuado de los procedimientos propios, de las normas internacionales y mejores prácticas de la industria. También se debe considerar de importancia los aspectos de calidad y seguridad en la realización de las actividades.

Los controles de las tareas realizadas por los proveedores deben quedar documentados por medio de registros de evaluación y control de las mismas.

En el momento de la asignación de las tareas involucradas con el proveedor, se debe constatar que posee los conocimientos necesarios para desarrollarlas, el conocimiento de los procedimientos y la calificación/capacitación del personal afectado. Se debe tener presente para este último punto el Plan de Capacitación

En lo que respecta al control de la capacitación y calificación del personal de cada proveedor se debe realizar anualmente una revisión de los certificados de calificación y las capacitaciones realizadas. Este proceso debe quedar documentado mediante registros. Además, Se debe contar con una copia de cada uno de los certificados de calificación.

Es de especial importancia que se observe cada uno de los proveedores con respecto a control, contabilización e investigación de incidentes y accidentes. Se deben mantener registros de los mismos y estos deben permanecer en las oficinas.

Para el caso de proveedores de repuestos, equipos, etc. debe hacerse especial hincapié en la calidad de los productos y su trazabilidad. Dichos productos deben estar diseñados bajo las normas y las especificaciones requeridas.

#### **d). Auditorias**

Como se mencionó en el punto anterior, es de especial importancia la realización de auditorias en el Sistema de Gerenciamiento de Integridad, ya que las mismas son una poderosa herramienta para llevar a cabo una revisión del propio sistema, procesos y producto. Con dichas auditorias se pueden obtener resultados beneficiosos para una mejora en los aspectos que lo requieran, y buscan la satisfacción de los requerimientos presentes en el área responsable de la integridad de los ductos.

Por tal motivo, las auditorias deben realizarse periódicamente, con objetivos claros y medibles.

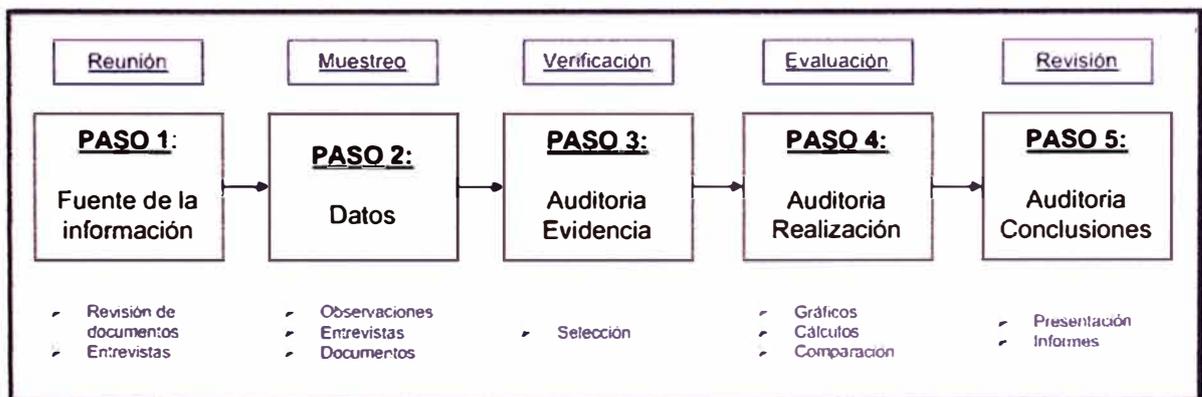
Otra de las ventajas de la realización de auditorias, es que manteniendo un cierto esquema y objetivos, permite cuantificar relativamente la mejora del sistema-procesos en dos situaciones. Es decir, se puede medir el estado del sistema y analizar cuales son las variables que sufrieron mejoras, que no tuvieron modificaciones y demás.

Se debe planificar un programa de auditorías tomando en consideración el estado y la importancia de los procesos y los sectores a auditar, así como los resultados de las auditorias previas. Se deben definir los criterios de auditoría, el alcance de la misma, su frecuencia y metodología. La selección de los auditores y la realización de las auditorias deben asegurar la objetividad e imparcialidad del proceso de auditoría. Los auditores no deben auditar su propio trabajo.

Las auditorías implementadas deberán ser capaces de responder mínimamente a las siguientes preguntas:

- ¿Existe una política o programa escrito para el Gerenciamiento de Integridad de las Líneas?
- ¿Existen procedimientos escritos para tareas relacionadas al gerenciamiento de integridad?
- ¿Se asignó un responsable para cada una de las tareas?
- Están disponibles las referencias apropiadas para aquéllos que las necesiten?
- ¿El personal que realiza las tareas está especializado en el área y capacitado para la tarea?
- ¿Todas las actividades requeridas son documentadas?
- ¿Existe una revisión formal del criterio de riesgo usado?
- ¿Existe un criterio establecido para reparar, reemplazar y reacondicionar líneas dañadas?
- ¿Existe una revisión formal de los requerimientos de las Autoridades Regulatorias qué puedan haber cambiado? y ¿cuál es la frecuencia de esa revisión?

El proceso general de auditoría consta de 5 pasos principales que se presentan a continuación, en la figura 2.6.



**Figura 2.6.** Pasos principales para realizar una auditoría.

Además se cumple con el siguiente esquema de mejora de oportunidades a partir de las auditorías, presentado en la figura 2.7

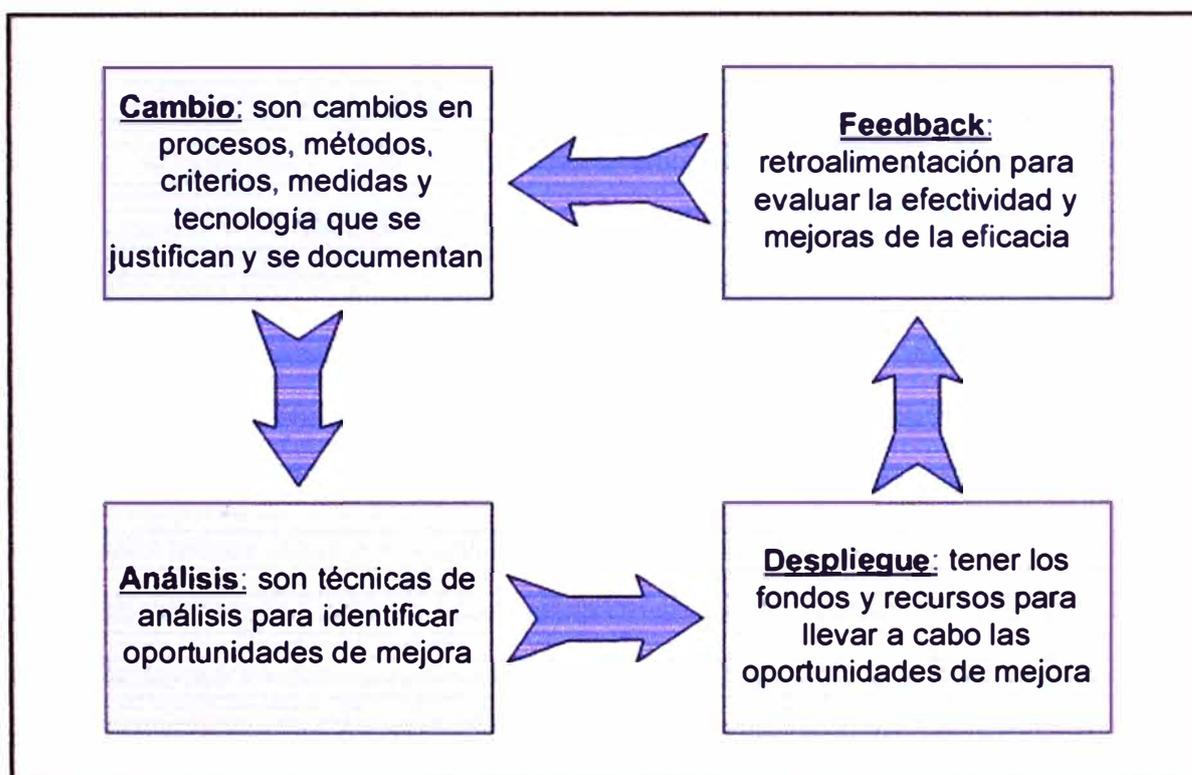
Para cumplir con lo anterior cada auditoría que se realice debe documentar que:

La documentación esencial del Sistema de Gerenciamiento de Integridad se encuentra disponible en ubicaciones apropiadas y ha sido controlada por los responsables. Esta documentación esencial es como mínimo:

- Evaluaciones de riesgo (incluyendo identificación de amenazas),
- Plan de Integridad de cada una de las líneas y su grado de cumplimiento.
- Informes de Inspección y Monitoreo.
- Informes de análisis de los resultados de Inspección y Monitoreo,
- Información regulatoria (para líneas Reguladas).

Las responsabilidades y autoridades del sistema están claramente y formalmente definidas.

La performance o eficacia del sistema esta siendo medida y las eventuales medidas correctivas son documentadas.



**Figura 2.7.** Esquema de mejoras de oportunidades.

Las auditorías pueden ser internas al área responsable de integridad, o externas a dicha área pero internas a la Compañía o eventualmente externas tercerizadas o entes Reguladores.

Se recomienda realizar auditorías externas al área responsable a integridad, pero internas a la Compañía con una frecuencia anual y externas tercerizadas cada dos años, dichos periodos se presentan en la Tabla 2.3.

Más allá de lo desarrollado anteriormente se debe tener presente que se deben auditorías a los proveedores tanto de servicios como de productos, ya que con esto la empresa

mantiene cierto control en un punto más cercano a la fuente en los procesos de mantenimiento, integridad, reparaciones, etc. Con esto se logra una mejor y concreta relación con los proveedores, pudiendo generarse una ayuda a sus proveedores para lograr una mejora continua. Mediante esto, se logra una mejora en el proceso de

**Tabla 2.3.** Frecuencia de auditorías

Tipo de Auditoria	Frecuencia
Interna y Externa área responsable de integridad	Anual
Externa y especializada	2 años
Auditoria a proveedores	Anual

desarrollo de los proveedores que a continuación se traslada a una mejora en la propia empresa y sus actividades.

En el caso particular de las auditorias del Sistema de Gerenciamiento de Integridad de Ductos, se presenta a continuación un formato-lineamiento para la realización de las mismas debido a que se han realizado auditorias anteriores y se considera necesario mantener el mismo formato para tener un punto de comparación y observar las mejoras del sistema. Mas allá de esto, se presenta como un formato válido y se aconseja utilizar la misma metodología de puntuación para otros aspectos.

El sistema de puntuación se debe considerar como se presenta a continuación:

**Tabla 2.4..** Escala de puntuación.

Escala de cumplimiento	
0	Nulo
1	Regular
2	Bueno
3	Muy Bueno
4	Total

Para cada uno de los ítems se debe presentar una explicación de la situación anterior, la

situación actual y finalmente una tabla con la puntuación de cada uno. En la parte final del informe es importante presentar algún tipo de gráfico que represente la evolución de dichas tareas.

#### ❖ **Mejora**

La organización debe mejorar continuamente la eficacia del sistema-procesos mediante el uso de la política de la calidad, los objetivos de la calidad, los resultados de las auditorias, el análisis de datos, las acciones correctivas y preventivas y la revisión por la dirección.

#### ❖ **Acciones Correctivas**

Se tomará acciones para eliminar la causa de no conformidades, con objeto de prevenir que vuelva a ocurrir. Las acciones correctivas deben ser apropiadas a los efectos de las no conformidades encontradas.

Debe establecerse una base para definir los requisitos para:

- Revisar las no conformidades (incluyendo las quejas de los clientes),
- Determinar las causas de las no conformidades,
- Evaluar la necesidad de adoptar acciones para asegurarse de que las no conformidades no vuelvan a ocurrir,
- Determinar e implementar las acciones necesarias,
- Registrar los resultados de las acciones tomadas, y
- Revisar las acciones correctivas tomadas.

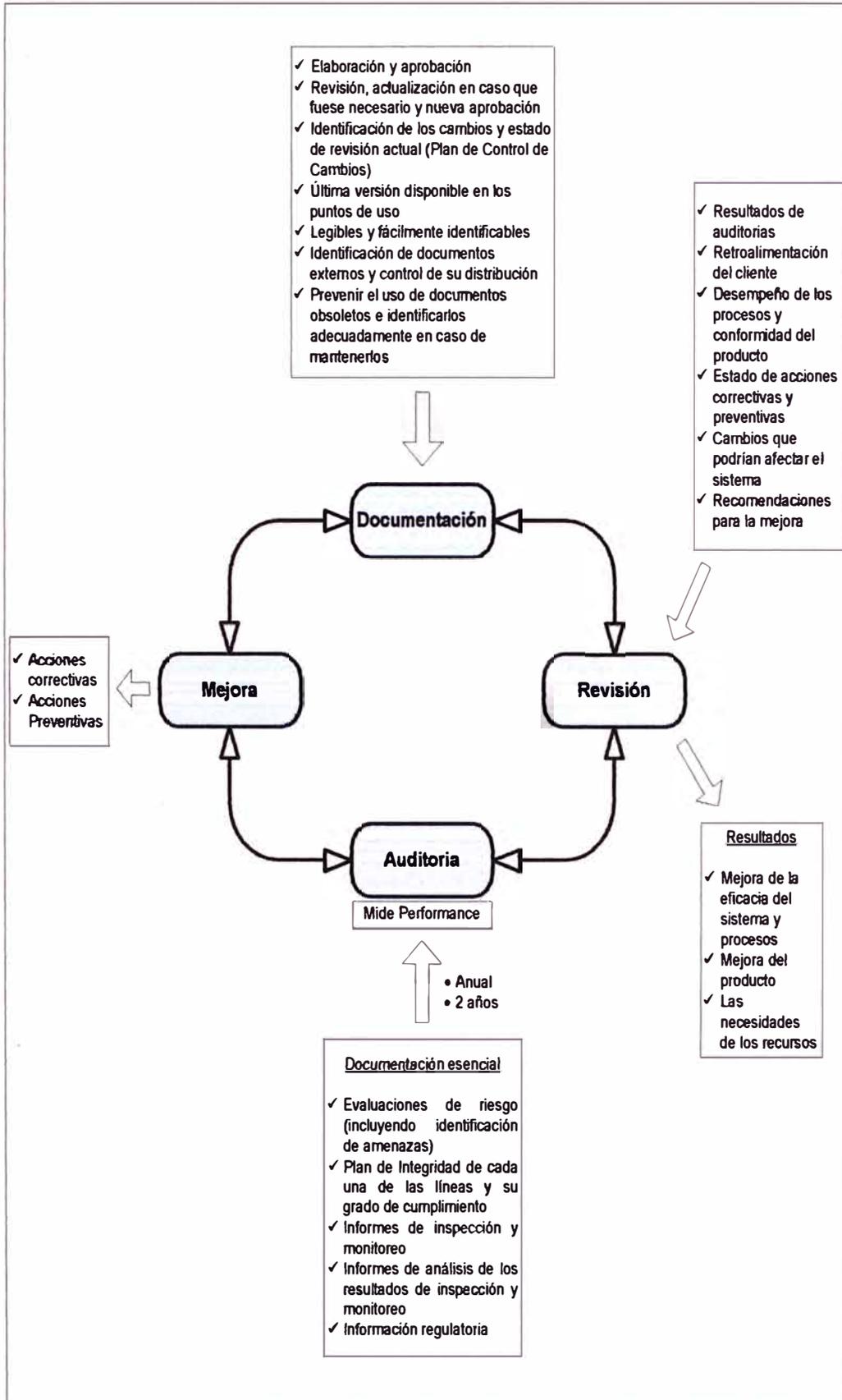
Se documentará las no conformidades referidas a derrames, fugas o roturas.

#### ❖ **Acciones Preventivas**

La organización debe determinar acciones para eliminar las causas de no conformidades potenciales para prevenir su ocurrencia. Las acciones preventivas deben ser apropiadas a los efectos de los problemas potenciales.

Debe establecerse una base para definir los requisitos para:

- Determinar las no conformidades potenciales y sus causas,
- Evaluar la necesidad de actuar para prevenir la ocurrencia de no conformidades,
- Determinar e implementar las acciones necesarias,
- Registrar los resultados de las acciones tomadas (véase 0), y
- Revisar las acciones preventivas tomadas.



**Figura 2.8.** Cuadro Plan de Calidad.

### CAPITULO III

## ESTRATEGIA DEL SISTEMA DE GESTIÓN DE INTEGRIDAD DE LA INFRAESTRUCTURA (SIGII)

Se ha diseñado una estrategia en la que se establece la secuencia de actividades que soportan el Sistema de Gestión de Integridad y la forma como, a través de éstas y los procesos existentes, se da cumplimiento a lo requerido para este tipo de sistemas. De esta manera, se busca completar el ciclo de mejoramiento continuo PHVA: Planear, Hacer, Verificar y Actuar.

La estrategia contempla, así mismo, las siguientes clases de infraestructura que conforman el sistema de distribución de gas natural, en las cuales aplica o da cubrimiento el sistema de gestión:

**Red Principal:** Comprende todas las partes (tuberías, válvulas, trampas, accesorios, entre otros) que conforman La Red Principal desde el City Gate Lurín hasta la estación de regulación y medición de Etevensa.

**Red de Distribución de las ciudades de Lima y El Callao:** Comprenden todas las líneas y sus componentes (tuberías, válvulas, accesorios, entre otros) que conforman los gasoductos derivados del gasoducto troncal que distribuyen el gas desde el city gate Lurín hasta la brida aguas abajo del *hot-tap* que alimenta cada una de las acometidas de los clientes.

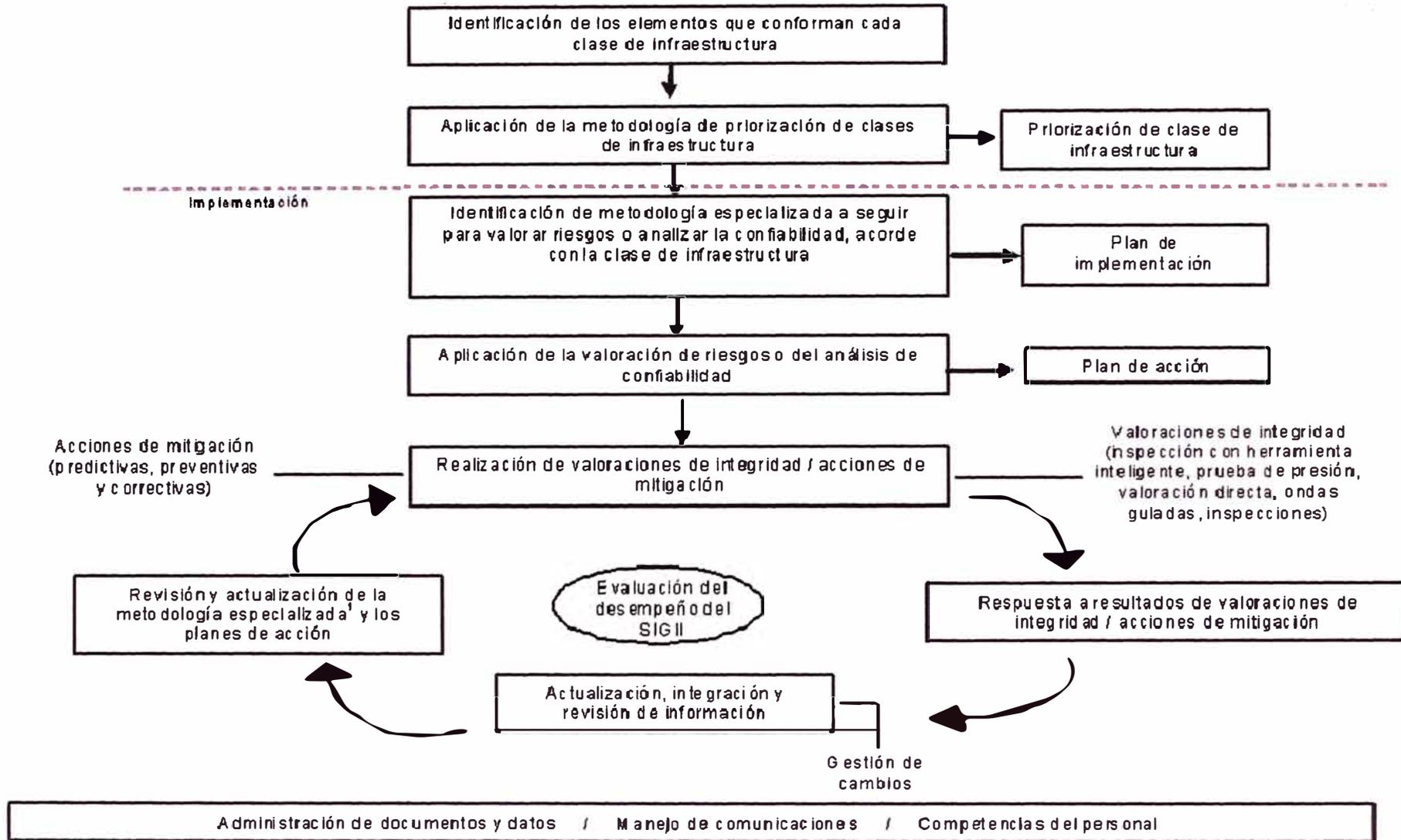
Con base en lo anterior, la estrategia del SIGII se representa en el siguiente diagrama de flujo Figura 3.1.

La estrategia antes **indicada** se aplica en cada clase de infraestructura al momento en que se implemente el Sistema de Gestión de integridad en cada una de ellas considerando las actividades mencionadas, pero aplicadas específicamente a cada clase de infraestructura. Algunas de estas actividades hacen referencia a procedimientos, anexos o guías en los que se explica la forma como se realizan las mismas o los aspectos que aplican para la clase de infraestructura específica.

### **3.1. Identificación y priorización de los sistemas que conforman cada clase de infraestructura.**

Todos los elementos que conforman la infraestructura son identificados en alguna de las clases de infraestructura

**Figura 3.1. Estrategia del SIGII**



Esta actividad contribuye a dar cumplimiento a lo indicado en el código ASME B31.8S “Managing System Integrity of Gas Pipeline”, en relación con el plan de gestión de integridad.

El resultado de la aplicación de la metodología indicada es un listado en el que se muestra, por clase de infraestructura, el orden a seguir para la implementación del SIGII a través del tiempo. Esta priorización es aprobada por el Comité Técnico.

La priorización debe ser revisada en caso de que ocurran cambios en el Procedimiento para la Priorizar la Implementación del SIGII por Clase de Infraestructura, y/o en la información utilizada para la aplicación del mismo. Así mismo, antes de iniciar la implementación del SIGII, en cada una de las clases de infraestructura se debe verificar si el orden de priorización ha cambiado.

### **3.2 Metodología a seguir para valorar riesgos acorde con la clase de infraestructura.**

Se debe identificar y aplicar la metodología más efectiva y conveniente para valorar riesgos de acuerdo con la clase de infraestructura a la cual se le esté implementado el SIGII.

Considerando que el sistema de Gestión implementado para la Infraestructura de Distribución es prescriptiva, el método de evaluación de riesgo que se ha seleccionado cualitativo. Las actividades desarrolladas para la valoración de riesgo son las siguientes:

- Cálculo de la probabilidad de falla
- Cálculo de la consecuencia
- Clasificación del Riesgo/Matriz definición.
- Criterios para la priorización de los segmentos
- Resultados de la valoración del riesgo
- Acciones de mitigación del riesgo

Esta actividad contribuye a dar cumplimiento a lo indicado en el código ASME B31.8S “Managing System Integrity of Gas Pipeline”, en relación con el plan de gestión de integridad.

#### **3.2.1..Análisis y Aplicación de la valoración de riesgos.**

El objetivo del análisis del riesgo es el de realizar una evaluación preliminar del riesgo para disponer de elementos para desarrollar el plan de inspección y mitigación

Existen varias metodologías de análisis de riesgo todas ellas se basan en un proceso lógico que evalúa la probabilidad de que una amenaza reduzca la integridad mecánica del sistema de gasoductos y las eventuales consecuencias de un evento no deseado. De las metodologías modernas que permiten realizar un análisis de riesgo básico o inicial del

sistema (es decir un primer análisis de riesgo) el análisis de riesgo cualitativo por índices es el más utilizado para clasificar riesgos en los gasoductos en la industria del petróleo y gas.

Esta metodología compara mediante índices el riesgo entre los distintos tramos de un sistema completo siendo la herramienta más útil para priorizar medidas de mantenimiento e integridad necesarios para disminuir el riesgo y predecir efectos adversos sobre la población o sus bienes. Una de las muchas ventajas de esta metodología de índices es que permite además monitorear y evaluar en forma sistemática el efecto de reducción que producen sobre el riesgo las inspecciones, reparaciones y otras actividades de control mantenimiento y monitoreo.

Para el caso de componentes de una clase de infraestructura que entren en servicio en una fecha posterior a la implementación del SIGII para esa clase, dicha implementación será programada al momento que entre en servicio el nuevo componente.

La metodología a emplear se esquematiza en la siguiente figura 3.2

La identificación de peligros o amenazas a la integridad identifica las causas primarias de falla que pudieran resultar en una de las mayores consecuencias, considerando todo tipo de fallas incluyendo fugas menores fugas mayores y roturas.

La identificación de las áreas de alta consecuencias (HCA) consiste en identificar aquellas zonas donde una eventual falla del ducto podría tener graves consecuencias. Estas áreas que comprenden zonas urbanas, áreas de recreación, áreas con edificaciones de gran concurrencia de personas, en este punto se calcula el área circular de impacto ver tabla

### **3.2.2. Zonas de mayor consecuencia gasoducto troncal.**

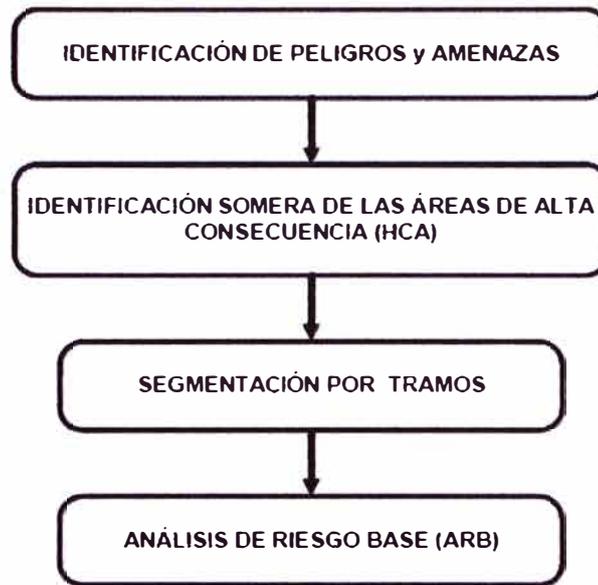
La segmentación consiste en dividir las líneas por tramos que posean características similares para poder tratarlos como una unidad.

El análisis de riesgo base tiene la función de definir la probabilidad de que cada una de las incidente y estimar sus consecuencias en un determinado segmento o tramo de cada una de la líneas. Para ello en un análisis cualitativo se adjudican índices relativos de acuerdo a la probabilidad de ocurrencia de cada amenaza en cada uno de los tramos en los cuales estará dividido el sistema, luego se determina el potencial impacto que una falla del tramo puede tener tanto para las personas como para sus bienes y la empresa. El producto de la probabilidad de falla por consecuencia de la falla define el valor del riesgo relativo del tramo mediante un índice.

La selección de metodología de índices para realizar el análisis es una de las mejores y más usadas en la industria de ductos en el mundo.

### **3.3. Identificación de las amenazas o peligros a la integridad**

Una amenaza a la integridad es toda fuente potencial de falla sobre los gasoductos, la



**Figura 3.2 Metodología**

identificación de amenazas o peligros es el proceso de reconocimiento de que esa amenaza existe sobre el sistema en análisis.

La principal peligro asociado a un gasoducto es que se produzca una falla y que se genere la pérdida del fluido que contiene.

La probabilidad de falla del sistema se evaluó mediante la identificación de todos los potenciales eventos y agentes agresivos que pueden amenazar la integridad del ducto y a partir de esto definir que amenazas a la integridad son posibles o aplicables al sistema en análisis.

Las amenazas analizadas son:

Dependientes del tiempo:

- Corrosión externa
- Corrosión interna
- Corrosión bajo tensiones
- Fatiga

Estables:

- Defectos relacionados a la fabricación del ducto
- soldadura longitudinal
- cuerpo de la tubería material
- Relacionados a la construcción de la tubería
- Soldaduras circunferenciales defectuosas
- Soldaduras defectuosas

- Curvas con arrugas o pliegues
- Roscas o cuplas defectuosas

**Tabla 3.1.** Identificación de las zonas de mayor consecuencia, dentro de las HCA

Gasoducto Troncal			
Tramo	Progresiva	Comentario trazado	Lugares de alta concentración de personas
I	Pk 0+000 al Pk 1+000	Zona Industrial	
	Pk 1+000 al Pk 5+000	Zona residencial MP	Colegio 2+560
	Pk 5+000 al Pk 6+000	Zona Comercial AP	Mercado Lurin 5+140 al 5+300
	Pk 6+000 al Pk 10+468	Zona residencial MP	JardIn primaria 9+100
	Pk 10+468 al Pk 12+000	Zona Rural	
	Pk 12+000 al Pk 13+476,56	Zona residencial BP	Colegio 13+280 al 1+380 Colegio 13+700 Iglesia 13+940
II	Pk 13+476,56 al Pk 20+000	Zona residencial MP	Coliseo de gallos 14+000 Cancha de futbol 15+800 Colegio 18+000 Escuela Terciaria 18+500 Supermercado TOTTUS 18+500 Colegio 19+500 Academia 19+740 Senati 19+800
	Pk 20+000 al Pk 26+000	Zona Comercial AP	Terminal Pesquero 21+100 Centro Comunitario 21+050 Hospital Nac 23+100 Colegio 24+250 Supermercado ECO 25+800
	Pk 26+000 al Pk 28+000	Zona Alto tránsito	Centro Comercial 26+300 Mercado 26+800 Universidad 27+700 al 28+000
	Pk 28+000 al Pk 30+000	Zona Comercial AP	Centro Comercial 28+280 al 28+380 Colegio 29+200 Colegio T rener 29+800 Colegio Andersen 29+900
	Pk 30+000 al Pk 32+000	Zona residencial MP	Colegio 31+700 Hipódromo Coliseo 31+900 al 33+220
	Pk 32+000 al Pk 34+000	Zona Comercial AP	Puente peatonal Jockey Plaza 33+240 Paradero Evitamiento-JP 33+440
	Pk 34+000 al Pk 40+000	Zona Alto transito	Colegio 34+700 Colegio 35+450 Garita Emape 35+700
III	PK 40+000 AL PK 44+000	Ferrocarril	Conjunto Habitacional 42+560 al 42+680 Parque La Muralla 43+800 al 44+000
IV	PK 44+000 AL PK 45+000	Ferrocarril	Palacio de Gobierno 44+240 Mirador Alameda Chabuca Granda 44+460
V	PK 45+837 AL PK 47+000	Ferrocarril	AAHH 46+200 al 46+460
	PK 47+000 AL PK 55+000	Zona residencial MP Ferrocarril	Colegio 47 +300 Colegio 51+300 Colegio 47+600 Centro Comercial Minka 53+800
	PK 55+000 AL PK 57+000	Zona residencial MP	Colegio 55+050 Zona Alto tránsito
	PK 58+000 AL PK 61+000	Zona Industrial	Zona Alto tránsito
VI	PK 61+000 AL PK 61+197	Zona Industrial Zona	Alto tránsito

### Equipamiento

- Fallas en junta, empaquetaduras y retenes

- Fallas en equipos y dispositivos de alivio

Independientes del tiempo:

- Daños por terceros
- Relacionados con fuerzas externas
- Amenazas relacionadas con operaciones incorrectas.
- Para definir cual o cuales de estas amenazas son pausibles se debe de estimar las frecuencias o probabilidades de que estas amenazas pueden causar la falla de los ductos.

### 3.3.1.- Amenazas dependientes del tiempo

#### a). Amenaza de corrosión externa:

Corrosión externa representa según los datos estadísticos un porcentaje muy importante del total de las fallas de los ductos, según lo mostrado en la tabla XXXX donde se representa en forma porcentual las causas de perdidas y roturas en diversos sistemas de ductos obtenidas de distintas bases de datos de accidentes, los sistemas considerados son:

EGIG European Gas Pipeline Incident Data Group

EUB National Alberta Energy and Utilities Board Canada

NEB National Energy Board Canada

OPS Office of Pipeline Safety USA

**Tabla 3.2 Amenazas en Diversos Sistemas**

	EGIG	EUB	NEB	OPS
Corrosion	15	65	56	26
Interferencia Externa	50	8	4	27
Def del Material (fabricación)	17	8	11	8
Operacional	0	2	15	4
Fuerzas Naturales	7	2	11	0
Daño en Construcción	0	5	0	0
Fallas en Soldadura Circular	0	4	0	3
Otros	11	6	4	32

Es claro de la tabla anterior tabla 3.2 que la corrosión (interna y externa) es una de las causas principales de falla de ductos.

La perdida de material metálico debido al proceso de corrosión externa se debe a un proceso electroquímico de disolución. Los principales parámetros que afectan la cinética

o velocidad de este proceso de deterioro y por lo tanto definen la frecuencia y probabilidad de este riesgo son:

a.- Parámetros que controlan la interface entre el acero y el suelo,

b.- Espesor de la tubería

C.-Antigüedad

El análisis de las frecuencias de ocurrencias obtenidas de las distintas bases de datos de incidentes/accidentes por corrosión externa en función de la antigüedad y el tipo de falla esperado se observa en el siguiente cuadro:

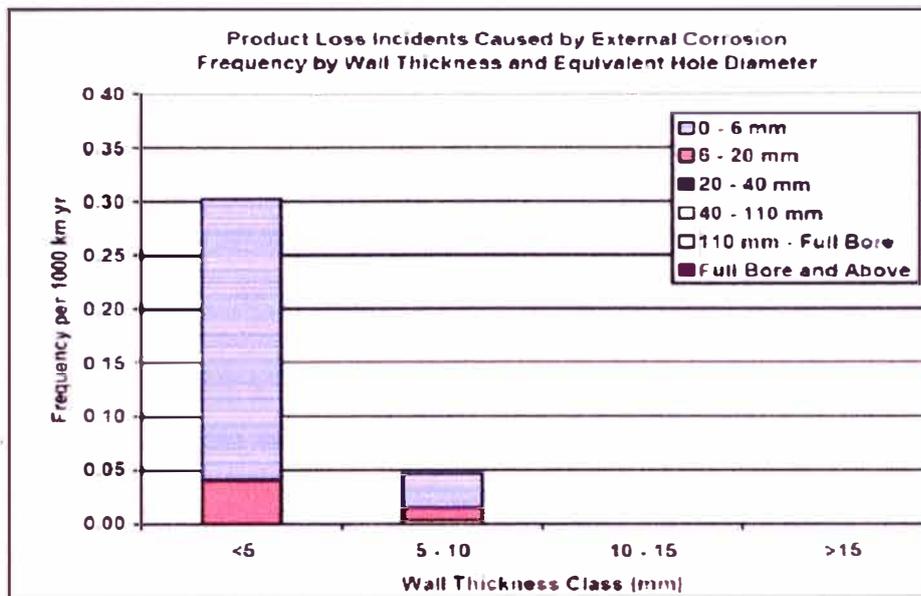
Del presente tabla 3.3 se observa que no se han producido incidentes por corrosión externa en tuberías con antigüedades inferiores a los 10 años y que la gran mayoría de los casos resultaron perdidas de menos de 3 mm de diámetro (pinhole o fugas menores)

El siguiente cuadro muestra el efecto del espesor del ducto en relación de la probabilidad que ocurran incidentes por corrosión externa a partir de la UKOPA (United kingdom Operator Pipeline Association)

**Tabla 3.3 Tipos de Falla**

Antigüedad Años	frecuencia por tipo de daño incidentes x 1000 KM año			Frecuencia Total incidentes x 1000 Km año
	Pinhole	Agujero	Ruptura	
0-10	0,006	0	0	0,006
10-20	0,011	0	0	0,011
20-30	0,014	0	0	0,014
30-40	0,04	0	0	0,04
40-50	0,165	0,008	0	0,173
>50	0,22	0,008	0,009	0,237

De los parámetros analizados es poco probable que en los primeros años de operación de un ducto con más de 10mm de espesor de pared y que le tipo de daño que se produce en general son agujeros menores a 2 cm de diámetro (fuga menor) a pesar de el mecanismo de corrosión externa no puede descartarse porque es un factor limitante para la vida útil del ducto entonces se requiere de monitoreos y mitigación desde el inicio de la operación de las líneas para evitar pérdidas del fluido, Los métodos principales que se utilizan para prevenir la corrosión externa son los recubrimientos y loa instalación de un Sistema de protección catódica.



**Figura 3.1** Incidentes causados por corrosión interna

**b). Amenaza de corrosión interna:**

Para que exista ataque corrosivo desde el interior de un gasoducto debe registrarse necesariamente la presencia de agua. Se ha demostrado que aun frente la presencia de gases corrosivos (H<sub>2</sub>S, CO<sub>2</sub> y O<sub>2</sub>) si no hay agua no hay corrosión interna por debajo de una temperatura de operación de 200 C

**-Amenaza de Corrosión Bajo Tensiones**

El mecanismo de Stress Corrosión Cracking (SCC) se caracteriza servicio por la aparición de colonias de numerosas fisuras longitudinales intergranulares si evidencia de corrosión generalizada asociada a la región afectada.

Este fenómeno está asociado con la combinación de tensiones mecánicas superiores a un cierto valor crítico y especies corrosivas específicas que llevan al crecimiento de fisuras.

Para realizar la evaluación a la susceptibilidad a SCC se utilizara criterios descritos en la norma ASME 31.8.S: ahí se establece los criterios para evaluar una línea de gas. La norma establece que el mayor riesgo de propagación de fisuras por SCC se produce en ductos que operan a tensiones superiores al 60% de la MTFE (Mínima Tensión de Fluencia Especificada) las líneas de ductos en estudio operan a porcentajes menores al 60% de esta manera se descarta que SCC sea una amenaza aplicable o un riesgo.

**-Amenaza de Fatiga:**

La amenaza a la integridad debida al mecanismo de fatiga es por la iniciación y crecimiento de fisuras producidas por cargas cíclicas o repetitivas superiores a un cierto valor umbral.

Las cargas cíclicas son producidas por variaciones de la presión en distintas condiciones de operación.

La forma usual de determinar el tiempo o número de carga – descarga que son necesarios para iniciar y propagar una fisura por fatiga para un determinado material son las denominadas curva de Wohler o curvas S-N que representan para un material dado la variación de las tensiones mecánicas versus ciclos para producir una falla. La experiencia internacional es coincidente que sin la existencia de un defecto longitudinal importante la amenaza de fatiga puede descartarse con un análisis de las curvas de Wohler, siendo los factores que tienen influencia en la amenaza de fatiga:

- La existencia de un defecto relativamente grande orientado preferentemente en forma longitudinal.

- Un régimen de ciclos muy agresivos con constantes variaciones de presión

- Una susceptibilidad del material específica a sufrir este tipo de daño.

En lo que respecta a los ductos en estudio se considera como muy poco probable la amenaza de fatiga.

**-Amenazas Estables:**

Defectos relacionados a la fabricación de la tubería y defectos relacionados a la construcción del ducto.-

Estas son amenazas que no evolucionan en el tiempo, estas son debidas a los defectos que pueden encontrarse en la etapa de la construcción del gasoducto o en la soldadura longitudinal de cierre realizada en la fábrica.

Esta categoría de defectos estática incluye también los defectos por soldadura circunferencial en campo, esta y las anteriores amenazas son mitigadas a través de los procesos de control de calidad e inspección tanto durante la fabricación como durante la construcción de la línea, en el caso de la línea en estudio el material fue inspeccionado en fábrica y probado neumáticamente a una presión superior al de diseño.

Este tipo de amenazas es mitigado a través de la prueba hidráulica pre operacional, es que todo defecto o anomalía tiene una presión de falla específica y definida, cuando esa presión es alcanzada el defecto fallara, por lo tanto cuanto mayor sea la presión de prueba hidrostática menor será el tamaño del defecto que sobrevivirá a la prueba, si es que sobrevive alguno.

La implementación de sistema de calidad y pruebas hidrostáticas pre operacionales han llevado a una disminución dramática en la fallas detectadas por fabricación y construcción de ductos en los últimos años.

ASME desarrollo una base de datos en los EEUU y demostró que no se produjeron fallas de construcción o fabricación en tuberías probadas hidrostáticamente al 90% de la MTFE.

Durante la construcción de la líneas se realizaron pruebas hidrostáticas pre operacionales pero en ninguno de los casos se llego hasta un nivel equivalente al 90% de la MTFE por lo tanto no se ha descartado esta amenaza.

### 3.3.2 Amenazas Independientes del Tiempo.

#### a). Amenaza de Daño por Terceros:

Se entiende por daño por tercero al daño producido tanto por terceros no pertenecientes a la empresa como el daño producido por empresas contratistas del Sistema de Distribución o daño provocados en forma intencional (vandalismo, robo)

La amenaza de daño por terceros o interferencia externa es una de las principales fuentes de fallas en ductos enterrado, llegando ser el origen de casi 50% de las fallas que ocurren.

Análisis de frecuencia de fallas por daño por terceros:

Las frecuencias de incidentes reportados por daño por terceros que se presentaron en el punto anterior muestran una importante influencia del diámetro de la cañería, el espesor de la tubería. La **Tabla 3.4.** presenta las frecuencias obtenidas de las distintas bases de datos para daño por terceros en función del diámetro de la tubería

Los resultados de la **Tabla 3.4** indican claramente una reducción significativa en el número de incidentes reportados por daños por terceros cuanto más grande es el diámetro nominal

de la tubería. Esto se debe fundamentalmente a que las tuberías de diámetro pequeño son más fáciles de “enganchar y arrastrar” con equipos y maquinarias, debido a que generalmente tienen menor espesor que las tuberías de mayor diámetro y están normalmente construidas de materiales menos resistentes al impacto.

**Tabla 3.4.** Frecuencias para daño por terceros en función del diámetro

Diámetro Nominal [pulg]	UKOPA (Tabla 5)	EGIG (Tabla 9)	OPS <sup>13</sup>
0-4	0.139	0,553	0.0372
5-10	0.115	0,315	0.0497
12-16	0.075	0,138	-----
18-22	0.029	0,056	0.0484
24-28	0.026	0,033	0.0186
30-34	0.029	0,008	0.0099

Estos valores presentan la misma tendencia que establece la relación del diámetro de la tubería con la frecuencia a sufrir daño por terceros y esto se debe a que normalmente las tuberías de mayor diámetro presentan mayores espesores. Respecto de la influencia de la profundidad de tapada en el daño por terceros investigadores holandeses han estudiado la influencia de la profundidad de cobertura sobre la probabilidad de daño por

terceros en forma sistemática y determinaron que la frecuencia de incidentes en función de la profundidad de tapada está gobernada por la siguiente ecuación:

$$\text{Frecuencia incidentes terceros} = e^{-2,4 d - 3,5} \quad (3.1)$$

Donde d = profundidad tapada.

Tomando los valores de la ecuación y normalizando respecto de una tapada de 1 metro los factores de influencia de la frecuencia de daño por terceros respecto de la profundidad de tapada se presentan en la **Tabla 3.5**. Se normaliza respecto de 1 m debido a que la mayoría de los ductos tienen dicha tapada.

Esta ecuación significa en términos prácticos que la frecuencia de daño disminuye por un factor 10 cada 0,96 metros extras de tapada.

Amenaza relacionados con fuerza externas (fuertes lluvias o inundaciones, deslizamiento de tierra erosiones terremotos)

Las amenazas a la integridad debido a fenómenos naturales son eventos extremadamente poco frecuentes pero de consecuencia normalmente graves (roturas).

La amenaza principal para los ductos enterrados por ejemplo durante un terremoto son los movimientos de tierra transitorios (temblores) son entonces la mayor amenaza y su magnitud será dependiendo de la cantidad de energía liberada, la distancia al origen, la forma de propagación y las condiciones del suelo cercanas al gasoducto.

**Tabla 3.5** Factor de modificación de frecuencia de daños por terceros para distintas tapadas.

Profundidad de Tapada [metros]	Factor de modificación de frecuencia
0,3	5,365
0,5	3,320
0,7	2,054
0,8	1,616
0,9	1,271
1,0	1,0
1,1	0,786
1,2	0,618
1,3	0,486
1,4	0,382
1,5	0,301
1,7	0,186
1,9	0,115
2,0	0,090

#### **Amenazas relacionadas con Operaciones Incorrectas.**

La amenaza debido a operaciones incorrectas abarca falla en el procedimiento como falla en seguir el procedimiento.

Los errores de operaciones incorrectas más frecuentes en el área de integridad se deben a varias causas, entre las más importantes podemos mencionar:

- Errores por desconocimiento de cómo operar, hacer algo (falta de capacitación)
- Errores de dejar de hacer algo por qué no se sabía que debía hacerse (definición de

roles)

-Errores debido a deliberados ahorros de tiempo o dinero.

-Errores debido a utilizar tecnología obsoleta e inapropiadamente mantenida

-Errores debido a problemas de comunicación

Para mitigar esta amenaza en el Sistema de Distribución de gas Natural se dispone de procedimientos, programas de capacitación y entrenamiento del personal, auditorías internas, la amenaza de operaciones incorrectas no se pueden descartar debido a una posible falla humana.

### **3.4 Resumen de los peligros identificados**

Entonces las amenazas que se pueden identificar para el sistema de distribución de gas natural son:

- Corrosión Interna
- Corrosión Externa
- Daño por Terceros
- Causas Naturales
- Operaciones Incorrectas
- Diseño (fabricación y Construcción)

Estas amenazas son las aplicables a las derivaciones y ramales en estudio y que serán consideradas en el análisis de riesgo.

### **3.5 Radio circular de impacto (RCI)**

El RCI es el radio del círculo dentro del cual la falla de un ducto puede significar un impacto considerable en persona ambiente y/o propiedades.

Para el cálculo del RCI se utiliza la siguiente fórmula:

$$r = 0,69dp \quad (3.2)$$

Donde:

d: Diámetro exterior de la tubería en pulgadas

p: Presión de operación en psig

r: Radio del círculo de impacto en pies.

#### **3.5.1 Daños sobre las personas aledañas al derecho de vía y aéreas de alta consecuencia**

De acuerdo al DS-081-2007 EM un área de alta consecuencia es cuando dentro del área circular de impacto se encuentra una localización identificada (escuela, hospital etc) o veinte o más edificaciones para ser ocupadas por humanos, la traza del ducto se encuentra en la clase de trazado 3 y 4 siendo 4 el más predominante en los ductos en estudio.

### **3.5.2 Segmentación por tramos**

Para realizar el análisis de riesgo se debe antes generar una segmentación dinámica, que consiste en dividir las líneas en segmentos que posean características similares para poder tratarlos como una unidad frente al riesgo y las medidas de mitigación, con esto se trata que los segmentos en los que las variables que están involucradas en el análisis no modifiquen su valor, por consiguiente en estos segmentos se logra un riesgo relativo constante.

Las variables utilizadas son aquellas cuya influencia sobre la susceptibilidad de cada una de las amenazas a la integridad es decisiva, las principales variables son:

- Tramo Aéreo / Enterrado
- Frecuencia de Inspección
- Diámetro Nominal
- Espesor de tubería
- Materiales de Construcción
- Antigüedad
- Puentes
- Válvulas
- Presión de Prueba Hidráulica

Cada vez que se produjo una variación de una de estas variables se constituyó un nuevo segmento. Cada uno de estos segmentos de análisis de riesgo queda especificado en primera instancia por su inicio y fin mediante su valor de progresiva lineal. El número total de segmentos así creados fue de 336 para los ductos (derivaciones, ramales y extensiones) incluidos en este estudio, es de destacar que los segmentos poseen distinta longitud.

Si bien el cálculo del riesgo se realiza con la segmentación descrita, y que se basa en que cada segmento es apto para definir su riesgo debido a que todas las variables que son relevantes para cada uno se mantienen constantes dentro del segmento (por ejemplo para la amenaza de corrosión externa cada uno de los segmentos tiene el mismo espesor, la misma antigüedad, etc.).

Debido a que quedan así definidos varios segmentos, lo que dificulta el análisis de las medidas de mitigación, se calculó además un riesgo relativo promedio por cada ducto. Esta división por ductos permitirá identificar los más riesgosos y priorizar así las medidas de mitigación.

Para calcular el riesgo relativo promedio de cada uno de los ductos se utilizó la técnica de multiplicar el valor de riesgo de cada uno de los segmentos que componen cada ducto

por su longitud y se lo dividió por el largo total de cada ducto (Riesgo Ponderado). La suma de los riesgos ponderados de todos los segmentos que conforman un ducto define el riesgo promedio del mismo.

### 3.5.3. Frecuencias utilizadas para el cálculo

Para la estimación de las frecuencias de incidentes por daño de terceros y corrosión para el ducto en estudio, se adoptaron los valores que se presentan en la Tabla 3.6

La frecuencia de incidentes por terceros también varía de acuerdo a la localización de la tubería: zonas urbanas, suburbanas o rurales. Por lo que las frecuencias adoptadas serán modificadas para incluir este efecto, el factor utilizado se obtuvo de acuerdo a las determinaciones del HSE del Reino Unido que establece un coeficiente de 1; 3,9 o 23,1 de acuerdo a que la localización de la cañería fuera respectivamente en zonas rurales, suburbanas (plantas industriales, fábricas, etc.) o urbanas.

**Tabla 3.6** Frecuencias adoptadas para el cálculo de Incidentes causados por terceros en función del diámetro y el tipo de fuga.

Diámetro Nominal [pulg]	Frecuencia por Tipo de Daño [incidentes x 1000 Km. año]			Frecuencia Total [incidentes x 1000 Km. año]
	Pinhole	Agujero	Ruptura	
20	0,018	0,023	0,015	0,056

**Tabla 3.7** Frecuencias de falla según localización de la traza

Zona / Frecuencia	Frecuencia de falla [1000 km.año]	Frecuencia normalizada
Tendido en zona rural	0,057	1
Tendido en zona suburbana	0,221	3,9
Tendido en zona urbana	1,314	23,1

A los efectos de los cálculos se realizó una línea de tendencia cuadrática para estimar valores intermedios. Para atenuar dicha variación abrupta para casos de tendidos intermedios, se procedió a sectorizar en cuatro zonas, como lo muestra la Tabla 3.8. Se tomaron los valores 1 y 23 como límites y con la cuadrática se calcularon los valores intermedios entre los que se presentan en la Tabla 3.7

**Tabla 3.8** Frecuencias de falla según localización de la traza

Zona / Frecuencia	Frecuencia normalizada
Tendido zona rural	1
Tendido zona suburbana-rural	2,0811
Tendido zona suburbana-urbana	7,3912
Tendido zona urbana	23

Una de las medidas de mitigación del riesgo que se implementa en el diseño en los gasoductos es la cobertura con una losa de hormigón en los cruces con otros ductos.

Esta medida de mitigación es considerada una de las más efectivas para prevenir daño por terceros y fue estudiada por el HSE de UK quien definió que la presencia de losas de hormigón sobre la tubería disminuye la frecuencia de ocurrencia de accidentes por terceros en un factor 10. Esto definirá en los cálculos posteriores la aplicación de un factor 1 o 0,1 en caso que el tramo tenga o no losas de hormigón.

En lo que respecta a frecuencias de fallas debidas a corrosión en tuberías según la antigüedad del Troncal, se presenta la tabla 3.9

**Tabla 3.9** Frecuencias adoptadas para el cálculo de incidentes causados por corrosión en función de la corrosión y el tipo de fuga.

Antigüedad [años]	Frecuencia por Tipo de Daño [incidentes x 1000 Km. año]			Frecuencia Total [incidentes x 1000 Km. año]
	Pinhole	Agujero	Ruptura	
6	0.008	0	0	0.008

#### 3.5.4. Estimación de las consecuencias de un evento

Las consecuencias de un evento desde el punto de vista de la seguridad de las personas y sus propiedades depende de 3 factores; el tamaño del área afectada -que es función principalmente del diámetro de la cañería, la MAPO y el tamaño o modo de falla-; de la probabilidad de ignición; y de la densidad de población en los alrededores de la línea.

La estimación de las consecuencias de un evento se realiza normalmente en base a modelos de cadenas de eventos que definen las frecuencias o probabilidades de cada modo de falla -pinhole, agujero o rotura- y la probabilidad de ignición de cada uno de estos eventos para cada tipo de incidente. Se entiende por ignición la reacción exotérmica que lleva al Gas Natural a una combustión rápida.

Las consecuencias que tendría un eventual incidente dependen del tamaño de la fuga o rotura que se produzca. El paso siguiente es predecir la extensión del evento en términos de radiación térmica y cuantificar las pérdidas que podría causar un determinado evento tanto para la vida humana como para las propiedades o el medio ambiente. Las frecuencias de cada modo de falla para los incidentes de daño por terceros y corrosión ya fueron definidas para el ducto en estudio.

La probabilidad de ignición del Gas Natural en caso de una falla es una magnitud difícil de estimar ya que depende de muchos factores. Entre los factores más importantes se encuentran la cantidad de Gas liberado y la densidad de fuentes de ignición. Otras investigaciones han obtenido relaciones entre la cantidad de gas liberado y la probabilidad de ignición mediante la ecuación:

$$P_{ig} = a m^b \quad (3.3)$$

Donde

$P(i)$  = Probabilidad de Ignición

$a$  = Constante (0,017)

$m$  = Masa de Gas en escape continuo [Kg/seg]

$b$  = Constante (0,74)

La ecuación de Cox y Col. predice una probabilidad de ignición de 0,307 para un escape de gas grande (50 Kg/seg) y una probabilidad de 0,01 para una fuga menor (0,5 Kg/seg). Estos valores se encuentran dentro del rango de los valores experimentales reportados por EGIG. Datos reportados en USA obtienen valores de probabilidad de ignición de 0,3 para el caso de rupturas catastróficas de gasoductos.

La probabilidad de existencia de fuentes de ignición es obviamente mayor en zonas urbanas que rurales, por ello el HSE (Reino Unido) estableció distintas probabilidades de ignición de un escape de gas según éste se realice en zonas urbanas, suburbanas, rurales o industriales

Las probabilidades definidas son: 0,9 para zonas urbanas (Clase de Trazado 4); 0,4 para zonas suburbanas (Clase de Trazado 2 y 3); 0,1 para zonas rurales (Clase de Trazado 1); y 0,5 para zonas industriales. El análisis de estos datos (se analizaron datos de ignición en distintas zonas y fuentes de ignición) definió que para los cálculos en el presente informe los

valores de probabilidad de ignición fueran multiplicados por un factor 1 para zonas rurales (Clase de Trazado 1) y un factor 2,5 para zonas suburbanas (Clase de Trazado 2 ó 3) y 9 zona urbana (Clase de Trazado 4). Por lo tanto, los valores utilizados en el cálculo serán lo que se describe en la tabla 3.10

**Tabla 3.10** Factores de clase de trazado

Tipo de trazado	Factor
Clase 1	1
Clase 2	2.5
Clase 3	2.5
Clase 4	9

#### **Distancia de consecuencia por efecto de la radiación térmica:**

En el eventual caso de que se produzca una falla en un ducto enterrado y el hidrocarburo inicie un fuego este puede ser de varias formas: Llamarada (Flash Fire), Pileta (Pool Fire), Bola de Fuego (Fireball) o tipo Jet.

Para el Gas Natural fuegos tipo Pileta no son posibles; sólo se da en el caso de hidrocarburos líquidos: Los tipos de fuego Llamarada y Bola de Fuego son

extremadamente poco probables debido a las características del Gas Natural que es de menor densidad que el aire y por lo tanto se dispersa en la atmósfera, ya que estos modos de fuego requieren de una importante concentración a nivel del suelo para iniciarse o no extinguirse inmediatamente.

Por lo tanto el modo de fuego más probable es el de Jet. Este tipo de fuego genera una fuente de radiación muy intensa en las cercanías de la cañería que puede afectar a las personas produciendo quemaduras, heridas o muerte.

El tamaño de la llama y por ende su entrega de calor dependerá de la cantidad de combustible que alimente la llama y obviamente éste dependerá de la cantidad de Gas Natural que sea capaz de escapar de la cañería.

Una llama tipo Jet puede ser idealizada como una serie de puntos que emiten calor y la ecuación que determina la cantidad de calor radiante que recibe un punto ubicado a una cierta distancia fue definida como:

$$I = \frac{\eta \times Q_{efe} \times H}{4 \pi r^2} \quad (3.4)$$

Donde:

I = Flujo de calor (Btu/hr.ft<sup>2</sup>)

$\eta$  = eficiencia de la combustión = 0,35

X = Emisividad de la llama = 0,2

Qefe = Cantidad de gas que escapa por la falla (lb.s/m)

H = Calor de combustión del metano = 50.000 KJ/Kg

r = distancia (ft)

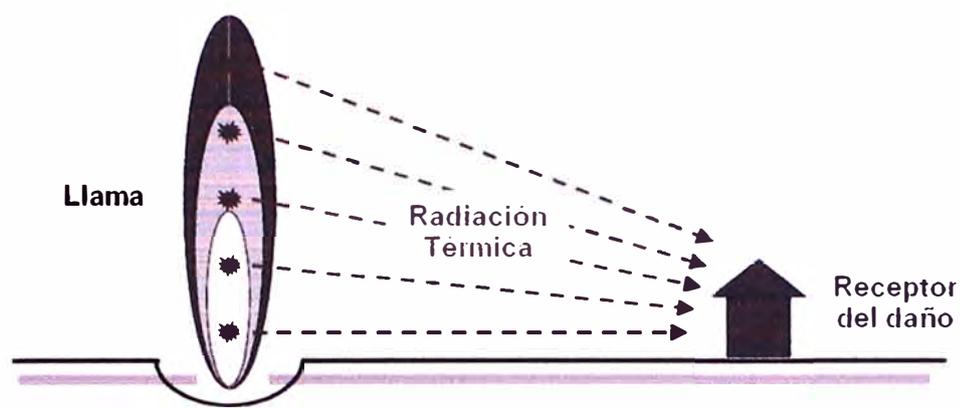
Esta ecuación tiene en cuenta una combustión incompleta del gas liberado (eficiencia 0,35) y que parte del calor será absorbido por la atmósfera (emisividad 0,2).

Esta ecuación es en general considerada conservativa.

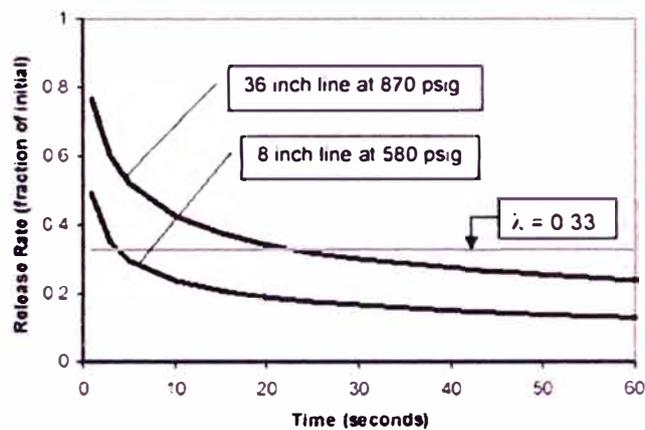
La cantidad de Gas que escapa de una falla varía con el tiempo. La cantidad tiene un pico inicial que luego decae progresivamente en el tiempo tal como fue modelado por científicos holandeses.

La Figura 3.5. muestra los resultados obtenidos donde se observa la caída desde el valor pico inicial.

El pico inicial de gas que escapa por un agujero puede ser calculado a través de la ecuación de fluidos desarrollada por la compañía Crane26 para el flujo a velocidad del sonido:



**Figura 3.4** Concepto de las Consecuencias a personas o bienes



**Figura 3.5** Resultado del modelo de cantidad de gas que escapa de una rotura en función del tiempo

$$Q_m = C_d (\pi a_j^2 / 4) P (\phi/a) \quad (3.5)$$

Donde:

$Q_m$  = cantidad pico de gas liberado (lb.s/m)

$C_d$  = Coeficiente de descarga = 0,62

$a_j$  = Diámetro del agujero efectivo de la rotura [pulgadas]

$P$  = Diferencial de presión = presión de operación menos atmosférica, [bar]

$\phi$  = Factor de compresibilidad del flujo =  $\gamma (2 / (\gamma + 1))^{\gamma + 1/2} (\gamma - 1)$

$\gamma$  = Calor específico relativo = 1,306 para metano

$a$  = Velocidad del sonido del gas =  $\sqrt{\gamma R T / m}$

$R$  = Constante Universal de los Gases = 8.310 J/Kmol K

$T$  = Temperatura = 293 K

$m$  = Peso molecular del Gas = 16 Kg/Kmol para metano

Como ya fue explicado, la cantidad pico de gas liberado decrece con el tiempo muy rápidamente. Asumiendo que un valor del 33% de la cantidad pico se mantendrá en un tiempo de 1 minuto y, asumiendo que el gas escapa por ambos extremos de la fractura con la misma velocidad, entonces la cantidad de gas que efectivamente escapa de una fractura será:

$$Q_{efe} = 2 \lambda Q_m = 2 \lambda C_d (\pi a_j^2 / 4) P (\phi/a) \quad (3.6)$$

Donde:  $\lambda$  = caída en la velocidad de flujo = 0.33

Despejando  $r$ , obtenemos:

$$r^2 = 2348 P a_j^2 / I \quad (3.7)$$

Para  $P$  dado en psi,  $a_j$  en pulgadas e  $I$  en BTU/hr pie<sup>2</sup>. El radio  $r$  queda así expresado en pies. La ecuación determina para una dada intensidad de Flujo ( $I$ ), un tamaño de agujero ( $a_j$ ) y una presión de Gas Natural, la distancia ( $r$ ) a la cual se alcanza la intensidad de radiación. Esto significa que para calcular  $r$  (distancia del punto de ignición) hace falta definir que efectos tienen los valores de la intensidad de calor radiante ( $I$ ) y de esta forma definir que distancias son seguras para personas y sus propiedades en caso de incidente e ignición.

La diferencia con el caso en que el evento sea un agujero y pinhole, se basa en que se calcula únicamente la cantidad de gas liberado por el orificio producido, es decir no se multiplica por el término "2  $\lambda$ ". Quedando la siguiente ecuación:

$$r^2 = (3557.57) P a_j^2 / I \quad (3.8)$$

### Efecto de la radiación térmica sobre la seguridad

Para evaluar la respuesta del cuerpo humano ante la recepción de una determinada cantidad de energía radiante se pueden utilizar los valores descritos por el HSE del Reino Unido cuyos resultados se presentan en la siguiente tabla 3.11

**Tabla 3.11** Efectos de la radiación térmica en humanos

Intensidad de Radiación [Kw/m <sup>2</sup> ]	Efecto Típico sobre los Humanos
0,8-1,2	Radiación Solar
2,1	Mínimo para producir molestias y dolor luego de 60 segundos de exposición
4,0	0 % de fatalidad
4,7	Causa dolor en 15-20 segundos, herida luego de 30 seg.
9,5	Causa dolor en 8 segundos, quemaduras de segundo grado luego de 20 segundos de exposición
30	Causa quemaduras de tercer grado luego de 10 seg

Para definir el valor de intensidad de radiación térmica (I) que puede dañar a la gente normalmente se utiliza el modelo definido por Lees<sup>28</sup> que relaciona la probabilidad que se produzca una quemadura o muerte (Prd) en función de la radiación térmica recibida:

$$\text{Prd} = t I^n \quad (3.9)$$

Donde: t es el tiempo de exposición y n es un coeficiente experimental (1,33).

Investigadores del Reino Unido calcularon el tiempo de exposición requerido para obtener una probabilidad de muerte del 1%, o sea, de cada 100 personas que se expongan 1 recibirá heridas fatales, para probabilidad de muerte del 50% y para probabilidad de muerte del 100% en función de la intensidad de la radiación térmica recibida. La Tabla siguiente resume los resultados obtenidos

Para el tiempo de exposición se puede asumir que una persona permanecerá de 1 a 5 segundos en el lugar en que se encuentra al producirse la rotura para evaluar su situación, y que luego correrá a una velocidad de 2 m/seg en dirección a una protección, por lo cual en 30 segundos habrá recorrido 60 metros, lo que es una distancia razonable para pensar que en situaciones normales una persona encontrará protección. Por lo tanto, suponer un tiempo de exposición a la radiación térmica de 30 segundos es razonable. Basándose en esto puede establecerse que el límite de intensidad de radiación es de 5.000 BTU/hr ft<sup>2</sup> (15,77 Kw/m<sup>2</sup>) para 1% de mortalidad, de 8.000 BTU/hr ft<sup>2</sup> (25,24 Kw/m<sup>2</sup>).para 50% de mortalidad y de 12.000 BTU/hr ft<sup>2</sup> (37,85 Kw/m<sup>2</sup>).para un 100% de mortalidad.

**Tabla 3.12 Efectos de la intensidad de radiación en humanos**

Intensidad Radiación [BTU/hr ft <sup>2</sup> ]	Intensidad Radiación [Kw/m <sup>2</sup> ]	Tiempo requerido para 1% de mortalidad [seg]	Tiempo requerido para 50% de mortalidad [seg]	Tiempo requerido para 100% de mortalidad [seg]
1600	5,05	123,1	267,1	406,4
2000	6,31	91,5	198,5	302,1
3000	9,46	56,4	115,8	176,2
4000	12,62	36,4	79,0	120,2
5000	15,77	27,0	58,7	89,3
8000	25,24	14,5	31,4	47,8
10000	31,55	10,8	23,3	35,5
12000	37,85	8,4	18,3	27,9

Para el criterio de protección de las propiedades y utilizando el criterio descrito por Lees pueden establecerse los tiempos requeridos para que se produzca la ignición de una edificación de madera con presencia de llama (ignición inducida) o en ausencia de ella (ignición espontánea). Los resultados se muestran en la tabla 3.13 siguiente:

La tabla 3.13 nos permite observar que un límite de intensidad de radiación de 5.000

**Tabla 3.13** Efectos de la intensidad de radiación térmica sobre estructuras de maderas

Intensidad de Radiación [BTU/hr ft <sup>2</sup> ]	Intensidad de Radiación [Kw/m <sup>2</sup> ]	Tiempo requerido para ignición inducida de madera [seg]	Tiempo requerido para ignición espontánea de madera [seg]
4000	12,62	No hay ignición	No hay ignición
5000	15,77	1162,3	No hay ignición
8000	25,24	37,8	No hay ignición
10000	31,55	18,7	65,0
12000	37,85	11,6	25,3

BTU/hr ft<sup>2</sup> (15,77 Kw/m<sup>2</sup>) genera una protección a una estructura de madera y sus eventuales ocupantes durante casi 20 minutos de exposición, por lo que se debe considerar un límite de intensidad razonable.

Los valores límites resaltados en la tabla anterior, son valores razonablemente conservativos ya que entre otros factores no tienen en cuenta el efecto protector de la ropa sobre la pie

### 3.5.5. Condición de pérdida o fuga antes que fractura

El Gasoducto Troncal se encuentra sujeto a una serie de amenazas a su integridad. Entre ellas, las más probables fuentes o causas de daño, de acuerdo a la identificación de amenazas, son daño por terceros y corrosión. La falla de la pared de la tubería por cualquier combinación de estas causas puede producir dos tipos de eventos: una Pérdida o una Fractura (o Rotura).

Una "Pérdida" ocurre cuando, una vez que se inicia el escape del producto, la descompresión del fluido, o la poca energía del fluido, no permiten el crecimiento de la misma, es decir, se crean condiciones de operación del gasoducto que producirían una pérdida sin ruptura inmediata y que permitirían la detección de descarga de producto por fuga antes de que se produzca la ruptura catastrófica. Esta condición está representada en el presente análisis por las pérdidas tipo "pinhole" y "agujero"

La condición de "fractura" o "rotura" en cambio es aquella en la que una vez que se inicia el escape, se genera una fisura inestable que crece produciendo inmediata rotura catastrófica.

Es claro que una condición de fractura representa una situación significativamente más grave que una pérdida, tanto para la vida de personas en las cercanías del derecho de vía como para sus propiedades.

Establecer las condiciones y criterios de resistencia de los gasoductos que definen que se produzca una condición de pérdida o fuga antes que fractura (o ruptura) es esencial para definir la eventual gravedad de una falla y, por lo tanto, un elemento clave a la hora de definir el grado de inspección y mitigación acorde a las mejores prácticas de la industria.

Los principios básicos de la propagación inicial de una fractura han sido ampliamente estudiados por varios investigadores y son particularmente dependientes de 3 variables:

- a) La presión interna inicial del gasoducto, que brinda la fuerza impulsora para la propagación de la fuga inicial.
- b) El tamaño de la tubería, que está íntimamente relacionada con el gas que escapa y la despresurización tubería y, por lo tanto, con la pérdida de la fuerza impulsora.
- c) Las propiedades mecánicas de la tubería que se oponen a la fuerza impulsora de la presión. Estas son básicamente el espesor y la fractoténacidad del material.

Tradicionalmente se ha utilizado la teoría de fractura elástico-lineal (MFEL) para la evaluación del fenómeno de propagación de fisuras y la posterior fractura de materiales metálicos, la cual es aplicable a estructuras con nula o reducida plastificación. Sin embargo, teniendo en cuenta las propiedades de fractoténacidad de los aceros utilizados actualmente para la construcción de cañerías, así como también las condiciones geométricas que se presentan en un ducto (principalmente el espesor), los fenómenos de plasticidad que pueden presentarse durante la propagación de fisuras deben ser considerados. Por lo cual la teoría elástico-lineal aporta resultados poco precisos y en ocasiones muy conservativos.

A partir de aquí y con el objetivo de suplir las limitaciones de la MFEL para estudiar estos fenómenos en los cuales resulta considerable la plasticidad, se han desarrollado diferentes criterios de fractura elasto-plásticos (MFEP) como la integral J ó los criterios CTOD y CTOA.

Las referencias citadas realizaron una serie de experimentos de fractura de tuberías a escala real, a partir de los cuales se permitió identificar, validar y utilizar el criterio CTOA para la propagación de fisuras en tuberías de transmisión de gas

El criterio CTOA (Crack Tip Opening Angle) se basa en la hipótesis de que cuando un elemento metálico agrietado es sometido a carga estática, el crecimiento de la fisura se produce cuando los bordes de ésta alcanzan un ángulo determinado denominado CTOA crítico (CTOA)<sub>c</sub>.

Experimentalmente se ha demostrado que el valor de este ángulo (CTOA)<sub>C</sub> depende únicamente del material (incluyendo tratamientos térmicos) y del espesor. Esta es precisamente la principal ventaja del criterio, ya que su independencia con respecto a la geometría facilita enormemente su utilización.

A partir de aquí, se definen los parámetros a tener en cuenta para la aplicación de este criterio (Figura 6):

(CTOA): Angulo de apertura de punta de Fisura.

(CTOA)<sub>c</sub>: Ángulo de apertura de fisura requerido para la propagación de fisuras. Este es un parámetro que depende de las propiedades mecánicas y fractomecánicas del material, el cual se opone al crecimiento inestable de una fractura.

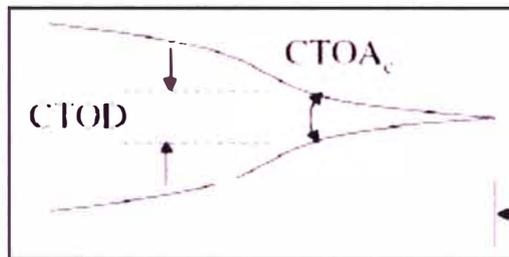
(CTOA)<sub>max</sub>: Ángulo de apertura de fisura que define la fuerza impulsora para que una fuga se transforme en fractura para cada diámetro, espesor y presión inicial del ducto. Este ángulo de apertura se calcula a partir de datos de operación y geométricos de la cañería en estudio.

A partir de lo mencionado anteriormente, la condición de pérdida (o fuga) antes que fractura se dará entonces cuando:

$$(CTOA)_{\text{máx}} < (CTOA)_c \quad (Ec 1) \quad (3.10)$$

Donde (CTOA)<sub>max</sub> está definido por:

$$(CTOA)_{\text{max}} = (4.584 + 0.1025 D/t) (\sigma_h / \sigma_{SMYS}) \quad (3.11)$$



**Figura 3.6** Determinación esquemática del CTOA

Donde:

D es el diámetro nominal de la cañería

t es el espesor nominal de la cañería

$\sigma_h$  es la tensión circunferencial en el espesor de la cañería para la Presión de Operación

$\sigma_{SMYS}$  es la Mínima Tensión de Fluencia Especificada del Material

$(\sigma_h / \sigma_{SMYS})$  es el factor de diseño F

El (CTOA)<sub>c</sub> es definido por el valor de energía de impacto de ensayos Charpy de muestras del material y la Tensión de flujo ( $\sigma_0$ ).

$$(CTOA)_c = 59,3 (3600 + 2 ECVN) / \sigma_0 \quad (3.12)$$

Donde:

E CVN es la energía absorbida en el ensayo Charpy

$\sigma_0$  es la tensión de flujo del material de la cañería tomada como el 0,65

de la suma de la Mínima Tensión de Fluencia Especificada y la Tensión de Rotura del Material

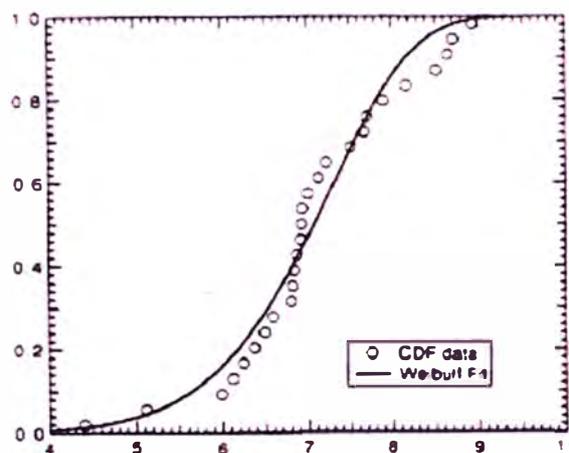
Es claro que (CTOA)<sub>c</sub> es un parámetro variable debido a las naturales variaciones de las propiedades fractomecánicas de los distintos materiales. Las variaciones sobre

materiales API fue estudiada y analizada por Maxey y col quienes determinaron que la distribución de valores sigue una distribución del tipo Weibull:

$$F_x(X) = 1 - \exp[-(X/\lambda)^a] \quad (3.13)$$

Los parámetros definidos en los experimentos de Maxey y col fueron para el parámetro de forma un  $a = 8,25$  y la  $\lambda$  del parámetro de escala = 7,39. La Figura 3.6 siguiente muestra los datos originales de las distribuciones obtenidas:

Como fue presentado si  $(CTOA)_{max} > (CTOA)_c$  se producirá una fractura. Esta desigualdad es determinística sin embargo debido a las amplias variaciones posibles de  $(CTOA)_c$  es más apropiado definir la condición de pérdida o fuga antes que fractura en aproximaciones probabilísticas.



**Figura 3.7** Distribución acumulada teórica y experimental vs CTOA aceros API

La probabilidad de un  $p$  de ruptura, se da por

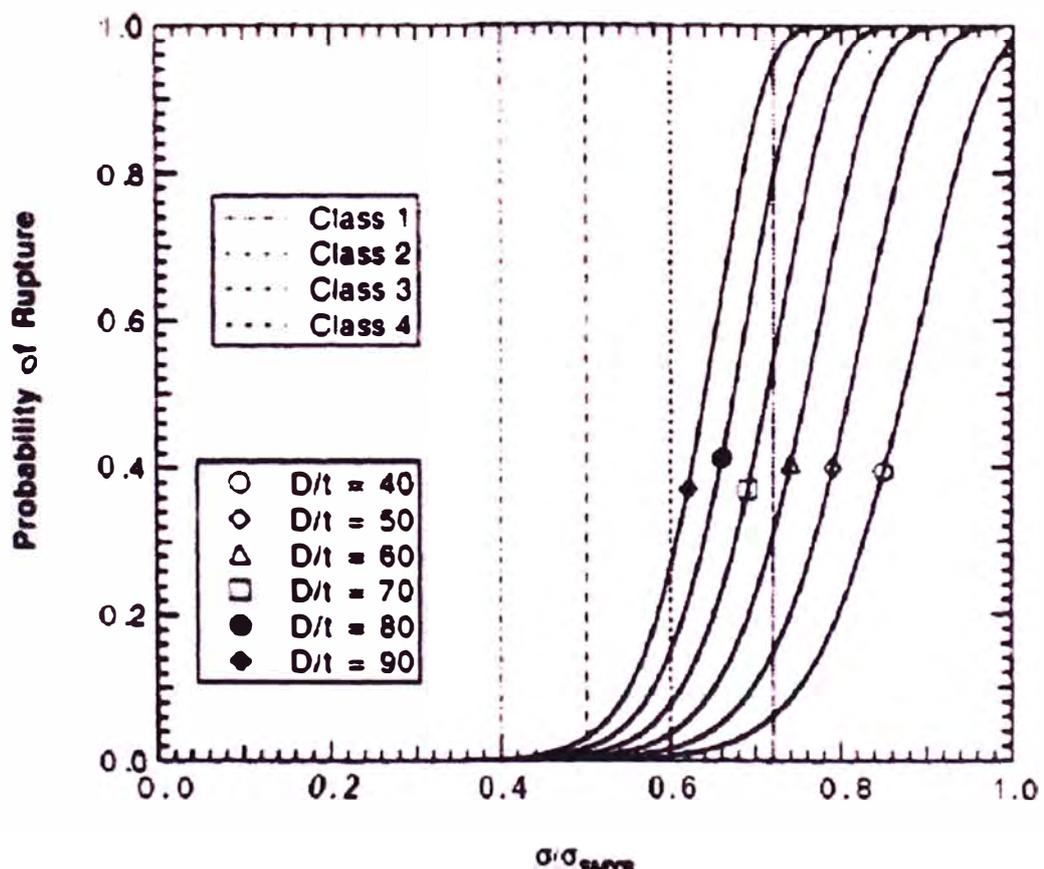
$$P_{fractura} = P [x = (CTOA)_c < x = (CTOA)_{max}] = F_x(x) \quad (3.14)$$

Es de notar que la probabilidad de se establezca una condición de pérdida o fuga antes de fractura es  $P_{pérdida} = 1 - P_{fractura}$ .

Mediante las ecuaciones (2), (4) y (5) es posible determinar la probabilidad de ruptura en función de la Tensión de operación de la tubería normalizada respecto Mínima Tensión de Fluencia Especificada (MTFE) para el material de construcción para distintas relaciones de  $D/t$ . La Figura 3.6 muestra estas curvas.

La Figura 3.7 muestra además líneas verticales que representan los factores de diseño para las ubicaciones de clase de trazado. Del análisis es muy claro que por debajo del 40% de la tensión de operación respecto de la tensión mínima especificada la probabilidad de que se produzca una ruptura sin que antes se cumpla la condición de fuga es prácticamente imposible. Teniendo en cuenta que  $(\sigma_h / \sigma_{SMYS})$  es equivalente al factor de diseño  $F$ , se puede establecer que la probabilidad de ruptura para una ubicación de clase 4 ( $F = 0,4$ ) es casi inexistente o, por el contrario, la probabilidad de fuga antes de la ruptura es muy alta en caso de producirse una falla de la pared del tubo. Por el

contrario para una ubicación de clase 1 ( $F=0,72$ ) la probabilidad de ruptura para relaciones  $D/t$  usuales es muy alta. Esto significa que cualquier ducto cuya presión de operación sea una fracción inferior al 40 % de la mínima de resistencia del material tendera a cumplir la condición de fuga o pérdida estable antes de producir una fractura. Además de estos estudios el umbral inferior para la transición de la condición de pérdida antes que ruptura de gasoductos fue recientemente analizado por el Gas Research Institute de USA en el reporte GRI-00/0232. En este informe se evaluó con referencia a ensayos de prueba a gran escala, datos de incidentes reportados y análisis de la mecánica de la fractura el valor límite al que ocurre la transición pérdida antes que ruptura para gasoductos. El informe cuantificó las condiciones para que se produzcan pérdidas en lugar de rupturas en función de la disminución de la tensión de la pared de las tuberías. Los resultados indicaron que puede tomarse como límite de tensión al 30 % de la MTFE, como un valor conservador, debajo del cual se puede asegurar la condición de pérdida antes que fractura. Este estudio genero una discusión que definió en la regulación de USA condiciones de inspección atenuadas para los gasoductos que instalados en Áreas de Alta consecuencia (HCA) se encontraran operando a niveles de presión tales que generen una tensión inferior al 30% de la MTFE.



**Figura 3.8** Probabilidad de Ruptura en función de la Tensión de Operación

Como fue planteado inicialmente entonces aquellos ductos que operen en condiciones de fuga o pérdida antes que ruptura representa una situación significativamente menos grave que aquellos que no operen en estas condiciones.

### 3.6 Aplicabilidad sobre el sistema de distribución de gas natural

Como fue presentado en el punto anterior, la condición de pérdida antes que la ruptura puede predecirse como una función del diámetro de la tubería y espesor de la pared y la presión de operación para gasoductos.

Para las características constructivas y de operación del gasoducto troncal la relación de  $(\sigma_h / \sigma_{SMYS})$  equivalente al factor de diseño es 29,55% lo que implica que el mismo opera en condiciones de pérdida antes que rotura.

### 3.7 Cálculos de Probabilidad de ocurrencia para la Troncal operado por el Sistema de Distribucion de Gas Natural

El programa calcula la probabilidad de falla para el ducto sumando las frecuencias de ocurrencia de cada evento (Pinhole, Agujero o Rotura) multiplicadas por su probabilidad de ignición.

La ecuación básica de cálculo es entonces:

$$P_{eci} = Pod3_{Ph} \times Pi_{Ph} \times F_{esp} \times F_{patrullaje} \times F_{cartelería} + Pod3_A \times Pi_A \times F_{esp} \times F_{patrullaje} \times F_{cartelería} + Pod3_R \times Pi_R \times F_{esp} \times F_{patrullaje} \times F_{cartelería} + Pocor_{Ph} \times Pi_{Ph} \times F_{resist} + Pocorr_a \times Pi_A \times F_{resist} + Pocorr_R \times Pi_R \times F_{resist} + (P_{f_{fc}} \times Pi_{Ph} \times Pi_{Ph} + P_{f_{fc}} \times Pi_A + P_{f_{fc}} \times Pi_R) \times F_{PH} \quad (3.15)$$

Donde:

$P_{eci}$  = Probabilidad de ocurrencia de incidente con ignición

$Pod3_{Ph}$  = Probabilidad de ocurrencia de Pinhole por daño por terceros = [valor Tabla 22] x [Factor de Profundidad de Tapada (Tabla 17)] x [Factor Zona (Urbana, Suburbana-Urbano, Suburbana-Rural o Rural) Tabla 24] x [Factor de protección Losa (1; 0,1)]

$Pod3_a$  = Probabilidad de ocurrencia de Agujero por daño por terceros = [valor Tabla 22] x [Factor de Profundidad de Tapada (Tabla 17)] x [Factor Zona (Urbana, Suburbana-Urbano, Suburbana-Rural o Rural) Tabla 24] x [Factor de protección Losa (1; 0,1)]

$Pod3_R$  = Probabilidad de ocurrencia de Rotura por daño por terceros = [valor Tabla 22] x [Factor de Profundidad de Tapada (Tabla 17)] x [Factor Zona (Urbana, Suburbana-Urbano, Suburbana-Rural o Rural) Tabla 24] x [Factor de protección Losa (1; 0,1)]

$Pocor_{Ph}$  = Probabilidad de ocurrencia de Pinhole por corrosión = [valor Tabla 25] x [Factor de espesor (menor a 5 mm, entre 5 y 10 o superior a 10 mm.) Tabla 10]

Pocorr a = Probabilidad de ocurrencia de Agujero por corrosión = [valor Tabla 25] x [Factor de espesor (menor a 5 mm, entre 5 y 10 o superior a 10 mm.)Tabla 10]

Pocorr R = Probabilidad de ocurrencia de Rotura por corrosión = [valor Tabla 25] x [Factor de espesor (menor a 5 mm, entre 5 y 10 o superior a 10 mm.)Tabla 10]

Pi Ph = Probabilidad de Ignición de Pinhole = [valor Tabla 14] x [Factor de Clase de Trazado (Clase 1, Clase 2, Clase 3 o Clase 4) Tabla 26] (consecuencias)

Pi a = Probabilidad de Ignición de Agujero = [valor Tabla 12] x [Factor de Clase de Trazado (Clase 1, Clase 2, Clase 3 o Clase 4) Tabla 26] (consecuencias)

Pi R = Probabilidad de Ignición de Rotura = [valor Tabla 12] x [Factor de Clase de Trazado (Clase 1, Clase 2, Clase 3 o Clase 4) Tabla 26] (consecuencias)

Pf fc Ph = Probabilidad de Pinhole debido a defectos de fabricación/construcción

Pf fc A = Probabilidad de Agujero debido a defectos de fabricación/construcción

Pf fc R = Probabilidad de Rotura debido a defectos de fabricación/construcción

Fresist = Factor de resistividad del suelo

FPH = Factor de prueba hidráulica (0,5 si hay registro de prueba hidráulica, 1 si no hay registro de prueba hidráulica)<sup>38</sup>

Fesp = Factor de modificación por espesor de cañería.

Fpatrullaje = Factor de modificación por frecuencia de recorrida del derecho de vía del ducto.

Fcartelería = Factor de modificación de la cantidad y calidad de cartelería de identificación, aviso de peligro y/o comunicación con el operador en la traza del ducto.

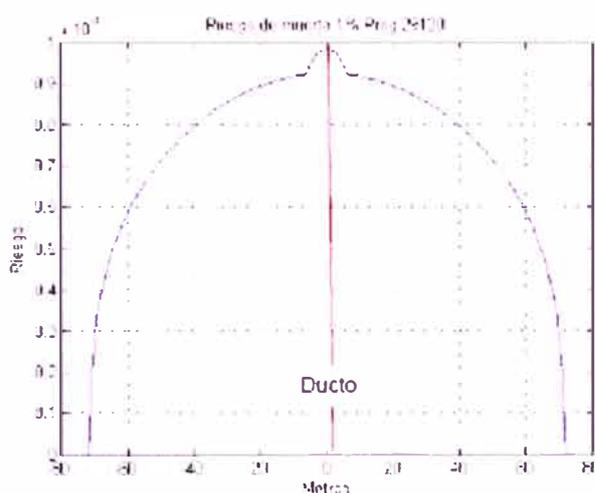
### **3.7.1 Cálculo del riesgo individual**

El riesgo individual expresa la probabilidad por año de muerte de un individuo al ser expuesto a un peligro. Este riesgo depende de la ubicación del individuo a un dado tiempo y por lo tanto, depende del tiempo que este individuo está expuesto al peligro. Para calcular el riesgo individual al que está expuesta la población debido a la operación se integró respecto del punto de ignición, la suma de las probabilidades (Peci) la distancia a la cual se espera que ocurra un 1 % de mortalidad (5.000 BTU/hr ft<sup>2</sup>).

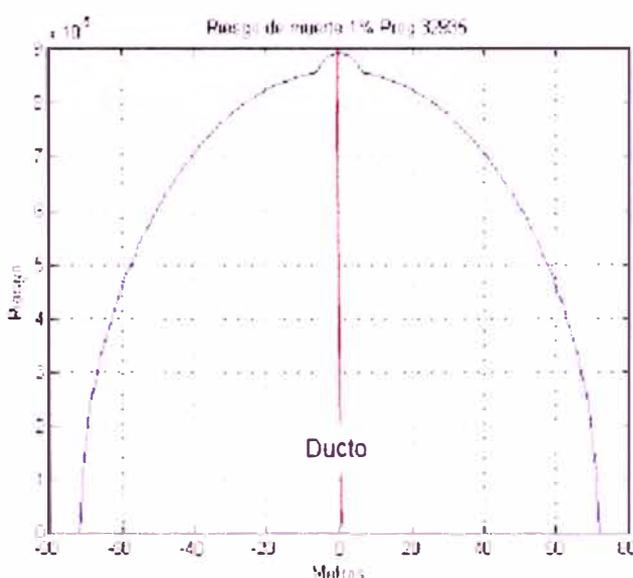
El valor máximo de la curva de la figura 3.8 representa el riesgo individual por año de una persona en función de la distancia al eje del ducto en la progresiva 29.120 mts. El valor máximo de riesgo es  $9,8 \times 10^{-5}$  y representa la probabilidad por año de muerte de un individuo que se encuentre directamente sobre la tubería 24 horas al día durante los 365 días del año. Expresado de otra forma este individuo tiene 1 chance en 10.204 de ser una víctima fatal en un incidente del ducto, pero si el individuo se encuentra 24 horas al día durante los 365 días del año a una distancia de 7 metros del ducto su probabilidad de muerte es  $9,2 \times 10^{-5}$  (1 chance en 10.869).

En todos los cálculos se supuso un factor de ocupación igual a 1 (definido como la probabilidad que un ocupante esté presente en el momento del accidente, máximo valor posible). Esto significa una ocupación las 24 hs en todas las edificaciones incluidas las oficinas (que debería ser 8 hs/24 hs, casas típicamente 16 hs/24 hs). Este factor de ocupación igual a 1 equivale a que el individuo afectado, se encuentra las 24 hs en el lugar y expuesto a la radiación sin protección (outdoor).

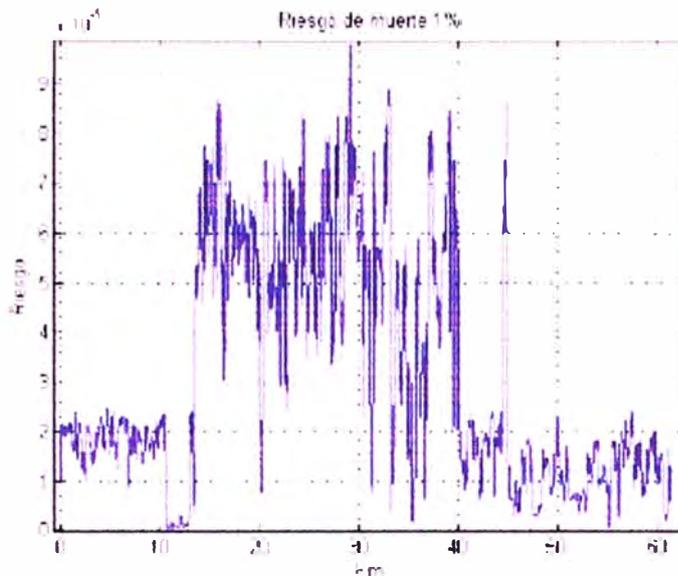
Como se mencionó anteriormente, cada uno de estos gráficos representa la probabilidad de 1% de muerte de un individuo en función de la distancia al eje del ducto para cada punto específico. El riesgo es espejado a ambos lados del ducto. En el siguiente gráfico se presenta el riesgo máximo de la traza. A continuación se presenta la Figura 3.9 donde se puede observar el riesgo asociado a la traza del ducto en estudio.



**Figura 3.9** Riesgo máximo de la traza del ducto progresiva 29,120



**Figura 3.10** Segundo riesgo máximo de la traza del ducto progresiva 32,935



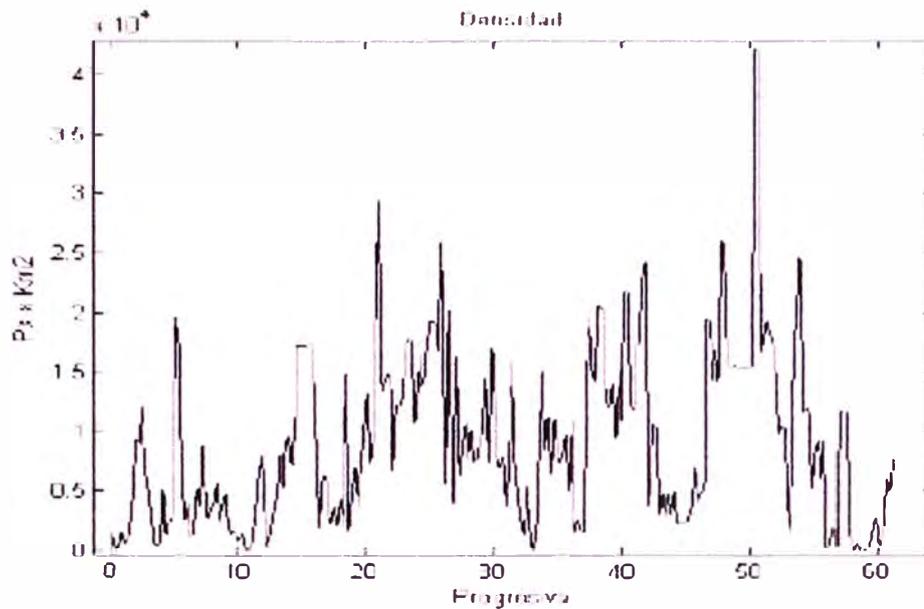
**Figura 3.11** Riesgo asociado a la traza troncal

### 3.7.2 Cálculo de Riesgo Social

El riesgo social se mide normalmente a través de las llamadas curvas F-N. Las curvas F-N son la representación gráfica de la información acerca de la frecuencia de potenciales accidentes fatales en un sistema en función del número de fatalidades que podría causar. Este tipo de gráficos son una forma simple de representar en forma descriptiva la información sobre la frecuencia de probables accidentes fatales y la distribución del número de fatalidades. Normalmente estos gráficos tienen importancia, ya que implican la aversión de la sociedad a la cantidad de fatalidades que la misma está dispuesta a admitir en un solo accidente. Por ello son normalmente descriptivas del llamado riesgo social.

Para determinar el riesgo social se calculó ingresando los datos de la actividad humana en los alrededores de los tramos alcanzados, es decir teniendo en cuenta el número de personas en riesgo. Para lo cual se cuenta con fotos satelitales en las cuales se pueden visualizar y contabilizar casas, instalaciones industriales y demás construcciones que se encuentran en las inmediaciones del ducto.

En el **Gráfico siguiente** se presenta la densidad de la traza del ducto, relevada por medio de imágenes satelitales, siendo esta función de la progresiva. Esto se hace contando la cantidad de personas que entran dentro del círculo en cada progresiva. El círculo de impacto potencial se define a partir del cálculo del radio de influencia generado por un evento (pinhole, agujero o rotura) donde se considera la probabilidad de muerte de una persona contemplando la ignición y radiación generada en tal evento. En la peor condición se considera rotura (radio mayor de los 3 eventos posibles)



**Figura 3.12** Densidad Poblacional a lo largo de la traza del ducto de la traza.

La variación de la densidad poblacional se debe a considerar la peor condición entre, el relevamiento de personas en función de casas y construcciones en las proximidades del ducto en estudio. Es de destacar, que en los comienzos y fin de la traza del ducto la cantidad de personas por unidad de superficie es menor que sobre el sector medio del ducto en estudio, igualmente se debe tener presente que mas allá de esta variación se considera que la totalidad del ducto presenta una situación de alta densidad poblacional debido a viviendas y construcciones permanentes como de circulación transitoria de personas.

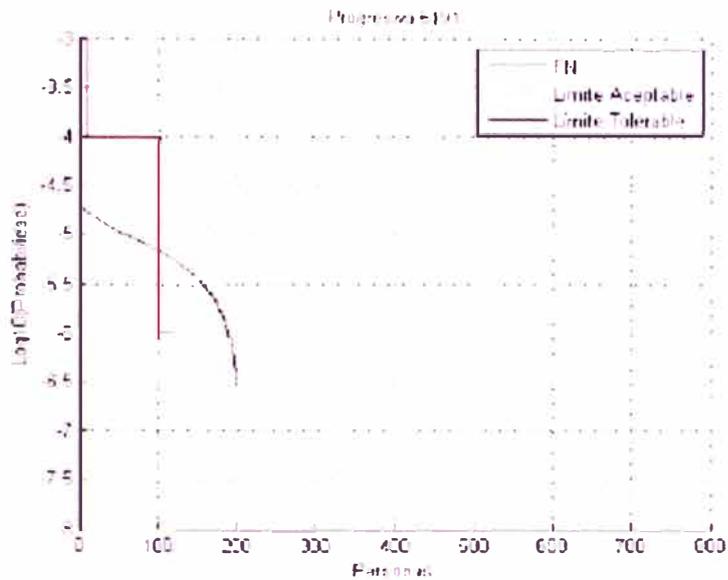
En los siguientes gráficos, se pueden observar las peores condiciones de la traza en cuanto a riesgo social (prog. 5.191, 21.044 y 50.500). En estos sectores se supera el límite superior de aceptabilidad del criterio COMAH (the Control of Major Accident Hazard), correspondiente a las regulaciones del Reino Unido. Es importante destacar que en el resto de la traza se cumple con el criterio mencionado.

Si bien se presentan solo los tres casos más destacables, también se encuentran algunos otros puntos donde se supera en forma leve el criterio mencionado. Estos se ubican en las siguientes progresivas: 2.544, 25.200, 29.848, 31.445, 47.800, 49.000 y 53.855.

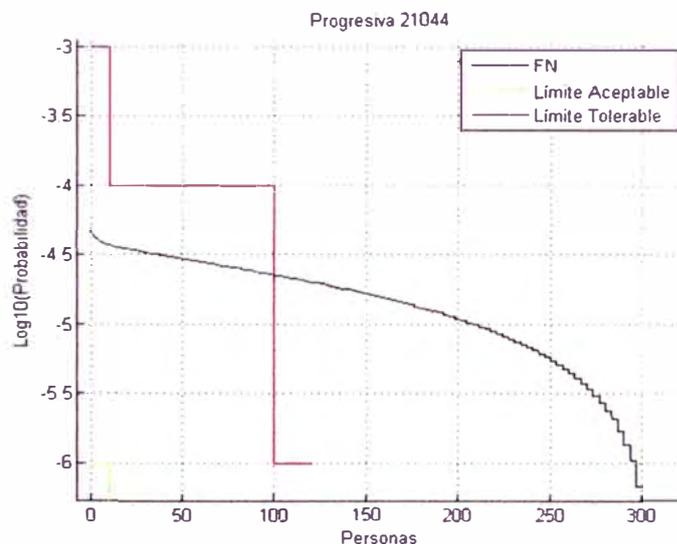
### **3.8 Discusión de los resultados**

El análisis de riesgo implica una evaluación de probabilidad basada en las frecuencias de fallas genéricas de los modos de falla más probables o creíbles, y en la severidad de las consecuencias basándose en la mejor información tecnológica disponible.

El análisis subsiguiente es definir si los resultados obtenidos encuadran dentro de valores aceptables tanto para la sociedad como para los organismos reguladores.



**Figura 3.13.** Curva F-N en progresiva 5, 191 respecto del criterio COMAH



**Figura 3.14** Curva F-N en progresiva 21.04 respecto del criterio COMAH

Para el análisis del riesgo individual la práctica GE/TD/1 aplica conceptos similares a los utilizados en la vida de todos los días. Esto es decidiendo a partir de los siguientes preceptos:

- Si el riesgo está en la zona intolerable, el mismo no puede ser justificado salvo en circunstancias extraordinarias;
- Si el riesgo está en la zona totalmente aceptable, el nivel del riesgo residual es considerado insignificante; o
- Si un riesgo se encuentra entre estos dos estados, es decir en la zona tolerable, el riesgo es tolerable solo si una reducción adicional del mismo es impracticable o si se requiere una acción desproporcionada en tiempo y esfuerzo respecto de la reducción alcanzada (criterio ALARP, As Low As Reasonably Practicable).

En la GE/TD/1 estos conceptos están ilustrados gráficamente y se presentan en la **Figura**

**3.14.** como se observa, el riesgo individual es considerado intolerable a valores que superen  $1 \times 10^{-4}$ , es relativamente aceptable entre  $1 \times 10^{-4}$  y  $1 \times 10^{-6}$  y es insignificante a valores inferiores a  $1 \times 10^{-6}$ .

La GE/TD/1 establece entonces que para asegurar que el ducto opera con un nivel de riesgo aceptable el diseño deberá ser tal que no deberá haber actividad humana permanente a una distancia menor a aquella que genere un nivel de riesgo superior a  $1 \times 10^{-6}$  y en caso de que ese nivel sea superado se deberán evaluar medidas de reducción de riesgo entre las que se encuentran:

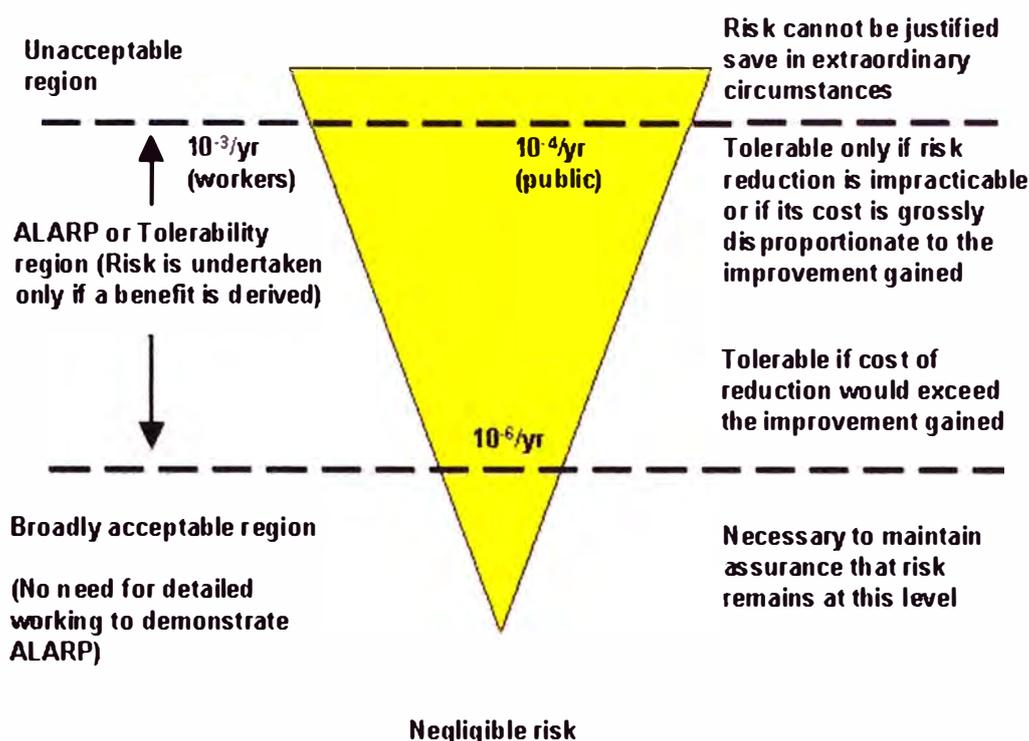
- a) Reubicación de la traza del ducto a zonas donde exista una menor densidad poblacional o mayores distancias a los centros de concentración humana tales como escuelas, mercados, etc.
- b) Aumentar la profundidad de tapada.
- c) Utilizar otras metodologías de protección como losas de hormigón.
- d) Reducir la MAPO.
- e) Combinación de las anteriores.
- f) etc.

Como fue presentado en los resultados a lo largo de toda la traza del Troncal operado por el Sistema de Distribución de Gas Natural, no se supera el límite de riesgo individual relativamente aceptable ( $1 \times 10^{-4}$ ). El valor máximo de riesgo se presenta en la progresiva 29.120 y se puede visualizar en el Gráfico 3.8. Dicho valor es de  $9,8 \times 10^{-5}$  y representa la probabilidad por año de muerte de un individuo que se encuentre directamente sobre la cañería 24 horas al día durante los 365 días del año.

El riesgo individual introducido por el Tramo puede compararse con otros riesgos que asumen los individuos en su actividad diaria normal. La Tabla 3.14 presenta esta comparación del ducto con actividades cotidianas.

El cumplimiento del criterio de máximo riesgo individual es una condición necesaria pero no suficiente ya que el análisis debe completarse con el llamado riesgo social o la cantidad de personas que pueden perjudicarse (morir) con un solo incidente. Esto se realiza normalmente mediante el análisis de las curvas F-N.

El análisis del riesgo social es más complejo que el caso del riesgo individual ya que una vez determinada la curva F-N para un caso en particular se debe definir si este riesgo es tolerable o no. Definir qué riesgo es tolerable o aceptable es complejo ya que depende de muchos factores respecto de la sociedad y de la percepción del riesgo que esta tiene. Entre estos factores se encuentran: la magnitud de las consecuencias, los beneficios de la actividad que produce el riesgo, si el riesgo es voluntario (conducir un vehículo a alta velocidad) o impuesto por otro (ser pasajero en un vehículo), etc.



**Figura 3.15** Criterio de riesgo individual en el reino unido

**Tabla 3.14.** Comparación de riesgo individual anual de distintas actividades eventos e introducido por tramo

Actividad o evento	Riesgo individual anual de muerte	
	Riesgo	1 chance en
Fumar (20 cigarrillos por día)	$5 \times 10^{-3}$	200
Cáncer (menor 60 años)	$1,96 \times 10^{-3}$	510
Accidente automovilístico (motocicleta)	$1,2 \times 10^{-3}$	833
Accidente automovilístico (automóvil)	$3,9 \times 10^{-4}$	2.564
Máximo Riesgo del Troncal (24 hs al día, 365 días al año sobre la traza)	$9,8 \times 10^{-5}$	10.204
Practicar Alpinismo	$4 \times 10^{-5}$	25.000
Riesgo individual promedio del Troncal (24 hs al día, 365 días al año sobre la traza tramo)	$3,13 \times 10^{-5}$	31.948
Riesgo individual promedio del Troncal a 6 metros	$2,99 \times 10^{-5}$	33.444
Accidente de aviación	$5,19 \times 10^{-6}$	192.600
Caída de Rayo	$4,06 \times 10^{-7}$	2.454.000

En general, es científicamente comprobado que la sociedad acepta con mayor facilidad los riesgos de bajas consecuencias individuales que aquellos que implican altas consecuencias. Por ejemplo un solo accidente de avión causa 100 fatalidades, pero 100 accidentes automovilísticos causan 1 muerte cada uno (también 100 en total) pero normalmente la percepción de la sociedad es que 1 accidente de aviación es menos

tolerable que 100 accidentes automovilísticos, aún cuando las probabilidades de un accidente de aviación son mucho más bajas, e inclusive el riesgo total sobre las personas es más de 1000 veces menor.

El HSE del Reino Unido es una de las instituciones que más ha trabajado en definir un valor para el riesgo tolerable por la sociedad como grupo. Para el HSE el riesgo social recomendable y aceptable<sup>39</sup> se define a través de un punto que establece que accidentes que causen 50 o más fatalidades, deberían tener una frecuencia de ocurrencia igual o menor a 1 en 5.000 por año. Este valor es un orden de magnitud más conservativo que el criterio que la misma institución utilizó para analizar el riesgo social de plantas nucleares en el Reino Unido en la década del '70, que fue "accidentes que causen 500 o más víctimas con frecuencia de 1 en 5.000 por año" y la razón para ello fue el cambio en la sociedad respecto de la percepción del riesgo que está dispuesta a aceptar.

Se puede observar que en general se cumple con el criterio de aceptación de riesgo social, en la mayoría de la traza aunque se puede determinar a partir de los resultados que en varios lugares no se cumple con dicho criterio COMAH (prog. 5.191, 21.044 y 50.500, además de 2.544, 25.200, 29.848, 31.445, 47.800, 49.000 y 53.855). El criterio definido es: accidentes que causen 50 o más muertes con frecuencia de 1/10.000 ( $1 \times 10^{-4}$ ) por año.

El riesgo social es indicativo de si la selección de la traza ha sido la adecuada, ya que curvas que superen los criterios adoptados implicarían un uso del suelo probablemente inadecuado o la particularidad que el ducto construido fue rodeándose de viviendas e instalaciones a lo largo del tiempo, en tal caso se deben contemplar recomendaciones para disminuir el riesgo en los puntos más críticos.

Por lo tanto, la selección de la traza y las medidas de reducción de riesgo diseñadas permiten establecer que el ducto cumple con lo establecido en las regulaciones del UK ya que los niveles de riesgo en general se encuentran por debajo de los niveles ALARP y además:

- Todos los peligros potenciales que pueden causar un accidente grave durante la operación han sido identificados.
- Todos los riesgos de accidentes graves durante la operación del ducto han sido evaluados.
- Se han tomado o se tomarán medidas adecuadas y en línea con las mejores prácticas de la industria que permitirán controlar un eventual accidente grave y mantener el nivel de riesgo en valores dentro del criterio ALARP.

- A partir del estudio realizado y los resultados obtenidos, se presentan las siguientes recomendaciones para el cumplimiento del criterio ALARP.
- Pasaje de la herramienta inteligente para la inspección interna del ducto Troncal, estableciendo una frecuencia de inspección. Sería recomendable además la realización de inspecciones de Evaluación Directa (ECDA).
- Aumentar la frecuencia de patrullaje de la traza a 2 veces por semana con el objeto de detectar anomalías, particularmente entre progresivas kilométricas 13 y 60.
- Mejorar y aumentar la señalización en el caso de todos los cruces con calles principales, cruces especiales, cruces de río, túnel linner, etc. Y lugares de posibles excavaciones.
- Reforzar y difundir el Plan de Prevención de Daños. El mismo deberá incluir un programa de comunicación periódico del riesgo a los superficiarios, autoridades locales, provinciales y nacionales, excavadores y terceros,

### **3.9 Métodos para evaluar la Integridad del Ducto y Plan de Relevamiento de Base**

Para evaluar la integridad de las tuberías existen 3 métodos básicos universalmente adoptados:

- Inspección Interna mediante scraper inteligente (ILI)
- Prueba hidráulica de integridad (PH)
- Un plan de Evaluaciones Directas para manejar las amenazas de corrosión interna, corrosión externa y corrosión bajo tensión.

Otro método que provea un conocimiento equivalente de la situación de los defectos presentes en el tramo de ducto. Inspección Interna (In Line Inspección - ILI)

Las tuberías generalmente se encuentran enterradas y por lo tanto, no es posible la inspección visual o medición de espesor de pared remanente desde la superficie exterior del ducto. Para superar esta restricción, se han desarrollado herramientas para inspeccionar el espesor de pared de tubería, posición y geometría desde dentro del ducto, de ahí el nombre genérico de referencia a la inspección en línea (ILI) a este tipo de inspección. Se han desarrollado una serie de herramientas de ILI para inspeccionar determinados y específicos tipos de anomalías, es decir, existen diferentes herramientas ILI que recorren el ducto en forma interna para distintas funciones.

Dentro de las herramientas de inspección interna, se encuentran disponibles en el mercado varias tecnologías que permiten medir o evaluar la integridad de las tuberías. La selección de la herramienta apropiada depende del daño que se intenta buscar y de la aptitud de las instalaciones (lanzaderas, curvas, restricciones, etc.).

A continuación se enumeran las herramientas disponibles:

- **MFL estándar, Transversal**, son las herramientas más utilizadas. Estas herramientas utilizan tecnología de fugas de flujo magnético para buscar áreas de pérdida de metal.
- **Ultrasonido**, son las herramientas que detectan pérdidas de metal mediante el envío de una onda de ultrasonido perpendicular al espesor y medir el tiempo de la señal para ser reflejada desde el interior y superficies externas. Pérdida de metal del interior o el exterior de la superficie es detectada por un cambio en el tiempo de retorno de la señal.
- **Geométricas o calipers** se utilizan para detectar ovalizaciones y abolladuras y miden el diámetro interno de los ductos Inerciales que mediante un giróscopo ubican la tubería mediante coordenadas geográficas con el objeto de definir la traza y detectar zonas de deformación debido a movimientos del terreno.

Por lo general, para obtener una evaluación completa de la integridad de un ducto mediante ILI, deben ejecutarse en sucesión varias herramientas y a continuación identificar los tipos, ubicación y las gravedades de las anomalías detectadas.

La posibilidad de contar con un ducto totalmente inspeccionable mediante herramientas ILI es una gran ventaja frente a otras metodologías de inspección, debido a que estas herramientas posibilitarán la detección temprana de anomalías o de características desconocidas de la cañería sin sacar la cañería de servicio, tales como:

- Ovalizaciones
- Reducciones de diámetro
- Abolladuras
- Pérdidas de metal
- Variaciones de espesor
- Localización georreferenciada sub-decimétrica de la línea.
- Fisuras
- Metales en cercanía del ducto
- Reparaciones existentes (medias cañas, ponchos, etc.)
- Derivaciones abandonadas.
- Etc.

Obteniendo así información sumamente importante y precisa para la toma de decisión respecto al mantenimiento e integridad del ducto.

Esta herramienta es útil para realizar inspecciones que mitiguen las siguientes amenazas:

- Corrosión Externa

- Corrosión Interna
- Defectos (Fabricación y Construcción)

Las ventajas de esta metodología de inspección son: que no es necesario retirar la línea de servicio para su inspección y que es una metodología probada y confiable; las desventajas son la necesidad de acondicionar la línea para el pasaje de la herramienta y la necesidad de conocer el tipo de defecto que se espera encontrar para seleccionar la herramienta de inspección en forma adecuada.

La Norma a aplicar para la inspección ILI es la API Standard 1163 "In-line Inspection Systems Qualification Standard."

### **Prueba Hidráulica**

La prueba hidráulica es un método de evaluación de amplia aceptación en la industria. Se busca llevar el ducto a una presión mayor que la de operación futura, con el objeto de "apresurar" la ocurrencia de rotura de los defectos residentes en la cañería en una situación controlada y utilizando agua como medio de prueba, lo que minimiza el impacto al medioambiente.

La desventaja de una prueba de presión o hidráulica es que es una prueba destructiva y una prueba de pasa/no pasa. Sólo se detecta una anomalía cuando esta fuga o se rompe. Cuanto mayor sea el nivel de presión, menor será la anomalía que se puede eliminar y, por lo tanto, es necesario un nivel de presión elevado para eliminar las anomalías pequeñas que podrían causar fallas en el servicio.

Una ventaja adicional que se obtiene al realizar PH en tuberías existentes, o en operación, es que se puede establecer la nueva presión operativa a través de la documentación y registros obtenidos, logrando así un documento que certifica la MAPO. Las desventajas de esta metodología son la necesidad de sacar la línea de servicio por un tiempo indefinido y los resguardos medioambientales del agua que se utiliza durante la prueba. La Norma a aplicar para la inspección mediante prueba hidráulica será API RP 1110 "Pressure Testing of Liquid Petroleum Pipelines".

#### **3.9.1. Evaluación directa (DA)**

La evaluación directa es una metodología de inspección aceptada internacionalmente por entes reguladores como el DOT (Department of Transportation) de Estados Unidos y ampliamente utilizada en la industria. La evaluación de cada una de las amenazas sobre las que es aplicable la técnica, sigue una metodología particular tal como se describe a continuación.

#### **3.9.2 ECDA. Evaluación Directa de Corrosión Externa (External Corrosion Direct Assessment)**

Es un método de Inspección que consiste en un proceso estructurado para la evaluación

y determinación del impacto de la corrosión externa en la integridad del ducto.

Este proceso permite identificar malas condiciones de la protección con que cuenta la cañería (zonas donde no se cumplen con los criterios de protección recomendados o sitios puntuales en los cuales se identifican anomalías o daños en el revestimiento), verificar en campo si dichas condiciones identificadas a partir de las técnicas de inspección indirecta empleadas son ciertas y la posterior reparación de los daños del revestimiento o anomalías de corrosión que se hayan verificado, atacando de esta forma la causa del problema.

ECDA intenta evitar proactivamente que las malas condiciones de protección contra la corrosión externa, deriven en anomalías de corrosión o que las anomalías externas de la corrosión alcancen un tamaño que sea lo suficientemente importante como para afectar la integridad estructural del ducto.

Es un proceso estructurado de cuatro pasos que combina:

**Pre-evaluación (Factibilidad de implementación):** En esta etapa se evalúa la factibilidad de aplicación de esta metodología en el tramo considerado.

**Inspección indirecta:** En esta etapa se realiza la inspección del ducto a partir de los métodos o técnica indirectas adecuados (CIS – DCVG – Pearson – Electromagnético, atenuación de corriente alterna).

**Evaluaciones directas:** En esta etapa se ejecutan las excavaciones y se verifica directamente la existencia de las indicaciones reportadas por las técnicas indirectas empleadas y eventualmente se reparan las indicaciones más severas definidas en la etapa anterior. La priorización de los lugares de excavación y el número de estas, se define a partir de la cantidad y severidad de las indicaciones que se obtengan como parte de la etapa anterior implementada.

**Post-evaluación (análisis de resultados).** En esta etapa se evalúa la efectividad de la metodología empleada y se definen los periodos de reinspección. De esta forma, se puede determinar el impacto de la corrosión externa en la integridad de una cañería, como así también se puede identificar la necesidad de implementar mejoras en el sistema de protección catódica implementado.

Para su ejecución se siguen los lineamientos establecidos en la normativa NACE SP0502 -2008.

### **3.9.3 ICDA Evaluación Directa de Corrosión Interna (Internal Corrosion Direct Assessment)**

Al igual que el ECDA, es un método de evaluación que a partir de un proceso estructurado que permite estimar el posible desarrollo de la amenaza de corrosión interna en ductos.

La metodología ICDA intenta proactivamente evitar que los defectos internos de la corrosión alcancen un tamaño que sea lo suficientemente importante como para afectar la integridad estructural del ducto.

Es un proceso estructurado de cuatro pasos que combina:

**Pre-evaluación** (Factibilidad de implementación): como primer paso se evalúa la factibilidad de aplicación de esta metodología en el tramo considerado, se recolectan los datos necesarios y se determinan las regiones en las que se dividirá el sistema para el análisis.

*Inspección indirecta:* En esta etapa se utilizan distintos modelos (dependiendo del tipo de fluido analizado) para la determinación de sitios donde la corrosión pueda desarrollarse.

**Evaluaciones detalladas:** En esta etapa se definen y aplican los métodos de inspección más adecuados para la evaluación de la corrosión interna. (*mediciones mediante ultrasonido, monitoreo de cupones o probetas, etc.*)

**Post-evaluación:** (análisis de resultados): Por último se busca determinar el impacto de la corrosión interna en la integridad de una cañería, y el período óptimo de reinspección.

Para su ejecución, acorde con las condiciones del sistema de Calidda, se deberán seguir los lineamientos establecidos en la normativa NACE SP0206-2006 (gasoductos).

### **3.9.4 Tecnologías de Monitoreo e Inspección**

#### **Técnicas complementarias**

Como complemento a las tres metodologías de inspección anteriormente descritas y acorde con las características que presenta el sistema de ductos operado por Calidda, se utilizará dentro del Plan de Relevamiento Base, una serie de tecnologías de monitoreo y relevamiento que permitan establecer la “línea base” del Sistema de Gerenciamiento de Integridad. Las mismas se describen a continuación. Como en la actualidad Calidda ya está realizando actividades de inspección, se presenta este documento también como un Plan de Inspección donde se detallan una serie de actividades de inspección menores pero sumamente necesarias, que comúnmente no entran en el alcance de un Plan de Relevamiento Base.

#### **3.9.5 Recorrida de Inspección visual**

La recorrida de inspección visual, que consiste en el relevamiento y monitoreo de la picada (derecho de vía), tiene el propósito de observar las condiciones de superficie en los derechos de vía y adyacencias de los ductos, para identificar e informar toda novedad referente actividades de construcción de terceros, presencia de unidades de habitación en inmediaciones del ducto, existencia de pérdidas o fugas de gas natural transportado, crecimiento de la vegetación natural, actos de vandalismo, procesos erosivos y otros acontecimientos que puedan afectar la seguridad, operación o integridad del mismo.

La actividad de recorrida del derecho de vía permite establecer la condición del ducto frente a la amenaza de daño por terceros al momento de la recorrida, teniendo como objetivo la detección temprana de eventos y novedades que representan o podrían representar un riesgo a la condición de integridad del ducto, y constituye el punto de partida para el desarrollo de actividades de integridad.

Con el fin de evitar los daños y como parte del patrullaje, se realiza la verificación del estado de las señales durante las recorridas de inspección visual.

Sumado a lo anterior, la recorrida de inspección visual de la línea permite detectar eventuales signos de movimientos de tierra, erosión de las márgenes de los ríos o exposición de la cañería.

Se deberán desarrollar procedimientos y capacitación del personal que realice esta actividad, al mismo tiempo que se deberán generar y formalizar registros de cada una de las recorridas realizadas.

### **3.9.6 Medición de tapada o cobertura de protección**

Esta actividad de inspección consiste en la medición, a través de los medios adecuados (sondeos, detección magnética, etc.), de la capa de terreno ubicada sobre el lomo del ducto, necesaria como medida de protección y resguardo de la cañería ante eventuales daños a las instalaciones a causa de excavaciones, actividades de terceros o actos de vandalismo.

Este método de inspección se recomienda que sea realizado, o programado, por personal de integridad, ya que requiere de la definición de sitios particulares de medición. Esta medición debe realizarse preferentemente en zonas de erosión, en cruces del ducto con cursos de agua, en cruces de rutas y caminos principales, o en zonas donde sea probable o se haya comprobado la existencia de actividad de terceros (borde de caminos rurales que son mantenidos periódicamente, zonas de posibles excavaciones, campos destinados a cultivo o a plantación en los cuales se empleen equipos de arado profundo, etc.).

### **3.9.7 Recorrido de Búsqueda de pérdidas**

El recorrido de búsqueda de pérdidas es una actividad de inspección que consiste en recorrer el ducto a marcha lenta, a fin de identificar la presencia de fugas. De acuerdo al fluido transportado, la fuga se manifestará de forma diferente y, por lo tanto, la búsqueda debe enfocarse en distintos indicadores.

En el caso de transporte de fluidos que a presión y temperatura ambiente se encuentran en estado gaseoso, las pérdidas pueden identificarse mediante el *monitoreo de detección de gas de superficie*. Este método consiste en el monitoreo continuo de los gases de la atmósfera cerca al nivel del suelo, en tuberías enterradas, y la atmosfera adyacente, en

las líneas sobre superficie, mediante la utilización de un equipo de muestreo portátil CGI (Combustible Gas Indicator).

Deben tenerse en cuenta, previa implementación, las limitaciones de este método en zonas de condiciones adversas de clima como lluvias, polvo o excesivo viento, además de excesiva humedad en la superficie.

### **3.9.8. Determinación de línea base**

En los puntos anteriores se describieron las tecnologías disponibles, en adelante se desarrollarán concretamente las soluciones planteadas para el sistema operado por el sistema de distribución de gas natural.

#### **a). Amenazas consideradas**

Del Análisis de Riesgo Base, Informe GIE Perú 4105-04-10, se desprende que las amenazas aplicables sobre el sistema de ductos de Calidda son las siguientes:

- Corrosión Externa
- Corrosión Interna
- Daño por causas naturales
- Daño por Terceros
- Diseño (Fabricación y Construcción)
- Operaciones Incorrectas

### **3.10 Etapas del Plan de Relevamiento Base – Plan de Inspección para el Gasoducto**

#### **3.10.1 Inspecciones mayores de Gasoducto Troncal:**

##### **a). Pasaje ILI**

La metodología de inspección recomendada para el gasoducto troncal es el pasaje de raspatubos instrumentado de alta resolución tipo MFL(ILI). Esta herramienta de inspección permitirá evaluar la mayoría de las amenazas a la integridad en forma confiable.

El primer pasaje de ILI se recomienda sea realizado antes de cumplir los 15 años de operación tal cual es recomendado por el Apéndice A de la norma ASME B 31.8s que establece que "En ningún caso el intervalo entre la construcción y la primera evaluación de integridad requerida excederá 10 años para un ducto operando por encima de 60% MTFE, 13 años para un ducto operando por encima de 50% MTFE y a menos de 60% de la MTFE, 15 años para ductos operando por encima de 30% MTFE, y por debajo de 50% de la MTFE y 20 años para un ducto operando por debajo de 30%. Esta recomendación de la norma ASME B 31.8s se basa en las velocidades de corrosión normalmente esperadas en gasoductos transportando gas seco y el cumplimiento de la condición de pérdida antes que fractura. Se recomienda que el pasaje sea complementado con el

pasaje previo de una herramienta tipo caliper de alta resolución que permita detectar y dimensionar eventuales ovalizaciones y abolladuras de la cañería los cuales son signos de probable movimiento de suelos o daño por terceros.

#### **b). ECDA**

Se recomienda realizar un ECDA en el gasoducto troncal con una frecuencia de 5 años y desfasada del ILI en 2,5 años. La metodología ECDA permitirá evaluar el mecanismo de daño de corrosión externa e indirectamente daño por terceros al detectar daños en el revestimiento.

Se recomienda utilizar las técnicas de inspecciones CIPS y DCVG, y efectuar la primera inspección antes del primer pasaje de ILI.

#### **3.10.2. Inspecciones menores de Gasoducto Troncal:**

Además del pasaje ILI se recomienda la realización de las siguientes actividades con el objeto de mantener el riesgo en los niveles actuales

**Actividad 1 - Recorrida de Inspección Visual:** Se recomienda Incrementar la frecuencia de la recorrida de inspección visual y registrar la misma en los registros de los procedimientos. Esta actividad está encaminada a mitigar el riesgo de daño por terceros y de los resultados obtenidos se deberán realizar acciones tales como reparación de carteles, detección de excavaciones ilegales, etc. Esta Actividad deberá iniciarse en el año 2011 y deberá tener una frecuencia de: 2 veces por semana entre las progresivas Pk 13 a Pk 45, y 1 vez por semana en el resto de la traza.

**Actividad 2 – Medición de Tapada:** Realizar una medición de tapada de acuerdo a procedimientos y confeccionar planos georeferenciados actualizados de cada uno de los ductos, en el caso de detectar desvíos o que se deben realizar actualizaciones. Esta Actividad deberá realizarse con una frecuencia quinquenal (cada 5 años) o en caso de detectar anomalías, además se deberá medir y registrar la tapada cada vez que se realice una excavación que deje al descubierto el gasoducto troncal.

**Actividad 3 - Recorrido de búsqueda de fugas:** basados en que el gasoducto troncal se encuentra operando en condiciones de pérdida antes que rotura, se recomienda como medida mitigativa realizar mediciones anuales e iniciar la Actividad en 2011.

**Actividad 4 - Control de funcionalidad de válvulas:** Actividad de Inspección puntual a efectuar en las válvulas que consiste en la verificación de su estado de mantenimiento y la operación parcial de la misma para corroborar su correcta funcionalidad.

Esta operación de la válvula permite verificar su accionamiento y reducir la probabilidad de mal desempeño en caso que fuese necesario. Se recomienda inspeccionar cada 6 meses.

**Actividad 5 - Monitoreo de la Protección Catódica:** Conjunto de actividades y técnicas de inspección y monitoreo a implementar como parte de un Plan de Control de la Corrosión, con el propósito de mantener un adecuado relevamiento de los dispositivos con que se cuenta para dar protección al ducto y de esta forma mantener la efectividad del sistema de Protección catódica.

**Actividad 7 - Inspección de rectificadores:** Constituyen evidencia del buen funcionamiento de las fuentes, la corriente de salida, el consumo, condición de operación normal o niveles satisfactorios de protección catódica del ducto.

**Actividad 8 - Inspección de interferencias y aislaciones eléctricas:** Los dispositivos de aislación pueden consistir en conjuntos de bridas aislantes, uniones o acoples, o uniones de aislación soldadas. Todos estos dispositivos deberán estar diseñados para la temperatura, presión y tensión dieléctrica que corresponda. Deben realizarse inspecciones y pruebas para asegurar que la aislación eléctrica sea la adecuada. Todo sistema de cañería expuesto a corrientes de interferencia deberá tener un programa de mantenimiento y control para minimizar los efectos perjudiciales de tales corrientes. Se recomienda realizar esta actividad con una frecuencia semestral en todos los cruces y recorridos a distancias inferiores a 100 metros de líneas férreas electrificadas o líneas de alta tensión (mayor a 13,5 Kv).

### **3.11. Etapas del Plan de Relevamiento Base – Plan de Inspección para Ramales, Extensiones y Derivaciones operando a Presiones superiores a 45 Kg/cm<sup>2</sup>**

#### **3.11.1. Inspecciones mayores para ramales derivaciones y extensiones operando a MAPO > 45 Kg/cm<sup>2</sup>**

La metodología de inspección recomendada para la realización del PRB en estas líneas es ECDA con una frecuencia inicial de 5 años. Se recomienda iniciar esta actividad en el año 2013.

En el caso que se encuentren indicaciones de corrosión interna con pérdidas de espesor superiores al 20% del espesor en el Gasoducto Troncal, se deberá realizar además de la inspección EDCA una inspección ICDA para evaluar corrosión interna en todas estas líneas.

#### **3.11.2. Inspecciones menores para ramales derivaciones y extensiones operando a MAPO > 45 Kg/cm<sup>2</sup>**

Además del ECDA se recomienda la realización de las siguientes actividades con el objeto de mantener el riesgo en los niveles actuales

**Actividad 1 - Recorrida de Inspección Visual:** Se recomienda Incrementar la frecuencia de la recorrida de inspección visual y registrar la misma en los registros de los procedimientos. Esta actividad está encaminada a mitigar el riesgo de daño por terceros y

de los resultados obtenidos se deberán realizar acciones tales como reparación de carteles, detección de excavaciones ilegales, etc. Esta Actividad deberá iniciarse en el año 2011 y deberá tener una frecuencia semanal.

**Actividad 2 - Recorrido de búsqueda de fugas:** basados en que el gasoducto troncal se encuentra operando en condiciones de pérdida antes que rotura, se recomienda como medida mitigativa realizar mediciones anuales e iniciar la Actividad en 2011.

Etapas del Plan de Relevamiento Base – Plan de Inspección para Ramales, Extensiones y Derivaciones operando a Presiones inferiores a 45 Kg/cm<sup>2</sup>

### **3.11.3. Inspecciones mayores para ramales derivaciones y extensiones operando a MAPO < 45 Kg/cm<sup>2</sup>**

La metodología de inspección recomendada para la realización del PRB en estas líneas es ECDA con una frecuencia inicial de 7 años. Se recomienda iniciar esta actividad en el año 2015.

### **3.11.4. Inspecciones menores para ramales derivaciones y extensiones operando a MAPO < 45 Kg/cm<sup>2</sup>**

Además del ECDA se recomienda la realización de las siguientes actividades con el objeto de mantener el riesgo en los niveles actuales

**Actividad 1 - Recorrida de Inspección Visual:** Se recomienda Incrementar la frecuencia de la recorrida de inspección visual y registrar la misma en los registros de los procedimientos. Esta actividad está encaminada a mitigar el riesgo de daño por terceros y de los resultados obtenidos se deberán realizar acciones tales como reparación de carteles, detección de excavaciones ilegales, etc. Esta Actividad deberá iniciarse en el año 2011 y deberá tener una frecuencia quincenal.

**Actividad 2 - Recorrido de búsqueda de fugas:** basados en que el gasoducto troncal se encuentra operando en condiciones de pérdida antes que rotura, se recomienda como medida mitigativa realizar mediciones anuales e iniciar la Actividad en 2011.

Debido a que la amenaza principal del sistema es el daño por terceros se recomienda la revisión e implementación continua en forma reforzada del plan de prevención de daños. Este plan es esencial para el funcionamiento de Sistema de Gerenciamiento de Integridad de Ductos y debe involucrar un plan de comunicaciones.

La tabla 3.15 que se presenta muestra las principales inspecciones y actividades recomendadas.

**Tabla 3.15** Inspecciones a implementar para PB y frecuencias del Plan de Inspección.

Tipo	Metodología	Troncal	Ramales, derivaciones y extensiones	
			MAPO < 45 Kg/cm <sup>2</sup>	MAPO < 45 Kg/cm <sup>2</sup>
Inspecciones mayores	Inspección interna (ILI) (MFL+Caliper)	2016/ Cada 5 años	N/A	N/A
	ECDA	2013/ Cada 5 años	2013/ Cada 5 años	2015/ Cada 7 años
	Prueba hidráulica (PH)	N/A	N/A	N/A
	ICDA	N/A	2016/ Solo en caso de detectar indicaciones en Gasoducto Troncal	N/A
Inspecciones menores	Recorrida de inspección visual	2011/ 2 veces entre Pk 13 y PK 45 Resto Semanal	2011/ Semanal	2011/ Quincenal
	Medición de tapada	2011/ Cada 5 años	N/A	N/A
	Recorrido de búsqueda de fugas	2011/ Cuatrimestral	2011/ anual	2011/ anual
	Inspección de funcionamiento de válvulas	2011/ 2 veces por año	N/A	N/A
	Monitoreo de la protección catódica	2011/ Por lo menos 1 vez cada año, pero que el intervalo no exceda los 15 meses	N/A	N/A
	Inspección de rectificadores	2011/ Anual	N/A	N/A
	Interferencias eléctricas - Aislaciones eléctricas	2011/ semestral en a distancias inferiores a 100 metros de líneas férreas electrificadas o líneas de alta tensión	N/A	N/A

## **CAPITULO IV**

### **GESTIÓN DE INTEGRIDAD EN EL SECTOR DE DISTRIBUCION DE ENERGIA ELECTRICA**

#### **4.1. Aplicación en el Sector de Distribución de Energía Eléctrica**

En el presente trabajo se mostro los lineamientos y acciones que se siguieron para llegar a un programa de administración de integridad comprensible, sistemática e integral para que nos proporcione los medios para mejorar en la prevención de fallas en las operaciones y así poder proporcionar un servicio seguro confiable y que garantice la protección de las personas instalaciones y el medio ambiente en el sistema de distribución. Hemos podido observar que estos mismos lineamientos y acciones se pueden tomar también para un sistema de distribución de energía eléctrica.

La cierta similitud que existe entre ambos sistemas de distribución nos permite utilizar casi el mismo análisis.

Los 5 planes de gestión que soporta el sistema de gestión de integridad y es solicitud de la norma ASME 31.8S es de sencilla implementación debido a la existencia con otra denominación dentro de las organizaciones de distribución de energía.

Las amenazas que presenta un sistema de distribución de energía eléctrica son similares al que está expuesto la red de un sistema de gas, exceptuando el de corrosión externa e interna que es propio de la tubería.

Una de las amenazas con incidencia alta es el de Afectación por terceros (robo) con el avanzar del tiempo últimamente se viene instalando materiales altamente conductores pero de menor valía con respecto al conductor de cobre que se venía utilizando.

La diferencia notable dentro de la obtención del algoritmo que nos de calculo de probabilidad de falla es en el cálculo de las consecuencias, mientras que en un sistema de distribución de gas natural las consecuencias son altas cuando ocurre una falla mayor (rotura de ducto) en el sector de distribución de electricidad las consecuencias y el impacto generado es menor.

Para el sector de distribución de electricidad no habría como calcular el radio de impacto ya que ante una falla la afectación sobre la vida humana que este cerca a la red de Media Tensión y/o Alta es mínima, primero por el sistema de protección con que cuentan la

línea, la servidumbre establecida y por el tipo de energía que se transporta, mientras que en el gas es distinto ya que las consecuencias son mayores.

Las actividades de mitigación que tienen implementado ambos sistemas de distribución son similares, por ejemplo el mantenimiento de las redes, patrullaje redes son actividades que contemplan ambos sistemas de distribución para mantener la integridad de sus redes.

Por la similitud expuesta es posible introducir algunos conceptos de gestión de integridad en un sistema de distribución de energía eléctrica.

## CONCLUSIONES

1. Como a lo largo de toda la traza, el ducto en la mayoría de ocasiones se encuentra en proximidad de construcciones con gran circulación de personas durante el día, algunas de estas son mercados, colegios, universidades o centros de estudios, etc.
2. Si bien por norma se puede definir como Área de Alta Consecuencia (HCA) a todo el ducto por estar en clase de trazado 3 y 4, se pudo identificar lugares más críticos debido a la concentración de personas como en los casos de hospitales, mercados y/o colegios.
3. Se realizó el cálculo de radio de círculo de impacto potencial para distintos escenarios (rotura y agujero), tanto para el ducto troncal como para un caso genérico de los ramales o derivaciones.
4. Acciones Preventivas y Mitigativas Adicionales a implementar
5. Aumentar la frecuencia de patrullaje a 3 veces por semana en las HCA con el objeto de detectar anomalías en la traza.
6. Mejorar y aumentar la señalización.
7. Implementar/mejorar el sistema de detección de fugas.
8. Control periódico de la odorización del gas.
9. Mejorar del plan de contingencias / emergencias
10. Reforzar y difundir el Plan de Prevención de Daños.
11. Considerar el Plan de Comunicaciones y Programa de Prevención de Daños del Sistema de Gerenciamiento de Integridad.

## **BIBLIOGRAFIA**

1. Reglamento de Transporte de Hidrocarburos por Ductos DS – N° 081 – 2007 – EM
2. Norma ASME B 31.8S: Administración de la Integridad del Sistema de Gasoductos
3. Norma API 1160, Managing System Integrity for Hazardous Liquid Pipelines
4. Norma ASME B31.8, Gas Transmission and Distribution Piping Systems
5. Norma ASME CRTD 40-1, Risk-Based In-Service Testing —Development of Guidelines, Vol.1: General Document
6. Norma NACE RP-01-69, Cathodic Protection of Underground Structures
7. Manual de Calidad de Gas Natural de Lima y Callao
8. Manual de Operaciones y Mantenimiento de Gas Natural de Lima y Callao
9. Manual de Seguridad Salud Ocupacional de Gas Natural de Lima y Callao.