



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO  
FACULTAD DE ESTUDIOS SUPERIORES CUAUTITLAN

Análisis de Riesgos en la Distribución de Gas Natural

**T E S I S**

QUE PARA OBTENER EL TITULO DE:

INGENIERIO QUÍMICO

PRESENTA:

JORGE ALEJANDRO GONZALEZ VAZQUEZ

ASESOR: IQ. MIGUEL ANGEL GARCIA CAMPOS

CUAUTITLÁN IZCALLI, ESTADO DE MÉXICO 2016



Universidad Nacional  
Autónoma de México

Dirección General de Bibliotecas de la UNAM

**Biblioteca Central**



**UNAM – Dirección General de Bibliotecas**  
**Tesis Digitales**  
**Restricciones de uso**

**DERECHOS RESERVADOS ©**  
**PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL**

Todo el material contenido en esta tesis esta protegido por la Ley Federal del Derecho de Autor (LFDA) de los Estados Unidos Mexicanos (México).

El uso de imágenes, fragmentos de videos, y demás material que sea objeto de protección de los derechos de autor, será exclusivamente para fines educativos e informativos y deberá citar la fuente donde la obtuvo mencionando el autor o autores. Cualquier uso distinto como el lucro, reproducción, edición o modificación, será perseguido y sancionado por el respectivo titular de los Derechos de Autor.

## **AGRADECIMIENTOS**

Primero que nada agradezco a mi padre quien me dedico su tiempo para enseñar y darme todo los recursos necesarios para poder obtener esta tesis, y a mi madre por los momentos que dedico para ayudarme a crecer de manera profesional y personal así como los valores que me enseñó.

Un agradecimiento especial al I.Q Miguel Ángel García Campos quien me dio todo su apoyo y confió plenamente en mis conocimientos y aptitudes para este trabajo.

Asimismo, un reconocimiento a las amistades que me brindaron su apoyo para poder crecer como persona y de manera profesional así como todos los buenos momentos que pasamos en los años de carrera.

***“NO TENGAS MIEDO DE RENUNCIAR A LO BUENO PARA PERSEGUIR LO GRANDIOSO”***

**John D. Rockefeller**

<b>Índice</b>	
<b>GLOSARIO</b> .....	1
<b>RESUMEN</b> .....	2
<b>Objetivos</b> .....	3
<b>Generalidades</b> .....	3
<b>Legislación y Normatividad del Gas Natural</b> .....	6
<b>CAPÍTULO 1: INTRODUCCIÓN</b> .....	11
<b>1.1 Clasificación en base a la presión.</b> .....	11
<b>1.2 Capacidad de diseño</b> .....	12
<b>1.3 Riesgo y Calidad: Teoría y Aplicación.</b> .....	13
<b>CAPÍTULO 2.</b> .....	21
<b>PROCESO DE EVALUACIÓN DE RIESGOS</b> .....	21
<b>2.1 Método William Fine (Evaluación de Riesgos)</b> .....	21
<b>2.2 Para los operadores de gasoductos</b> .....	23
<b>2.3 Principio de Gestión del Riesgo</b> .....	23
<b>2.4 Conceptos Básicos</b> .....	24
<b>2.5 Atributos y Prevenciones</b> .....	25
<b>2.6 Seccionamiento de la Tubería</b> .....	27
<b>2.7 Congelación de la Tubería</b> .....	31
<b>CAPÍTULO 3: DAÑOS POR TERCEROS</b> .....	34
<b>3.1 Profundidad mínima de la cubierta</b> .....	36
<b>3.2 Nivel de Actividad</b> .....	42
<b>3.3 Instalaciones Superficiales</b> .....	46
<b>3.4 Sistemas de llamadas</b> .....	48
<b>3.5 Programa para Concientizar</b> .....	50
<b>3.6 Condición de derecho de Vía</b> .....	52
<b>3.7 Frecuencia de Patrullaje</b> .....	55
<b>Capítulo 4: Corrosión</b> .....	58
<b>4.1 Corrosión Atmosférica</b> .....	62
<b>4.2 Corrosión Interna</b> .....	73
<b>4.3 Corrosión de Metales Enterrados</b> .....	79
<b>Capítulo 5. Seguridad en el Diseño</b> .....	112
<b>5.1 Factor de Seguridad de tuberías.</b> .....	113
<b>5.2 Factor de Seguridad del Sistema</b> .....	121

5.3	Esfuerzos.....	124
5.4	Posible Incremento de Presión.....	127
5.5	Sistema de Prueba Hidrostática.....	129
5.6	Movimientos de la Tierra.....	132
<b>Capítulo 6. Operaciones Incorrectas.....</b>		<b>138</b>
6.1	Potencial Del Error Humano.....	138
6.2	Diseño.....	139
6.3	Construcción.....	153
6.4	Operación.....	156
6.5	Mantenimiento.....	167
<b>Capítulo 7: Evaluación del Riesgo.....</b>		<b>170</b>
<b>Conclusiones.....</b>		<b>178</b>
<b>Bibliografía.....</b>		<b>182</b>
<b>Apéndice A Tabla del Método FINE.....</b>		<b>183</b>
<b>Apéndice B Calentador Catalítico.....</b>		<b>184</b>

**GLOSARIO**

City Gate	Estación de Regulación y Medición
NOM's	Normas Oficiales Mexicanas
PSIG	Pound Square Inch Gauge/Libra por pulgada cuadrada
OnShore	Aguas Adentro
OffShore	Aguas Afuera
PMAO	Presión Máxima Aceptable de Operaciones
CSAD	Control, Supervisión y Adquisición de Datos

## **RESUMEN**

En la actualidad debido al desarrollo económico la sociedad cada vez demanda mayores consumos energéticos para satisfacer sus necesidades y promover el desarrollo industrial. El sector eléctrico es uno de los más grandes consumidores de energía, que proviene principalmente de la combustión de hidrocarburos como el diésel, combustóleo y gas natural.

El gas natural es un hidrocarburo compuesto principalmente por metano (90%) con trazas de etano, propano y otros gases. Este combustible tiene como principales ventajas que es limpio (casi no trae consigo hidrocarburos pesados) y económico. El gas natural es un producto primario que proviene de los yacimientos de gas y secundario de los yacimientos de crudo.

A pesar de sus ventajas, el gas natural es por naturaleza una sustancia peligrosa (inflamable) que si no se maneja adecuadamente durante su almacenamiento, transporte y distribución, puede ocasionar grandes riesgos de incendio y explosiones. Las principales instalaciones que pueden resultar afectadas son: complejos industriales, terminales de almacenamiento, estaciones de compresión, sistemas de ductos, zonas rurales y urbanas con alta densidad poblacional.

El manejo y transporte del gas natural comparado con el transporte de hidrocarburos como gasolinas no presenta un gran historial de accidentes catastróficos debido al desarrollo de tecnologías más seguras y un mayor compromiso hacia la seguridad y protección ambiental por parte de la industria y el sector gubernamental. Sin embargo, en muchos de los países de tercer mundo, como México, los sistemas de transporte y distribución presentan serias deficiencias que no garantizan su operabilidad segura. Entre las más importantes se encuentran el saqueo ilícito de combustible (tomas clandestinas), infraestructura obsoleta (sistemas con más de 20 años de servicio), falta de mantenimiento, invasión de los derechos de vía de los gasoductos, etc. Los sitios más afectados son las zonas rurales y urbanas. De igual manera, la invasión de los derechos de vía ha propiciado que la población civil se encuentre más vulnerable a sufrir algún daño o percance por estar cerca de lugares de alto riesgo.

Este trabajo surgió del interés por conocer y evaluar los riesgos que se ocasionarían por el manejo del gas natural en su distribución. Para el logro del objetivo se propuso una serie de escenarios de riesgo significativos que se tomaran en base a la experiencia de ingenieros especialistas.

Con el conocimiento de los escenarios propuestos y el resultado del análisis de consecuencias, se propusieron una serie de medidas de prevención que ayudarían a minimizar el impacto a la población y al ambiente causado por algún evento accidental a la tubería. Esta información se puede utilizar como una referencia para los equipos de respuesta a emergencia y la elaboración de estudios de riesgo más profundos.

## **Objetivos**

Los objetivos de esta tesis son:

1. Determinar los distintos riesgos en la distribución de gas natural mediante la ayuda de ingenieros especialistas en el área así como consultar manuales para la correcta instalación de las redes de gas natural para la realización de un manual básico en instalaciones de gasoductos.
2. Determinar la razón por la que el gas se congela al pasar de un estado a otro, el cómo evitarlo y a qué tipo de riesgo se está expuesto en la etapa de la regulación (citygate) analizando los equipos y servicios con los que cuentan las Estaciones de Regulación y Medición (ERM's) para poder generar un plan de acción.
3. Establecer medidas de precaución básicas para los distintos riesgos en la distribución de gas natural asignando valores a cada riesgo para generar un plan de acción

## **Generalidades**

### **Historia del Gas Natural**

El origen del gas natural data desde la antigüedad, cuando tomó lugar la descomposición de restos de plantas y animales que quedaron atrapados en el fondo de lagos y océanos en el mundo. En algunos casos, los restos se descomponen por oxidación, liberando gases a la atmósfera, evitando la oxidación al entrar en contacto con agua libre de oxígeno. La acumulación de lodos, rocas, arena y otros sedimentos durante miles de años, indujo un incremento de presión y calor sobre la materia orgánica, convirtiendo dicha materia en gas y petróleo (Busby, 1999).

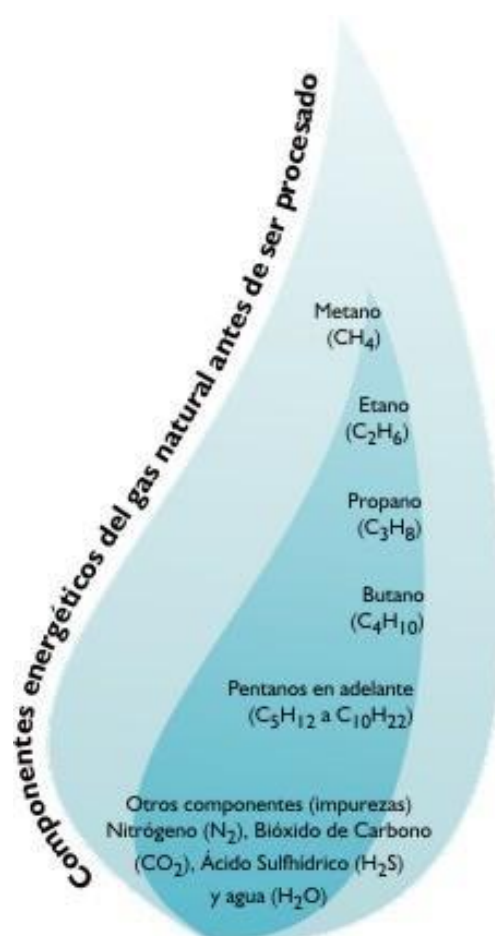
El gas natural es un combustible de gran importancia en México y el mundo, se puede obtener de yacimientos independientes, donde se encuentra de manera no asociada, o en yacimientos ocupados por petróleo crudo, así como en depósitos de carbón. La composición del gas natural puede variar dependiendo del tipo de yacimiento en el que se localice, la profundidad, la ubicación, y las condiciones



geológicas del área.

El gas natural comercial está constituido principalmente por metano (95 %, aproximadamente), además, el gas natural incluye otros hidrocarburos como etano, propano y butano. Al mismo tiempo, es posible encontrar pequeñas cantidades de ciertos contaminantes dentro de la composición debida que no fueron removidos al momento de su procesamiento.

### Componentes del Gas Natural



***Componentes del gas natural previo a su purificación (PEMEX, Gas y Petroquímica Básica, 2008).***

Inicialmente al gas natural se le conoce como gas amargo debido principalmente a la presencia de bióxido de carbono y ácido sulfhídrico ( $\text{CO}_2$  y  $\text{H}_2\text{S}$ ) dentro de su composición; estas sustancias son indeseables por lo que es necesario

removerlas por medio de un proceso de endulzamiento para obtener las propiedades deseadas para su uso industrial o comercial. Este proceso consiste en la remoción de bióxido de carbono y ácido sulfúrico; este último compuesto debe ser removido antes de su almacenamiento y distribución por ser un contaminante altamente toxico. Una vez libre de contaminantes se le denomina gas dulce (Perry y O'Maloney, 2003).

El gas natural se considera como un combustible fósil limpio, ya que sus emisiones están constituidas en su mayoría por vapor de agua y dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>). En algunos casos, el propano y el butano son separados del gas natural para venderse como subproductos (Busby, 1999).

### **Panorama internacional del mercado del gas natural**

La norma oficial Mexicana NOM-001-SECRE-2010 de la Secretaria de Energía establece los parámetros de calidad que debe tener el gas natural para su consumo.

#### ***Norma Oficial Mexicana, Calidad del Gas Natural (NOM-001-SECRE-2010)***

En nuestro país, el gas natural debe cumplir especificaciones establecidas en la NOM-001- SECRE-2010, dicha norma es un alto requerimiento para la Secretaria de Energía, junto con otros organismos como Petróleos Mexicanos y la Comisión Federal de Electricidad. El principal objetivo de esta norma es asegurar la integridad de las personas, el medio ambiente y las instalaciones que se encuentren en contacto con el gas natural. La Tabla 3.1.1 establece las características y especificaciones que debe tener el gas natural para su almacenamiento y distribución, además, define la calidad del gas natural como “la composición y el conjunto de características fisicoquímicas de acuerdo a las propiedades de su poder calorífico (índice de Wobbe), densidad (factor de compresibilidad), densidad relativa y puntos de rocío” (Secretaría de Energía, 2010).

Propiedad	Unidades	Especificación			
		Mínimo	Máximo	Máximo Dic./2005	Máximo Dic./2007
Oxígeno	% Vol.	--	0,2		
Inertes					
Nitrógeno (N <sub>2</sub> )	% Vol.	--	5,0		
Bióxido de Carbono (CO <sub>2</sub> )	% Vol.	--	3,0		
Total de inertes	% Vol.	--	5,0		
Contenido de licuables a partir del propano (C <sub>3</sub> +) o bien, temperatura de rocío de hidrocarburos de 1 a 8000 kPa	l/m <sup>3</sup> K (°C)	--	0,059 271,15 (-2)	0,050	0,045
Humedad (H <sub>2</sub> O)	mg/m <sup>3</sup>	--	112		
Poder calorífico superior	MJ/m <sup>3</sup>	35,42	41,53		
Índice Wobbe	MJ/m <sup>3</sup>	45,8	50,6		
Ácido sulfhídrico (H <sub>2</sub> S)	mg/m <sup>3</sup>	--	6,1		
Azufre total (S)	mg/m <sup>3</sup>	--	150,0		
Material sólido	--	Libre de polvos, gomas y cualquier sólido que pueda ocasionar problemas en los ductos y sus instalaciones. Así como en cantidades que provoquen deterioro en los materiales que normalmente se encuentran en dichas instalaciones y que afecten su utilización.			
Líquidos	--	Libre de agua, aceite e hidrocarburos líquidos.			

*Especificaciones para comercialización de gas natural de acuerdo a la Norma Oficial Mexicana NOM-001-SECRE-2010 (Secretaría de Energía, 2010).*

## Legislación y Normatividad del Gas Natural

### **Marco constitucional**

En México, la Constitución en su art. 27 establece al gas natural dentro de los hidrocarburos estratégicos del país. La Constitución declara que el gas natural es un hidrocarburo cuyo dominio directo le corresponde a la nación. De manera similar, también se establecen las responsabilidades legislativas y las facultades del congreso en materia de preservación del ambiente y protección ecológica (Secretaría de Energía, 2010)

A continuación, se presenta en la tabla Marco Regulatorio Sector Energético un resumen de los marcos regulatorios aplicables a los sectores energético y ambiental respectivamente:

### Marco regulatorio sector energético

<b>Ley/Reglamento</b>	<b>Descripción</b>	<b>Fecha de Publicación</b>
Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos	Corresponde a la nación el dominio directo de todos los recursos naturales (Gas Natural)	5 – Febrero - 1917
Ley Reglamentaria del art. 27 Constitucional en el Ramo del Petróleo y su Reglamento	Solo la nación puede explorar, explotar, transportar, almacenar, distribuir y vender los hidrocarburos de la nación.	29 – Noviembre-1958
Ley de Petróleos Mexicanos	El estado lleva acabo las actividades exploración, explotación, refinación, transporte, almacenamiento, distribución y venta por medio de Petróleos Mexicanos y descentralizados subsidiarios.	28 – Noviembre-2008
Reglamento de Gas Natural	Tiene el objeto de regular las ventas de primera mano, así como las actividades y los servicios que no forman parte de la industria petrolera en materia de gas natural, a efecto de asegurar su suministro eficiente.	11 – Mayo - 1995

Fuente: <http://www.cre.gob.mx/articulo.aspx?id=437>, Mora García (2007).

### Marco regulatorio para la protección ambiental

Ley/Reglamento	Descripción	Fecha de publicación
Constitución de los Estados Mexicanos, art. 27, 73	<p>Toda persona tiene derecho a la salud, además toda persona tiene medio ambiente adecuado para su bienestar.</p> <p>Fomento de los recursos su conservación y el Aprovechamiento de los elementos cuidando su preservación, y equilibrio ecológico.</p> <p>El Congreso tiene la facultad de materia de protección al preservación y ecológico.</p>	5 – Feb – 1917
Ley General del Equilibrio Ecológico y Protección al	<p>Actividades consideradas como Asignación de uso de suelo: impactos que tendría un posible evento sobre los centros de población y recursos naturales</p> <p>Establecimiento de las actividades altamente riesgosas, considerando sus características corrosivas, reactivas, inflamables o biológico-infecciosas, sus volúmenes y ubicación del establecimiento.</p> <p>Quienes realicen actividades altamente deben formular y presentar un estudio ambiental y además, someter a programas para la prevención de</p>	28 – Ene – 1988
Reglamento de (RLGEEPA) en materia de del Impacto Art. 17 y 18.	<p>Incluir un estudio de riesgo a la autorización en materia de Impacto cuando se trate de riesgosas.</p> <p>El estudio debe incluir los escenarios y medidas preventivas resultantes del análisis descripción de las zonas de señalamiento de las medidas de materia ambiental.</p>	30 – May - 2000
Segundo listado actividades riesgosas	<p>Manejo de sustancias inflamables y involucradas en la producción, transporte, almacenamiento, uso y disposición final (500 kg).</p>	4 – May - 1992

Fuente: <http://www.cre.gob.mx/articulo.aspx?id=439>, Mora García (2007)

### Normatividad nacional

En materia de normatividad, el gas natural está regulado por la Comisión Reguladora de Energía (CRE) y la Secretaría de Energía con fundamento en la Ley Federal de Metrología y Normalización (LFMN). Esta última, es la encargada de expedir las normas oficiales mexicanas en las materias relacionadas con sus atribuciones.

De acuerdo con la LFMN, las normas oficiales mexicanas (NOMs) tienen la finalidad de establecer las características y/o especificaciones que deben reunir los productos y procesos cuando estos puedan constituir un riesgo para la seguridad de las personas o dañar la salud humana, animal, vegetal, el medio ambiente general y laboral, o para la preservación de recursos naturales. En la Normatividad del gas natural en México se muestran las normas aplicables al territorio nacional con carácter obligatorio en materia de gas natural. (LFMN, 1992)

### Normatividad del gas natural en México

<b>CLAVE</b>	<b>DESC</b>	<b>D</b>
NOM-001- SECRE-2010	Calidad de gas natural.	29-Mar- 2004
NOM-002- SECRE-2010	Instalaciones para el aprovechamiento de gas natural.	08-Dic- 2003
NOM-003- SECRE- 2011	Distribución de gas natural y gas licuado de petróleo por ductos.	12 – Mar-2003
NOM-006- SECRE-1999	Odorización del gas natural.	27-Ene- 2000
NOM-007- SECRE-2010	Transporte de gas natural.	04-Feb- 2000
NOM-008- SECRE-1999	Control de la corrosión externa en tuberías de acero enterradas y/o sumergidas.	27-Ene- 2000
NOM-009- SECRE-2002	Monitoreo, detección y clasificación de fugas de gas natural y gas L.P.. en ductos.	08-Feb- 2002

NOM-013- SECRE-2004	Requisitos de seguridad para el diseño, construcción, operación y mantenimiento de terminales de almacenamiento de gas natural licuado que incluyen sistemas, equipos e instalaciones de recepción, conducción, vaporización y	08-Nov- 2004
------------------------	--	-----------------

**Fuente:** <http://www.cre.gob.mx/articulo.aspx?id=144>

En resumen, en este capítulo se puede observar que las actividades de almacenamiento, transporte y distribución de gas natural en el país se encuentran reguladas por la SENER. La (CRE es la responsable de asegurar el bienestar de la población derivado del manejo del gas natural, y la Secretaría de medio ambiente y recurso naturales (SEMARNAT) que se encarga de salvaguardar la protección ambiental a través de la Dirección General de Gestión Integral de Materiales y Actividades Altamente Peligrosas (DGGIMAR).

# **CAPÍTULO 1: INTRODUCCIÓN**

Un sistema de distribución de gas consiste en una o más redes de tuberías que lleva el gas desde una fuente de suministro – estaciones citygate, instalaciones de almacenamiento de gas o plantas procesadoras de gas – al consumidor.

La fuente principal de gas para muchos sistemas de distribución es una línea de gas natural alimentada a través de una o más estaciones citygate (**estación de regulación y medición**). La función básica de estas estaciones es enlazar la tubería de transmisión de gas de alta presión a las tuberías de los sistemas de distribución de media presión. En México se manejan altas presiones en líneas de transporte de Pemex que van de los 30 a 70 kg/cm<sup>2</sup>, los transportistas o distribuidores de la iniciativa privada reducen la presión del gas natural a 21 kg/cm<sup>2</sup> para cumplir con la normatividad actual, posteriormente el distribuidor puede reducir la presión hasta 1 kg/cm<sup>2</sup>. (Distribuidora de Gas Natural México, 2010).

. La tubería de alta presión que recoge el gas de la estación citygate y lo lleva al sistema de distribución es llamada suministro principal.

En algunos casos este enlace puede medir unos cientos de metros de longitud; y otras veces puede ser una red compleja de varios cientos de kilómetros.

Las tuberías en un sistema de distribución pueden ser clasificadas en cuatro categorías:

- Conductos Principales: Los cuales suministran gas de una fuente a un alimentador principal.
- Alimentador principal: El cual suministra gas de un conducto principal a un distribuidor principal así como a los servicios conectados a este.
- Distribuidor principal: Principalmente suministra gas a los servicios.
- Servicios: Entrega el gas del distribuidor principal a las líneas del cliente.

## **1.1 Clasificación en base a la presión.**

Muchos sistemas de distribución consisten en muchas redes de tuberías que operan a diferentes niveles de presión. El gas de una línea de distribución de alta



presión puede ser alimentado a partir de redes de distribución de alta, media o baja presión a través de un regulador de presión. Las redes de alta presión en sistemas de distribución operan desde 1 hasta 21 kg/cm<sup>2</sup>.

Como el gas es transferido de líneas de transmisión que operan en un rango de 35 – 70 kg/cm<sup>2</sup> a líneas de distribución operando desde 1 hasta 21 kg/cm<sup>2</sup> y después a sistemas de distribución que manejan presiones de 0.035 – 7 kg/cm<sup>2</sup>, es necesario hacer muchas reducciones en la presión. Siempre que el gas es alimentado de una red de alta presión a una que opera a menor presión, un regulador de presión es instalado entre los dos sistemas. La presión que se controla en la estación de salida puede ser un valor constante preestablecido, o puede variarse por medio de un control remoto. (Distribution, 1990).

La línea de combustible de un cliente residencial normalmente opera a niveles de presión de 0.01 – 0.025 kg/cm<sup>2</sup>, la cual es la presión requerida para un desempeño adecuado de los aparatos que consumen el gas. Esto requiere de la instalación de un regulador de servicio en cada línea de servicio que es alimentada directamente por medio de un sistema de distribución de alta o media presión.

## **1.2 Capacidad de diseño**

Cuando el gas es comprimido, se almacena energía dentro de éste, la presión del gas comprimido es una medida de la cantidad de energía almacenada. Como el gas natural comprimido fluye a través de las tuberías del sistema de distribución a las tuberías del cliente, su presión decrece gradualmente por que la energía almacenada es convertida por la fricción a calor, el cual se pierde en la tierra de los alrededores de la tubería.

Si el diámetro de la tubería principal del sistema de distribución es demasiado pequeña, el decremento de la presión (pressure drop) será excesivo durante la demanda de gas en horas pico, resultado que la presión en lugares remotos del sistema sea muy baja para un desempeño adecuado de los aparatos que consumen el gas. Un tamaño apropiado del sistema de tuberías debe tener la capacidad de distribuir el gas con la suficiente presión a cada uno de los clientes durante todo el tiempo.

Un sistema óptimo proveerá la capacidad apropiada con la mínima inversión posible. La tubería tendrá que ser construida con los materiales que más se adecuen a las circunstancias locales y teniendo en cuenta la seguridad durante la construcción y subsecuente operación.

El mismo tipo de información es requerida para definir todos los problemas de dimensionamiento de la tubería:

- Naturaleza del gas a distribuir, si es seco o trae trazas de humedad.
- Localización de la fuente del gas
- Restricciones de operación, como la presión de entrega requerida por el cliente.
- Cantidad y distribución de la carga de diseño.

### **1.3 Riesgo y Calidad: Teoría y Aplicación.**

Una de las famosas leyes Murphy's establece que "abandonados a sí mismos, las cosas siempre van de mal en peor"(Management Manual, 1992). Esta predicción es humorística, en cierto modo, se hizo eco en la segunda ley de la termodinámica. Esa ley se ocupa del concepto de entropía. En pocas palabras, la entropía es una medida del desorden de un sistema. La ley termodinámica establece que la entropía siempre debe aumentar en el universo y en cualquier sistema aislado hipotético dentro de ella. La aplicación práctica de esta ley dice que para compensar los efectos de la entropía, energía debe ser inyectada en cualquier sistema. Sin la adición de energía, el sistema se vuelve cada vez más desordenado.

Aunque la ley estaba destinada a ser una declaración de una propiedad científica, que fue aprovechado por los "filósofos" que definieron el sistema en el sentido de un coche, una casa, la economía, una civilización, o cualquier cosa que se desordena. Según esta lógica, el concepto es universal. Esto explica por qué un escritorio o un garaje se vuelve cada vez más desordenado hasta que se inicie una limpieza (inyección de energía).

Otra forma de decirlo es: "La madre naturaleza odia cosas que no crea." (Management Manual, 1992). El metal es un ejemplo, el metal está tratando de cambiar en sí mismo para volver a su forma mineral.

Si nos permitimos a nosotros mismos con esta línea de razonamiento, pronto podremos concluir que siempre se producirán fallos de ductos a menos que se aplique un tipo adecuado de la energía. Transporte de productos en un conducto cerrado, a menudo bajo/alta presión, son sometidos a la naturaleza que busca de hecho incrementar el desorden, las fuerzas están actuando continuamente para interrumpir este proceso estructurado. (Management Manual, 1992)

Sea o no esta teoría puede ser demostrada científicamente, es una forma útil de ver partes de nuestro mundo. Si adoptamos una visión un tanto paranoica de las fuerzas que actúan continuamente para perturbar nuestros sistemas, nos volvemos más vigilantes. Tomamos medidas para contrarrestar esas fuerzas. Años de experiencia en la industria de las tuberías han establecido actividades que se piensan para compensar directamente las amenazas específicas a la tubería. Tales actividades incluyen el patrullaje, el mantenimiento de la válvula, protección catódica, etc. Muchas de estas actividades se han dispuesto por las agencias gubernamentales.

Cuando no se consideró la actividad para ser eficaz en el tratamiento de una amenaza, finalmente fue cambiado o eliminado. Esta lista de actividades se está perfeccionando en forma continua.

Un método de evaluación de riesgos lógico debe seguir la misma línea de razonamiento. Todas las actividades que influyen, favorable o desfavorablemente, en la tubería se deben considerar incluso si los datos estadísticos completos sobre la eficacia de una actividad en particular no está disponible. Experiencia en la industria y la intuición del operador pueden y deben ser incluidos en la imagen de riesgo.

Pero, ¿Cuál es el riesgo? ¿Es sinónimo de riesgo: *peligro*?

Definimos un peligro como una característica o grupo de características que proporcionan el potencial para una pérdida. Inflamabilidad o toxicidad son ejemplos de tales características.

Para nuestros propósitos, el riesgo se define como la probabilidad de un evento que causa una pérdida y la magnitud de esa pérdida. Transporte de productos peligrosos por ducto es un riesgo debido al potencial del producto peligroso para causar una pérdida, si fuera a ser puesto en libertad. El caso de la liberación, se incrementa el riesgo y la magnitud de la pérdida (las consecuencias del suceso) aumenta. La pérdida se define generalmente en términos económicos. (Distribution, 1990).

Es importante hacer la distinción entre un peligro y un riesgo. Podemos cambiar el riesgo sin cambiar el peligro.

Cuando una persona cruza una calle muy transitada, el peligro debe ser claro para esa persona. Vagamente definida, es la posibilidad de que la persona debe ponerse en el camino de los vehículos que le pueden causar un gran daño corporal al ser golpeado por uno o más de ellos en movimiento.

Por consiguiente, el peligro es que está siendo golpeado por un vehículo en movimiento. El riesgo, sin embargo, depende de la forma en que la persona se comporta en el cruce de la calle. Lo más probable es que es consciente de que el riesgo se reduce si se cruza en una zona de tráfico controlado y toma precauciones adicionales contra los conductores de vehículos que no pueden verlo. No ha cambiado el peligro que todavía puede ser golpeada por un vehículo, pero este riesgo de lesiones o muerte se redujo en acciones prudentes. Si él se encierra a sí mismo en un vehículo blindado para el viaje al otro lado de la calle, su riesgo se reduciría aún más y ha reducido las consecuencias del peligro.

La implicación de nuestra definición de un riesgo de que el riesgo no sea algo estático. Puede estar en constante cambio. A lo largo de una tubería, las condiciones son generalmente cambiantes en términos de lo que puede salir mal, la probabilidad de el evento, y las consecuencias del suceso. Debido a que las condiciones también cambian con el tiempo, el tiempo se convierte en un factor indirecto en el riesgo. Cuando llevamos a cabo una evaluación de riesgos, en realidad estamos presentando una instantánea imagen del riesgo en un momento en el tiempo. (Management Manual, 1992).

Como se ha insinuado anteriormente, una evaluación completa del riesgo requiere de que tres preguntas se han contestadas:

- ¿Qué puede salir mal?
- ¿Qué probabilidades hay?
- ¿Cuáles son las consecuencias?

Al responder a estas preguntas, se define el riesgo.

- **Ocurrencia de Fallas**

Antes de que podamos evaluar los posibles contribuyentes a un fallo de la tubería, primero tenemos que definir los modos de fallo. Simplemente, el fallo se produce cuando alguna parte del sistema de gasoductos permite que importantes cantidades de producto sean puestos en libertad sin querer. "Cantidades significativas" se incluye en la definición de distinguir el "fallo" de las fugas molestas. A menos que el producto transportado sea extremadamente tóxico, las fugas microscópicas alrededor de las bridas o los equipos se consideran ser intrascendentes (para nuestros propósitos aquí). (Distribution, 1990).

La mayoría de los sistemas de tuberías deben contener un poco de presión. Esto requiere una cierta fuerza en la estructura que contiene. Si la estructura no tiene la fuerza suficiente, una falla ocurrirá. La pérdida de fuerza puede producirse debido a la pérdida de espesor del material por corrosión o de daños mecánicos tales como golpes y arañazos. Si no, se produce también si la estructura está sometida a esfuerzos más allá de sus capacidades de diseño. Sobrepresión, flexión excesiva y las temperaturas extremas son ejemplos.

Las respuestas a ¿Qué puede salir mal? deben ser integrales. Cada modo de fallo posible y causa iniciadora debe estar identificado. En esta etapa, las probabilidades asociadas a los eventos de fallo no se consideran. Incluso los tipos más remotamente posibles de falla deben ser incluidos aquí. Escenarios complejos que involucran a

muchos eventos interrelacionados también deben generarse así como interacciones inesperadas entre los eventos, que de lo contrario seguramente se pasan por alto cuando se identifican los peligros.

Una poderosa herramienta para utilizar en la identificación de los peligros es un estudio de peligros y operabilidad (Haz Ops). En esta técnica, un equipo de expertos se guía a través de una serie de reuniones donde se desarrollan y analizan escenarios imaginativos. La fuerza de esta técnica es la minuciosidad de la evaluación. (Management Manual, 1992).

En esta tesis, el ¿Qué puede salir mal? Se aborda en todos los puntos examinados en cada capítulo. Los índices corresponden a causas históricas de los fallos de tuberías y los elementos dentro de cada índice son esas condiciones o acciones que afectan el potencial de falla. Se utilizaron estudios de identificación de peligros (similares a Haz Ops) para generar la lista de elementos en cada índice.

- **Probabilidades de Falla**

Una vez que los riesgos han sido identificados, se calculan probabilidades de eventos que conducen a un accidente. Cuando varios eventos deben ocurrir para iniciar el accidente, las probabilidades de los eventos individuales se combinan para llegar a la probabilidad de accidentes mayores. Esta combinación de probabilidades puede ser en serie o en paralelo, dependiendo de cómo interactúan los eventos.

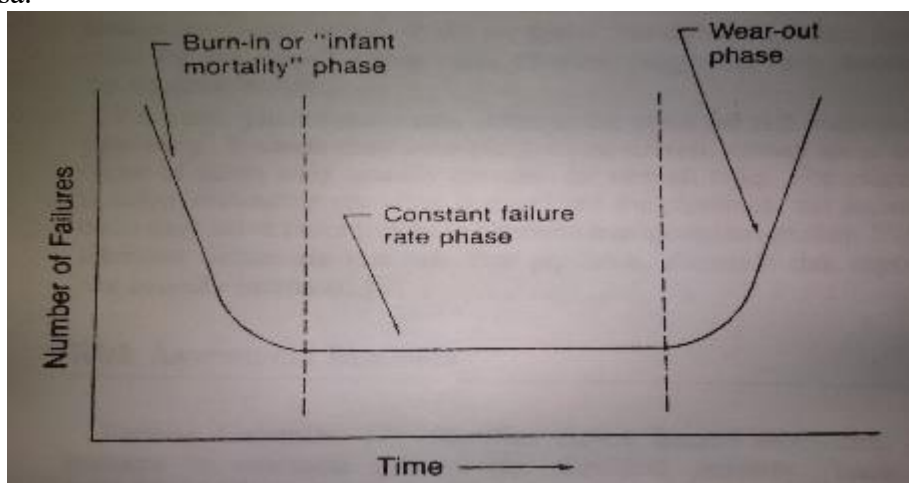
Lo ideal es que las probabilidades de eventos históricos se utilizarían aquí. Los datos históricos, sin embargo, generalmente no está disponible para todas las posibles secuencias de eventos. Además, cuando se dispone de datos, se trata de datos de eventos raros normalmente un fallo en muchos años de servicio, por ejemplo. Extrapolando las futuras probabilidades de fallo de estas pequeñas bases de datos puede dar lugar a errores significativos. También implican una falsa precisión, que se discute en las evaluaciones de riesgos subjetivos.

Otro posible problema con el uso de datos históricos es la suposición de que las condiciones se mantienen constantes. Por ejemplo, cuando los datos históricos muestran una alta incidencia de fugas de corrosión, el operador debe tomar las medidas adecuadas

para reducir esas pérdidas. Mientras que en una prueba importante, los datos históricos solos no deben determinar las probabilidades de fallo.

La tasa histórica de fallos puede decirle a un evaluador algo sobre el sistema que está evaluando. Figura 1-1 es un gráfico que ilustra la forma de "bañera" de muchas tasas de fallos. Para muchas piezas de equipo o instalaciones, hay una alta velocidad inicial de fallo. Esta primera parte de la curva se denomina "quemadura en fase". Aquí, los defectos desarrollados durante la construcción inicial están causando fallas. A medida que estos defectos se eliminan, los niveles de la curva se dirigen a la segunda zona. Esta es la zona de fallo constante y reflejó la fase donde los accidentes aleatorios son el mantenimiento de una tasa de fallos bastante constante. Lejos en la vida del componente, la tasa de fallos puede comenzar a aumentar. Esta zona es donde las cosas comienzan a desgastarse, ya que llegan al final de su vida de servicio útil. Una vista general de los datos de fracaso puede generar una curva tal y decirle al evaluador en qué etapa del sistema está y qué puede esperar. (Management Manual, 1992).

Esta importancia se basa en la experiencia general del operador, que incluyen datos históricos de fallas, por escaso margen, y la base de conocimientos generales del personal de tuberías. Siempre que sea posible, esta base de conocimientos debe incluir las experiencias de todos los operadores de ductos, no exclusivamente la propia empresa.



**Figura 1.1 "Curva de Bañera"**  
**Fuente: Pipeline Risk Management Manual.**  
**Cortesía Distribuidora de Gas Natural México**

- **Consecuencias**

Ponemos un gran valor sobre las consecuencias de un accidente. Esto entonces nos permite determinar cuánto estamos dispuestos a gastar para evitar ese accidente. La sociedad tiene sólo una cantidad limitada de recursos para gastar en seguridad y la reducción de riesgos. Los juicios de valor en cuanto a dónde están los recursos que se asignan deben implicar una evaluación objetiva de las pérdidas que están siendo evitadas mediante la asignación de esos recursos.

La mayoría de los componentes de pérdida son fáciles de cuantificar. En el caso de un accidente grave de tubería (producto que escapa, tal vez causando una explosión y fuego), podríamos cuantificar las pérdidas, tales como edificios dañados, vehículos y otros bienes; costos de las interrupciones del servicio; se pierden, sin embargo, ¿qué valor le damos a ellos? Mucho se ha escrito sobre este tema.

Actualmente hay dos métodos principales que se utilizan para determinar el valor económico de una vida humana. Hay que señalar que se trata de una "vida estadística", no un individuo identificado. La sociedad siempre ha estado dispuesta a gastar mucho más para salvar a una persona en una situación específica, un minero atrapado, por ejemplo. La vida estadística refleja la cantidad que la sociedad está dispuesta a gastar para reducir el riesgo estadístico de muerte por accidente. (Distribution, 1990).

El primer método, es el método del capital humano en el que el valor se basa en la pérdida económica de las futuras contribuciones a la sociedad por parte de un individuo. El otro enfoque, la disposición a pagar, mira cuánto un individuo está dispuesto a pagar (en términos de otros bienes y servicios entregados) una reducción en la probabilidad de muerte accidental. Una vez más, esto es una vida estadística, no es un valor asignado a cualquier individuo identificable.

En general, la sociedad decide lo que es un nivel aceptable de riesgo para cualquier empresa particular. Lo que es aceptable para las muertes de tráfico de carretera generalmente no es aceptable para muertes por accidentes en gasoductos, por ejemplo. Muchas consideraciones sociales y económicas se cree que influyen en la tolerancia al riesgo humano. Hay más allá del alcance de este texto. Un principio



fundamental, sin embargo, es que la reducción del riesgo es un costo para la sociedad. La sociedad da más peso a los costos en mejora de la seguridad en una situación concreta contra los gastos alternativos. Damos un dólar extra para evitar muertes de tráfico cada diez años o damos ese dólar para alimentar a un niño hambriento por dos días. Estos tipos de juicios de valor ayudan a determinar el riesgo aceptable. Un fenómeno irónico puede ocurrir en la búsqueda de la reducción del riesgo en el recubrimiento. Porque la mayoría de las actividades son costos conducidos, el dinero gastado en nombre de la seguridad puede aumentar los riesgos globales. Por ejemplo, si aumentar el gasto de seguridad es obligatorio para las tuberías, el aumento de los costos puede conducir más carga a los modos de transporte alternativos. Si estos modos alternos son menos seguros que las tuberías, la exposición al riesgo de la sociedad ha aumentado.

## CAPÍTULO 2.

### PROCESO DE EVALUACIÓN DE RIESGOS

#### 2.1 Método William Fine (Evaluación de Riesgos)

William Fine siempre creyó que los riesgos eran evaluables objetivamente y optó por demostrarnos que puede expresarse matemáticamente con un sencillo algoritmo. Y aunque solo se viene estudiando y aplicando su teoría en los accidentes laborales, es obvio que también lo puede ser en los accidentes laborales de tráfico y por lo tanto a los accidentes de circulación.

El método de William T. Fine es sencillo en su aplicación, pues consiste en valorar tres criterios y multiplicar las notas obtenidas en cada uno. Así, el Grado de Peligrosidad (GP) se obtendrá al multiplicar el factor.

Estos valores se introducen en un parte de comunicación de riesgo, en el que se determinarán los valores a utilizar siguiendo estas indicaciones:

#### Consecuencias (Factor C)

Se analizan los resultados que tendría la supuesta materialización del riesgo estudiado, siempre dentro de límites razonables y realistas. Para ello, se tienen en cuenta los riesgos para la vida de las personas (empleados y/o terceros) y los daños materiales que se producirían, dando puntos según esta tabla:

a) Catástrofe con numerosas muertes.....	100 puntos
b) Varios fallecimientos.....	50 puntos
c) Muerte con daños.....	25 puntos
d) Lesiones graves con riesgos de invalidez permanente.....	15 puntos
e) Lesiones que precisen baja médica.....	5 puntos
f) Lesiones sin baja.....	1 punto

#### Exposición (Factor E)

En este caso se valora la frecuencia en la que se produce una situación capaz de desencadenar un accidente realizando la actividad analizada. Se tiene en cuenta el

momento crítico en el que puede haber malas consecuencias, dándole una puntuación según las siguientes indicaciones:

- a) De forma continuada a lo largo del día (muchas veces).....10 puntos
- b) De forma frecuente, con periodicidad diaria de al menos una vez.....6 puntos
- c) De forma ocasional, semanal o mensual.....3 puntos
- d) De forma irregular, una vez al mes a una vez al año.....2 puntos
- e) De forma excepcional, con años de diferencia.....1 punto
- f) De forma remota. Se desconoce si se ha producido, pero no se descarta la situación.....0.5 puntos

### **Probabilidad (Factor P)**

Teniendo en cuenta el momento que puede dar lugar a un accidente, se estudia la posibilidad de que termine en accidente. Se tendrá en cuenta la causa del posible accidente y los pasos que pueden llevarnos a él, puntuándolo como sigue:

- a) Si el accidente es el resultado más probable al hacer la actividad...10 puntos
- b) El accidente es factible.....6 puntos
- c) Aunque no es muy probable, ha ocurrido o podría pasar.....3 puntos
- d) El accidente sería producto de la mala suerte, pero es posible.....1 punto
- e) Es muy improbable, casi imposible. Aun así, es concebible.....0.5 puntos
- f) Prácticamente imposible. No se ha producido nunca pero es posible.0.3 puntos

### **Corrección, coste y justificación**

Una vez estudiada la actividad con este método y aplicada la fórmula ya comentada se puede obtener el valor GP (Grado de Peligrosidad), que se utilizará para obtener la justificación de la acción correctora (J).

Para ello se tiene que analizar qué disminución del riesgo se obtendría de aplicarse las acciones preventivas que propone la organización.

### **Ver Apéndice A**

## **2.2 Para los operadores de gasoductos**

Si bien el enfoque descrito anteriormente es la forma más fácil de comenzar, este instrumento se convierte aún más potente si el usuario personaliza. El operador experimentado debe desafiar los puntos - ¿coinciden con su experiencia de uso?, ¿Está usted de acuerdo con ella? Invitar (o exigir) entrada de los operadores en todos los niveles. En las operaciones del ducto la mayoría posee una riqueza de conocimientos prácticos que pueden utilizarse para ajustar esta herramienta para su único entorno operativo. El punto aquí es la construcción de una herramienta de gran utilidad, que es usado con frecuencia para ayudar en las actividades diarias de la empresa y toma de decisiones, que sea aceptada y utilizada en toda la organización.

## **2.3 Principio de Gestión del Riesgo**

La construcción del instrumento de la gestión del riesgo toma cuatro pasos:

1. Seccionamiento: Romper el sistema de ducto(s) en secciones. El tamaño de la sección depende de cuán a menudo cambian las condiciones y en el costo de recolección de datos y mantenimiento vs el beneficio de una mayor precisión.
2. Personalización: Decidir sobre una lista de provocadores de riesgos y reductores de riesgos y la importancia relativa de cada elemento de la lista.
3. Recopilación de datos: construcción de la base de datos completando una evaluación para cada sección del gasoducto.
4. Mantenimiento: Identificar, cuándo y cómo se producen cambios en los puntos de riesgo; actualizando la base de datos para reflejar los cambios.

Los pasos 2 y 3 probablemente sea la parte más costosa del proceso. Estos pasos pueden ser tiempo - no solamente en mano de obra - en aspectos, sino también para obtener el consenso necesario de todos los jugadores claves. El consenso inicial a menudo marca la diferencia entre una ampliamente aceptada y un sistema parcialmente resistido. Tiempo y recursos en los pasos 2 y 3 deben considerarse como inversiones iniciales en una exitosa herramienta de gestión de riesgo. Los pasos 1 y 4 son los costos necesarios para mantener la herramienta útil, pero no deben ser muy costosos para llevar a cabo. (Distribution, 1990).

La técnica de evaluación de riesgos descrita en esta tesis debe convertirse en una herramienta útil para los operadores de gasoductos y de los administradores. Al proporcionar respuestas oportunas a preguntas complicadas a veces, la herramienta debe convertirse en un punto de referencia constante para la toma de decisiones.

El objetivo principal de esta evaluación del riesgo, **es el riesgo de exposición al público y cómo efectivamente ese riesgo puede ser controlado.**

## 2.4 Conceptos Básicos

Hay algunos conceptos subyacentes incorporados en este modelo. El usuario y, especialmente, el personalizador de este manual, debe ser consciente de estos.

- Independencia: Se sabe que el riesgo es aditivo pero independiente. Es decir, que cada elemento que influye en la imagen del riesgo se considera por separado de todos los demás elementos. La evaluación general del riesgo agrega todos los factores independientes entre sí para obtener un número final. El número final refleja el "área de oportunidad" para un fallo porque el número de factores independientes es directamente proporcional al riesgo.
- Relativa: Los valores en puntaje son significativos sólo en un sentido relativo. Una puntuación de sección de una tubería sólo muestra cómo esa sección se compara con las otras secciones anotadas. Los valores más altos de puntuación representan mayor seguridad - disminución del riesgo.
- Subjetivo: El programa de puntaje de los ejemplos reflejan las opiniones de los operadores basadas en interpretaciones subjetivas de experiencia de la industria de gasoductos así como la canalización de la experiencia personal.
- Público: Sólo los peligros y riesgos para el público en general son de interés aquí. Los riesgos específicos a los operadores de gasoductos y personal de la empresa gasoducto no están incluidos en este sistema.

➤ Riesgos: Las posibilidades de fallas especiales o exóticas están cubiertas sólo mínimamente. Sabotaje y accidentes como resultado de un fallo secundario son ejemplos de eventos que se aborden sólo indirectamente. También se abordan solamente indirectamente los riesgos económicos tales como el costo de la interrupción del servicio. La interrupción del servicio es muy específica para el sitio y puede agregarse a este análisis de riesgos como consecuencia de la falla si el evaluador es capaz de cuantificar esta consecuencia.

## **2.5 Atributos y Prevenciones**

Debido a que el objetivo final de la evaluación del riesgo es el de proporcionar un medio de gestión del riesgo, es útil hacer una distinción entre dos tipos de componentes de riesgo. Como se dijo antes, hay una diferencia entre el peligro y el riesgo. Normalmente podemos hacer muy poco para cambiar el peligro, pero podemos tomar medidas para influir en el riesgo. Siguiendo este razonamiento, el evaluador puede clasificar cada elemento de índice como un atributo o una prevención. Los atributos corresponden débilmente a las características del riesgo, mientras que las prevenciones reflejan el riesgo que afecte las acciones. Atributos reflejan el entorno del gasoducto, mientras que prevenciones son las medidas adoptadas en respuesta a ese entorno. Ambos afectan el riesgo, pero una distinción entre ellos será útil. (Management Manual, 1992).

El término atributos utilizados en este sentido puede definirse como característica que es difícil o imposible de cambiar. Son características del sistema de tuberías en los que el operador tiene poco o ningún control. La mayoría de las secciones de la evaluación riesgo tienen atributos. Ejemplo de este tipo de elementos que no suelen cambiar, y por lo tanto, son etiquetados como atributos, incluyen:

- Características de suelo.
- Tipo de atmosfera.
- Características del producto.

- La presencia y naturaleza de tuberías cercanas sepultadas.

La otra categoría, prevenciones, incluye acciones que el diseñador del gasoducto o el operador puede asumir razonablemente que influyen en el riesgo. Ejemplos de prevenciones incluyen:

- Frecuencia del patrullaje del gasoducto.
- Los programas de capacitación del operador
- Programas de mantenimiento.

Los ejemplos anteriores de cada categoría son bastante claros. El evaluador debe esperar encontrar algunas áreas grises de la distinción entre una prevención y un atributo. Por ejemplo, tener en cuenta la proximidad de centros de población a la tubería. En uno de los capítulos, esto afecta el potencial de daño de tercero a la tubería. Esto obviamente no es una característica inmutable porque un cambio de ruta de la línea es generalmente una opción. Pero en un sentido económico, esta característica puede ser inmutable debido a gastos irre recuperables que puedan incurrirse para cambiar la ubicación de la tubería. Otro ejemplo sería la profundidad de la cubierta de la tubería. Para cambiar esta característica significaría un nuevo entierro o la adición de más cubierta. Ninguno de estos es una acción poco común, pero la viabilidad de tales opciones debe ser analizada por el evaluador, el cómo clasifica un componente de riesgo como un atributo o una prevención.

La figura 2-1 Ilustra cómo algunos de los elementos de evaluación riesgo aparecen en una escala con prevenciones como uno de los extremos y los atributos como el otro extremo, por ejemplo, es un elemento que se pueda cambiar, pero por lo general a un gran costo. Por lo general, se piensa que se incline más hacia un atributo y se etiqueta en consecuencia.

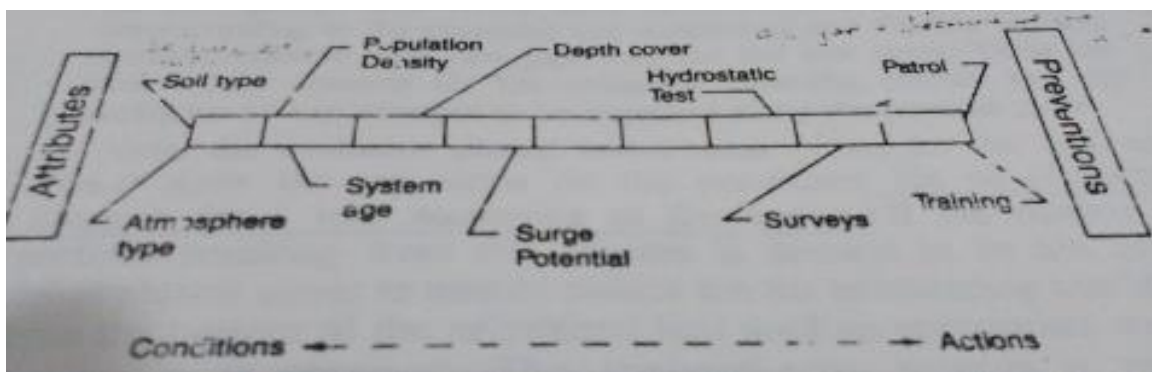
Algunos de estos elementos colocan el atributo y la prevención en un resultado. Es decir, el riesgo y las acciones de prevención específicas para ese peligro se combinan en un solo resultado para algunos elementos.

Como en muchos aspectos del programa de riesgo, la coherencia es mucho más importante que las respuestas absolutas. Lo que se considera un atributo de una sección

debe ser un atributo de todas las secciones. Sólo la consistencia permitirá comparaciones de riesgo significativo.

La distinción entre atributos y prevenciones es especialmente útil en la política de gestión de riesgo. Estándares de la compañía se pueden desarrollar para requerir cierto riesgo - reducir las acciones a seguir en respuesta a ciertos ambientes ásperos. Tal procedimiento prevé asignar un nivel de prevención basado en el nivel de atributos.

Las normas pueden ser predefinidas y programadas en un programa de base de datos para ajustar automáticamente los estándares para el medio ambiente de la sección - condiciones duras requieren más prevenciones para cumplir la norma.



**Figura 2.1 Escala de Ejemplos de Atributos-Prevenciones**

**Fuente: Pipeline Risk Management Manual.**

**Cortesía Distribuidora de Gas Natural México**

Hay que reconocer que, a diferencia de otras instalaciones que se someten a una evaluación del riesgo, un gasoducto normalmente no tiene un potencial de riesgo constante en toda su longitud. Como las condiciones a lo largo de la ruta de la línea cambian, también lo hace la imagen del riesgo. Los operadores deben considerar la variable adicional: ¿Por cuál sección de tubería empezar? (Distribution, 1990).

El evaluador de riesgos decidirá la mayoría de los criterios de la sección de la tubería con el fin de obtener una imagen precisa de los riesgos. Dividir la línea en muchos tramos cortos aumenta la precisión de las evaluaciones de cada sección, pero también puede resultar en un aumento de los costos de la recopilación de datos, manejo y mantenimiento. Las secciones más largas por otro lado, pueden reducir los costos de



datos pero también reducir la precisión. Un método arbitrario del seccionamiento, como cada milla o entre válvulas del bloqueo, no aprovecha puntos obvios de la ruptura. Aleatorizar realmente puede reducir la exactitud y aumentar gastos si los puntos de ruptura inadecuados e innecesarios son elegidos.

Los criterios más apropiados para el seccionamiento deben insertar un punto de la ruptura dondequiera que los cambios significativos ocurran. Un cambio de condición significativo debe ser determinado por el evaluador con la consideración dada a gastos de datos y exactitud deseada.

El evaluador debe tener en cuenta aquellas condiciones que le son más variables en el sistema de ductos que se están estudiando y clasificar los temas en cuanto a magnitud de los cambios y la frecuencia de los cambios. Esto probablemente es mejor hecho con el apoyo de los operadores de gasoductos. La entrada del operador no sólo ayuda a asegurar la integridad de las evaluaciones, sino que también ayuda a convencer al operador a aceptar las técnicas de gestión de riesgo. Esta clasificación será subjetiva y quizás incompleta, sino que servirá como un buen punto de partida para seccionar la(s) línea(s). (Distribution, 1990).

Un ejemplo de una corta lista de las condiciones está clasificado de la siguiente manera:

1. Densidad de Población.
2. Condiciones del suelo.
3. Condición de revestimiento.
4. Edad de la tubería y demás instalaciones.

En este ejemplo, el evaluador(es) ha previsto los cambios más significativos a lo largo de la tubería del gasoducto, que densidad de población, seguida por diferentes condiciones de suelo, luego por la condición del revestimiento y edad de la tubería. Esta lista fue diseñada para una tubería de 60 millas de longitud en México pasando cerca de varias comunidades rurales y alternando entre pantanos (arcilla) y condiciones de suelos arenosos se adaptan a esta lista. Además, el revestimiento puede estar en diversos estados de deterioro (tal vez más o menos correspondiente a las cambiantes condiciones

del suelo) y la línea ha tenido secciones reemplazadas con tubería nueva en los últimos años. Estos últimos hechos podrían explicar las condiciones de edad y revestimiento a elegir por el evaluador como cambios clave de esperarse a lo largo de la ruta del gasoducto.

A continuación, el evaluador debe insertar puntos de ruptura para la sección de los puntos principales de la lista, priorizando los cambios en las condiciones para la puesta en marcha de un ensayo de seccionamiento de la(s) línea(s). Si el número de las secciones resultantes de este proceso se considera que es grande, los evaluadores tienen que limitarse a reducir la lista (eliminar las condiciones de la parte inferior de la lista con el orden de prioridad) hasta un número adecuado de las secciones. Este ensayo y error se repite hasta que un seccionamiento rentable ha sido completado. (Distribution, 1990).

Ejemplo:

Siguiendo la filosofía, supongamos que el evaluador de este hipotético gasoducto de México decide la sección según las reglas siguientes que ha desarrollado:

1. Insertar un salto de sección cada vez que cambia la densidad de población a lo largo de una sección de una milla en más del 10%. Estos saltos de sección de la población no ocurrirán más a menudo por cada milla, y mientras la densidad de población se mantiene constante, un salto de sección es injustificado.
2. Insertar un salto de sección cada vez que cambia la corrosividad en un 30%. En este ejemplo, los datos están disponibles mostrando corrosividad promedio para cada sección de 150 metros de línea. Por lo tanto, saltos de sección pueden ocurrir un máximo de diez veces (1600 metros por Km divididos por secciones de 150 mt) por cada kilómetro de tubería.
3. Insertar un salto de sección cada vez que la condición del revestimiento cambia significativamente. Esto lo medirá el ingeniero con una evaluación de

corrosión. Como esta evaluación es subjetiva y basada en datos incompletos, tales saltos de sección pueden ocurrir tan a menudo como cada milla.

4. Insertar un salto de sección cada vez que se encuentre una diferencia de edad de la tubería. Este valor se mide comparando la fecha de instalación. Sobre la longitud total de la línea, seis nuevas secciones se han instalado para sustituir las secciones más viejas.

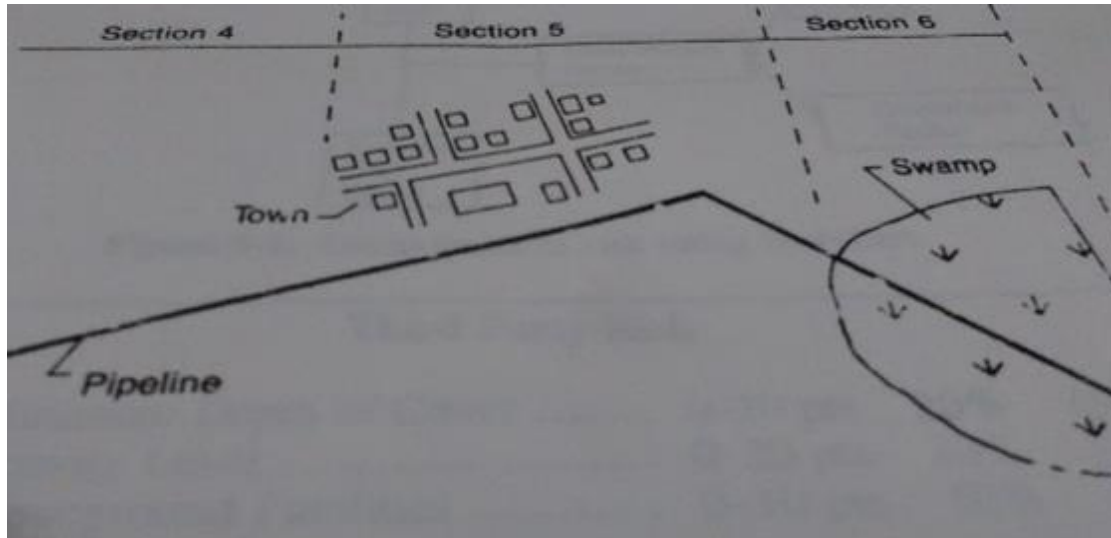
Después de estas reglas, el evaluador encuentra que las condiciones hacen que 15 secciones sean creadas. Aplicando la segunda regla de condición, ha creado adicionales 8 secciones, trayendo el total a 23 secciones. La tercera regla cede 14 secciones adicionales y la cuarta causa 6 secciones adicionales. Esto trae el total a 43 secciones en el conducto de 18 mts.

El evaluador puede decidir ahora si se trata de un número apropiado de las secciones. Como se señaló anteriormente, factores tales como la exactitud deseada de la evaluación y el costo de la recolección de datos y análisis deben ser considerados. Si él decide que 43 secciones son demasiadas para las necesidades de la empresa, puede reducir el número de secciones eliminando primero el seccionamiento adicional causado por el uso de su cuarta regla. La eliminación de estas 6 secciones causada por las diferencias de edad en el tubo es apropiado porque ya se había establecido que se trataba de un elemento de baja prioridad. Es decir, se piensa que las diferencias de edad en el tubo no es un factor tan importante como las demás condiciones de la lista.

Si la cantidad de la sección (ahora bajó a 37) todavía es demasiado alta, el evaluador puede eliminar o reducir el seccionamiento causado por esta tercera regla.

En el ejemplo anterior, el evaluador diseñó un plan para dividir la tubería en un número apropiado de secciones. Muy probablemente, un tramo de planimetría estaba en su mente para comenzar como punto de partida, las secciones de una milla pueden ser apropiadas en muchas aplicaciones. Esto es la longitud de la sección utilizada por el Departamento de transporte en las definiciones para las evaluaciones de la densidad de población a lo largo de la ruta del gasoducto. La densidad de población, por supuesto, desempeña un papel importante en la imagen de riesgo. Sin embargo, al igual que con el ejemplo, secciones de un metro o dos metros pueden ser demasiado para los propósitos

de la evaluación del riesgo. Otra vez, un tramo implica un conflicto entre la precisión y costo. (Distribution, 1990).



**Figura 2-2. Seccionamiento de Tubería**  
**Fuente: Pipeline Risk Management Manual.**  
**Cortesía Distribuidora de Gas Natural México**

La figura 2-2 ilustra un trozo de tubería que se seccionó basado en densidad de población y las condiciones del suelo.

Para muchos de los capítulos que figuran en esta evaluación (especialmente en el capítulo *Operaciones Incorrectas*) secciones de conductos no tendrá un impacto. Los temas, tales como la capacitación o los procedimientos por lo general son aplicados de manera uniforme en todo el sistema de tuberías o por lo menos dentro de una sola zona de operaciones. Sin embargo, esto no puede darse por sentado durante la recolección de datos.

## **2.7 Congelación de la Tubería**

Reducción de presión = reducción de la temperatura

Cuando un gas se reduce la presión, la temperatura disminuye. Esto se conoce como el efecto Joule-Thomson.

Esta refrigeración es causada por el estrangulamiento del gas y es de aprox. 0,6°C (1°F), por cada bar de la reducción de la presión. Para un regulador de reducción

de gas natural de 10 a 1 bar (150 a 15 psig) entregaría aprox gas. 5°C (9°F) menor que la temperatura de entrada. Figura 2-3. (Distribution, 1990).

La disminución de la temperatura de reducción de presión se transmite a los reguladores / piloto y el tubo de trabajo corriente abajo. Esto puede causar la formación de hielo, y se puede ver a los reguladores que hacen reducciones gran presión (incluso cuando las temperaturas ambientales son por encima de cero). Figura 2-4.

Si el gas lleva el agua, esto puede congelar, el bloqueo de las partes internas del regulador / piloto o haciendo que se pegue en una posición o causar corrosión en las tuberías y el equipo corriente abajo. Un problema grave puede ser la congelación asociado de suelo cuando las tuberías después de la reducción de presión están enterrado después de la ERM. Figura 2-5.

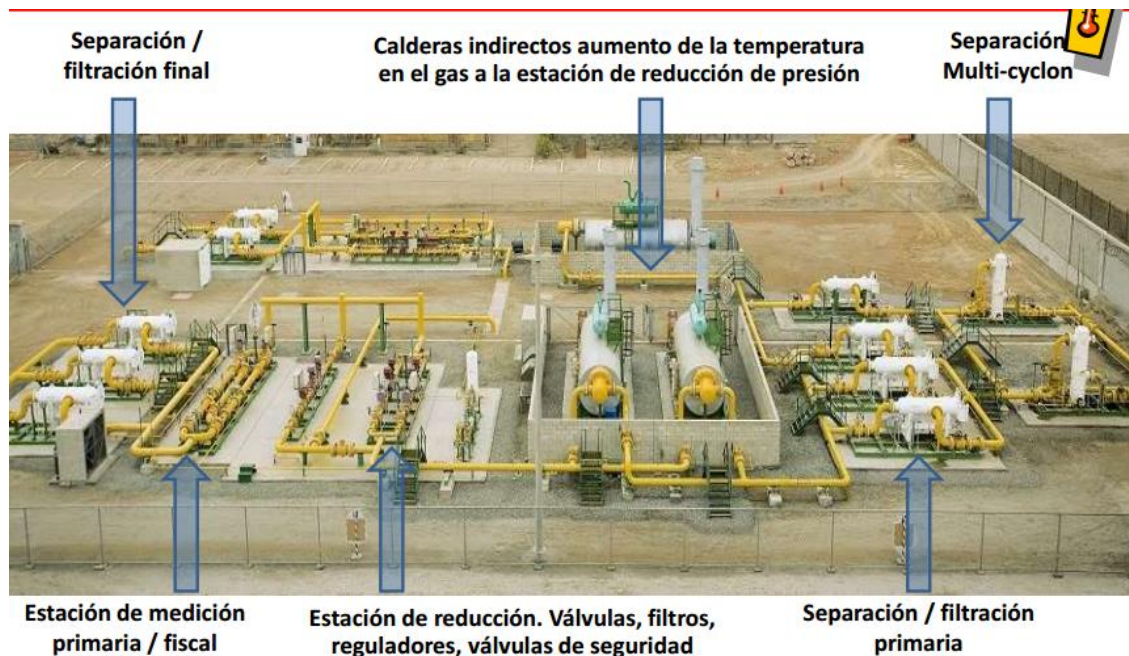
La mayoría de los gases están secos, pero se debe tener cuidado para asegurarse de que la temperatura del gas de salida se mantiene por encima de 0°C. Se utilizan calentadores para evitar el congelamiento dañe válvulas, dispositivos, etc. El Gas se calienta o se pre-calienta con ayuda de calentadores catalíticos o intercambiadores de calor. (Distribution, 1990).



**Figura 2-3. Ejemplo de la Caída de temperatura**  
**Presentación del Jefe de Operación y Mantenimiento**  
**Ing. Jorge Gonzalez Galindo**



**Figura 2-4. Congelamiento de la Tubería**  
**Presentación del Jefe de Operación y Mantenimiento**  
**Ing. Jorge Gonzalez Galindo**



**Figura 2-5. Estación de Regulación y Medición (ERM)**  
**Presentación del Jefe de Operación y Mantenimiento**  
**Ing. Jorge Gonzalez Galindo**

Ver Apéndice B

## **CAPÍTULO 3: DAÑOS POR TERCEROS**

Los operadores de gasoductos deben tomar medidas para reducir la posibilidad de daños a sus instalaciones por terceros. El alcance de los pasos que son necesarios depende de cómo fácilmente el sistema puede resultar dañado y con qué frecuencia se produce un daño.

Las estadísticas de accidentes del gasoducto del Departamento de Transporte indican que las intrusiones de terceros son la principal causa de averías de la tubería. Cuarenta por ciento de todas las fallas de la tubería entre 1990 y 2000 se atribuyen a daños de terceros. A pesar de estas estadísticas, la posibilidad de daños de terceros ha sido uno de los aspectos menos considerados de evaluación de riesgos de la tubería. (Distribution, 1990).

El buen historial de seguridad de gasoductos puede atribuirse en parte a su instalación inicial en zonas poco pobladas y a su entierro de 2.5 a 3 metros de profundidad. Sin embargo, el desarrollo está amenazado debido al riesgo por daños debido a las excavaciones.

En el período comprendido entre 1983 y 1987, ocho muertos, veinticinco heridos y más de 14 millones de dólares en daños a la propiedad en la industria de los líquidos peligrosos en ductos debido únicamente a los daños por excavación por terceros. Estos tipos de fallas en tuberías representan 259 accidentes de un total de 969 accidentes por todas las causas. Esto significa que 26.7 % de los accidentes en los ductos de líquidos peligrosos fueron causados por la excavación de terceros. (Management Manual, 1992).

En la industria de tubería de gas, surge una historia similar; 483 incidentes de daños por excavación se reportaron en el período de 1984 a 1987. Estos accidentes resultaron en 26 muertes, 148 lesiones y más \$ 18 millones en daños a la propiedad. Los daños por excavación se cree que son responsables del 10.5% de incidentes reportados para sistemas de distribución, 22.7% de incidentes reportados para tuberías de transmisión/recolección y 14.6% de todos los incidentes en los gasoductos. (Management Manual, 1992).

El diseñador del gasoducto y, tal vez incluso en mayor medida, el operador pueden afectar el riesgo de las actividades de terceros. Como un elemento de la imagen del riesgo, es la probabilidad de daños a terceros en un servicio depende de:

- La naturaleza de las posibles intrusiones
- La facilidad con la cual la instalación puede ser alcanzada por la intrusión que se mete.
- El nivel de actividad.

Posibles intrusos incluyen:

- Equipo de excavación
- proyectiles
- Tráfico vehicular
- Trenes
- Equipo de granjas
- Cargas sísmicas
- Postes para alumbrado y tendido de líneas.
- Postes de teléfono
- Anclas

Factores que afectan la susceptibilidad de las instalaciones incluyen:

- Profundidad del revestimiento.
- Cubiertas naturales (tierra, rocas, concreto, pavimento, etc.)
- Barreras artificiales (postes, barricadas, zanjas, etc.)
- Barreras naturales (árboles, ríos, zanjas, rocas, etc.)
- Presencia de los marcadores de tuberías.
- Frecuencia y minuciosidad de patrullaje
- Tiempo de respuesta a las amenazas.



El nivel de actividad se juzga en función de elementos tales como:

- Densidad de población
- Actividades de construcciones cercanas
- Proximidad y volumen de tráfico vehicular o de ferrocarril
- Zonas offshore<sup>1</sup> de anclaje.
- Volumen de informes del sistema de llamada
- Número de utilidades enterradas en el área.

Graves daños a un gasoducto no se limitan a pinchazos reales de la línea. Un simple rasguño en una tubería de acero revestido daña el revestimiento resistente a la corrosión, como mínimo. Tales daños pueden conducir a la corrosión acelerada y en última instancia a una avería por la corrosión quizás años en el futuro. Si el rasguño es bastante profundo para haber quitado hasta un trozo diminuto de metal, puede llevar a un fallo, por sí sola o en combinación con algunas fisuras por corrosión.

Esta es una razón por la cual la educación juega un papel tan importante en prevención de daños. Para el observador casual, un menor impacto o daño en un ducto de acero puede parecer insignificante; ciertamente no dignos de mención. Un operador de gasoductos sabe el peligro potencial de cualquier perturbación de la línea. Este riesgo se debe comunicar al público en general.

### **3.1 Profundidad mínima de la cubierta**

Esta es la cantidad de tierra que cubre lo más superficial de la cadena de distribución no importa lo corto que sea. Hacer un promedio de profundidades es innecesario. La mayor exposición a posibles daños existe cuando la línea tiene la menor cantidad de cubierta, independientemente de la profundidad en otros lugares. En los casos en que la profundidad de cobertura varía, en consecuencia el evaluador tal vez desee dividir los tramos de tubería. (Management Manual, 1992).

Este tema normalmente se considera un atributo porque no es una condición fácilmente cambiante a lo largo de la línea.

1. OffShore: Aguas Afuera o en Mar Abierto.

Debe desarrollarse un programa o una fórmula simple para asignar valores de los puntos basados en la profundidad de la cubierta:

(Cantidad de cobertura en pulgadas)  $\div$  3 = valor de puntos hasta un máximo de 20 puntos.

Entonces: 42 pulgadas de cubierta =  $42 \div 3 = 14$  puntos.

24 pulgadas de cubierta =  $24 \div 3 = 8$  puntos

Los puntos deben ser evaluados basados en la localización superficial dentro de la sección que se está evaluando. El evaluador debe sentirse seguro de que la profundidad de los datos está actualizada; de lo contrario, las evaluaciones del punto deberían reflejar la incertidumbre. (Tenga en cuenta que aumentar puntos indica una condición segura). (Management Manual, 1992).

La experiencia nos dice que menos de un pie de cubierta puede en realidad hacer más daño que bien. Es suficiente cobertura para ocultar la línea pero no lo suficiente como para proteger la línea de movimientos de tierra de equipo superficial (como equipo agrícola). Tres pies de cubierta es la cantidad normal de cobertura necesaria. (Management Manual, 1992).

La principal ventaja de la cubierta de tierra es proteger la línea de actividades de terceros que le hagan daño. Por lo tanto, hay que darle crédito a los medios para proteger la línea de daños mecánicos. Un programa debe ser desarrollado para estos otros medios. Una forma sencilla de hacer esto es equiparar la protección mecánica a una cantidad de capa de tierra adicional.

2 pulgadas de recubrimiento de concreto = 8 pulgadas de cubierta de tierra adicionales

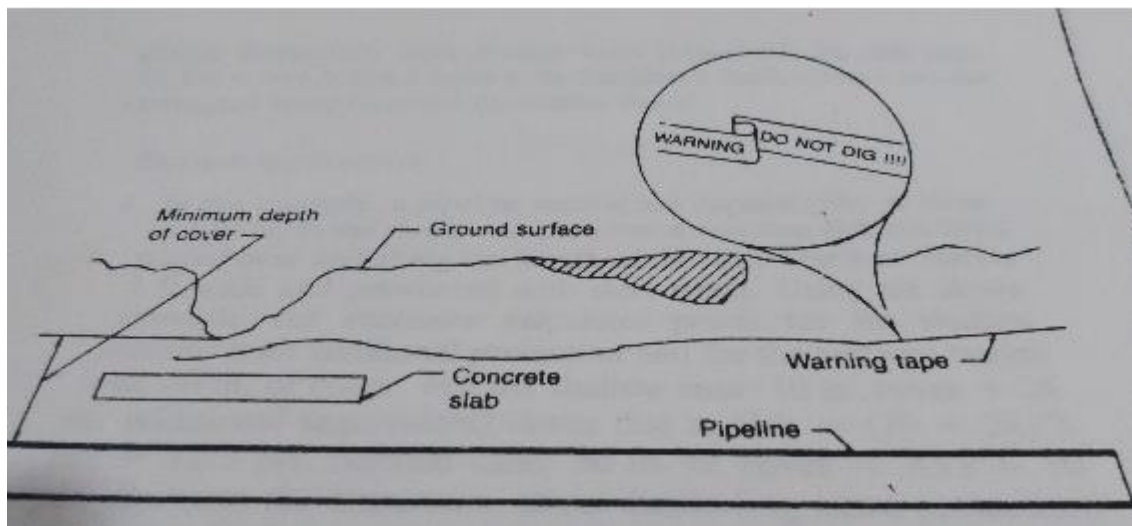
4 pulgadas de recubrimiento de concreto = 12 pulgadas de cubierta de tierra adicionales

Cubierta del tubo = 24 pulgadas adicionales de cubierta

Losa de hormigón (reforzado) = 24 pulgadas adicionales de cubierta

Por ejemplo, utilizando la fórmula del ejemplo anterior, una sección de tubo que tiene 14 pulgadas de cubierta y está revestida tendría una cubierta de tierra equivalente de  $14 + 24 = 38$  pulgadas., produciendo un valor del punto de  $38 \div 3 = 12.7$  puntos. (Management Manual, 1992).

Se entierra una tira con el material con advertencias impresas claramente visibles que pueden ayudar a evitar daños a la tubería (Figura 3-2). Dicha bandera o cinta está disponible comercialmente y generalmente se instala justo por debajo de la superficie de la tierra directamente sobre la tubería. Con suerte, una excavadora al descubrir la cinta amonestadora, cesará la excavación y evitara daños en la línea. Mientras que este sistema de alerta temprana no proporciona ninguna protección física, sus beneficios desde el punto de vista del riesgo también pueden ser comparados a una cantidad adicional de cubierta de tierra.



**Figura 3-2. Profundidad mínima de cubierta.**  
**Fuente: Pipeline Risk Management Manual.**  
**Cortesía Distribuidora de Gas Natural México**

Cinta de advertencia = 6 pulgadas de cubierta adicional.

El evaluador debería usar la mejor experiencia de su compañía en la creación de su programa y valores de los puntos. Las situaciones comunes que tendrían que ser previstas incluyen: las rocas en una región, la arena en otra (¿es equivalente el valor de protección?); conductos bajo carreteras (hormigón contra asfalto contra piedra

comprimida, etc.). El evaluador sólo tiene que recordar el objetivo de la consecuencia y la intención de tasar la cantidad de la protección existente para daño mecánico.

Si el espesor de la pared es mayor que lo que se requiere para presiones esperadas y cargas externas, el espesor adicional está disponible para proporcionar protección adicional contra daños externos o corrosión. La protección mecánica que puede estar disponible del material de la pared del tubo suplementario es explicada en la sección del capítulo *Seguridad en el Diseño* de esta tesis.

En el caso de tuberías sumergidas, la intención es la misma. Debe darse crédito por la profundidad del agua, revestimientos de hormigón, cubierta submarinas de la línea, recubrimientos de protección por daño extra, etc. (Management Manual, 1992).

La programación de los puntos sumergidos para las líneas podría tener un aspecto similar a este:

Vías navegables:

Profundidad por debajo de la superficie del agua:

0-5ft.....	0 puntos.
5 ft-máxima profundidad de anclaje.....	3 puntos.
> Máxima profundidad de anclaje.....	7 puntos.

Profundidad por debajo de la parte inferior del canal (añadir estos puntos a los puntos de profundidad por debajo de la superficie del agua)

0-2ft.....	0 puntos.
2-3ft.....	3 puntos.
3-5ft.....	5 puntos.
5ft- máxima profundidad del canal.....	7 puntos
> Máxima profundidad del canal.....	10 puntos.

Capa de hormigón (añadir estos puntos a los asignados para la profundidad del agua y la profundidad de enterramiento)

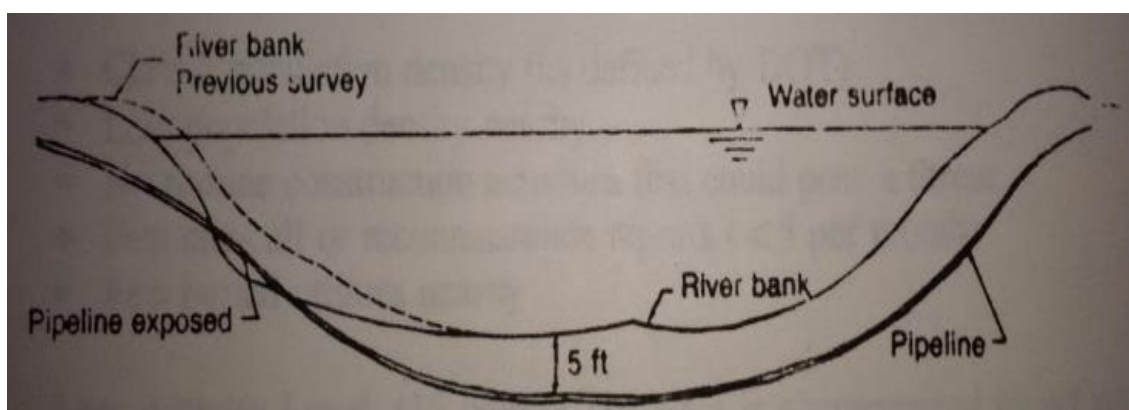
Ninguna.....0 puntos.

Min. 1 pulgada.....5 puntos.

Tenga en cuenta que el punto de la escala para el recubrimiento de hormigón de tubería *Offshore* (Aguas Afuera) es diferente a la de la tubería *Onshore* (Aguas Adentro).

El total de los puntos de las tres categorías no podrá exceder de 20 puntos.

El plan supone que la profundidad del agua ofrece cierta protección contra daños a terceros. Esto puede no ser una suposición válida en cada caso debe ser decidido por el evaluador. Tales programas también pueden reflejar las fuentes previstas de los daños. Si sólo pequeñas embarcaciones anclan en el área, tal vez una línea de gran diámetro tiene menos riesgo de daño inmediato que una línea de pequeño diámetro. En este caso, pueden concederse puntos extra para un diámetro más grande. Profundidades reportadas deben reflejar la situación actual de cómo el mar o un río reducen a menudo rápidamente el recubrimiento.



**Figura 3-3. Imagen del Cruce de un Río**  
**Fuente: Pipeline Risk Management Manual.**  
**Cortesía Distribuidora de Gas Natural México**

El realizar inspecciones en el cruce de agua para determinar la condición de la línea (Figure3-3), sobre todo el grado de su exposición al daño por tercero,

indirectamente afecta la imagen del riesgo. Tal inspección puede ser la única manera de establecer la profundidad del conducto y el grado de su exposición a tráfico de barcos, corrientes, escombros flotantes, etc. Como las condiciones pueden cambiar dramáticamente cuando el agua está implicada, el tiempo de la última inspección también es un factor para considerarse. Tales inspecciones también se consideran en el capítulo de *Operaciones Incorrectas*.

Ejemplo de aplicación:

1. En este ejemplo, una sección de tubería tiene profundidades de entierro de 10 y 30 pulgadas. En las porciones más superficiales, se ha colocado una losa de hormigón sobre y a lo largo de la línea. La losa es de 4 pulgadas de espesor y es de 3 pies de ancho y reforzada con malla de acero. Usando el programa anterior, el evaluador calcula puntos para las secciones poco profundas con protección adicional y para las secciones enterradas con 30 pulgadas de la cubierta. Para el caso de poca profundidad: 10 pulgadas cubierta = 24 pulgadas adicionales (equivalente) de debido a la losa =  $(10 + 24) / 3 = 11.3$  puntos. Segundo caso: 30 pulgadas de cubierta =  $30/3 = 10$  puntos. Como la capa mínima (incluso la protección suplementaria) cede el valor del punto más alto, usa la puntuación de 10 puntos de la tubería enterrada con 30 pulgadas de cubierta como el peor de los casos y por lo tanto, el valor de los puntos gobernantes para esta sección. (Management Manual, 1992).

2. En esta sección, se encuentra enterrada en la parte inferior de un río, 30 pies debajo de la superficie en el punto medio del río, subiendo a la superficie del agua a la orilla de una línea sumergida. En el litoral, la línea se entierra con 36 pulgadas de cubierta. La línea tiene 4 pulgadas del revestimiento de hormigón alrededor a su alrededor y a lo largo de toda la sección.

Los puntos se evaluarán de la siguiente manera:

Los enfoques de la costa son muy superficiales; Aunque un barco de anclaje sería raro, es posible. La protección no es ofrecida por la profundidad del agua, se dan aquí 0 puntos. Las 4 pulgadas del revestimiento de hormigón rinden 5 puntos. Porque el tubo no está enterrado bajo el fondo del río, 0 puntos son otorgados para la cubierta. (Management Manual, 1992).

Puntaje total =  $0+5+0 = 5$  puntos.

### 3.2 Nivel de Actividad

Es fundamental para cualquier evaluación del riesgo las "áreas de oportunidad". Para un análisis del potencial de daño por tercero, el área de oportunidad es fuertemente afectada por el nivel de actividad cerca de la tubería. Es intuitivamente obvio que más actividad de excavación cerca de la línea aumenta la posibilidad de un daño a la línea.

Las estadísticas de accidentes para gasoductos indican que, en el período 1984-1987, el 35% de los accidentes se produjeron por daños de excavación en los lugares Clase 1<sup>2</sup> y 2<sup>3</sup>. Estas son las zonas menos pobladas. Esto tiende a apoyar la hipótesis que más población significa más accidentes potenciales. (Management Manual, 1992).

El nivel de actividad también es normalmente un atributo porque al afectarlo una reubicación suele ser el único medio para el operador del gasoducto. Una reubicación es la última opción.

El evaluador debe crear varias clasificaciones del nivel de actividad. Él hace esto, describiendo las condiciones suficientes para categorizar a una zona en una de sus clasificaciones. El ejemplo siguiente proporciona una muestra de algunas de las condiciones que pueden ser apropiadas. (Management Manual, 1992).

- **Área de un alto nivel de actividad.** (0 puntos). Esta área es caracterizada por una o más de las siguientes:

- Densidad de población Clase 3<sup>4</sup>.
- Alta densidad de población.
- Actividades frecuentes de construcción.
- Alto volumen de llamadas o informes de reconocimiento.
- Rieles o tráfico en la carretera que representa una posible amenaza.
- Muchos otros servicios enterrados cerca.

2. Clase 1: Es cualquier sección de 1,600 metros de longitud que tenga 10 o menos edificaciones previstas para ocupación humana

3. Clase 2: Es cualquier sección de 1,600 metros de longitud que tiene más de 10 pero menos de 46 edificaciones previstas para la ocupación humana

4. Clase 3: Es cualquier sección de 1,600 metros de longitud que tiene 46 ó más edificaciones previstas para la ocupación humana

- Áreas normales de anclaje *Offshore (Costa Afuera)*.
  - Obras comunes *Offshore (Costa Afuera)* cerca de la línea.
- **Nivel medio de actividad.** (8 puntos). Esta área es caracterizada por una o más de las siguientes:
- Densidad de población Clase 2.
  - Baja densidad de población cercana.
  - Pocas actividades de construcción que puedan ser una amenaza.
  - Bajo volumen de llamadas o informes de reconocimiento.
  - Pocos servicios enterrados cerca.
- **Nivel bajo de actividad.** (15 puntos). Esta área es caracterizada por una o más de las siguientes:
- Densidad de población Clase 1.
  - Áreas rurales de muy baja población.
  - Virtualmente no reportes de reconocimiento.
  - Ningunas actividades dañinas rutinarias en el área (Las actividades de la agricultura donde el equipo no puede penetrar a dentro de 1 pie de la profundidad del conducto se pueden considerar inofensivas.)
- **Actividad Nula.** (20 puntos). El punto de máximo nivel se otorga cuando no hay prácticamente ninguna posibilidad de cualquier excavación u otras actividades dañinas cerca de la línea.

El evaluador puede asignar valores de puntos entre estas categorías, pero debe hacer esfuerzos para garantizar la coherencia entre la calificación en puntos y cada categoría.

En cada clasificación del ejemplo anterior, la densidad de población es un factor. Más personas en un área generalmente significa más actividad; construcción de una valla, jardinería, construcción de pozos de agua, cavar una zanja o la tala, la construcción de una pared, cobertizo,... la lista continúa. Muchas de estas actividades podrían perturbar una tubería enterrada.



La perturbación puede ser tan insignificante que la parte infractora no lo reporta. Como ya se ha mencionado, esas perturbaciones no reportadas como revestimientos dañados o un rasguño en la pared de la tubería son a menudo el inicio para la avería del gasoducto en algún momento en el futuro.

Un área que está siendo renovada o en fase de crecimiento requerirá de actividades de construcción frecuentes. Esto puede incluir perforaciones para las investigaciones del suelo, instalación de servicios públicos enterradas (teléfono, agua, cloacas, electricidad, gas natural) y una multitud de otras actividades potencialmente dañinas. (Management Manual, 1992).

Quizás uno de los mejores indicadores del nivel de actividad es la frecuencia de los informes. Estos informes pueden provenir de la observación directa por el personal de gasoducto, patrullas por aire o tierra y los informes de teléfono por parte del público o por las otras empresas constructoras. Los sistemas de una llamada (éstos se discuten en una sección posterior), donde se están utilizando, proporcionan una excelente base de datos para evaluar el nivel de actividad.

La presencia de los otros servicios enterrados lógicamente conduce a actividades de excavación más frecuente ya que estos sistemas son reparados, mantenidos e inspeccionados. Esta es otra medida que puede utilizarse para evaluar el nivel de actividad.

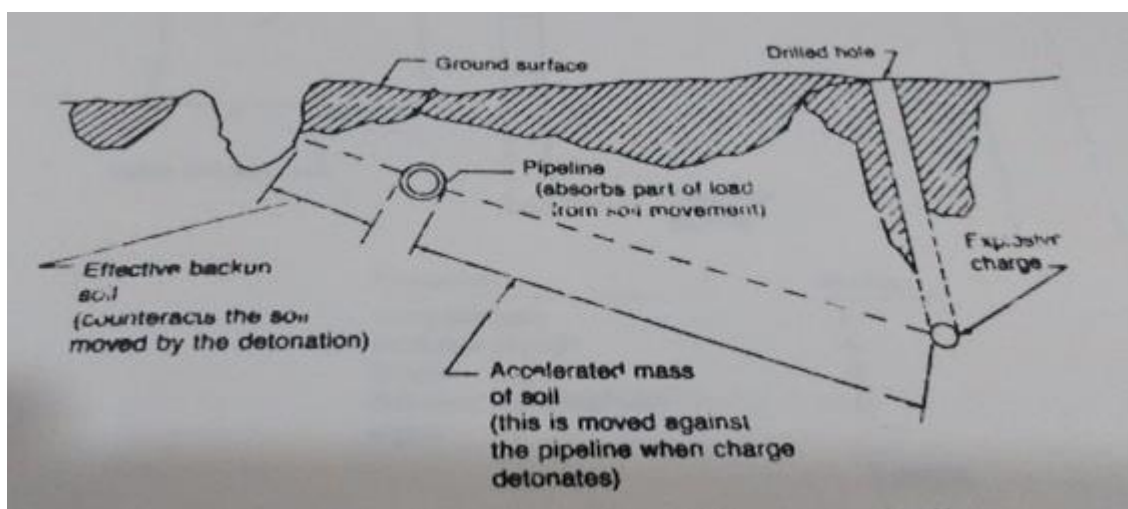
Anclaje, pesca, obras suponen la mayor amenaza a tuberías sumergidas. En menor grado, una nueva construcción por métodos de corte o perforación direccional también pueden representar una amenaza para las instalaciones existentes. Construcciones en muelle y puerto y quizás incluso perforaciones *Offshore (Costa Afuera)* pueden ser también una consideración.

**Actividad sismográfica.** El trabajo de un sismógrafo se destaca aquí. Como parte de una labor exploratoria, generalmente de ámbito para reservorios de petróleo o de gas, energía es transmitida al suelo y medida para determinar la información acerca de la geología subyacente de la zona. Esto normalmente implica a equipos poniendo filas de explosivos enterradas que luego detonaran. Las detonaciones de la fuente de energía son para recopilar la información que se buscaba. A veces, en lugar de

explosivos, se utilizan otras técnicas que imparten energía en el suelo. Los ejemplos incluyen un peso que se deja caer en el terreno donde las ondas de choque resultantes son monitoreadas y una técnica de vibración que genera ondas de energía en ciertas gamas de frecuencia. (Management Manual, 1992).

La actividad del sismógrafo puede ser peligrosa para las tuberías. El primer peligro se produce agujeros son taladrados para colocar explosivos. Dicha perforación puede colocar a la tubería en peligro. La profundidad de la cubierta proporciona poca protección porque los agujeros son taladrados a cualquier profundidad. El segundo peligro son las ondas de choque a los que está expuesta la tubería. Cuando se detona el explosivo(s), una masa de suelo se acelera. Si no hay suficiente espacio para la tubería, la tubería absorbe la energía de la aceleración de la masa de suelo. Esto se suma a las tensiones de la tubería (Figura 3-4). Posiblemente, una carga (o línea de cargas) que detonó por debajo de la tubería puede ser más dañino que una carga similar colocada a los alrededores de la línea, pero a la misma profundidad. El análisis debe ser realizado en caso por caso, a fin de determinar la magnitud del peligro.

Los operadores del gasoducto tienen poca autoridad en la especificación de distancias mínimas para la actividad del sismógrafo. Técnicamente, los operadores sólo pueden prohibir la actividad en los pocos metros de uso de suelo que él controla. A menudo se busca la cooperación de la compañía de sismógrafo. Como un componente de la imagen de riesgo, se debe evaluar el potencial para la actividad de sismógrafo cerca de la tubería.



**Figura 3-4. Actividad de Sismógrafo cerca de tuberías.**  
**Fuente: Pipeline Risk Management Manual.**  
**Cortesía Distribuidora de Gas Natural México**

### 3.3 Instalaciones Superficiales

Esta es una medida de la susceptibilidad de las instalaciones superficiales a la perturbación de terceros. Una hipótesis es que los componentes de canalización tienen una exposición a daños de terceros como los enterrados. Las amenazas de colisión vehicular y de actos de vandalismo son contribuyentes a esta exposición. Estas amenazas son parcialmente compensadas por las ventajas de tener señalamientos a la vista, lo que ayuda a evitar los daños causados por no saber exactamente donde está la línea (como es el caso de las secciones enterradas). Se deja en manos de los evaluadores para ajustar el factor de ponderación y la programación de valores de puntos coherentes con la medio del juicio y experiencia.

A pesar de que este tema se considera en general como un atributo, es una de las zonas grises de la distinción atributos/prevenición. Si bien es cierto que la presencia de componentes superficiales es algo que a menudo es difícil o imposible de cambiar, hay muchas medidas preventivas que pueden ser tomadas para reducir la exposición al riesgo. Este tema, a continuación, puede cambiar y no cambiar aspectos en un solo valor de los puntos.

El evaluador debe establecer una programación que ofrezca el valor máximo en puntos de las secciones con los componentes superficiales. Para las secciones que tienen instalaciones superficiales, se da crédito y puntos a condiciones que reduzcan el riesgo de daños a terceros (Figura 3-5). (Management Manual, 1992).

Estas condiciones suelen adoptar la forma de barreras para vehículos u otras barreras o mallas a la intrusión.

No hay instalaciones superficiales.....10 puntos.

Instalaciones superficiales.....0 puntos.

Además cualquiera de los siguientes que apliquen (total no debe exceder los 10 puntos).

Instalaciones a más de 200 pies de los vehículos.....5 puntos.

Zona rodeada de 6 pies de enrejada.....2 puntos.

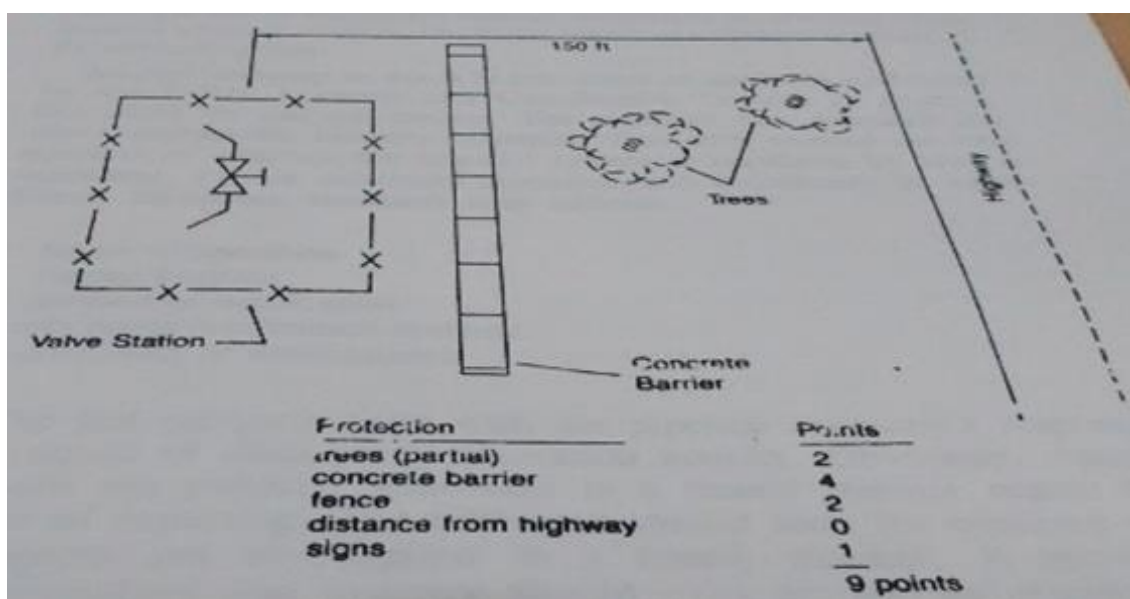
Barandilla de protección (tubo de acero de 4 pulgadas o superior).....3 puntos.

Arboles(diámetro de 12 pulgadas), paredes, u otra estructura(s) entre los vehículos y las instalaciones.....4 puntos.

Zanja (un mínimo de 4 pies profundidad y anchura) entre los vehículos y las instalaciones).....3 puntos.

Señalamientos (peligro, no pasar, dañino, etc).....1 puntos.

Se podrá otorgar crédito por las medidas de seguridad que se cree pueden reducir el vandalismo (intrusiones intencionales de terceros) los criterios anteriores permiten una pequeña cantidad de puntos para signos que pueden desalentar al revoltoso ocasional. Iluminación, alambre de púas, video vigilancia, controladores de sonido, sensores de movimiento, sistemas de alarma, etc., pueden justificar los créditos como reductores de riesgo.



**Figura 3-5. Protección Superficial de las Instalaciones**  
**Fuente: Pipeline Risk Management Manual.**  
**Cortesía Distribuidora de Gas Natural México**

### 3.4 Sistemas de llamadas

Un sistema de llamadas es un servicio que recibe la notificación de excavaciones próximas y a su vez notifica a los propietarios de instalaciones subterráneas. Un sistema convencional de llamada se define como "un sistema de comunicación establecido por dos o más servicios (o empresas de gasoductos), organismos gubernamentales, u otros operadores de las instalaciones subterráneas para proporcionar un número de teléfono a los contratistas y al público en general para notificar y registrar su intención de participar en las actividades de excavación. A continuación, esta información se transmitió a los miembros apropiados del "sistema de llamada", lo que les dará la oportunidad de comunicarse con excavadoras, para identificar sus instalaciones con marcas temporales, y para el seguimiento de la excavación con las inspecciones de sus instalaciones. "Estos sistemas también pueden ser establecidos por los empresarios independientes". (Management Manual, 1992).

El primer sistema moderno de llamada se instaló en Rochester, Nueva York, en 1964. A partir de ese momento, se implementaron los sistemas de llamadas similares que operan en Canadá, Australia, Escocia y Taiwán y México. Un informe de la Junta Nacional de transporte en un estudio de 16 centros de llamada da evidencia de la efectividad de este servicio en la reducción de accidentes de la tubería. En 10 casos (de los 16 estudiados), accidentes por excavación se redujeron 40% -20%. En el caso de los seis restantes, estos accidentes se redujeron de un 70% - 60%. (Management Manual, 1992).

Los sistemas de llamada operan dentro de los límites indicados, por lo general en zonas urbanas. Son los más eficaces para estados que encomiendan según la ley que todas las excavadoras usen el servicio. Aun cuando el sistema de llamada es voluntario, muchos dueños de otros servicios bajo tierra deciden se suscriben al servicio del sistema de llamada.

La eficacia de un sistema de llamada depende de varios factores. El evaluador debe evaluar esta eficacia para la sección de la tubería en que se encuentra. Un punto de muestreo sería el siguiente:

Mandato por la ley.....	4 puntos.
Registro probado de eficacia y fiabilidad.....	2 puntos.
Una amplia publicidad y buen conocimiento en la comunidad.....	2 puntos.
Cumple con las normas mínimas ULCCA <sup>5</sup> .....	2 puntos.
Respuesta adecuada a las llamadas.....	5 puntos.

El mejor sistema de llamada se caracteriza por todos los factores arriba mencionados y tendrá un valor máximo de 15 puntos.

La primera categoría es carente; un sistema establecido por la ley será más fácilmente aceptado y utilizado. Las próximas dos categorías son más subjetivas. El evaluador es requerido para juzgar la eficacia y la aceptación del sistema. El servicio de llamada a menudo puede proporcionar datos que muestran las estadísticas de los informes de cada área de cobertura. Estos datos tal vez pueden compararse con los niveles de actividad sospechosa en la zona. Otros informes que igualan o exceden el nivel de actividad sospechosa sería un reflejo favorable del sistema (o un reflejo de la estimación desfavorable?). El grado de aceptación por parte de la comunidad puede ser evaluada por un control in situ de las excavadoras y por el nivel de publicidad del sistema. El evaluador podrá establecer un programa más detallado con los puntos a distinguir y las diferencias que él percibe. Este programa detallado podría estar ligado a los resultados de un muestreo aleatorio de la llamada.

Otra categoría en esta lista se refiere a estándares establecidos por la ULCCA para centros de llamadas. El evaluador puede sustituir cualquier otro estándar de la industria. Este se superpone a la primera pregunta de si el sistema está establecido por la ley. Si así lo establecen ciertas normas mínimas, sin duda. Las normas mínimas pueden abordar. (Management Manual, 1992).

<sup>5</sup> ULCCA: Utility Location and Coordination Council of América; Utilidad del Lugar y Consejo de Coordinación de América.

- Horas de operación.
- Archivar.
- Métodos de notificación.
- Sistema de notificación fuera de las horas.
- Puntualidad de notificaciones.

La última categoría se ocupa de la respuesta de la compañía del gasoducto a un informe de actividad de excavación de terceros. Por supuesto, los informes que no se aborden de manera adecuada en el momento oportuno anulan los efectos de la presentación de informes. El evaluador debe buscar evidencias de que todos los informes sean investigados de manera oportuna. El sentido de la profesionalidad y la urgencia debe existir entre los encuestados. Respuestas apropiadas pueden incluir:

- Distribución del personal en el sitio para proporcionar marcadores detallados de la ubicación de la tubería.
- Comunicaciones de pre-trabajo o reuniones con las excavadoras.
- Inspección local durante la excavación
- Inspección de las instalaciones del gasoducto después de la excavación.

El evaluador puede tener un aspecto de documentación u otras pruebas para cerciorarse de que un número adecuado de estas acciones se han tomado.

Puntos se añaden para obtener un valor para una llamada al sistema. Una sección que no está participando en un programa de ese tipo tendría cero puntos.

### **3.5 Programa para Concientizar**

Los programas para concientizar juegan un papel significativo en la reducción de daños de terceros a las tuberías. Se cree que la mayor parte de daños de terceros es involuntaria y debido a la ignorancia. Esta ignorancia no sólo de la ubicación exacta del conducto sepultado, sino también ignorancia de conductos en general. Una compañía del gasoducto comprometida a educar a la comunidad sobre asuntos de tubería casi ciertamente reducirá su exposición a daños de terceros.

Algunas de las características de la eficacia de un programa para concientizar se muestran en el cuadro siguiente. (Management Manual, 1992).

Un punto relativo de esta escala está incluido y explicado en la siguiente tabla:

- Correos.....2 puntos.
- Reuniones con funcionarios públicos una vez al año.....2 puntos.
- Reuniones con los contratistas locales/excavadoras una vez al año.....2 puntos.
- Programas de educación regular para grupos comunitarios.....2 puntos.
- Puerta a puerta contacto con vecinos.....4 puntos.
- Correo a los contratistas/excavadoras.....2 puntos.
- Anuncios en publicaciones de contratista/proveedores una vez al año.....1 punto.

El máximo de puntos en este programa será de 15 puntos.

Contacto regular con los dueños de la propiedad y de los residentes que viven al lado de la tubería está pensado para ser la primera línea de defensa para concientizar. Cuando son debidamente motivados, estas personas realmente pueden convertirse en protectores del gasoducto. Se dan cuenta de que el gasoducto es un vecino cuyo destino puede estar estrechamente vinculado a su propia cuenta. También pueden actuar como buenos vecinos a la preocupación de una empresa que se ha tomado el tiempo para explicar las oportunidades de servicio y cómo se relaciona con ellos. A pesar de que es, probablemente, la parte más costosa, ir puerta a puerta es sin duda e inigualable el contacto con mayor eficacia. El contacto a domicilio, cuando es realizado una vez por año, tasa los puntos más altos en el ejemplo.

Otras técnicas que hacen hincapié en el enfoque de buen vecino incluyen folletos, presentaciones a grupos comunitarios y anuncios. Correos generalmente toman la forma de un folleto informativo y tal vez un artículo promocional como un imán, calendario, Bloc de notas, pluma, pluviómetro, cinta métrica o llavero con nombre y número de teléfono 24 horas de la compañía del gasoducto. El folleto puede contener detalles sobre las estadísticas de seguridad de la tubería, el producto transportado y cómo la empresa garantiza la integridad de la tubería (patrullas, protección catódica, etc.). Más importante quizás, es información que informa al lector de lo sensible que puede ser la línea al daño de las actividades de terceros. Junto a esto es el estímulo al lector para notificar a la compañía del gasoducto si se observa cualquier actividad



potencialmente amenazadora. Las otras señales suelen estar incluidos en los correos que sólo sirven para atraer el interés del lector y tener a mano el nombre de la empresa y número.

Un correo puede enviarse con eficacia a los propietarios, inquilinos, proveedores, contratistas de excavación, contratistas generales, grupos de respuesta de emergencia y agencias locales y estatales.

Presentaciones profesionales y entretenidas siempre son bienvenidas en las reuniones de grupos cívicos. Cuando tales presentaciones pueden mostrar a través de un mensaje la seguridad pública a través de la conciencia de la gente, son doblemente bienvenidas. Estas actividades deben incluirse en el programa. Los anuncios regulares dirigidos a aumentar la conciencia pública sobre la seguridad de tuberías semejantemente deben incluirse en el programa.

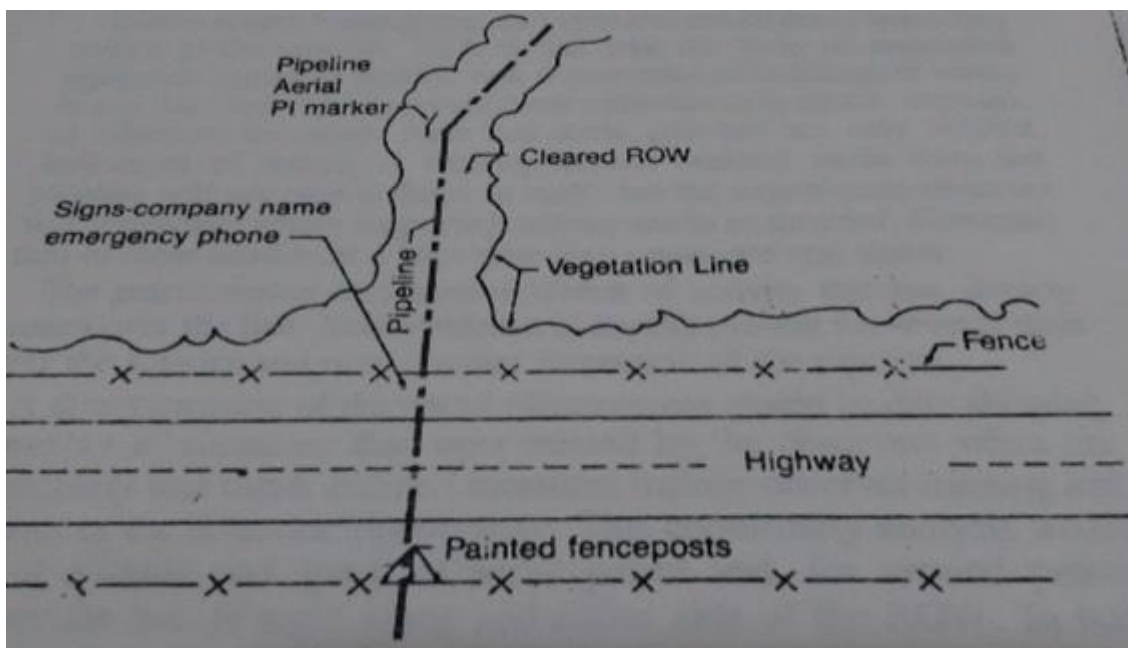
Reuniones con funcionarios públicos y contratistas locales sirven para varios propósitos para el operador de gasoductos. Al mismo tiempo que aconseja a estas personas de los gasoductos (y el impacto de sus intereses), la relación se establece con la empresa propietaria del gasoducto. Esta relación puede ser valiosa en términos de notificación temprana de la planificación gubernamental, como el próximo trabajo de un proyecto, la respuesta de emergencia, y tal vez una medida de la consideración y el beneficio para la empresa propietaria del gasoducto. Puntos deben prestarse para esta actividad en la medida en que el evaluador ve el valor de los beneficios en términos de reducción del riesgo.

Hay publicidad que puede ser específica de la empresa o bien puede representar intereses comunes de una serie de empresas de gasoductos. De cualquier manera, el valor se obtiene cuando el público se hace consciente y recuerda su papel en la seguridad de gasoducto.

### **3.6 Condición de derecho de Vía**

Este tema es una medida del carácter reconocible e inspeccionable del gasoducto. Un paso claramente marcado, fácilmente reconocible el derecho de vía (DV) reduce la susceptibilidad de las intrusiones de terceros y recursos en detección de fugas

(facilidad para detectar vapores, manchas o vegetación muerta de las patrullas de tierra o aire). Figura 3-6. (Management Manual, 1992).



**Figura 3-6. Típicas Marcas de Derecho de Vía**  
**Fuente: Pipeline Risk Management Manual.**  
**Cortesía Distribuidora de Gas Natural México**

El evaluador debe establecer una programación de parámetros claros. El usuario del programa debe ser capaz de decir exactamente qué acciones va a aumentar el valor del punto. Mientras menos subjetivo sea el programa, será mejor, para la sencillez. (Management Manual, 1992).

El siguiente programa describe mejor la capacidad de ver las acciones:

**Excelente**.....5 puntos.

Clara y no comprometida; ruta indicada claramente; señales y marcas visibles desde cualquier punto de vista o por la parte superior; signos y marcadores en todo el derecho de vía, zanjas, cruces de cursos de agua; todos los cambios de dirección se marcan; marcadores de patrulla aérea están presentes.

**Bueno**.....3 puntos.

Ruta clara (no hay sobrecrecimiento obstruyendo la vista a lo largo desde el nivel del suelo o por encima); bien marcado, pero los marcadores no son visibles desde todos los puntos de vista o superior; signos y marcadores en todos los caminos, ferrocarriles, zanjas, cruces de agua.

**Promedio**.....2 puntos.

DV no es uniforme; se necesitan más marcadores de identificación clara de las carreteras, ferrocarriles, canales.

**Debajo del promedio**.....1 punto.

DV es invadido por la vegetación en algunos lugares; la tierra no siempre es visible desde el aire o no hay una clara línea de vista a lo largo de la fila del nivel del suelo; no pueden distinguirse las tuberías en algunos lugares del DV, están mal marcadas.

**Pobre**.....0 puntos.

Marcajes indistinguibles; No hay (o son insuficientes) marcadores presentes.

Seleccione los valores del punto correspondiente a la descripción de las condiciones actuales del DV observadas en la sección más cercana.

Descripciones tales como estas anteriores deberán proporcionar al operador suficiente orientación para tomar medidas correctivas. Los valores de los puntos pueden ser más específicos (marcadores en el 90% de los cruces de camino... 2 pts; en el 75% de los cruces de carretera... 1 pts; etc.). Pero esto puede ser una complicación innecesaria.

### 3.7 Frecuencia de Patrullaje

El patrullaje del gasoducto es un método probado y eficaz de reducir las intrusiones de terceros. La frecuencia y la eficacia de la patrulla deben ser consideradas al evaluar el valor del patrullaje.

Desde otro punto de vista, la patrulla se destina también a detectar indicios de una fuga, como nubes de vapor, inusual vegetación muerta, las burbujas a través de tuberías sumergidas, etc. Como tal, es un método de detección de fugas. (Management Manual, 1992).

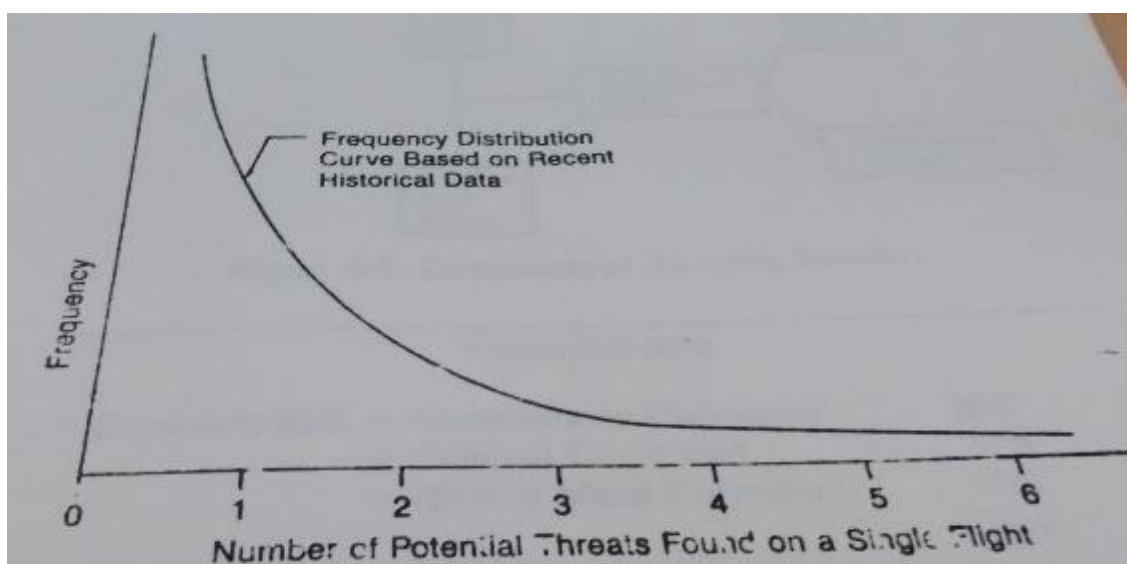
Desde una perspectiva proactiva, la patrulla también debe detectar amenazas inminentes a la tubería. Tales amenazas toman la forma de equipos de excavación operando cerca, nueva construcción de edificios o carreteras o cualquier otra actividad que podría causar a un gasoducto el ser golpeado, expuesto o dañado. Tenga en cuenta que algunas actividades son solamente indicios indirectos de amenazas. Un edificio de varios cientos de metros de la tubería no supondrá una amenaza en sí misma, pero el observador experimentado investigará donde podrán haber otros servicios. Construcción de estos otros servicios en un momento posterior pueden crear la verdadera amenaza.

La patrulla también debe buscar evidencias de actividad que ya ha pasado por encima de la tubería. Las pruebas se suelen presentar durante varios días después de la actividad física y pueden justificar la inspección del gasoducto.

Una medida directa de la efectividad de la patrulla sería datos que muestran una serie de situaciones que faltaron por el observador cuando la oportunidad estaba allí. En ambos métodos, la oportunidad para el descubrimiento temprano reside en la capacidad de detectar actividades antes de ser usurpada la tubería.

El programa sugerido concederá puntos basados en la frecuencia del patrullaje bajo la asunción de la eficacia óptima. Si el evaluador juzga que la eficacia es menor, puede reducir los puntos al equivalente de una frecuencia de patrullaje inferior. Esto es razonable porque la eficacia inferior de ambos reduce el área de oportunidad del descubrimiento.

Siempre que sea posible, la frecuencia de patrullaje debe determinarse basándose en un análisis estadístico de datos. Datos históricos a menudo seguirán una distribución de frecuencia de eventos raros como la figura 3-7. Una vez que se aproxima a la distribución, el análisis de la curva permitirá tomar algunas decisiones predictivas. Porque los datos a menudo serán eventos de ocurrencia rara, será necesaria una decisión de la administración de "riesgo aceptable". Por ejemplo, la gestión podrá decidir que la frecuencia apropiada de patrullaje debe detectar, con un nivel de confianza del 80%-90% de todos los eventos detectables. Esto se basa en un análisis costo-beneficio. Una vez hecha esta decisión, la frecuencia óptima se ha definido mediante la curva de distribución de frecuencias de datos recientes. Frecuencias ligeramente por encima de las óptimas reciben los puntos más altos. (Management Manual, 1992).



**Figura 3-7. Datos Típicos de Patrullaje**  
**Fuente: Pipeline Risk Management Manual.**  
**Cortesía Distribuidora de Gas Natural México**

- Diariamente.....15 puntos.
- 4 días por semana.....12 puntos.
- 3 días por semana.....10 puntos.
- 2 días por semana.....8 puntos.

- Una vez por semana.....6 puntos.
- Menos de 4 veces al mes; más de una vez por mes.....4 puntos.
- Menos de una vez por mes.....2 puntos.
- Nunca.....0 puntos.

Seleccione el valor del punto correspondiente a la frecuencia real de patrulla.

Este programa está diseñado para un gasoducto que tiene frecuencia de intrusión de terceros y requiere para una óptima frecuencia de los patrullajes de cuatro días a la semana. En este caso, el evaluador considera que patrullajes diarios son quizá lo mejor y proporcionan un mayor margen de seguridad considerablemente. Las frecuencias más de una vez al día (una vez por turno de 8 horas, por ejemplo) en este caso no merecen más puntos que diariamente.

Representación de un daño por tercero:



**Cortesía Distribuidora Gas Natural México**

## **Capítulo 4: Corrosión**

El potencial para un daño en tubería causado ya sea directamente o indirectamente por la corrosión es quizás el peligro más conocido asociado con tuberías de acero. Este capítulo discutirá las prácticas comunes de la industria en el análisis de corrosión y mitigación. Estas prácticas serán incorporadas en el modelo de gestión de riesgo. Los complejos mecanismos involucrados en el proceso de corrosión sólo serán discutidos en la medida necesaria para una comprensión de las prácticas de la industria.

La corrosión proviene de la palabra latina *corrodere*, significando "Roer en pedazos". La corrosión, como se utiliza en esta tesis, se centra principalmente en la pérdida de metal de la tubería. De los debates anteriores del flujo de energía y entropía, podemos mirar la corrosión desde un punto de vista algo esotérico. Los metales fabricados simplemente tienen una tendencia natural para volver a su forma de mineral original. Aunque generalmente es un proceso muy lento, que requiere la inyección de energía para frenar o detener la desintegración. La corrosión es motivo de preocupación porque cualquier pérdida de metal invariablemente significa una reducción de la integridad estructural y por ende un aumento en el riesgo de una avería. (Control de Corrosión, 2016).

Los que no son de acero a veces son susceptibles a otras formas de degradación ambiental. Sulfatos y ácidos en el suelo pueden deteriorar los materiales que contienen cemento tales como el concreto. Algunos plásticos se degradan cuando está expuesto a la luz ultravioleta (luz solar). La tubería de polietileno puede ser vulnerable a los hidrocarburos. Tubo de polivinilo cloruro (PVC) ha sido atacado por roedores que roen en a través de la pared del tubo. Más materiales de la pipa pueden ser degradados internamente al transportar un producto incompatible. Todas estas posibilidades se deben considerar en este capítulo.

Algunos materiales utilizados en las tuberías no son susceptibles a la corrosión y son virtualmente libres de cualquier tipo de potencial degradación ambiental. Estos no son materiales de milagro. Los diseñadores han cambiado generalmente algunas propiedades mecánicas como la fuerza y flexibilidad para obtener esta propiedad. Estas

tuberías obviamente no llevan riesgo de averías inducidas por la corrosión. El capítulo de corrosión debe reflejar esa falta de peligro.

Los dos factores que deben ser evaluados son el tipo de material y el medio ambiente. El medio ambiente incluye las condiciones que afectan a la pared de la tubería, tanto interna como externamente. Debido a que la mayoría los gasoductos pasan a través de diferentes entornos, la autoevaluación debe permitir que esto sea separado adecuadamente o tener en cuenta cada tipo de entorno dentro de una sección dada y con el peor de los casos el medio que gobierne.

Varios tipos de errores humanos pueden aumentar el riesgo de corrosión. Incorrecta selección del material para el medio ambiente (exposiciones tanto internas como externas) es un error común. Colocación de materiales incompatibles cerca uno del otro puede crear o agravar potenciales de corrosión. Esto incluye la unión de materiales tales como pernos, empaques y metal de soldadura. Procesos de soldadura deben ser cuidadosamente diseñados con el potencial en mente de corrosión. (Control de Corrosión, 2016). Estos factores están incluidos en el capítulo *Operaciones Incorrectas*.

En general, cuatro ingredientes son necesarios para que avance la corrosión metálica comúnmente vista. Debe existir un ánodo, un cátodo, una conexión eléctrica entre los dos y un electrolito. Eliminación de alguno de estos ingredientes detendrá el proceso de corrosión. (Control de Corrosión, 2016).

El capítulo de corrosión consta de tres categorías: corrosión atmosférica, la corrosión interna y corrosión de los metales enterrados. Esto refleja tres tipos de ambientes generales para que la pared del tubo pueda estar expuesta.

La corrosión atmosférica se refiere a componentes del revestimiento que están expuestas a la atmósfera. A fin de evaluar el potencial de corrosión, el evaluador debe considerar elementos tales como:

- Instalaciones Susceptibles:
  - Tuberías de combustible
  - Aislamiento
  - Zona de salpicaduras



- Soportes, perchas
- Interfaz tierra/aire

- Tipo de atmósfera.
- Pintura y revestimiento/programa de inspección

La corrosión atmosférica es ponderada como el 20% del riesgo total a la corrosión en el programa. El evaluador debe determinar si se trata de una ponderación adecuada para sus evaluaciones. (Control de Corrosión, 2016).

La corrosión interna trata con el potencial para la corrosión que proviene dentro del gasoducto. Los temas de la evaluación incluyen:

- Producto de corrosividad
- Acciones preventivas

La corrosión interna también es ponderada como el 20% del riesgo total. Una vez más, en ciertas situaciones, el evaluador puede desear dar esta categoría una ponderación diferente. (Control de Corrosión, 2016).

La corrosión de un metal enterrado es el más complicado de las categorías. Entre los elementos considerados en esta evaluación son:

- Protección catódica.
- Revestimiento de tuberías
- Corrosividad del suelo
- Edad del sistema.
- Presencia de otros metales enterrados.
- Potencial de corrientes parasitas.
- Potencial de agrietamiento por corrosión (picadura).
- Separación de los cables de prueba
- inspecciones de rectificadores y de interferencia
- Frecuencia de lecturas de prueba
- Uso de herramientas de inspección interna.

La corrosión de metales enterrados es ponderada como el 60% de la imagen de riesgo total a la corrosión. Para las tuberías no metálicas, el evaluador debe ajustar esta ponderación para que reflejen el verdadero peligro. (Control de Corrosión, 2016).

Especialmente en el caso del metal, la inspección de la corrosión se realiza por métodos indirectos. Inspección directa de la pared de la tubería es a menudo costoso y perjudicial (los revestimientos deben retirarse para ver el material para el tubo). Por lo tanto generalmente las evaluaciones de corrosión deben ser posibles mediante el análisis de una cantidad de variables para la evidencia de la corrosión. Estas evaluaciones son ocasionalmente confirmadas por la inspección directa.

Porque a menudo la corrosión es un fenómeno muy presente, y porque la inspección indirecta ofrece solo información general, es grande la incertidumbre. Con esta dificultad en mente, muchos de los puntos del capítulo de corrosión reflejan el potencial que se produce de la corrosión, que puede o no quiere decir que la corrosión en realidad está teniendo lugar. Características que pueden indicar un alto potencial de corrosión son a menudo difíciles de cuantificar. Por ejemplo, en la corrosión de metales enterrados, el suelo húmedo actúa como electrolito del ambiente que apoya la acción electroquímica necesaria para causar este tipo de corrosión.

Las características del electrolito son de importancia crítica, pero incluyen elementos altamente variables tales como el contenido de humedad, aireación, contenido bacteriano, la concentración de iones. Todas estas características son de localización específica y dependiente del tiempo. Esto dificulta incluso estimar con precisión. Los parámetros que afectan a los potenciales de corrosión atmosférica e interna pueden ser igualmente difíciles de estimar.

El evaluador debe comprender las limitaciones inherentes en la predicción de la corrosión. Para en este capítulo, los datos históricos pueden ser de beneficio. El evaluador puede personalizar el elemento de puntuación para reflejar con mayor precisión la experiencia del operador de gasoductos con corrosión.

Los temas considerados aquí reflejan la práctica común de la industria en la mitigación/prevenición de corrosión. Las ponderaciones indican la importancia relativa del tema en términos de su contribución al riesgo total de corrosión.

#### 4.1 Corrosión Atmosférica

##### 1. Instalaciones

El evaluador debe determinar el mayor riesgo de corrosión atmosférica ubicando las porciones de la tubería que están expuestas a las condiciones atmosféricas más severas. La protección contra esta forma de corrosión es considerada en este tema. Entonces, se evalúa la situación de la manera más conservadora. Las condiciones atmosféricas más severas pueden resolverse mediante las mejores medidas de protección. Sin embargo, la evaluación será el resultado de las peores condiciones y las peores medidas de protección en la sección. Este método no sólo ayuda en la detección por algún desconocido, también ayuda en señalar situaciones donde se pueden tomar medidas para mejorar la imagen de riesgo.

Debe establecerse un programa de las descripciones de todos los escenarios de exposición atmosférica. El evaluador debe decidir qué escenarios ofrecen el mayor riesgo. Esto debe basarse en datos (descubrimientos de problemas o fallas históricas) cuando estén disponibles, conocimiento de empleados y experiencia. (Control de Corrosión, 2016).

El siguiente es un ejemplo de programa para la tubería de acero:

- Interface Aire/agua.....0 puntos
- Aislamiento.....1 punto.
- Soportes/Ganchos.....2 puntos
- Interface Tierra/Aire.....3 puntos
- Otras exposiciones.....4 puntos
- Ninguno.....5 puntos

En esta lista, el peor de los casos, el punto más bajo de valor, es por el que se regula la totalidad de la sección que se está evaluando. (Control de Corrosión, 2016).

Interface Aire/Agua. Esto es también conocido como "zona splash", donde la tubería se expone al aire y agua. Esto podría ser el resultado de una ola o marea, por ejemplo. A veces llamada "corrosión de la línea de flotación", las moléculas de oxígeno suelen ser el mecanismo en este trabajo. Las diferencias en la concentración de oxígeno establecieron regiones catódicas y anódicas en el metal. Bajo este escenario, el mecanismo de corrosión es mayor por el oxígeno que es continuamente llevado a la zona de oxidación. Si el agua pasa a ser agua de mar (contenido de sal superior), las propiedades electrolíticas mejoran el proceso de corrosión. Estructuras Offshore (Costa Afuera) ilustran la corrosión creciente del potencial debido al efecto de la interfaz de aire/agua.

Aislamiento. El aislamiento de la tubería tiende a atrapar la humedad contra la pared de la tubería, lo que permite que la corrosión pase inadvertida. Si la humedad se incrementa periódicamente con agua, el suministro de oxígeno se eleva y se promueve la corrosión. Al igual que con las carcasas, esa actividad de la corrosión generalmente no es directamente observable, y por lo tanto potencialmente más dañina.

Soportes/Ganchos. Otro "punto caliente" de corrosión por experiencia en el sector, son los soportes de tuberías y colgantes que con frecuencia pueden atrapar la humedad contra la pared de la tubería y a veces proporcionan un mecanismo para la pérdida de recubrimiento o pintura. Esto ocurre en el tubo cuando se expande y se contrae, este movimiento contra el soporte provoca un raspado al revestimiento. La corrosión también es posible aquí. Este tipo de daño a menudo pasa inadvertido.

Interface Tierra/Agua. Al igual que con la interfaz aire/agua, la interfaz Tierra/Agua puede llegar a ser muy difícil de observar la corrosión. Este es el punto en el que el tubo entra y sale de la tierra (o está depositado sobre el suelo). La dureza es causada en parte por las posibilidades de atrapar la humedad en el tubo (crear una interfaz agua/aire). Movimientos de tierra debido al contenido de humedad, congelación, etc., también puede dañar revestimiento de metal desnudo, exponiéndolo a la corrosión.

Otras exposiciones. Los casos mencionados debe cubrir la gama del “peor caso” de las exposiciones de tubo de acero en contacto con la atmósfera. Una de las situaciones anteriormente mencionadas debe existir para tuberías aéreas. Sin embargo, una situación puede existir, en caso de que un tubo no sea de acero no está sujeto a la degradación por oxidación de los colaboradores que se enumeran. Un tubo de plástico no se puede ver afectada por el agua o el aire o incluso contacto con productos químicos y en el que sin embargo se vuelven frágiles (y, por ende, más débil) cuando son expuestos a la luz solar. La exposición a la luz solar por lo tanto, debe incluirse en la evaluación de riesgos.

Ninguno. Si no hay ninguna porción de la tubería expuesta a la corrosión, no existe la posibilidad de corrosión atmosférica.

## 2. Tipo de Atmósfera

Ciertas características de la atmósfera pueden mejorar o acelerar la corrosión del acero. Están diseñados para promover el proceso de oxidación. La oxidación es el mecanismo primario que está siendo evaluado en esta sección.

Algunas de estas características atmosféricas son:

- Composición química
- Humedad
- Temperatura

Simplificando para hacer algunas generalidades, podemos decir que:

- Composición química de origen natural o productos químicos en suspensión en el aire, como la sal o hechos por el hombre, como el cloro y el SO<sub>2</sub> (que pueden formar H<sub>2</sub>SO<sub>4</sub> y H<sub>2</sub>SO<sub>3</sub>) pueden acelerar la oxidación del metal.
- Humedad- porque la humedad puede ser un ingrediente primario del proceso de corrosión, a mayor contenido de humedad en el aire es generalmente más corrosivo.
- Temperatura- a mayor temperatura, más corrosivos.

Una programación debe ser ideada para mostrar no sólo el efecto de unas características, sino también la interacción de una o más características. Por ejemplo, un clima fresco y seco se considera que es más bien no-favorable a la corrosión atmosférica. Si una industria local produce ciertos químicos en el aire en este clima fresco y seco, entonces, la atmósfera podría ser ahora tan severa como una ubicación tropical junto al mar.

El siguiente es un ejemplo de las categorías de seis diferentes tipos de atmósferas, en orden de la más dura a las más benignas, desde una perspectiva de la corrosión. (Control de Corrosión, 2016).

- A. Química y marina.....0 puntos.
- B. Química y de alta humedad.....2 puntos.
- C. Marina, pantano y costera.....4 puntos.
- D. Alta humedad, alta temperatura.....6 puntos.
- E. Química y baja humedad.....8 puntos.
- F. Baja humedad.....10 puntos.

**A. Química y marina.** Considerado el ambiente más corrosivo, esto incluye ciertas instalaciones de producción OffShore (costa afuera) y en las operaciones de refinación de la zona. Los componentes de tubería están expuestos a productos químicos en suspensión en el aire y la sal que promueven la oxidación, así como un programa de inmersiones en agua.

**B. Química y de alta humedad.** También un ambiente bastante severo, esto puede incluir operaciones químicas o refinación en las regiones costeras. Productos químicos en el aire y un alto contenido de humedad en el aire se combinan para mejorar la oxidación del acero de la tubería.

**C. Marina, pantano y costera.** Altos niveles de sal y humedad se combinan para formar un ambiente corrosivo.

**D. Alta humedad y alta temperatura.** Similar a la situación anterior, este caso puede ser estacional o de alguna otra manera no es tan severo como la condición C.

**E. Química y baja humedad.** Mientras que la oxidación es promovida por los productos químicos en el aire, la humedad baja compensa los

efectos de la oxidación. Distinciones pueden agregarse para tener en cuenta las temperaturas aquí.

F. Baja Humedad. La atmósfera menos corrosiva no tendrá productos químicos en el aire, baja humedad y bajas temperaturas.

En la aplicación de este programa, el evaluador probablemente tendrá que usar "comparables". El tipo de ambiente que está mirando específicamente puede no entrar en una de estas categorías, pero generalmente será comparable a uno de ellos. (Control de Corrosión, 2016).

Ejemplo:

El evaluador está comparando tres condiciones atmosféricas. En el primer caso, tiene una línea que corre a lo largo de una playa en la costa de Salina Cruz. Esto se asemeja más estrechamente a la condición "C". Porque hay varias plantas químicas que producen cerca, y vientos ocasionales pueden llevar sustancias químicas sobre el gasoducto, ajusta la calificación de "C" de 1 punto a 3 puntos.

En el segundo caso, evalúa una línea de acero en Minatitlán. Mientras que la línea estacionalmente se expone a temperaturas más altas y húmedas, es también con frecuencia en frío y aire seco. Asignan un valor de puntos basados en una condición "F" con 2 puntos menos. Esto es 8 puntos, desde un punto de vista de riesgo equivalentes a condición "E", aunque no hay ningún riesgo químico.

Por último, tiene una línea en el sur de Chihuahua. La experiencia confirma que este medio no sólo de hecho apoyo a la menor corrosión. Porque se prevé la evaluación de una línea con un clima seco, sino que también climas fríos, como el estado "F" se da un punto menos (para temperaturas superiores) = 9 puntos. (Piensa calificar el clima frío y seco como 10 puntos.)

Estas evaluaciones, por lo tanto dan el siguiente orden y magnitud relativa:

- Salina Cruz.....3 puntos.
- Minatitlán.....8 puntos.
- Chihuahua.....9 puntos.

El evaluador ve poca diferencia entre las condiciones en Minatitlán y Chihuahua, en un punto de vista de corrosión atmosférica, pero siente que las condiciones alrededor de su línea en Salina Cruz son aproximadamente tres veces peor.

### **3. Revestimiento e Inspección**

El tercer componente de nuestro estudio del potencial de corrosión atmosférica es un análisis de las medidas preventivas para minimizar la corrosión. Evidentemente, cuando el medio ambiente es más duro, hay que adoptar más medidas preventivas, y viceversa. Una situación en la que las acciones preventivas no se requieren es en un ambiente benigno y que presenta un riesgo menor que una situación en la que se aplican las medidas preventivas que se han adoptado para proteger de un entorno hostil.

La forma más común de prevención de la corrosión atmosférica es aislar el metal del medio ofensivo. Esto se hace generalmente con recubrimientos como pintura, envolturas de cinta y una serie de capas de plástico especialmente diseñados. Para los componentes de superficie, la pintura es por mucho la técnica más común. (Control de Corrosión, 2016).

El revestimiento nunca está libre de averías, por lo que la corrosión potencial nunca será eliminado totalmente, solo se reduce. La eficacia para reducir el potencial depende de cuatro factores:

- La calidad del revestimiento.
- La calidad de la aplicación del revestimiento.
- La calidad del programa de inspección.
- La calidad del programa de acciones correctivas.

Cada uno de estos componentes puede ser clasificado en cuatro escalas: bueno, regular, malo o ausente. Los valores de los puntos probablemente deberían ser equivalentes a menos que el evaluador pueda decir que uno de los componentes es más importante que otro. EL revestimiento es de poco valor si la aplicación es de mala calidad, un buen programa de inspección está incompleto si el programa de acción correctiva es de mala calidad. Tal vez se puede argumentar que las puntuaciones más



altas son en el revestimiento y la aplicación y las de menos importancia son la inspección y corrección. Este sería sin duda una escala móvil, y probablemente es una complicación innecesaria. (Control de Corrosión, 2016).

Una escala de evaluación puede ser como esta:

- Bueno.....3 puntos.
- Regular.....2 puntos.
- Malo.....1 punto.
- Ausente.....0 puntos.

Recuerde que en este punto, el evaluador no realiza juicios en cuanto a si es necesario un programa alto de revestimiento o inspección. Que la determinación se realiza cuando los atributos de las instalaciones y el tipo de ambiente se combinan con una evaluación de estas prevenciones.

**A. Revestimiento.** Evaluar el revestimiento en términos de su adecuación en su aplicación actual. Siempre que sea posible, utilizar datos de pruebas de resistencia del revestimiento para la calidad. Cuando esta información no está disponible, sacar de la experiencia de la empresa.

- **Bueno.** Un revestimiento de alta calidad diseñado para su entorno actual.
- **Regular.** Un revestimiento adecuado pero probablemente no está diseñado específicamente para su entorno específico.
- **Malo.** Un revestimiento en el lugar, pero sin ser adecuado para servicios de largo plazo en su entorno actual.
- **Ausente.** Sin revestimiento presente.

Nota: Algunas de las propiedades más importantes del revestimiento incluyen resistencia eléctrica, adherencia, facilidad de aplicación, flexibilidad, impacto, resistencia al flujo (después de curado), resistencia a las tensiones del suelo, resistencia al agua, resistencia a las bacterias debe ser considerada.

**B. Aplicación.** Evaluar el revestimiento más reciente al proceso de solicitud y juzgar su calidad en términos de atención a la pre-limpieza, espesor del revestimiento, el entorno de la aplicación (temperatura, humedad, polvo, etc.), y la curación o ajuste.

- **Bueno.** Especificación detallada, cuidadosa atención a todos los aspectos de la aplicación; sistemas adecuados de control de calidad.
- **Regular.** Lo más probable es una buena aplicación, pero sin la supervisión o control de calidad.
- **Malo.** La aplicación descuidada, baja calidad.
- **Ausente.** Aplicación se realizó incorrectamente, se omitieron pasos, ambiente no controlado.

**C. Inspección.** Evaluar el programa de inspección por su exhaustividad y plazos. La documentación también puede ser una parte integral de un mejor programa de inspección.

- **Bueno.** Inspección formal, inspección a fondo a ser realizada específicamente para pruebas de corrosión atmosférica. Las inspecciones son realizadas por individuos entrenados utilizando lista de verificación a intervalos apropiados (como esta dictado por el potencial de corrosión local).
- **Regular.** Inspecciones informales, pero realizadas habitualmente por personas calificadas.
- **Malo.** Poca inspección: la confianza es el avistamiento de oportunidad de las áreas problemáticas.
- **Pobre.** No existe inspección alguna.

Nota: Fallos típicos del revestimiento incluyen: grietas, agujeros, impactos (de objetos afilados), cargas compresivas (apilamiento de tubos, por ejemplo), ablandamiento y el deterioro general (degradación ultravioleta, por ejemplo).

El inspector debe prestar atención especial a las esquinas afiladas y formas difíciles. Son difíciles de limpiar antes de pintar y difíciles de cubrir adecuadamente (la pintura se derramará por sobre la superficie). Los ejemplos son tuercas, pernos, roscas y

algunos componentes de la válvula. Éstos a menudo son las primeras áreas en mostrar corrosión y le dará una primera indicación sobre la calidad del trabajo de pintura.

**D. Corrección de defectos.** Evaluar el programa en términos de corrección de defectos de rigor y puntualidad.

- **Bueno.** Los defectos del revestimiento se informan inmediatamente y se documentan y se crea un programa para su reparación.
- **Regular.** Los defectos del revestimiento son informalmente relatados y son reparados a conveniencia.
- **Malo.** Los defectos del revestimiento no son reportados constantemente o reparados.
- **Pobre.** Poca o nada de atención es puesta a los revestimientos.

#### **Ejemplo:**

En esta sección de la tubería sobre tierra, los registros indican que se aplicó una pintura de alta calidad. El operador envía un inspector entrenado a todos los sitios una vez cada trimestre y corrige deficiencias reportadas por lo menos dos veces al año. El evaluador otorga los puntos siguientes:

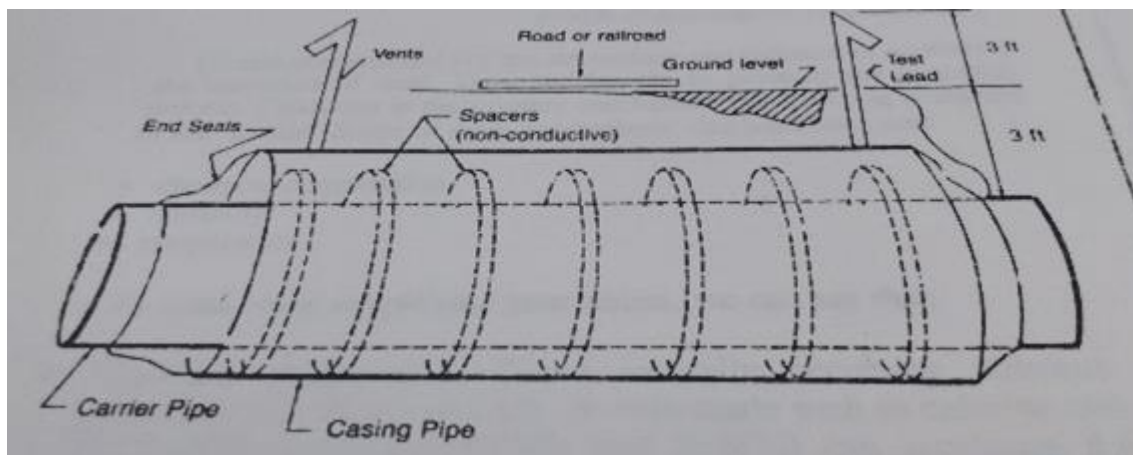
Revestimiento - Bueno.....	3 puntos.
Aplicación - Bueno.....	3 puntos.
Inspección - Bueno.....	3 puntos.
Corrección de defectos – Bueno.....	3 puntos.
Total.....	12 puntos.

Nota: Dos veces al año la corrección del defecto se considera apropiada para la sección expuesta al medio ambiente.

### El Caso A favor/Contra Cubiertas

Las cubiertas sepultadas revelan varios puntos en esta evaluación de riesgos, a veces como reductores del riesgo, a veces como creadores del riesgo. La información siguiente proporciona una discusión general del uso de cubiertas del gasoducto. (Management Manual, 1992).

**Cubiertas.** Un tubo sobredimensionado, llamado tubo cubierta, se coloca sobre el gasoducto para protegerlo de las cargas externas. Los tubos con cubiertas han sido usados durante mucho tiempo por la industria del Gas. Generalmente se colocan en carreteras, caminos y vías férreas (figura 4-1).



**Figura 4-1. Típica Instalación del Revestimiento**  
**Fuente: Pipeline Risk Management Manual.**  
**Cortesía Distribuidora de Gas Natural México**

Una cubierta también permite la fácil sustitución de la tubería sin desarrollar un problema. En lugar de cavar, la tubería puede simplemente ser retirada, reparada y reinstalada sin perturbar el tráfico. (Lamentablemente, los daños en las tuberías en efecto han sido fácilmente sustituidos debido a la presencia de cubiertas, pero son las propias cubiertas que a menudo han contribuido a los daños).

Un tercer beneficio potencial de las cubiertas es que una fuga lenta en la tubería puede ser contenido en la carcasa y detectada a través de la ventilación de la carcasa en lugar de inspeccionar lentamente el camino en la formación de cavidades subterráneas de producto acumulado.

Una controversia en la industria surge porque los beneficios que proporcionan las cubiertas son compensados por los problemas causados por su presencia. Estos problemas son en su mayoría relacionados con la corrosión. Es probablemente seguro decir que los ingenieros de corrosión prefieren no tener cubiertas en sus sistemas. Es más difícil proteger un tubo encajonado contra la corrosión. La cubierta proporciona un entorno donde la corrosión puede proceder sin ser detectada. Porque la tubería no se puede inspeccionar directamente, se usan métodos indirectos para dar indicaciones de corrosión. Estas técnicas no son integrales, a veces poco fiables y a menudo requieren interpretación experta. (Management Manual, 1992).

Algunos problemas/dilemas típicos incluyen:

La corrosión atmosférica puede ocurrir si existe cualquier defecto en el revestimiento, y sin embargo, la inserción de la tubería en la cubierta es una manera fácil de dañar el revestimiento y crear defectos.

Las juntas al final se utilizan para mantener el agua, barro y otras posibles electrolitos fuera del espacio anular de la cubierta. La presencia de un electrolito en el espacio anular puede provocar la corrosión entre la cubierta y el gasoducto, así como problemas de interferencia con el sistema de protección catódica. Sin embargo, se instalan tubos de ventilación que permite la comunicación directa, la humedad está casi siempre presente en el espacio anular.

La protección catódica es por lo general empleada para proteger gasoductos de acero sepultados. El tubo de la cubierta puede proteger el gasoducto de las corrientes si no hay enlace eléctrico entre la cubierta y el gasoducto. Si hay tal, la cubierta por lo general no sólo protege el gasoducto de la corriente, sino también consume corriente de la misma, convirtiendo eficazmente el gasoducto en un ánodo que se utiliza para proteger el cuerpo del tubo que es ahora el cátodo. (Control del Corrosión, 2016).

Pueden emplearse varias medidas de mitigación para reducir los problemas de corrosión en las cubiertas. Son ilustrados en la figura 4-1 y se describe a continuación:

- Puntas de prueba. Comparando los potenciales tubo-suelo (voltajes) de la tubería contra la cubierta, se busca evidencia de la vinculación entre los dos. Puntas de prueba permiten las mediciones de voltaje necesarias.

- Espaciadores no conductivos. Estos están diseñados para mantener la tubería físicamente (y esperamos que eléctricamente) separada de la cubierta. También ayudan a proteger el revestimiento de la tubería durante la inserción en la cubierta.
- Sellos de extremo. Estos están diseñados para mantener el espacio anular libre de sustancias que pueden actuar como electrólito (agua, barro, etc.).
- Rellenar el espacio anular. Uso de una sustancia dieléctrica (no-conductora) reduce el potencial de vías eléctricas entre la cubierta y el gasoducto. Lamentablemente, también niega algunos de los beneficios mencionados anteriormente de la cubierta.

La controversia se revela en el sistema de evaluación del riesgo. Reflejando la compensación en ventajas, las cubiertas pueden ser reductores del riesgo en el Análisis del Diseño también siendo considerado el riesgo en el Análisis de la Corrosión (atmosférico y tubería enterrada).

#### **4.2 Corrosión Interna**

En esta sección, se hace una evaluación del potencial de corrosión interna. Esto es causado por una reacción entre la pared interior del tubo y el producto siendo transportado. Dicha actividad corrosiva puede no ser los resultados del producto destinado a ser transportado, sino como el resultado de una impureza en el flujo de producto. Agua de mar en un flujo de gas natural Offshore (Costa Afuera), por ejemplo, no es infrecuente. El metano no daña el acero, pero el agua salada y otras impurezas ciertamente pueden promover la corrosión del acero.

Microorganismos que indirectamente pueden promover la corrosión también se deben considerar aquí, las bacterias reductoras de sulfato y bacterias anaerobias que producen ácido se encuentran comúnmente en aceite y tuberías de gas. Ellas producen H<sub>2</sub>S y ácido acético respectivamente, los cuales pueden promover la corrosión.

La corrosión por picadura y la corrosión por grietas son las formas de corrosión más comúnmente vistas en casos de la corrosión interna. La corrosión establecida por una celda de concentración de oxígeno puede ser acelerada si los iones están presentes para desempeñar un papel en las reacciones. El ataque contra el acero inoxidable del tipo 304 por el agua de sal es un ejemplo clásico. (Management Manual, 1992).

Las reacciones que no dañen el material del tubo no deben incluirse aquí. Un buen ejemplo de esto es la acumulación de parafina en algunas líneas de aceite. Mientras que tales acumulaciones causan problemas de funcionamiento, normalmente no contribuyen al riesgo de avería del gasoducto a menos que apoyen o agraven el mecanismo de corrosión que de otra manera no estarían presentes. (Management Manual, 1992).

Algunas de las mismas medidas que se utilizan para prevenir la corrosión interna, tales como capa interna, se utilizan no sólo para proteger la tubería, sino también para proteger el producto de impurezas que pueden producirse por la corrosión. Combustibles y productos químicos de alta pureza son ejemplos de productos cuidadosamente protegidos de tales contaminantes.

En forma simple, la evaluación del riesgo por corrosión interna sólo será necesario examinar las características del producto y las medidas preventivas adoptadas para ciertas características del producto.

### **1. Corrosividad del Producto**

El mayor riesgo existe en los sistemas donde el producto es inherentemente incompatible con el material para el tubo. Al lado de esto, el mayor riesgo ocurre cuando las impurezas corrosivas pueden entrar rutinariamente en el producto. (Control de Corrosión, 2016).

Un plan simple puede ser diseñado para asignar puntos a estos productos:

- Fuertemente corrosivo.....0 puntos.
- Ligeramente corrosivos.....3 puntos.
- Corrosivos solamente bajo condiciones especiales.....7 puntos.
- No corrosivo.....10 puntos.

“Fuertemente Corrosivo”, sugiere que es posible una rápida y perjudicial tipo de corrosión. El producto es altamente incompatible con el material de la tubería. Transporte de soluciones de salmuera, agua, productos con H<sub>2</sub>S y muchos productos ácidos son ejemplos de materiales que son altamente corrosivos a las líneas de acero.

“Ligeramente corrosivo”, sugiere que el daño a la pared del tubo es posible pero sólo a un ritmo lento. No tener ningún conocimiento de la corrosividad de producto también puede caer en esta categoría. Es conservador asumir que cualquier producto puede hacer daño, a menos que tengamos pruebas de lo contrario.

“Corrosivos solamente bajo condiciones especiales”, significa que el producto es normalmente benigno, pero existe la posibilidad de introducir un componente nocivo en el producto. CO<sub>2</sub> o agua saladas en una tubería de metano es un ejemplo común. Estos componentes naturales de la producción de metano se quitan generalmente antes de puede entrar en la tubería. Sin embargo, el equipo utilizado para eliminar tales impurezas está sujeto a fallos y posterior es una posibilidad derrame de impurezas en la tubería.

“No corrosivo”, significa que no hay ninguna posibilidad razonable, que el producto transportado pueda ser incompatible con el material de la tubería.

El evaluador puede interpolar y asignar valores a los puntos entre cada categoría.

## 2. Protección Interna

A menudo, es económicamente ventajoso para el transporte de sustancias corrosivas en la tubería que es vulnerable a la corrosión de la sustancia. En estos casos, es prudente tomar medidas para reducir o eliminar el daño. Un programa de puntos, basado en la eficacia de la acción, mostrará cómo la imagen del riesgo se ve afectada. (Management Manual, 1992). En el programa de ejemplo siguiente, se agregan puntos para cada acción preventiva que se emplea, hasta un máximo de 10 puntos. Las actividades contra la corrosión que se realizan son:

- Ausente..... 0 puntos.
- Monitoreo interno..... 2 puntos.
- Inyección de inhibidor..... 4 puntos.



- Recubrimiento interno..... 5 puntos.
- Medidas de Operación..... 3 puntos.
- “Diablos”.....3 puntos.

**Ausente:** Está, por supuesto, significa que no se realiza ninguna acción para reducir el riesgo de corrosión interna.

**Monitoreo interno:** Normalmente, esto se realiza en cualquiera de los dos métodos siguientes: 1) por una sonda que puede transmitir continuamente las medidas eléctricas que indican una posible corrosión; o, 2) por un “punto” que se corroe en presencia del material que fluye y es extraído y se realizan mediciones periódicas. Cada uno de estos métodos requiere una conexión a la tubería para permitir que la sonda o el “punto” sean insertados y extraídos del producto que fluye.

**Inyección de inhibidor:** Cuando el mecanismo de corrosión es completamente entendido, ciertos productos químicos se pueden inyectar en la corriente que fluye del producto para reducir o inhibir la reacción. Porque el oxígeno es un agente corrosivo de acero, un producto químico "barrido de oxígeno" se puede combinar con el oxígeno para evitar que este oxígeno reaccione con la pared del tubo. En efecto un tipo más común de inhibidor químico forma una barrera protectora entre el acero y la capa de un producto. El inhibidor es reaplicado periódicamente o continuamente inyectado para reemplazar el inhibidor que es absorbido o desplazado por el flujo de producto. En casos donde la actividad de microorganismos es un problema, los biosidas pueden añadirse al inhibidor. El evaluador debe estar seguro de que el equipo de inyección del inhibidor es mantenido bien e inyecta la cantidad apropiada de inhibidor en la velocidad adecuada. La eficacia del inhibidor a menudo es comprobada por un programa interno de control como se describe anteriormente.

**Recubrimiento Interno:** Nueva tecnología permite la creación de un "tubo revestido". Esto es generalmente un tubo exterior de acero que esté aislado de un producto potencialmente perjudicial o por un material que es compatible con el producto que se está transportando. Se pueden instalar durante la fabricación de tubería, durante la construcción del gasoducto, o, a veces, el material puede ser añadido a un gasoducto existente.

Estos dos sistemas de materiales compuestos se discuten más adelante. Para los propósitos de esta sección, el evaluador debe asegurarse que el sistema compuesto es eficaz en la protección de la tubería de daños causados por la corrosión interna. Una preocupación común en este tipo de sistemas es la detección y reparación de una fuga que puede ocurrir en el interior de las líneas antes de hacer daño a la tubería exterior.

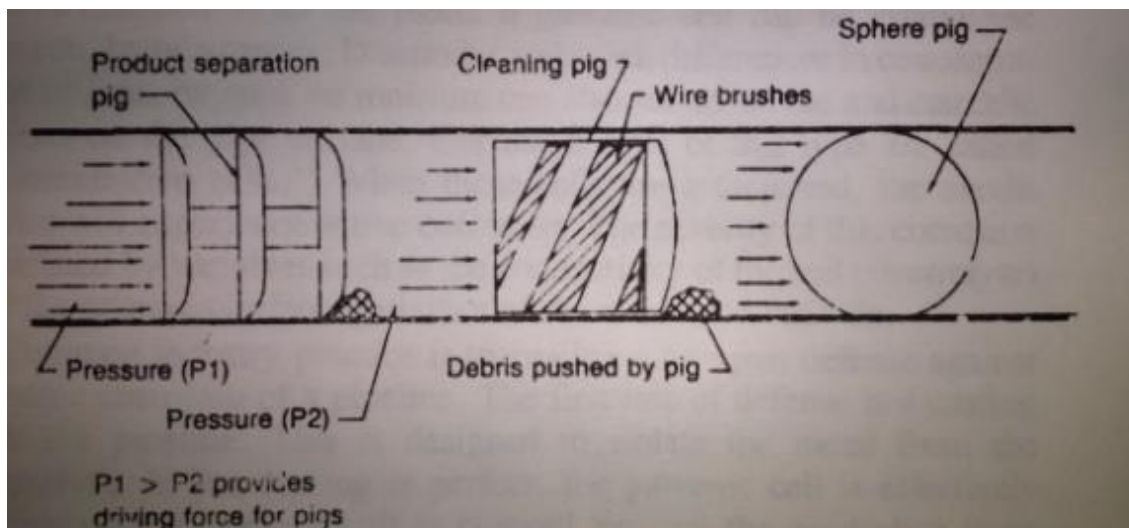
La capa interna puede ser juzgada con los mismos criterios como los recubrimientos para protección contra la corrosión atmosférica y corrosión de metales enterrados descritos en este capítulo.

**Medidas de Operación:** En situaciones cuando el producto es normalmente compatible con el material de la tubería pero existe la posibilidad de que se introduzca con impurezas corrosivas, se deberán tomar medidas adicionales para evitar las impurezas. Sistemas para deshidratar el filtro con una corriente de producto caen en esta clasificación. Otro ejemplo es un sistema de tiras de gas amargo (compuestos de azufre) de una corriente de producto. Mantener cierta temperatura en un sistema para inhibir la corrosión, también sería una medida operacional válida. Estos sistemas o medidas se denominan operativos porque aquí el funcionamiento del equipo es a menudo tan importante como el diseño original. Procedimientos y seguridades mecánicas deben estar en el lugar para evitar que materiales corrosivos entren en la tubería en caso de que el equipo falle o el sistema se sobrecargue. El evaluador debe comprobar que las condiciones para las cuales fue diseñado el equipo son todavía válidas, especialmente si no puede determinarse directamente la efectividad de la remoción de impurezas. El evaluador debe buscar coherencia y la eficacia de cualquier medida operativa que pretenda reducir el potencial de corrosión interna. (Management Manual, 1992).

**“Diablos”:** Un “diablo” es un objeto cilíndrico diseñado para moverse a través de una tubería para varios propósitos (Figura 4-2). Los “diablos se utilizan para limpiar interiores de tuberías (cepillos de alambre se unen generalmente), separar productos, empujar productos (especialmente líquidos), para reunir datos (cuando está equipado con dispositivos electrónicos especiales), etc. Existe una amplia variedad de “diablos” de propósitos especiales de muchas formas y configuraciones posibles. Hay incluso un “diablo” de by-pass está diseñado con una válvula de alivio para eliminar desechos que bloquean el “diablo” si los desechos provocan una alta presión diferencial a través del “diablo”!. (Management Manual, 1992).

Un programa regular de limpieza utilizando “diablos” de tipo de desplazamiento para quitar materiales potencialmente corrosivos es un método eficaz para reducir (pero no eliminar) la corrosión interna. El programa debe ser diseñado para eliminar líquidos u otros materiales antes de que puedan hacer daños apreciables a la tubería, deben incluir una búsqueda de productos de corrosión tales como óxido de hierro en líneas de acero. Esto le ayudará a evaluar el grado de corrosión en la línea.

“El Diablo” en parte es una técnica basada en la experiencia. De una amplia selección de tipos de “diablo”, el operador bien informado debe elegir un modelo apropiado, “el diablo” a modo de diseño debe incluir velocidad, distancia y fuerza impulsora y evaluar el progreso durante la operación; es de hecho beneficioso y eficaz en la eliminación de productos corrosivos de la línea de manera oportuna.



**Figura 4-2. Ejemplos de “Diablos”.**  
**Fuente: Pipeline Risk Management Manual.**  
**Cortesía Distribuidora de Gas Natural México**

Ejemplo:

Una sección del ducto de gas natural (acero) está siendo examinada. La línea de gas de los pozos de producción offshore (Costa Afuera). El gas es secado y tratado (eliminación del azufre), pero los funcionamientos defectuosos del equipo se deben tratar rutinariamente. El operador puede inyectar inhibidores para controlar la corrosión de cualquier líquido que escapa del proceso de deshidratación. Recientemente, se descubrió que el inyector del inhibidor ha fallado para un período de dos semanas antes

de que el fallo fuese corregido. El operador también ejecuta “los diablo” una vez al mes para eliminar cualquier liquido en la canalización. Sondas de corrosión proporcionan datos continuos sobre la velocidad de corrosión interior de la línea.

El evaluador evalúa la situación de la siguiente manera:

**A. Corrosividad del producto.....5 puntos.**

La línea está expuesta a corrosivos sólo bajo condiciones de alteración, pero 2 puntos se deducen porque las condiciones de alteración parecen ser bastante frecuentes.

**B. Monitoreo interno.....2 puntos.**

Inyección de inhibidor.....2 puntos.

Medidas de operación.....2 puntos.

“El Diablo”.....3 puntos.

Total.....9 puntos.

Puntos se deducen de cada una de las dos medidas preventivas debido a problemas conocidos de fiabilidad con las acciones. Estos dos, son el inhibidor de inyección y las acciones operativas. Dentro del offshore (Costa Afuera) las medidas operacionales que llegan a fallar son dos, una en la corrosividad del producto y otra en las acciones preventivas.

El puntaje total para la corrosión interna es entonces:

$$A + B = 5 + 9 = 14 \text{ puntos.}$$

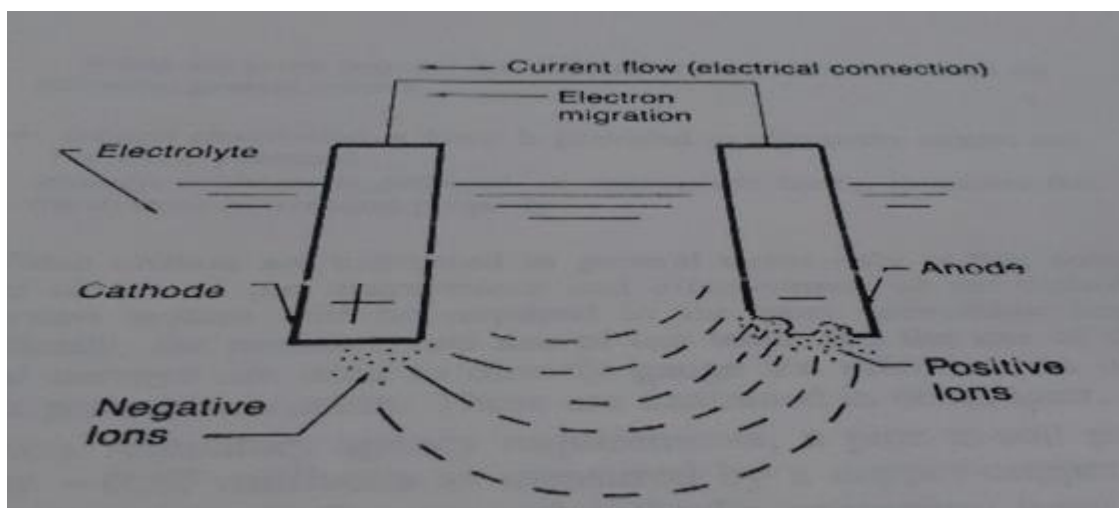
### 4.3 Corrosión de Metales Enterrados

En esta sección solo se aplicará al material de tubería metálica que se encuentre enterrado y esté sujeto a la corrosión. El gasoducto que se evalúe y no posea estas características, como sería el caso de una tubería de plástico o totalmente sobre el suelo, el evaluador deberá utilizar las dos secciones anteriores y cualquier otro factor pertinente para evaluar el riesgo de corrosión.

De las tres categorías de corrosión, esta es la más compleja. Varios mecanismos de corrosión se pueden dar en el trabajo, en el caso de los metales. Esta situación se complica aún más por el hecho de que la corrosión es deducida normalmente por pruebas directas de observación, las indirectas son una opción limitada. El peligro más común es algún tipo de corrosión galvánica.

La corrosión galvánica se produce cuando un metal o metales en un electrolito (un líquido eléctricamente conductor) forman regiones anódicas y catódicas. Un cátodo es una región de metal que tiene una mayor afinidad por los electrones que la región anódica correspondiente. Esta afinidad por electrones se denomina la electronegatividad. Distintos metales tienen diferente electronegatividad e incluso diversas áreas en una sola pieza de metal tienen distinta electronegatividad. Cuanto mayor sea la diferencia, más fuerte la tendencia para los electrones a fluir. Si existe una conexión eléctrica entre el ánodo y el cátodo, lo que permite este flujo de electrones, el metal se disolverá del ánodo e iones del metal se forman y migran hasta el metal con mayor afinidad. (Control de Corrosión, 2016)

Dicho sistema, con el ánodo, cátodo, electrolito y la conexión eléctrica entre el ánodo y el cátodo, se llama una celda galvánica y se ilustra en la figura 4-3.



**Figura 4-3. Celda Galvánica**  
**Fuente: Pipeline Risk Management Manual.**  
**Cortesía Distribuidora de Gas Natural México**

Porque el suelo es a menudo un electrolito eficaz, una celda galvánica puede establecerse entre una cubierta y otro trozo de metal enterrado, o incluso entre dos áreas en la misma tubería. Cuando un nuevo trozo de tubo está conectado a una pieza antigua, una celda galvánica puede establecerse entre los dos metales. Diferentes suelos con diferencias en las concentraciones de iones, oxígeno o humedad también pueden crear regiones anódicas y catódicas sobre la superficie de la tubería. Celdas de corrosión de este tipo se llaman "celdas de concentración". Cuando estas celdas están establecidas, la región anódica experimentará corrosión activa. La severidad de esta corrosión se basa en variables tales como la conductividad del suelo (electrolito) y la electronegatividad relativa del ánodo y el cátodo.

La práctica común en la industria es el empleo de dos partes de defensa contra la corrosión galvánica. La primera línea de defensa es un revestimiento de la tubería. Este está diseñado para aislar el metal del electrolito. Si este revestimiento es perfecto, la celda galvánica queda bloqueada del electrolito y ya no está en contacto con el metal. No obstante, es casi seguro que no será perfecto. Si sólo nos vamos a lo macroscópico, los defectos existen en cualquier sistema de revestimiento. (Control de Corrosión, 2016).

La segunda línea de defensa se llama protección catódica. A través de conexiones con otros metales, la tubería se convierte en un cátodo, que, según el modelo de celda galvánica, no está sujeta a pérdida de metal (de hecho, el cátodo realmente tiene ganancias de metal). La teoría detrás de la protección catódica es garantizar que el flujo de corriente se dirige a la tubería y lejos de una cama instalada de metal que se supone que corroe. El metal instalado que corroe apropiadamente se llama ánodo de sacrificio. El ánodo de sacrificio tiene una afinidad más baja para los electrones que el acero que está protegiendo. (Control de Corrosión, 2016).

Dependiendo del tipo de electrolito (suelo) y algunas consideraciones económicas, se podrá imponer una tensión en el sistema para conducir el flujo de corriente. Se conoce a este sistema de protección catódica como un sistema bloqueado o *apantallado*. (Figura 4-4). (Management Manual, 1992).

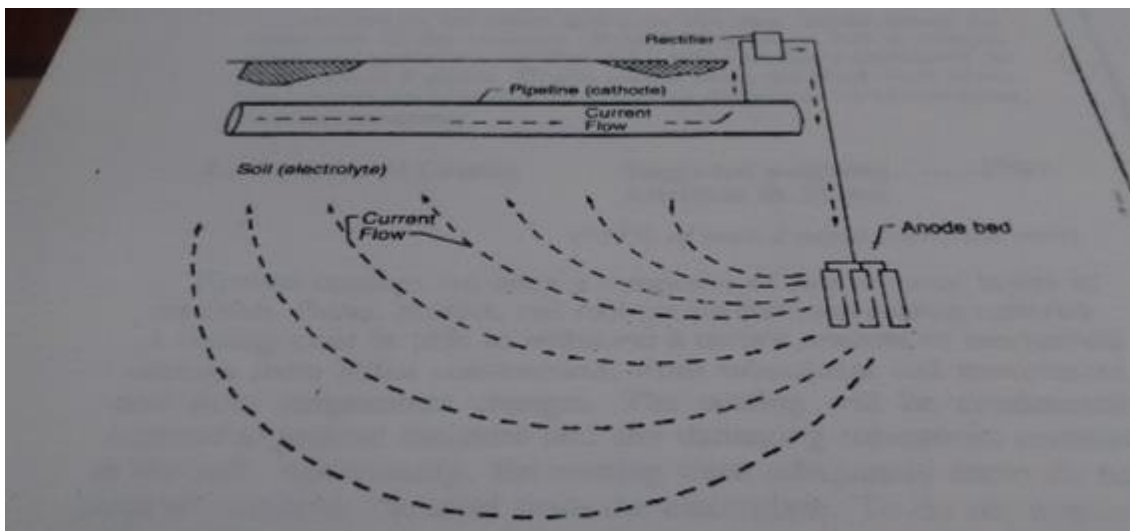
En un sistema apantallado o eléctricamente cargado, se utilizan rectificadores para llevar la baja tensión del flujo de corriente entre el ánodo y el gasoducto. La

cantidad de corriente principal está determinada por variables tales como el estado del revestimiento, tipo de suelo, diseño de la cama del ánodo que añade resistencia a este circuito eléctrico. (Management Manual, 1992).

Hay muchas variables que influyen en la eficacia de un control de la corrosión de un metal enterrado a través de un programa. En esta evaluación, diez atributos y prevenciones son considerados en la evaluación del potencial de corrosión de los metales enterrados.

### 1. Protección Catódica

En la mayoría de los casos, parte del sistema de protección catódica se utiliza para proteger una tubería enterrada de acero. Las excepciones podrían ser casos donde se instalan las líneas temporales en suelo relativamente no corrosivo y donde las normas no aplican para el uso de protección catódica. Líneas que no sean de acero, por supuesto, no requieren protección contra la corrosión.



**Figura 4-4. Sistema de Protección Catódica o Sistema Apantallado**  
**Fuente: Pipeline Risk Management Manual.**  
**Cortesía Distribuidora de Gas Natural México**

Puntos se dan aquí por la existencia de un sistema que satisfaga los siguientes criterios generales:

- se proporciona suficiente fuerza electromotriz para negar efectivamente cualquier potencial de corrosión.

- pruebas suficientes se reunieron, en el momento oportuno, para asegurar que el sistema esté funcionando correctamente.

Estos criterios se expresan en términos generales sólo en este punto. Más detalles sobre el mantenimiento y la eficacia del sistema de protección catódica se verán más adelante. Específicamente, al estar presente, el uso de textos informativos y el uso de encuestas nos ayudan para medir directamente la efectividad del sistema de protección catódica. Estos se examinan en detalle más adelante.

Existen muchas exigencias por parte de la agencia reguladora, el potencial de una línea enterrada debe ser de al menos 0.85 milivoltios medido por un electrodo de referencia de sulfato de cobre-cobre, es el nivel general de protección catódica para cumplir el primer criterio. La práctica para asegurar niveles adecuados de protección catódica es mucho más compleja que este simple criterio. Las lecturas deben interpretarse cuidadosamente con el sistema de medición utilizado. Demasiada corriente puede dañar el revestimiento. Son necesarios mayores niveles de protección cuando hay evidencia de bacterias que promueven la corrosión. Una serie de otros factores igualmente deben ser considerados por el ingeniero de corrosión en la determinación de un nivel adecuado de protección. (Management Manual, 1992).

Uno de los aspectos del segundo criterio será el mantenimiento de la protección catódica. Para los sistemas apantallados, los equipos tales como rectificadores deben mantenerse activos. Las inspecciones de estos equipos quizá deberían realizarse a intervalos más cortos que el control global de los niveles actuales. Porque un rectificador proporciona la fuerza motriz de estos sistemas de protección catódica, el operador no debe permitir que un rectificador este fuera de servicio por un largo periodo de tiempo. Aquí el criterio de "momento oportuno" debe utilizarse para evaluar la efectividad del sistema. Mensual o por lo menos bimensualmente el rectificador debe ser inspeccionado según lo indica la norma.

Un simple punto de partida del programa es recomendado para este complejo tema.

Se cumplen los criterios generales.....8 puntos.

No se cumplen los criterios generales.....0 puntos.



Para cerciorarse de que los criterios de carácter general se cumplen, el evaluador debe solicitar los registros de la primera protección catódica. ¿Son adecuados los parámetros de diseño? ¿Cuál fue la vida proyectada del sistema? ¿El sistema funciona según el plan?

Entonces, el evaluador debe inspeccionar la documentación de los controles más recientes en el sistema. Los ánodos pueden agotarse, las condiciones pueden cambiar, el equipo puede funcionar mal. ¿Será el operador consciente de los graves problemas en el sistema de manera oportuna? Mientras que los problemas de protección catódica deben ser capturados durante los controles de prueba normal y ciertamente durante el intervalo de encuestas, problemas tales como rectificadores rotos (¡o peor aún, rectificadores cuyas conexiones eléctricas se han removidas!) deben ser encontrados incluso más rápido. (Management Manual, 1992).

**Nota:** En este punto de la evaluación, ya que el nivel de protección en toda el gasoducto no es tanto de que se trate, sino, es la cuestión de si el operador dispone de un sistema que pueda hacer el trabajo, y el operador debe descubrir rápidamente si los sistemas dejan de funcionar. La eficacia de la protección catódica a lo largo del gasoducto se evalúa más adelante.

Las variaciones en los puntos dados para este tema deben reflejar la incertidumbre del evaluador. Si él no tiene ninguna duda de que un bien diseñado sistema se instaló y se mantiene con prudencia, se le debe otorgar 8 puntos. Las dudas deben disminuir el puntaje. Estas dudas se pueden cuantificar como las deducciones específicas para ciertos elementos, a fin de garantizar la consistencia.

## **2. Condiciones del Revestimiento**

Revestimientos de tuberías son a menudo un compuesto de dos o más capas de materiales. Pinturas, plásticos y cauchos son materiales comunes de revestimiento. Una capa debe ser capaz de soportar una cierta cantidad de daño mecánico de construcción, de movimientos de tierra y de los cambios de temperatura. El revestimiento será continuamente expuesto a la humedad del suelo y las sustancias dañinas contenidas en el suelo. Además, el revestimiento debe servir adecuadamente a su principal objetivo:

aislar el acero del electrolito. Para ello, deben ser bastante resistentes al paso de la electricidad. Porque las tuberías deben ser diseñadas para una larga vida, la capa debe llevar a cabo todas estas funciones sin perder sus propiedades con el tiempo por lo que debe resistir el envejecimiento. (Control de Corrosión, 2016).

Los tipos de sistemas de revestimiento incluyen:

- Masillas de asfalto aplicado en frío (RAM100)
- Capas de polietileno extruido
- Epoxico
- Abrigo y Esmalte de alquitrán de hulla
- Cintas (calientes o frías aplicadas)

Una de las principales razones para usar protección catódica en los sistemas es que ningún sistema de revestimiento está libre de fallas. La protección catódica está diseñada para compensar los defectos del revestimiento y su deterioro. Como tal, una forma de medir el estado del revestimiento es medir la cantidad de protección catódica. La protección catódica está parcialmente en función de las condiciones del suelo y la cantidad de acero expuesto en el gasoducto. Los defectos del revestimiento son mayores, a mayor acero expuesto y, por tanto, necesitan más protección catódica. La protección catódica se mide generalmente en términos de consumo de corriente. Se piensa que cierta cantidad del voltaje niega los efectos de la corrosión, por tanto la cantidad de corriente generada manteniendo este voltaje requerido es una medida de la protección catódica. Un ingeniero de la corrosión puede hacer algunas estimaciones de la condición de la capa de estos números.

Una situación potencialmente mala que es difícil de detectar es una zona de *desprendimiento de revestimiento*, donde se separa el revestimiento de la superficie del acero. Mientras que el revestimiento todavía provee un tipo escudo, la humedad puede llegar a menudo entre el revestimiento y el acero. Si esta humedad es substituida de vez en cuando, la corrosión puede continuar mientras que no se muestre un cambio en los requisitos actuales.

Otro tipo común de defectos del revestimiento es la presencia de agujeros del tamaño de un alfiler. Estos pueden ser especialmente peligrosos no sólo porque son

difíciles de detectar, sino también porque pueden promover hoyos de corrosión estrechos y profundos. Debido a que la corrosión galvánica es una reacción electroquímica, una fuerza impulsora dada (diferencia de voltaje) causará una ionización del metal. (Control de Corrosión, 2016).

Si el área expuesta del metal es grande, la corrosión será amplia y poco profunda, mientras que una pequeña exposición perderá un mínimo volumen de metal, pero causará una corrosión profunda. Una corrosión más profunda debilita más a la pared del tubo debido a que la fuerza de la pared es dependiente del grosor. Una pequeña discontinuidad geométrica también puede causar concentraciones de alta tensión.

Para evaluar el estado actual del revestimiento, varias cosas se deben considerar, incluyendo el proceso de instalación original. Es apropiado evaluar exactamente igual el método que se utiliza para evaluar el revestimiento para protección contra la corrosión atmosférica.

De nuevo, ningún revestimiento está libre de defectos, por lo tanto, el potencial de corrosión nunca desaparecerá totalmente, solamente será reducido. ¿Qué tan efectivamente se reduce el potencial?, depende de cuatro factores:

- La calidad del revestimiento
- La calidad de la aplicación del revestimiento.
- La calidad del programa de inspección.
- La calidad del programa de corrección de defectos.

Cada uno de estos componentes puede ser clasificado en cuatro puntos: buena, regular, mala o ausente. La ponderación de cada uno de los componentes debe ser equivalente, a menos que el evaluador puede decir que uno de los componentes es más importante que la de otro. EL revestimiento es de poco valor si la aplicación es deficiente; un buen programa de inspección está incompleto si el programa de corrección es de mala calidad. Quizás se puede argumentar que las puntuaciones más altas son el revestimiento y la aplicación y las de menos importancia son la inspección y las correcciones de defectos. Esto, obviamente, constituye una escala móvil, y probablemente es una complicación innecesaria.

Porque es posible un total de 12 puntos, la puntuación del revestimiento se multiplica por 10/12 para poner la puntuación en una escala de 10 puntos. Una escala de 10 puntos es necesaria para mantener la adecuada ponderación (17% de la puntuación posible es metal enterrado) de este tema. (Control de Corrosión, 2016).

**A. Revestimiento.** Evaluar el revestimiento en términos de su adecuada aplicación. En la medida de lo posible, utilizar los datos de las pruebas al revestimiento para valorar la calidad. Dureza, elasticidad, adhesión al acero, y sensibilidad a la temperatura son propiedades comunes utilizadas para determinar la idoneidad. Cuando esta información no está disponible, sacar de la experiencia de la empresa.

La evaluación debe evaluar la resistencia del revestimiento a todas las tensiones esperadas incluyendo un grado de abuso en la instalación inicial, movimientos del suelo, química y ataque de la humedad, diferenciales de temperatura y gravedad.

- **Bueno**-Un revestimiento de alta calidad diseñada para su ambiente presente.
- **Regular**-Un adecuado revestimiento pero probablemente no está diseñado específicamente para su entorno específico.
- **Mala**-Un revestimiento en el lugar, pero no apto para servicio a largo plazo en su entorno actual.
- **Ausente**-No hay revestimiento presente.

**Nota:** Algunas de las propiedades más importantes incluyen la resistencia eléctrica, adherencia, facilidad de aplicación, flexibilidad, resistencia al impacto, resistencia al flujo (después de curado), resistencia a las tensiones del suelo, resistencia al agua, resistencia a las bacterias u otro ataque del organismo (en el caso de líneas sumergidas, la vida marina tales como percebes o perforadores debe considerarse).

**B. Aplicación.** Evaluar la más reciente aplicación y juzgar su calidad en términos de atención a limpieza previa, espesor del revestimiento, el entorno de la aplicación (temperatura, humedad, polvo, etc.), y la curación o ajuste.

- **Bueno**-Especificaciones detalladas deben darle atención cuidadosa a todos los aspectos de la aplicación; sistema adecuado de control de calidad.
- **Regular**-Lo más probable es una buena aplicación, pero sin la supervisión o control de calidad.
- **Mala**-Descuidado, baja calidad aplicación que se ha llevado a cabo.
- **Ausente**- La aplicación está hecha de forma incorrecta, pasos omitidos, ambiente no controlado.

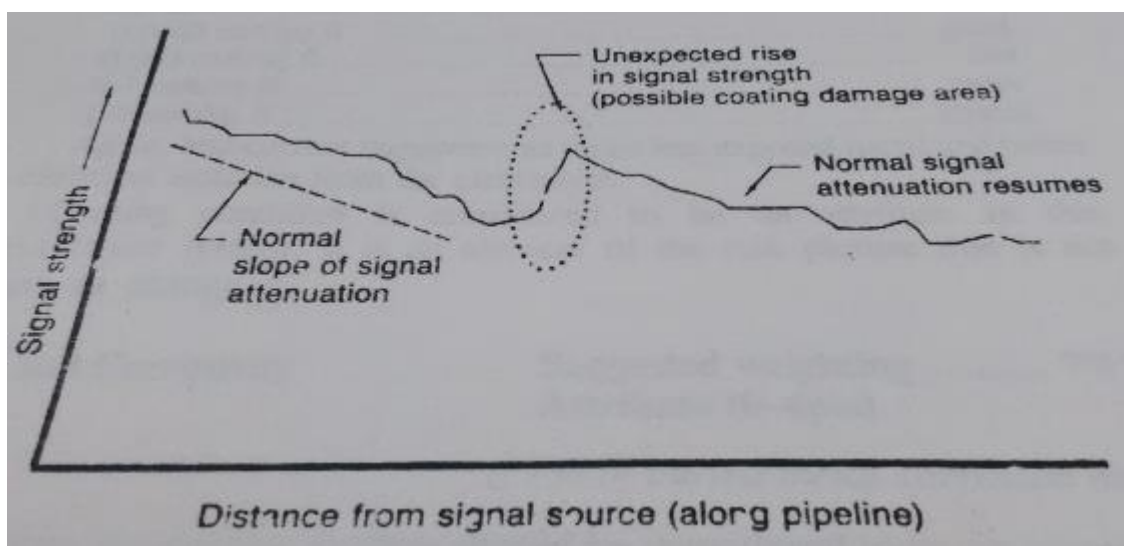
**C. Inspección.** Evaluar este programa de inspección por su rigurosidad y puntualidad. La documentación también será una parte integral del mejor programa para la posible inspección. La inspección del revestimiento subterráneo puede tomar varias formas. Para la inspección visual esta será de vez en cuando se presenten oportunidades, cuando el tubo es expuesto por varias razones. Cuando esto ocurre, el operador debe aprovechar esta situación para tener personal capacitado a evaluar el estado revestimiento y registrar los resultados.

Un segundo método de inspección, menos directo que la inspección visual, utiliza un radio o una señal eléctrica en el tubo y las medidas de la fuerza de la señal en puntos a lo largo de la tubería (Figura 4-5). La intensidad de la señal debe disminuir linealmente en proporción directa a la distancia de la fuente de la señal. Picos y cambios inesperados en la señal indican áreas de capa no uniforme- tal vez dañado. Esta técnica se denomina pruebas de continuidad. Basado en la revisión inicial, los agujeros de prueba son cavados para la inspección visual de la capa a fin de correlacionar la condición de la capa actual con lecturas de la señal. (Management Manual, 1992).

Estos métodos mencionados y otros métodos de observación indirecta, requieren un grado de habilidad por parte del operador y el analizador. La opinión de la industria está dividida sobre la efectividad de algunas de estas técnicas. El evaluador debe cerciorarse de que el operador entienda la técnica y puede demostrar un cierto éxito en su uso para el revestimiento.

- **Bueno-** Inspección formal y detallada realizada específicamente para la evidencia de deterioro del revestimiento. Las inspecciones son realizadas por individuos entrenados a intervalos apropiados (dictado por el potencial de corrosión local). Uso completo de oportunidades de inspección visual además de una o más técnicas indirectas se utilizadas.
- **Regular-** Inspecciones informales, pero realizadas habitualmente por personas calificadas. Tal vez se utiliza una técnica indirecta pero quizás no a todo su potencial.
- **Mala-** Poca inspección; depende del avistamiento de las áreas problemáticas. Inspecciones visuales informales cuando hay la oportunidad.
- **Ausente-** No existe inspección.

Nota: Fallos típicos del revestimiento incluyen grietas, agujeros, impactos (objetos afilados), compresión de cargas (apilamiento de revestimiento de tubos), debilitamiento o flujos de corriente, y el deterioro general (degradación ultravioleta, por ejemplo).



**Figura 4-6. Ejemplo de una Prueba de Continuidad.**  
**Fuente: Pipeline Risk Management Manual.**  
**Cortesía Distribuidora de Gas Natural México**

**D. Corrección de defectos.** Evaluar el programa de corrección de defectos en términos de rigor y puntualidad.

- **Bueno**-Informaron los defectos del revestimiento y son inmediatamente documentados y programados para su reparación. Las reparaciones son llevadas a cabo por las especificaciones de la aplicación y se llevan a cabo en el programa.
- **Regular**-Los defectos del revestimiento son informalmente registrados y reparados a conveniencia.
- **Malo**-Defectos de revestimiento no siempre son registrados o reparados.
- **Ausente**-Poco o nada de atención se le pone a los defectos del revestimiento.

### **Ejemplo:**

Un gasoducto enterrado en un terreno arenoso impregnado de aceite está protegido catódicamente por ánodos de sacrificio conectados a la línea en un espacio de cerca de 500 pies. Un tubo para medición de tensión del suelo se toma dos veces al año sobre la sección del agujero para asegurar la protección catódica adecuada. Los registros indican que la línea estaba inicialmente cubierta con un material de polietileno extruido sobre el tubo. Un inspector supervisó el proceso de revestimiento. El potencial del tubo a tierra no ha cambiado mensurable desde la instalación original. Esta sección de la línea no ha sido expuesta durante diez años.

El evaluador evalúa la situación de la siguiente manera:

Protección catódica.....	8 puntos.
Condición del revestimiento	
Revestimiento (bueno).....	3 puntos.
Aplicación (buena).....	3 puntos.
Inspección (buena).....	2 puntos.
Corrección de defectos.....	<u>3 puntos.</u>
	11 puntos.
(Corrección para escala de 10 puntos: $11 \times 10/12 = 9.2$ ).....	9 puntos.
(Protección catódica) + (Condición del revestimiento) = $8 + 9 =$ .....	17 puntos.

Para la inspección, el evaluador considera que la toma de lecturas de voltaje semestrales a la tubería de suelo da una buena indicación de la condición del revestimiento. Puntos completos se otorgarán si esto fue confirmado por inspección visual (agrietado o revestimiento dañado “desprendido” puede no detectar las lecturas de potenciales). La corrección del defecto es desconocido en este momento. Tres puntos se conceden basados en la rigurosidad con la que el operador ejecuta otros aspectos de sus operaciones, en otras palabras, algún beneficio de la duda se da aquí. Procesos de selección y aplicación de revestimiento parecen ser de alta calidad, basado en documentos y conversaciones con el operador. La evaluación de la condición del revestimiento puede hacerse mejor si existen mediciones precisas de los requerimientos actuales de la protección catódica. Estas medidas son generalmente en forma de miliamperios por pie cuadrado de superficie de la tubería.

Podría utilizarse de la siguiente manera:

**TABLA 1**

<b>Requerimientos Actuales</b>	<b>Condiciones del revestimiento</b>
0.0003 mA/sq ft	Bueno
0.003 mA/sq ft	Regular
0.1 mA/sq ft	Malo
1.0 mA/sq ft	Ausente

**Fuente: Pipeline Risk Management Manual, W. Kent Muhlbauer.**

Una vez más, menos exigencias actuales significan menos metal expuesto y mejor aislamiento eléctrico del electrolito.

La condición de revestimiento se considera un atributo en este sistema de evaluación. Es un elemento de la imagen de riesgo que no es fácil cambiar.

### **3. Corrosividad del Suelo**

El sistema de revestimiento debe considerarse una barrera imperfecta ya que el suelo siempre está en contacto con la pared del tubo. La corrosividad del suelo es principalmente una medida de qué tan bien el suelo puede actuar como electrolito para promover la corrosión galvánica en las tuberías. En segundo lugar, se deben considerar los elementos del suelo que pueden directa o indirectamente promover mecanismos de



la corrosión. Éstos incluyen la actividad bacteriana y la presencia de sustancias corrosivas.

Los efectos del suelo en el revestimiento (daños mecánicos, daños por humedad, etc.) deben ser considerados al juzgar la selección del revestimiento en el punto B.

La importancia del suelo como un factor en la actividad de la celda galvánica no se encuentra ampliamente acordada. Históricamente, la resistencia del suelo a la corriente eléctrica era la medida utilizada para juzgar la contribución de los efectos de suelo a la corrosión galvánica. Como con cualquier componente de la celda galvánica, las resistencias eléctricas juegan un papel en el funcionamiento del circuito. La resistencia del suelo es dependiente de variables como contenido de humedad, porosidad, temperatura y tipo de suelo. Algunos de éstas son variables dependientes del tiempo o estacionales, correspondiente a precipitación o temperaturas atmosféricas. El evaluador podría cambiar la ponderación de este atributo si él siente que juega un mayor (o menor) papel a la hora de la corrosión de los metales enterrados.

Actividad de microorganismo pueden promover la corrosión. Una familia de bacterias anaerobias (sin oxígeno la bacteria se reproduce), llamados bacterias reductoras de sulfato, puede causar el agotamiento de la capa de hidrógeno adyacente a la pared exterior del tubo. Esta capa de hidrógeno normalmente proporciona un grado de protección contra la corrosión. Ya que se quita, las reacciones de corrosión pueden ser aceleradas. Suelos con sulfatos o sales solubles son entornos favorables para las bacterias sulfato-reductoras anaeróbicas.

Mientras que realmente no ataca el metal, la actividad de microorganismos tiende a producir condiciones que aceleran la corrosión. Las bacterias reductoras de sulfato se encuentran comúnmente en áreas donde el agua está estancada o en el suelo en registros donde el agua está en contacto con el acero. Sobre excavaciones, se muestra la evidencia de la actividad bacteriana a veces como capa de sulfuro de hierro negro en la pared del tubo. Una sonda de oxidación-reducción puede utilizarse para probar las condiciones favorables para la actividad de las bacterias (no determina si la corrosión se lleva a cabo). Una manera de resolver este problema de corrosión de microorganismo promovido es aumento de los niveles de corriente de protección catódica.

Tuberías de diferentes materiales son susceptibles a daños por diversas condiciones de suelo. Sulfatos y ácidos en el suelo pueden deteriorar materiales como tubos de hormigón. Tubería de polietileno puede ser vulnerable a daños por hidrocarburos. Información especial de la susceptibilidad del material de tubería a componentes del suelo deben incluirse en esta sección.

Para metales, los suelos más ácidos (pH inferior) promueven la corrosión más que el suelo más alcalino (pH más alto). El pH de suelo puede afectar de manera similar otros materiales del tubo. Por lo tanto, el pH también puede ser un factor en este análisis.

La conductividad del suelo generalmente es dependiente de factores como el contenido de humedad, concentraciones del ion y componentes de suelo. Un programa puede ser desarrollado para tasar el caso medio o peor (cualquiera podría ser apropiado - la opción debe ser consecuente a través de todas las secciones evaluadas) de la resistencia de suelo. (Control de Corrosión, 2016).

Esto es una medida esquemática de la característica electrolítica del suelo.

Baja Resistividad (Alto potencial de corrosión).....0 puntos.

Medianamente.....2 puntos.

Alta Resistividad (Bajo potencial de corrosión).....4 puntos.

No se sabe.....0 puntos.

Situación Especial.....-1 a -4 puntos.

Una situación especial, serán pruebas de alta actividad de microorganismos o pH excepcionalmente bajo que promueve la oxidación de acero, debería ser explicada reduciendo el valor del punto (pero no puntos bajo cero). No saber el potencial de la corrosión del suelo garantizaría de forma conservadora un resultado de puntos cero.

#### 4. Edad del sistema.

La mayoría de los sistemas están diseñados para una vida útil de 30 a 50 años. Algunos han estado en servicio mucho más tiempo. Los años en el servicio solo, entonces, no son un indicador confiable del riesgo del conducto. Por otro lado, más años de servicio aumenta el área de oportunidad de hacer que algo funcione mal. Una evaluación del riesgo sería incompleta sin abordar la cuestión de la edad. (Management Manual, 1992).

Porque la edad no es un mecanismo de falla, la edad es incluida como parte variable -un factor que contribuye -de uno de los modos de fallo. Estas son las teorías de los cambios de materiales de las tuberías que sólo puede tener un efecto apreciable después de años de entierro o apantallado. De los cuatro temas en este modelo de evaluación de riesgo, la variable edad podría lógicamente colocarse como un factor que contribuye en el *capítulo Seguridad en el Diseño* (un factor de fatiga de las cargas) o aquí en la *corrosión* (el tiempo es un factor importante en todas las formas de corrosión). Se ha incluido aquí.

Un punto del programa queda como:

0 a 5 años en servicio.....	3 puntos.
5 a 10.....	2 puntos.
10 a 20.....	1 punto.
Más de 20 años en servicio.....	0 puntos.

Implica que los jóvenes gasoductos tienen menos riesgo de exposición (todos los demás factores son iguales) hasta 20 años de servicio. Más allá de eso, no se concede un crédito por un número de años. (Management Manual, 1992).

Ejemplo:

Una línea que ha estado en servicio durante 11 años se evaluara: 1 punto.

Una línea que ha estado en servicio durante 2 años se evaluara: 3 puntos.

## 5. Flujo de corriente a otros metales enterrados.

La presencia de otros metales enterrados en las cercanías de una tubería metálica enterrada es una fuente potencial de riesgo. Otro metal sepultado puede generar un cortocircuito o por otra parte interfiere con el sistema de protección catódica del conducto. Incluso en ausencia de un sistema de protección catódico, otro metal puede establecer una celda galvánica con el conducto. Esto puede causar la corrosión en el conducto. El término común para estos efectos es la interferencia. (Management Manual, 1992).

Las más críticas situaciones de interferencia, que no deben tolerarse incluso durante períodos cortos, se producen cuando hay contacto físico entre la tubería y el otro metal. Esto es especialmente crítico cuando el otro metal tiene su propio sistema apantallado. Ferrocarriles eléctricos son un buen ejemplo de sistemas que pueden causar problemas especiales para tuberías. El peligro se produce cuando el otro sistema está compitiendo con la tubería por los electrones. Si el otro sistema tiene una mayor Electronegatividad, la tubería se convertirá en un ánodo, y dependiendo de la diferencia de afinidad del electrón, la tubería puede experimentar corrosión acelerada. Como se mencionó anteriormente, recubrimientos pueden empeorar la situación si todo el metal anódico se disuelve en áreas de tamaño de un agujero de alfiler, causando hoyos de corrosión estrecho y profundo.

Las medidas comunes de mitigación para problemas de interferencia incluyen bonos de interferencia, aisladores, y puntas de prueba. Los bonos de interferencia son las conexiones eléctricas directas que permiten el control del flujo de corriente de un sistema a otro. Con el control de esta corriente, los efectos de la corrosión derivados de del contacto de los sistemas puede ser controlado. Los aisladores, cuando se instala correctamente, puede controlar el flujo de la corriente. Por último, las puntas de prueba se utilizan para realizar un seguimiento de los problemas. El tubo enterrado al suelo da posibles lecturas de los dos sistemas, signos de interferencia pueden a veces ser encontradas. Al igual que con cualquier sistema de control, las puntas de prueba deben ser utilizadas regularmente por personal capacitado, y las acciones correctivas deben ser realizadas cuando los problemas son identificados. (Management Manual, 1992).

Ahora una pregunta razonable es ¿qué tan cerca es cerca? La proximidad del metal exterior obviamente es un factor clave en el riesgo potencial, pero estrictamente no se mide la distancia en pies o metros. Distancias más largas pueden ser peligrosas en suelos de baja resistividad o en casos donde los niveles actuales son relativamente altos. Una regla razonable sería considerar todo el metal enterrado a menos de 500 pies de la tubería. Esta regla debe ser adaptada a la situación específica, pero luego debe ser para todas las tuberías evaluadas.

Puntos deben ser evaluados según cuántas tuberías de metal enterradas existen a lo largo de una sección. Una vez más, a mayor área de oportunidad, mayor es el riesgo. Para pasillos con tuberías exteriores, existen mayores niveles de riesgo.

Porque casi cualquier situación es potencialmente peligrosa, una distinción basada en la gravedad de la situación podría ser bastante compleja. El programa del ejemplo siguiente da igual ponderación a todas las situaciones: tuberías paralelas, cruce de tuberías, cubiertas enterradas, bridas aislantes, etc. Se puede dar crédito para medidas de mitigación.

**TABLA 2**

<b>Numero de Ocurrencias</b>	<b>Puntos</b>
Ninguno	4
1-10	2
11-25	1
>25	0

**Fuente: Pipeline Risk Management Manual, W. Kent Muhlbauer.**

Si, en todos los casos de ocurrencia, las medidas de prevención/mitigación adoptadas y monitoreadas por su eficacia, dan el doble del valor del punto hasta un máximo de 3 puntos. Haciendo esto, las medidas de prevención reducen el riesgo, pero nunca al grado de no tener presente alguna situación potencialmente peligrosa.

Ejemplo:

En esta sección de tubería (acero), el evaluador encuentra seis cruces de tubería en los caminos, tres cruces de ductos y dos instancias de ductos paralelos dentro de los 200 pies de las tuberías de agua. Cada carcasa en el camino tiene cables de prueba

conectados para detectar posibles cortocircuitos (contacto físico o baja resistividad). El ducto en los cruces esta cada uno de ellos conectado a la línea de agua por la interferencia de los bonos que son objeto de un seguimiento regular. Anualmente mediante bitácoras que son específicamente diseñadas para supervisar las áreas de ductos paralelos.

El evaluador registra los siguientes puntos:

6+3+2= 11 casos.....1 punto.

Crédito se da para la mitigación porque todas las instancias están dirigidas a la satisfacción del evaluador.

Puntuación Final = 1pt x 2 = 2pts.

## **6. Interferencia Corriente Alterna (CA)**

Las tuberías cerca de instalaciones de transmisión de energía de corriente alterna (CA) están expuestas a un riesgo único. A través de una falla de tierra o de un proceso conocido como inducción, la tubería puede ser eléctricamente cargada. No sólo es carga potencialmente peligrosa a las personas al entrar en contacto con la línea, (Management Manual, 1992).

También es potencialmente peligroso para la tubería en sí mismo. La corriente busca el camino de menor resistencia. Un conducto de acero enterrado como una tubería puede ser un camino ideal. Casi siempre, sin embargo, la corriente finalmente saltará de la tubería a otro camino más atractivo. Los lugares donde la corriente entra o sale de la tubería pueden causar severa pérdida de metal como los arcos de carga eléctrica o de la línea. Como mínimo, puede dañarse el revestimiento de la tubería por los efectos de la interferencia de CA. La carga en la tubería incluye los fenómenos de conducción, acoplador resistente y electrolítico. Puede ocurrir que la CA viaje a través de la tierra de una línea de transmisión caída, una conexión eléctrica accidental en una pata de la torre, a través de un impacto de relámpago en el sistema de alimentación, o de un desequilibrio en un sistema eléctrico. Estos suelen ser los casos más agudos de interferencia de CA, pero a menudo también son los casos más fácilmente detectables.

Los altos potenciales resultantes de fallas a tierra a veces exponen la capa de la tubería a altos niveles de estrés. Esto se produce cuando se carga el suelo alrededor de la tubería, configurando un diferencial de alto voltaje a través de la capa de la tubería. Si los potenciales son lo suficientemente grandes, la formación de arcos puede dañar el tubo de acero.

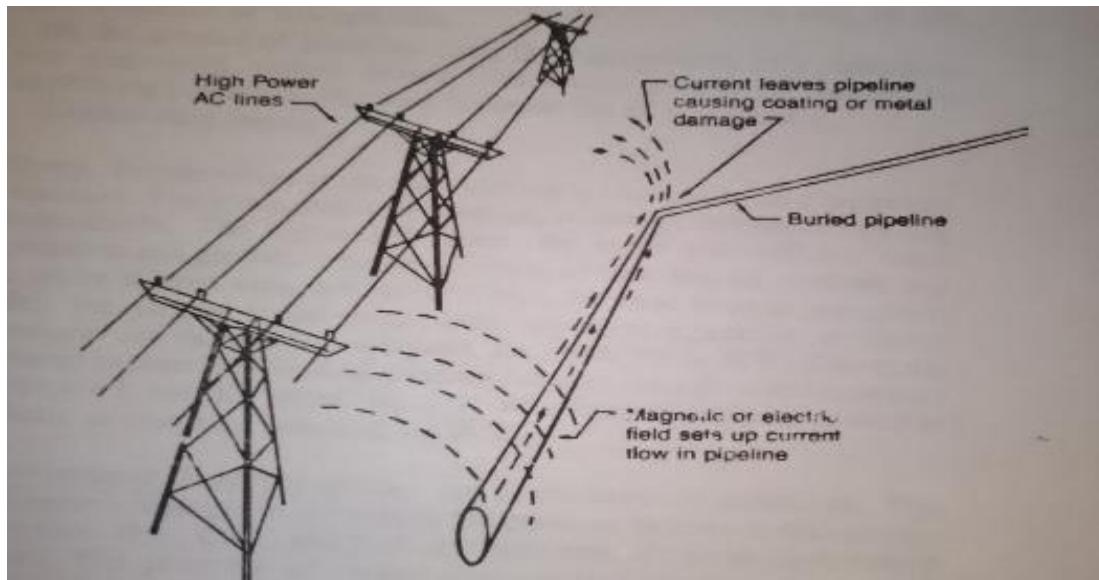
La hipótesis de inducción se produce cuando la tubería se ve afectada por campo eléctrico o campo magnético creado por la transmisión de energía de CA. Esto establece un flujo de corriente o un gradiente potencial en la tubería (Figura 4-6). Estos casos de acoplamiento capacitivo o inductivo dependen de factores tales como la relación geométrica de la tubería a la línea de transmisión, la magnitud de la corriente de energía, la frecuencia de la red, la resistividad de la capa, la resistencia del suelo y la resistencia longitudinal del acero. (Management Manual, 1992).

Existen fórmulas para estimar los posibles efectos de interferencia de CA normal y condiciones de falla. Para realizar estos cálculos, se requiere algún conocimiento de las características de la carga de transmisión de energía del sistema eléctrico. Estimaciones y mediciones se necesitarán para generar valores de la resistividad del acero, así como las distancias entre la tubería y las instalaciones de transmisión de energía. Los factores clave en la evaluación de los efectos normales de la mayoría de las situaciones serán muy probablemente las peculiaridades de la alimentación CA y la distancia de la tubería. Condiciones de falla pueden, por supuesto, abarcar una multitud de posibilidades. (Management Manual, 1992).

Los métodos utilizados para minimizar los efectos de interferencia de CA, tanto para proteger el personal entre en contacto con la línea o tubería incluyen:

- Protectores eléctricos
- esteras de puesta a tierra
- estructura independiente
- la vinculación a las estructuras existentes
- ánodos distribuidos
- Enchaquetado
- uso adecuado de conectores y conductores
- Juntas aislantes

- Celdas electrolíticas
- Celdas de polarización
- apartarrayos de puesta a tierra.



**Figura 4-6. Corriente Alterna**  
**Fuente: Pipeline Risk Management Manual.**  
**Cortesía Distribuidora de Gas Natural México**

El monitoreo debe ser parte integral del esfuerzo de mitigación de la CA. Porque hay muchas variables involucradas en la realización de cálculos exactos, se recomienda un programa simplificado, este tema es algo complejo.

En cuanto a la exposición al riesgo, uno de tres escenarios posibles puede decirse que existen:

No hay CA alrededor de 500 ft de la tubería.....4 puntos.

Energía CA está cerca, pero se toman medidas preventivas empezando a proteger la tubería.....2 puntos.

Energía CA está cerca, no se toman medidas preventivas.....0 puntos.



También es apropiado que el segundo escenario podrían ser casos tales como:

- Muy bajo consumo CA solamente.
- Alta potencia CA presente pero por lo menos 1000 pies de distancia.

Las medidas preventivas pueden diseñarse para inducción o para casos de falla de tierra o para ambos. Como se mencionó anteriormente, las celdas de tierra puede diseñarse para manejar en forma segura la descarga de la corriente de la tubería. Vigilancia estrecha de la situación se consideraría como parte de las medidas preventivas adoptadas. El evaluador debe estar satisfecho de que el problema actual de CA se comprende bien y se está tratando seriamente, antes de que se le de crédito para medidas preventivas.

## **7. Efectos de la Corrosión Mecánica**

Esta sección incluye fenómenos dañinos que consisten en un componente de corrosión y un mecánico. Esto incluye al Agrietamiento de Corrosión de Tensión de Hidrógeno (ACTH), Fisuras de Corrosión de Tensión del Sulfuro (FCTS), Hidrógeno Inducido que Agrieta (HIA) o fragilización por hidrógeno, corrosión por estrés y erosión. (Control de Corrosión, 2016).

Tensión (FCTS) al agrietamiento por corrosión puede ocurrir bajo ciertas combinaciones de tensiones físicas y corrosivas. Se caracteriza por la formación de agrietamiento por corrosión acelerada en las áreas de la pared del tubo sometido a altos niveles de estrés. La presencia de sustancias corrosivas agrava la situación. Ciertos tipos de acero son más susceptibles que otras. En general, un acero con un contenido de carbono mayor es más propenso a agrietarse de corrosión por tensión. El acero que puede haber sido soldado u otros post procesos de fabricación, también puede hacer al acero más susceptible. Materiales que tienen poca resistencia a la fractura no ofrecen mucha resistencia a la tensión. Rápida propagación provocada por la corrosión y tensión es más probable en estos materiales.

Es difícil de detectar en la tubería las grietas por corrosión por tensión. Fallas de FCTS no son predecibles. Incluso un ambiente bastante no corrosivo puede contribuir en gran medida a un proceso de FCTS. Los efectos pueden ser muy localizados.

Antecedentes de este tipo de proceso pueden ser la mejor prueba de la susceptibilidad. En ausencia de datos históricos, la susceptibilidad de una tubería a este mecanismo a veces tiene fallas violentas y deben ser juzgadas mediante la identificación de condiciones que pueden promover el proceso de FCTS.

Factores que contribuyen:

**La tensión:** El estrés puede ser residual, sin embargo y por lo tanto, prácticamente indetectable. Cuanto mayor sea la tensión, hay mayor potencial para el crecimiento y formación de la grieta. Es razonable asumir que todas las tuberías se encuentran bajo cierta cantidad de estrés. Porque la presión interna es a menudo el mayor contribuyente de la tensión, tuberías que operan a presiones más altas se cree que tienen más susceptibilidad a FCTS.

**Medio Ambiente:** Niveles de pH alto cerca del acero pueden contribuir a la corrosión. Esto puede significar un alto pH en el suelo, en el producto o incluso en la capa. Cloruros, H<sub>2</sub>S, CO<sub>2</sub> y las temperaturas altas son factores que más contribuyen. La presencia de ciertas bacterias aumenta el riesgo. En general, cualquier característica ambiental que promueve la corrosión debe considerarse contribuyentes de riesgo. Esto debe incluir colaboradores internos y externos.

**Tipo de Acero:** Como ya fue indicado, un alto contenido de carbono (>.28%) aumenta la probabilidad de agrietarse por corrosión por tensión. Baja ductilidad en materiales con baja resistencia a la fractura son más susceptibles. A veces la tasa de carga determina la fractura por su dureza - un material puede ser capaz de soportar una lenta aplicación de la tensión, pero no una aplicación rápida. Esto complica aún más el uso del tipo de material como un factor que contribuye.

Una lista puede ser desarrollada en donde se emplean los dos primeros factores que contribuyen en una evaluación del potencial para FCTS. La tabla 3 muestra que el nivel de tensión está relacionado con el entorno de tubería. La mejor condición es una baja tensión en un entorno benigno (la parte inferior izquierda de la tabla), mientras la alta tensión en un entorno corrosivo es la condición más peligrosa (la parte superior derecha de la tabla). El nivel de tensión es expresado como un porcentaje de **Presión Máxima Aceptable de Operaciones (PMAO)** - la presión normal más alta de

operaciones dividida por PMAO. Es anotado el entorno añadiendo a la cuenta de características del producto (tomado de la corrosión internacional, esto es 0 a 10 puntos en la escala) a la cuenta de corrosividad de suelo (0 a 4 escala de punto). (Management Manual, 1992).

<b>Tabla 3</b>				
% PMAO	0-20%	21-50%	51-75%	>75%
Ambiente*				
0	3	2	1	1
4	4	3	2	1
9	4	4	3	2
14	5	5	4	3

**Fuente: Pipeline Risk Management Manual, W. Kent Muhlbauer.**

\*Ambiente= Corrosividad del Producto + corrosividad del suelo

Mínimo= 0 puntos; máximo= 14 puntos.

Ejemplo:

El evaluador evalúa una tubería de gas natural que es ajustada para un PMAO de 1500 psig. La línea nunca excede 800 psig en la sección siendo evaluada. El gas natural es a veces corrosivo y recibió una cuenta 4 puntos cuando fue evaluado para la corrosión interna. La cuenta de corrosividad del suelo es 3 puntos para esto normalmente seco, el suelo arenoso.

De la tabla 3, el evaluador usa un número ambiental de  $4 + 3 = 7$ , y el número de tensión de  $800/1500 =$  el 53.3 % para conseguir un valor de puntos de 3.

**Erosión.** Esto es la pérdida de material de la pared de tubo causado por la abrasión o los efectos de sustancias que erosionan que se mueven contra la pared de tubo. Altas velocidades y partículas abrasivas en la corriente del producto son los factores de contribución normales. Los puntos de atención como codos y válvulas son los puntos de erosión más susceptibles. El gas en altas velocidades puede llevar las partículas arrastradas de la arena u otros residuos sólidos y, por consiguiente, puede ser sobre todo perjudicial a los componentes de tubo. Pruebas históricas de daño por erosión son un fuerte indicador de sensibilidad. Otras pruebas incluyen altas velocidades de corriente de producto (buscar cambios de presión grandes a distancias cortas), o fluidos abrasivos. Las combinaciones de estos factores son, desde luego, pruebas más fuertes. De ocurrir deberían reducir valores de punto para efectos de corrosión mecánicos cuando los factores tienen para el daño de erosión. Si, en el susodicho ejemplo, dicen al evaluador que la arena a veces es encontrada en filtros o asientos de válvula dañados, y que algunas válvulas tuvieron que ser substituidas a la razón suficiente de deducir 2 puntos para este artículo.

Factor de erosión.....- 2 puntos.

## 8. Pruebas.

Quizá el método primario para supervisar la eficacia de un sistema de protección catódico es por la prueba de conductividad, un alambre conectado (normalmente soldado) a la tubería enterrada y ampliado sobre la tierra. Una prueba con plomo permite a un técnico entrenado junto con un voltímetro y con un electrodo de referencia medir el potencial del tubo en suelo. Tal medida indica el grado de protección catódica sobre el tubo porque esto indica la tendencia de flujo de corriente, tanto en términos de magnitud como direcciones (al tubo, o del tubo) (la Figura 4-5). (Management Manual, 1992).

En la interpretación de estas medidas, atención debe ser puesta a la lectura de la resistencia que es la parte del tubo en el suelo. La lectura que es buscada, pero difícil de obtener, es la diferencia eléctrica potencial entre la superficie exterior del tubo y un punto en el suelo adyacente a corta distancia. En la práctica real, una lectura es tomada

entre la superficie de tubo (vía prueba con plomo) y un punto en la superficie de tierra, por lo general varios pies encima del tubo. El circuito es completado en la superficie para ponerse en contacto con el suelo con un electrodo de referencia (media celda, el electrodo por lo general de cobre en una solución de sulfato de cobre). Estas lecturas no sólo dan la información que se busca, sino también todas las resistencias en el circuito eléctrico, incluyendo cables, el acero de tubo, instrumentos, conectores, y, el componente más grande, desde varios pies del suelo entre la pared de tubo enterrado y la superficie de tierra. El ingeniero de corrosión con su conocimiento tomará sus lecturas de tal modo de permitirle separar la información extraña de los datos que él necesita. (Management Manual, 1992).

Reacciones químicas ocurren en el ánodo y el cátodo conforme los iones son formados. El componente del suelo en el circuito es un camino no metálico. Por consiguiente, este modelo no es directamente análogo a un simple circuito eléctrico. De interés primario al ingeniero de corrosión esta es una medida de la eficacia de la protección catódica. El evaluador debería estar satisfecho, él mismo cuenta con la experiencia suficiente para la interpretación de lecturas y dar respuestas válidas.

La colocación de las pruebas conduce a posiciones donde interferencias son posibles y sobre todo importantes. Los puntos más comunes son cubiertos de tubos metálicos y tuberías aledañas. En estos sitios, debe ser puesta atención cuidadosa a la dirección del flujo de corriente para asegurar que la tubería no es un ánodo de otro metal. Donde se crucen tuberías, la prueba se realiza sobre ambas líneas y puede mostrar si los sistemas de protección catódicos compiten. Como la corrosión galvánica puede ser un fenómeno localizado, la prueba cuenta con sólo los indicadores de protección catódica en el área inmediata alrededor del plomo. Más cerca del espaciado de la prueba de plomo, por lo tanto, cede más información y menos posibilidad de las áreas grandes de corrosión activa que no va detectando. Como la corrosión es un proceso dependiente del tiempo, el número de veces en que la prueba cuenta con supervisión es también importante. (Control de Corrosión, 2016).

Usando estos conceptos, una lista de puntos es desarrollada así:

Todo el metal enterrado en los alrededores de la tubería es supervisado directamente, y la prueba cuenta con el espaciado no mayor a una milla en todas partes de esta sección.....3 puntos.

La prueba cuenta con espacios a distancias de 1 a 2 millas (el máximo) y todos los cruces de tubería aledaños son supervisados mientras la prueba se realiza. No todas las cubiertas son supervisadas; puede haber otro metal enterrado que no es supervisado.....1-2 puntos.

La frecuencia de lecturas en la prueba conduce a lo siguiente:

< 6 meses.....3 puntos.

6 meses-anualmente.....2 puntos.

>anualmente.....1 punto.

La lectura tomada en los intervalos mayores a un año realmente tiene valor, pero el valor de un año de corrosión podría haber continuado sin ser detectado entre lecturas.

Añada puntos para espaciar la frecuencia de lecturas, máximo de 6 puntos, mínimo de 0 puntos.

Ejemplo:

Una sección de una línea de gas está siendo evaluada aquí. En esta sección, la prueba cuenta con espacio de 2 millas, pero hay dos cruces de tubería aledaños que no son supervisados. Las lecturas del tubo en el suelo son tomadas cada año. Conceden puntos así:

Espaciado < 2 millas, pero sin cada cruce supervisado.....1 punto.

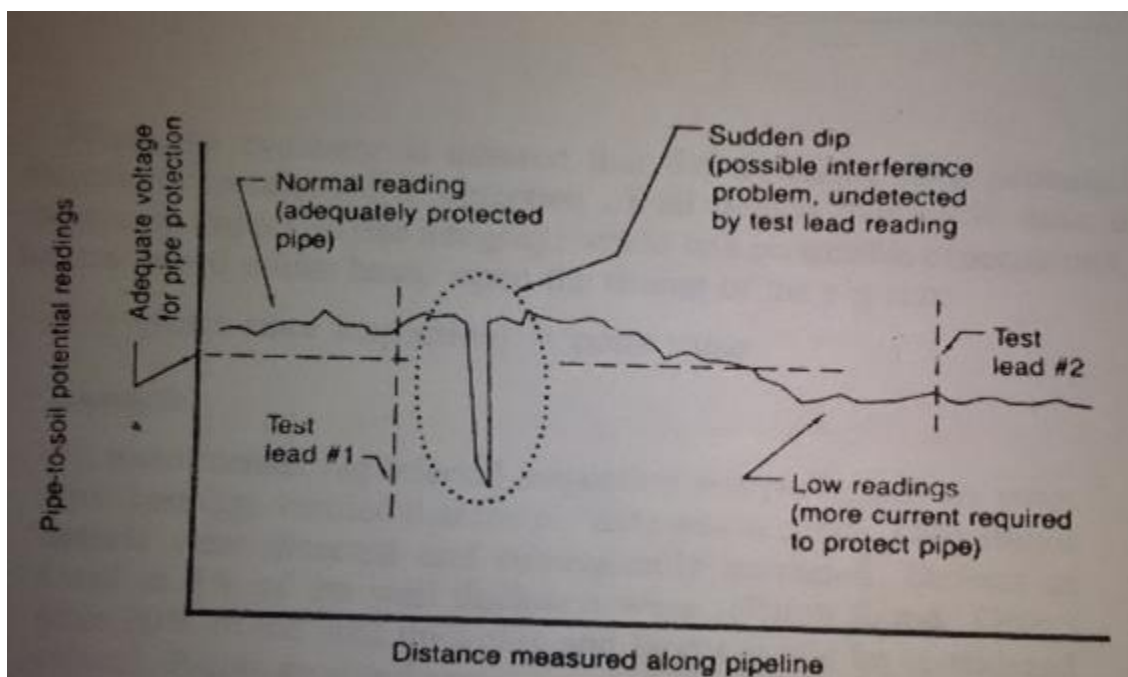
Lecturas cada año.....2 puntos.

Total.....3 puntos.

## 9. Estudios de Servicios Cercanos.

Un instrumento poderoso en las herramientas del ingeniero de corrosión es una variación sobre la prueba de plomo que supervisa la inspección de servicios cercanos. En esta técnica, las lecturas del tubo en el suelo son tomadas, las lecturas son tomadas cada 2 pies a 15 pies a lo largo de la tubería. De este modo, casi toda la interferencia localizada o la actividad de corrosión potencial pueden ser descubiertas. Cualquier accesorio de tubería en la superficie, incluyendo válvulas, pruebas de conductividad, las rejillas de cubierta, etc., pueden ser usadas para unirse a un lado de un voltímetro. Otro lado del voltímetro es unido por un cable a la mitad de la celda de referencia que es usada al hacer la conexión eléctrica en la superficie de la tierra como los paseos del topógrafo a lo largo de la tubería. El voltímetro y los datos que registra el dispositivo son por lo tanto tomados en el circuito entre los dos electrodos. Los resultados por lo general son interpretados en una carta que mostrará picos y valles cuando el flujo de corriente cambia la magnitud o la dirección. (Figura 4-7). (Management Manual, 1992).

Inmejorablemente tal perfil del tubo y sus lecturas de potencial del suelo indicarán las áreas de interferencia con otras tuberías, cubiertas, etc., las áreas de protección catódica inadecuada, y aún las áreas de mala cubierta. A menudo, las excavaciones son realizadas para verificar las lecturas de estudio. Un estudio de servicio cercano debería ser hecho de vez en cuando para recoger cambios a lo largo de la ruta de la tubería.



**Figura 4-8. Cierre de intervalos del tubo para estudio del potencial de suelos.**  
**Fuente: Pipeline Risk Management Manual.**  
**Cortesía Distribuidora de Gas Natural México**

El papel del estudio en la reducción de riesgo es cuantificado en la ecuación de punto siguiente:

### **Requerimientos Mínimos**

Un estudio cuidadoso de un servicio cercano ha sido realizado sobre la sección de tubería enterrada por el personal entrenado. Las interpretaciones de todas las lecturas fueron hechas por el conocimiento de un ingeniero de corrosión.

Acciones correctivas basadas sobre resultados de estudio han sido tomadas o son planificadas (en una manera oportuna).

### **Oportunidad**

8 - (años desde el estudio) = Valor de los puntos.



Ejemplo:

Un estudio que encontró todas las exigencias fue realizado hace 3 años. Los puntos concedidos son:

$$8 - 3 = 5 \text{ puntos.}$$

Los valores de punto para esta prevención son más altos que la mayor parte de otros en esta sección. Esto refleja aquel hecho que esta técnica particular es bastante robusta en la supervisión de la condición de tuberías enterradas de acero. Esto es también una técnica proactiva que descubre problemas potenciales antes de que el daño apreciable sea hecho a la tubería.

## **10. Herramienta de Inspección Interna**

El empleo de “diablos instrumentados” para inspeccionar una tubería del interior es una tecnología que madura rápidamente. Mientras ha estado disponible durante casi 30 años, esta técnica en este momento se beneficia de avances en la electrónica y la tecnología como la calculadora que lo hace mucho más útil a la industria de tubería. Cualquier cambio del grosor de pared de tubo teóricamente puede ser descubierto. Estos dispositivos pueden también detectar grietas en la pared del tubo, laminaciones, y otros defectos de los materiales. Los defectos del revestimiento también pueden ser descubiertos en esta manera. (Management Manual, 1992).

El más común es el " Diablo Instrumentado " emplea un ultrasonido o una tecnología de flujo magnética para realizar la inspección. Los dispositivos ultrasónicos usan ondas sonoras para medir continuamente el grosor de la pared alrededor de la circunferencia entera del tubo. La medida del grosor es obtenida midiendo la diferencia en el tiempo de los viajes entre los pulsos reflejados en el interior de la pared del tubo y la pared externa. Requieren un líquido para acoplar y poder transmitir las ondas ultrasónicas del transductor a la pared de tubo. Esto hace el dispositivo difícil de usar en las líneas de gas que deben ser guardadas secas.

Los “diablos” de flujo magnético establecen un campo magnético en la pared de tubo y luego miden este campo. Los cambios de la pared de tubo cambiarán el campo magnético. Este dispositivo acentúa la detección de anomalías más bien en la medida

del grosor de la pared, aunque el personal experimentado estrechamente pueda estimar tamaños de defectos y el grosor de la pared. (Management Manual, 1992).

En uno u otro caso, todos los datos son registrados. Ambos tipos de “diablos” son compuestos en varias secciones para acomodar los instrumentos de medición, los instrumentos de grabación, un suministro de energía, y tazas usadas para la propulsión del “diablos.

Donde los “diablos instrumentados” han sido usados, resultados favorables han sido relatados. Dispositivos internos de inspección son los indicadores más directos de actividad de corrosión. Como la tecnología madura, esto sin duda será una parte incorporada de cada programa de supervisión de tubería. Como esta técnica descubre defectos existentes, los “diablos” deben ser controlados en intervalos suficientes para descubrir la formación de defectos antes de que ellos se hagan críticos.

Cuando el evaluador se asegura que la técnica usada proporcionó resultados significativos (la detección del 95 % de todos los defectos que podrían tener un impacto a corto plazo la integridad en línea, serían una expectativa razonable), él puede conceder puntos basados sobre el engranaje de distribución del “diablo” controlado. (Management Manual, 1992).

$8 - (\text{los años desde la inspección}) = \text{valor de los puntos.}$

Ejemplo:

Un “diablo” instrumentado realizo la inspección interna hace seis años. La prueba verificada demuestra que los datos del “diablo” eran exactos. Sólo fueron descubiertos defectos menores y posteriormente corregidos. Defectos tan pequeños como el 5 % del grosor de la pared fueron encontrados. El defecto de talla del 20 % del grosor de la pared y más grandes serían considerados críticos. Los puntos concedidos son:

$8 - 6 = 2 \text{ puntos.}$

En el futuro, el empleo de “diablos instrumentados” un día será una técnica bastante comprensiva de inspección no sólo para defectos de corrosión, sino para

cualquier tipo de anomalía sobre la línea. Como tal, esto jugará un papel significativo en la reducción de riesgo.

Fuga por Corrosión:



Protección Catódica:

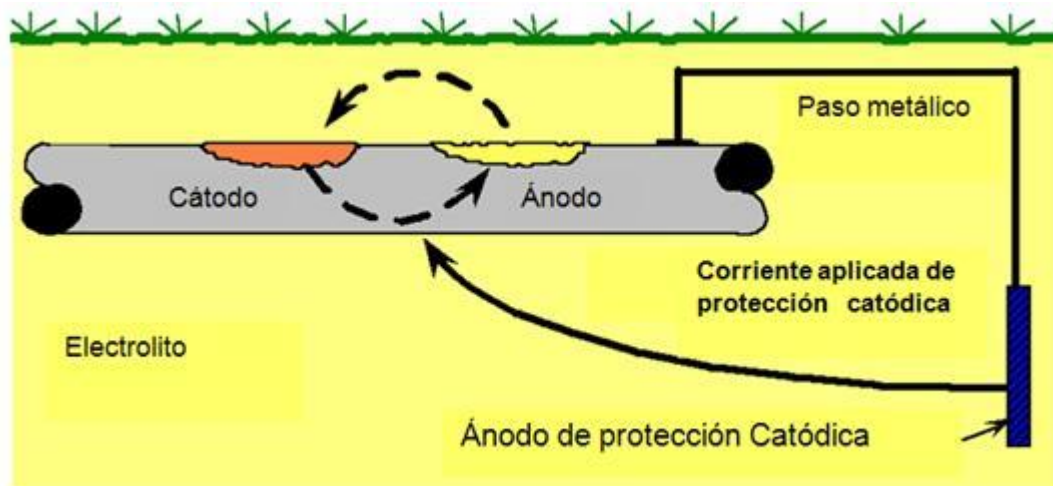


**Sin RAM 100**



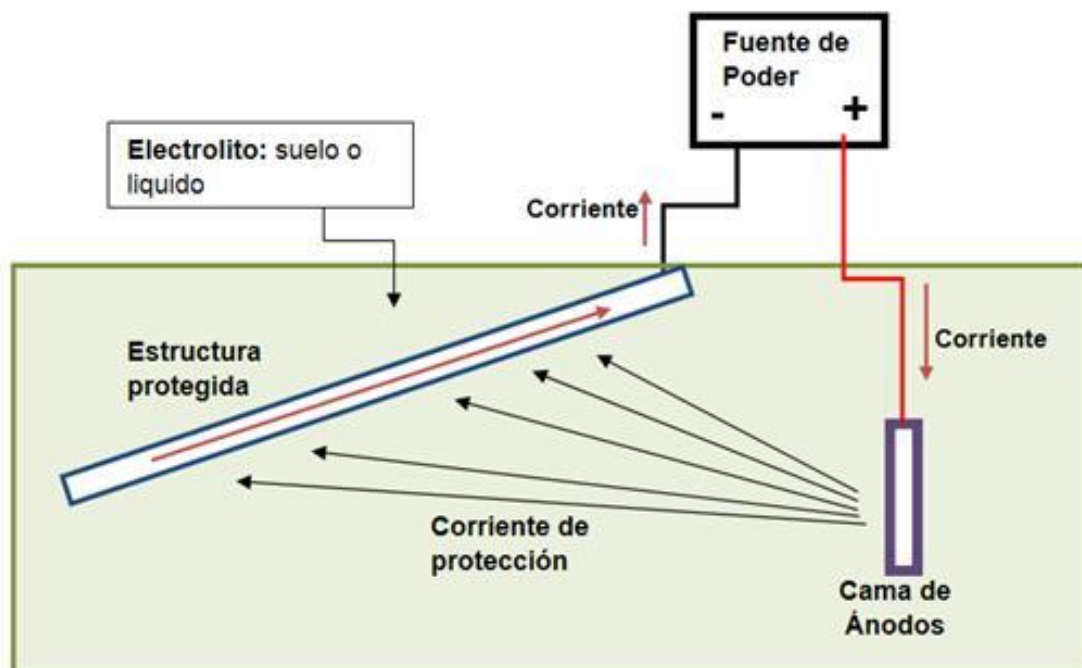
**Con RAM 100**

**Cortesía Distribuidora de Gas Natural México**



### PROTECCION CATODICA CON ANODOS DE SACRIFICIO

Fuente: <http://www.indisa.com/indisaonline/anteriores/92.htm>



### PROTECCION CATODICA CON CORRIENTE IMPRESA

Fuente: <http://www.indisa.com/indisaonline/anteriores/92.htm>

## **Capítulo 5. Seguridad en el Diseño**

### **Diseño**

Otro elemento significativo en el cuadro de riesgo es la relación entre como al principio la tubería fue diseñada y como en este momento está siendo manejada. Mientras esto puede parecer sencillo, esto es en realidad bastante complejo. Todos los diseños originales están basados sobre los cálculos que, para motivos prácticos deben incorporar suposiciones. Estas suposiciones incluyen fuerzas materiales y el empleo de simplificar modelos. Los factores de seguridad compensan esta variabilidad causada por suposiciones, pero nublan la vista de exactamente cuanta tensión en el diseño seguramente se puede tolerar. Complicaciones remotas surgen con las incertidumbres en la estimación de condiciones existentes, como la fuerza del suelo y tensiones de carga impuestas sobre la estructura. Entonces, para el evaluador siempre será incierto en su valoración del margen de seguridad. (Distribution, 1990).

Esta incertidumbre debería ser reconocida, pero no necesariamente cuantificada. Un sistema de evaluación debería incorporar toda la información sabida y a tratar todo las incógnitas coherentemente. Como es buscado un cuadro de riesgo relativo, la consistencia en el tratamiento de variables de diseño proporciona una base constante por y para realizar comparaciones de riesgo.

Aunque esta sección sea titulada Seguridad en el Diseño, muchos de los factores que aquí están, en realidad son las condiciones de funcionamiento. El diseño es usado como un título de índice porque todas las operaciones deberían estar dentro de las consideraciones de diseño. Esta sección, por lo tanto, evalúa el entorno de operaciones contra los parámetros de diseño críticos. Muchos de los artículos evaluados aquí se aplican a través de secciones de líneas. El evaluador puede desear evaluar un sistema de tubería totalmente en lo que concierne a este capítulo y el capítulo de operación incorrecto.

### 5.1 Factor de Seguridad de tuberías.

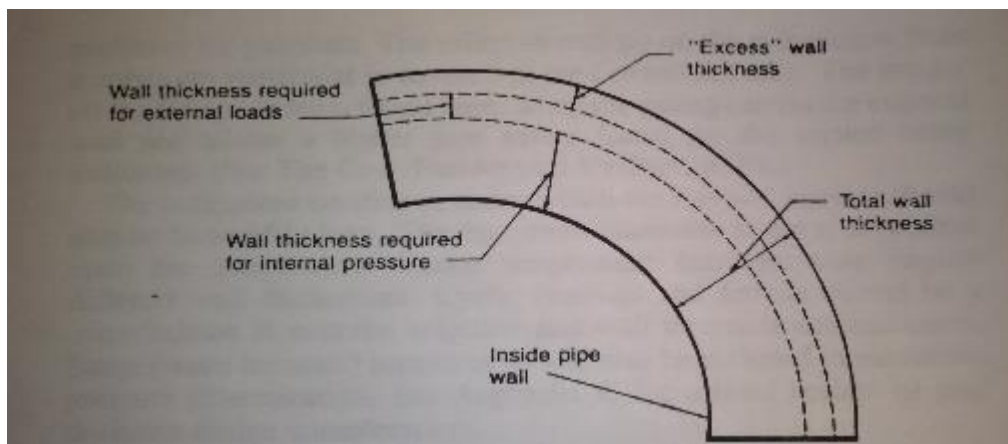
La mayor parte de los sistemas de tuberías tienen algún grosor suplementario de la pared del tubo. Esto es normalmente debido a la disponibilidad del estándar del grosor fabricado de la pared. Tal " cáscara " del tubo es a menudo más económica aun cuando esto contenga más material que puede requerir para el servicio intencionado. Este grosor suplementario proporcionará alguna protección adicional contra la corrosión y el daño externo. Esta protección suplementaria, más allá de las exigencias del diseño, debería ser considerada en la evaluación de riesgo. (Distribution, 1990).

Evaluando una variedad de materiales del tubo, deben ser hechas distinciones en fuerzas de los materiales. En términos de protección de daño externo, una décima pulgada de acero ofrece más que una décima pulgada de fibra de vidrio. El evaluador debe tomar esta distinción cuando se desea comparar el riesgo asociado con tuberías construidas de materiales diferentes.

En esta sección, el factor de seguridad de tubo, es más técnica que la mayor parte de otros componentes de la evaluación. Si el evaluador no posee la experiencia en los asuntos del diseño de tubería, la ayuda de fuera puede ser beneficiosa. Esto no es una exigencia, aunque haciendo algunas suposiciones conservadoras y constantes, un no experto puede hacer un trabajo creíble. Él, sin embargo, debe ser capaz de obtener algunos valores deliberados. Donde cálculos de diseño originales están disponibles, pocos cálculos adicionales son necesarios.

El procedimiento debe calcular el grosor de la pared de tubo requerido y compararlo al grosor real de la pared (Figura 5-1). El valor deliberado probablemente no debería incluir factores de seguridad estándar. Esto es hecho no sólo para la simplicidad, pero también porque algunos motivos para los factores de seguridad son dirigidos en otras secciones de este análisis de riesgo. Por ejemplo, los factores de seguridad de diseño de punto para líneas de gas están basados sobre la densidad cercana demográfica. La densidad demográfica es la parte de la sección de consecuencias (el factor de impacto de escape) en este sistema de evaluación. Las consecuencias son

examinadas en el gran detalle separadamente de consideraciones de operación y el diseño. (Distribution, 1990).



**Figura 5-2. Sección transversal de la pared del tubo ilustrando el factor de seguridad del tubo.**

**Fuente: Pipeline Risk Management Manual.  
Cortesía Distribuidora de Gas Natural México**

La comparación entre el grosor real y el grosor requerido de la pared está hecha usando una proporción de los dos números. Su utilización proporciona una escala numérica. Si esta proporción es menos que uno, el tubo no tiene los criterios de diseño del grosor real de la pared que requieren por cálculos de diseño. El sistema de tubería no ha fallado porque aún no ha sido expuesto a las máximas condiciones de diseño, o por algún error en los cálculos o suposiciones asociadas han sido hechas. Una proporción mayor que un medio que el grosor suplementario de la pared (encima de exigencias de diseño) existe. Por ejemplo, en una proporción de 1.1 hay el 10 % más material de pared de tubo requerido para ser diseñado y 1.25, el 25 % más material. (Management Manual, 1992).

El cálculo del grosor requerido de la pared implica varios pasos. Primero, es usada la fórmula de Barlow para la tensión circunferencial para determinar el grosor mínimo requerido de la pared para la presión interna. El cálculo de Barlow asume un grosor uniforme en el material y requiere la entrada de una máxima tensión aceptable. Esto cede un valor de tensión para las fibras extremas de la pared del tubo. Comenzando con una máxima tensión aceptable en el material, el grosor de la pared tuvo que contener una presión dada que fue calculada. O bien, introduciendo grosor en la pared

para que la ecuación ceda una máxima presión interna que el tubo pueda soportar. (Management Manual, 1992).

Dependiendo el método de fabricación, la suposición de un material uniforme no puede ser válida. Si ésta es la cuestión, el valor máximo de tensión aceptable reflejara la verdadera fuerza del material. En el caso del tubo longitudinalmente soldado de acero, por ejemplo, la costura de soldadura y el área alrededor de ello son metalúrgicamente diferentes del acero del tubo. Si se piensa que tales costuras debilitan la pared de tubo, el grosor mínimo de la pared debe ser aumentado para tener la debilidad en cuenta.

Una historia de los fallos que son atribuibles en parte o en el todo a un proceso de fabricación del tubo, es la razón suficiente para hacer preguntas sobre el nivel de tensión aceptable del tubo, independientemente de los resultados de la prueba de presión. Los resultados de la prueba de presión favorables y las pruebas hidrostáticas más tarde afectarán a la imagen del riesgo.

En ausencia de una presión confiable, datos de pruebas recientes y la posición del material, la presión máxima a la cual el tubo ha sido sujetado (por lo general el preservicio la prueba hidrostática) puede ser usada para calcular una tensión de material aceptable. Es decir introduzca la máxima presión interna en la fórmula de Barlow para calcular un valor de tensión del material aceptable. De este valor de tensión aceptable, un grosor mínimo requerido de la pared puede ser calculado.

Una vez que el grosor requerido de la pared para la presión interna ha sido establecido, otras cargas a las cuales el tubo será sujetado también deben ser consideradas. Estas otras cargas incluyen el peso del suelo sobre la línea enterrada, las cargas causadas por el tráfico que se mueve sobre la línea, movimientos de suelo, presiones del agua para líneas sumergidas, y el peso de tubo. Si los cálculos detallados no lo consideran, el evaluador puede usar un porcentaje estándar requerido para añadir al grosor de la pared para la presión interna para representar todas estas otras cargas combinadas. El diez por ciento o el veinte por ciento adicional al grosor de la pared sería lo ideal para el tubo de acero en condiciones de carga normales, por ejemplo. Este porcentaje debería ser aumentado para las secciones que pueden ser sujetadas a cargas adicionales. Por ejemplo, el tubo encajonado bajo calzadas requeriría que el grosor adicional de la pared manejará las cargas aumentadas. El tubo rígido también requiere



más grosor de la pared para apoyar cargas externas que hagan al tubo flexible. (Management Manual, 1992).

A menudo, el tubo y su cubierta son instalados para llevar cargas externas esperadas. Se ha mostrado que la cubierta del tubo puede causar problemas de protección catódicos para tuberías. El efecto de cubiertas sobre la imagen de riesgo de un punto de vista de corrosión es visto en el capítulo de corrosión. El impacto sobre el capítulo de Seguridad en el Diseño es encontrado aquí, cuando la cubierta lleva la carga externa y permite un factor de seguridad del tubo más alto para la sección siendo evaluada. (Mirar el Caso A favor/Contra Cubiertas).

Las condiciones esperadas en las cuales la línea funcionará también deberían estar en el aquí. La tensión máxima aceptable es dependiente sobre la temperatura. En temperaturas extremas pueden requerir que el grosor sea diferente de la pared. Cargas cíclicas y tensiones deberían ser una consideración en la selección del material y la determinación del grosor de la pared. El golpe de ariete también debería ser incluido en la determinación de presión máxima.

En tuberías compuestas, se presentan más complejidades. A menudo por manejar materiales más corrosivos, tales compuestos pueden tener la cubierta con corrosión o la degradación química del material resistente y una capa de fuerza más alta en el material. Como dos o más materiales están implicados, las tensiones en cada uno y los efectos de interacción deben ser entendidos. Tales cálculos no son hechos fácilmente. Cálculos de diseño originales deben ser usados (o recreado, cuando no esté disponible) para determinar el mínimo grosor requerido de la pared. El evaluador entonces debe estar seguro que el grosor adicional de la pared de uno o varios de los materiales de verdad añadirán la fuerza al tubo y la resistencia a la corrosión, y no quitarle mérito. Es concebible que un aumento del grosor de la pared en una capa pueda tener un efecto indeseable sobre la estructura del tubo. Por otro lado, algunos materiales pueden permitir la difusión del producto. Cuando esto ocurre, diseños compuestos pueden ser expuestos a tensiones adicionales.

Cuando todos estos factores han sido considerados, una lista de puntos simples puede ser empleada para conceder puntos basados sobre cuanto grosor adicional existe en la pared del tubo. Esta lista usa la proporción de la pared del tubo real a la pared del

tubo requerida y llama esta proporción,  $t$ . Note que el grosor de pared de tubo real no es el grosor nominal de la pared. El grosor nominal de la pared es usado por fabricantes para designar un grosor en la pared más o menos una tolerancia de la fabricación. Para los objetivos de esta evaluación, el grosor real más bajo de la pared en la sección debe ser usado. Si los datos de la medida del grosor real no están disponibles, el grosor nominal de la pared menos el máximo de la tolerancia de la fabricación puede ser usada. (Management Manual, 1992).

**TABLA 4**

<b>t</b>	<b>Puntos</b>
<1.0	-5 ¡PELIGRO!
1.0-1.1	2
1.11-1.20	5
1.21-1.40	9
1.41-1.60	12
1.61-1.80	16
>1.81	20

**Fuente: Pipeline Risk Management Manual, W. Kent Muhlbauer.**

Una simple ecuación también puede ser usada en vez de esta tabla:

$$(t - 1) \times 20 = \text{valor de los puntos.}$$

Las producciones aproximadamente tienen los mismos valores y tienen la ventaja de más discriminación entre diferencias de la  $t$ .

Para el cálculo del grosor de la pared del tubo se puede usar la siguiente ecuación:

$$\sigma_{max} = \frac{P_i \times D}{2xt}$$

Dónde:

$\sigma_{max}$  = máxima nivel de tensión (psig)

$P_i$  = Presión interna (psig)

$D$  = Diámetro exterior (pulgadas)

$t$  = Grosor de la pared (pulgadas)

Calculo de Cargas Externas:

$$t = D \times \sqrt[3]{\frac{6 \times p}{E}}$$

Dónde:

p = presión externa ( $\varphi$ )  
 D = Diámetro (pulgadas)  
 t = Grosor de la pared (pulgadas)  
 E = Modulo de elasticidad ( $\varphi$ )

Valores nominales de grosor de pared para:

Acero.....	0.30
Metal Flexible.....	0.28
PVC.....	0.45
Aluminio.....	0.33

**Fuente: Pipeline Risk Management Manual, 1992**

Algunos ejemplos para ilustrar el factor de seguridad del tubo son:

Ejemplo A:

Una tubería a campo traviesa de acero está siendo evaluada. La línea transporta el gas natural. Los cálculos de diseño originales están disponibles. El evaluador siente que ningunas condiciones extraordinarias existen sobre la línea y así:

1. Él usa la información del diseño para determinar el grosor requerido de la pared. Un PMAO de 2000 psig y la utilización de un de acero de 21 pulgadas nominal para 35000 psi de tensión máxima aceptable cede un grosor de la pared de 0.60 pulgadas para este diámetro de tubo. Cálculos de carga externos muestran la necesidad de 0.08 pulgadas adicionales en el grosor para manejar las tensiones adicionales esperadas. Golpe de ariete, temperaturas

extremas, u otras cargas son poco probables. El total que se requirió del grosor en la pared es por lo tanto  $0.60 + 0.80 = 0.68$  pulgadas.

2. El grosor real de la pared del tubo instalado es un espesor nominal de 0.88 pulgadas. Las tolerancias de la fabricación permiten a este espesor nominal en realidad ser como de 0.79 pulgadas. Ningunas lecturas de grosor documentadas indican que la línea es un poco más delgada que este valor de 0.79 pulgadas, entonces el evaluador usa 0.79 como el grosor real de la pared.

3. La proporción real del grosor requerido de la pared es por lo tanto  $0.79 + 0.68 = 1.16$ . Allí existe 0.16 pulgadas (o el 16 %) de protección adicional contra el daño externo o la corrosión.

4. El valor de punto para el grosor suplementario del 16 % de la pared es 3.2, usando la ecuación.

#### Ejemplo B:

Otra tubería a campo traviesa de acero está siendo evaluada. Los líquidos de un hidrocarburo están siendo transportados. En este caso, los cálculos de diseño originales no están disponibles. La línea tiene 35 años y es expuesta a la variación de cargas externas. El evaluador procede así:

1. A causa de la edad de la línea y la ausencia de documentos originales, la presión hidrostática más reciente de la prueba es usada para determinar la tensión máxima aceptable para el material de tubo. Usando la presión de prueba de 2200 psig y un diámetro de 8 pulgadas entonces el nivel de tensión es calculado para ser 29000 psi. El evaluador está seguro que la tubería puede soportar un nivel de tensión de 29000 psi. La presión máxima aceptable de operaciones de la línea es 1400 psig. Usando este valor y un nivel de tensión de 27000 psi, el grosor requerido de la pared (para la presión interna sólo) es calculado para ser 0.19 pulgadas.

2. Usando algunos cálculos generales y las opiniones del departamento de diseño, el evaluador siente que el 10 % adicional debe ser añadido al grosor de la pared para tener cargas externas en cuenta la mayor parte de condiciones. Esto es 0.40 pulgadas adicionales. Él añade el 5 % adicional (el

total del 15 % encima de exigencias solo para la presión interna) para situaciones donde la línea se cruza bajo calzadas. Este 5 %, como se piensa, representa todos los tipos de cruces encajonados del camino, independientemente de la profundidad de la tubería, el tipo de suelo, el diseño de la calzada, y la velocidad de tráfico y el tipo de tráfico. En otras palabras, el grosor del 15% de la pared encima de esto se requirió para soportar la presión interna, sólo es la exigencia para la peor situación de este caso. Esto es 0.06 pulgadas adicionales para las secciones que tienen cruces encajonados del camino.

3. Efectos de golpe de ariete pueden producir presiones de hasta 100 psig. Tales golpes podrían conducir a una presión interna tan alto como 1500 psig (100 psig encima de PMAO). Esta presión adicional requiere 0.02 pulgadas adicionales de grosor de la pared.

4. El grosor mínimo requerido de la pared es por lo tanto  $0.38 + 0.02 = 0.46$  pulgadas para la sección con cruces encajonados, y  $0.38 + 0.04 + 0.02 = 0.44$  pulgadas para todas otras secciones.

5. El evaluador después determina el grosor real de la pared. Los registros indican que el tubo comprado tenía un grosor nominal de la pared de 0.55 pulgadas. Cuando la tolerancia de la fabricación es restada de esto, el grosor de la pared es 0.51 pulgadas. El personal de la compañía, sin embargo, menciona que comprobaciones del grosor de la pared han revelado un grosor tan bajo como 0.48 pulgadas. Los documentos confirman esto en los archivos. El evaluador decide usar 0.48 pulgadas como el grosor real de la pared, porque esto es el peor caso esperado.

6. El grosor real de la pared requerido es por lo tanto  $0.48 / 0.46 = 1.04$  y  $0.48 / 0.46 = 1.09$  para secciones con y sin cruces encajonados del camino respectivamente. Estas proporciones ceden los valores de punto de 0.8 y 1.8 respectivamente. Esto requiere que el evaluador asigne un valor de 0.8 puntos para esta sección de tubería.

## 5.2 Factor de Seguridad del Sistema

Otra consideración general en esta sección es la diferencia entre la presión de diseño y el sistema que maneja la presión. En el Factor de seguridad de la tubería esto fue analizado en términos del grosor de pared de tubo. Aquí, todos los componentes del sistema de tubería son incluidos. Esto es una medida rápida de como el sistema PUEDE ser manejado contra como en este momento está siendo manejado. Un sistema siendo manejado al límite, no incluye ningún espacio para el error. Donde un margen o factores de seguridad existen, reducen el riesgo.

El Factor de seguridad del Sistema encaja en la definición de un atributo. No es fácil cambiarlo porque el sistema PMAO no cuenta con la presión de diseño y es normalmente variable. Donde el cambio de cualquiera de estos es una opción, considerablemente pueden reducir el riesgo.

Cada componente de tubería que maneja la presión tiene un máximo especificado. El fabricante da este valor o es determinado por cálculos. La posición de la presión más baja en el sistema determina el componente más débil y es usada para poner la presión de diseño. Inmejorablemente, el diseño presiona como es usado aquí, no debería incluir factores de seguridad para los componentes individuales. Puede ser difícil, sin embargo, separar el factor de seguridad de la presión real que contiene las capacidades del componente.

Un componente individual, por ejemplo, puede ser tasado por el fabricante para funcionar en una presión de 1400 psig. Puede ser probado durante períodos cortos en la presión hasta 2160 psig. No es obvio exactamente cuanta presión el componente individual puede soportar estas presiones. Para los objetivos de esta evaluación de riesgo, el valor de 1400 psig debe ser seguramente un factor de seguridad calculado. La separación del factor de seguridad más probablemente no valdría el esfuerzo. (Management Manual, 1992).

Normalmente tienen sus cálculos de diseño disponibles. Esto permitiría la fácil separación del factor de seguridad. Otra vez, si estos cálculos no están disponibles, el mejor curso debe usarse la presión nominal de operaciones. Esto cederá la mayor parte de respuestas. Otra vez, la consistencia es importante.

Como en el análisis de Factor de seguridad de la Tubería, una proporción es usada para mostrar la diferencia entre lo que el sistema PUEDE hacer y lo que en este momento le piden hacer. Llamarán en el diseño a esta proporción la PMAO que es la Presión Máxima Aceptable de Operaciones en el sistema dividida por la presión del componente más débil. Cuando esta proporción es igual a 1, no existe ningún factor de seguridad. Esto quiere decir que el sistema teóricamente puede fallar en cualquier momento porque hay un componente del sistema que no es tasado para funcionar en el sistema PMAO. Una proporción mayor que 1, quiere decir que hay un factor de seguridad; el sistema está siendo manejado debajo de su límite. (Management Manual, 1992).

Una lista simple ahora puede ser desarrollada para asignar puntos. Puede mirar algo como esto:

**TABLA 5**

<b>Diseño a proporción PMAO</b>	<b>Puntos</b>
2.0	20
1.75-1.99	16
1.50-1.74	12
1.25-1.49	8
1.10-1.24	5
1.00-1.10	0
<1.00	-10

**Fuente: Pipeline Risk Management Manual, W. Kent Muhlbauer**

Una ecuación también puede ser usada en vez de la lista de puntos:

$$[(\text{diseño a proporción PMAO}) - 1] \times 20 = \text{puntos.}$$

Los pasos para el evaluador son por lo tanto:

1. Determine la posición de presión del componente de sistema más débil.
2. Divida esta posición de presión (de 1.) en el PMAO.
3. Asigne puntos basados sobre la lista.

## Ejemplo A:

El evaluador examina una sección de una tubería de combustible para un motor. El PMAO de la tubería es 1200 psig. En esta sección particular hay un tanque de almacenaje de superficie que es tasado para 1000 psig máximo. El tanque es el componente más débil en esta sección. Es localizado durante el final de presión baja de la tubería y es protegido por sistemas de alivio y válvulas de control redundantes para nunca tener una presión mayor a 950 psig. Esto con eficacia aísla el tanque del sistema de tubería y no requiere que la tubería sea ajuste a una presión inferior de operaciones. Estas medidas de seguridad, sin embargo, no son consideradas para esta tesis y el Diseño a la proporción PMAO es: (el componente más débil + sistema PMAO) =  $1000/1200 = 0.80$ . Esto está basado en el hecho que el componente más débil puede soportar sólo 1000 psig. Este resultado nos da -10 puntos ya que es un valor menor a 1 y que se encuentra en la lista *diseño a proporción PMAO*.

## Ejemplo B:

En esta sección, los únicos componentes son el tubo y válvulas. El tubo es diseñado para funcionar en 2300 psig por medio de cálculos de diseño apropiados. El sistema total es tasado para un PMAO de 800 psig. Los cuerpos de válvulas nominalmente son tasados para las presiones máximas de 1400 psig, con las presiones permitidas hidrostáticas de prueba de 2200 psig. El evaluador tasa el componente más débil, los cuerpos de válvulas, en 1400 psig. Como él no tiene la información exacta en cuanto a la fuerza de los cuerpos de válvulas, él usa la presión que tasa que es garantizado por el fabricante para el servicio de largo plazo. El diseño a la proporción PMAO es por lo tanto:

$$\frac{1400}{800} = 1.75 \text{ que cede un valor de 15 puntos.}$$

## Ejemplo C:

Aquí, una sección tiene válvulas, entradas, y el tubo. El PMAO es 900 psig. La fuerza de tubo es calculada para ser 1700 psig. Los cuerpos de válvula y entradas todas



pueden soportar la prueba de presión de 2700 psig y son tasados hacia 1800 psig en la operación normal. Otra vez, el evaluador no tiene ningún conocimiento de la fuerza exacta de las válvulas y entradas, entonces él usa la posición de operación normal de 1800 psig. El componente más débil es el tubo, por lo tanto:

$$\frac{1700}{900} = 1.89 \text{ que cede un valor de punto de } 17.8 \text{ puntos.}$$

### 5.3 Esfuerzos

El fallo por esfuerzos es la causa más grande del fallo del material metálico. Como un fallo de esfuerzo es un fallo frágil, esto puede ocurrir sin la advertencia y con consecuencias desastrosas. Este tema puede ser una prevención o un atributo, dependiendo el sistema específico. Si es relativamente fácil cambiar la causa del ciclo, como se debería considerar, será una prevención. Si el ciclo es una parte necesaria de la operación de sistema, esto es más de un atributo. El esfuerzo es etiquetado como una prevención aquí porque se cree que, en muchos casos, los contribuidores de esfuerzos fácilmente son cambiados.

*El esfuerzo es el debilitamiento de un material debido a los ciclos repetidos de tensión.* La cantidad de debilitamiento es dependiente sobre el número y la magnitud de los ciclos. Ciclos más altos, ocurriendo más a menudo, pueden causar más daño al material. Los factores como condiciones superficiales, geometría, procesos materiales, fracturan la dureza, y la sensibilidad de la influencia de procesos de soldar pueden causar un fallo. (Management Manual, 1992).

La predicción del fallo de un material cuando las cargas de esfuerzo están implicadas es una ciencia inexacta. La teoría sostiene que todos los materiales tienen grietas de defectos, laminaciones, otras imperfecciones, si sólo se ve en un nivel microscópico. Tales defectos son generalmente demasiado pequeños para causar un fallo estructural, aún bajo los ciclos más altos de una prueba de presión. Estos defectos pueden crecer aunque; ampliando en la longitud y la profundidad de las cargas (y de ahí acentúan) son aplicados y luego liberados. Después de los ciclos repetidos de aumento de tensión y reducción (a veces requieren cientos de unos miles de estos ciclos), el

defecto puede crecer a un tamaño bastante grande para fallar en presiones normales de operaciones. Lamentablemente la predicción del crecimiento del defecto con exactitud no es en este momento posible desde un punto de vista práctico. Algunas grietas pueden crecer de una manera controlada, bastante lenta, mientras los otros pueden crecer literalmente a la velocidad del sonido por el material. Los mecanismos complicados no son entendidos completamente.

Para los objetivos de análisis de riesgo, el evaluador no tiene que ser capaz de predecir fallos de esfuerzo. Él sólo debe ser capaz de identificar, de un modo relativo, las estructuras de tubería que son más susceptibles a tales fallos. Como es conservador asumir que cualquier cantidad de ciclos es potencialmente perjudicial, él puede establecer una lista para comparar números y magnitudes de ciclos. Las magnitudes de tensión deberían estar basadas en un porcentaje de las presiones normales de operaciones. Un ciclo de presión de 100 psi tendrá un efecto potencialmente mayor sobre un sistema nominal para 150 psi PMAO que sobre un nominal para 1500 psi. La mayor parte de la investigación indica la exigencia de los grandes números de ciclos, para los niveles de tensión más altos, antes de que el daño por esfuerzo ocurra. (Management Manual, 1992).

En muchos casos en la tubería, los ciclos serán debido a cambios de la presión interna. La lista del ejemplo siguiente está por lo tanto basada en presiones internas como los porcentajes de PMAO. Si otra carga de este tipo es más severa, una lista similar puede ser desarrollada. Los golpes causados por el tráfico de vehículos sobre una tubería enterrada serían un ejemplo de una carga cíclica que puede ser más severa que los ciclos de presión internos.

Esto es reconocidamente una simplificación excesiva de esta publicación compleja. El esfuerzo es dependiente sobre muchas variables incluyendo la temperatura, el tipo de tensión, la condición superficial, y la geometría de la estructura. En ciertos niveles de tensión, aún la frecuencia de los ciclos, es encontrada para afectar el punto de fallo. Para los objetivos de esta evaluación, sin embargo, reducen el riesgo de fallo por esfuerzo a las dos variables de magnitud de tensión y valor numérico. Ofrecen la lista siguiente como un modo posible y simple de evaluar la contribución del esfuerzo a la imagen del riesgo.

Tabla 6

% PMAO	Ciclos de Vida				
	<10 <sup>3</sup>	10 <sup>3</sup> - 10 <sup>4</sup>	10 <sup>4</sup> - 10 <sup>5</sup>	10 <sup>5</sup> - 10 <sup>6</sup>	>10 <sup>6</sup>
100	7	5	3	1	0
90	9	6	4	2	1
75	10	7	5	3	2
50	11	8	6	4	3
25	12	9	7	5	4
10	13	10	8	6	5
5	14	11	9	7	6

**Fuente: Pipeline Risk Management Manual, W. Kent Muhlbauer**

Un ciclo es definido como, una presión de inicio a una presión máxima y de vuelta a la presión de inicio. El pico es medido como un porcentaje de PMAO.

El evaluador usa esta tabla para analizar varias combinaciones de magnitudes de presión y ciclos. El valor de punto es obtenido encontrando la peor combinación de casos de presiones y ciclos. En este caso la peor situación está con el valor de punto más bajo. Note "los equivalentes" en esta tabla 6; 9 mil ciclos en el 90 % de PMAO, como se piensa, son el equivalente de 9 millones de ciclos en el 5 % de PMAO; 5000 ciclos del 50 % PMAO son iguales a 50000 ciclos en el 10 % de PMAO, etc. En el movimiento alrededor en esta tabla, la esquina superior derecha es la condición con el mayor riesgo, y el inferior izquierdo es la condición de menor riesgo. La esquina superior izquierda y la esquina inferior derecha son aproximadamente iguales. (Management Manual, 1992).

Note también que la tabla 6 no es lineal. El diseñador de la tabla 6 no cambió valores de punto proporcionalmente con cambios de la magnitud o de la frecuencia de ciclos. Esto indica la creencia que si se cambia dentro de ciertas gamas tiene un impacto mayor sobre la imagen de riesgo. El ejemplo siguiente ilustra el empleo de esta tabla:

### Ejemplo:

El evaluador ha identificado dos tipos de cargas cíclicas en una sección de tubería específica: 1) un punto de presión de aproximadamente 200 psig causados por un compresor dos veces por semana, y 2) tráfico de vehículo que causa 5 psi de tensión externa en una frecuencia de aproximadamente 100 vehículos por día. La sección tiene aproximadamente 4 años y tiene un PMAO de 1000 psig. Las cargas de tráfico y las cargas del compresor ambas han estado ocurriendo desde que la línea fue instalada.

Para el primer caso, el evaluador entra en la tabla 6 en (2 veces/semana x 52 semanas/años x 4 años) = 416 ciclos a través del eje horizontal, (y 200 psig/1000 psig) = el 20 % de MAOP sobre el eje vertical. Esta combinación cede una cuenta de punto de aproximadamente 13 puntos. Para el segundo caso, los ciclos (a 100 vehículos/día x 365 días/años x 4 años) = 146000. La magnitud es igual (a 5 psig/1000 psig) = el 5%. Usando estos dos valores, la lista asigna unos 7 puntos. El peor caso, 7 puntos, es asignado a la sección.

## 5.4 Posible Incremento de Presión

El potencial para incrementos de presión, "o golpe de ariete", es evaluado aquí. El mecanismo común para incrementos es la conversión repentina de energía cinética a la energía potencial. Una masa de fluido suelto en una tubería, por ejemplo, tiene una cierta cantidad de energía cinética asociada con ello. Si esta masa de fluido de repente es movida, la energía cinética es convertida a la energía potencial en forma de presión, el incremento, como a veces le llaman, un punto de presión. Una corriente de producto móvil que se pone en contacto con una masa inmóvil de fluido (comenzando y parando bombas, quizás) es otra iniciación posible. (Management Manual, 1992).

Este punto de presión no es aislado a la región de la iniciación. Esto forma una onda de presión que viaja corriente arriba a lo largo de la tubería, AÑADIENDO a la presión estática ya en la tubería. Una tubería con una alta presión, provoca que la presión total exceda el PMAO. La magnitud del incremento de presión es dependiente sobre el fluido (la densidad y la elasticidad), la velocidad a la que fluye, y la velocidad de parada del flujo. En el caso de un cierre de válvula como el acontecimiento de parada

de flujo, el aspecto crítico de la velocidad de cierre no podría ser el tiempo total que esto toma para cerrar la válvula. La mayor parte del punto de presión ocurre al 10 % del cierre de una válvula de compuerta, para estos casos.

Desde un punto de vista de riesgo, la situación puede ser mejorada por el empleo de dispositivos de protección de incrementos o dispositivos que previenen flujos rápidos (como válvulas siendo cerradas demasiado rápidamente). El operador debe entender el riesgo y todas las acciones de iniciación posibles, antes de que puedan ser empleadas medidas correctivas. El evaluador debería asegurarse que el operador realmente de verdad entiende el potencial del incremento. Él entonces puede asignar la sección basada sobre las posibilidades de que ocurra un incremento peligroso.

Para simplificar este proceso, se recomiendan definir que un incremento peligroso sea mayor que el 10 % del PMAO de la tubería. Puede ser argumentando en algunos casos que una línea, en su servicio presente, puede funcionar lejos por debajo de PMAO y, de ahí, un incremento del 10% todavía no pondrá en peligro la línea. Un argumento válido pero también una complicación innecesaria en la evaluación de riesgo. El evaluador debería decidir un método y luego aplicarlo uniformemente a todas las secciones siendo evaluadas. (Management Manual, 1992).

La lista de puntos puede ser instalada con tres categorías generales y espacio para la interpolación entre las categorías: Evaluando las posibilidades de un incremento de presión de magnitud mayor que el 10 % del sistema PMAO:

Alta Probabilidad.....	0 puntos.
Baja Probabilidad.....	5 puntos.
Imposible.....	10 puntos.

**La alta probabilidad** existe donde los dispositivos de cierre, el equipo, el tipo de fluido, y la velocidad del fluido dan una alta posibilidad de que la presión se eleve. Ningún mecanismo de prevención está en el lugar. Los procedimientos para prevenir incrementos pueden o no poder estar en el lugar.

**La probabilidad baja** existe cuando los incrementos pueden pasar (el tipo fluido y la velocidad puede producir el incremento), pero seguramente es tratada por dispositivos mecánicos como tanques, válvulas de alivio, cierres de válvula lentos, etc., además del protocolo de operaciones. La probabilidad baja también existe cuando la posibilidad para un incremento puede ocurrir sólo por una cadena bastante improbable de acontecimientos.

**Imposible** significa que las propiedades del fluido no pueden, en ninguna circunstancia razonable, producir un incremento de presión de magnitud mayor que el 10 % PMAO.

Ejemplo:

Una tubería de petróleo crudo tiene caudales y las características del producto generan incrementos de presión superiores al 10 % de PMAO. El único argumento de iniciación identificado es el cierre rápido de una válvula de compuerta de línea principal. Todas estas válvulas son equipadas con los cierres automáticos eléctricos que son programados para funcionar en menos tiempo del cierre crítico. Si una válvula se cierra a mano, no es posible cerrar la válvula demasiado rápido, requieren muchas vueltas del manubrio de la válvula para cada cierre de válvula del 5%. Los puntos para este argumento son evaluados en 5.

## 5.5 Sistema de Prueba Hidrostática

Una prueba hidrostática es una prueba de presión en la cual la tubería está llena de agua, luego presurizada a una presión predeterminada, y sostenida en esta presión de prueba durante un tiempo predeterminado. Esta presión de prueba normalmente excede la presión esperada máxima interna. Esto es una técnica poderosa en la cual esto demuestra la fuerza del sistema entero. La prueba hidrostática es quizá el último instrumento de inspección. Esto proporciona pruebas prácticamente indiscutibles en cuanto a la integridad de sistema (dentro de los parámetros de prueba). (Management Manual, 1992).

Todos los materiales tienen defectos, no sólo en el nivel microscópico. Considerando bastante tensión, cualquier grieta se ampliará, creciendo a fondo y la anchura. El crecimiento de la grieta no es fiable. Esto puede ocurrir gradualmente o literalmente en la velocidad del sonido por el material. Bajo la tensión constante de una prueba hidrostática, es razonable de asumir que un grupo de defectos más allá de algún tamaño mínimo crecerá. Debajo de este tamaño mínimo, grietas no crecerán a no ser que el nivel de tensión sea aumentado. Si el nivel de tensión es bastante bajo, sólo la más grande de las grietas crecerá. En tensiones más altas, pequeñas grietas comenzarán a crecer, propagándose por el material. Cuando una grieta alcanza un tamaño crítico en un nivel de tensión dado, la avería de la estructura es probable.

Conduciendo una prueba hidrostática en altas presiones, la tubería está siendo sujeta para acentuar los niveles más altos que alguna vez deberían encontrarse en la operación diaria. Inmejorablemente, entonces, cuando la tubería es despresurizada de la prueba hidrostática, las únicas grietas dejadas en el material es de un tamaño que no crecerá bajo las tensiones de operaciones normales. Todos los niveles ya habrían crecido y han fallado bajo los niveles de tensión más altos de la prueba hidrostática

La investigación sugiere que el tiempo que una presión de prueba sea mantenida no sea un factor crítico. Esto está basado sobre la suposición que hay un crecimiento siempre de la grieta y siempre que la prueba sea parada, una grieta podría estar al borde de su tamaño crítico, y de ahí, el fallo. El nivel de presión, sin embargo, es un parámetro importante. Más alta la presión de prueba en relación con la presión normal de operaciones, mayor el margen de seguridad. Las posibilidades de una inversión de presión, en la cual una tubería falla en una presión menor que la presión de prueba, se hacen cada vez más remotas como el margen entre la prueba y aumentos de presiones de operaciones. La corrosión, daños y perjuicios de tercero, movimientos de suelo, ciclos, etc., todo el aporte a la imagen de riesgo que se cambia constantemente. Una tubería debería ser probada de nuevo en intervalos apropiados para demostrar su integridad estructural. (Management Manual, 1992).

Aunque la duración de tiempo de la prueba no pueda ser crítica, la presión normalmente es mantenida durante al menos cuatro horas para motivos prácticos, si no para el cumplimiento con regulaciones aplicables. Durante el tiempo de prueba (que es a menudo 4 a 24 horas), la temperatura y la tensión afectarán la lectura de la presión.

Esto requiere que un ingeniero bien informado, pruebe correctamente e interprete fluctuaciones de presión y se distingan entre un efecto transitorio y un pequeño escape sobre el sistema o la extensión inelástica de un componente.

La lista de puntos para pruebas hidrostáticas puede asumir métodos apropiados de prueba, y evaluar el impacto sobre el riesgo y sobre la base del tiempo desde la última prueba y el nivel de prueba.

Un ejemplo es:

a) Calcula H, donde  $H = (\text{Presión de Prueba}/\text{PMAO})$

$H < 1.10$  (1.10 = Presión de Prueba 10% sobre PMAO).....0 puntos.

$1.11 < H < 1.25$ .....5 puntos.

$1.26 < H < 1.40$ .....10 puntos.

$H > 1.41$ .....15 puntos.

O una simple ecuación puede ser usada:

$(H-1) \times 30 = \text{escala de puntos}$

Min = 0 puntos.

**Fuente:** (Management Manual, 1992).

b) Tiempo desde la última prueba: Puntos = 10 – (año de última prueba).

Una prueba cuatro años atrás.....6 puntos.

Una prueba 11 años atrás.....0 puntos.

Min = 0 puntos.

**Fuente:** (Management Manual, 1992).



Añada puntos (de a y b) encima para la cuenta total de la prueba hidrostática. En esta lista, dan puntos máximos a una prueba que ocurrió dentro del año pasado y que era a una presión mayor que el 40 % encima del máximo que maneja.

Ejemplo:

El evaluador estudia una línea de gas natural cuyo PMAO es 1000 psig. Esta sección de línea fue probada hidrostáticamente hace seis años a una presión de 1400 psig. La documentación a mano indica que la prueba fue realizada correctamente y analizada. Conceden puntos así:

$$H = 1400/1000 = 1.4$$

- |    |                     |            |
|----|---------------------|------------|
| a) | (1.4 – 1) x 30..... | 12 puntos. |
| b) | 10 – 6 años.....    | 4 puntos.  |
|    | Total.....          | 16 puntos. |

**Fuente: Pipeline Risk Management Manual, W. Kent Muhlbauer**

## 5.6 Movimientos de la Tierra

En ciertas condiciones, la tubería puede ser sujeta a tensiones catastróficas o pueden ser las deformaciones de largo plazo que inducen tensiones sobre la tubería por un período de años. Estos pueden añadir tensiones considerables a la tubería y deberían ser considerados en un análisis de riesgo. Mientras los movimientos de suelo son incluidos como un componente de la determinación del grosor de la pared del tubo, el tubo en sí mismo no siempre puede ser diseñado para soportar los movimientos. Por lo tanto, en este tema, es evaluado el potencial para estas tensiones del tubo con medidas remediadoras.

Muchos, si no el más, de los argumentos de movimiento de suelo potencialmente peligrosos tienen una cuenta complicado (Figura 5-3). La presencia de una cuenta añade el factor de gravedad. Los derrumbamientos, flujos de lodos, son más bien fenómenos de movimientos en pendientes. Otra es por congelación, deshielo, y la gravedad son solifluxiones, un fenómeno de regiones frías distinto de los movimientos más comunes.

Los efectos que no son la cuesta orientada incluyen la hinchazón de suelo y el encogimiento. Estos pueden ser causados por la calefacción, la refrigeración, o el contenido de humedad. El hundimiento repentino puede causar fuerzas transversales así como tensiones que se doblan.

El tirón de helada es otro fenómeno de región fría que implica la temperatura y efectos de humedad aquellos movimientos de suelo. Como capas de hielo son formadas en el suelo, el suelo se amplía debido a la congelación de la humedad. Esta extensión puede causar elevar la presión sobre una tubería enterrada. La cantidad de carga aumentada sobre el tubo es parcialmente dependiente sobre la profundidad de la penetración de la helada y las características del tubo. Tubos rígidos más fácilmente son dañados por este fenómeno.

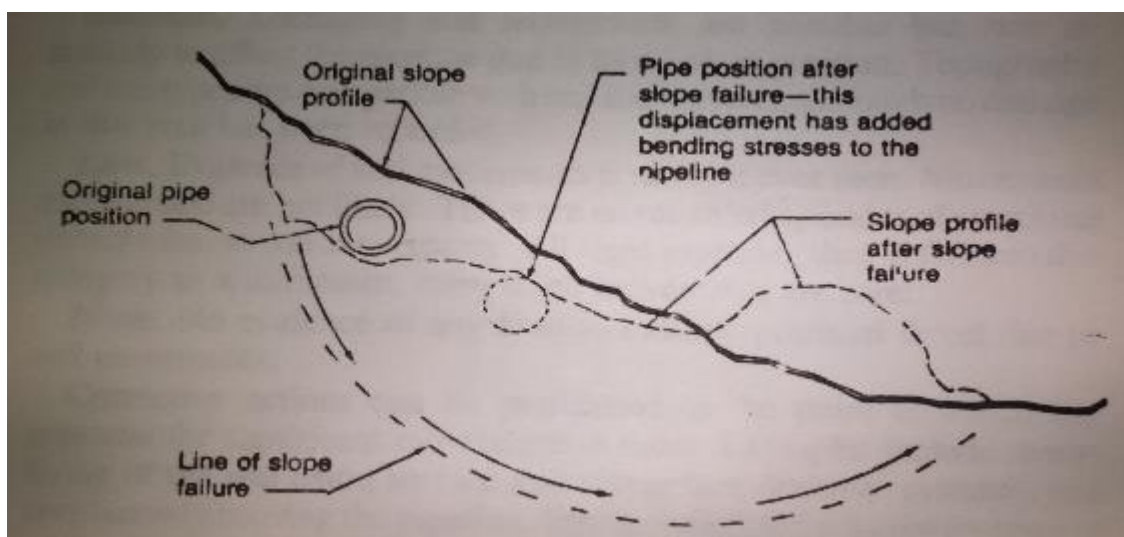
Las tuberías generalmente son colocadas en profundidades debajo de las líneas de helada para evitar la carga de problemas. Muchas tuberías atraviesan las áreas de las arcillas sumamente expansivas que son en particular susceptibles a la hinchazón y el encogimiento debido a cambios de contenido de humedad. Estos efectos pueden ser pronunciados si el suelo es limitado entre no ceder superficies. Tales movimientos de suelo contra el tubo pueden dañar el tubo que cubre también inducen tensiones en la pared de tubo. La práctica de instalación buena evita integrar tubos directamente en tales suelos. Un material de lecho es usado para rodear la línea para proteger la capa y el tubo. Otra vez, tubos rígidos son más susceptibles al daño estructural de suelos expansivos.

Una evaluación geotécnica es el mejor método de determinar el potencial de movimientos de tierra significativos. En ausencia de esto sin embargo, el evaluador debería buscar pruebas en las experiencias de operadores. Las grietas grandes en la tierra durante la temporada seca, agujeros o cenagales en los períodos de fuerte lluvia, problemas de construcción sobre edificios cercanos, el derrumbamiento o el potencial de terremotos, la observación de movimientos del suelo con el tiempo o sobre un ciclo estacional, y los desplazamientos de estructuras enterradas descubiertas durante inspecciones rutinarias son todos los indicadores de que el área es susceptible. Incluso un breve estudio de la topografía junto con la información como el tipo de suelo y las condiciones climáticas fácilmente deberían confirmar la experiencia del operador o establecer una duda en la mente del evaluador. Los movimientos del suelo esperados a

menudo son confirmados por medidas reales. Los instrumentos como medidores de inclinación y extensómetros pueden ser usados para descubrir movimientos de suelo leves. Mientras estos instrumentos revelan movimientos del suelo, ellos no necesariamente son una indicación directa de los esfuerzos inducidos sobre el tubo. Ellos sólo indican la probabilidad aumentada de tensión adicional al tubo. En áreas propensas a movimientos de suelo, estos instrumentos pueden ser puestos para transmitir alarmas para advertir cuando han ocurrido cambios más drásticos. (Management Manual, 1992).

Los movimientos del tubo en sí mismo son la mejor indicación de tensión aumentada. Las medidas de tensión conectadas a la pared de tubo pueden ser usadas para supervisar los movimientos de la tubería, pero deben ser colocadas para descubrir las áreas de la mayor tensión de tubo (las desviaciones más grandes). Esto requiere un conocimiento de las áreas más sensibles de la pared de tubo y los argumentos de movimiento más probables. (Management Manual, 1992).

El empleo de estas medidas proporciona una medida directa de tensión de la tubería que puede ser usada para calcular niveles de tensión aumentados.



**Figura 5-3. Fallo repentino de la pendiente sobre la tubería.  
Fuente: Pipeline Risk Management Manual.  
Cortesía Distribuidora de Gas Natural México**

El evaluador puede establecer una lista de puntos para evaluar el riesgo de falla de la tubería debido a movimientos de suelo. La escala de puntos debería reflejar el riesgo relativo entre las secciones de tuberías evaluadas. Las evaluaciones realizadas sobre tuberías en un entorno constante pueden tener que incorporar más sutilezas para distinguir las diferencias del riesgo.

La lista siguiente es diseñada para cubrir evaluaciones de tubería en las cuales las tuberías están en entornos que se diferencian moderadamente. Potencial para movimientos de suelo significativos (perjudiciales). (Management Manual, 1992).

Alto.....	0 puntos.
Medio.....	2 puntos.
Bajo.....	6 puntos.
Nada.....	10 puntos.
Desconocido.....	0 puntos.

**Alto.** Son vistas las áreas donde movimientos de suelo perjudiciales, derrumbamientos, hundimiento, arrastres, o el hinchamiento por helada. La tubería es expuesta a estos movimientos. Una tubería rígida en un área de movimientos de suelo menos frecuentes también debería ser clasificada aquí debido a la sensibilidad aumentada del tubo rígido al daño por movimiento del suelo.

**Medio.** Movimientos de suelo perjudiciales son posibles, pero raros o improbables para afectar la tubería debido a su profundidad o posición. La topografía y tipos de suelo son compatibles con movimientos de suelo, aunque ningún daño en esta área haya sido registrado.

**Bajo.** Movimientos de suelo son raras veces vistos. Los movimientos y el daño no son probables. No hay ningunos casos registrados de daño estructural debido a movimientos del suelo. Todas las tuberías rígidas deberían caer en esta categoría como un mínimo, incluso cuando los movimientos son raros.

**Nada.** Ninguna prueba de cualquier clase para indicar amenaza potencial debido a movimientos del suelo. Acciones correctivas pueden ser realizadas al punto en el cual el potencial para movimientos significativos no es ninguno. Los ejemplos incluyen deshidratación del suelo que usa sistemas de drenaje superficiales y subterráneas, y permanentemente el movimiento de la tubería. Cambiando el contenido de humedad del suelo realmente de verdad cambia el cuadro de movimiento de suelo, el evaluador debería asegurarse que el potencial de hecho ha sido eliminado y no simplemente reducido, antes de que él no asigne "ninguno" a la clasificación. El movimiento de la tubería incluye el entierro en una profundidad por debajo de la profundidad del movimiento (determinar por el estudio geotécnico; por lo general se aplica a movimientos de la cuesta), moviendo la línea del área donde el potencial existe, y la colocación de la línea de superficie (no puede ser eficaz si los apoyos del tubo son sujetos al daño del movimiento del suelo). (Management Manual, 1992).

Donde un potencial existe, los valores de los puntos pueden ser ajustados por las acciones siguientes atenuantes:

- Supervisión al menos cada año.....+1 punto.
- Supervisión continua.....+2 puntos.
- Relevar la tensión.....+3 puntos.

Adaptarse indica un máximo de 10 puntos.

La supervisión continua ofrece la ventaja de la indicación inmediata de problemas potenciales. Esto puede ser logrado transmitiendo una señal de un indicador de movimiento del suelo o de medidas de tensión colocadas sobre la tubería. La respuesta apropiada a estas señales implica en la concesión de los valores de los puntos. Estudios periódicos también comúnmente son usados para descubrir movimientos. La inspección no debe ser confiada sobre descubrir movimientos repentinos en una manera oportuna. El relevar la tensión normalmente es logrado al abrir una zanja paralela sobre la tubería. Esto para evitar la descarga a la línea de cualquier presión por movimiento del suelo que puede ser aplicada. Otro método es el de excavar la tubería y dejarla sobre la tierra. Cualquiera de estos es normalmente sólo una solución a corto plazo. La instalación de la tubería sobre la tierra, sobre apoyos puede ser una solución

permanente, pero como ya fue indicado, no puede ser una solución buena si los apoyos son susceptibles al daño de movimientos del suelo.

**Ejemplo:**

En la sección evaluada, una tubería de salmuera atraviesa una cuesta relativamente inestable. Hay pruebas sustanciales de movimientos lentos, deslaves, a lo largo de esta cuesta aunque repentino, movimientos severos no han sido observados. La línea a fondo es inspeccionada cada año, con la atención especial pegada a movimientos potenciales. La evaluación del riesgo en algún sitio se encuentra entre "alto" y "medio" por movimientos potencialmente perjudiciales que pueden ocurrir, pero aún no haber sido vistos. Esto cuenta con 1 punto. La supervisión anual aumenta la cuenta en un punto, entonces la cuenta final es 2 puntos.

## **Capítulo 6. Operaciones Incorrectas.**

### **6.1 Potencial Del Error Humano**

Uno de los aspectos más importantes de riesgo es el potencial por el error humano. Lamentablemente, esto es también quizás el aspecto más difícil para cuantificar, o aún entender. Profesionales de seguridad acentúan el comportamiento como quizás la llave a una brecha en la prevención de accidentes. Los factores que son la base del comportamiento y la actitud se cruzan en las áreas de la psicología, sociología, biología, etc., y van mucho más allá de la técnica de una evaluación simple que está siendo construida aquí. Es dejado a los evaluadores para incorporar el conocimiento adicional y la experiencia en este capítulo. Cuando los datos estáticamente pueden demostrar correlaciones entre accidentes y variables como los años de experiencia, o el tiempo o el día, o el nivel de educación, o el sueldo, entonces estas variables pueden ser incluidas en la imagen de riesgo.

Limitamos nuestra evaluación de este potencial a aquellos errores comprometidos por los operadores de tubería. El vandalismo o accidentes causados por el público no son considerados aquí. Estos son dirigidos en cierta medida en el *Capítulo Daño por Terceros*. El error humano, como se estima, ha causado el 62 % de todos los accidentes de materiales peligrosos en México. El público es sobre todo sensible a estos tipos de riesgos. En la industria de transporte, las tuberías son relativamente insensibles a interacciones humanas. Los procesos de productos móviles por ferrocarril o carretera o por mar son obviamente susceptibles. Sin embargo, en cualquier parte donde la variabilidad humana esté implicada a cualquier grado, el riesgo es afectado. (Management Manual, 1992).

La interacción humana en el sistema de tubería puede ser positiva, previniendo o mitigando fallos, o de forma negativa, exacerbando o iniciando fallos. Donde los esfuerzos son hechos para mejorar el funcionamiento humano, es alcanzada la reducción del riesgo. Las mejoras, como se piensa, ocurren por los mejores diseños del sistema de tubería, el desarrollo de mejores empleados y/o por programas de dirección mejorados. Tales mejoras son un componente de gestión de riesgos.

Un punto importante en la evaluación del riesgo del error humano es la suposición que pequeños errores en cualquier punto de un proceso pueden dejar el sistema vulnerable al fallo en una etapa posterior. Con esto en mente, el evaluador debe evaluar el potencial para el error humano en cada una de las cuatro fases en la tubería; diseño, construcción, operación, y mantenimiento. Un error de diseño leve no puede ser visto durante años hasta que de repente se produce un fallo al contribuidor. Viendo el proceso entero como una cadena de pasos entrelazados, también podemos identificar puntos posibles de la intervención, donde las comprobaciones o inspecciones o equipo pueden ser insertados para evitar un fallo de tipo del error humano. Conocimientos específicos y acciones que, como se piensa, reducen al mínimo el potencial para errores deberían ser identificados e incorporados en la evaluación de riesgo. Una lista de puntos entonces es usada al impacto relativo de cada experiencia sobre la imagen de riesgo. Muchas de estas evaluaciones serán subjetivas. El evaluador deberá tomar medidas para asegurar la consistencia. Como con en el Capítulo de Seguridad en el Diseño, muchos de estos conocimientos probablemente serán constantes a través de las secciones de tubería.

El Capítulo de Operaciones Incorrectas, como se piensa, es compuesto de solo conocimientos de prevención. Incluso si un sistema de tubería ha sido adquirido con poco conocimiento de diseño original, construcción, o prácticas de mantenimiento, el operador puede tomar medidas a otra vez de pruebas de la historia de la tubería.

## 6.2 Diseño

Esto es quizás la categoría más difícil para analizar. El diseño y procesos que planifiquen no son bien definidos y son a menudo sumamente variables. Es sugerido para el evaluador para pedir pruebas que previenen ciertos errores durante la fase de diseño.

No sería inadecuado insistir en la documentación para cada tema.

1. Identificación de PELIGROS..... 4 puntos.
2. Potencial PMAO..... 12 puntos.
3. Sistema de Seguridad..... 10 puntos.



4. Selección del Material..... 2 puntos.
5. Chequeo..... 2 puntos.

### **1. Identificación de Peligros**

El evaluador comprueba que los esfuerzos fueron hechos para identificar todos los peligros creíbles asociados con la tubería y su operación. El riesgo claramente debe ser entendido antes de que las medidas de reducción de riesgo apropiadas puedan ser empleadas. Esto incluiría todos los modos de fallos posibles. La meticulosidad es importante. ¿Han sido considerados todos los acontecimientos de iniciación? ¿La temperatura indujo la sobrepresión? ¿Fuego alrededor de las instalaciones? ¿Fallo de dispositivo de seguridad? (Management Manual, 1992).

Inmejorablemente, el evaluador debería ver alguna documentación para demostrar que una identificación del riesgo fue realizada completa. En ausencia de esto, él puede entrevistar a expertos de sistemas para ver si los argumentos menores más obvios han sido estudiados. Conceden puntos (el máximo de cuatro puntos) basado sobre la meticulosidad de los estudios de riesgo.

### **2. Potencial para Alcanzar la Presión Máxima Aceptable de Operaciones (PMAO)**

¿Una respuesta simple a la pregunta " qué puede salir mal? " es simplemente una medida de la posibilidad de exceder la Presión Máxima Aceptable De operaciones (PMAO). Obviamente, un sistema donde no es físicamente posible exceder el PMAO es intrínsecamente más seguro que donde la posibilidad existe. La facilidad con la cual PMAO es alcanzado debe ser evaluada. PMAO es la presión teórica máxima interna a la cual la tubería puede ser sujeta, menos cualquier factor de seguridad apropiado. Tenga en cuenta que los factores de seguridad tienen incertidumbres. PMAO es determinado por cálculos de tensión. La presión interna induce tensiones en la pared del tubo. La más severa de aquellas tensiones será comparada a los límites de tensión del material. Límites de tensiones de materiales son valores teóricos, que predice el punto en el cual el material fallará cuando esta sujeta a la más alta tensión. (Management Manual, 1992).

El fallo por lo general es definido (de un modo simplificado) como el punto en el cual los materiales se deforman y no vuelve a su forma original cuando la tensión es quitada. Cuando este límite "inelástico" es alcanzado, el material estructuralmente ha sido cambiado de su forma original. La presión interna nunca debe ser bastante alta para causar un nivel de tensión que excede el límite de tensión del material. Fuerzas externas también añaden tensión al tubo. Estas tensiones externas pueden ser causadas por el peso del suelo sobre una línea enterrada más el peso del tubo en sí mismo cuando no es apoyado, cambios de temperaturas, etc. En general, cualquier influencia externa que trata de cambiar la forma del tubo causará una tensión. Como tal, ellos deben ser tenidos en cuenta en los cálculos PMAO. De ahí, el cuidado que debe ser tomado para asegurar que la tubería nunca será sujeta a ninguna combinación de presiones internas y las fuerzas externas que harán que el material de tubo sea tensionado demasiado.

PMAO es el componente de presión interno de la situación de tensión total en el material de tubo. Esto quiere decir que es considerada otra tensión que causa fuerzas, el material del tubo todavía puede soportar una cantidad adicional de tensión igual al que será causado por el uso de la presión interna. La presión interna normalmente representa la mayor tensión total de la pared del tubo. Por consiguiente, normalmente es estrechamente controlado para asegurar que no se exceda el PMAO.

Para los objetivos de este capítulo, PMAO puede incorporar alguno y todos los factores de seguridad de diseño, o esto pueden excluir los factores de seguridad de operaciones que son conferidos por mandato según regulaciones de gobierno. Esto no debería excluir los factores de seguridad de la ingeniería que reflejan la incertidumbre y la variabilidad de fuerzas materiales y las suposiciones de simplificación de fórmulas de diseño. Como tal ellas son limitaciones razonables sobre la presión de operaciones. Factores de seguridad, reguladores de operaciones pueden ir más allá de esto a tener errores en cuenta y omisiones, deterioración de instalaciones, etc. Factores de seguridad como son reguladores por lo tanto pueden ser omitidos de los cálculos PMAO para este capítulo. Como con todos los puntos de este instrumento, tales distinciones en última instancia son dejadas al evaluador. Como un cuadro de riesgo en relación con otras tuberías es buscado, trabajará cualquier definición constante de PMAO.

Definir la facilidad de alcanzar PMAO, una lista de puntos es diseñada para cubrir las posibilidades. (Management Manual, 1992).

Por ejemplo:

**A. Rutina..... 0 puntos.**

Definición: Donde operaciones rutinarias, normales podrían permitir al sistema alcanzar PMAO. La sobrepresión es prevenida según el procedimiento o el dispositivo de seguridad.

**B. Improbable.....5 puntos.**

Definición: Donde la sobrepresión puede ocurrir por una combinación de errores procesales u omisiones, y el fallo de dispositivos de seguridad (al menos dos niveles de seguridad). Por ejemplo: Una bomba puede ser encontrada en una condición de "descuido" por el cierre accidental de una válvula, y el defecto de dos niveles del sistema de seguridad (una seguridad primaria y un nivel redundante de seguridad), la sobrepresión de la tubería.

**C. Extremadamente Improbable.....10 puntos.**

Definición: Donde la sobrepresión es teóricamente posible, pero sólo por una cadena poco probable de acontecimientos incluyendo errores, omisiones, fallos de dispositivos de seguridad en más de dos niveles de redundancia. Por ejemplo: Una línea de gas de diámetro grande con sobrepresión por una válvula de la línea principal que estuviera cerrada y las comunicaciones (SCADA) fallaran y río abajo no comunicaran problemas y paradas locales de seguridad fallaran, y la situación no fue detectada en materia de horas. Obviamente, esto es un argumento improbable.

**D. Imposible.....12 puntos.**

Definición: Donde la fuente de presión no puede, bajo ninguna cadena concebible de acontecimientos, causar sobrepresión en la tubería.

Inmejorablemente, el evaluador usa el peor argumento creíble que fue creado en un Haz Ops, el ejercicio de identificación de riesgos.

En estudiar la lista de puntos para la facilidad de alcanzar PMAO, la descripción "rutinaria" implica que PMAO puede ser alcanzado fácilmente. La única medida preventiva puede ser procesal, donde el operador debe manejar el error al 100 %, o un dispositivo simple de seguridad que es diseñado para cerrar una válvula, cerrar una fuente de presión, o relevar el producto a presión de la tubería. (Management Manual, 1992).

Si el funcionamiento del operador es bueno y un dispositivo de seguridad es confiable, el propietario de la tubería acepta un nivel alto de riesgo de alcanzar PMAO. El error en las técnicas de trabajos sin supervisión no son realistas y la experiencia de la industria muestra que la confianza sobre un dispositivo de paro de seguridad, mecánico o electrónico, permite durante algunos períodos de NINGUNA protección de sobrepresión. Deberían conceder pocos puntos a tales situaciones. Recuerde: El evaluador no hace ningunos juicios de valor en esta etapa en cuanto a si realmente el alcance PMAO plantea una amenaza seria a la vida o la propiedad. Tales juicios van a de hecho cuando el factor "de consecuencia" es evaluado.

La descripción "improbable", la Categoría B, lo permite para los niveles redundantes de dispositivos de seguridad. Estos pueden ser cualquier combinación de discos de ruptura de válvulas de alivio; interruptores de parada mecánicos, eléctricos, o neumáticos; o seguridad de ordenador (reguladores programables lógicos, el control de supervisión y sistemas de adquisición de datos, o cualquier clase de los dispositivos "lógicos" que pueden provocar una acción de prevención de sobrepresión). El punto es aquel que al menos dos dispositivos por separado sean manejados en puestos para impedir sobrepresión de la tubería. Esto permite que para el fallo accidental de al menos un dispositivo de seguridad, este con la reserva proporcionada por el otro.

Los procedimientos del operador deben ser en el lugar para hacer que la tubería sea manejada en un nivel de presión debajo del PMAO. En este sentido, cualquier dispositivo de seguridad puede ser pensado como una reserva a procedimientos apropiados. El valor de puntos de la categoría B debería reflejar las posibilidades, en relación con otras categorías, de un error procesal coincidente con el fallo de dos o más niveles de seguridad. La experiencia de la industria muestra que esto no es tanto una presencia improbable como primero puede aparecer.

La Categoría C, "con poca probabilidad", debería ser usada para las situaciones que son menos peligrosas que la categoría B, pero todavía contienen una posibilidad teórica para exceder PMAO. Como esta posibilidad se hace cada vez más remota, los puntos concedidos deberían venir más cerca de la categoría D.

La descripción "imposible" de categoría D es limpiamente franca. La fuente de presión, como se considera, es incapaz de exceder el PMAO de la tubería en CUALQUIER circunstancia. Fuentes de presión potenciales deben incluir bombas, compresores, pozos, uniendo tuberías, y luego a menudo pasaban por alto fuentes termales.

Más lejos, en el examen de la fuente de presión, el evaluador debería obtener la información de proveedores en cuanto al potencial de presión máximo de sus instalaciones. Es a veces difícil de obtener el valor de presión máximo como debe ser definido para este uso, asumiendo el fallo de toda la seguridad y la presión de dispositivos restrictivos. En la siguiente sección, una distinción será hecha entre sistemas de seguridad controlados por el operador de tubería y aquel exterior en su control directo.

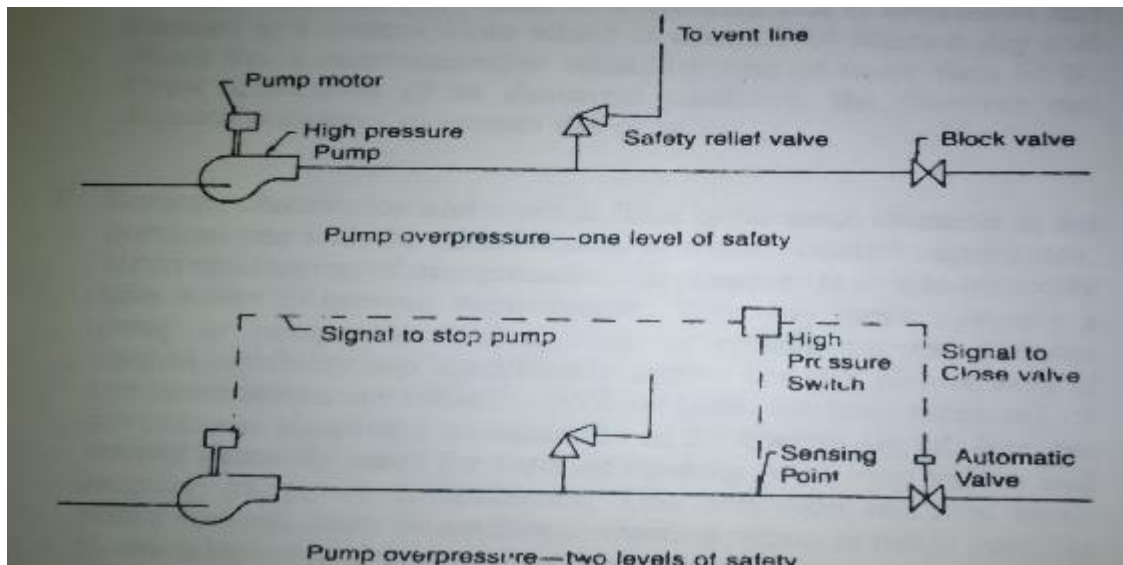
### **3. Sistemas de Seguridad**

Dispositivos de seguridad, como un componente de la imagen del riesgo, son incluidos aquí en el capítulo de Operaciones Incorrectas que en el capítulo de Mal Diseño. Esto es hecho porque se piensa que sistemas de seguridad existen como una reserva para la situación en la cual el error humano causa o permite a PMAO para ser alcanzado. Como tal, el reducir la posibilidad de un fracaso de tubería debido a error humano. Puede ser argumentado que la mayor parte de la imagen de riesgo al menos

indirectamente es vinculada el error humano, pero sistemas de seguridad quizás más directamente es vinculado a operaciones incorrectas por el operador de tubería.

El evaluador debe ver el riesgo con cuidado y debería considerar alguno y todo el sistema de seguridad en el lugar. Un sistema de seguridad será un dispositivo mecánico, eléctrico, neumático, controlado por computadora que previene en la tubería exista una sobrepresión. La prevención puede tomar la forma de cerrar una fuente de presión, o relevar la presión de la tubería. Dispositivos comunes de seguridad incluyen válvulas de alivio, discos de ruptura, y los interruptores que pueden cerrar válvulas, cerrar el equipo, etc., basado sobre condiciones detectadas. Un nivel de seguridad, como se considera, es cualquier dispositivo que unilateralmente y por separado hace que una acción de prevención de sobrepresión sea tomada. Cuando más de un nivel de seguridad existe, cada uno nivelado independiente del dispositivo anterior y su fuente de poder, la redundancia es establecida (Figura 6-2). La redundancia proporciona la protección de reserva en caso del fallo de un dispositivo de seguridad para cualquier razón. Dos, tres, y aún cuatro niveles de seguridad no son raros para tuberías críticas. (Management Manual, 1992).

En algunos casos, sistemas de seguridad no tienen el control directo del operador de tubería. Cuando otra tubería o quizás una producción es la fuente de presión, el control de aquella fuente y sus seguridades asociadas pueden descansar con un externo. En tales casos, concesiones deben ser hechas para los procedimientos de externos y manejando la disciplina. Inciertamente puede reducir cuando hay inspección directa o atestiguación de la calibración y el mantenimiento del equipo de seguridad del tercero, pero esto no sustituye el control directo del equipo.



**Figura 6-2. Sistemas de Seguridad**  
**Fuente: Pipeline Risk Management Manual.**  
**Cortesía Distribuidora de Gas Natural México.**

Una lista de puntos debería ser diseñada para acomodar todas las situaciones sobre el sistema de tubería. (Management Manual, 1992).

En ejemplo de la lista:

- |    |  |            |
|----|--|------------|
| A. | Ningún dispositivo de seguridad.....     | 0 puntos.  |
| B. | Sobre sitio, solo un nivel.....          | 3 puntos.  |
| C. | Sobre sitio, dos o más niveles.....      | 6 puntos.  |
| D. | Remoto, sólo observación.....            | 1 punto.   |
| E. | Remoto, observación y control.....       | 3 puntos.  |
| F. | No se cuenta, observación activa.....    | -2 puntos. |
| G. | No se cuenta, ninguna participación..... | -3 puntos. |
| H. | Sistemas de seguridad no necesarios..... | 10 puntos. |

Nota: El evaluador debe decidir si él considerará el sistema de tubería en total (no haciendo caso de roturas de sección) para este capítulo. Un sistema de seguridad físicamente podría ser localizado fuera de la sección que este protege. (Ejemplo C).

En esta lista, más de una condición del sistema de seguridad puede existir al mismo tiempo. Los evaluadores definen el sistema de seguridad y los argumentos de sobrepresión. Entonces asignan puntos para cada condición que existe. Los sistemas de seguridad que no, como se piensa, dirigen los argumentos de sobrepresión que no deberían ser incluidos en la evaluación. (Management Manual, 1992).

A. **Ningún dispositivo de seguridad.** En este caso, alcanzar PMAO es posible, y ningún dispositivo de seguridad está presente para prevenir la sobrepresión. Inadecuado, dispositivos incorrectamente diseñados también caerían en esta categoría. Una válvula de alivio que no puede relevar bastante para compensar la fuente de presión es un ejemplo de un dispositivo ineficaz. La falta de protección de sobrepresión termal donde la necesidad existe es otro ejemplo de una situación que debería recibir 0 puntos.

B. **Sobre sitio, sólo un nivel.** Para esta condición solo un dispositivo, localizado en el sitio, ofrece la protección de la sobrepresión. El sitio puede ser la tubería o la fuente de presión. Un presostato que cierra una válvula es un ejemplo. Una válvula de alivio correctamente clasificada sobre la tubería es otro ejemplo.

C. **Sobre sitio, dos o más niveles.** Aquí, más de un dispositivo de seguridad es instalado en el sitio. Cada dispositivo debe ser independiente de todos los otros y ser impulsado por una fuente de poder diferente que los demás. Esto hace que cada dispositivo tenga un nivel independiente de seguridad. Deberían dar más puntos para esta situación porque la redundancia de dispositivos de seguridad obviamente reduce el riesgo.

D. **Remoto, sólo observación.** En este caso, la presión es supervisada de una posición remota. El mando a distancia no es la protección de sobrepresión posible y automática que debe estar presente. Mientras no exista un reemplazo para un sistema automático de seguridad, tal observación remota proporciona alguna reserva adicional. Pueden dar puntos para tales sistemas sólo



si tal observación es practicada el 95 %-100 % del tiempo. Un ejemplo sería una presión que es supervisada y alarmada en una sala de control que estas 24 horas por día y que tiene una fiabilidad de comunicación de más del 95 %. Sobre la notificación de una condición anormal, el observador puede enviar el personal para corregir la situación.

E. **Remoto, observación y control.** Esto es la misma situación que el anterior con el rasgo añadido de capacidades de mando a distancia. Sobre la notificación de sobrepresión, el observador es capaz remotamente de tomar medidas para prevenir la sobrepresión. Esto puede significar parar una bomba o el compresor y la apertura o válvulas de cierre. La capacidad de mando a distancia considerablemente puede hacer impacto a la imagen de riesgo sólo si las comunicaciones son confiables, el 95 % para el encubrimiento de la señal de presión como para la transmisión de la señal de control. El mando a distancia generalmente toma la forma de la apertura o válvulas de cierre y bombas paradas o compresores. Esta condición recibe más puntos porque la acción más inmediata correctiva es posible por la adición sobre las capacidades de mando a distancia.

F. **No se cuenta, observación activa.** Aquí, los dispositivos de prevención de sobrepresión existen, pero no son mantenidos, o controlados por el propietario del equipo que está siendo protegido. El propietario de tubería toma medidas para asegurarse que el dispositivo(s) de seguridad estén correctamente calibrados y mantenidos por observación de tales actividades. La inspección de calibración o informes de inspección sin en realidad atestiguar las actividades, en el juicio, del evaluador puede ganar puntos. Los puntos concedidos aquí deberían reflejar las incertidumbres conectadas no teniendo el control directo de los dispositivos. Asignando puntos negativos aquí, sistemas idénticos de seguridad bajo propiedades diferentes tendrían valores de puntos diferentes. Esto refleja una diferencia en la imagen del riesgo causado por las propiedades diferentes.

G. **No se cuenta, ninguna participación.** Aquí otra vez, los dispositivos de sobrepresión no son manejados, o mantenidos por el propietario del equipo que está siendo protegido. El propietario de equipo confía a otro para su protección de sobrepresión. A diferencia de la categoría anterior, aquí el propietario de tubería no recoge ningún papel activo que se asegura que los

dispositivos de seguridad de verdad son activos. Como tal, los puntos son restados, la incertidumbre añadida ha reducido la eficacia de sistema de seguridad.

H. **Sistemas de seguridad no necesarios.** En el capítulo anterior, PMAO, se concedieron la mayor parte de puntos para la situación en la cual es imposible, bajo cualquier cadena razonable de acontecimientos, para el sistema para alcanzar PMAO. Bajo este argumento, también conceden la mayor parte de puntos porque los sistemas de seguridad no son necesarios. Se piensa que esto no es una situación normal en tuberías a campo traviesa, pero donde esto existe, esta situación plantea el riesgo más pequeño.

Para todos los sistemas de seguridad, el evaluador debería examinar el estado de los dispositivos. Algunas válvulas e interruptores son diseñados para " fallar al cierre " sobre la pérdida de sus suministros de energía (eléctrico o neumático, por lo general). Los otros son diseñados para " fallar al abrir ", y una tercera clase permanece en su última posición " Ultima en suspenso". La cosa importante consiste en que el equipo falla en un modo que deja el sitio en una condición segura.

Ejemplos del uso de esta lista de puntos.

Ejemplo A:

En esta sección de tubería, una estación de bombas está presente. La bomba es capaz de sobrepresionar la tubería. Para prevenir esto, dispositivos de seguridad son instalados. Una sobrepresión en el interruptor sensible parará la bomba y permitirá al producto fluir alrededor de la estación en una manera segura. Si el presostato falla en parar la bomba, una válvula de alivio abrirá y dirigirá la corriente de producto entera bombeada a una llamarada en una manera segura. Esta estación remotamente es supervisada por la transmisión de datos apropiados (incluyendo presiones) a una sala de control que es atendida las 24 horas por día. La parada remota de la bomba de esta sala de control es posible. Las comunicaciones, como se considera, son del 98 % confiable.

**TABLA 7**

<b>Condiciones Presentes</b>	<b>Puntos</b>
C	6
E	3
Puntos Totales = 9	

**Ejemplo B:**

Para este ejemplo, una sección de una tubería de transmisión de gas se interconecta a un proveedor. Esta interconexión conduce directamente a que se puedan producir presiones y caudales que pueden causar sobrepresión en la tubería. Varios niveles de seguridad están presentes en el sitio y en el control del operador. El operador ha estado de acuerdo de asegurarse que el propietario de la tubería que se interconecta este protegido de cualquier presión perjudicial debido a la operación. El propietario de la tubería supervisa los caudales así como presiones sobre la tubería. Esta supervisión es en una base de 24 horas, y el mando a distancia no es posible.

**TABLA 8**

<b>Condiciones Presentes</b>	<b>Puntos</b>
C	6
D	1
G	-3
Puntos Totales = 4	

Notar que dan crédito de la condición C aun cuando el propietario de tubería no tenga ningunos dispositivos de seguridad de su propiedad en esta sección. El hecho que los dispositivos son puntos de autorizaciones presentes; de que ellos no son el control del propietario niega algunos de aquellos puntos (Condición G). También, mientras acuerdos contractuales pueden ser útiles en la determinación de responsabilidades DESPUÉS de un accidente, ellos no, como se piensa, tienen mucho impacto sobre la imagen del riesgo. Si el propietario toma un papel activo en asegurar que los dispositivos de seguridad correctamente son mantenidos, condicionan de F a G que cede una cuenta de puntos totales de 5.

## Ejemplo C:

En este ejemplo, un proveedor entrega el gas vía una alta bomba de presión en una sección de tubería que cuenta con una válvula de alivio de una sección río abajo para prevenir la sobrepresión. El proveedor tiene un presostato en el sitio de la bomba para parar la bomba en caso de alta presión. El propietario de la tubería inspecciona la calibración de la estación de bombas y lleva registros de inspección para este presostato. El propietario de la estación de bombas remotamente supervisa la operación de estación de bombas 24 horas por día.

TABLA 9

<b>Condiciones Presentes</b>	<b>Puntos</b>
B	3
F-G	-2.5
Puntos Totales = 0.5	

Notar también que no dan ningunos puntos para la supervisión remota del proveedor. Otra vez, el evaluador ha hecho la decisión de simplificar, él no desea evaluar sistemas de proveedores más allá de la presencia de dispositivos de paro de sobrepresión directos localizados en el sitio. Finalmente, notar que el evaluador ha concedido puntos para la inspección del propietario de tubería de los registros de mantenimiento de proveedores. El evaluador asume que en este caso, una cantidad de reducción de riesgo es alcanzada por tales inspecciones.

\*Como con cada aspecto de este instrumento de evaluación de riesgo, el evaluador hace interpretaciones dentro de las directrices establecidas. El instrumento puede y debe ser personalizado a la situación particular. El punto importante consiste en que TODOS los contribuidores y los detractores de riesgo son considerados. La magnitud relativa de cada componente de riesgo ya ha sido convenida por oficiales de empresa y empleados. Por lo tanto, el uso uniforme de los instrumento es el punto crítico que el evaluador afronta.

#### 4. Selección de Material.

El evaluador debería buscar pruebas de materiales apropiados que fueron identificados y especificados con la consideración prevista a todas las controversias razonablemente esperadas. Esto puede parecer ser un punto obvio, pero cuando es acoplado con la certeza de que el material apropiado en realidad es instalado en el sistema, un número de fallos históricos podrían haber sido impedidos por la consideración más cercana de este punto. El evaluador debería encontrar cálculos mostrando a todos las controversias esperadas en los componentes del tubo. Esto incluiría capas concretas, capas internas y externas, cerrojos, todos los sistemas de unión, y apoyos, así como la parte estructural (el porte de carga) los miembros del sistema. Los documentos deberían mostrar que el potencial de corrosión incluyendo problemas de incompatibilidad de materiales y problemas relacionados con la soldadura, fueron considerados en el diseño.

Un juego de documentos de control debería existir. Estos documentos de control, en forma de datos específicos de tubería, dan datos sumamente detallados sobre todos los componentes de sistema, del cerrojo a la instrumentación más compleja. Los datos específicos dirigirán los tamaños de los componentes, composiciones materiales, pinturas y otras capas protectoras, y cualquier exigencia de instalación especial. Los dibujos de diseño especifican la posición y los parámetros de ensamble de cada componente.

Cuando cualquier cambio es hecho a la tubería, los documentos de control deberían estar presentes. Todo nuevo, y materiales de reemplazo formalmente deben ser repasados y revisados para permitir otros materiales diferentes. Rígidamente analizando estos documentos, reducen la posibilidad de equivocadamente instalar el material incompatible. La concesión de puntos para este capítulo debería estar basada sobre la existencia y el empleo de los documentos de control que gobiernan todos los aspectos de la selección de material de tubería e instalación. Conceden dos puntos para el mejor empleo de documentos de control, 0 puntos si los documentos de control no son usados.

## 5. Checar

Aquí, el evaluador determina si los cálculos de diseño y las decisiones fueron comprobados en puntos claves durante el proceso de diseño. Las comprobaciones de diseño por profesionales calificados pueden ayudar a prevenir errores y omisión por los diseñadores. Incluso la mayor parte de diseños rutinarios requieren del grado de juicio profesional y son por consiguiente propensos al error. Las comprobaciones de diseño pueden ser realizadas en cualquier etapa de la vida del sistema. Es probablemente imposible con exactitud calibrar la calidad de las comprobaciones, pruebas de que ellos de verdad fueron realizados probablemente tendrá que bastar. Conceden dos puntos para secciones cuyo proceso de diseño fue cuidadoso, supervisado y comprobado.

### 6.3 Construcción.

En medidas del proceso y el alto orgullo de habilidades entre los constructores aseguraría la calidad más alta y la consistencia en el producto final, la inspección no sería necesaria. Lamentablemente, esto no es el estado del presente en la práctica de construcción. Los datos específicos de conformidad son guardados completos para tener una mirada en cuenta de las condiciones que pueden encontrar en el campo. La mano de obra es a menudo transitoria y concesiva de contratos de trabajo hechos únicamente sobre la base del precio más bajo. (Management Manual, 1992).

Para la fase de construcción, el evaluador debería encontrar pruebas de que pasos razonables fueron tomados para asegurar que la sección de tubería fue construida con datos específicos de diseño. Esto incluye comprobaciones sobre la calidad de la habilidad e, inmejorablemente, otra comprobación sobre la fase de diseño. Mientras la prueba de presión de construcción verifica la fuerza del sistema, técnicas de construcción impropias podrían causar problemas lejos en el futuro. Tensiones residuales, causan daño a sistemas de prevención de corrosión, el apoyo en el tubo impropio, y abolladuras o golpes que causan defectos de tensión, son algunos ejemplos de los defectos de construcción que pueden pasar una prueba de presión inicial, pero contribuir a un falla posterior.

1. Inspección.....10 puntos.
2. Materiales.....2 puntos.
3. Conexión.....2 puntos.
4. Rellenando.....2 puntos.
5. Manejo.....2 puntos.
6. Cubierta.....2 puntos.

El evaluador debería satisfacerse que:

**1. Inspección:**

Un inspector calificado estuvo presente para supervisar todos los aspectos de la construcción. La inspección proporcionada fue de primera calidad. Una comprobación de las cartas credenciales del inspector, sus apuntes durante la construcción, su historia de trabajo, y tal vez aún la opinión del constructor podría ser usada en la evaluación del funcionamiento. La notación de los artículos de construcción siguientes también puede depender del funcionamiento percibido del inspector. Si la inspección es una completamente desconocida, deberían conceder 0 puntos. Donde es conocido y bien documentado los puntos máximos deberían concederse.

**2. Materiales:**

Todos los materiales y componentes fueron verificados en cuanto a su autenticidad y conformidad a datos específicos antes de la construcción. La conciencia de materiales potenciales falsificados debería ser alta para la construcción reciente. La requisición de materiales apropiados no es suficiente para este artículo. Una carta al tratante del material del sitio debería ser designada para tomar todos los pasos razonables para asegurar que el material de verdad está siendo instalado en la posición indicada. Pruebas de que correctamente fueron hechas las autorizaciones dan 2 puntos.

**3. Conexión:**

La alta calidad de la habilidad es vista en todos los métodos de secciones de tubo que se unen. Las soldaduras fueron inspeccionadas por el medio apropiado (rayos X, el

ultrasonido, el tinte penetrante, etc.) y todos fueron traídos en el cumplimiento con datos específicos gobernantes. A menudo, la aceptación o el rechazo se determinan por dos inspectores. Los valores de punto deberían ser disminuciones para la inspección de soldadura de menos del 100 %. Otros métodos de conexión (rebordes, conexiones atornilladas, soldaduras de fusión de polietileno, etc.) de modo similar son anotados y basados sobre la calidad de la habilidad y la técnica de inspección. La inspección del 100 % de todas las uniones por la industria aceptó prácticas garantizadas de 2 puntos. Menos del 100 % o la práctica cuestionable o desconocida de inspección reducen los puntos.

#### **4. Rellenado:**

El tipo de relleno y procedimientos de uso aseguran de que no se dañe a la capa. El uniforme y el material de lecho (a veces) comprimido son necesarios para apoyar correctamente el tubo. Los daños de tensión pueden provenir del relleno impropio o el material de lecho. El conocimiento y la práctica de los trabajadores que rellenan/apoyan con técnicas durante la construcción garantiza 2 puntos.

#### **5. Manejo:**

Los componentes, las secciones sobre todo más largas de la tubería, fueron manejados de tal modo que reduce al mínimo las tensiones. El funcionamiento con frío en componentes de acero para los altos niveles de tensión residuales que a su turno son un factor que se contribuye para acentuar la corrosión. El manejo incluye el almacenaje de materiales antes de la instalación. La protección de materiales de elementos dañados debería ser una parte del manejo apropiado. El evaluador debería conceder 2 puntos cuando él ve pruebas del buen manejo de material y técnicas de almacenaje durante y antes de la construcción

#### **6. Cubierta:**

El uso de la cubierta fue supervisada; la cubierta fue inspeccionada con cuidado y reparada antes de la instalación final de tubo. Esto era un paso final para asegurar que nadie en el último minuto dañara la cubierta durante el manejo o la instalación final. La evaluación de la cubierta es hecha en el Capítulo de Corrosión, pero en esta etapa, el potencial de error humano es grande. El manejo apropiado y rellenando también afecta



directamente la condición final de la cubierta. El mejor sistema de cubierta fácilmente puede ser sabotado por errores simples en los pasos finales al instalar la tubería. (Management Manual, 1992).

Otra vez, conceden los puntos máximos cuando el evaluador está satisfecho que los constructores que ejercieron la diligencia prevista en la preocupación para la cubierta. El evaluador debe ser cuidadoso en la valoración de estos temas. Los operadores pueden tener creencias fuertes en cómo estas actividades de prevención de errores fueron realizadas, pero pueden tener pequeñas pruebas para verificar aquellas creencias. Las evaluaciones de las secciones de tubería deben reflejar una consistencia en la concesión de puntos y no ser excesivamente bajo la influencia de creencias infundadas. "Una documentación requerida" es la regla que ayudaría a asegurar la consistencia.

Las excavaciones, aún años después de la instalación inicial, proporcionan pruebas o como fueron realizadas bien las técnicas de construcción. Las conclusiones como cubiertas con daño, ruinas (apoyos temporales de madera, barras de soldadura, instrumentos, rocas, etc.) enterrado con la tubería, capas descuidadas sobre uniones de soldadura, etc., todavía serán presentes más tarde para indicar que quizás no se dio la atención suficiente durante el proceso de construcción.

#### **6.4 Operación.**

Habiendo considerado el diseño y la construcción, la tercera fase, las operaciones, son quizá los puntos de vista más críticos de un de error humano. Esto es una fase en la cual un error puede producir un fallo inmediato. A diferencia de otras fases, las oportunidades de la intervención aquí pueden ser raras. El evaluador debería buscar el sentido del profesionalismo en el modo en que las operaciones son conducidas. Un fuerte programa de seguridad es también prueba de atención siendo usada a la prevención de errores. Ambos de estos, el profesionalismo y programas de seguridad, están entre los temas para reducir errores. (Management Manual, 1992).

Los temas en esta sección son algo redundantes el uno al otro, pero todavía como se piensa, están de pie sobre su propio mérito. Por ejemplo, mejores

procedimientos realzan la educación; educación de elogio de dispositivos mecánicos; mejorar la educación y el profesionalismo por lo general significa que requieren menos supervisión. Las operaciones son la etapa donde la observancia y el control deberían ser maximizados. En cualquier parte donde sea posible, los puntos de intervenciones sean establecidos. Estos intervienen en cualquier proceso donde las acciones contempladas o solamente completándolas son repasadas para la corrección. En un punto de la intervención, es todavía posible invertir los pasos y colocar el sistema atrás en su condición previa (segura).

Una lista de puntos sugerida para evaluar la fase de operaciones es así:

1. Procedimientos.....7 puntos.
2. SCADA o CSAD/Comunicaciones.....5 puntos.
3. Programas de seguridad.....2 puntos.
4. Estudios.....2 puntos.
5. Entrenamiento.....10 puntos.
6. Prevención de Errores Mecánicos.....7 puntos.

### **1. Procedimientos.**

El evaluador debería consultar los procedimientos escritos cubren todos los aspectos de operación de tuberías existente. Hay pruebas que estos procedimientos son usados activamente, repasados y revisados. Tales pruebas podrían incluir llenado en listas de comprobación y copias de procedimientos en posiciones de campaña o con el personal de campaña. Inmejorablemente, el empleo de procedimientos y listas de comprobación reduce la variabilidad. Operaciones más constantes implican menos oportunidad para el error humano. (Management Manual, 1992).

Los ejemplos de procedimientos de trabajo incluyen:

- Mantenimiento de válvula.
- Inspección de dispositivo de seguridad y calibración.
- Pruebas de tubería al inicio.
- Operaciones de bomba.

- Cambios de movimiento de producto.
- Calibraciones de medidores de flujo.
- Mantenimientos de instrumentos.

La lista continúa. Note que el trabajo es cerca de la línea, pero en realidad no tiene implicación de la tubería, también es incluido porque tales actividades pueden afectar la línea. Procedimientos únicos o raros deberían ser desarrollados y comunicados con el cuidado mayor. Un protocolo debería existir de lo que cubre estos procedimientos, quienes los desarrollan, quienes los aprueban, como se entrena, como es el cumplimiento verificado, como a menudo son ellos los que repusieron. Él no tener la rutina es a menudo la más peligrosa.

## **2. CSAD/Comunicaciones (SCADA siglas en ingles).**

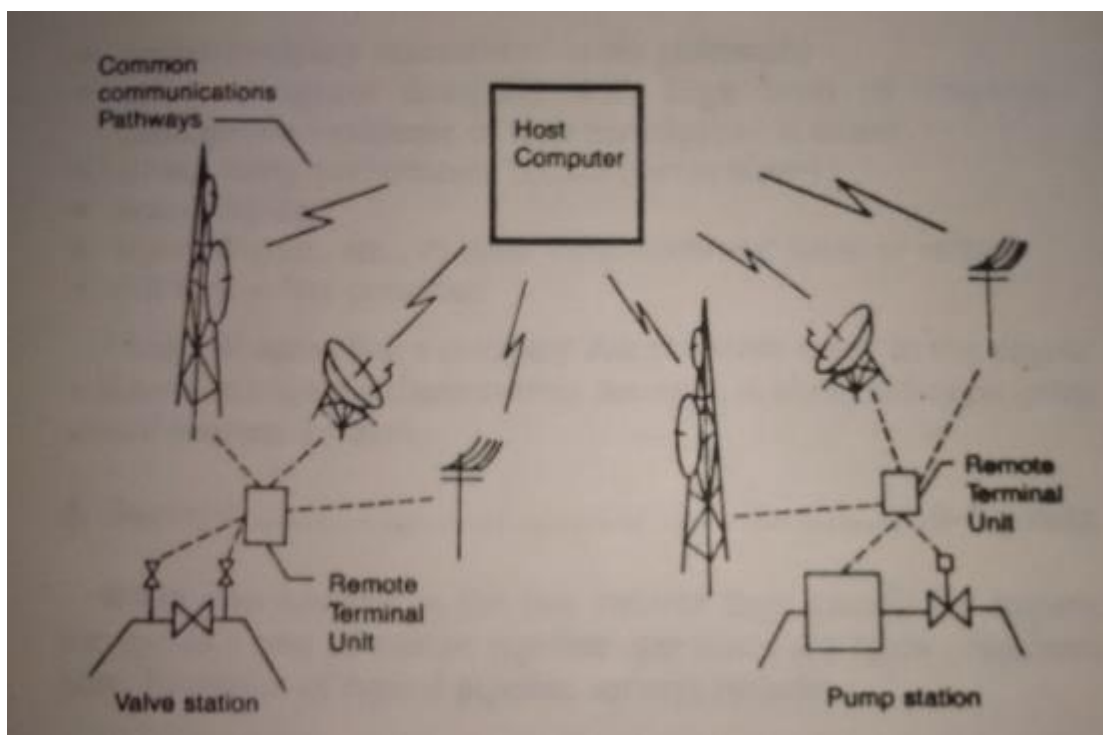
El Control de Supervisión y la Adquisición de Datos (CSAD) mandan por transmisión datos operacionales de la tubería (como presiones, flujos, temperaturas, y composiciones de producto) en puntos suficientes a lo largo de la tubería para permitir la supervisión de la línea de una sola posición (Figura 6-3). En muchos casos, esto también incluye la transmisión de datos de la posición de supervisión central a puntos a lo largo de la línea para tener las operaciones remotas en cuenta de válvulas, bombas, etc. Los dispositivos Unidades Remotas Terminales (URT) proporcionan el interfaz entre los instrumentos de reunión de datos de la tubería y los caminos de comunicación convencionales como líneas telefónicas, eslabones de transmisión de satélite, fibra cables ópticos, ondas de radio, o microondas. (Management Manual, 1992).

En el CSAD los sistemas por lo general son diseñados para proporcionar una vista de una posición total de la tubería entera. Así como el diagnóstico del sistema, la detección de escape, el análisis transitorio, y la coordinación de trabajo pueden ser realizados. La contribución principal del CSAD a la anulación de error humano es el hecho que otro par de ojos mira las operaciones de la tubería. Un detractor es la posibilidad de errores que surgen del centro de control de tubería. Más gente puede implicar más potencial de error, tanto del campo como del centro de control. El énfasis

por lo tanto debería ser colocado sobre como bien las dos posiciones cooperan y la comprobación de uno al otro.

El protocolo puede ser específico en los procedimientos en los cuales ambas posiciones están implicadas. Por ejemplo, la disciplina de operaciones podría requerir la comunicación entre técnicos en el campo y el centro de control inmediatamente antes:

- Válvulas abiertas o cerradas.
- Las bombas y compresores comenzaron o se pararon.
- La red comenzado o parado.
- Instrumentos fuera de servicio.
- Cualquier mantenimiento que puede afectar las operaciones de tubería.



**Figura 6-3. Sistema SCADA/CSAD**  
**Fuente: Pipeline Risk Management Manual.**  
**Cortesía Distribuidora de Gas Natural México.**

Las comunicaciones entre el sitio de campaña y el centro de control deberían ser una condición mínima de justificar puntos en esta sección. Estrictamente para los objetivos de esta sección, un centro de control no tiene que emplear un sistema CSAD.

El aspecto importante es que consultan otra fuente antes de algún potencial de acciones. El teléfono o comunicaciones de radio, cuando correctamente se aplican, pueden ser tan eficaces como el CSAD en la prevención del error humano. Deberían conceder cinco puntos cuando la comprobación del hecho es correctamente realizado. Deberían conceder cero puntos cuando no hay ninguna comprobación del hecho siendo realizada.

### **3. Programas de Seguridad.**

Un programa de seguridad es uno de los factores casi intangibles en el programa de riesgo. Se cree que una empresa con amplio compromiso es difícil. En lo mejor, para satisfacer se buscan pruebas de un compromiso. (Management Manual, 1992).

Tales pruebas pueden tomar la forma de:

- Declaración de empresa de su política de seguridad.
- El programa de seguridad diseñado con el nivel alto de participación del empleado, pruebas de alta participación son encontrados.
- Registro de un funcionamiento fuerte de seguridad (historia reciente).
- Operaciones de verificación.
- Signos, lemas, etc., para mostrar un entorno templado a seguridad.
- Personal a tiempo completo de seguridad.

Lo que más convendrá a una empresa que promueve la seguridad a este grado tendrá un impacto sobre el potencial del error humano. Un fuerte programa de seguridad debería garantizar 2 puntos.

### **4. Estudios.**

Estudios como una parte de operaciones rutinarias de la tubería otra vez son considerados aquí. Los ejemplos de estudios de tubería típicos incluyen:

- Estudios de intervalos cercanos.
- Estudios de condición de la cubierta.
- Detección de deformación por “diablo”.
- Estudios de densidad demográficos.
- Profundidad de estudios de cubierta.

- Sónar estudios submarinos.

Cada uno es requerido para identificar las áreas que aumentaron el riesgo. Un programa formal de inspección, incluyendo la documentación apropiada, implica una operación profesional y una medida de reducción de riesgo. La inspección de rutina indica más proactividad del acercamiento a la operación. Para la sección de tubería que está siendo evaluada, deberían conceder puntos basados sobre el número de estudios realizados contra el número de los estudios útiles que podrían ser realizados allí.

## 5. Entrenamiento.

La educación debería ser vista como la primera línea de defensa contra el error humano y la reducción de accidentes. Para los objetivos de la evaluación de riesgo, entrenar en lo que se concentra en la prevención de fallo es lo más vital. El foco está en evitar cualquier fallo del sistema de tubería que puede amenazar a la vida o la propiedad. Esto es en contraste con la educación que acentúa el equipo protector, primeros auxilios, la prevención de heridas, y la respuesta a la emergencia. Tal educación es incuestionablemente crítica, pero su impacto sobre la imagen del riesgo es indirecto. Esto debería ser tenido presente como el programa de adiestramiento es evaluado para su contribución en la reducción del riesgo. (Management Manual, 1992).

Obviamente, una educación diferente es necesaria para funciones de trabajo diferentes y niveles de experiencia diferentes. Un programa de adiestramiento eficaz, sin embargo, tendrá varios aspectos claves, incluyendo asuntos comunes en los cuales todos los empleados de tubería deberían ser entrenados. Una lista de puntos puede ser desarrollada para acreditar el programa de cada aspecto que ha sido incorporado.

Un ejemplo (con explicaciones detalladas) sigue:

Requisitos mínimos de Documentación.....2 puntos.

Pruebas.....2 puntos.

Otros Temas:

- Características del Producto.....0.5 puntos.
- Estrés del material de la tubería.....0.5 puntos.
- Corrosión de la tubería.....0.5 puntos.
- Control y Operaciones.....0.5 puntos.
- Mantenimiento.....0.5 puntos.

Simulacros de Emergencia.....0.5 puntos.

Procedimientos de Trabajo (los apropiados).....2 puntos.

Programa de Reentrenamiento.....1 punto.

**Fuente:** (Management Manual, 1992).

**Requisitos mínimos de Documentación.** Un documento que expresamente describe los conocimientos que esperan de trabajadores de gasoductos es el principio de un programa bueno. Este documento inmejorablemente declarará las exigencias de conocimiento mínimas para cada posición de trabajo de tubería. El dominio de este conocimiento será verificado antes de que aquella posición sea trabajada por un empleado. Por ejemplo, no permitirán a un operador de estación de bomba manejar una estación hasta que él haya demostrado un mando de todos los requisitos mínimos de aquel trabajo. Esto debería incluir paros de estación, alarmas, monitores, procedimientos, y la capacidad de reconocer cualquier condición anormal en la estación.

**Pruebas.** Un programa formal debería verificar el conocimiento del operador e identificar carencias antes de que ellos representen una amenaza para el sistema de tubería. La prueba que puede ser pasada con la corrección de menos del 100 % puede fallar en identificar la debilidad que se entrena. Inmejorablemente, el operador debería saber exactamente que conocimiento requiere. La prueba debería confirmar que él realmente de verdad posee este conocimiento. Él puede ser probado de nuevo (dentro de límites razonables) hasta que él haya dominado el conocimiento requerido para su

trabajo. Programas para evaluar varían enormemente en la técnica y la eficacia. Es dejado al evaluador de riesgo para satisfacerse que las pruebas alcancen los resultados.

**Otros temas.** Independientemente del trabajo específico, todos los operadores de tubería (y posiblemente, todos los empleados de tubería) deberían tener algún conocimiento básico común. Algunas de estas áreas comunes pueden incluir:

- Características del Producto. ¿Es transportado el producto inflamable, tóxico, reactivo, cancerígeno? ¿Cuáles son los límites de exposición seguros? ¿De ser liberado forma esto una nube? ¿La nube es más pesada o más ligera que el aire? Tal conocimiento disminuye las posibilidades de un operador que hace una decisión incorrecta debido a la ignorancia del producto que él maneja.
- Tensiones del material en la Tubería. ¿Cómo reacciona el material de tubería a tensiones? ¿Cuáles son las indicaciones de acción de insistir demasiado? ¿Cuál es el modo de fallo del material? ¿Cuál es el componente más débil en el sistema? Tales conocimientos básicos no deben ser confundidos con la ingeniería en las mentes de los operadores. Todos los operadores deberían entender estos conceptos fundamentales para ayudar a evitar errores, no sustituir la decisión de la ingeniería. Con este conocimiento aunque, un operador pueda encontrar (y reconocer la importancia) un aumento en la línea que indica que había ocurrido. Todos los aprendices pueden ganar una mejor apreciación de las consecuencias de un fallo de tubería.
- Corrosión de la Tubería. Como en el susodicho asunto, una comprensión básica de corrosión de tubería y sistemas de anticorrosión puede reducir los errores. Con tal educación, un operador daría mayor seguimiento al daño de la cubierta por la presencia de otras líneas de conducción eléctrica enterradas o elevadas como amenazas potenciales a la tubería. El personal de oficina también puede tener la oportunidad de reconocer una amenaza y traerlo a la atención del ingeniero de corrosión, considerando una comprensión fundamental de la corrosión. Un tratante de materiales puede marcar una situación de los metales incompatibles que pueden haber sido pasados por alto en la fase de diseño.



- **Control y Operación.** Esto es el más crítico, a los empleados que en realidad realizan los movimientos de producto, pero todos los empleados deberían entender como el producto es movido y controlado, al menos de un modo general. Un operador que entiende la manera de control que ocurre corriente arriba y corriente abajo de su área de responsabilidad con menor probabilidad comete un error debido a la ignorancia del sistema. Un ingeniero que entiende el los sistema de tuberías esperará que todas las ramificaciones den cambios al sistema.
- **Mantenimiento.** Los conocimientos básicos de los hechos pueden ser valiosos en la prevención de errores. Un trabajador que sabe cómo las válvulas se manejan y por qué el mantenimiento es necesario a su operación apropiada será capaz de marcar carencias en un programa relacionado o el procedimiento. La inspección y la calibración de instrumentos, dispositivos sobre todo de seguridad, van por lo general a mejorar por un empleado bien informado.

**Simulacros de Emergencia.** El papel de simulacros de emergencia como un reductor de riesgo PROACTIVO puede ser preguntado. La respuesta de la emergencia en general, como se piensa, desempeña un papel sólo después de que un fallo ha ocurrido y por consiguiente es considerado en la parte de consecuencias del Factor de Impacto de Escape. Los simulacros, sin embargo, pueden jugar el papel en la reducción del error humano por como los empleados estudian detenidamente un fallo simulado. El análisis consiguiente y la planificación deberían conducir a métodos de reducir la imagen de riesgo. El evaluador debe decidir lo que los simulacros de emergencia en efecto tienen sobre la imagen de riesgo en un caso específico.

**Procedimientos de Trabajo.** El mayor énfasis de educación probablemente debería ser colocado sobre procedimientos de trabajo. En el primero intervienen evitando las acciones impropias de empleados que deben documentar el modo correcto de hacer las cosas. Los procedimientos escritos con regularidad repasados deberían cubrir todos los aspectos de operación de tubería tanto en el campo como en los centros de control. El empleo de procedimientos como un instrumento de educación está siendo medido aquí.

**Programa de Reentrenamiento.** Finalmente, los expertos convienen que la educación no es permanente. La forma de los hábitos que evitan pasos provoca que las cosas sean olvidadas. Alguna manera de reentrenar y algunas nuevas pruebas es esencial sobre un programa de adiestramiento para reducir el error humano. El evaluador debería asegurarse que la lista de reentrenamiento sea apropiada, y que las nuevas pruebas son suficientes para verificar las habilidades de los empleados.

## 6. Prevención de Errores Mecánicos.

La instalación de dispositivos mecánicos para prevenir el error del operador es un reductor de riesgo probado y eficaz. Deberían dar el crédito hacia la reducción de riesgo a cualquier dispositivo que impide un error humano. La premisa aquí está que el operador correctamente es entrenado, el obturador mecánico sirve para ayudar y evitar errores de inatención. Un candado simple y cadena pueden caer en esta categoría. (Management Manual, 1992).

La lista de puntos para esta categoría debería reflejar no sólo la eficacia de los dispositivos siendo tasados, pero también las consecuencias posibles que están siendo prevenidas por el dispositivo. La valoración de esto puede tener que ser subjetiva, en ausencia de buenos datos.

Un ejemplo de una lista con explicaciones detalladas es:

Válvulas de tres vías con instrumentación dual.....	4 puntos.
Dispositivos de cierre.....	2 puntos.
Programa de secuencia de cerradura clave.....	2 puntos.
Computador permisivo.....	2 puntos.
Acción de destacar instrumentos críticos.....	1 punto.

En esta lista, puntos pueden ser añadidos para cada uso hasta un valor máximo de 6 puntos. Un uso es válido sólo si el obturador mecánico en todos los casos está

diseñado para impedir. Si la sección siendo evaluada no tiene ningún uso posible, los puntos máximos (7 puntos) porque no hay ningún potencial para este tipo de error humano.

**Válvulas de tres vías.** Esto es una práctica común en la industria para instalar válvulas entre componentes de tubería e instrumentos. La capacidad de aislar el instrumento permite en el mantenimiento de los instrumentos no tomar la sección de tubería entera averiada. Lamentablemente, esto también permite para un instrumento ser inútil si la válvula de aislamiento es dejada cerrada después de que el mantenimiento del instrumento es completo. Obviamente si el instrumento es un dispositivo de seguridad como una válvula de alivio o el presostato, no debe ser aislado de la tubería que esto protege.

Válvulas de tres vías tienen una entrada y dos salidas. Cerrando una salida, el otro automáticamente es abierto. De ahí, hay siempre una salida libre. Cuando los presostatos, por ejemplo, son instalados en cada salida, un interruptor puede ser averiado y otro siempre será operable. Ambos presostatos simultáneamente no pueden ser aislados. Esto es un ejemplo principal de un obturador mecánico muy eficaz que reduce bastante la posibilidad de un error. Conceden puntos en consecuencia.

**Dispositivos de Cierre.** Estos son los más eficaces que están por norma. Cuando un operador encuentra un dispositivo con un rasgo insólito, el operador con mayor experiencia da la atención más seria a la situación.

**Programas de Secuencia de Cerradura clave.** Estos son usados principalmente para evitar paros en la secuencia y se cometan errores. Un procedimiento de trabajo pide varias operaciones a ser realizadas en una cierta secuencia, y las desviaciones de aquella secuencia prescrita pueden causar problemas serios, un programa de secuencia de cerradura clave puede ser empleado para impedir a cualquier acción siendo tomada antes de tiempo. Tales programas requieren que un operador use ciertas llaves para abrir instrumentos específicos o válvulas. Cada llave abre sólo un cierto instrumento y entonces debe ser usada para conseguir la siguiente llave. Por ejemplo, un operador usa su llave asignada para abrir un panel de otras llaves. De este panel, él al principio puede quitar sólo la llave A. Él usa la llave A para abrir y cerrar la válvula X. Cuando la válvula X está cerrada, la llave B se hace disponible al

operador. Él usa la clave B para abrir la válvula Y. Esto hace que la llave C esté disponible, etc.... Al final de la secuencia, él es capaz de quitar la llave A y lo usa para recuperar su llave asignada. Estos esquemas complicados de secuenciación que implican a operadores y llaves están siendo substituidos por la de un ordenador, pero donde ellos son usados, ellos pueden ser bastante eficaces.

**Ordenador Permisivo.** Estos son el equivalente electrónico con las cerraduras claves descritas en la última sección. Mediante escalas lógicas, el ordenador no será ejecutado si la formación de válvulas no es correcta. Un mando para abrir una válvula no ejecutará si la presión de todos lados de la válvula no está en una gama aceptable. Tal permisivo electrónico esta por lo general en los programas de software que pueden residir en ordenadores locales o remotamente localizados. Un ordenador no es un requisito mínimo, sin embargo, como interruptores de solenoide simples o disposiciones de alambrado pueden realizar funciones similares. El evaluador debería satisfacerse que tal permisivo sea adecuado de realizar las funciones intencionadas y esto con regularidad es probado y calibrado.

**Acción de destacar de Instrumento Crítico.** Esto es simplemente otro método de traer la atención a operaciones críticas. Pintando una válvula crítica de color rojo, o la marcación de un instrumento con una designación especial, el operador quizás hará una pausa y considerará su acción otra vez. Tales pausas para reconsiderar bien pueden prevenir errores serios.

### **6.5 Mantenimiento.**

El mantenimiento impropio es un tipo de error que puede ocurrir en varios niveles de la operación. La falta de atención de dirección, y errores hechos durante las actividades de mantenimiento reales, en todos los errores son directamente o indirectamente que puede conducir a un fallo de tubería. El evaluador otra vez debería buscar el sentido del profesionalismo, así como un nivel alto de comprensión de exigencias de mantenimiento para el uso del equipo. (Management Manual, 1992).

El mantenimiento ordinario debería incluir procedimientos y listas para válvulas de operaciones, el equipo de protección catódico de inspección, probar/calibrar la

instrumentación y dispositivos de seguridad, inspecciones de corrosión, pintura, el reemplazo de componentes, la lubricación de todas las partes de movimiento, el mantenimiento de motor/bomba/compresor, pruebas de tanque, etc.

El mantenimiento también debe ser hecho en una manera oportuna. La frecuencia de mantenimiento debería ser compatible con exigencias reguladoras y normas de industria como un mínimo.

El evaluador puede desear juzgar la fuerza del programa de mantenimiento basado sobre los siguientes:

1. Documentación.....2 puntos.
2. Programa.....3 puntos.
3. Procedimientos.....10 puntos.

**Fuente:** (Management Manual, 1992).

El evaluador debe checar lo siguiente:

### **1. Documentación:**

Existe un programa formal para conservar todo el trabajo administrativo o bases de datos que tratan con todos los aspectos de mantenimiento. Esto puede incluir un sistema de fichas o una base activa de datos en el ordenador. Cualquier mantenimiento habrá sido asociado a la documentación. El programa ideal constantemente ajustará sus prácticas de mantenimiento basadas sobre la colección de datos exactos.

### **2. Programa:**

Existe una lista formal para el mantenimiento ordinario basado sobre la historia de operaciones, regulaciones de gobierno, y prácticas de industria aceptada. Otra vez, esta lista inmejorablemente reflejará la historia real de operaciones, y dentro de directrices aceptables, ser ajustado en respuesta a aquella historia.

### **3. Procedimientos.**

Los procedimientos escritos que tratan con la reparación y el mantenimiento ordinario están fácilmente disponibles. No sólo deben existir estos, también debería ser claro que ellos están en el empleo activo por el personal de mantenimiento. Busque la lista de comprobación, fechas de revisión, y otras pruebas de su empleo. Los procedimientos deberían ayudar a asegurar la consistencia. Requieren que procedimientos especializados aseguren que los factores de diseño originales todavía son considerados mucho después de que los diseñadores sea han ido. Un ejemplo de procedimiento es el de soldar, donde cambios materiales como la dureza, la maleabilidad, y la resistencia de corrosión seriamente pueden ser afectados por el proceso de soldar.

## Capítulo 7: Evaluación del Riesgo

El siguiente es un ejemplo general de cómo funciona esta evaluación de riesgo. Una sección de tubería se estudió según los temas sugeridos en esta tesis. Los párrafos que describen la tubería y su entorno presentan información que se ha dado al evaluador por el operador del gasoducto. Después de cada párrafo es un programa que muestra cómo el evaluador ha dado puntuación a la sección basándose en la información proporcionada.

### Ejemplo

La sección de la tubería evaluada tiene dos millas de longitud, enterrada a una profundidad aproximadamente de 36 pulgadas, excepto para una sección de 200 pies y poco profunda que sólo está enterrada a 30 pulgadas. Una milla de esta sección pasa a través de una zona poblada. Esta claramente marcada con señalamientos.

El operador del gasoducto participa en el sistema de una llamada. Los sistemas de una llamada son requeridos por la ley. Al personal de la compañía del gasoducto se le encomiendan manejar el informe de la llamada, inmediatamente después del recibido el informe.

Hay un programa para concientizar en el lugar que incluye propaganda y el contacto anual de puerta a puerta con los residentes del lugar.

No todos los caminos están marcados con señales que indican la presencia de la tubería. Hay algunos tramos de vía que están cubiertos con vegetación. La sección entera es patrullada por un dron una vez por semana.

#### **1. Daño por Tercero**

- A. Mínima profundidad de la cubierta 30/3 =.....10 puntos. A\***
- B. Nivel de Actividad; Alta Actividad.....0 puntos. A**
- C. Otras tuberías enterradas 0 + 5 + 1 =.....6 puntos. P**
- D. Sistema de llamada 4 + 2 + 2 + 2 + 5 =.....15 puntos. P**
- E. Concientizar 2 + 4 =.....6 puntos. P**
- F. Derecho de Vía.....2 puntos. P**

<b>G. Frecuencia del Patrullaje.....</b>	<b><u>6 puntos. P</u></b>
<b>Total</b>	<b>45 puntos.</b>

**\*A = Atributo** **Total Atributos 16 puntos.**

**P = Prevención** **Total de Prevenciones 29 puntos.**

Esta sección de dos millas contiene tres cruces de carretera encajonados. Se debe considerar que son exposiciones atmosféricas. La única otra exposición a la atmósfera en esta sección, es la exposición del interfaz de la tierra/aire. Aquí es donde el tubo viene indicado en la estación. No hay apoyos, el propio tubo proporciona el apoyo estructural a las válvulas. La estación es expuesta al ambiente caliente, húmedo y está cerca de un complejo industrial. La estación es con frecuencia repintada por pintores profesionales.

El gas natural transportado se cree que es mayormente seco y libre de corrosión por impurezas. Sin embargo, no hay vigilancia que se realice para confirmar esto. Esta sección del gasoducto nunca ha sido limpiada (Diablos).

Un sistema de protección catódica está en el lugar. Los controles del sistema son inspecciones bimensuales del rectificador y los controles de la cama del ánodo son realizados para asegurar que detectan. Hay puntas de prueba en los tubos de tres cubiertas y en cada cruce de tubo exterior (hay cuatro en esta sección). La distancia máxima entre puntas de prueba es 0,5 millas. Lecturas del tubo enterrado son tomadas en estos cruces cada tres meses.

La tubería tiene 12 años. Mientras que el recubrimiento es muy probable se aplicara correctamente antes de su instalación, al exponer el tubo hace dos años reveló algunos daños en el recubrimiento. Este daño podría haberse producido durante la instalación original o pudo haber causado por los movimientos de las arcillas expansivas que predominan en esta zona. La humedad del suelo es bastante común, pero no existe evidencia de la actividad de microorganismos dañinos.

La tubería esta paralela a una línea eléctrica de alta potencia de aproximadamente 1000 pies de altura. El operador no ha dado consideraciones al



potencial de CA inducida por corrosión.

Una revisión del servicio ajeno cercano fue realizada hace cinco años. Expertos en corrosión interpretaron los datos de la revisión y concluyeron que la tubería en esta sección fue bien protegida por la protección catódica. No se ha realizado ninguna inspección interna.

$$2. \quad \text{Corrosión} = (\text{Corrosión Atmosférica}) 20\% + (\text{Corrosión Interna}) 20\% + (\text{Corrosión por metal enterrado}) 60\% = 100\%$$

**A. Corrosión Atmosférica**

- a) Servicios ajenos 1 – 1 (cubiertas múltiples)..0 puntos. A
- b) Atmósfera; Caliente/Humedad/Química.....3 puntos. A
- c) Recubrimiento/Inspección; Buena.....5 puntos. P
- d) Total.....8 puntos.

**B. Corrosión Interna**

- a) Corrosividad del Producto; Desconocida/Posible.....7puntos. A
- b) Protección Interna; Ninguna.....0 puntos. P
- c) Total.....7puntos.

**C. Corrosión por metal enterrado**

- a) Protección Catódica.....8 puntos. P
- b) Condición del Recubrimiento; Pobre.....6 puntos. P
- c) Corrosividad del Suelo; Alta.....0 puntos. A
- d) Edad del Sistema; 10 – 20 años.....1 punto. A
- e) Otros Metales; 7 detectados.....4 puntos. A
- f) CA.....0 puntos. A
- g) Corrosión Mecánica; 7 + Bajo Esfuerzo.....4 puntos. A
- h) Puntas de Prueba; 3 + 3 =.....6 puntos. P
- i) Revisiones Internas; 8 – 5 =.....3 puntos. P
- j) Herramienta de Inspección Interna.....0 puntos. P

**Total.....32 puntos.**

**Total del Índice de Corrosión 8 + 7 + 32 = 47 puntos.**

**Total de Atributos = 19 puntos.**

**Total de Prevenciones = 28 puntos.**

La PMAO de este gasoducto es de 1400 psig. Este PMAO fue confirmado por pruebas hidrostáticas inmediatamente después de la construcción inicial (12 años). La presión de prueba era 2100 psig., mantenida durante 24 horas y validado por un ingeniero independiente a la empresa.

La tubería tiene tubos de 6 pulgadas con espesor de pared de 0,25 pulgadas (nominal) de grado B (Fuerza mínima de la producción especificada (SMYS siglas en inglés) = 35000 psi.) del tubo. Mediciones tomadas del espesor de la pared hace varios años indican que el espesor de pared real (debido a las tolerancias de fabricación) puede ser como 0,23 pulgadas. Todos los cruces de carretera se encajonan. No se ven cargas externas inusuales. El espesor de la pared requerido se calcula de la siguiente manera:

$$t = [(P \times D)/(2 \times SMYS)] + 10\% = 0.146 \text{ pulgadas.}$$

La válvula en esta sección tiene rebordes que están tasados para funcionar a 1480psig de presión. Todos los demás componentes, incluyendo la tubería, están clasificados para esta presión o superior.

Esta sección funciona normalmente a 900 psig o menos. La presión suele ser constante, oscilando entre 100 y 150 psig mensualmente. Ciclos de fatiga, por tanto, se limitan a cerca de 12 por año en el ciclo de magnitudes de alrededor de  $150/1400 = 11\%$  de PMAO. Un golpe de ariete, o de un aumento potencial del 10% PMAO no son posibles con el gas natural que se transporta.

Los suelos muestran amplias grietas de la tierra cuando el suelo se vuelve completamente seco. El agrietamiento de la losa de la casa es común en el área. Excepto daños a la capa del tubo, sin embargo, no se piensa que los movimientos del suelo representen una grave amenaza a este conducto.

### 3. Seguridad en el Diseño.

- a) Factor de seguridad de la tubería;  $[(0.23/0.146)-1] \times 20$   
 =.....11 puntos. **A**
- b) Factor de seguridad del sistema;  $[(1480/1400)-1] \times 20$   
 =.....1 punto. **A**
- c) Esfuerzo; 50 ciclos al 11% PMAO =.....13 puntos. **P**
- d) Potencial de Aumento.....10 puntos. **P**
- e) Prueba Hidrostática;  $[(2100/1400) - 1] \times 30 + 0$  =..15 puntos. **P**
- f) Movimientos de la tubería; Bajo potencial.....6 puntos. A
- Total.....56 puntos.**

**Total de Atributos 18 puntos.**

**Total de Prevenciones 38 puntos.**

Aunque ninguna falta formal o análisis del acontecimiento hayan sido realizados, se piensa que es una posibilidad muy remota que PMAO pueda ser excedido. Las fuentes de la presión en esta línea sólo podrían sobrepresionar la línea si el gas fuera almacenado en la línea durante muchas horas. Una válvula de la línea principal bloqueada y el fracaso de todos los dispositivos de seguridad con la situación no corregida durante muchas horas son el único guion plausible para que la sobrepresión pueda ocurrir.

No hay dispositivos para evitar la sobrepresión en esta sección. Dispositivos de seguridad en las fuentes de presión son de propiedad de otros, no son inspeccionados por el operador del gasoducto, y no son totalmente redundantes. El operador controla las presiones y los caudales aguas arriba y aguas abajo de esta sección. El seguimiento se realiza a través de un sistema SCADA en una sala de control abierta las 24 horas del día.

Los archivos del diseño inicial y construcción son débiles. Algunas personas del conducto que trabaja hoy participaron en las inspecciones de la construcción y el diseño. Estos individuos parecen bien informados en cuanto a un buen diseño y

procesos de instalación y sienten que un buen nivel de profesionalismo fue empleado. Lamentablemente, la documentación no existe para apoyar esto. El evaluador cree que la experiencia y el profesionalismo estuvieron presentes para asegurar un trabajo de calidad del gasoducto, pero el cuidado de registro es tan pobre, que siente que un nivel de incertidumbre existe y concede el 50% de los puntos posibles para temas de construcción y el diseño. Esta parte de la evaluación se aplicará a todos los gasoductos hechos funcionar por este operador, no sólo en esta sección del gasoducto en particular.

El operador no tiene un sistema formal de procedimientos de trabajo. La mayor parte de técnicos tienen notas personales de cuando fueron al principio entrenados. Estas notas sirven de guías, pero no son estandarizadas y no sustituyen el procedimiento de trabajo.

El personal de campo está en comunicaciones estrecha y constante con el personal de la sala de control. Todo el personal del gasoducto es informalmente entrenado --en la capacitación laboral-- y la documentación es esporádica. Todo el personal debe participar en un programa de amplia seguridad. Simulacros de emergencia regulares son parte de este programa de seguridad. Un programa de prueba de drogas está en el lugar antes de ingresar al trabajo, y pruebas arbitrarias a individuos en posiciones críticas.

El operador del gasoducto realiza y documenta revisiones regulares incluso perfiles del cruce del río, control de la corrosión y revisiones demográficas.

Los instrumentos críticos son claramente marcados (pintados de rojo) y son calibración y probados. Aunque los procedimientos no existan, el programa y la documentación asociada con esto y otras actividades de mantenimiento son fuertes. No hay dispositivos mecánicos están presentes para evitar que se produzcan accidentes de desactivación de un instrumento.

#### **4. Operaciones Incorrectas.**

##### **a) Diseño P.**

- 1) Identificación de Peligros.....2 puntos.**
- 2) Potencial PMAO; muy poco probable.....10 puntos.**

- 3) **Sistemas de Seguridad;  $3 + 1 - 3 =$ .....1 punto.**  
 4) **Selección del Material.....1 punto.**  
 5) **Revisión.....1 punto.**  
**Total.....15 puntos.**

**b) Construcción P.**

- 1) **Inspección.....5 puntos.**  
 2) **Materiales.....1 punto.**  
 3) **Conexión.....1 punto.**  
 4) **Rellenado.....1 punto.**  
 5) **Manejo.....1 punto.**  
 6) **Cubierta.....1 punto.**  
**Total.....10 puntos.**

**c) Operación. P**

- 1) **Procedimientos.....1 punto.**  
 2) **SCADA/Comunicaciones.....5 puntos.**  
 3) **Pruebas de drogas.....2 puntos.**  
 4) **Programas de Seguridad.....2 puntos.**  
 5) **Estudios.....2 puntos.**  
 6) **Entrenamiento.....2 puntos.**  
 7) **Prevención de Errores Mecánicos.....0 puntos.**  
**Total.....14 puntos.**

**d) Mantenimiento. P**

- 1) **Documentos.....2 puntos.**  
 2) **Programas.....3 puntos.**  
 3) **Procedimientos.....1 punto.**  
**Total.....6 puntos.**

**Operaciones Incorrectas  $15 + 10 + 14 + 6 = 45$  puntos.**

**Previsiones Totales 45 puntos.**

**Atributos Totales 0 puntos.**

**Suma total de los temas  $45 + 47 + 56 + 45 = 193$  puntos.**

**Suma Total de los Atributos =  $16 + 19 + 18 = 53$  puntos.**

**Suma total de las Previsiones =  $29 + 28 + 38 + 45 = 140$  puntos.**

**Es muy importante saber cuáles y cuantos son los atributos y prevenciones con los que contamos para nuestro control de riesgos.**

Al analizar el ejemplo, hay que tener en cuenta que para poder iniciar una evaluación del riesgo se requiere de recopilar una cantidad considerable de información para gestionar el riesgo a través de cada capítulo de esta tesis y la forma en la cual se dividen los riesgos que debemos afrontar así como sus maneras de prevenirlos; por lo tanto al tener la información podemos dar comienzo a una evaluación del riesgo y de esta manera generar un plan de acción en cual objetivo es aumentar el puntaje de cada capítulo (Daños por terceros, Corrosión, Seguridad en el Diseño y Operaciones Incorrectas).

## Conclusiones

Se concluye que los objetivos propuestos al inicio de esta tesis fueron alcanzados en su totalidad y el resultado de ello son las siguientes medidas de seguridad que requieren las instalaciones de gas natural:

1. Todo sistema de distribución de Gas Natural empezando desde el CityGate hasta la conexión antes de la red interna comercial o habitacional requiere de controles básicos para controlar la temperatura, presión y flujo con el fin de no afectar el sistema mecánico de la red.

2. Se debe contar con un sistema de alarmas (audibles y visuales) en las estaciones Citygate que permitan una detección oportuna de anomalías o fallas del sistema para su pronta reparación.

3. Se concluyó que el gasoducto cuente con un sistema supervisor y recopilador de información CSAD o SCADA (Supervisory Control and Data Acquisition, por sus siglas en inglés) el cual permite controlar vía remota la operación de un gasoducto y actuar de forma automática en el caso de la existencia de una condición de riesgo o incidente. Este sistema actúa remotamente al accionar las válvulas de seccionamiento cuando se detecta una anomalía en las variables del sistema.

4. Se debe contar con sistemas de relevo como válvulas de seguridad (válvulas PSV, regulador, discos de ruptura) para evitar así una sobrepresión en el sistema, cierre accidental de una válvula.

5. Conforme a la normatividad mexicana las estaciones de distribución deben contar con señalamientos para su rápida identificación de peligros. Además debe contar con un sistema contra incendios (red de hidrantes, extintores, equipo de bombero).

6. Se concluyó por qué el congelamiento del gas, y por lo tanto

para evitar que un sistema de distribución de Gas Natural sufra daños por congelamiento en válvulas, actuadores y daño en el piloto se debe colocar un calentador catalítico que permita mantener el gas a una temperatura promedio de 22°C.

7. Como protecciones físicas se consideran la distancia, especialmente el Derecho de vía. Este comprende una franja de 12 m por donde se instala el gasoducto. Además, la normatividad establece que el gasoducto debe de ir enterrado al menos 1 m de profundidad con respecto al nivel de suelo, con excepción de algunos casos especiales como cruce de ríos o vías de comunicación (hasta 3 m).

8. Se debe contar con un programa de prevención contra la corrosión de tubería enterrada, sumergida y expuesta ya que esta uno de los puntos más críticos en un sistema de distribución.

9. Se debe contar un Estudio de Riesgo Ambiental y a su vez con un Programa de Prevención de Accidentes que es solicitado por EL Reglamento de La Ley en Materia de Evaluación del Impacto Ambiental (Art. 17 y 18).

10. En cumplimiento con el punto anterior se debe contar con un resolutive de Dirección General de Gestión Integral de Materiales y Actividades Altamente Peligrosas (DGGIMAR) con la aprobación del Estudio de Riesgo Ambiental.

11. Se debe contar con un Programa de Respuesta a Emergencias o El Programa Interno de Protección Civil (PIP) que nos da pautas para actuar en diferentes escenarios de riesgo que pueden encontrarse en el manejo de Gas Natural como pueden ser cierre de válvulas de Seccionamiento (manuales o automáticas), delimitar la zona para permitir que el gas se pueda quemar sin generar ninguna riesgo de exposición al fuego, la forma de dispersar el gas en



caso de una acumulación grande.

12. Implementar un sistema de señalización e identificación de tuberías para evitar que terceros puedan ejercer algún daño por excavación que realizan servicios de agua, drenaje, eléctrico y gas.

13. Se debe contar con un programa de inspección y mantenimiento de la red en zonas habitacionales y comerciales conforme a lo que dicta la NOM-002-SECRE-2010, como puede ser la inspección a la protección contra la corrosión (pintura y aislantes), detección de fugas, ajuste de reguladores y actuadores.

En conclusión, en lo personal he visto que en México se cuenta con ingenieros de muy altos conocimientos en el diseño, construcción y distribución de Gas Natural y por el tiempo que estuve trabajando con ellos puedo decir lo siguiente:

En un sistema de distribución de Gas Natural en México los riesgos más altos a los que se enfrenta un ingeniero de Diseño, Mantenimiento u Operaciones son el Riesgo de Daño por Corrosión y el Riesgo por Daño de Terceros.

El Riesgo por corrosión es muy alto ya que en México tenemos climas muy variados por lo que los gasoductos (redes de hasta 1000 km) pueden pasar de climas áridos a climas fríos a climas de alta humedad por lo que el ingeniero requiere de estar rediseñando la evaluación del riesgo continuamente. Además en mi experiencia he visto que el tema de la corrosión es muy extenso dividiéndose en 4 niveles de especialidad en el tema de la Prevención de la Corrosión.

En el Riesgo de Daños por Terceros se debe a que en México se tiene una gran cantidad de tomas clandestinas de combustibles por tuberías de manera desafortunada por falta de información las personas no cuentan con el conocimiento del peligro que representa dañar o intentar tener una toma clandestina en un gasoducto, esto nos lleva a los casos de explosiones por acumulación de gas en cañerías o en el mismo gasoducto que dañaron.

Finalmente en México lo que se requiere es un programa de educación a la población sobre los beneficios y peligros del manejo del Gas Natural ya que la población en general le teme a este combustible y rechazan la construcción de nuevas redes de gasoductos que pueden ser un beneficio para las comunidades, de manera que se aproveche este combustible ya que desafortunadamente al no contar con el apoyo de la población más del 70% de las reservas de Gas Natural se queman.

## **Bibliografía**

- W. Kent Muhlbauer. (1992). PipeLine Risk Management Manual. Houston, Texas: Gulf Publishing Company.
- The American Gas Association. (1990). Distribution. Arlington, Virginia: American Gas Association.
- Alexis Vladimir Mora Garcia. (2007). Evaluación de los Riesgos Involucrados en el Almacenamiento, Transporte y Distribución del Gas Natural. Facultad de Ingeniería: UNAM.
- Norma Oficial Mexicana. NOM-001-SECRE-2010, Cd. México, México. <http://www.cre.gob.mx/articulo.aspx?id=144>
- Norma Oficial Mexicana. NOM-002-SECRE-2010, Cd. México, México. <http://www.cre.gob.mx/articulo.aspx?id=144>
- Norma Oficial Mexicana. NOM-003-SECRE-2011, Cd. México, México. <http://www.cre.gob.mx/articulo.aspx?id=144>
- Norma Oficial Mexicana. NOM-007-SECRE-2010, Cd. México, México. <http://www.cre.gob.mx/articulo.aspx?id=144>
- Norma Oficial Mexicana. NOM-008-SECRE-1999, Cd. México, México. <http://www.cre.gob.mx/articulo.aspx?id=144>
- Norma Oficial Mexicana. NOM-009-SECRE-2002, Cd. México, México. <http://www.cre.gob.mx/articulo.aspx?id=144>
- Comimsa. (2016). Control de Corrosión mediante Protección Catódica. Saltillo, Coahuila. [www.comimsa.com.mx](http://www.comimsa.com.mx)
- Método William Fine, Análisis de Riesgos. <http://www.prevencionintegral.com>

## Apéndice A Tabla del Método FINE

ANÁLISIS DE SEGURIDAD EN EL TRABAJO (A S T)											
Utilice este formulario para identificar los riesgos y recomendar los controles para cada paso de un trabajo para minimizar el riesgo al personal, medio ambiente y los bienes.											
Descripción de tareas:											
Evaluado por:						Fecha:					
Area:						Revisado por el Jefe de Seguridad:					
Instrucciones:											
1. Romper el trabajo / tarea en los pasos necesarios para completarla.											
2. Identificar los riesgos y asignar la puntuación de riesgo antes de la ejecución de las acciones correctivas.											
3. Interpretar los resultados de clasificación de riesgos e identificar las acciones correctivas de acuerdo a la jerarquía de control.											
4. Determinar la consecuencia, la probabilidad de clasificación de riesgos de puntuación y con las medidas correctoras en su lugar.											
PASO	Descripción del trabajo (Qué se hace, paso a paso?)	Peligros identificados	ANTES DE ACCIONES CORRECTIVAS			ACCION CORRECTIVA	DESPUES DE ACCIONES CORRECTIVAS			¿POR QUIEN?	¿CUANDO?
			Conse- cuencia	Proba- bilidad	Grado de Riesgo		Conse- cuencia	Proba- bilidad	Grado de Riesgo		

ANÁLISIS DE SEGURIDAD EN EL TRABAJO (A S T)										
<b>LISTA DE POSIBLES RIESGOS:</b>										
<b>Accesos</b>			<b>Superficies calientes / frías</b>			<b>Deslizamientos / Viajes riesgosos</b>			<b>Otras</b>	
Bacterias, parásitos e insectos			Fuentes de ignición			Herramientas / equipo				
Espacios Confinados			Ubicación de otras superficies			Objetos inestables				
Daño a los equipos			Fugas de Gas, derrames			Vehículos				
Mercancia / Sustancias peligrosas			Ruido			Vibraciones				
Fuentes de energía por ejemplo eléctrica o neumática			Manual de manejo de sustancias peligrosas			Condiciones meterológicas				
Contaminación ambiental			Radiaciones			Trabajo en alturas				
<b>CALCULADORA DE RIESGO</b>										
<b>PROBABILIDAD</b>		<b>CONSECUENCIA</b>								
		<b>1: INSIGNIFICANTE</b>	<b>2: MENOR</b>	<b>3: MODERADO</b>	<b>4: MAYOR</b>	<b>5: CATASTROFICO</b>				
A: CASI SEGURO		ALTO	ALTO	EXTREMO	EXTREMO	EXTREMO				
B: PROBABLE		MODERADO	ALTO	ALTO	EXTREMO	EXTREMO				
C: POSIBLE		BAJO	MODERADO	ALTO	EXTREMO	EXTREMO				
D: IMPROBABLE		BAJO	BAJO	MODERADO	ALTO	EXTREMO				
E: RARO		BAJO	BAJO	MODERADO	ALTO	ALTO				
<b>PROBABILIDAD Y CONSECUENCIA</b>										
<b>CONSECUENCIA</b>			<b>PROBABILIDAD</b>							
<b>NIVEL</b>	<b>DESCRIPCION</b>	<b>EJEMPLO / DETALLE / DESCRIPCION</b>	<b>NIVEL</b>	<b>DESCRIPCION</b>	<b>EJEMPLO / DETALLE / DESCRIPCION</b>					
1	INSIGNIFICANTE	No lesiones, bajas pérdidas financieras	A	CASI SEGURO	Se espera ocurra en la mayoría de las circunstancias					
2	MENOR	Tratamiento de primeros auxilios, medianas pérdidas financieras	B	PROBABLE	Que probablemente ocurra en la mayoría de las circunstancias					
3	MODERADO	Tratamiento médico requerido, dentro del lugar o con asistencia externa, alta pérdida financiera	C	POSIBLE	Podría ocurrir en algún momento					
4	MAYOR	Lesiones extensas, pérdida de capacidad de producción, mayor pérdida financiera	D	IMPROBABLE	Podría ocurrir en algún momento					
5	CATASTROFICO	Muerte, tóxicos fuera de sitio de liberación con efectos perjudiciales, enormes pérdidas financieras	E	RARO	Puede ocurrir solo en circunstancias excepcionales					
<b>NIVEL DE RIESGO Y MEDIDAS</b>										
<b>EXTREMO</b>		A corto plazo los controles deben implementarse inmediatamente. A largo plazo las medidas de control deben desarrollarse en 7 días								
<b>ALTO</b>		A corto plazo los controles deben implementarse dentro de las primeras 24 horas. A largo plazo las medidas de control deben desarrollarse en 14 días								
<b>MODERADO</b>		A corto plazo los controles deben implementarse dentro de las primeras 7 días. A largo plazo las medidas de control deben desarrollarse en 4 semanas								
<b>BAJO</b>		Se debe desarrollar un procedimiento de trabajo seguro para esa tarea.								
<b>JERARQUÍA DE CONTROLES</b>										
Eliminación			La eliminación completa de los riesgos							

## **Apéndice B Calentador Catalítico**

El calentador catalítico es fabricado para producir en forma segura calor sin llamas. Cada calentador catalítico es puesto a prueba por el fabricante para asegurar que funcione bien. Cada unidad es puesta a temperatura de operación y verificada para que no tenga escapes y que continúe prendido. Instalación apropiada y mantenimiento seguro le garantiza años de buen servicio sin fallas.

### COMO TRABAJA

Los calentadores usan una cama de catalizador que convierte gas natural o gas licuado en calor, carbón dióxido y vapor de agua. La cama del catalizador no empieza combustión hasta que haya sido pre- calentado a 250° F esto se realiza conectando la energía de acuerdo a las conexiones eléctricas en el calentador. Después de un corto tiempo el gas es introducido lentamente al calentador, para que su auto- combustión empiece a funcionar. Una vez la reacción catalítica empieza a reaccionar de acuerdo a lo establecido, la conexión a la energía eléctrica es desconectada.

El catalizador es consumido o destruido en el proceso de la combustión catalítica siempre y cuando exista gas y aire limpio introducido al calentador. El proceso continuara infinitamente.

### INSTALACION

Para mejor resultados, los calentadores deben de ser montados en una posición vertical. Si la cara del calentador tiene que ser movida de la posición vertical el Angulo no debe de exceder los 45° es absolutamente necesario montar el calentador en una posición horizontal que debe tener al menos 10°. Debe ser mantenido para asegurar QUE NO SE junten las combustiones en la cara del calentador y que el calentador reciba el aire suficiente. Es muy importante que los calentadores sean protegidos de la lluvia, la nieve, y el viento, instale en un lugar donde no ocurra esto. Debe tener cuidado si pone un calentador en un lugar cerrado, este tiene que tener buena ventilación para que reciba suficiente aire el calentador. Si los calentadores son usados para calentar plástico o partes de tela debe tener mucho cuidado y dirigir el calor lejos de las partes que son delicadas al calor. Si más calor es necesitado para un objeto en particular, se puede agregar pintura negra de alta presión que le ayude a incrementar el calor.

### CONEXIÓN CON TUBERIA

El gas debe de ser conectado como es enseñado en la figura 1. Note que algunas de las partes enseñadas en el dibujo son opcionales y puede que no aplique a su calentador un filtro de gotera que es muy fuertemente recomendado cuando usa gas natural para prevenir líquidos y otra basuras que tapan el regulador o que pase al calentador. Una puesta en el lado de salida del regulador de baja presión puede ser muy necesario por si tiene problemas con su calentador y se tiene que buscar el problema si es necesario.

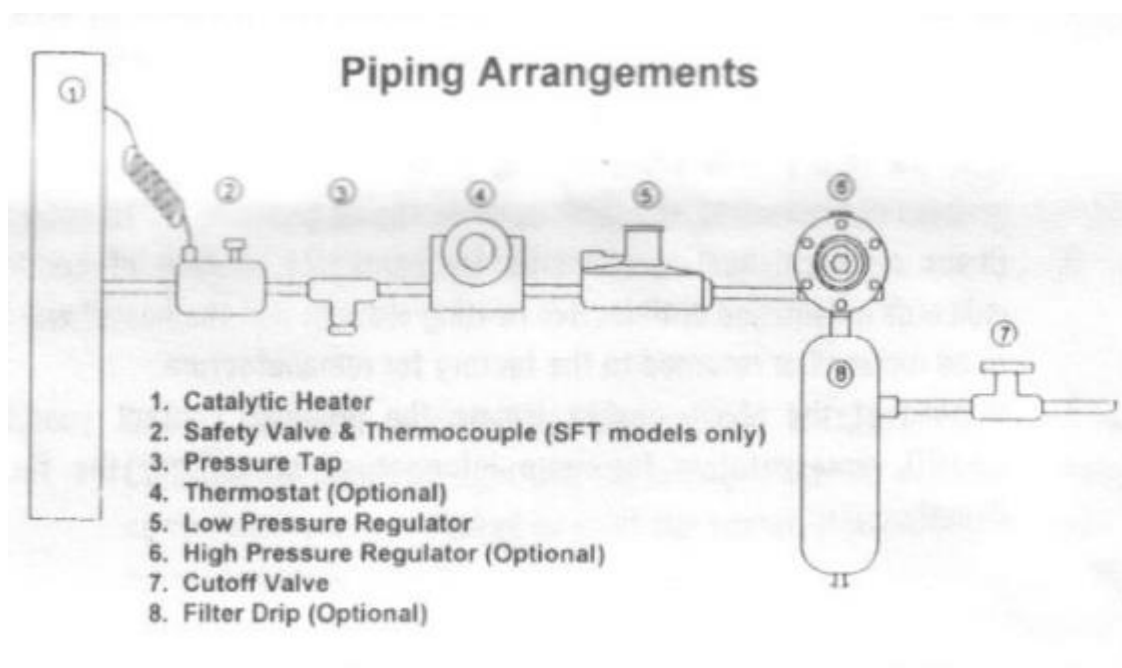


FIGURE 1. ARREGLOS DE  
TUBERIAS

1. CALENTADOR CATALITICO
2. VALVULA DE SEGURIDAD
3. TAPA DE PRESSION
4. THERMOSTATOS
5. REGULADOR DE PRESSION BAJA
6. REGULADOR DE PRESSION ALTA (OPTIONAL)
7. VALVULA DE CORTE CERADO
8. FILTRO DE GOTERA (OPTIONAL)

### THERMOSTATOS

Los termostatos son disponibles como una opción para controlar los calentadores catalíticos. Los termostatos tienen que ser sentados en una específica medida del calentador, que va a regular la entrada de gas al calentador los calentadores debe ser montado después de regulador de presión baja. (Figura 1). Cuando el termostato es puesto a punto, la válvula cierra, dejando pasar lo más mínimo de gas que entrara en el calentador. El sensor en el termostato consiste de un bulbo hidráulico conectado al termostato por un capulario. Los dos bulbos y el capulario son frágiles y se debe tener cuidados al ser usado. El bulbo debe de ser pegado a la parte de la válvula de control porque es el más delicado a los efectos del calor.