



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

**COMPARACIÓN DE MÉTODOS DE
ANÁLISIS DE RIESGO EN OLEODUCTOS**

T E S I S
que para obtener el título de
ingeniero industrial

P R E S E N T A

MARISSA MONTEFORT RESÉNDIZ

ASESORA: DRA. RINA AGUIRRE SALDIVAR

MÉXICO, D. F.

2013



Índice general	Página
Índice de figuras	iii
Índice de tablas	iv
Introducción	5
1. Marco teórico	11
1.1 Riesgo	11
1.2 Análisis de riesgo	15
1.2.1 Definiciones	15
1.2.2 Necesidad del análisis de riesgo	16
1.3 Metodologías para el análisis de riesgo	16
1.3.1 Métodos comparativos	17
1.3.2 Índices de riesgo	18
1.3.3 Métodos generalizados	19
1.4. El petróleo en México	21
1.4.1 Proceso productivo	21
1.4.2 Almacenamiento y transporte	23
1.4.3 Elementos de riesgo	24
1.4.3.1 Descripción de amenazas	25
1.4.3.2 Descripción de vulnerabilidades	26
2. Selección de metodología	28
2.1 Selección de métodos de análisis de riesgo en ductos	28
2.2 Selección del ducto	29
2.3 Metodologías seleccionadas	29
2.3.1 Análisis HAZOP	30
2.3.2 Índice Muhlbauer	33
3. Análisis de riesgo en oleoductos	44
3.1 Identificación de amenazas	44
3.2 Identificación de vulnerabilidades	46
3.3 Análisis de riesgo	48
3.3.1 HAZOP	48
3.3.2 Metodología Muhlbauer	50
3.3.3 Discusión de resultados	54
Conclusiones y recomendaciones	56
Glosario	58
Mesografía	60

INDICE DE FIGURAS

	Página
1.1 Tipos de riesgo	12
1.2 Clasificación de amenazas naturales	13
1.3 Mapa infraestructura de poliductos y oleoductos	23
2.1 Clasificación de la metodología Muhlbauer	34
3.1 División municipal del Estado de Veracruz (INEGI, 2010)	44

INDICE DE TABLAS

	Página	
1.1	Ventajas y desventajas de los métodos de análisis de riesgo	20
1.2	Productos de PEMEX	22
2.1	Metodologías de identificación de peligros por etapa de proyecto	28
2.2	Clasificación de la frecuencia de ocurrencia	31
2.3	Clasificación de los daños esperados	31
2.4	Matriz HAZOP para estimación de riesgo	32
2.5	Clasificación de riesgos	33
3.1	Especificaciones del tramo Nuevo Teapa–La Guadalupe	44
3.2	Regiones sísmicas en Veracruz	45
3.3	Datos de amenazas antropogénicas en ductos (1994-2003)	46
3.4	Número de fallas por corrosión (1994-2003) ¹	47
3.5	Análisis de riesgo HAZOP para la presión de operación	49
3.6	Análisis de riesgo HAZOP para el flujo de operación	49
3.7	Análisis de riesgo pero medio de índices Muhlbauer	51
3.8	Orden jerárquico de riesgo de los índices de Muhlbauer	53

Introducción

La industria, al igual que cualquier otra actividad humana, está sometida a riesgos; sin embargo, por sus condiciones de operación (temperatura, presión, flujo, nivel y manejo de sustancias peligrosas), los riesgos pueden ser mayores al de otras actividades, como por ejemplo los servicios. Por lo tanto, es necesario decidir qué tipo y nivel de riesgo está dispuesto el ser humano a admitir para disfrutar de los beneficios de la fabricación de los diferentes productos industriales.

Para decidir qué riesgos son aceptables se requiere estimar su magnitud. Para esto es necesario realizar un análisis sistemático y completo de todos los aspectos riesgosos involucrados en cada industria. Los estudios de identificación y cuantificación de riesgos se denominan análisis de riesgo y su objetivo es estimar el nivel potencial de peligro de una actividad humana (industrial) para determinar la magnitud del daño y de la probabilidad de ocurrencia.

El análisis de riesgo se ha convertido en una herramienta de planeación y seguridad industrial muy importante y en la industria petrolera no es la excepción.

Antecedentes

El análisis de riesgo se organizó, como campo del conocimiento, en las últimas tres décadas, pero tiene raíces muy antiguas. Su auge se debe principalmente a que en varios países se han aprobado normas para proteger el ambiente que exigen la aplicación de este análisis (Montoya, 2008).

El análisis de riesgo es una herramienta multidisciplinaria que incluye, además de los conceptos de seguridad ocupacional tradicionales, criterios relacionados con la contaminación ambiental y la presencia en el medio de sustancias tóxicas y/o bio

acumulables (como metales pesados y radioactividad). Algunos de los criterios empleados en este análisis son (Kopplin, 2004):

- El reconocimiento de la introducción o descubrimiento de nuevas sustancias en el ambiente
- La exposición ocupacional a una sustancia peligrosa o radiación
- Contaminación del aire, tanto en espacios interiores como en el exterior
- Disposición de residuos peligrosos
- Presencia de sustancias peligrosas en la cadena alimenticia
- Identificación de instalaciones que manejan o producen sustancias tóxicas.

El análisis de riesgo se emplea en instalaciones industriales que incluyen operaciones de minería, transporte, generación de energía, fabricación y eliminación de desperdicios, que tienen peligros inherentes y por lo tanto requieren de un manejo cuidadoso. Los riesgos asociados con estas operaciones no son solo los relacionados con el manejo de sustancias peligrosas sino con accidentes que pueden o no involucrar dichas sustancias.

Cada riesgo involucra la existencia de una amenaza (presencia de sustancia tóxica, un fenómeno natural o una condicional laboral inadecuada), además de un elemento vulnerable (personal expuesto a las sustancias, falta de protección contra desastres naturales, falta de capacitación del personal o de mantenimiento de las instalaciones).

Además de los fenómenos naturales, las fallas humanas y las condiciones de operación son amenazas importantes a considerar dentro de los análisis de riesgo. En general, se puede distinguir tres aspectos a evaluar dentro de un análisis de riesgo:

- Condiciones de operación que pueden ocasionar accidentes (rompimiento de tuberías, conexiones flexibles, filtros, válvulas, recipientes, bombas, compresores, tanques, etc.).

- Condiciones de salud y bienestar ocupacional de los operarios, que puedan repercutir sobre la seguridad de los mismos.
- Condiciones geográficas del sitio de la instalación que la hagan más o menos susceptible a fenómenos naturales.

Justificación

La naturaleza de los procesos industriales y operaciones que se realizan en PEMEX implican riesgos de accidentes, mismos que deben identificarse y evaluarse para implantar las medidas que eviten la ocurrencia de los mismos o que minimicen las consecuencias asociadas a dichos riesgos (PEMEX, 2007).

Para los análisis de riesgo en PEMEX es común utilizar una metodología conocida como *what if?* por ser un método sencillo y económico, además de ampliamente aplicable. Sin embargo, el método se basa en contestar preguntas previamente formuladas por un grupo multidisciplinario; pero, si en este grupo pasara desapercibido algún escenario de riesgo importante, las consecuencias podrían alcanzar un máximo riesgo. Por la razón anterior, el método *what if?* no necesariamente es la herramienta de análisis más adecuada.

Existen otros métodos de análisis de riesgo, sin embargo, la mayoría de ellos requieren información específica con respecto a las probabilidades de falla, y por lo tanto generalmente no son aplicables para las instalaciones de PEMEX en México, donde la información detallada no existe.

PEMEX requiere de metodologías adecuadas para el análisis de riesgo en cualquiera de sus instalaciones; un caso especial son los ductos que transportan combustibles fósiles. Estos ductos pueden tener un tiempo de uso largo, no son necesariamente bien mantenidos por falta de capacitación al personal y/o recursos y

por último puede presentarse el robo de partes y extracción de contenido (conocido como *ordeña*).

Objetivo

Analizar los métodos de análisis de riesgo para encontrar los más aplicables a ductos; aplicar los métodos propuestos a un tramo de un oleoducto de PEMEX, para establecer las ventajas y desventajas, así como las limitaciones y bondades de cada método.

Metodología

Para cumplir con el objetivo, el primer paso es la descripción y estudio de los diferentes métodos de análisis de riesgo existentes, con la finalidad de aplicar la mejor metodología para los ductos conductores de hidrocarburos líquidos en México. Posteriormente, se describirán las condiciones de operación del oleoducto para identificar sus áreas de oportunidad.

A partir de las condiciones de operación se deberán identificar los peligros de proceso, evaluar y jerarquizar los riesgos potenciales que afecten al personal, población, medio ambiente, instalación y producción.

La evaluación de riesgos permite emitir recomendaciones que apoyen las acciones preventivas y/o correctivas para controlar, minimizar y/o mitigar las consecuencias en las áreas de afectación por algún evento no deseado (fuga, derrame, incendio, explosión) durante el proceso de operación del oleoducto.

Finalmente se discute el comportamiento de las dos metodologías de análisis de riesgo seleccionadas para ductos terrestres y las medidas de prevención para mitigar los riesgos más significativos identificados.

Alcances y limitaciones

Esta tesis enfrentó importantes desafíos durante su elaboración, debido principalmente a las dificultades en el acceso a la información. Sin embargo, se contó con el valioso apoyo de personal del Instituto Mexicano del Petróleo (IMP), lo que permitió incluir información experimental de primera mano.

En términos generales para realizar el presente estudio se tuvieron los siguientes alcances y limitaciones:

- La mayoría de los datos empleados en este trabajo son de cursos, normas de referencia y manuales de PEMEX.
- Dado que el objetivo de este trabajo es la comparación entre diferentes métodos de análisis de riesgo, no se consideró necesario realizar trabajo de campo ya que se contaba con la información suficiente.
- Ante el importante número de gasoductos y oleoductos que existen en México (y por ser un estudio comparativo de métodos, no de oleoductos), el análisis de riesgo solo se aplicó solo a una parte del oleoducto Nuevo Teapa-Tula; la sección Nuevo Teapa-La Guadalupe.
- Para seleccionar las amenazas naturales a considerar se tomó en cuenta la información estatal de Veracruz (donde se encuentra el tramo Nuevo Teapa-La Guadalupe).
- Para seleccionar las amenazas antropogénicas y vulnerabilidades, se recurrió a la experiencia del personal del IMP.

- La selección de los métodos de análisis de riesgo se realizó considerando un método tradicionalmente usado por PEMEX contra otro diseñado específicamente para oleoductos (aunque aún no autorizado por la SEMARNAT).
- Para la aplicación del método de análisis de riesgo tradicional se empleó el programa computacional DNV (DetNorske Veritas) que incluye los métodos HAZOP (Hazard and operability), whatif?, checklist y FTA (FailureTreeAnalysis).
- El método específico de comparación fue el propuesto por Kent Muhlbauer (1997) en su Manual de gestión de riesgos para ductos (Pipeline Risk Management Manual).

Estructura de la tesis

La información de esta tesis se organiza en tres capítulos: en el primero se presentan las bases teóricas sobre riesgo y una breve descripción sobre la industria petrolera y las redes de oleoductos en México; en el segundo la selección de métodos de análisis de riesgo en ductos; en el tercero se presentan la aplicación de los métodos de análisis de riesgo seleccionados y se discuten sus resultados, y finalmente se presentan las conclusiones y recomendaciones de este trabajo.

1. Marco teórico

En este capítulo se revisarán brevemente los conceptos teóricos involucrados con la aplicación del análisis de riesgo en la industria petrolera.

1.1 Riesgo

Muchas veces se tiene la percepción equivocada de que la dimensión de un desastre está ligada exclusivamente a la gravedad del peligro que lo ocasiona, es decir a la intensidad del fenómeno destructivo asociado, y por tanto se le responsabiliza completamente de las pérdidas; principalmente cuando se trata de un fenómeno natural. Sin embargo, debe recordarse que el desastre o daño depende también de la vulnerabilidad de la infraestructura expuesta (constructiva u organizacional) y que es posible disminuir el daño reduciendo la vulnerabilidad.

Por tanto, para entender los desastres y poder prevenirlos, mitigarlos o recuperarse de ellos, es necesario distribuir responsabilidades y conocer lo más exactamente posible la capacidad destructiva de un peligro (fenómeno, amenaza o accidente) y la vulnerabilidad del receptor (infraestructura, sociedad).

La concepción primitiva sobre el origen de los fenómenos naturales, como actos vengativos o represivos de los dioses o fuerzas sobrenaturales, lleva al ser humano a una aceptación resignada e, inclusive, al rechazo de medidas que pudieran mitigar los daños. Esta visión fatalista inhibe la acción y conduce a la resignación y al conformismo, haciendo inútil cualquier esfuerzo de prevención.

La utilización de los términos fenómeno natural y desastre natural como sinónimos, entorpece el avance en el manejo y prevención de riesgos. Mientras el fenómeno natural es toda manifestación de la naturaleza (periódica, ocasional o extraordinaria),

los desastres son el resultado de los fenómenos naturales peligrosos sobre una sociedad o instalación vulnerable (Mansilla, 2000).

Para propósitos de este trabajo se definirá como **riesgo** al valor ponderado de un desastre (pérdidas, daños, molestias); esto es, el producto del valor de la consecuencia indeseable por su probabilidad de ocurrencia:

$$\text{Riesgo} = (\text{Daño/desastre/consecuencia}) * (\text{Probabilidad de ocurrencia})$$

Sin embargo, como se ha aclarado antes que la dimensión del desastre depende tanto de la magnitud de la causa (fenómeno, **amenaza**), como de la **vulnerabilidad** del receptor:

$$\text{Daño/desastre/consecuencia} = (\text{Amenaza}) * (\text{Vulnerabilidad})$$

De tal manera que el riesgo puede ser evaluado a partir de tres factores cuya definición y evaluación son indispensables para realizar un análisis de riesgo. Estos factores son: amenaza, vulnerabilidad y probabilidad de ocurrencia; y la expresión matemática para la cuantificación del riesgo es:

$$\text{Riesgo} = (\text{Amenaza}) * (\text{Vulnerabilidad}) * (\text{Probabilidad de ocurrencia})$$

De acuerdo con la naturaleza del daño producido y el tipo de amenaza, se distingue entre riesgos físicos, químicos y biológicos (figura 1.1).

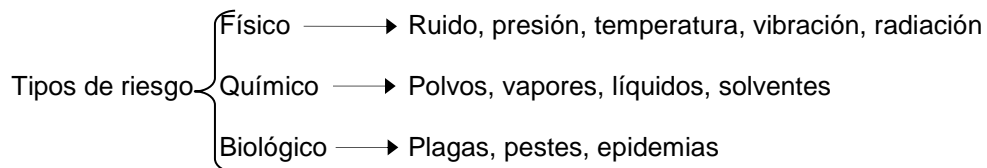


Fig. 1.1 Tipos de riesgo

Se llama **amenaza** a un fenómeno (proceso natural o causado por el ser humano), que puede poner en peligro a un grupo de personas, sus pertenencias o su ambiente. Generalmente, sobre los eventos naturales no se puede saber todo lo que uno quisiera (un cambio en el clima pueden provocar desde pequeñas incomodidades hasta enormes tragedias); ni tampoco es fácil estimar la confiabilidad de instalaciones industriales, por la gran cantidad de componentes que pueden fallar (Ley, 2001). Para su estudio las amenazas se identifican como naturales (figura 1.2) o antropogénicas.

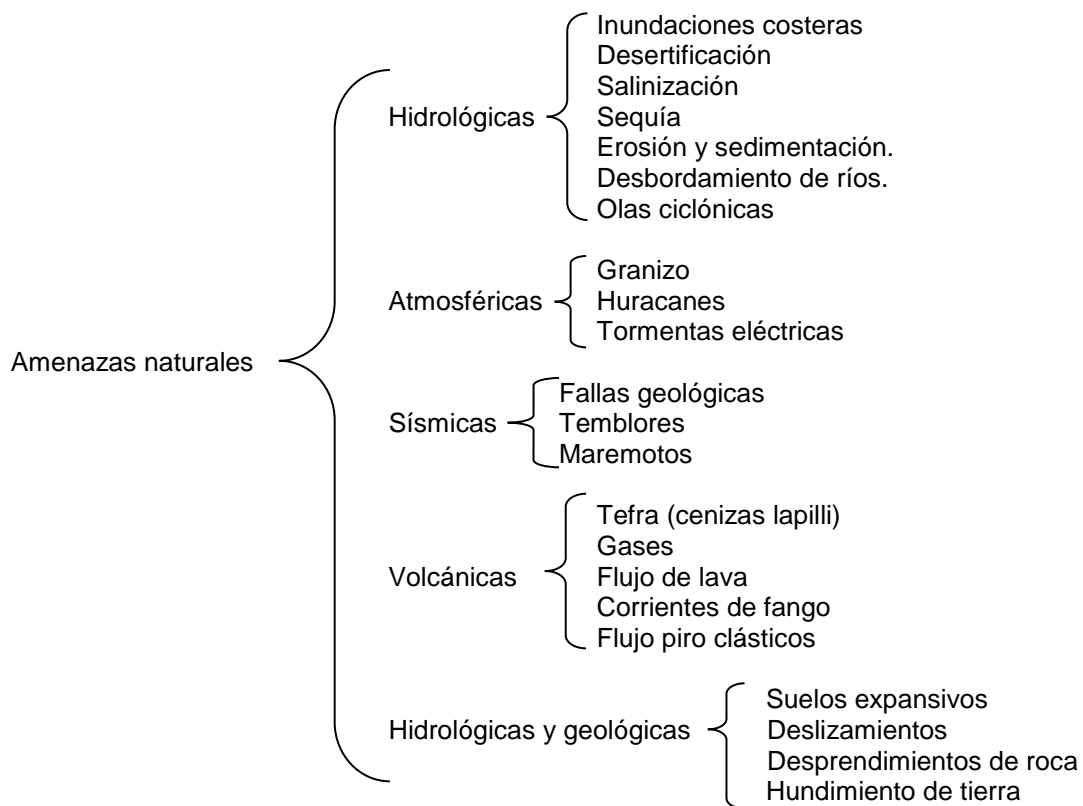


Fig. 1.2 Clasificación de amenazas naturales

En áreas donde no hay intereses humanos, los fenómenos naturales no se consideran amenazas ya que el daño asociado no ocasiona pérdidas materiales o humanas, a pesar de sus efectos sobre los ecosistemas (ISDR, 2004).

Las amenazas antropogénicas son asociadas con la actividad humana, como: amenazas industriales (explosiones, incendios, derrames de sustancias tóxicas), tecnológicas (accidentes del transporte público, la construcción) y bélicas (guerras y terrorismo).

La **vulnerabilidad** es la respuesta de un receptor ante el daño asociado con una amenaza (las personas que viven en una planicie son más vulnerables ante las inundaciones que las que viven en lugares elevados). Para determinar la vulnerabilidad se deben analizar los siguientes aspectos (Wilches, 1993):

- Vulnerabilidad natural. Está relacionada con la afectación de los ecosistemas por los asentamientos humanos e infraestructura.
- Vulnerabilidad física. Se refiere a la localización de asentamientos humanos en zonas de peligro y sus características estructurales.
- Vulnerabilidad económica. Poblaciones económicamente marginadas resultan más vulnerables frente a los peligros, además de que se recuperan lentamente. A nivel nacional la vulnerabilidad económica se refiere a la excesiva dependencia a factores externos.
- Vulnerabilidad política. Es el grado de autonomía legal que posee una comunidad para tomar sus propias decisiones.
- Vulnerabilidad técnica. Se asocia a las técnicas constructivas de una comunidad
- Vulnerabilidad ideológica, educativa y cultural. La educación e idiosincrasia determinan los valores y comportamiento frente a fenómenos naturales e, inclusive, amenazas antropogénicas.

Por otro lado, la **probabilidad** ocupa un papel central en el estudio del riesgo y es necesario entender su naturaleza (Ley, 2001). El estudio de las probabilidades pertenece a la rama de las matemáticas que se ocupa de eventos aleatorios (regidos por el azar), y todos los resultados posibles, pero no tiene certeza del resultado preciso de un experimento.

Generalmente se distingue entre probabilidades objetivas (basadas en datos estadísticos o repetición experimental) y subjetivas (basadas en juicios personales). Sin embargo, los valores de probabilidad disponibles (como la probabilidad de lluvias) incluyen datos objetivos (estadísticas de la temperatura y presión atmosféricas) y la opinión subjetiva de expertos (meteorólogos).

1.2 Análisis de riesgo

El garantizar la seguridad de un proceso depende de la habilidad del operador y del empleo de tecnología, condiciones de operación y materiales adecuados, así como la anticipación a sucesos externos y acciones humanas adversas. Una de las herramientas ingenieriles que se emplean para evaluar esta seguridad es el llamado análisis de riesgo.

En México es obligatorio que todas las empresas (actividades industriales, comerciales o de servicios) que realicen actividades altamente riesgosas formulen y presentar a la Secretaría del Medio Ambiente y Recursos Naturales (SEMARNAT) un estudio de riesgo ambiental de acuerdo con el artículo 147 de la Ley General del Equilibrio Ecológico y la Protección al Ambiente (LGEEPA).

1.2.1 Definición

El análisis de riesgo es una metodología para evaluar el significado de las amenazas asociadas a un proceso o actividad, a través de la detección de vulnerabilidades en el diseño y operación del sistema que tienen el potencial de causar un desastre.

1.2.2 Necesidad del análisis de riesgo

Se utilizan para identificar, analizar, evaluar, jerarquizar y administrar los riesgos asociados con los procesos de manera que (Ragasol, 2010):

- *Se utilice un enfoque organizado, metódico y sistemático.*
- *Se busque y obtenga un consenso entre las diversas disciplinas participantes.*
- *Se documenten los resultados para uso posterior en el seguimiento de las recomendaciones y en el entrenamiento del personal.*
- *Determinar la severidad de las consecuencias de los escenarios de riesgos de proceso considerados como los peores casos, requeridas para la elaboración o actualización de los Planes de Respuesta a Emergencia y de los análisis de riesgos de seguridad física de las instalaciones.*
- *Prevenir los accidentes y las lesiones relacionadas con el proceso.*

1.3 Metodologías para el análisis de riesgo

Existen varios métodos de identificación y análisis de riesgo que han demostrado ser eficientes. Estos métodos difieren en la forma de rastrear y evaluar los riesgos, así como en la forma de presentar e interpretar los resultados; pero en todos ellos la identificación de las amenazas y vulnerabilidades es el paso más importante del análisis (una amenaza o vulnerabilidad no identificada se vuelve un riesgo incontrolable). Para su estudio se distinguen tres tipos diferentes:

- métodos comparativos
- índices de riesgo
- métodos generalizados.

1.3.1 Métodos comparativos

Estos métodos se basan en el establecimiento de códigos, estándares y normas para la identificación de riesgos a partir de la comparación directa entre procesos semejantes (principalmente industriales). Consideran la experiencia del personal, los reportes y análisis de accidentes y la incorporación de buenas prácticas (SIASPA, 2000).

Para la mayoría de refinerías y petroquímicas se han elaborado manuales y procedimientos internos que indican como diseñar, fabricar, distribuir, instalar, operar, modificar y desmantelar equipos, para disminuir el riesgo asociado. Muchos de los accidentes en la industria se deben en la realización de modificaciones temporales cuyo diseño no cumple con los procedimientos internos.

Los procedimientos internos deben modificarse a medida que la planta envejece y de acuerdo con los resultados de las auditorías de seguridad (SIASPA, 2000). Entre los métodos comparativos más usados están el check list y los análisis históricos.

Checklist. La lista de verificación es un método de autoevaluación desarrollado por un grupo multidisciplinario de expertos para una instalación (proceso) específica, que se emplea para supervisión de operación, mantenimiento, evaluación de riesgo e incluso protección ambiental. Puede ser general o tan detallada como se requiera.

Análisis históricos. Usan la información sobre los accidentes ocurridos ya sea en la propia planta o en otras similares para identificar los peligros (amenazas y vulnerabilidades), por lo que están limitados por la cantidad y calidad de dicha información (SIASPA, 2000).

1.3.2 Índices de riesgo

Los índices de riesgo se desarrollan a partir de asignar valores predeterminados a las diferentes áreas de una instalación industrial, de acuerdo con las sustancias que allí se almacenan, utilizan o producen (índices DOW y MOND) o bien las condiciones de la instalación (índice Muhlbauer). Estos índices son muy útiles para identificar las áreas de mayor riesgo (SIASPA, 2000). Los índices más conocidos son el DOW y el MOND; y, para la elaboración de esta tesis, se incluye el índice Muhlbauer (ver apartado 2.3.2) que fue desarrollado específicamente para el análisis de ductos.

Índice DOW. Sirve para evaluar áreas operación donde se almacene, maneje o produzca algún material flamable y/o explosivo; asigna una calificación numérica (índice) al daño a la salud y la propiedad, de acuerdo con la sustancia presente. Es un método directo y relativamente simple, pero requiere del conocimiento preciso sobre las sustancias que se manejan y las condiciones de operación (SIASPA, 2000).

Índice MOND. Incluye además del riesgo por fuego y explosión, un índice para toxicidad. Se emplea frecuentemente durante la etapa de diseño y realización de cambios mayores al proceso.

Índice Muhlbauer. Este método fue desarrollado para la evaluación de riesgo por flujo en tuberías y se basa en la cuantificación de cuatro índices de afectación: 1) externa (terceros), 2) corrosión, 3) diseño y 4) operación incorrecta. Cada uno de estos índices y su aplicación se detalla en la sección 2.3.2 de este documento.

1.3.3 Métodos generalizados

Los llamados métodos generalizados son aquellos orientados, principalmente, hacia la toma de decisiones e incluyen dentro de su análisis reales y potenciales. Dentro de estos métodos están: HAZOP, árbol de fallas, what if? y el análisis del error humano; que se describen brevemente a continuación.

HAZOP o análisis de riesgo y operatividad. Este método (Hazard and Operability) inicia con un examen metódico y sistemático de los documentos de diseño que describen las instalaciones, por parte de un grupo multidisciplinario que identifica los puntos de cada proceso que pueden causar accidentes. Las desviaciones del valor de diseño o los parámetros clave son estudiados asignándoles palabras guía (SIASPA, 2000). El HAZOP se utiliza durante la etapa de diseño, instalación, operación y cambios mayores del proceso.

A la descripción de este método, al igual que al Muhlbauer, se le dedica una sección propia de este documento (ver sección 2.3.1).

Análisis de árbol de fallas. También conocido como FTA (Fault Tree Analysis), es una representación lógica de la secuencia de eventos que pueden conducir a un accidente. Es una herramienta cualitativa para encontrar el punto de origen de un accidente por fallas del equipamiento o factores humanos para, posteriormente, calcular la frecuencia ó probabilidad de ocurrencia.

El FTA utiliza el razonamiento deductivo, diagramas y gráficas para determinar cómo puede ocurrir un evento no deseado; se utiliza durante el diseño y operación (SIASPA, 2000).

Whatif? o análisis ¿qué pasa sí?. Es un método menos estructurado que el análisis HAZOP, por lo que requiere de mayor experiencia sobre el proceso analizado para generar una lista de preguntas ¿qué pasa sí? relacionadas con la

ocurrencia de un evento no deseado. Este método involucra el examen de cualquier posible desviación de la operación normal de la instalación y sus consecuencias, así como la habilidad para combinar los efectos de posibles eventos simultáneos o concatenados (SIASPA, 2000).

Análisis de error humano. Es una evaluación sistemática de los factores que influyen en el comportamiento y desempeño del personal de la planta, como: habilidad, actitud, aptitud, nivel de conocimiento, capacitación, factores ambientales, etc. Los resultados de este análisis son: 1) lista de errores durante operación normal y emergencia, 2) lista de factores que producen los errores y 3) lista de recomendaciones.

En la tabla 1.1 se presenta, con propósitos comparativos, un resumen de las principales ventajas y desventajas de cada método. Posteriormente, se describe con mayor detalle los dos métodos empleados para evaluar el riesgo asociado con un oleoducto de PEMEX.

Tabla 1.1 Ventajas y desventajas de los métodos de análisis de riesgo

Método	Ventajas	Desventajas
Checklist	Su aplicación no requiere experiencia	Dependen del conocimiento de quien las elabora
	Cada empresa hace sus propias listas	
Análisis histórico	Es específico para cada instalación/proceso	No se aplica a escenarios posibles
		Su calidad depende de la información disponible
		No incluye amenazas naturales
Índice DOW	Existen datos para más de 300 sustancias	Requiere datos precisos sobre las sustancias y condiciones de operación
Índice MOND	Jerarquiza áreas de riesgo químico	
	Considera toxicidad por contacto cutáneo, inhalación e ingestión	
Índice Muhlbauer	Considera eventos externos y humanos	Su calidad depende de la información disponible
HAZOP	Su aplicación no requiere experiencia	
	Se diseña y aplica multidisciplinariamente	
Árbol de fallas	Toma en cuenta el error humano	Requiere de un conocimiento muy completo para su aplicación e interpretación de resultados
	Identifica patrones de falla	
	Muestra efectos aditivos de accidentes	

Método	Ventajas	Desventajas
What if?	Se puede aplicar a cualquier instalación o área o proceso	Requiere de un conocimiento muy completo para la elaboración de la lista de preguntas
Error humano	Identifica factores físicos y ambientales adversos	No incluye las características de sustancias tóxicas
	Identifica características del personal	

1.4 El petróleo en México

Cerca del 88% de la energía primaria que se consume en México proviene del petróleo. Éste es la principal fuente para la generación de energía eléctrica y la producción de combustibles para el transporte y la industria. Además, es la materia prima de una gran cantidad de productos como fibras textiles, plásticos y medicinas (INEGI, 2010).

En el año 2003, México tenía reservas probadas de 20 mil millones de barriles de crudo equivalente, que incluían: 17 mil millones de barriles de petróleo crudo, líquidos y condensados y 15 millones de millones de pies cúbicos de gas natural (PEMEX, 2003b).

1.4.1 Proceso productivo

El proceso productivo de la industria petrolera comienza con los trabajos de exploración, en busca de nuevos yacimientos; el siguiente paso es la explotación (ambos encomendados a la subsidiaria PEMEX Exploración y Producción). Estos son el primer y más importante eslabón del proceso y se llevan a cabo en 185 plataformas marinas, 4,752 pozos en explotación, 309 campos en producción y 747 instalaciones de producción (PEMEX, 2003b).

El crudo que no se lleva a buques-tanque para su exportación es conducido a las refinerías en México, donde se separan, por diferencia de temperatura de evaporación y densidad, los diferentes hidrocarburos que componen el crudo (tabla 1.2, PEMEX 2011b).

PEMEX mantiene en el presente año estable la producción de crudo en un volumen promedio diario de dos millones 573 mil barriles; el 54% corresponde al tipo pesado (1,398 mil barriles diarios), 33% a ligero y el resto (332 mil barriles) son petróleo súper ligero (PEMEX, 2011a).

Tabla 1.2 Productos de PEMEX

Línea de negocio	Productos / servicios y sus principales aplicaciones
Exploración y producción	Petróleo crudo (Maya, Istmo y Olmeca) y gas natural.
Refinación	<p>PEMEX premium UBA: Gasolina de bajo contenido de azufre y mayor octanaje, formulada para automóviles con convertidor catalítico y motores de alta relación de compresión.</p> <p>PEMEX magna: Gasolina sin plomo formulada para automóviles con convertidor catalítico y en general motores de combustión interna a gasolina con requerimientos, por lo menos, de 87 octanos.</p> <p>PEMEX diesel: Combustible utilizado en motores de combustión interna para vehículos de carga y transportes de pasajeros.</p> <p>Diesel marino especial: Combustible para embarcaciones con motores a diesel.</p> <p>Diesel industrial bajo azufre: Combustible de uso industrial con bajas emisiones de contaminantes.</p> <p>Combustóleo: Combustible utilizado en procesos industriales en quemadores, calentadores, calderas, generadores de energía eléctrica y embarcaciones mayores.</p> <p>Gasavión: Combustible utilizado para aeronaves equipados con motores del ciclo Otto.</p> <p>Turbosina: Combustible utilizado en los aviones con motores de turbina o a reacción.</p> <p>Parafinas: Materias primas utilizadas en la fabricación de aceites lubricantes y otros insumos de uso industrial.</p> <p>Otros: gas nafta, Gasol vente, coque de petróleo, citrolina, asfaltos y lubricantes básicos.</p>
Gas y petroquímicos básicos	<p>Gas natural: Combustible para generación de calor, de uso industrial y doméstico. El metano se utiliza también como materia prima en los procesos petroquímicos.</p> <p>Gas licuado: Mezcla compuesta principalmente de propano y butano, para uso doméstico.</p> <p>Petroquímicos básicos: Etano, propano, butano, pentanos, hexano, heptano, materia prima para negro de humo, naftas, metano. Se utilizan principalmente como insumos industriales y combustibles.</p> <p>Azufre: Subproducto resultante del endulza miento del gas amargo, utilizado para la obtención de ácido sulfúrico</p>
Petroquímicos	<p>Derivados del Metano: Amoniaco y metanol.</p> <p>Derivados del Etano: Materias primas para la industria del plásticos.</p> <p>Aromáticos: Cadena petroquímicos para la producción de insumos para la industria de pinturas, solventes e impermeabilizantes; entre otras.</p> <p>Propileno y derivados</p> <p>Otros: Glicoles, reformado pesado, oxígeno, hidrógeno, nitrógeno, ácido clorhídrico, ácido muriático, hexano y heptano.</p>

Fuente: PEMEX, 2011 b

1.4.2 Almacenamiento y transporte

PEMEX cuenta con 5,197km de oleoductos, 8,835km de poliductos, 77 terminales de almacenamiento y reparto y 15 terminales marítimas, cuya ubicación se muestran en la figura 1.3; sin embargo, enfrenta un importante rezago en la construcción de nueva infraestructura, tanto de transporte como de distribución y manejo de productos, lo que le resta flexibilidad operativa, limita su capacidad para responder a las necesidades del mercado e incrementa la vulnerabilidad de sus operaciones (PEMEX, 2009).



Fuente: PEMEX, 2009

Fig. 1.3 Mapa infraestructura de poliductos y oleoductos

Con la capacidad de producción actual es necesaria la importación, la cual presiona aún más los ya saturados sistemas de transporte marítimo y por ductos, así como de la capacidad de almacenamiento y distribución en algunas zonas. La saturación del transporte por ductos ha generado la necesidad de utilizar otros medios menos eficientes, como el transporte terrestre por medio de pipas (carros tanque). Sólo el 61% del transporte de hidrocarburos se realiza por ductos, lo que disminuye la eficiencia, seguridad y economía de la etapa de distribución; se estima que el costo

por transporte, diferente a los ductos, es de alrededor de 2,500 millones de pesos anuales (PEMEX, 2009).

Un oleoducto es una canalización de acero, enterrada o superficial, que transporta y distribuye productos petrolíferos con el fin de garantizar el suministro de los mismos. Los oleoductos son de utilidad pública y deben encontrarse amparados por una legislación que recoja las obligaciones y servidumbres requeridas para su protección y mantenimiento de su integridad (CLH, 2006).

Las características de los materiales con los que se construyen los oleoductos, así como su diseño y medidas de protección, los convierte en instalaciones seguras y fiables para la distribución y abastecimiento de productos petrolíferos en cualquier parte de nuestro país. Los oleoductos tienen distintas capacidades de transporte dependiendo del tamaño de la tubería; en líneas generales el diámetro varía de 6 a 10 pulgadas. La velocidad del crudo transportado es aproximadamente de 5 km/h y cuando son subterráneos se encuentran a un metro de profundidad (Alcántara, 2011).

1.4.3 Elementos de riesgo

Es necesario establecer las amenazas y vulnerabilidades del sistema para realizar su análisis de riesgo. Para el caso de oleoductos en México se realizó una identificación y descripción preliminar de las posibles amenazas y vulnerabilidades de estos sistemas para posteriormente (capítulo 3) realizar el análisis de riesgo correspondiente mediante los dos métodos de interés (HAZOP y Muhlbauer).

1.4.3.1 Descripción de amenazas

De acuerdo con la clasificación propuesta en la sección 1.1 de esta tesis, las amenazas pueden ser naturales o antropogénicas, por su frecuencia o probabilidad de ocurrencia en México se consideran de importancia: (diciendo incluso que son los que más afectan a los ductos) Las consideradas en este análisis son:

Amenazas naturales:

- Sismo. Pueden desnivelar el oleoducto o destruirlo por completo.
- Suelos expansivos. Son aquellos que experimentan un cambio de volumen considerable asociado con la variación de su humedad, lo que puede afectar a las estructuras que soporta.
- Hundimientos. Asociados con derrumbes de tierra.
- Tormentas. De gran importancia en el sureste del país (zona petrolera por excelencia).
- Deslizamiento de rocas. Desplazamientos súbitos de masas de tierra o rocas debido a la existencia de pendientes.
- Granizo. La fuerza de caída puede poner en riesgo la integridad de oleoductos superficiales.
- Humedad atmosférica. Es la causa principal de la corrosión.
- Incendios forestales. Afectan las paredes del oleoducto o causan una sobrepresión en su interior.
- Ácido sulfhídrico (H_2S). La concentración de este compuesto en el crudo que transporta puede causar daños irreparables en los ductos.

Amenazas antropogénicas: Aunque numerosas, afortunadamente, sobre ellas es posible tener más control. Las consideradas de mayor relevancia son:

- Mala soldadura. En oleoductos PEMEX emplea dos tipos de soldadura: E6010 y E7018-1 (González, 2011). La primera especialmente diseñada para oleoductos y gasoductos, construcciones navales, estructuras de acero y recipientes de presión principalmente (Westarco, 1992); la segunda extensamente utilizada en la

industria petrolera en tuberías de conducción sujetas a presión, cordones de relleno en secciones gruesas y pesadas en tendido de líneas de oleoductos, gasoductos y líneas de distribución (INFRA, 2006).

- Mala calibración de scanner. Una mala calibración se refleja directamente sobre la medición del espesor interior de los ductos y la toma de decisiones, (operación y mantenimiento) inadecuada.
- Medición mal realizada. Tiene las mismas consecuencias que el punto anterior.
- Colocación del gancho grúa. De esta depende la correcta soldadura de ductos.
- Medidas del material. Los ductos miden de 6 a 10m de largo y de 6 a 20" de diámetro. De la precisión de estas medidas depende la calidad del oleoducto (González, 2011).
- Golpe de ariete. Cuando se cierra bruscamente una válvula o un grifo se puede provocar este fenómeno y dañar la tubería.
- Alteraciones de flujo. El flujo dentro de los oleoductos de crudo debe permanecer cercano a 1.4 m/s (Alcántara, 2011)
- Ordeña de oleoductos. Se denomina así al robo de combustible mediante la extracción directa de los ductos.
- Construcción de viviendas. A pesar de la legislación existente sobre el derecho de vía de oleoductos, es común en México la instalación de viviendas dentro de esta zona de alto riesgo.
- Realización de pruebas hidrostáticas. Estas pruebas emplean agua en vez de petróleo, sometiendo al ducto a presiones superiores a las de operación. Si hay una ruptura y la prueba no se realiza correctamente pueden ocurrir lesiones al personal.

1.4.3.2 Descripción de vulnerabilidades

Ante las amenazas arriba identificadas, deben describirse las vulnerabilidades en un sistema de transporte por oleoductos. Para esto se consideraran las diferentes etapas del proceso: construcción, operación y mantenimiento:

- Anclaje. La profundidad y firmeza de la cimentación del oleoducto puede reducir el riesgo del mismo. Las cimentaciones profundas superan los 30m (PEMEX, 2005).
- Soldadura de construcción. Deben ser cuatro capas de soldadura: relleno, primer paso caliente, segundo paso caliente y corona.
- Soldadura de mantenimiento. Para ésta no existen procedimientos certificados por lo que su calidad debe ser verificada por inspectores de mantenimiento.
- Edad del material. La edad máxima recomendada es de 40 años; actualmente oleoductos de PEMEX tienen 26 (PEMEX, 2005).
- Alineación, existencia de pliegues y curvatura. Estos parámetros constructivos pueden reducir la vulnerabilidad del oleoducto.
- Tensión del material. Es importante mantener la tensión para hilar los ductos por tracción (PEMEX, 2005).
- Mantenimiento. Se debe contar con una base de datos para registrar todas las fallas (localización, causa, tipo de reparación, etc.) y las reparaciones deben realizarse mediante procedimientos y personal aprobados por PEMEX.
- Válvulas. Deben colocarse al menos cada 10km para controlar la presión del sistema (PEMEX, 2005).
- Profundidad. Se considera que un oleoducto enterrado, a una profundidad de 1m, son más seguros que los superficiales (González, 2011).
- Anticorrosivos. La aplicación de anticorrosivos reduce la vulnerabilidad.
- Espesor de pared. Se calcula de acuerdo con los esfuerzos longitudinales en la pared del tubo bajo cargas funcionales y ambientales (presiones de operación). Las especificaciones que deben cumplir los ductos de PEMEX distinguen entre ductos restringidos y no restringidos (PEMEX, 2003a).
- Equipo de seguridad. Incluye: tuberías de llegada y salida y patines de distribución de estaciones de compresión, bombeo, medición y regulación; válvulas de seccionamiento; trampas de envío y recibo de diablos; cruces aéreos; cabezales e interconexiones.
- Capacitación del personal.

2. Selección de metodología

El objetivo de seleccionar un método de análisis de riesgo eficiente es identificar peligros y riesgos para emitir recomendaciones tendientes a controlar y prevenir incidentes/accidentes, mitigar las consecuencias para evitar pérdidas humanas, daños a la salud, a la propiedad, instalaciones y medio ambiente.

2.1 Selección de métodos de análisis de riesgo en ductos

Actualmente PEMEX utiliza los criterios propuestos por el ingeniero Víctor Ragasol para seleccionar la metodología más adecuada para la identificación de peligros en cada una de las etapas de un proyecto (ver tabla 2.1); las metodologías que se comparan son: lista de verificación, ¿Qué pasa si?, HAZOP y árbol de eventos (Ragasol, 2010).

Tabla 2.1 Metodologías de identificación de peligros por etapa de proyecto.

Etapa	Lista de verificación	¿Qué pasa si?	HAZOP	Árbol de eventos
Investigación y desarrollo		✓		
Diseño conceptual	✓	✓		
Operación de planta piloto	✓	✓	✓	✓
Ingeniería de detalle	✓	✓	✓	✓
Construcción y arranque	✓	✓		
Operación rutinaria	✓	✓	✓	✓
Expansión o modificación	✓	✓	✓	✓
Desmantelamiento	✓	✓		

Fuente:Ragasol Víctor, septiembre 2010.

Para seleccionar la metodología más adecuada para evaluar el riesgo en un ducto terrestre es necesario considerar factores como: tipo de proceso y las condiciones de operación. A partir de las condiciones anteriores se decidió aplicar las metodologías HAZOP porque es un método completo y por lo regular se utiliza en

complejos de gas y refinerías. Para aplicar el check list es necesario estar en campo y el árbol de eventos se utiliza cuando se está en una etapa de análisis de consecuencias.

El desempeño del HAZOP se compara contra el del índice Muhlbauer que es una metodología internacional especialmente elaborada para evaluar ductos terrestres, desde diseño hasta operación. El índice Muhlbauer se puede emplear solo para:

- Operación de planta piloto
- Ingeniería de detalle
- Construcción y arranque
- Operación rutinaria

2.2 Selección del ducto

Los oleoductos de PEMEX tienen una edad promedio entre 60 y 50 años; cuando que la vida útil promedio de un oleoducto oscila alrededor de los 24 años, obviamente son más vulnerables los ductos cuya vida útil se ha sobrepasado y que siguen en uso. Para comparar los métodos, se eligió un ducto de mucha edad (por su vulnerabilidad y para poder calificar), cuya información técnica estaba fácilmente disponible.

2.3 Metodologías seleccionadas

Con el objeto de clasificar la posibilidad de presentarse incidentes y los riesgos a lo largo de la trayectoria se eligieron como métodos de análisis HAZOP e índice Muhlbauer, la información proporcionada del capítulo 1 se amplía en esta parte.

2.3.1 Análisis HAZOP

Este método surgió en 1963 en la compañía ICI (Imperial Chemical Industries) y actualmente es una de las herramientas más utilizadas internacionalmente para la identificación de riesgos en la industria. Se basa en la premisa de que el riesgo asociado con un accidente, o un problema de operatividad, es la consecuencia de una desviación de los parámetros normales de operación y por tanto puede ser evaluado y previsto.

El HAZOP consiste en analizar sistemáticamente las causas y las consecuencias de las desviaciones de los parámetros de un proceso, a través de la definición de palabras guía.

Su aplicación consta de cuatro etapas:

- i) identificación del área de estudio
 - ii) establecimiento de nodos y líneas
 - iii) establecimiento de palabras guía
 - iv) elaboración de matriz HAZOP.
-
- i) Área de análisis. Consiste en delimitar las áreas (subsistemas) que serán incluidas en el análisis; esto es: líneas de proceso, áreas de almacenamiento, sistemas de control, servicios, etc.
 - ii) Nodos y líneas. Se deben identificar claramente los puntos de contacto entre los diferentes subsistemas (áreas, procesos) a analizar; como tuberías de alimentación de materia prima, válvulas, etc. Cada nodo deberá numerarse y caracterizarse con una o varias variables de proceso: presión, temperatura, caudal, nivel, composición, viscosidad, etc.
 - iii) Palabras guía. Se utilizan para indicar el concepto asociado a cada uno de los nodos definidos. Se aplican tanto a acciones (reacción, transferencia, entrada, etc.) como a parámetros de operación (presión, caudal, temperatura, etc.).

iv) Matriz HAZOP. Esta matriz se forma relacionando la frecuencia y la consecuencia asociado con cada evento que se analiza. Para el presente trabajo se consideraron cuatro categorías de frecuencias: alta, media, moderada y baja (ver tabla 2.2) y cuatro posibles magnitudes para los consecuencias: catastrófica, grave, moderada y menor (ver tabla 2.3).

Tabla 2.2 Clasificación de la frecuencia de ocurrencia

Categoría	Tipo	Periodo de ocurrencia (años)	Cualitativo
Alta	F4	< 10	El evento se presentó en los últimos 10 años
Media	F3	10 - 100	Ha ocurrido al menos una vez en la vida de la instalación
Baja	F2	100 - 1000	Nunca ha sucedido en el centro de trabajo, pero si en alguna instalación similar
Remota	F1	>1000	Imposible que ocurra

Fuente: (SIASPA,2000)

Es importante considerar la información del proveedor, o contratista, para caracterizar (frecuencia y daño) cualquier modificación que se realice a un proceso (maquinaria o parámetros de operación). En función de la frecuencia y consecuencias asociadas con el evento se evaluará el riesgo; para este trabajo se empleó la matriz empleada por PEMEX (SIASPA, 2000) y que se presenta en la tabla 2.4.

Tabla 2.3 Clasificación de los consecuencias esperados

Categoría	Tipo	Área de afectación			
		Integridad de las personas	Ambiente	Negocio (millones de pesos)	Imagen-pública
Catastrófica	C4	Fatalidades, daño irreversible	Incendio, explosión	Daños (≥ 20)	Cobertura en los medios y protestas públicas
Grave	C3	Hospitalización, incapacidad temporal	Contaminación del medio	Pérdidas de producción (20)	Cobertura a nivel nacional
Moderada	C2	Lesiones menores	Molestias por humo y/o ruido	Pérdidas (10)	Difusión local significativa
Menor	C1	Sin lesiones	Olor desagradable	Incidente reportable (≤ 10)	Difusión menor del evento

Fuente: (SIASPA,2000)

Tabla 2.4 Matriz HAZOP para estimación de riesgo

Frecuencia	F4	4-B	7-B	8-A	9-A
	F3	3-C	6-B	7-B	8-A
	F2	2-D	4-C	6-B	7-A
	F1	1-D	2-D	3-C	4-B
		C1	C2	C3	C4
		Consecuencia			

Fuente: (SIASPA,2000)

A partir de la matriz de riesgo (tabla 2.4) se identifican las amenazas y vulnerabilidades asociadas con los riesgos mayores, de tal manera que se realicen las acciones necesarias para evitarlos o mitigar sus consecuencias. Para la jerarquización de los riesgos se puede usar la escala numérica que aparece en la matriz o la agrupación en los cuatro tipos que se describen a continuación:

Tipo A – Riesgo intolerable: Requiere de acción inmediata (por lo menos controles temporales) ya que representa una situación de emergencia. Debe ser reducida a tipo D o C en un lapso no mayor de 90 días.

Tipo B – Riesgo indeseable: Debe ser investigado para aplicar acciones correctivas en un plazo no mayor a 90 días. Si la solución requiere mayor tiempo deben establecerse controles temporales.

Tipo C – Riesgo aceptable con controles: El riesgo es significativo pero se pueden posponer las acciones correctivas hasta el siguiente paro programado. La solución debe realizarse en no más de 18 meses.

Tipo D – Riesgo razonablemente aceptable: Requiere control pero puede programarse junto con otras mejoras operativas.

2.3.2 Índice Muhlbauer

El índice Muhlbauer un método menos conocido, pero aplicable a ductos el cual clasifica los riesgos en base a índices, los cuales dan valores dependiendo de la calificación asignada; el método se utiliza en este trabajo para realizar el análisis de riesgo en un oleoducto (y comparar los resultados contra los del HAZOP) es el descrito en el manual para el manejo de riesgos en ductos (Pipeline Risk Management Manual) desarrollado por W. Kent Muhlbauer, director de WKM Consulting y líder en este campo desde 1982 (Muhlbauer, 1997).

Esta metodología califica cuatro aspectos específicos (índice de daño por terceros, índice de corrosión, índice de diseño e índice de operaciones incorrectas) de la instalación y operación de ductos, y suma dichas calificaciones para clasificar el nivel de riesgo existente. En este método a mayor puntaje menor riesgo (ver tabla 2.5).

Tabla 2.5 Clasificación de riesgos

Valor total	Riesgo
350-400	Mínimo
300-349	Ligero
250-299	Moderado
200-249	Crítico
Menor a 200	Máximo

Fuente: (Muhlbauer, 1997).

Cada uno de los aspectos incluidos en estos cuatro índices (ver figura 2.1) se describen brevemente a continuación, indicando el valor máximo de los criterios que propone Muhlbauer; los puntajes dependen de las características del ducto terrestre que se evalúe (para una descripción detallada consultar el manual de Muhlbauer, 1997):

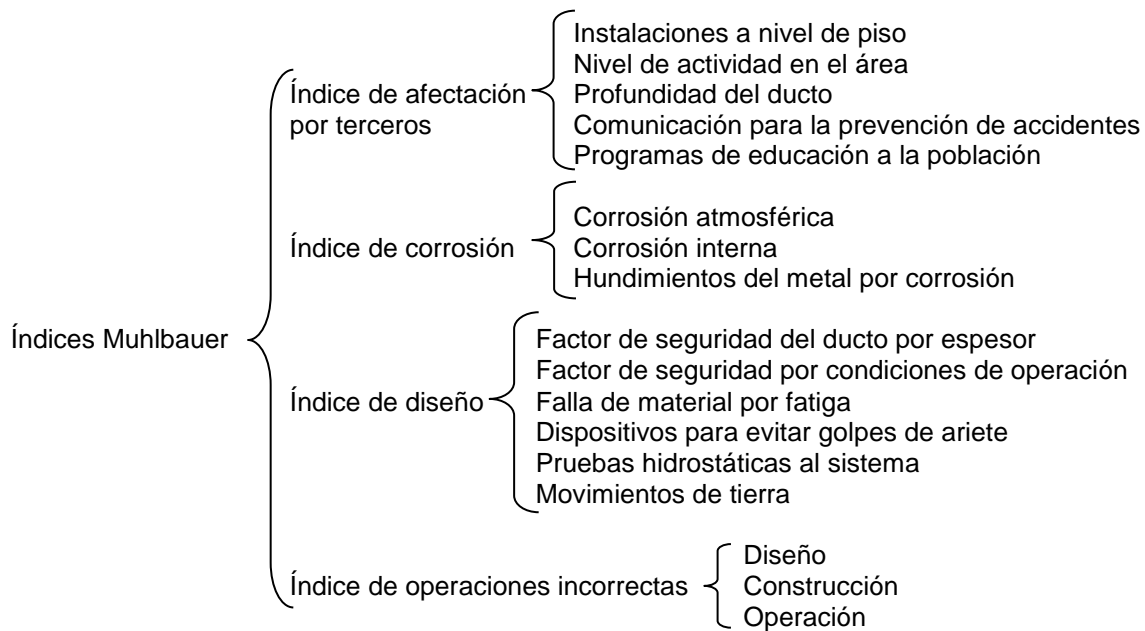


Fig. 2.1 Clasificación de la metodología Muhlbauer

Índice de daños por terceros. Considera la vulnerabilidad de los ductos frente a la acción externa; esto es:

- a) Ductos superficiales (máx. 10 p). Esta es una medida de la susceptibilidad de las instalaciones a nivel del piso por disturbios de terceras partes (vandalismo).

No hay instalaciones a nivel de piso	10 puntos
Existen instalaciones a nivel de piso	0 puntos

- b) Profundidad (máx. 20p). Es la cantidad de tierra que cubre al ducto donde la línea tiene la mínima profundidad: cubierta en pulgadas/3 = puntos.

- c) Nivel de actividad en el área (máx. 20p). Considera el tamaño y tipo de población cercana al ducto.

Clase poblacional 1	20 puntos
Clase poblacional 2	15 puntos
Clase poblacional 3	8 puntos
Clase poblacional 4	0 puntos

- d) Sistemas de comunicación (máx. 15p). Existencia de un servicio de información sobre daños y amenazas a ductos.

Si el sistema es	Puntos
Mandado por ley (reglamentario)	4
Proporciona estadísticas de eficiencia y disponibilidad	2
Difusión a la comunidad	2
Reúne los estándares internacionales	2
Respuesta inmediata a llamadas	5

e) Programas de educación (máx. 15p). La educación de la población juega un papel muy importante en la reducción de daños por terceras partes.

Si el sistema es	Puntos
Informativo por correo	2
Reunión con las autoridades 1 vez/año	2
Reunión con los contratistas 1 vez/año	2
Programas de educación con la comunidad	2
Comunicación de puerta en puerta	4
Información por correo con contratistas	2
Anuncios publicitarios 1 vez/año	1

f) Derecho de vía (máx. 5p). Una marca clara, fácilmente reconocible del derecho de vía puede reducir la intrusión de terceros y ayudar a detectar fugas.

Si el derecho de vía es	Puntos
Excelente	5
Bueno	3
Regular	2
Malo	1
Pobre	0

g) Frecuencia de patrullaje (máx. 15p).

Si el patrullaje es	Puntos
Diario	15
4 días /semana	12
3 días /semana	10
2 días /semana	8
1 día /semana	6
Menos de 4 veces /semana pero más de una vez al mes	4
Menos de 1 vez /mes	2
Nunca	0

Índice por corrosión. Fallas por la corrosión son quizás el riesgo más común en tuberías de acero. Se consideran tres diferentes tipos dentro de este índice:

Corrosión atmosférica. Es el cambio químico del material del ducto producido por su contacto con la atmosfera; incluye:

- a) Condiciones de la instalación (máx. 5p). Considera la porción del ducto que está expuesta a condiciones atmosféricas severas.

Exposición al aire y agua	0
Enchaquetado	1
Aislamiento	2
Humedad en soportería	2
Exposición al suelo y aire	3
Otro tipo de exposición	4
Ninguna exposición	5
Múltiples exposiciones	-1

- b) Condiciones atmosféricas (máx. 10p). La oxidación es el principal mecanismo de afectación atmosférica.

Química y marina	0
Química y alta humedad	2
Marina, pantano y costera	4
Alta humedad, alta temperatura	6
Química y baja humedad	8
Baja Humedad	10

- c) Recubrimiento e inspección (máx. 5p). La calidad del revestimiento al igual que la calidad de su aplicación y frecuencia influye sobre el riesgo por corrosión.

Buena	5
Regular	3
Pobre	1
Sin recubrimiento e inspección	0

Corrosión interna. Es la debida al contacto con el producto; considera:

d) Impurezas corrosivas en el producto (máx. 10p). Se asocia con la corrosión interna del ducto.

Extremadamente corrosivo	0
Medianamente corrosivo	3
Corrosivo solo en condiciones especiales	7
No corrosivo	10

e) Protección interna (máx. 10p).

Ninguna	0
Se realiza monitoreo interno	2
Se inyecta inhibidor	4
Cuenta con recubrimiento interno	5
Medidas operacionales	3
Introducción de "psig"	3

Corrosión y socavados. Los siguientes cuatro aspectos se evalúan sólo en ductos enterrados:

f) Corrosión galvánica (máx. 8p). Ocurre cuando un metal y un electrolito forman una celda galvánica permitiendo el flujo de electrones y acelerando la corrosión. Se puede reducir aplicando una protección catódica.

Cuenta con un sistema efectivo	8
No cuenta con un sistema efectivo	0

g) Revestimiento (máx. 10p). Pueden ser pinturas, plásticos o caucho para resistir el daño mecánico durante la instalación y subsecuentes movimientos de suelo y cambios de temperaturas.

1) Recubrimiento.: 3 <ul style="list-style-type: none"> • No cuenta: 0 • Pobre: 1 • Regular: 2 • Bueno: 3
2) Aplicación: 3 <ul style="list-style-type: none"> • No cuenta: 0 • Pobre: 1 • Regular: 2 • Bueno: 3
3) Inspección : 3 <ul style="list-style-type: none"> • No cuenta: 0 • Pobre: 1 • Regular: 2 • Bueno: 3
4) Correc. Defectos: 3 <ul style="list-style-type: none"> • No cuenta: 0 • Pobre: 1 • Regular: 2 • Bueno: 3
(1+2+3+4) (10/12) = 10

- h) Contacto con el suelo (máx. 4p). Además de la composición del suelo, debe considerarse la eventual presencia de contaminantes y bacterias que aceleren la corrosión.
- i) Presencia de otros ductos (máx. 4p). La presencia de otros metales enterrados pueden generar cortos circuitos o interferir con el sistema de protección catódica del ducto.

Ninguno:	4
De 1 a 10	2
De 11 a 25	1
Más de 25	0

Además de las condiciones anteriores, el índice de corrosión considera las características generales del ducto y su mantenimiento; esto es:

- j) Antigüedad del ducto (máx. 3p).

De 0 a 5 años de servicio	3
De 5 a 10 años de servicio	2
De 10 a 20 años de servicio	1
Más de 20 años de servicio	0

k) Interferencias por líneas de alta tensión (máx. 4p). Los ductos próximos a instalaciones de alta tensión puede cargarse eléctricamente por inducción.

Separadas a 500 pies de la tubería	4
Cerca, con medidas prevent. de protección	2
Cerca, sin medidas prevent. de protección	0

l) Corrosión mecánica (máx. 5p). Las paredes del ducto sujetas a esfuerzos mecánicos son más susceptibles a la corrosión.

M.A	%MAOP			
	0-20%	21-50%	51-75%	>75
20	3	2	1	1
4	4	3	2	2
9	4	4	3	2
14	5	5	4	3

m) Pruebas testigo (máx. 6p). La realización frecuente de monitoreo mediante pruebas con materiales testigos disminuye el riesgo de corrosión.

n) Pruebas de intervalo cerrado (máx. 8p). Esta prueba se realiza cada 2 o 15 pies a lo largo del ducto para identificar posible corrosión.

o) Valor máximo (8) – (Años antigüedad de la prueba)

p) Inspección interna (máx. 8p). El uso de diablos instrumentados para la inspección interna es la tecnología preferida para detectar corrosión además de agrietamientos y laminaciones.

Valor máximo (8) – (Años antigüedad de inspección interna)

Índice de diseño. Este índice califica la cercanía entre las condiciones de diseño y las de operación:

a) Seguridad del ducto (máx. 20p). Es la comparación entre el espesor de diseño y el actual.

t (relación de espesor actual con el espesor requerido)=
 Espesor del tubo +Espesor adicional

Valor de t	Puntos
< 1.0	-5 cuidado
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

b) Seguridad en el sistema (máx. 20p). Se compara la presión de trabajo de cada componente del sistema contra la Máxima Presión de Operación Permisible (MAOP); valor dado por el fabricante.

Relación diseño/MAOP	Puntos
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

MAOP= Presión operación /Presión de diseño supuesto

c) Fatiga (máx. 15p). Es la debilidad del material debido al esfuerzo (cambios de presión). Se mide como un porcentaje de la MAOP.

CICLOS					
MAOP %	$<10^3$	10^3-10^4	10^4-10^5	10^5-10^6	$>10^6$
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

$$\text{Ciclos} = (\text{No. Arranques/semana}) (\text{Semana/año}) (\text{Años})$$

$$G^*/F = \% \text{ MAOP}$$

d) Golpes de ariete (máx. 10p). La existencia de equipos para evitar o reducir los golpes de ariete es una variable importante para la reducción de riesgo en tuberías.

Probabilidad de ocurrencia	Puntos
Alta probabilidad	0
Baja Probabilidad	5
Imposible	10

e) Pruebas hidrostáticas (máx. 25p).

H= Presión de prueba/ Presión máxima de operación
H < 1.10: entonces I = 0
1.11 < H < 1.25 entonces I = 5
1.26 < H < 1.40 entonces I = 10
H > 1.41 entonces I = 15
Sí J = 10 – años desde la última prueba
L = I + J

f) Movimientos de tierra (máx. 10p). Para contrarrestar su efecto normalmente se recurre al aumento del espesor del ducto.

Potencial para daños por movimiento de Tierra	Puntos
Alto	0
Medio	2
Bajo	6
Nunca	10

Índice de operaciones incorrectas. Pretende evaluar el riesgo asociado con errores humanos. Generalmente es el índice más difícil de calificar ya que no sólo debe considerar la estadística de accidentes sino parámetros como: años de experiencia, nivel de educación, dieta, salario, salud, etc. Estos errores pueden ser cometidos en el diseño, instalación, mantenimiento u operación; los aspectos que evalúa son:

- Identificación de peligros (máx. 4p). Consiste en la labor de un evaluador experto que verifique la integridad de los ductos.
- Probabilidad de MAOP (máx. 12p). Cuantifica la probabilidad de que la instalación tenga que operar bajo condiciones de máxima presión interna teórica.

No presenta mecanismos de seguridad : 0
En el lugar sólo un mecanismo de seguridad: 3
En el lugar dos o más mecan. de seg. Independ. :6
Sólo mecanismo de observación remoto: 1
Mecanismo de observación y control remoto: 3
Mecanismo de control manual primario: -2
Mecan. de control man. Prim. Sin mantenimiento: -3
No requiere sistemas de seguridad: 10

- Sistemas de seguridad (máx. 10p). Los dispositivos de seguridad se califican aquí como posibles controles de los errores humanos.
- Selección de materiales (máx. 2p). Nuevamente es labor de un evaluador experto en revisar que los materiales de los ductos correspondan a las condiciones de diseño.
- Revisión del diseño (máx. 2p). Aquí, el evaluador determina si los cálculos de diseño fueron respetados durante la construcción y operación.
- Inspección durante la construcción (máx. 10p). La supervisión durante la construcción reduce el riesgo.

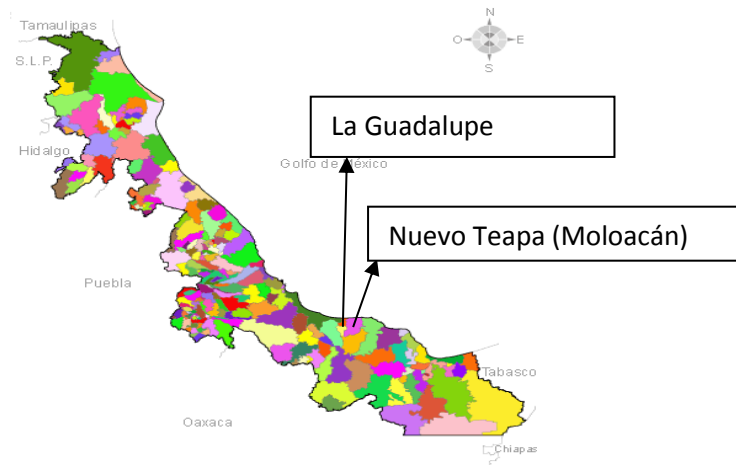
- g) Revisión de materiales (máx. 2p).
- h) Revisión de uniones (máx. 2p).La soldadura (uniones) de un ducto es una de las mayores vulnerabilidades del sistema.
- i) Anclaje (máx. 2p). Considera la integridad y correcto funcionamiento del sistema de soporte del ducto.
- j) Manejo y almacenamiento (máx. 2p).Las tuberías, especialmente las más largas, deben manejarse de tal manera que se minimicen las tensiones innecesarias.
- k) Recubrimiento (máx. 2p).Debe ser cuidadosamente inspeccionado y reparado al terminar la instalación.
- l) Reportes escritos (máx. 7p).El registro detallado de las condiciones de operación son una poderosa herramienta en la reducción de riesgos.
- m)SCADA: Supervisory Control and Data Acquisition (máx. 5p). La supervisión del sistema de adquisición de datos también debe evaluarse.
- n) Pruebas de drogas (máx. 2p).La supervisión de la integridad antidrogas de los empleados también se considerad en este índice.
- o) Programas de seguridad (máx. 2p). Un compromiso de todo el personal con la seguridad de la empresa reduce la posibilidad de error humano.
- p) Encuestas (máx. 2p). La documentación debe incluir encuestas al personal de operación.
- q) Capacitación (máx. 10p). Se considera la primera línea de defensa contra el error humano.
- r) Programas de prevención por fallas mecánicas (máx. 7p). Considera la instalación de dispositivos mecánicos para evitar errores del operador.
- s) Registros de mantenimiento (máx. 2p).
- t) Programa de operación y mantenimiento (máx. 3p). Basado en el historial de la operación, las regulaciones gubernamentales y las prácticas aceptadas en industrias semejantes.
- u) Procedimientos escritos (máx. 10p). El registro de las reparaciones y el mantenimiento de rutina debe estar disponible y ser revisado periódicamente por el personal de mantenimiento.

3 ANÁLISIS DE RIESGO EN OLEODUCTOS

En este capítulo se realiza un análisis de riesgo, mediante los dos métodos seleccionados y descritos en el capítulo anterior, para identificar las amenazas y vulnerabilidades más significativas de un oleoducto.

3.1 Identificación de amenazas

El oleoducto seleccionado para este análisis es de la estación de recolección Nuevo Teapa a estación de recolección La Guadalupe del oleoducto de 24 pulgadas conocido como Nuevo Teapa-Tula, situado en el municipio de Moloacán al sureste del Estado de Veracruz (ver figura 3.1).



Fuente: INEGI 2010

Fig 3.1 División municipal del Estado de Veracruz

Las especificaciones del tramo de trabajo se presentan en la tabla 3.1 (PEMEX, 2005).

Tabla 3.1 Especificaciones del tramo Nuevo Teapa–La Guadalupe

Característica	Valor
Diámetro exterior (pulgadas)	24
Espesor (pulgadas)	0.344
Especificación	API-STD-5L
Viscosidad (grados API)	52
Presión de diseño (psia)	52,000
Longitud (km)	97.7

A partir de la ubicación de este tramo de oleoducto y la información oficial sobre las características del sitio se identifican las siguientes amenazas:

- Densidad de población. Nuevo Teapa tiene una población de 768 habitantes y se caracteriza por el predominio de llanuras; La Guadalupe cuenta con 53 habitantes (Protección civil, 2011).
- Clima. El clima es cálido húmedo, con abundantes lluvias casi todo el año (Protección civil, 2011).
- Suelos expansivos. Son comunes en época de huracanes en Nuevo Teapa (Erribarre, 2011). En el municipio de Moloacán el suelo es de tipo acrisol-vertisol que se caracteriza por la acumulación de arcillas (tonalidad roja y amarillo claro, susceptible a la erosión) y suelo duro (tierra negra ideal para siembra). En algunas partes la tierra es muy rica en sílice que se explota para la elaboración de vidrio.
- Hundimientos. En época de lluvia se han presentado en Nuevo Teapa (Erribarre, 2011). En el municipio de Amatlán (donde se encuentra La Guadalupe) hay suelo tipo gleysol y vertisol; en el primero se acumula el agua y en el segundo se presentan grietas en época de sequía. En el año 2001 se presentó un rompimiento de una tubería causada por un hundimiento de tierra (PEMEX, 2003a).
- Sismos. De acuerdo con Protección civil (2011) del estado de Veracruz, el tramo seleccionado se encuentra en una zona de sismicidad moderada (ver tabla 3.2).

Tabla 3.2 Regiones sísmicas en Veracruz

	Municipios	Superficie (km²)	Población (2009)
Sismicidad baja	Tuxpan-Panuco	1342864	647900
Sismicidad moderada	Temapache-Las Choapas ¹	5482510	6220880
Sismicidad alta	Hidalgotitlan-Uxpanapa	285632	40195

1) Incluye los municipios de Moloacán y Amatlán

Entre las **amenazas antropogénicas** señaladas en el capítulo anterior se encontró que para el caso de PEMEX la de mayor incidencia es, por mucho, la ordeña de oleoductos (ver tabla 3.3). De acuerdo con los registros de PEMEX son sólo cinco las amenazas antropogénicas identificadas en esta empresa:

- Golpe de ariete
- Falla de la soldadura
- Ordeña de oleoductos
- Material defectuoso
- Fuga en válvula

Cabe destacar que las principales consecuencias de las fallas humanas y tecnológicas reportadas en el período 1994 a 2003 fueron derrames, contaminación y afectaciones a terceros (PEMEX, 2003a).

Tabla 3.3 Datos de amenazas antropogénicas en ductos (1994-2003)

Causa	Año										Total
	94	95	96	97	98	99	00	01	02	03	
Golpe de ariete	3	1		1				2			7
Falla de la soldadura	1		1								2
Ordeña de oleoductos	9	21	45	7	46	51	35	37	45	8	304
Material defectuoso								1			1
Fuga en válvula									1		1

Fuente: PEMEX, 2003a

3.2. Identificación de vulnerabilidades

De acuerdo con lo explicado en capítulos anteriores, se procede a la identificación de vulnerabilidades para posteriormente blindar la operación contra amenazas. Entre las vulnerabilidades mencionadas en los párrafos anteriores (ver sección 1.4.3.2) se seleccionaron para el presente caso de estudio las siguientes:

- Edad del material. En el año de 1961 se construyó el tramo de 518.982 kilómetros que va de Nuevo Teapa a Nanacamilpa (Puebla), por lo que el tramo que se analiza tiene una antigüedad de más de 50 años.

- **Mantenimiento.** Este tramo recibe crudo despuntado del complejo petroquímico de la Cangrejera, por medio de un oleoducto de 24" a una presión de 7 - 9 kg/cm²; el ducto de alimentación cuenta con dos filtros tipo canasta (uno en operación y otro de relevo) para retener sólidos. Para monitorear el grado de ensuciamiento del filtro se cuenta con un indicador de presión diferencial local que envía señales de alarma al SCD.
- **Profundidad.** En México los ductos son enterrados generalmente a una profundidad de un metro o menos.
- **Anticorrosivos.** Los efectos de la corrosión sobre instalaciones y equipos industriales produce anualmente pérdidas que llegan al 3% del PBI. En PEMEX anualmente se registran varias fallas ocasionadas por la corrosión en oleoductos (ver tabla 3.4), y representan el 33% de las fallas totales registradas entre 1994 y 2003 (PEMEX, 2003 a).

Tabla 3.4 Número de fallas por corrosión (1994-2003)¹

Causa	Año										Total
	94	95	96	97	98	99	00	01	02	03	
Corrosión externa	7	7	23	19	35	27		3	1	3	125

1) Esta tabla es complemento de la tabla 3.3

- **Equipo de seguridad.** PEMEX verifica que el derecho de vía de sus oleoductos este perfectamente señalado y cuenta con vigilancia propia y la proporcionada por la federación (ejército mexicano).

A partir de las amenazas, naturales y antropogénicas, y las vulnerabilidades descritas y cuantificadas para el tramo Nuevo Teapa-La Guadalupe se obtuvieron diferentes escenarios de riesgos mediante los dos métodos HAZOP e índice Muhlbauer.

3.3 Análisis de riesgo

De acuerdo con lo explicado en los capítulos 1 y 2, cada estudio de análisis de riesgo es particular, ya que en ningún caso se repiten, o coincide la magnitud y probabilidad de ocurrencia, las amenazas y vulnerabilidades de un sistema. Por lo tanto, el emplear dos metodologías diferentes para realizar el análisis de riesgo del mismo sistema permite al quien lo elabora comprobar lo acertado de sus suposiciones y realizar con mayor conocimiento de causa las recomendaciones pertinentes para la reducción del riesgo.

En las secciones siguientes se presentaran los resultados del empleo de la metodología actualmente usada por PEMEX (HAZOP) y de los índices Muhlbauer.

3.3.1 HAZOP

Para la aplicación de esta metodología se establecieron como variables de operación la presión y el flujo. En las tablas siguientes (3.5 y 3.6) se presentan las amenazas y vulnerabilidades consideradas (descritas anteriormente), la desviación (mayor/menor) sobre la variable de estudio, el efecto esperado junto con el daño que puede provocar.

Las columnas F y C (frecuencia y consecuencia) son los valores asignados para el tramo de ducto que se analiza y R (riesgo) el valor correspondiente. Tanto para F como para C, los valores se asignaron a partir de la tabla 2.4 tomando en consideración la información disponible para el tramo “Nuevo Teapa- La Guadalupe” del oleoducto de PEMEX.

Finalmente, en la última columna se anotan las recomendaciones pertinentes para la eliminación o reducción de cada riesgo.

Tabla 3.5 Análisis de riesgo HAZOP para la presión de operación

Amenaza/vulnerabilidad	Desviación	Efecto	Consecuencia	F	C	R	Recomendaciones
Sismos	Menor presión	Fuga en cualquier punto	Disminución en la producción, incendio, intoxicación, daño al ambiente	4	2	B	Instalar válvula conectada al sismógrafo
Suelos expansivos				4	2	B	Instalar válvula conectada al GPS diferencial
Hundimiento de tierra				4	2	B	
Mala soldadura				1	3	C	Capacitar y realizar radiografiado en soldaduras
Mal alineamiento				2	3	B	Realizar pruebas hidrostáticas
Oleoducto enterrado				4	2	B	Reducir profundidad
Crudo con H ₂ S		Corrosión	Ruptura de ducto	4	2	B	Instalar testigos de corrosión y realizar corrida de diablos
Material defectuoso				1	2	D	
Anticorrosivos	2			2	C		
Golpe de ariete	Mayor presión	Alta temperatura	3	2	C	Instalar dispositivos para evitar golpes de ariete	

F, Frecuencia; C, Consecuencia; R, Riesgo.

Tabla 3.6 Análisis de riesgo HAZOP para el flujo de operación

Amenaza/vulnerabilidad	Desviación	Efecto	Consecuencia	F	C	R	Recomendaciones
Ordeña de oleoductos	Menor flujo	Fuga en cualquier punto	Fluctuaciones en envío de crudo	4	2	B	Instalar alarmas de flujo y vigilancia
Material defectuoso		Corrosión	Ruptura de ducto	2	2	C	Supervisar al cambiar tuberías
Mantenimiento	Menor/mayor flujo	Fallas en bombeo	Disminución en la producción, incendio, intoxicación, daño al ambiente	3	2	B	Instalar alarmas de flujo y supervisión
Capacitación				3	2	B	Instalar alarmas de flujo y capacitar al personal

F, Frecuencia; C, Consecuencia; R, Riesgo.

Como se puede observar en las tablas resumen, ninguno de los riesgos analizados es intolerable (A); sin embargo, son varios los riesgos calificados como indeseables (B), por lo que resulta difícil priorizar las acciones a seguir. Las amenazas y vulnerabilidades asociadas con riesgos tipo B en el tramo de PEMEX Nuevo Teapa-La Guadalupe son:

- Sismos
- Suelos expansivos
- Hundimiento de tierra
- Mal alineamiento
- Oleoducto enterrado

Crudo con H₂S

Ordeña de oleoductos

Mantenimiento

Capacitación

y las recomendaciones anotadas deben cumplirse en un plazo no mayor a 90 días.

Otro punto importante que debe resaltarse es la imposibilidad de introducir explícitamente, dentro del análisis de riesgo mediante la metodología HAZOP, amenazas como la densidad de población, la acción continua del clima, una fuga ocasionada por un error humano ni la edad del material constructivo.

3.3.2 Índices Muhlbauer

Todas las amenazas y vulnerabilidades descritas para el tramo de estudio se pueden cuantificar dentro de por lo menos uno de los índices de la metodología de Muhlbauer lo cual representa una ventaja sobre el análisis de riesgo HAZOP. En la tabla 3.7 se muestra el valor asignado a cada uno de los criterios de los cuatro índices Muhlbauer; la descripción de estos criterios y su forma de evaluación se presentó brevemente en la sección 2.3.2 (Manual de gestión de los riesgos en los ductos) de esta tesis y, en forma detallada en el libro de su creador (Muhlbauer, 1997).

Tabla 3.7 Análisis de riesgo pero medio de índices Muhlbauer

Índice	Evaluación	Valor (puntos)	
		Máximo	Asignado
Índice de daños por terceros			
Profundidad	39/3=13	20	13
Nivel de actividad en el área		20	15
Ductos superficiales	Enterrado	10	10
Sistemas de comunicación	PPA (Programa Prevención de Accidentes)	15	11
Programas de educación	PRE(Plan de Respuesta Emergencia	15	13
Derecho de vía		5	5
Frecuencia del patrullaje	Diario (aéreo o terrestre)	15	15
Subtotal			82
Índice por corrosión			
Condiciones de la instalación	Enterrado	5	5
Condiciones atmosféricas	Baja humedad	10	10
Recubrimiento e inspección	Cuenta con los recubrimientos	5	5
Impurezas corrosivas en el producto	H ₂ S medianamente corrosivo	10	3
Protección interna	Se planean corridas de diablos e inhibidor	10	10
Corrosión galvánica	Protección de par galvánico	8	8
Revestimiento	Se cuenta con todas las cubiertas	10	10
Contacto con el suelo	Desconocido	4	0
Antigüedad del ducto	1961 se construyo	3	0
Presencia de otros ductos	Son 36" de Dos bocas a Nuevo tepe(Maya), 36" de Cárdenas a Nuevo Teapa (Itsmo) y 30" (compuesto)	4	2
Interferencia por líneas de alta tensión	Separadas a 500 pies de la tubería: 4 Cerca, con medidas prevent. de protección: 2 Cerca, sin medidas prevent. de protección: 0	4	2
Corrosión mecánica	M.A.: Medio ambiente = (Impurezas corrosivas del gas) +(Corrosión del suelo) M.A. = 0.03 + 4 = 4 % MAOP = Presión de operación / Presión Máx. Operación =43,5/45= x 100 = 96,9	5	1
Pruebas testigo	Espacio Todas las tuberías son monitoreadas y el espacio no es mayor a 1 milla: 3 1 vez al año: 2 (D) + (E)= Pruebas testigo= (3+2)=5	6	5
Pruebas de intervalo cerrado	Valor máximo (8) – (Años antigüedad de la prueba)= (8-60)=-42	8	0
Inspección interna	Valor máximo (8) – (Años antigüedad de inspección interna)=8-0=8	8	8
Subtotal			69
Índice de diseño			
Seguridad del ducto	Espesor del tubo = 0.344" Espesor adicional = 0.175" $t = 0.344 + 0.175 / 0.344 = 1,5$ Valor de t = 1.41-1.60	20	12
Seguridad del sistema	640,07 psi / 604,51 psi = 1,05 Relación diseño / MAOP = 1.0-1.10	20	0
Fatiga	MAOP = F Presión normal = G Fluctuación de presión = G* Ciclos = (3/3) (3/1) (42) G*/F = % MAOP 45/96,6 = 46,7% MAOP	15	11

Índice	Evaluación	Valor (puntos)	
		Máximo	Asignado
Índice de diseño			
Golpes de ariete	Entran las válvulas de relieve por lo que es de baja probabilidad Cambio de presión > 10% del MAOP Alta probabilidad: 0 Baja probabilidad: 5 Imposible: 10	10	5
Pruebas hidrostáticas	Presión máxima de operación = 640 psi Presión de prueba = 1200 psi H = 1200/640 = 1,875 H> 1.41 entonces I = 15 Si J=10- años desde la última prueba = 10 - 1 = 9 L=15+9=24	25	24
Movimientos de tierra	Los sismos registrados en el municipio Moloacán son registrados de 6.5	10	2
Subtotal			54
Índice de operación			
Identificación de peligros	Documentación completa para la identificación de los Estudios de Riesgo: 4	4	4
Probabilidad de MAOP	Operación normal de rutina : 0 Probable : 5 Muy poco probable. 10 Imposible: 12	12	10
Sistemas de seguridad	No presenta mecanismos de seguridad : 0 En el lugar sólo un mecanismo de seguridad: 3 En el lugar dos o más mecan. De seg. Ind. :6 Sólo mecanismo de observación remoto: 1 Mecanismo de observación y control remoto: 3 Mecanismo de control manual primario: -2 Mecan. de control man. Prim. Sin mantenimiento: -3 No requiere sistemas de seguridad: 10	10	9
Selección de materiales	Existe control de documentos de la selección de materiales e instalación: 2 No existe control de documentos de la selección de materiales e instalación: 0	2	2
Revisión del diseño	El diseño del proceso fue cuidadosamente monitoreado y revisado: 2 El diseño del proceso no fue cuidadosamente monitoreado y revisado: 0	2	2
Inspección durante la construcción	La inspección es desconocida : 0 La inspección es conocida y documentada: 10	10	10
Revisión de materiales	El material elegido se instaló en el lugar correcto: 2 El material no se instaló en el lugar correcto : 0	2	2
Revisión de uniones	Se inspeccionó el 100% de las uniones : 2 No se inspecciono el 100% de las uniones: 0	2	2
Anclaje	Buenas técnicas de soportería en la construcción	2	2
Manejo y almacenamiento	Cuenta con buenas técnicas : 2 Malas técnicas: 0	2	2
Recubrimiento	Supervisado, cuidadosamente inspeccionado: 2	2	2
Reportes escritos	Existencia de manuales , procedimientos de mantenimiento, inspección y calibración, arranques y paros operacionales, mantenimiento de instrumentos actualizados, etc: 7	7	7
SCADA	Existencia de un sistema de transmisión de datos operacionales del ducto: 5	5	5
Pruebas de drogas	Existencia de pruebas para los empleados del ducto: 2	2	2
Programas de seguridad	Existencia de programas intensivos de todos los niveles:2	2	2
Encuestas	Las inspecciones se optimizan constantemente: 2	2	2

Índice	Evaluación	Valor (puntos)	
		Máximo	Asignado
Índice de operación			
Capacitación	Requerimientos mínimos de documentos: 2 Evaluaciones: 2.0 Conocimiento de los productos: 0.5 Resistencia de materiales de las tuberías: 0.5 Corrosión de tuberías: 0.5 Operaciones y control: 0.5 Mantenimiento: 0.5 Simulacros de emergencia: 0.5 Procedimientos de trabajo: 2 Entrenamiento continuo: 1.0	10	10
Programas de prevención	Válvulas de 3 vías con instrumentación manual: 4 Dispositivos de paro: 2 Programa de paro y arranque: 2 Resaltar instrumentos críticos:	7	6
Registros de mantenimiento	Existen documentos, programas o bases de datos para la realización de todo tipo de mantenimiento: 2 No existen documentos, programas o bases de datos para la realización de todo tipo de mantenimiento: 0	2	2
Programa de operación y mantenimiento	Existen historiales de mantenimiento basados en el historial de operación, regulaciones y prácticas industriales: 3 No existen historiales de mantenimiento basados en el historial de operación, regulaciones y prácticas industriales: 0	3	3
Procedimientos escritos	Existen procedimientos escritos de reparaciones y mantenimientos de rutina: Valor máximo : 10	10	10
		Subtotal	96
		TOTAL	297

De acuerdo con la tabla 2.4, el riesgo existente en el tramo Nuevo Teapa-La Guadalupe debe ser considerado como moderado (valor entre 250 y 299 puntos), lo cual podría considerarse como una respuesta similar a la arrojada por el índice HAZOP; sin embargo, al comparar cada uno de los índices contra su valor máximo posible (100 puntos) poder jerarquizarlos (ver tabla 3.8) y decidir sobre qué aspectos se centrarán las acciones preventivas y correctivas necesarias:

Tabla 3.8 Orden jerárquico de riesgo de los índices de Muhlbauer

Índice	Valor (puntos)		Observaciones
	Máximo	Asignado	
De diseño	100	54	Mayor riesgo. La seguridad del sistema debe atenderse de inmediato
Por corrosión	100	65	La corrosión interna y realización de pruebas de considera críticas
De daños por terceros	100	82	La profundidad de los ductos representa la mayor desviación
De operación	100	96	Menor riesgo. Operar a la presión máxima se considera el único riesgo

Cuando más de un criterio, dentro de un índice, posea una baja calificación deberá decidirse, junto con el área operativa, cual será el primero en atenderse.

3.3.3 Discusión de resultados

Con base en los resultados de las dos metodologías aplicadas se destacan las siguientes coincidencias, diferencias, ventajas y desventajas:

- De las 15 amenazas y vulnerabilidades seleccionadas para caracterizar el riesgo en el tramo de ducto seleccionado, solo 9 se presentan durante la operación y por lo tanto solo esas pueden ser consideradas dentro del HAZOP; mientras tanto, 14 de ellos se consideran explícitamente en los índices Muhlbauer (solo la ordeña se considera implícitamente, asociada con la profundidad de los ductos y frecuencia de patrullaje).
- Dentro de la metodología Muhlbauer se califican en forma independiente 49 criterios de riesgo, mientras que en el HAZOP solo fue posible identificar 14 aspectos diferentes que evaluar y de ellos 9 obtuvieron la misma calificación como evento indeseable.
- La metodología HAZOP está directamente encaminada hacia la elaboración de acciones precisas para prevenir o mitigar los riesgos identificados, mientras que la Muhlbauer solo jerarquiza los índices y criterios evaluados pero no exige la elaboración de un programa correctivo.
- Muhlbauer propone, para muchos de los criterios considerados, una fórmula matemática para calcular el número de puntos correspondientes, por lo que es menos subjetivo que el HAZOP.
- Para el caso de PEMEX, donde uno de los mayores riesgos son las fugas ocasionadas por la ordeña de ductos, resulta limitante el uso de la

metodología Muhlbauer ya que ésta no considera explícitamente esta amenaza tan frecuente, desafortunadamente, en México.

- Ambas metodologías requieren de un conocimiento profundo del sistema en evaluación (transporte de hidrocarburos por oleoductos) ya que en más de una ocasión se evaluó incorrectamente una variable por desconocimiento de su importancia dentro del sistema.

Finalmente, es posible que la aplicación de los índices de Muhlbauer puede poseer importantes ventajas sobre el HAZOP, cuando se analiza el riesgo en oleoductos; sin embargo, sería indispensable que se revisara la pertinencia de los criterios empleados (inclusión de la ordeña como un daño por terceros) y solicitar el reconocimiento de esta metodología dentro del listado de SEMARNAT como una herramienta de análisis de riesgo.

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

El oleoducto es uno de los transportes de más peligrosidad pero resulta ser uno de los más viables económicamente en PEMEX. Sin embargo, en México la problemática en los ductos de PEMEX se ha tornado crónica, por lo que los estudios rigurosos de análisis de riesgo son indispensables.

Se demostró la aplicabilidad de la metodología más recomendable para realizar un análisis de riesgo en ductos terrestres es el índice Muhlbauer debido a que en esta metodología se pueden evaluar las afectaciones a terceros.

De la realización del HAZOP resultan una serie de recomendaciones para aumentar los niveles de seguridad en la operación del oleoducto.

Los escenarios de riesgos descritos evaluados indicaron que las amenazas y vulnerabilidades asociadas con un mayor riesgo son: movimiento de tierra y ordeña de oleoductos ya que son riesgos indeseables.

De las dos metodologías se deduce que el escenario de mayor riesgo y con más frecuencia en oleoductos es debido a la intervención de terceras partes (ordeña de oleoductos) y en segundo término los daños originados por corrosión.

El empleo de dos metodologías diferentes para el análisis de riesgo en el tramo de un oleoducto, permitió comparar los resultados y emitir recomendaciones más amplias, lo cual permite maximizar las medidas de seguridad y optimizar los recursos materiales y humanos para su instrumentación. Sin embargo, este fue un caso extraordinario ya que siempre es necesario seleccionar una metodología adecuada para cada instalación.

Esta investigación sirvió para establecer que la metodología idónea para realizar un análisis de riesgo en ductos es el índice Muhlbauer, ya que fue diseñada expresamente para estos sistemas.

Ya que en la actualidad no se puede realizar un análisis de riesgo con metodologías diferentes a las aprobadas por la SEMARNAT, se recomienda que PEMEX solicite a esta dependencia la inclusión del índice Muhlbauer para realizar un análisis de riesgo en ductos terrestres.

La elaboración de esta tesis por una estudiante de ingeniería industrial demostró las posibilidades de los egresados de esta carrera dentro del área de seguridad industrial, por lo que recomiendo que se incluyan los análisis de riesgo dentro de las herramientas que se proporcionan en la formación académica de la carrera de Ingeniería Industrial.

GLOSARIO

Accidente. Evento o combinación de eventos no deseados e inesperados que tienen consecuencias tales como lesiones al personal, daños a terceros en sus bienes o en sus personas, daños al medio ambiente, daños a instalaciones o alteración a la actividad normal del proceso.

Análisis de riesgo. Conjunto de técnicas que consisten en la identificación, análisis y evaluación sistemática de la probabilidad de la ocurrencia de daños asociados a los factores externos (fenómenos naturales, sociales), fallas en los sistemas de control, los sistemas mecánicos, factores humanos y fallas en los sistemas de administración; con la finalidad de controlar y/o minimizar las consecuencias a los empleados, a la población, al ambiente, a la producción y/o a las instalaciones.

Consecuencia. Resultado real o potencial de un evento no deseado, medido por sus efectos en las personas, en el ambiente, en la producción y/o instalaciones, así como la reputación e imagen.

Emergencia. Situación derivada de un accidente, que puede resultar en efectos adversos a los trabajadores, la comunidad, el ambiente y/o las instalaciones y que por su naturaleza de riesgo, activa una serie de acciones para controlar o mitigar la magnitud de sus efectos.

Estudio de riesgo. Documento que integra la caracterización de riesgos, así como la información técnica empleada en su evaluación; las premisas y criterios aplicados; la metodología de análisis empleada; limitaciones del estudio y el catálogo de los escenarios de riesgos, entre otros.

Evaluación de riesgos. Proceso de identificar peligros o condiciones peligrosas en los materiales y sustancias o en los procesos; analizar y/o modelar las

consecuencias en caso de fuga o falla y la frecuencia con que pueden ocurrir, y caracterizar y jerarquizar el riesgo resultante.

Evento. Suceso relacionado a las acciones del ser humano, al desempeño del equipo o con sucesos externos al sistema que pueden causar interrupciones y/o problemas en el sistema. En este documento, evento es causa o contribuyente de un incidente o accidente o, es también una respuesta a la ocurrencia de un evento iniciador.

Frecuencia. Número de ocasiones en que puede ocurrir o se estima que ocurra un evento en un lapso de tiempo.

Incidente. Evento no deseado, inesperado e instantáneo, que puede o no traer consecuencias al personal y a terceros, ya sea en sus bienes o en sus personas, al medio ambiente, a las instalaciones o alteración a la actividad normal de proceso.

Mitigación. Conjunto de actividades destinadas para disminuir las consecuencias ocasionadas por la ocurrencia de un accidente.

Peligro. Es toda condición física o química que tiene el potencial de causar daño al personal, a las instalaciones o al ambiente.

Prevención. Conjunto de medidas tomadas para evitar un peligro o reducir un riesgo.

Probabilidad de ocurrencia. Posibilidad de que un evento acontezca en un lapso dado.

Riesgo. Peligros a los que se expone el personal. Combinación de la probabilidad de que ocurra un accidente y sus consecuencias.

MESOGRAFÍA

Alcántara, Jorge (junio 2011). Profundidad y velocidad de flujo en oleoducto, Ingeniero en operación del Instituto Mexicano del Petróleo, México (comunicación personal).

CLH (2006). Protección de oleoductos, Compañía Logística de Hidrocarburos, disponible en internet: <http://www.clh.es/GrupoCLHCastellano/ResponsabilidadCorporativa/ProteccionOleoductos/>, España: Autor, fecha de recuperación 2011

Erribarre, Ana (septiembre 2011). Hundimiento de tierra y suelos expansivos, auxiliar de protección civil, Protección civil Moloacán, México, (comunicación personal).

Godínez, Juan (2003). Protección con recubrimientos anticorrosivos a instalaciones superficiales de ductos, Petróleos Mexicanos, México, disponible en internet: <http://www.pemex.com/files/standards/definitivas/nrf-004-pemex-2003-rev-1.pdf>, fecha de recuperación 2011

González, Carlos (mayo 2011) Soldaduras en oleoductos, Soldador tipo A de ductos, Petróleos Mexicanos, México, comunicación personal.

INEGI (2010). “El petróleo” en Sabías que..., Instituto Nacional de Estadística y Geografía, México, disponible en internet: <http://cuentame.inegi.org.mx/economia/petroleo/default.aspx?tema=S>, México, fecha de recuperación 2011.

INFRA (2006). Manual de electrodos, Electrodo INFRA S.A de C.V, México, disponible en internet: http://www.infra.com.mx/servicio_atencion/libreria/eisa/documentos/manual_electrodos/baja_aleacion.pdf, fecha de recuperación 2011.

Koplin, Mike (2010.). Evaluación de Riesgos y Restauración Ambiental, Depto. Toxicología ambiental, Universidad Arizona, disponible en internet <http://superfund.pharmacy.arizona.edu/toxamb/>, fecha de recuperación 2010.

Ley, Roberto (2001).Análisis de incertidumbre y riesgo para la toma de decisiones, Comunidad Morelos, México.

Mansilla, Elizabeth (2000). Riesgo y ciudad, Tesis de doctorado, UNAM, Facultad de Arquitectura, disponible en internet: <http://www.desenredando.org/public/libros/2000/ryc/RiesgoYCiudad-1.0.1.pdf>,México, fecha de recuperación 2011.

Montoya, Jorge (2008). Análisis de riesgo con la metodología HAZOP a subestaciones eléctricas de CFE, Tesis de Ingeniería Química, Universidad de las Américas, Puebla, disponible en internet: http://catarina.udlap.mx/u_dl_a/tales/documentos/lpro/montoya_m_j/,México, fecha de recuperación 2011

Muhlbauer, Kent(1997).Pipeline risk management manual, Butterworth-Heinemann, Houston, 2ª Ed.

PEMEX (2003 a).Diseño, construcción, inspección y mantenimiento de ductos terrestre para transporte y recolección de hidrocarburos, Petróleos Mexicanos, disponible en internet: <http://www.pemex.com/files/standards/definitivas/nrf-030-pemex-2003.pdf>, México: Autor, fecha de recuperación 2012.

PEMEX (2003b).La industria petrolera, Dirección corporativa de finanzas, Petróleos Mexicanos, disponible en internet:<http://www.pemex.com/index.cfm?action=news§ionID=8&catid=42&contentID=1447>, México: Autor, fecha de recuperación 2011.

PEMEX (2005). Descripción general de los procesos sustantivos en la operación de PEMEX y organismos subsidiarios, Manual de Petróleos Mexicanos e Instituto Mexicano del Petróleo, México: Autor, fecha de recuperación 2011.

PEMEX(2009). Transporte, almacenamiento y distribución, Subdirección Pemex Gas y Petroquímica Básica de Petróleos Mexicanos, disponible en internet: <http://www.pemex.com/index.cfm?action=content§ionID=1&catID=12060>, México: Autor, fecha de recuperación 2011.

PEMEX (2011 a). Se mantiene estable la producción de crudo con 2.572 mmbd en el primer cuatrimestre, Boletín de prensa, Petróleos Mexicanos, disponible en internet: <http://www.pemex.com/index.cfm?action=news§ionID=8&catID=40&contentID=24481>, México: Autor, fecha de recuperación 2011.

PEMEX (2011b), Productos, Productos y servicios, Petróleos Mexicanos, México, disponible en internet: <http://www.pemex.com/index.cfm?action=content§ionID=4&catID=10015>, fecha de recuperación 2011

Protección civil (2011), Moloacán, disponible en internet http://portal.veracruz.gob.mx/portal/page?_pageid=1411,4356666&_dad=portal&_schema=PORTAL, México, fecha de recuperación 2011

Ragasol Víctor (2010), Guías técnicas para realizar análisis de riesgo de proceso, Petróleos Mexicanos, México, Septiembre 2010, fecha de recuperación 2013

SEMARNAT (2011), Ley General del equilibrio ecológico y la protección al ambiente artículo 147, secretaría del medio ambiente y recursos naturales, México, fecha de recuperación 2012.

SIASPA (2000). Manual de metodologías para el desarrollo y actualización de análisis de riesgo, Sistema Integral Administración Seguridad y Protección Ambiental, Petróleos Mexicanos Refinación, México:Autor.

UnitedNations International StrategyforDisasterReduction (2004).Definición de amenaza, Naciones Unidas, disponible en internet: http://www.unisdr.org/eng/public_aware/world_camp/2004/booklet-spa/page4-spa.pdf, Estados Unidos: Autor, fecha de recuperación 2011.

Westarco (1992). Electrodo para soldar aceros al carbono (AWS a 5,1), Colombia, disponible en internet: <http://www.westarco.com/paginas/AceCar.htm>, fecha de recuperación 2011

Wilches Gustavo (1993). “La Vulnerabilidad Global” en Maskrey, A. (ed.), La Red. Tercer Mundo Editores, Colombia.