

175
29-



Universidad Nacional
Autónoma de México

UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA
DE MÉXICO

FACULTAD DE QUÍMICA

ANÁLISIS DE REPORTES DE LOS ACCIDENTES
OCURRIDOS EN DUCTOS COSTA ADENTRO
QUE TRANSPORTAN HIDROCARBUROS,
DURANTE EL PERIODO 1993-1996

TESIS

QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE:
INGENIERA QUÍMICA
P R E S E N T A:

IVONNE SELENE VELASCO SÁNCHEZ

263992



FACULTAD DE QUÍMICA

MÉXICO D.F.



EXAMENES DE TITULACIÓN 1998
FAC. DE QUÍMICA

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN



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).

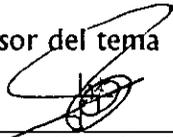
El uso de imágenes, fragmentos de videos, y demás material que sea objeto de protección de los derechos de autor, será exclusivamente para fines educativos e informativos y deberá citar la fuente donde la obtuvo mencionando el autor o autores. Cualquier uso distinto como el lucro, reproducción, edición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

JURADO ASIGNADO

PRESIDENTE: Prof. Arturo López Torres.
VOCAL: Prof. Irma Cruz Gavilán García.
SECRETARIO: Prof. Mariano Pérez Camacho.
1er SUPLENTE: Prof. Claudia Angélica García Zacarías.
2ndo. SUPLENTE: Prof. Xavier Cortés Lascurain

SITIO DONDE SE DESARROLLÓ EL TEMA:
Procuraduría Federal para la Protección del Ambiente
Laboratorio de Tratamiento de Residuos Tóxicos

Asesor del tema



Q. Irma Cruz Gavilán G.

Sustentante



Ivonne Selene Velasco Sánchez

ÍNDICE

Introducción	1
Antecedentes	2
1.0 Infraestructura actual de los sistemas de transporte de hidrocarburos por ductos en México	
1.1 Generalidades	5
1.2 Clasificación de los sistemas de transporte de hidrocarburos	5
1.3 Oleoductos	6
1.4 Poliductos	8
1.5 Gasoductos	9
2.0 Aspectos generales sobre seguridad para el diseño, construcción, operación y mantenimiento de ductos	
2.1 Generalidades	14
2.2 Diseño	16
2.2.1 Requisitos mínimos para el diseño de un ducto	16
2.2.2 Diseño de los componentes de un ducto	22
2.3 Construcción	26
2.3.1 Requisitos de construcción para un ducto	27
2.3.1.1 Planos del proyecto	27
2.3.1.2 Derecho de vía	27
2.3.1.3 Caminos de acceso	27
2.3.1.4 Tendido del ducto	27
2.3.1.5 Excavación de la zanja	28
2.3.1.6 Doblado y alineado	28
2.3.1.7 Protección contra riesgos	28
2.3.1.8 Soldadura en ductos de acero	29
2.3.1.9 Inspección y pruebas de soldadura	30
2.3.1.10 Control de corrosión externa	30
2.3.1.11 Limpieza interior y pruebas de hermeticidad	31
2.3.1.12 Prueba dieléctrica de recubrimiento	32
2.3.1.13 Parcheo	32
2.3.1.14 Bajado y tapado	32
2.3.1.15 Empates	33
2.3.1.16 Pruebas hidrostáticas	33
2.3.1.17 Obras especiales	33
2.3.1.18 Protección catódica	33
2.3.1.19 Inspección del ducto mediante equipo instrumentado	34

2.4	Operación	
2.4.1	Requisitos generales para operación y mantenimiento de un ducto	34
2.4.2	Procedimientos de emergencia	36
2.4.3	Presión máxima de operación	37
2.4.4	Odorización	38
2.4.5	Actualización de la clase de localización de los ductos en operación	38
2.4.6	Requisitos generales para cambio de servicios en ductos	39
2.4.7	Mantenimiento	39
2.5	Caso Práctico	42
3.0	Análisis de los accidentes ocurridos en ductos durante el periodo 1993 - 1996	
3.1	Generalidades	59
3.2	Análisis anual y mensual de accidentes ocurridos en ductos	60
3.3	Análisis de las causas que provocaron los accidentes ocurridos en ductos	63
3.4	Análisis de los tipos de accidentes	66
3.5	Análisis por estado de los accidentes ocurridos en ductos	66
3.6	Análisis de los medios y población afectados por los accidentes ocurridos en ductos	74
4.0	Análisis de riesgos	
4.1	Generalidades	77
4.2	Identificación de riesgos	79
4.3	Evaluación cuantitativa de riesgos	88
4.4	Mínimización de riesgos	94
5.0	Legislación	
5.1	Generalidades	96
5.2	Programas elaborados por la CRE	97
5.3	Legislación internacional	99
5.4	Comparación de Códigos y Normas de Estados Unidos de Norteamérica, Canadá y México	100

INTRODUCCIÓN

En este trabajo de tesis se proporcionará una visión más amplia de la identificación, evaluación y minimización de riesgos asociados con el transporte de hidrocarburos en ductos costa adentro, debido a que se han suscitado en el país numerosos accidentes con estos compuestos. En este sentido, y de acuerdo con los datos del organismo competente, el 90% de los accidentes relacionados con hidrocarburos de 1993 a 1997, tienen que ver con fugas o derrames en ductos provocados principalmente por piratería, mientras que los incendios y explosiones en planta u otro medio de transporte representan un porcentaje muy bajo, lo cual corrobora que en aquellas instalaciones en donde existe mas vigilancia éstos accidentes son minimizados. Por lo anterior, resulta evidente que las instalaciones que manejan este tipo de materiales o combustibles, especialmente a través de ductos, contribuyen de manera significativa a la problemática en materia de accidentes asociados con sustancias químicas, que se tiene en el país. Por lo que su prevención, vigilancia y respeto al derecho de vía es de vital importancia, especialmente para la propia Industria Petrolera, para evitar así las elevadas pérdidas económicas que son absorbidas por la nación.

Por dicha razón este trabajo pretende hacer una revisión de los procedimientos empleados en el diseño, construcción, operación y mantenimiento de los sistemas de transporte de hidrocarburos, mismos que deben apegarse a las normas, especificaciones y códigos internacionales de la industria del petróleo.

El objetivo principal de esta tesis, consiste básicamente en identificar los riesgos que involucra el transporte de hidrocarburos en ductos costa adentro, para posteriormente definir las técnicas para su evaluación y señalar las medidas más apropiadas para la minimización de dichos riesgos.

Para alcanzar dicho objetivo, y en virtud de la carencia de Normatividad Nacional Oficial en esta materia, se realizó una revisión de los estándares y normas que a nivel internacional se tienen para la reglamentación de los aspectos de seguridad asociados con el transporte de hidrocarburos en ductos; se revisó la información clasificada con que cuentan los organismos competentes, sobre accidentes en ductos que ocurrieron en los últimos cuatro años con el fin de identificar las causas que los pudieran provocar, se revisaron también los estándares con que cuenta la industria para el transporte de hidrocarburos en ductos, también se describe la infraestructura en materia de ductos con que cuenta México, entre otros aspectos.

ANTECEDENTES

En el mundo actual los grandes requerimientos energéticos son extraídos casi en su totalidad del carbón, el petróleo y el gas natural; los cuales debido a su origen se les conoce como combustibles fósiles. De estos, el más importante es el petróleo, que es el resultado de una mezcla de hidrocarburos que se encuentra en estado sólido, líquido y gaseoso en el interior de la tierra a grandes profundidades. Los hidrocarburos que componen el petróleo son producto de una lenta descomposición de materia orgánica, ocasionada por bacterias en un pasado remoto.

La palabra petróleo se deriva del latín "petra", que significa piedra o roca y de "oleum", que significa aceite. Esta palabra la utilizó por primera vez el mineralogista alemán Georgius Agrícola (1494-1555), al describir la obtención y el refinamiento del petróleo. Sin embargo, el hombre hizo uso del petróleo desde hace mucho tiempo. Datos históricos narran que los sumerios, asirios y babilónicos, usaron los grandes afloramientos cercanos al río Eufrates para aprovecharlos de diversas maneras en muchos lugares de Mesopotamia y áreas contiguas al Mediterráneo Oriental.

El petróleo se usaba entre otras cosas, para calentar, iluminar, lubricar, pegar tabiques, impermeabilizar canastas y construir caminos.

Por accidente los chinos iniciaron la explotación del petróleo por medio de la perforación, quienes lo encontraron accidentalmente al perforar pozos de salmuera antes de la era cristiana. Después de 2000 años viene a innovar la perforación sistemática la cual da inicio a la actual era petrolera.

A mediados del siglo XIX, ante el creciente desarrollo de nuevos centros urbanos y ante la demanda de lubricantes por parte de las industrias, se evidenció la urgente necesidad de encontrar un sustituto al aceite de la ballena, el cual, ante la escasez de estos mamíferos en los mares, se estaba volviendo muy difícil de obtener.

En esa misma época, un poco tiempo después, se logró obtener aceite a partir del carbón, y para 1859 se habían establecido pequeñas refinerías en Europa y en los Estados Unidos de Norteamérica.

En ese mismo año, el 27 de agosto, empezó a producir el primer pozo perforado, especialmente para la obtención del petróleo. Este pozo perforado por E.L. Drake en Titusville, Pennsylvania a una profundidad de 21 m y posteriormente se establecieron refinerías para el proceso de este nuevo producto, esto dio inicio a la industria petrolera.

Después de cierto tiempo, el transporte terrestre y fluvial del petróleo en barriles de madera, era insuficiente e inadecuado para satisfacer la demanda del nuevo combustible.

Fue así que en 1865, la primer tubería para transportar petróleo crudo que se puede considerar exitosa fue construida por Samuel von Syckel. La Asociación Transportadora de Petróleo, que él encabezaba, construyó una línea de hierro

forjado, entornillado, de 2" de diámetro y 9.5 kilómetros de largo. Tres bombas alternadoras que funcionaban a base de vapor dieron al sistema una capacidad de 1900 barriles por día. Este mismo año, el gas natural se usó por primera vez en la fabricación del negro de humo.

En México, a partir de 1863 se hicieron los primeros intentos por explotar nuestros recursos petroleros, aunque fue hasta 1869 cuando el Dr. Adolph Autrey, de origen irlandés y naturalizado mexicano, perforó el primer pozo del que se tienen noticia en Papantla, Ver..

Sin embargo no fue sino hasta 1901 cuando la compañía norteamericana Mexican Petroleum Company estableció su primer campo petrolero en San Luis Potosí, logrando así que la industria petrolera en México tomara impulso.

Después llegaron otras compañías extranjeras tales como "El Aguila", "La Huasteca", "La Transcontinental", "La Pennsylvania", y "La Internacional". Todas las compañías que se encontraban en México, explotaron nuestros recursos petroleros hasta que el 18 de marzo de 1938, el entonces Presidente Constitucional de la República Mexicana, Gral. Lázaro Cárdenas, decretó la Nacionalización de la industria petrolera, y la expropiación de los bienes de la mayor parte de estas compañías petroleras.

Como consecuencia de este acontecimiento y ante la necesidad de que el país contara con un organismo que se hiciera cargo de la explotación y administración del patrimonio nacional que representaban los recursos petroleros, en ese mismo año, el 7 de junio se creó Petróleos Mexicanos (PEMEX).

Hoy día, a 60 años de este trascendental evento, la industria petrolera es la más importante de nuestro país. En el panorama mundial México ocupa el 8° lugar por sus reservas probadas de petróleo crudo, el 14° por reservas probadas de gas natural y el 8° lugar en lo que a producción se refiere de ambos.

Actualmente el volumen de exportación asciende aproximadamente a 2763400 barriles por día, de estos, el 55.86% corresponde a petróleo crudo, el 0.19% corresponde a gas natural, el 3.28% a productos petrolíferos, y el 40.65% a productos petroquímicos¹.

La óptima recolección, transporte y distribución de estos hidrocarburos, así como de los que se destinan para el consumo interno, se logra mediante los sistemas de transporte de hidrocarburos con que cuenta nuestro país.

Estos sistemas se encuentran integrados por una red nacional de ductos, que a la fecha, esta constituida por aproximadamente 11877km de gasoductos, 4163km de oleoductos, 9043km de líneas para el transporte de destilados, gas licuado y productos petroquímicos, combustoleoductos 246km, así como, por 28651km de líneas de recolección y de servicio en los campos petroleros¹.

Esta red nacional de ductos cuenta con una longitud total de casi 53980 km, la cual se extiende por 21 entidades federativas desde Chihuahua hasta Yucatán¹.

Existen adicionalmente, líneas aisladas en Baja California Norte, Sonora y Sinaloa.

Es importante hacer notar que para satisfacer la demanda interna de hidrocarburos de esta red de ductos es importante tomar en cuenta que el 80% de la energía total que se consume en México, es obtenida a partir de los hidrocarburos, debido a esta cifra se destaca la importancia que tiene el suministro oportuno de estos energéticos a los centros de procesamiento y de consumo. A través de la red nacional de ductos se realiza el suministro de más del 75% de estos hidrocarburos y únicamente el 20% se mueve por buques, ferrocarril y carretera.

1.0 INFRAESTRUCTURA ACTUAL DE LOS SISTEMAS DE TRANSPORTE DE HIDROCARBUROS EN MÉXICO.

1.1 GENERALIDADES.

El sistema nacional de ductos representa la columna vertebral del sistema de distribución de hidrocarburos. Este sistema está constituido por una extensa red de ductos con el fin de transportar crudo, productos destilados, gas natural y petroquímicos a lo largo y ancho del territorio nacional. Después de muchos años, la experiencia confirma que los ductos son y, seguirán siendo el medio más confiable, eficiente y económico para el envío masivo de hidrocarburos.

Entendiéndose por ductos, aquellos sistemas de transportación de hidrocarburos o líneas de conducción de los mismos, que transportan petróleo crudo, condensado, gasolina natural, líquidos de gas natural, gas licuado del petróleo y productos líquidos de petróleo, entre: instalaciones de producción de campo, patios de tanques, plantas de proceso de gas natural, refinerías, estaciones, terminales y otros puntos de entrega y recibo. Comprende también, tuberías primarias y auxiliares asociados que conduzcan líquidos, en terminales, en patios de tanques, en estaciones de bombeo, en estaciones reductoras de presión y en estaciones de medición, incluso en trampas de diablos, en filtros, en derivaciones de prueba, en tanques de almacenamiento fabricados con tubos y accesorios, y las tuberías de interconexión de estas instalaciones. (Todas las instalaciones mencionadas se abordarán en el capítulo 2).

Los sistemas de transporte de hidrocarburos por tubería, no abarcan las siguientes instalaciones:

- ◆ Tuberías auxiliares que conducen agua, aire, vapor, aceite de lubricación, gas y combustibles.

1.2 CLASIFICACIÓN DE LOS SISTEMAS DE TRANSPORTE DE HIDROCARBUROS.

Para satisfacer la demanda en los sectores industrial, eléctrico, doméstico e instalaciones de Pemex se buscó una política de distribución sin descuidar la conservación ecológica de las zonas pobladas, así como reducir los efectos de la contaminación. De esta manera el transporte de hidrocarburos es efectuado por medio de oleoductos, poliductos y gasoductos.

Para tener un panorama obviamente generalizado del transporte y la distribución por ductos deben también incluirse los combustoleoductos y los ductos de petroquímicos.

Por lo cual los sistemas para el transporte de hidrocarburos se clasifican de la siguiente manera, basándose en su estado de agregación en el cual se encuentren².

- a) Sistemas para el transporte de hidrocarburos gaseosos. Estos sistemas reciben el nombre de "gasoductos", los cuales se destinan a la conducción de productos en estado gaseoso, tales como gas amargo húmedo, gas amargo, gas combustible, gas dulce, gas natural, gas residual, gas seco, gas amargo, gas húmedo dulce y vapores amargos, cuyo uso común será su empleo como combustible.
- b) Sistemas para el transporte de hidrocarburos líquidos. Estos sistemas también llamados "oleoductos", son las tuberías que se destinan a la conducción de petróleo crudo, crudo marino, crudo mesozoico, gasolina natural, gases licuados y productos líquidos derivados de la destilación de petróleo; comúnmente usados como combustibles o como materia prima para la fabricación de los mismos.
- c) Sistemas para el transporte de productos químicos o petroquímicos. Estos sistemas se llaman también "poliductos", los cuales son destinados al transporte de productos químicos o petroquímicos, ya sea en estado líquido o gaseoso, tales como aceite, butano, condensados, destilado diáfano, diesel, diesel especial, diesel tractogas, etano y más pesados, gas LP, gasolina amarga, gasolina amorfa, gasolina magna sin, gasolina natural, gasolina nova, gasolinas intermedio 15, pentanos, propanos recuperados, destilados y turbosina, obtenidos a partir del petróleo.

1.3 OLEODUCTOS.

El censo de la red de oleoductos está conformado por 4,163 kilómetros de ductos (figura 1.2) con diámetros entre 12" y 48" (figura 1.4). Los oleoductos están tendidos en 2,572 km de derechos de vía y tienen un empaque de 9.3 millones de barriles.

Los oleoductos suministran de aceite crudo a las seis refinerías del país y al puerto de exportación de Salina Cruz, Oax.

TABLA 1.1

REFINERÍA	LOCALIDAD
Gral. Lázaro Cárdenas del Río	Minatitlán, Ver.
Ing. Antonio Dovalí Jaime	Salina Cruz, Oax.
Miguel Hidalgo y Costilla	Tula, Hgo.
Ing. Antonio M. Amor	Salamanca, Gto.
Francisco I. Madero	Cd. Madero, Tamps.
Ing. Héctor Lara Sosa	Cadereyta, N.L.

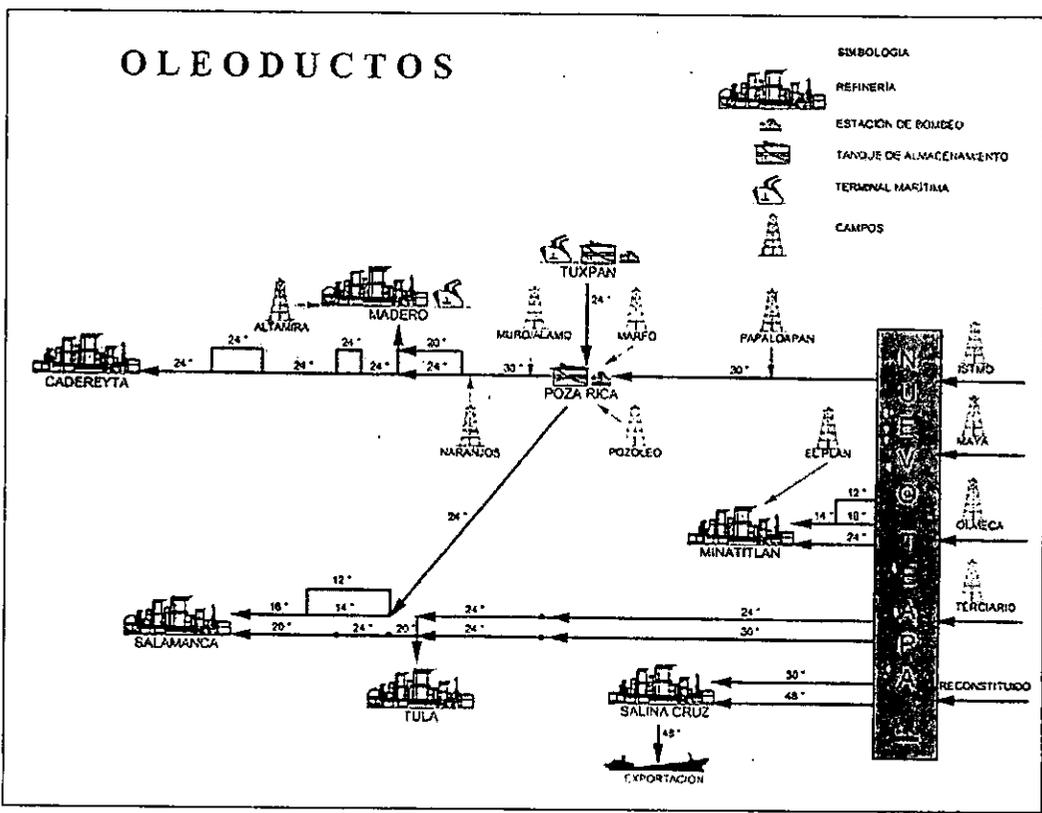


Figura 1.2

Oleoductos

Durante 1996 por la red de oleoductos se transportó un promedio de 1330.9 miles de barriles por día (mbd), para el proceso en las refinerías se enviaron 1,242.1 mbd y para exportación por el puerto de Salina Cruz, Oax, se enviaron 88.8 mbd. Los diferentes tipos de aceite crudo transportados fueron los siguientes:

TABLA 1.3

TIPO DE CRUDO	VOLUMEN (MBD)
Istmo	614
Olmeca	20
Maya	390
Terciario	38
Otros campos	70
Reconstituido	190

1.4 POLIDUCTOS

El censo de la red de poliductos en operación está constituido por 8,006 km de ductos con diámetros entre 4" y 18". Los poliductos están tendidos en 6,188 km de derechos de vía y tienen un empaque de 3.8 millones de barriles⁴.

Los poliductos suministran productos destilados a 43 superintendencias de ventas y dos terminales marítimas; así mismo, se transportan productos interrefinerías.

Durante 1996, por la red de poliductos se transportó un promedio de 1,317 mbd. Los diferentes tipos de productos transportados se muestran en la tabla 1.5.

TABLA 1.5

PRODUCTO	VOLUMEN (MBD)
Gasolinas	749
Diesel	303
Turbosina	66
Combustóleo	160
Querosinas	9
Gasóleos	27
Propileno	3

La red de poliductos está dividida en tres principales zonas que abastecen e interconectan a las siguientes instalaciones:

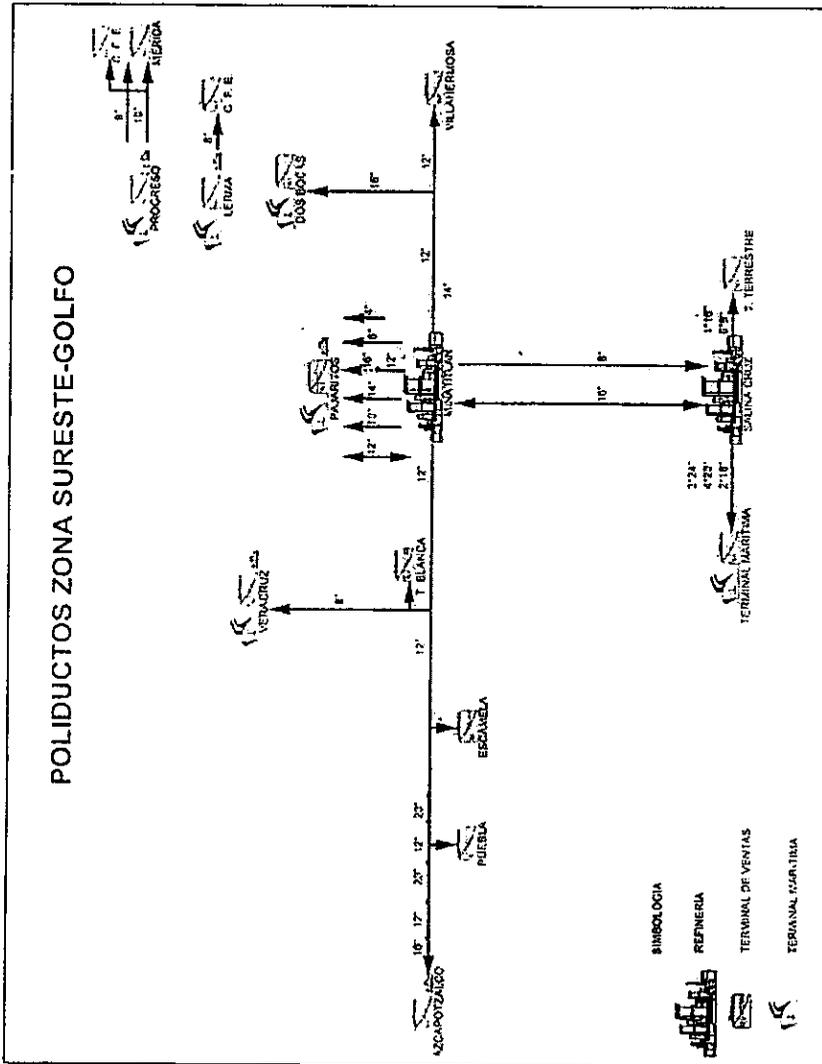
TABLA 1.6

ZONA	REFINERÍAS (LOCALIDAD)	TERMINALES DE VENTAS	TERMINALES MARÍTIMAS
Sureste-Golfo	Minatitlán, Ver. Salina Cruz, Oax.	10	2
Centro-Golfo	Tula, Hgo. Salamanca, Gto.	17	---
Norte-Pacífico	Cd. Madero, Tamps. Cadereyta, N.L.	16	---

1.5 GASODUCTOS

El censo de la red de gasoductos es de 11,877 km, la cual está constituida por 11,346 km que transportan gas natural y 2,082 km que transportan productos, los cuales se presentan en el mapa de la figura 1.9.

Figura 1.4



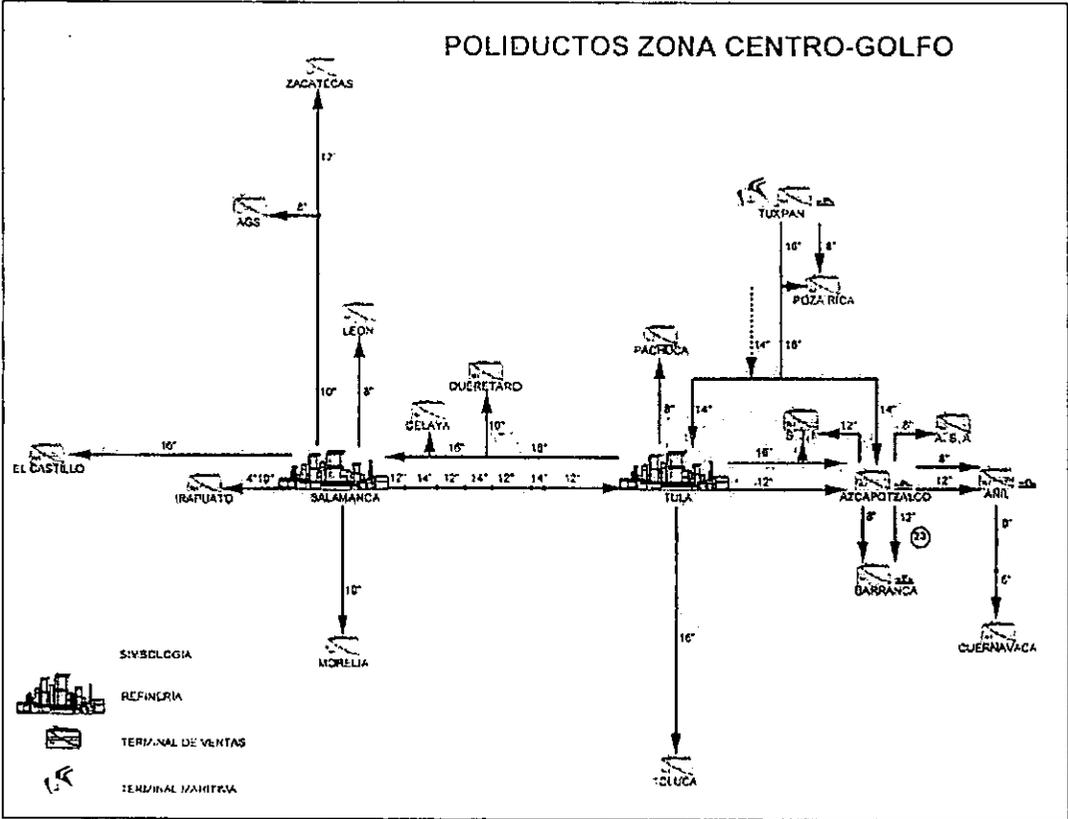


Figura 1.7

Figura 1.9

Mapa de Gasoductos



2. ASPECTOS GENERALES SOBRE SEGURIDAD PARA EL DISEÑO, CONSTRUCCION, OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO.

2.1 GENERALIDADES

Día a día en nuestro país se dan diversas situaciones que generan distintas clases de riesgos en la red de ductos para el transporte de hidrocarburos, por lo cual para que opere con seguridad esta extensa red se debe cumplir con los códigos y normas para el diseño, construcción, operación y mantenimiento. Por lo que en este capítulo se pretende abordar en términos generales los diversos aspectos que deben considerarse para el cumplimiento de dichos códigos y normas. Por lo cual se realizó una revisión de los siguientes documentos: norma " Requisitos mínimos de seguridad para el diseño, construcción, mantenimiento e inspección de tuberías de transporte ", No. 07.3.17, 5ª revisión, AVIII -1, emitida por Petróleos Mexicanos en enero de 1990, basada en el ANSI(American National Standards Institute) B31.4 y ANSI B31.8; Código Federal de Regulaciones de Estados Unidos, capítulo 49, emitido en febrero de 1996 y las regulaciones canadienses para ductos establecidas por la National Energy Board Act.

Los documentos anteriores se basan en códigos y normas internacionales, dentro de los cuales los más importantes se describen a continuación:

- ASTM (American Society of Testing Materials). Provee un foro para productores, usuarios, consumidores finales y todos aquellos que tienen un interés general para conocer los estándares, especificaciones, métodos de prueba, prácticas, guías, clasificaciones y terminología relacionados con los materiales empleados en las industrias de metales, pinturas, plásticos, textiles, petróleo, construcción, energía, ambiental, servicios médicos, sistemas computarizados electrónicos, etc.
- ANSI(American National Standards Institute). Su función es la de coordinar y administrar el sistema de estandarización del sector privado en los Estados Unidos de Norteamérica, facilitando el desarrollo de los estándares, estableciendo un consenso entre los grupos calificados que lo conforman y asegurando que sus principios sean seguidos. También promueve el uso de los estándares de los Estados Unidos de Norteamérica internacionalmente, y es miembro de la International Organization for Standardization(ISO) y la International Electrotechnical Commission(IEC).
- API(American Petroleum Institute). Es la máxima asociación nacional representante del total de la industria petrolera: Exploración y producción, transportación, refinación y comercialización. Determina las posiciones de la industria petrolera en políticas públicas, así como los estándares que regulan sus operaciones día con día en todo el mundo.

- ASME(American Society of Mechanical Engineers). Promueve el arte, la ciencia y la práctica de la ingeniería mecánica en todo el mundo, ofreciendo programas y actividades de calidad en ingeniería mecánica permitiendo a sus practicantes contribuir al bienestar de la humanidad, mantiene y distribuye 600 códigos y estándares para el diseño, construcción e instalación de dispositivos mecánicos.
- AWS(American Welding Society). Es una organización cuya meta principal es el mejorar la ciencia, tecnología y aplicación de soldaduras y disciplinas relacionadas con juntas o uniones.

Antes de hablar del diseño es importante mencionar cual es el material del que están hechos los ductos, cómo se debe seleccionar éste y las pruebas para su calificación. El material universalmente usado para tuberías en la industria petrolera es el acero. La composición de los cuatro componentes básicos varía de acuerdo a los siguientes límites:

- ⇒ Carbono, 0.275 máximo
- ⇒ Manganeso, 0.3 a 1.15% máximo
- ⇒ Fósforo, 0.045 a 0.080%
- ⇒ Azufre, 0.06% máximo

Los tubos pueden ser con o sin costura estando limitados éstos últimos en diámetros menores de 24pulgadas. En lo que a conexiones se refiere, el material varía de acuerdo al rango de presiones a las cuales aquellas van a estar sometidas, así:

- ◆ Hierro fundido para presiones hasta 150lbs/pg²
- ◆ Acero fundido para presiones de 150 a 2.500lbs/pg²
- ◆ Acero forjado para presiones de 1.000 a 6.000 lbs/pg²

La finalidad de seleccionar el material del cual están hechos los sistemas destinados al transporte de hidrocarburos, es para saber si se encuentran calificados de acuerdo a los códigos: ANSI(American National Standards Institute), API(American Petroleum Institute), ASTM(American Society of Testing Materials) y ASME(American Society of Mechanical Engineers); para asegurarse que estos sistemas sean capaces de mantener la integridad estructural del ducto bajo ciertas condiciones que puedan preverse, y además de ser químicamente compatibles con cualquier hidrocarburo que se transporte y con cualquier otro material que constituya al ducto con los cuales esté en contacto. De acuerdo a la norma " Requisitos mínimos de seguridad para el diseño, construcción, mantenimiento e inspección de tuberías de transporte ", No. 07.3.17, 5ª revisión, AVIII -1, emitida por Petróleos Mexicanos en enero de 1990; las pruebas para calificación de materiales son las siguientes:

- Inspección visual; consiste en revisar cada uno de los tramos y accesorios antes y durante la construcción para asegurar que éstos se encuentran

limpios, libres de defectos o daños mecánicos originados durante su embarque, manejo e instalación.

- Determinación del espesor; debe medirse en cada pieza el espesor de pared mediante un calibrador de precisión, en diferentes puntos del cuerpo del tubo, previamente efectuada la limpieza de las superficies.
- Soldabilidad; para ésta prueba un soldador calificado debe tomar un tramo de tubo, cortar éste en dos carretes, biselar, preparar la junta, soldar, obtener los especímenes y hacer las pruebas. La calificación de la soldadura debe hacerse con las más severas exigencias que apliquen, efectuada bajo las condiciones y procedimientos que se presentan en el campo; más detalles se abordan en el inciso 2.3.1.8.

Cuando menos una de las pruebas anteriores debe hacerse por cada 100 tubos, si su diámetro es mayor de 10.16cm, y si el diámetro es igual o menor se requiere de una prueba por cada 400.

Para el caso de los ductos nuevos o usados de acero al carbón se encuentran calificados si:

1. Son fabricados de acuerdo a las especificaciones internacionales recomendadas por algunos de los siguientes códigos: API 5L(Tuberías de acero), ASTM A 53, A 106, A 333 / A 333M, A 381, A 671, A 672, A 691, D 2513, D 2517.
2. Cumplen con los requerimientos de: propiedades de curvatura, soldabilidad, inspección, propiedades de tracción. Si los ductos fueron manufacturados en diversas épocas, además de considerar lo anterior, se debe tomar en cuenta la semejanza de los requerimientos de la especificación y la inspección o prueba del ducto soldado.
3. Han sido usados en una línea existente de la misma presión o mayor (no se aplica para ductos nuevos)

Todos los tubos, conexiones y accesorios instalados que forman parte del ducto deben contar desde la fábrica con una inscripción indeleble que certifique la especificación del material.

2.2 DISEÑO

2.2.1. Requisitos mínimos para el diseño de un ducto.

La etapa del diseño de los sistemas de transporte de hidrocarburos líquidos y gaseosos es la base para las siguientes fases, como son la construcción, operación y mantenimiento; por lo que deberán ser diseñados con un espesor de pared, para soportar presiones y cargas externas previstas en el diseño a las cuales estarán expuestos los ductos después de su instalación. El diseño de estos sistemas debe considerar entre otros, aspectos tales como:

a) Características físicas y químicas del hidrocarburo; esto nos permite saber si el material que se transporta es corrosivo, así como su reología por medio de un análisis químico.

b) Presión. El espesor de diseño de la pared de la tubería se calcula en base a la presión interna mediante las siguientes fórmulas:

a) PARA OLEODUCTOS

$$t = P * D / 2 * S * fd$$

$$S = 0.72 * E * R$$

b) PARA GASODUCTOS

$$t = P * D / 2 * S$$

$$S = R * E * F * T$$

en donde:

P = Presión interna máxima de diseño, [kg / cm²]

R = Resistencia mínima especificada a la cedencia o también llamada tensión admisible del material [kg / cm²], de acuerdo con lo establecido por las especificaciones API 5L, ASTM A 53, 106, 135, 139, 333 y 381

t = Espesor de pared mínimo de un ducto requerido y sometido exclusivamente por presión interna, es el espesor que se requiere para cubrir los requisitos de diseño [cm]

fd y F = Factor de diseño basado en la densidad de población de acuerdo a la tabla 2.1, establecido en el inciso k de este mismo punto

T = Factor de corrección por temperatura

E = Factor de junta longitudinal soldada que varía entre 0.6 y 1.0 dependiendo del proceso de fabricación, es decir de la clase del ducto y del número de especificación según los códigos ASTM y API (pueden ser ASTM A 53, 106, 134, 135, 139, 211, 333, 381, 671, 672 y API 5L, ésta última especificación cubre también la API 5LX, 5LS y 5LV).

D = Diámetro exterior del ducto [cm]

S = Esfuerzo de trabajo máximo permisible [kg / cm²]

0.72 = Factor de diseño basado en el espesor de pared nominal que tiene en cuenta las disminuciones de espesor admitidas por las tolerancias de fabricación

La presión máxima de trabajo en cualquier punto de la línea es la presión máxima esperada en condiciones normales de operación e incluye tanto la presión estática debido al gradiente hidráulico como la presión requerida para vencer las pérdidas de fricción, a diferencia de la presión de diseño que es el valor de presión usado en la fórmula de diseño, el cual es mayor o igual a la presión máxima de trabajo.

Al realizar el análisis de cada uno de los aspectos que se relacionan con el espesor de pared mínimo de un ducto se debe de considerar el total de los esfuerzos longitudinales que actúan sobre él, los cuales son originados por presión, cargas vivas y muertas, así como aquellos producidos por vientos o sismos. A continuación se establecen las consideraciones que se deben tomar en cuenta al definir el espesor de pared mínimo:

◆ **Espesor nominal:**

Es el espesor calculado con la fórmula anterior incrementado con las consideraciones de los análisis y evaluaciones señaladas en los párrafos d) al i) del inciso 2.2.1.

◆ **Espesor especificado o comercial:**

Este espesor es definido por ANSI / ASME B 36.10 M y API especificación 5L. Dicho espesor no debe reducirse en ninguna parte del ducto en más de las tolerancias de fabricación.

◆ **Tolerancia de espesor por fabricación**

Ésta tolerancia se maneja en porcentajes mediante lo que establece el código API para ductos de ésta especificación y para ductos de especificación ASTM con y sin costura, la tolerancia de espesor de pared por fabricación los establece la especificación ASTM a 20 y A 530 respectivamente

c) Temperaturas, las tensiones de diseño no necesitan ser corregidas por temperatura para el intervalo comprendido entre -10°C y 120°C . Para temperaturas de trabajo fuera de esas condiciones debe tenerse en cuenta las variaciones de las propiedades mecánicas a efectos de una correcta selección. La temperatura máxima de operación; es el valor de temperatura que es igual o menor a la de diseño.

d) Especificaciones del material seleccionado, establecidas por los códigos API y ASTM.

e) Cargas adicionales; en el diseño de ductos éstas cargas se consideran como aquellas que pueden actuar sobre ellos, tomando en cuenta las características de las regiones por las que atraviesan y las condiciones de trabajo a las que se somete, éstas cargas se pueden clasificar de la siguiente manera:

- Cargas vivas como son el peso del producto

- Cargas muertas como son el propio peso del ducto, peso de la nieve, hielo, revestimiento y otros componentes

f) Esfuerzos provocados por sismos.

g) Efectos provocados por vibración y/o resonancia, asentamientos o derrumbes en regiones de suelos inestables.

h) Efectos de la contracción y expansión térmicas. Los cálculos para tener en cuenta estas solicitaciones sólo son necesarias cuando existen dudas sobre la adecuada flexibilidad del sistema para soportarlas, ello ocurre en el caso de líneas en las que se verifican sustanciales cambios de temperatura.

i) Efectos en los tubos ocasionados por el movimiento de los equipos conectados.

j) Esfuerzos por oleajes, corrientes marítimas, fluviales y en cruces de vías de comunicación.

k) Factor de seguridad; es un factor de diseño basado en la densidad de población y se determina de acuerdo a la clase de localización. La clase de localización es el criterio que debe seguirse para determinar por donde debe pasar un ducto, con la finalidad de clasificar las zonas por las cuales pasa dicho sistema, de la siguiente manera: La unidad para la clasificación de la localización es un área unitaria de 400x1600m o sea 200m a ambos lados del eje de un ducto en un tramo de 1500m. La clase de localización se determina por el número de construcciones que se encuentren en el área unitaria, en donde cada casa o sección de una construcción, destinada para fines de una ocupación humana o habitacionales, cuenta como una construcción por separado. De acuerdo a lo anterior se clasifican de la siguiente manera (tabla 2.1).

TABLA 2.1

LOCALIZACIÓN
CLASE 1 Tiene 10 o menos construcciones por área unitaria ó cuando el ducto se localice en la periferia de ciudades, poblados agrícolas o industriales.
CLASE 2 Tiene más de 10 pero menos de 50 construcciones por área unitaria de terreno.

LOCALIZACIÓN

CLASE 3

Es aquella en la que se cumple lo siguiente:

- a) Cuando en un área unitaria existan 50 o más construcciones destinadas a ocupación humana o habitacional.
- b) Cuando exista una o más construcciones a menos de 100m del eje del ducto, y ésta, esté ocupada por 20 o mas personas.
- c) Cuando exista un área al aire libre bien definida a menos de 100m del eje del ducto y ésta sea ocupada por 20 o más personas durante su uso normal.
- d) Cuando el ducto pase a 100m ó a menos de áreas destinadas a fraccionamiento ó a casas comerciales.
- e) Cuando el ducto se localice en sitios donde a 100m o menos del eje haya un tráfico intenso u otras instalaciones subterráneas.

CLASE 4

Es aquella área unitaria donde prevalecen edificios de 4 o más niveles, donde el tráfico sea pesado, o denso. (Tráfico intenso: 200 o más vehículos en una hora pico de aforo); o bien existan numerosas instalaciones subterráneas.

- 1) Derecho de vía del ducto. Éste derecho de vía se selecciona para evitar, en grado posible, casas-habitación, edificios industriales y lugares de reunión pública en los cuales las personas trabajen, se congreguen. El derecho de vía lo constituye no sólo el derecho que tiene una empresa para utilizar una franja de terreno sino, también esa misma franja a ambos lados del ducto, de unos 60m de ancho aproximadamente con una carretera paralela a la línea⁶. De acuerdo a la norma "Requisitos mínimos de seguridad para el diseño, construcción, operación, mantenimiento e inspección de tuberías de transporte", No.07.3.13, 5ª revisión AVIII-1, enero 1990 de Pemex, la distancia mínima entre un ducto y las áreas mencionadas es de 15m, a menos que se considere como mínimo una cubierta adicional de 30.48cm, además de las consideraciones acerca del espesor mínimo de cubierta para ductos enterrados(tabla 2.2).

TABLA 2.2

ESPESOR MÍNIMO DE CUBIERTA PARA DUCTOS ENTERRADOS

LOCALIZACIÓN	ESPESOR DE LA CUBIERTA (cm)	
	SUELO NORMAL	ROCA FIRME (*)
Áreas sin construcción (Clase 1)	100	45
Áreas con construcción (Clase 2, 3 y 4)	120	60
Canal de drenaje en caminos y ferrocarriles	150	60
Vías fluviales	180	60

* Roca firme o terreno rocoso es aquel en el cual se requiere el empleo de un taladro neumático o explosivos.

EL derecho de vía sirve durante la construcción para abrir la ruta por donde será tendido el ducto y durante la operación para proteger las instalaciones, la comunidad, y permitir el acceso del personal en cargado del mantenimiento. Los riesgos específicos pueden ser ocasionados por la invasión del derecho de vía por parte de la comunidad en las zonas que el ducto atraviesa áreas pobladas, invasión motivada generalmente por el crecimiento demográfico. Esta invasión se materializa bien con la construcción de viviendas o bien por su uso como carreteras. En el primer caso ello puede ocasionar ante una rotura del ducto, daños a terceros y hasta accidentes fatales. En el segundo caso también se pueden ocasionar daños a la instalación por choques de vehículos contra la línea, etc.

Para prevenir estos riesgos se hace un mantenimiento constante al derecho de vía, en especial a la carretera que bordea la línea, lo que facilita a la vez los trabajos del personal de inspección y reparación

Como prevención de los riesgos originados por la invasión, se hacen contactos con organismos oficiales a efectos de hacer cumplir las disposiciones legales vigentes.

Para ampliar el derecho de vía se pueden consultar los requisitos establecidos en la norma No.03.0.02, " Derechos de Vía de las Tuberías de Transporte de Fluidos", publicada por Pemex y/o establecer contacto con la autoridad competente (SCT).

m) Espesor adicional por desgaste o margen de corrosión. Éste lo determinará el diseñador en función de los resultados estadísticos que se tengan en el manejo de

los productos y de la eficiencia de los sistemas de prevención o control que se adopten, considerando la vida útil de por lo menos 10 años.

2.2.2 Diseño de los componentes de un ducto.

Cada uno de los componentes de un ducto deben ser capaces de resistir presiones de operación y otras cargas previstas sin afectar su capacidad de servicio con esfuerzos unitarios. Estos componentes que incluyen válvulas, bridas, accesorios, cabezales y ensambles especiales entre otros, deberán diseñarse de acuerdo a los requerimientos necesarios y a las prácticas de ingeniería reconocidas para asegurar las presiones de operación y otras cargas impuestas.

Para la calificación de los componentes metálicos éstos deberán resistir cualquier requerimiento sustentado en las especificaciones listadas en el apéndice A; y si alguno de estos componentes metálicos es fabricado de acuerdo con cualquier otra edición de dichas especificaciones, éste se calificará para su uso si, su especificación puede ser demostrada a través de una inspección visual para que el componente se encuentre perfectamente limpio y no existan en él defectos que puedan dañar la resistencia, hermeticidad o propiedades del mismo; además debe cumplir con los mismos requerimientos o más rigurosos que se establecen en el apéndice A, para poderse llevar a cabo las pruebas de presión, materiales y estar dentro de los rangos de temperatura y presión. Los tubos, bridas y conexiones soldables, si son nuevos y de especificación conocida deben satisfacer los requisitos metalúrgicos, de fabricación y de calidad correspondientes a cualquiera de los materiales mencionados en el apéndice A y en el inciso 2.2.1; este mismo inciso es aplicable para ductos nuevos o usados de especificación desconocida o ASTM A 120 . A continuación se mencionan los requisitos de diseño para los componentes de un ducto:

a) Válvulas

Básicamente el diseño de una válvula debe satisfacer los requerimientos mínimos o equivalentes a los establecidos en API 6D, a excepción las que están hechas de hierro forjado o de plástico, las cuales deben cumplir con lo siguiente:

- La válvula debe tener un rango máximo de presión de servicio para temperaturas que igualen o excedan la temperatura máxima de servicio
- La válvula deberá ser probada para demostrar que está libre de interferencias y deberá ser capaz de cumplir con las condiciones de operación previstas en el diseño.

Las válvulas que se usan principalmente son las de seccionamiento, y en algunos casos las de purga o desfogue y de retención.

De acuerdo con el Código Federal de Regulaciones de Estados Unidos todos los ductos que transportan hidrocarburos deben de tener instalados válvulas de seccionamiento espaciadas de acuerdo a lo siguiente:

1. Ductos ubicados en localizaciones clase 4, las válvulas de seccionamiento se instalarán cada 8 km.
2. Ductos ubicados en localizaciones clase 3, las válvulas de seccionamiento se instalarán cada 13 km.
3. Ductos ubicados en localizaciones clase 2, las válvulas de seccionamiento se instalarán cada 24 km.
4. Ductos ubicados en localizaciones clase 1, las válvulas de seccionamiento se instalarán cada 32 km.

Estas válvulas de seccionamiento se localizan prioritariamente en los siguientes lugares:

- áreas de estaciones (compresión, regulación y medición)
- áreas de entrada y salida del ducto a las instalaciones
- lugares estratégicos desde el punto de vista de operación, mantenimiento y seguridad a lo largo del trayecto
- zonas pobladas, antes y después del cruce de ríos, lagos y lagunas que de acuerdo al proyecto se requieran

En los dos primeros lugares las válvulas se localizan siempre y cuando no haya trampas de diablos.

Cada válvula instalada junto con su dispositivo operativo para abrir o cerrar deben tener fácil acceso y estar protegidos de manipulaciones y daños terceros; la válvula debe estar soportada adecuadamente para evitar su asentamiento o movimiento, así mismo cada tramo de una línea de transporte entre válvulas de una línea principal, debe tener una válvula de desfogue de capacidad suficiente para permitir que la línea sea desfogada tan rápidamente como sea práctico.

b) Bridas y sus accesorios.

Cada brida o accesorio bridado, a excepción de hierro forjado, deben satisfacer los requerimientos mínimos de ASME/ANSI B16.5, MSS SP-44, o el equivalente; además debe de ser capaz de resistir la presión máxima a la cual operará el ducto y mantener sus propiedades físicas y químicas a cualquier temperatura a la que pudiera llegar a estar durante el servicio. A diferencia de esto, las bridas o accesorios bridados hechos de hierro forjado deben cumplir con las dimensiones, perforaciones, diseño de cara y empaquetadura de acuerdo con ASME/ANSI B16.1 y deberán coincidir íntegramente con el ducto, válvula o unión.

c) Accesorios estándar.

En estos accesorios roscados, el mínimo espesor de metal no debe ser menor del especificado para las presiones y temperatura de los estándares aplicables en este capítulo, o su equivalente.

Cada accesorio de acero soldado a tope debe satisfacer los rangos de presión y temperatura, con relación a los esfuerzos del ducto del mismo material o su equivalencia.

La resistencia a la falla o ruptura real del accesorio, debe ser al menos igual a la resistencia a la ruptura calculada del ducto, del material y del espesor de pared.

d) Componentes fabricados por soldadura.

Para cada componente fabricado por soldadura, la presión de diseño, excepto para las conexiones ramales y ensambles normales de tubería y accesorios unidos por soldadura circunferencial, cuya resistencia no pueda determinarse, deberá establecerse conforme al párrafo UG-101 de la sección VIII, División 1 del Código ASME para calentadores y recipientes a presión.

e) Conexiones de ramales soldados.

Cada conexión de ramal soldado hecho en el ducto en la forma de una conexión sencilla debe ser diseñada para asegurar que la resistencia del ducto no se reduzca, tomando en cuenta los esfuerzos remanentes en la pared del ducto debido a las aberturas en el tubo o cabezal.

f) Soportes y anclajes.

Un soporte o anclaje en un ducto expuesto debe ser de material durable, no combustible y estar diseñado e instalado conforme a lo siguiente: no debe restringirse la expansión o contracción libre del ducto entre soportes o anclajes, debe considerarse las condiciones de servicio involucradas, el movimiento del ducto no debe provocar el desacoplamiento del equipo y del soporte; y si el ducto se encuentra enterrado conectado a otra línea de mayor rigidez o a otro objeto fijo, deberá tener la suficiente flexibilidad para amortiguar posibles movimientos, o debe proveer el anclaje que limite el movimiento del ducto; así mismo, si este ducto enterrado se va a conectar a otro, deberá tener cimientos firmes para el cabezal y ramal a fin de evitar movimientos laterales y verticales excesivos.

g) Estaciones de compresión.

Las estaciones de compresión que estén costa adentro, para su diseño, se deben localizar en una propiedad que esté bajo control del operador, y al mismo tiempo, estar lo suficientemente alejada de la propiedad adyacente con la finalidad de

minimizar la posibilidad de que un incendio cause daño al área de compresión; por lo mismo, debe haber suficiente espacio alrededor del área principal de compresión para permitir el libre movimiento de equipo contra incendio.

h) Recipientes tipo tubo y botella.

Los soportes de este tipo se deben diseñar con la finalidad de prevenir la acumulación de líquidos en el soporte, en la conexión del tubo o en el equipo auxiliar, que pudiera provocar corrosión o interferir con la operación segura del soporte.

i) Registro y bóvedas.

Un registro subterráneo para válvulas, estaciones de relevo, de reducción o de regulación de presión, debe de soportar las cargas que puedan ser impuestas y proteger el equipo instalado; además debe existir suficiente espacio de trabajo de manera que todo el equipo requerido en el registro pueda instalarse, operarse y mantenerse adecuadamente. Las bóvedas que también son subterráneas que contienen a las estaciones antes mencionadas deben estar selladas, aireadas o ventiladas. Tanto las bóvedas como los registros deben ser diseñados de manera que se minimice la entrada de agua.

j) Dispositivos de relevo y de reducción de presión.

Los dispositivos de relevo y de reducción de presión, excepto los discos de ruptura, se deben construir de ciertos materiales para que durante su operación no se vean afectados por la corrosión. Los requerimientos para el diseño de éstos son los siguientes:

1. Tener válvulas y asientos de válvulas que no permitan atascarse en una posición que haría inoperante al dispositivo.
2. Deben ser fáciles de operar para determinar si la válvula está libre y pueda probarse a presión.
3. Tener soporte hecho de material no combustible.
4. Tener tiros, ventilas o puertos de salida para prevenir la acumulación de agua, hielo o nieve,
5. Deben instalarse de manera que se evite el golpeteo de las válvulas y la afectación de la capacidad de desfogue.

k) Instrumentos, control y tubería de muestreo y componentes.

Todos los materiales empleados para tubos y componentes deben de ser diseñados para satisfacer condiciones particulares de servicio y lo siguiente:

1. Cada conexión de salida, accesorio, o adaptador debe ser hecho de material adecuado, para ser capaces de resistir la presión y temperatura de servicio máximas

- de la tubería o equipo al cual está unido y ser diseñado para resistir satisfactoriamente todos los esfuerzos sin falla por fatiga.
2. Debe instalarse una válvula de cierre en cada línea de salida tan cerca como sea posible del punto de salida. Las válvulas de desfogue deben instalarse donde sea necesario.
 3. No deben utilizarse materiales de latón o cobre para temperaturas mayores a 204 K (400 ° F).
 4. Los tubos o componentes que puedan contener líquidos, deben ser protegidos por calentamiento u otros medios contra el congelamiento.
 5. Los tubos o componentes que puedan acumular líquidos deben tener drenes
 6. Los tubos o componentes sujetos al atascamiento de sólidos o depósitos deben tener conexiones adecuadas para la limpieza.
 7. El arreglo de tubos, componentes y soportes deben proveer seguridad bajo los esfuerzos de operación previstos.
 8. Cada unión entre secciones de tubos y entre tubos y válvulas o accesorios deben ser hechos de una manera adecuada para las condiciones de presión y temperatura previstas. Deberá contemplarse la expansión para proporcionar flexibilidad al sistema.
 9. Cada línea de control debe ser protegida de las causas de daño previstas y debe ser diseñada e instalada para prevenir daños a cualquier línea de control que pudiera hacer inoperante, tanto al regulador como al dispositivo de protección de sobrepresiones.

2.3 CONSTRUCCIÓN.

De acuerdo con la National Energy Board Act, Onshore Pipeline Regulations de Canadá, en aquellos casos que se contrate a un responsable de la construcción del ducto, la compañía debe informar a la autoridad lo siguiente:

- a) La presencia de cualquier condición asociada con la construcción del ducto,
- b) Los procedimientos de seguridad necesarios para las condiciones o rasgos específicos de la construcción.

Una vez que se toma en cuenta lo anterior, la entidad responsable de la construcción realiza por medio del contratista una supervisión en el ducto, llevándose a cabo en todas las fases de la construcción; dicho supervisor designado debe tener la capacidad y experiencia necesaria para juzgar y decidir.

2.3.1 Requisitos de construcción para un ducto.

Los requisitos para la construcción segura de un ducto se describen a continuación:

2.3.1.1 Planos del Proyecto.

Dada la carencia de Normatividad relacionada con este concepto, es recomendable para la elaboración de estos planos de localización y de proyecto cumplir con lo que se establecido en el artículo noveno del Reglamento de Trabajos Petroleros y en la Norma No.03.0.02 "Derechos de Vía de las Tuberías de Transporte de Fluidos", noviembre de 1985; en México.

2.3.1.2 Derechos de Vía.

Durante la construcción de un ducto es necesario realizar con anticipación, la planificación correspondiente al derecho de vía o franja de terreno donde éste se aloja, con los señalamientos adecuados y las medidas especificadas, de tal manera que permanezcan inalterables durante todo el tiempo de operación del sistema con el fin de garantizar su integridad y adecuado funcionamiento. Éstos derechos de vía son aplicables para ductos ubicados fuera de las instalaciones industriales, destinadas a la transporte de fluidos entre dichas instalaciones o de alguna de ellas hasta los centros de producción, distribución, consumo, u otros puntos de entrega y recibo(ver inciso I del punto 2.2.1). Para mayor información sobre este tema se puede consultar la norma "Derechos de Vía de las Tuberías de Transporte de Fluidos", de Pemex No.03.0.02, a fin de poder llevar a cabo la construcción del ducto.

2.3.1.3 Caminos de Acceso.

Al construir un ducto, el contratista y sus trabajadores deben tomar en cuenta las condiciones de los permisos de cruzamientos de áreas federales, estatales y particulares, así como las limitaciones de uso, evitando al máximo ocasionar daños a las propiedades públicas y privadas colindantes con los derechos de vía de los ductos.

2.3.1.4 Tendido del ducto.

Al llevar a cabo el tendido del ducto es común que sufra daños durante el transporte por lo que es muy importante que al manejar y almacenar tubos, recubrimientos, válvulas y conexiones, se evite al máximo causarles algún daño, además de que al

instalarlos se deben de inspeccionar. Para el transporte de los tubos se cuenta con las prácticas recomendadas por API-RP-5L1, API-RP-5L5 y API-RP-5L6.

2.3.1.5 Excavación de Zanja.

La zanja es el lugar donde se aloja el ducto, ésta debe tener la amplitud y profundidad que se indica en el proyecto de acuerdo con su diámetro; ésto asegura la debida protección de la tubería evitando daños a su recubrimiento durante el bajado. En el fondo de la zanja no deben existir irregularidades ni objetos que generen concentración de esfuerzos, ya que debe permitirse un apoyo uniforme sin forzamientos ni dobleces mecánicos del ducto. La norma "Requisitos mínimos de seguridad para el diseño, construcción, mantenimiento e inspección de tuberías de Transporte", No.07.3.17, 5ª. Revisión, AVIII-1, enero 1990 emitida por Petróleos Mexicanos recomienda un colchón mínimo de 90cm para gasoductos que transportan Gas L.P. en terrenos rocosos en áreas de localización clase 1. Para localizaciones clase 2, 3 y 4 se recomienda un colchón mínimo de 120cm.

2.3.1.6 Doblado y alineado.

Los cambios de dirección requeridos se hacen apagándose al contorno de la zanja; este doblez se hace en el ducto tomando en cuenta el espesor de la pared calculado con la fórmula de diseño, además de que las curvas deben tener un contorno suave dándose por hecho que los ductos estén libres de daños mecánicos. El Código Federal de Regulaciones de Estados Unidos, en la parte 192.313, establece que para estos cambios de dirección no se deben usar los codos soldables de acero forjado hechos en fábrica.

2.3.1.7 Protección contra riesgos.

Los ductos principales deben estar protegidos de los deslaves, inundaciones, suelos inestables, deslizamientos de tierra u otros peligros que puedan provocar que el ducto se mueva o que esté sometido a cargas anormales. Aquellos que se encuentran alojados en tierra superficial y que no estén localizados en aguas navegables interiores, deben estar protegidos de daño accidental ocasionado por tráfico vehicular u otras causas similares instalándolos a una distancia segura del tráfico o colocando una barricada.

Las líneas de transporte deben ser instaladas con al menos 30.5 cm de separación de cualquier otra estructura enterrada subterránea ajena a la línea de transporte. Si no es posible realizar la separación, se debe proteger la línea de transporte de daños que puedan resultar por la proximidad de la estructura vecina.

2.3.1.8 Soldadura en ductos de acero.

Los procedimientos de soldadura, así como los soldadores que realizan estas labores en el campo deben estar calificados de acuerdo con lo que especifica la última edición del código ASME Boiler and Pressure Vessel Code, sección IX o por el estándar API-1104 Standard for Welding Pipelines and Related Facilities.

Cada procedimiento de soldadura debe ser registrado a detalle incluyendo los resultados de las pruebas de calificación; este registro debe conservarse y aplicarse siempre que se utilice el procedimiento. Se recomienda que estas labores de campo se realicen al iniciar una nueva obra y también cada vez que cambien las condiciones que tuvieron como base para la calificación. En general el proceso de calificación de soldadura incluye lo siguiente: antes de iniciar la operación de la soldadura en la línea, debe ser calificada la especificación detallada del procedimiento de soldadura que se usará, para asegurar que las soldaduras tengan propiedades mecánicas apropiadas, puedan considerarse sanas y utilizar el procedimiento apropiado. Los detalles de cada procedimiento de calificación deben de ser anotados en registros que muestren los resultados completos de las pruebas del procedimiento. El procedimiento de soldadura debe incluir y aplicar los diferentes aspectos que se enuncian a continuación:

- Proceso
- Materiales
- Tubos y conexiones de ductos
- Agrupamientos por diámetros y espesor de pared
- Diseño de ranuras
- Metal de aporte y número de cordones
- Características eléctricas
- Características de la flama
- Posición
- Dirección de la soldadura
- Tiempo entre pasos
- Tipo de alineador
- Remoción del alineador
- Limpieza
- Pre y post calentamiento
- Gas protector y gasto
- Fundente y protector
- Velocidad de recorrido
- Dibujos y tablas

2.3.1.9 Inspección y pruebas de soldadura

El contratista es el encargado de llevar a cabo la inspección y las pruebas de soldadura de acuerdo a lo estipulado en el código ASME y en los estándares API mencionados en el inciso 2.3.1.8 las soldaduras que se realizan en los ductos se prueban con métodos no destructivos los cuales se efectúan en proporción al número de soldaduras realizadas en el día y seleccionadas al azar por el supervisor de la construcción. Así mismo la norma de seguridad No.03.0.02 "Derechos de vía de tuberías en el transporte de fluidos", establece en el punto 5.4.5 que durante el desarrollo de la construcción y el término de ésta, la subdirección encargada de la misma deberá mostrar a la rama operativa las placas y reportes radiográficos de soldaduras inspeccionadas como son: las aceptadas, las rechazadas y las reparados o sustituidas; y al final se entregarán los planos de trazo general por secciones de 3 km. Las personas responsables o encargadas de tomar, revelar e interpretar radiografías de uniones soldadas, así como el de reportar resultados de la inspección, deben ser acreditadas como técnicos calificados en inspección no destructiva de acuerdo al estándar SNT-TC-1A.

2.3.1.10 Control de Corrosión Externa.

El control de corrosión externa debe ser provisto tanto para ductos enterrados o sumergidos como para cada componente de éstos, que incluyen: estaciones de bombas o compresión, área de tanques, terminales, modificaciones, etc. Para este control, se colocan cubiertas protectoras con base de alquitrán de hulla, las cuales tienen las siguientes características:

- a) Adhesión suficiente a la superficie del metal para resistir con efectividad la penetración de humedad bajo la cubierta.
- b) Ductilidad suficiente para evitar agrietamientos.
- c) Propiedades dieléctricas, ya que los sistemas enterrados o sumergidos deben ser eléctricamente aislados.

Para satisfacer los requisitos básicos, el alquitrán de hulla debe pasar las pruebas descritas en el ASTM-D338-64T. Las cubiertas protectoras con base de alquitrán de hulla se colocan en caliente de la siguiente manera:

- i) Se aplica una cubierta de pintura primaria con brocha, por aspersion o con máquina viajera, debe ser uniforme, libre de chorreaduras, goteo, discontinuidades de espesor, puntos desnudos o cualquier otro defecto que interrumpa dicha uniformidad; si el esmalte no se aplica dentro de los límites de tiempo después de pintar, el ducto se pinta con una nueva capa de pintura primaria ligera.

- ii) En seguida se aplica una cubierta de esmalte de alquitrán de hulla a la cual debe ser vinculada una capa de tela de fieltro y asbesto a manera de envoltura, de acuerdo al método descrito en ASTM D 146. La finalidad de poner una capa seca de fieltro es para evitar que se produzcan gasificaciones o vacíos en la capa de esmalte debajo del mismo. Este revestimiento debe terminarse con un encalado resistente al agua o con una envoltura de papel "Kraft" para el caso de esmaltado en planta.

2.3.1.11 Limpieza interior y pruebas de Hermeticidad.

Para llevarse a cabo la limpieza interior en un ducto, las soldaduras defectuosas ya deberán haber sido reparadas; posteriormente se corre por el interior del ducto un "diablo" para limpiar y desprender materias que puedan resultar de cada junta soldada entre tubos. Este "diablo de limpieza o cochinos", son básicamente artefactos que se desplazan por el interior del ducto impulsados por la presión del producto. De acuerdo al fin que se busca se pueden distinguir tres tipos: raspatubos, para limpiar internamente la tubería; calibradores, para detectar deformaciones tales como abolladuras; electromagnéticos, para detectar variaciones en el espesor de pared producidos por corrosión interna o externa.

Los raspatubos son usados como se dijo para limpiar interiormente la línea de depósitos provenientes de los hidrocarburos transportados, a fin de restaurar la capacidad original del ducto. También puede usarse para difundir un inhibidor de corrosión a lo largo de la línea o para retardar la corrosión interna reduciendo la cantidad de material corrosivo dentro de ella. Los cochinos actualmente en uso son metálicos, de plástico espumoso y en el caso de los detectores están equipados con delicados equipos electrónicos. Tanto para el lanzamiento como para la recepción de estos dispositivos se utilizan instalaciones especiales llamadas trampas que mediante un juego de válvulas permiten una operación segura tanto para el personal operador como para los dispositivos.

Los calibradores se pasan generalmente antes del detector electromagnético para tener la seguridad de que las deformaciones que tiene la tubería son admisibles en el sentido que no dañarán al segundo detector.

El detector electromagnético es la última mejora de la técnica en este tipo de dispositivos. Permite detectar disminuciones en el espesor de pared a lo largo de la tubería en los 360° de cada sección transversal de la misma.

Esta información es sumamente importante en la planificación del mantenimiento preventivo del ducto. De acuerdo a la misma, se deberán reparar para mantener la línea en óptimas condiciones de operabilidad y seguridad, aquellos tramos en que el espesor de pared haya disminuido por debajo del correspondiente a la presión de operación.

Un "cochino" consta de un centro tubular o ciego de acero, que sostiene en cada extremo una capa de hule, entre los discos de acero y en el frente un disco de acero a 95% del diámetro interior, el cual se usa para verificar las dimensiones interiores del ducto. Una vez hecha la operación de limpieza se realiza la prueba de hermeticidad de las soldaduras de campo del mismo tramo. En esta prueba, la presión interna del ducto se sube hasta 4.03 kg/cm^2 (100 lb/pulg²), después se localizan las fugas de aire en las juntas soldadas de campo, si resulta una junta con fuga, se repara o se corta colocando un carrete, según sea el origen de la fuga. Después de esto, los extremos se cubren con tapas apropiadas o capuchas y no se remueven hasta que se comience de nuevo la soldadura.

2.3.1.12 Prueba dieléctrica del recubrimiento.

Después de ser ejecutadas las diferentes fases del recubrimiento, se debe inspeccionar la cubierta del ducto mediante un detector eléctrico de fallas, las cuales deben repararse satisfactoriamente e inspeccionarlas nuevamente. El equipo probador será portátil, de bajo amperaje y de tensión regulable con señal audible y luminosidad. Esta inspección eléctrica es una prueba de continuidad de la cubierta protectora, la cual no provee información concerniente a la resistencia, adhesividad, características físicas o calidad cubriente de la misma.

2.3.1.13 Parcheo.

Las fallas del recubrimiento mecánico anticorrosivo se reparan siguiendo el mismo procedimiento de aplicación y pruebas antes mencionadas.

2.3.1.14 Bajado y Tapado.

En el bajado y tapado es considerado el trabajo necesario para remover el ducto de apoyos de durmientes acolchonados, colocándolo en su posición final dentro de la zanja, lo cual debe realizarse sin dañar el recubrimiento; en este trabajo el ducto no debe sufrir deformaciones permanentes en su eje longitudinal y transversal, y debe estar protegido con una capa de cuando menos 10 cm en toda su periferia de material suave y convenientemente compactado y para complementar el relleno de la zanja, éste no debe tener piedras o rocas de más de 30 cm de tamaño.

2.3.1.15 Empates.

Por construcción, se dan los empates durante las operaciones de alineado en las cuales se permite con cierta frecuencia tener desconectadas secciones del ducto; después, estas secciones tendrán que ser unidas en sus extremos para dar continuidad al mismo siguiendo los procedimientos de soldadura y revestimiento establecidos. Generalmente el seccionamiento ocurre al interrumpir el soldado del ducto en los siguientes casos:

- a) Por una sección del ducto abajo de una vía férrea, de un camino, cuando el ducto se interrumpe con un cruzamiento de río, laguna, etc.
- b) Cuando se interrumpe en una estación de bombeo, en una trampa de diablos o en una válvula de seccionamiento.
- c) Seccionamiento por construcción de ducto.
- d) Cuando el ducto se deja abierto para corrida de diablos.

2.3.1.16 Pruebas Hidrostáticas.

Después de la operación de bajado y tapado y hechos los empates en las obras especiales, se prueba la tubería a presión interior utilizando como fluido el agua neutra y libre de partículas en suspensión. Se corre un diablo delante del fluido con una placa de acero calibradora del círculo interior; éste es seguido por los trabajadores a lo largo del trayecto con el fin de poder localizarlo en todo tiempo. Una vez lleno el ducto y exento de aire, se somete a diferentes presiones; si se presentan pérdidas de presión por fallas en el ducto, éstas deberán ser reparadas para que posteriormente se realice de nueva cuenta la prueba que asegure que el ducto se encuentra en buenas condiciones.

2.3.1.17 Obras especiales.

Una obra especial es cuando haya una interrupción en la secuencia de la producción de soldadura a lo largo del ducto que pueda originarse por obstáculos que impidan la construcción del mismo.

2.3.1.18 Protección Catódica.

En la superficie del metal de un ducto, por influencia del medio más o menos corrosivo en que está instalada, se forman pequeñas celdas galvánicas causando un ataque electroquímico en las zonas anódicas.

La protección catódica incrementa el potencial del medio que circunda el ducto, evitando así la formación de áreas anódicas.

El incremento de potencial se logra introduciendo un flujo de corriente al medio, que circulando por el ducto lo protege. La introducción de la corriente eléctrica al medio se consigue de dos maneras:

- ◆ Por corriente impresa
- ◆ Por ánodos de sacrificio

La corriente impresa requiere de una fuente externa y de un electrodo o ánodo auxiliar, generalmente de grafito o de hierro que se encuentra localizado algo distante del ducto a proteger. El potencial mínimo necesario para proteger el ducto es 0.85v. Este método tiene la ventaja de suplir elevados amperajes y voltajes dando gran protección por unidad de superficie. Sin embargo tiene la desventaja de sus elevados costos de instalación y mantenimiento y que puede causar interferencia.

El método de ánodos de sacrificio es idéntico al anterior, con la diferencia que la corriente del medio al ducto se logra a través de una reacción electroquímica. El ánodo es de un material menos noble (más electronegativo) que el material que se requiere proteger. Las ventajas de este método son: su bajo costo de instalación, no causa interferencia y no necesita fuentes de corriente externa; las desventajas son su potencial limitado, la limitación en el área protegida, y su menor duración.

Para mayor información consultar lo establecido por la norma de seguridad de Petróleos Mexicanos No.09.0.02 (B1-1), "Aplicación y Uso de Protección Catódica en Tuberías Enterradas y Sumergidas".

2.3.1.19 Inspección del ducto mediante equipo instrumentado.

Esta inspección se lleva a cabo cuando se requiera comprobar en toda la longitud del ducto las condiciones en que se encuentra ésta, previo a la entrega: debe programarse una inspección del ducto mediante equipo instrumentado aprobado y de acuerdo con los resultados de la inspección se deben programar los trabajos correspondientes, antes de que el ducto entre en operación.

2.4 OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO

2.4.1 Requisitos Generales para Operación y Mantenimiento de un ducto.

La National Energy Board Act de Canadá, parte VII establece que la compañía encargada de operar un ducto debe:

- a) Tener servicios de comunicación para la segura y eficiente operación del ducto y para situaciones de emergencia.
- b) Probar periódicamente los instrumentos y equipos en las estaciones de los ductos, para demostrar su apropiada y segura operación.
- c) Registrar continuamente las presiones de succión y descarga de las estaciones de bombeo y compresión del ducto.
- d) Marcar claramente las válvulas de seccionamiento y otras válvulas mayores dentro de la estación de un ducto para identificar sus posiciones de abierto y cerrado, así como sus funciones.
- e) Marcar claramente las válvulas de seccionamiento en cada línea principal para identificar sus posiciones de abierto y cerrado.
- f) Anunciar a lo largo de los límites de la estación del ducto el nombre de la compañía y el número telefónico al cual llamar en caso de una emergencia que involucre al ducto.

Así mismo, hace referencia que la compañía que opere un ducto debe tener los manuales para realizar las actividades de operación, mantenimiento y para la respuesta de emergencias. La persona encargada de operar un ducto debe revisar y actualizar este manual por lo menos 1 vez cada año calendario y debe prepararse cada antes de que inicien las operaciones de un ducto. Este manual debe incluir también los procedimientos para el manejo de operaciones anormales. Las partes aplicables de este manual deben estar disponibles en los lugares donde se realicen las actividades de operación y mantenimiento. La finalidad de éste es garantizar la seguridad durante el mantenimiento y las operaciones. Los manuales deben tener la siguiente información y procedimientos para operaciones normales:

- Información de materiales y equipos.
- Procedimientos de las estaciones, sistemas de control de información, instrumentación y alarmas, así como las precauciones de seguridad referentes a dichas operaciones.
- Una descripción de las características hidráulicas del ducto.
- Las presiones máximas de operación para el ducto.
- Una descripción de los mecanismos de control de presión instalados en el ducto y de los servicios de comunicación en su operación.
- Los procedimientos y equipo para prevención de accidentes y protección contra fuego.
- Descripción de los sistemas de prevención y monitoreo de corrosión.
- Procedimientos de mantenimiento del ducto y de su derecho de vía.
- Los programas de monitoreo y observación para la protección del ducto y del ambiente.
- Localización y acceso al ducto.
- Procedimientos de emergencia.

- Descripción de las características físicas significantes de los fluidos a transportar en el ducto.

Como se mencionó anteriormente los manuales deben incluir procedimientos para ductos operados anormalmente, ésto es para proporcionar seguridad necesaria cuando se hayan excedido los límites de diseño de operación; los procedimientos se mencionan a continuación:

- ❖ Respuesta, investigación y corrección de la causa para el caso de: cierre de válvulas y paros no intencionados, incremento o disminución en el rango de presión o flujo fuera de los límites de operación normales, pérdida de comunicaciones, operación de cualquier dispositivo de seguridad, cualquier otra disfunción no deseable de un componente, desviación de la operación normal ó cualquier error humano que pueda resultar un riesgo para las personas o la propiedad.
- ❖ Revisión de las variaciones de la operación a condiciones estables, después de que haya finalizado la operación normal.
- ❖ Notificar al personal operativo responsable cuando se reciba una notificación sobre una operación anormal.
- Revisar periódicamente la respuesta del personal operativo, para determinar la efectividad de los procedimientos para controlar operaciones anormales y en su caso, tomar acciones correctivas donde se encuentren deficiencias.

2.4.2 Procedimientos de Emergencia.

Los procedimientos de emergencia referidos en el punto 2.4.1 deberán incluir:

- a) Una declaración del campo de aplicación de los procedimientos de emergencia.
- b) Una descripción detallada de los servicios a los que los procedimientos de emergencia aplican, incluyendo:
 - La localización y los medios de acceso de dichos servicios.
 - El número y tamaño de los ductos involucrados.
- l. Una descripción de la presión, relación de flujo y otras condiciones de operación normales del ducto.
- b) Los procedimientos para la documentación de emergencia.
- c) Las instrucciones y advertencias que se deben dar a las personas para que reporten una emergencia.
- d) Las acciones iniciales que se deben tomar al descubrir una emergencia.
- e) Los nombres y números telefónicos del personal de la compañía o departamentos, así como sus responsabilidades, que deben ser contactados en caso de una emergencia.
- f) Los nombres y números telefónicos de servicios públicos y otras agencias que deben de ser contactadas en caso de emergencia.

- g) Los planes de cooperación con las agencias públicas apropiadas durante la emergencia.
- h) La descripción de los tipos y la localización del equipo de emergencia disponible, y en caso de ductos de alta presión, una descripción de los tipos de localización de los instrumentos portátiles de corte de emergencia.
- i) Los procedimientos que se deben seguir en el sitio de la emergencia.
- j) Las precauciones de seguridad que se deben de seguir durante la emergencia incluyendo:
 - I. El manejo del fluido transportado por el ducto.
 - II. El aislamiento y procedimientos de corte para las estaciones del ducto.
 - III. Los métodos de monitoreo de riesgo en el lugar.
- m) Una lista de las áreas ambientalmente sensitivas que podrían requerir atención especial durante una emergencia.
- n) Planes de contingencia para la protección inmediata del medio.
- o) Procedimientos de evacuación.

La compañía que opere un ducto deberá actualizar los "Manuales de Operación y Mantenimiento", referentes a los procedimientos y planes referidos en los incisos i) y o), periódicamente en conjunto con las autoridades apropiadas.

2.4.3 Presión Máxima de Operación.

De acuerdo a la norma "Requisitos mínimos de seguridad para el diseño, construcción, operación, mantenimiento e inspección de tuberías de transporte", No.07.3.13, 5ª revisión AVIII, enero 1990 de Pemex, la presión máxima de operación para un ducto deberá ser menor o igual que el más bajo de los valores siguientes:

- a) La presión de diseño del ducto establecida en el punto 2.2.1
- b) La presión a que se probó el ducto cuando se construyó, entre el factor 1.25
- c) La presión más alta a que se haya sometido el ducto durante los últimos cinco años. Este valor de presión no debe considerarse cuando el ducto se haya probado de acuerdo al inciso anterior en los últimos cinco años, o cuando se haya aumentado la presión de operación.
- d) El 85% de la mayor presión a que se hayan sometido los ductos en la prueba de fábrica.
- e) La nueva y menor presión de operación fijada con base a las eficiencias o anomalías registradas durante la operación y mantenimiento del ducto, con el fin de ampliar el margen de seguridad. la reducción en la presión de operación, implica que deben instalarse dispositivos adecuados para limitación o control que eviten sobrepresión en el ducto.

En caso de que la presión no se pueda reducir, se debe cambiar los tramos del ducto por otros de espesor adecuado a la clase de localización y tipo de construcción. Para ductos a alta presión, la National Energy Board Act de Canadá establece que la compañía que opere estos ductos deberá por lo menos, una vez cada 12 meses, distribuir a los departamentos de policía, bomberos y otras agencias locales y apropiadas y al público residente junto al ducto, información perteneciente a la identificación de situaciones de emergencia que involucren al ducto y los procedimientos a seguir en caso de una emergencia.

2.4.4 Odorización

De acuerdo a la norma "Requisitos mínimos de seguridad para el diseño, construcción, operación, mantenimiento e inspección de tuberías de transporte", No.07.3.13, 5ª revisión AVIII, enero 1990 de Pemex, en el caso de transporte de gas natural, éste no deberá odorizarse a menos que: así lo determinen las autoridades competentes, sea pactado en las condiciones contractuales de entrega de producto con la parte de distribución y cuando existan altas densidades de población en localizaciones clase 3 y 4, y que sea previamente analizado y acordado entre las áreas operativas, de distribución, de consumo y autoridades en la materia. De acuerdo a lo anterior si se odoriza el gas natural debe ser a una concentración tal que permita ser fácilmente detectable al olfato en concentraciones de una quinta parte del límite de explosividad. El odorizante utilizado debe: ser puro, compatible con el equipo usado ordinariamente para los servicio de odorización, tener características físicas y químicas que le permitan, que al momento de ser inyectado dentro de la corriente del gas, dicho odorizante sea estable y persista en estado vapor, no ser tóxico ni nocivo, ser insoluble en agua y debe poseer suficiente penetrabilidad a través del suelo para manchar el lugar donde se fugue gas natural de un ducto enterrado y poder prevenir a todos en esa área. Finalmente cada operador debe realizar un muestreo periódico de los gases combustibles para verificar que la concentración del odorante sea la apropiada(un odorizante de uso frecuente es el Calodorant, es un mercaptano).

2.4.5 Actualización de la clase de localización de los ductos en operación.

Se realiza un cambio en la clase de localización cuando la densidad de población aledaña al ducto se encuentre operando con un esfuerzo tangencial superior al 20% de la resistencia mínima especificada a la cedencia, indicando este cambio con respecto a la estimación original, o también donde existan informes detallados sobre índices de población u otros estudios, los cuales indiquen que el esfuerzo tangencial

corresponde a la presión máxima de operación establecida para una sección del ducto existente, que no esté de acuerdo con la clase de localización actual.

2.4.6 Requisitos generales para cambio de servicios en ductos.

Si en un ducto se pretende cambiar de servicio, se debe elaborar un estudio acerca de las condiciones físicas en que se encuentra el ducto a fin de que en este nuevo servicio se cumpla con cada una de las especificaciones y requisitos hasta ahora mencionados.

2.4.7 Mantenimiento.

Para un adecuado mantenimiento es importante tomar en cuenta los siguientes aspectos:

- a) **Mantenimiento preventivo**, con este tipo de mantenimiento se trata de prevenir los daños y el deterioro de las instalaciones con el objeto de lograr operaciones más eficientes y seguras de reducir al mínimo las fallas peligrosas cuya ocurrencia se traduce en accidentes con riesgos a terceros y sus reparaciones significan elevados gastos. para este tipo de mantenimiento se utilizan dispositivos de limpieza y detección de falla, los más utilizados son los diablos o "cochinos".
- b) **Inspección periódica**. Las inspecciones periódicas que se llevan a cabo al ducto y sus accesorios son otra fuente de información para la planificación del mantenimiento. Estas inspecciones se realizan sobre las instalaciones de protección catódica mediante la medición de potenciales catódicos en tuberías enterradas y sumergidas. En las zonas en que estos potenciales están por debajo de 0.85 volts. la protección no es efectiva y se hace necesario mejorarla. El valor límite 0.85 determinado por la fórmula de Nerst y ha sido comprobado experimentalmente. El personal de mantenimiento también realiza inspecciones periódicas ya sea recorriendo con vehículos el derecho de vía o mediante patrullajes aéreos, con el objeto de detectar daños en la línea o en los soportes que la mantienen suspendida, haciéndole también servicio a las válvulas u otros accesorios, accionándolos periódicamente para asegurar su operabilidad
- c) **Mantenimiento correctivo**. Cuando a pesar de las prevenciones se produce un reventón en un ducto, se debe proceder a su reparación en el menor tiempo posible en razón de las elevadas pérdidas que el mismo implica. Estas pérdidas están constituidas por los daños a la comunidad, la contaminación del medio ambiente y por el producto perdido durante el derrame. Esta pérdidas se pueden minimizar a través de una acción rápida por parte del personal encargado de la reparación sin descuidar el aspecto de seguridad durante los trabajos necesarios

para la misma. A efectos de optimizar ambos aspectos, las empresas cuentan con un plan de contingencias que es una guía para las partes involucradas, con las indicaciones a seguir en las diferentes partes del trabajo.

- d) Protección catódica, la finalidad de instalar este sistema es tener una protección total en el ducto.
- e) Cada tramo de un ducto que represente riesgo debe repararse, reemplazarse o removerse de servicio.
- f) Al desactivar o abandonar un ducto, se debe proponer esta desactivación por 12 meses o más, notificando a la autoridad competente para obtener su aprobación respectiva. En el caso de Canadá, existe un consejo que aprueba la desactivación referida anteriormente, si ésta proporciona un nivel de seguridad equivalente al provisto por los estándares de la CSA (Asociación Canadiense de Estandarización). Así mismo, si el ducto ha sido desactivado por 12 meses o más, la compañía no deberá reactivarlo o conectarlo a menos que la compañía haya aplicado y recibido la aprobación del Consejo para su reactivación y conexión, además de que el ducto haya sido probado de nueva cuenta de acuerdo con los programas de pruebas de presión. Cuando una compañía abandone un ducto, ésta deberá: desconectar el ducto abandonado de cualquier otro ducto que continúe en operación, llenar el ducto abandonado con un medio aprobado por el Consejo conforme a una petición de abandono, sellar el ducto abandonado, vaciar los tanques de almacenamiento del ducto abandonado y purgarlos de vapores peligrosos y mantener la protección catódica del ducto abandonado.
- d) Vigilancia, se debe establecer un programa de patrullaje para observar las condiciones superficiales y adyacentes a las líneas de transporte en el derecho de vía, en busca de indicios de fugas o condiciones inseguras del ducto, actividades de construcción, excavaciones, sustracción de dispositivos de protección catódica, tomas clandestinas de producto, perforaciones en los ductos y cualquier otro factor que pueda afectar la seguridad y operación del sistema. Se debe tener un procedimiento para la vigilancia continua de las instalaciones, para determinar y tomar la acción apropiada en casos de: cambiar la clase de localización, fallas, historial de fugas, corrosión cambios substanciales en los requerimientos de protección catódica, y otras condiciones no usuales de operación y mantenimiento. Si se determina que un tramo de ducto se encuentra en condiciones no satisfactorias, pero no existe un riesgo inmediato, el operador deberá iniciar un programa para reacondicionar o eliminar el tramo involucrado y en caso de que el tramo no se pueda reacondicionar o eliminar, se debe reducir la presión máxima de operación permisible.

- e) Inspección de fugas, de acuerdo con el Código Federal de Regulaciones (US CFR), estas inspecciones deben realizarse a intervalos que no excedan de 15 meses, pero al menos una vez cada año calendario. Para estos ductos y de acuerdo a la odorización del gas y en donde no exista se debe utilizar equipo especializado
- f) Señalamientos, los señalamientos se deben instalar sobre el derecho de vía y en las instalaciones de todas las líneas de transporte con la finalidad de localizar e identificar dichos sistemas y reducir la posibilidad de daños. Estos señalamientos se colocan en:
- Ductos enterrados. Los señalamientos de línea deben colocarse y mantenerse tan cerca como sea práctico de cada línea de transporte enterrada, colocándose en cada cruce de camino público, de ferrocarril y donde sea necesario para identificar la ubicación de la línea de transporte para reducir la posibilidad de daño o interferencia. Los ductos enterrados que no requieren señalamientos son los que se encuentran en los cruces subfluviales y otros cuerpos de agua y los encontrados en localizaciones clase 3 o 4 donde no sea posible instalar señalamientos.
 - Ductos superficiales. Los señalamientos deben colocarse y mantenerse a lo largo de cada tramo de línea de transporte localizada superficialmente y en áreas accesibles al público.

De acuerdo a la norma "Requisitos mínimos de seguridad para el diseño, construcción, operación, mantenimiento e inspección de tuberías de transporte", No.07.3.13, 5ª revisión AVIII, enero 1990 de Pemex los señalamientos antes mencionados pueden ser de los tipos:

- Informativo. Las señales informativas son destinadas a señalar la posición del ducto, serán del tipo "I" para líneas a campo travesía y tipo "II" para líneas en zona urbana. El señalamiento Informativo tipo "III" servirá para identificar los caminos de acceso a campos, plantas e instalaciones.
- Restringitivo. Las señales restringitivas podrán ser del tipo "IV", "V" y "VI". Los cuales consisten de un cartel con letras y dibujos de color negro sobre un fondo contrastante de color amarillo. Los señalamientos tipo "IV" deberán prohibir excavar, golpear y/o construir y los del tipo "V" prohíben fumar y encender lumbre.
- Preventivo. Las señales preventivas podrán ser del tipo "VII" y "VIII". Los del tipo "VII" son temporales y debe de llevarse a cabo antes de iniciar trabajos de construcción y mantenimiento; y los de tipo "VIII" son también temporales y sirven para indicar la localización de ductos en operación.

Los señalamientos de advertencia deben escribirse legiblemente en un fondo de color distintivamente contrastante en cada señalamiento de línea:

- * La palabra "Advertencia", "Precaución" ó "Peligro" seguida de las palabras "Ducto de (nombre del hidrocarburo)", debe a excepción de los señalamientos en áreas urbanas densamente pobladas, ser escrito en letras de por lo menos 2.54 cm de alto con un trazo de $\frac{1}{4}$ ".
- * Debe incluir el nombre del operador y número telefónico, incluyendo el código del área que sea fácilmente visible.

Para mantener en buen estado la señalización se recomienda tomar en cuenta lo que se establece en la norma No.03.0.02 "Derechos de vía de las tuberías de transporte de fluidos".

2.5 Caso práctico

Después de haber descrito la importancia de cada uno de los requisitos mínimos de seguridad para el diseño, construcción, operación y mantenimiento de ductos que transportan hidrocarburos, el analizar un ejemplo práctico y algunos problemas, nos permite comprender de una manera más amplia estos conceptos, por lo que a continuación se presentan:

CASO I: POLIDUCTO TERMINAL AÑIL - CUERNAVACA

El poliducto de 82-6" (diámetro nominal), Añil – Tres Mariás – Cuernavaca, fue construido en el periodo de marzo de 1975 a diciembre de 1980 atendiendo la alta demanda de combustibles en la ciudad de Cuernavaca. De esta manera, se transporta en forma rápida, segura y económica los productos refinados desde la terminal Satélite Oriente (Añil) hacia la terminal de recibo en la ciudad de Cuernavaca.

El poliducto se inicia en la terminal Satélite Oriente (Añil), con un diámetro nominal de 8 pulgadas hasta Tres Mariás, con una longitud aproximada de 45.5km, y desde Tres Mariás con un diámetro nominal de 6 pulgadas hasta la terminal de distribución en Cuernavaca, con una longitud aproximada de 24.5km. La longitud total del poliducto desde Añil hasta Cuernavaca es aproximadamente de 70km.

Características:

Tramo Añil – Tres Mariás

- Espesor de pared nominal: 0.188" – 0.250"
- Protección mecánica: Alquitrán de hulla y polyken
- Especificación de tuberías: API – 5LX – 52
- Especificación de válvulas y accesorios: ANSI 600 y 900

Tramo: Tres Marías - Cuernavaca

- ◆ Espesor de pared nominal: 0.188" – 0.250"
- ◆ Protección mecánica: Alquitrán de hulla
- ◆ Especificación de tuberías: API – 5LX – 52
- ◆ Especificación de válvulas y accesorios: ANSI 600 y 900

Actualmente el poliducto cuenta con:

- ❖ Seis válvulas de seccionamiento
- ❖ Cuatro trampas de envío y recibo de diablos
- ❖ Cuatro rectificadores de protección catódica
- ❖ Dos pasos de regulación

Condiciones de operación:

- Gasto volumétrico a manejar: 20,000BPD diesel
30,000BPD gasolina
- Presión máxima de operación: $50\text{kg/cm}^2 = 825\text{lbs/pulg}^2$
- Presión de descarga Añil: $49\text{kg/cm}^2 = 693\text{lbs/pulg}^2$
- Temperatura media de flujo: 20°C (68°F)
- Fluidos que transportan: Lotificación de gasolina magna-sin, nova
con tapones de diáfano y diesel
- Densidad del fluido promedio: 0.72 Gasolina
0.86 Diesel
- Viscosidad promedio: 0.86 C.S. Gasolina
7.55 C.S. Diesel
- Presión de vapor: $1.5\text{kg/cm}^2 = 21.33\text{ psi}$
- Presión mínima de operación: $4 - 6\text{kg/cm}^2 = 57 - 85\text{psi}$

Antes de presentar el análisis específico de un tanque de almacenamiento, de la Terminal de Cuernavaca, se presentan los aspectos principales de seguridad para un tanque de almacenamiento de techo flotante de la misma terminal:

Los tanques atmosféricos de techo flotante son tanques de almacenamiento del tipo cilíndrico – vertical, diseñados para operar a presiones internas máximas de aproximadamente la presión atmosférica al igual que los tanques de techo fijo con membrana interna flotante, estos tanques también están destinados al almacenamiento de productos inflamables que tienen presiones de vapor superiores a la presión atmosférica, cuya clasificación NFPA corresponde a lo siguiente:

Clase IA	Incluye líquidos con punto de inflamación** inferior a 22.8°C, cuyo punto de ebullición* sea menor a 37.8°C.
Clase IB	Incluye líquidos con punto de inflamación** inferior a 22.8°C, pero cuyo punto de ebullición* sea mayor o igual a 37.8°C.
Clase IC	Incluye líquidos con punto de inflamación** inferior de 22.8°C y más altos, pero menores a 37.8°C..

*Temperatura de ebullición: Es la temperatura a la cual, la presión de vapor de un líquido iguala a la presión atmosférica.

**Temperatura de inflamación: Es la temperatura más baja a la cual, un producto del petróleo se vaporiza rápidamente en cantidad suficiente para formar una mezcla aire - vapor sobre su superficie, la cual produce un "flasheo" o explosión suave cuando se incendia por una flama pequeña.

Para la localización de las áreas de tanques de almacenamiento, deben tomarse en cuenta la dirección de los vientos dominantes y reinantes, para evitar que vapores emanados de los propios tanques invadan áreas de quemadores y lugares donde existan flamas abiertas, así como zonas ocupadas por personal, tales como oficinas, áreas habitacionales, etc.

De forma similar, la distribución de tanques de almacenamiento debe llevarse a cabo de manera que aquellos que contengan productos inflamables, preferentemente queden localizados "corriente abajo" en relación a la dirección de los vientos dominantes, en tanto que los que contengan productos combustibles, queden localizados "corriente arriba".

En ningún caso los "racks" o corredores de tuberías podrán bloquear las vías destinadas al ataque de emergencias, vías de escape y accesos para mantenimiento. Las calles que circundan las áreas de tanques de almacenamiento, deben tener como mínimo 7m de ancho.

Los tanque de 55 mil barriles de capacidad, deben tener cuando menos dos accesos vehiculares por calles pavimentadas.

Las distanciamientos mínimos entre tangentes de tanques de almacenamiento atmosféricos son los siguientes

CLAVE	TIPO DE TANQUE DE ALMACENAMIENTO
1	Tanques que contienen productos inflamables
2	Tanques que contienen productos combustibles

DISTANCIAS EN METROS		
CLAVE	1	2
1	$D1 + D2/2$	$D1 + D2/2$
2	$D1 + D2/2$	$D1 + D2/4$

D= Diámetro del tanque de mayores dimensiones

Para tanques atmosféricos con capacidad mayor a 30 mil barriles, la distancia mínima de la tangente del tanque al muro de contención será la correspondiente a la mitad del diámetro del tanque considerado. Las distancias mínimas entre tangentes de tanques de almacenamiento atmosféricos a otras instalaciones, se encuentran descritas en la norma DG-GPASI-SI-2330 de Pemex Refinación.

Diques de contención

I. Capacidad de contención.

- a) La capacidad volumétrica de diques de contención que en su interior alberguen un solo tanque de almacenamiento del tipo atmosférico, debe ser cuando menos de una vez la capacidad total nominal de dicho tanque.
- b) Para diques de contención que en su interior alberguen varios tanques de almacenamiento atmosféricos, la capacidad volumétrica mínima será la necesaria para contener la capacidad total nominal del tanque mayor, más el volumen que otros tanques ocupen hasta la altura que tenga el muro de contención por la parte interior del dique, más el volumen de otras construcciones que ocupen un espacio en el interior del dique de contención.
- c) Cuando las condiciones topográficas del lugar o las dimensiones del terreno disponible, no permitan cumplir con los requerimientos de capacidad volumétrica establecidos en los puntos anteriores, es necesario llevar a cabo un análisis de

riesgos para cada caso en particular, en donde participen personal de la subdirección operativa correspondiente, de la entidad responsable del diseño y construcción de las instalaciones y de la Gerencia de Protección Ambiental y Seguridad Industrial de Pemex Refinación, siendo necesaria la aprobación de cada una de estas dependencias para la solución propuesta.

II. Muros de contención

- ◆ Los muros de contención deben ser herméticos y contruidos con concreto armado.
- ◆ Para tanques atmosféricos, la altura de los muros de contención no debe ser mayor de 1.8m, ni menor de 1.2m respecto a la calle.
- ◆ Respecto al piso interior del dique de contención, la altura de los muros de contención no debe exceder de 1.8m.
- ◆ En aquellos casos en donde por situaciones especiales, sea necesario que la altura del muro de contención por la parte interna del dique, rebase los 1.8m señalados en el punto anterior, debe efectuarse un análisis de riesgos, de acuerdo a lo señalado en el inciso c) del punto I.
- ◆ Para conservar la hermeticidad de los diques de contención, debe llevarse a cabo el sellados(emboquillado) alrededor de las tuberías que crucen a través de los muros de contención, así como de las juntas de expansión de los mismos.
- ◆ No está permitido el paso de tuberías ajenas a los tanques de almacenamiento, a través del patio interior del dique de contención.
- ◆ En todos los casos, los muros de contención deben estar diseñados para resistir la presión lateral que les pueda transmitir la altura hidrostática máxima del líquido contenido en el tanque de almacenamiento de mayor capacidad, considerando el líquido almacenado como agua.
- ◆ Debe efectuarse el sellado de la tubería que conduce cables eléctricos dentro del dique de contención, para evitar la entrada de hidrocarburos a su interior.

III. Pisos de patios interiores de diques de contención

- Cualquier superficie de los patios internos de diques de contención, debe tener una pendiente mínima de un 1% y máxima de 1.5% hacia los registros de drenaje, de manera que cualquier volumen de líquido sea canalizado adecuadamente hacia los registros de drenaje existentes en el área.
- De acuerdo a los requerimientos de la autoridades ambientales, todos los pisos interiores de los diques de contención de tanques de almacenamiento que contengan líquidos inflamables o combustibles, deberán ser impermeables de concreto hidráulico.
- Los pisos de concreto deben construirse en base a losas horizontales de concreto hidráulico reforzado con malla de acero, con un espesor mínimo de 7cm, con

juntas de expansión o contracción de 13cm de ancho espaciadas cada 3m entre sí. El concreto debe ser vaciado en obra y colocado sobre terreno firme.

IV. Seccionamiento de patios interiores de diques de contención

- Los tanques de almacenamiento de crudo y otros líquidos que puedan producir "Boil Over", con capacidad nominal de 10 mil barriles y mayores, deben tener diques de contención individuales.
- Los tanques de almacenamiento de líquidos inflamables(gasolinas o similares, clasificación NFPA IA, IB y IC), con capacidades de 55 mil barriles y mayores, deben tener diques de contención individuales.
- El patio interior de diques de contención que alberguen varios tanques de almacenamiento, debe subdividirse con muretes intermedios de 45cm de altura para cada tanque, para evitar que pequeños derrames puedan poner en peligro la integridad de los tanques adyacentes dentro del recinto.
- Cada una de las subdivisiones señaladas en el inciso anterior, debe poseer un sistema de drenajes pluvial y aceitoso independientes(ver figura B), de acuerdo a lo expresado en el apartado de drenajes.

V. Accesos peatonales

- Todos los diques de contención, deben tener como mínimo un número de accesos peatonales(escaleras), protegidos con barandal, igual a los accesos vehiculares citados en el punto I.

VI. Drenajes

- a) Para el diseño de los sistemas de drenajes, además de los conceptos señalados con anterioridad, deben considerarse los lineamientos complementarios establecidos en la norma DG-GPASI-SI-2703 de Pemex Refinación.
- b) Los patios interiores de los diques de contención, deben contar con sistemas de drenaje pluvial y aceitoso que funcionen de manera independiente, mediante los cuales sea posible el manejo selectivo de los afluentes para descargarlos en las tuberías troncales de drenaje pluvial o aceitoso, según sea el caso.
- c) Cada uno de los drenajes mencionados en el punto anterior, debe poseer una válvula de bloqueo localizada fuera del dique de contención. estas válvulas deben contar con una clara indicación de "abierto" o "cerrado", así como letreros indicativos que permitan identificar a cuál drenaje pertenece dicha válvula y a qué tanque presta servicio(ver figura C).
- d) El nivel de la tubería del drenaje pluvial(ver figura D), debe estar situado por encima del nivel del ducto de drenaje aceitoso por lo menos una vez el diámetro de su tubería, medido a partir de la parte inferior del ducto del drenaje pluvial.
- e) Debe existir por fuera del dique de contención y antes de las válvulas de bloqueo de los drenajes pluvial y aceitoso, una interconexión valvulada entre estas dos

tuberías que permita derivar por gravedad corrientes del drenaje pluvial hacia el aceitoso.

- f) La válvula de compuerta instalada en la interconexión mencionada en el inciso anterior, así como en las tuberías de descarga de los drenajes pluvial y aceitoso de los diques de contención, deben encontrarse normalmente cerradas (condición que debe indicarse en campo mediante letreros) y para su operación debe elaborarse un procedimiento específico en cada centro de trabajo, en el que se establezcan las sanciones a las que se harán acreedores quienes operen de manera inadecuada dichas válvulas.
- g) En general, todos los registros del drenaje aceitoso deben contar con sello hidráulico.
- h) La capacidad del drenaje aceitoso, debe calcularse en base a las aportaciones que se reciben en el área aceitosa específica que se está analizando durante las maniobras operacionales normales, tales como el purgado del tanque.
- i) los registros abiertos de captación del drenaje aceitoso, deben estar rodeados de un sardinel de la altura adecuada que impida o minimice la captación de agua de lluvia.
- j) El patio interno del dique de contención de cada tanque de almacenamiento, debe contar con un mínimo de dos registros de drenaje pluvial.
- k) La capacidad del drenaje pluvial debe calcularse en función del mayor volumen que resulte de las siguientes consideraciones:
 - De la cantidad de agua colectada de áreas clasificadas como pluviales o de áreas libres de contaminación con productos, durante la máxima precipitación pluvial anual registrada en la zona, en base a los datos estadísticos meteorológicos de diez años anteriores a la fecha de diseño.
 - De la cantidad de agua contraincendio que de acuerdo a un estudio de análisis de riegos, sea necesario aportar durante el combate de un incendio.
- l) Los registros de drenaje pluvial, deben contar con sello hidráulico por lo menos en el registro de drenaje anterior a la descarga en los ramales o tuberías troncales

VII. Protección contra incendios

Los líquidos inflamables (incluyendo los líquidos polares, el crudo y el recuperado de trampas, el cual puede contener fracciones ligeras de hidrocarburos en mezcla con agua y fracciones pesadas), deben almacenarse en tanques atmosféricos verticales de cúpula fija con membrana interna flotante, o bien en tanques atmosféricos verticales de cúpula flotante, en tanto que líquidos combustibles como el diesel, diáfano y combustóleo, pueden ser almacenados en tanques atmosféricos verticales de cúpula fija.

FIGURA A

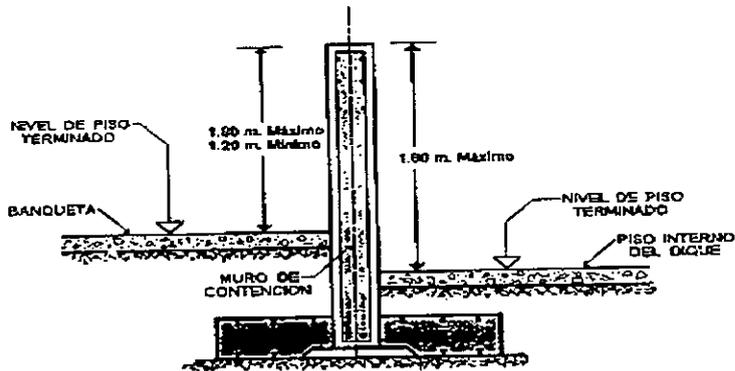
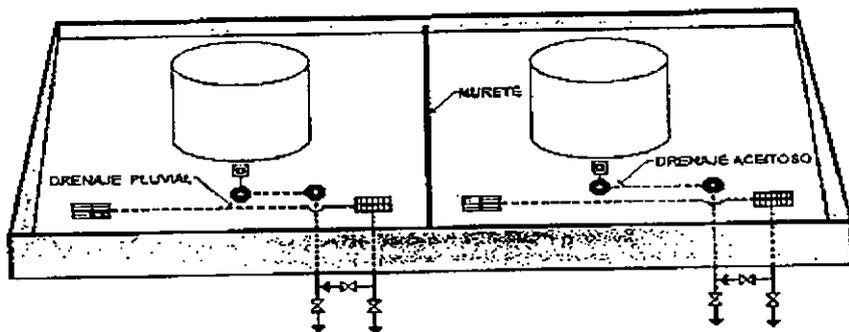


FIGURA B



-  REGISTRO DE DRENAJE PLUVIAL CON SELLO HIDRAULICO
-  REGISTRO NORMAL DE DRENAJE PLUVIAL
-  COPA O CAJA DE PURGA
-  REGISTRO DE DRENAJE ACEITOSO CON SELLO HIDRAULICO Y TAPA CIEGA

Después de describir brevemente lo que es un tanque de almacenamiento, realizaremos los problemas siguientes:

Problema 1. Estimar las pérdidas totales de un tanque con cúpula flotante externa durante tres meses, basándose en datos observados durante los meses de marzo, abril y mayo y en la siguiente información:

⇒ Descripción del tanque:

Tanque con cúpula flotante externa con un tacón sellado primario mecánico(metálico) en buenas condiciones, 100 ft de diámetro, tanque soldado, coraza y cúpula pintadas de color aluminio.

⇒ Producto almacenado:

Gasolina, RVP(Reid vapor pressure) 10 psia, densidad 6.1 lb/gal, no se da la composición del líquido o del vapor, capacidad de almacenamiento para tres meses 375,00bbls.

⇒ Condiciones ambientales:

Temperatura ambiental promedio para 3 meses = 60°F

Velocidad del viento promedio = 10 mi/hr para un tanque estacionario durante tres meses.

Presión atmosférica: 14.7 psia

⇒ Cálculo:

Pérdida total = Pérdida en la orilla del sello + Pérdida al desconectarse + Pérdida en la unión de la cubierta + Pérdida en la costura de la cubierta

a) Pérdidas en la orilla del sello: Calcular la pérdida en la orilla del sello anualmente con la ecuación siguiente:

$$L_R = K_S V^n P * DMvKc$$

donde:

L_R = Pérdida en la orilla del sello (lb/año)

K_S = 1.2 (de Tabla 4.3-4 ver apéndice), para un tanque soldado con un tacón sellado primario mecánico; nota que la cúpula flotante externa solamente tiene la cúpula soldada.

$n = 1.5$ (de Tabla 4.3-4 ver apéndice), para un tanque soldado con tacón sellado primario mecánico.

$V = 10$ mi/hr (dada).

$T_A = 60^\circ \text{F}$ (dada).

$T_S = 62.5^\circ \text{F}$ (de Tabla 4.3-3 ver apéndice), para un tanque de color aluminio en buena condición y $T_A = 60^\circ \text{F}$.

$RVP = 10$ psia (dada).

$P = 5.4$ psia (de Tabla 4.3-3 ver apéndice), para una P° Reid de la gasolina de 10 psia y $T_S = 62.5^\circ \text{F}$.

$P_A = 14.7$ (establecida).

$$P^* = (5.4/14.7) / (1 + (1 - 5.4/14.7)^{0.5})^2 = 0.114$$

(Incluso puede ser determinada por la figura 4.3-9 ver apéndice para una $P = 5.4$ psia)

$D = 100$ ft (dado).

$M_v = 66$ lb/lb mole (de Tabla 4.3-2 ver apéndice y $RVP_{\text{GASOLINA}} = 10$)

$K_c = 1$ (valor apropiado para todos los líquidos orgánicos, excepto el petróleo crudo).

Para calcular anualmente las pérdidas en la orilla del sello basado en información trimestral, multiplicar los valores de K_s , K_c , P^* , D , M_v y V^n , de acuerdo a la siguiente ecuación:

$$L_R = (1.2) (10)^{1.5} (0.114) (100) (66) (1.0) = 28551 \text{ lb/año}$$

$$\text{Para los tres meses } L_R = 28551/4 = 7138 \text{ lb}$$

b) Pérdidas al desconectarse:

$$L_w = (0.943) Q C W_L / D [1 + (N_c F_c / D)]$$

donde:

$L_w =$ Pérdidas al desconectarse (lb/año)

$Q = 3.75 \times 10^5$ bbl por 3 meses = 1.5×10^6 bbl/año (dado).

$C = 0.0015$ bbl/1000 ft² (de Tabla 4.3-5 ver apéndice), para gasolina en un tanque de acero con una ligera oxidación asumida para un tanque en buenas condiciones dadas).

$W_L = 6.1$ lb/gal (dado).

$D = 100$ ft (dado).

$N_c = 0$ (valor para tanques de cúpula flotante externa).

$F_c = 1.0$ (valor original cuando el diámetro de la columna es desconocido; sin embargo no hay columnas en este tanque, y el valor F_c es usado únicamente para los propósitos de cálculo).

Para calcular las Pérdidas al desconectarse, se tiene:

$$L_w \text{ (lb/año)} = (0.943)(1.5 \times 10^6)(0.0015)(6.1) / 100 [1 + ((0.0)(1.0))/100]$$

$$L_w = 129 \text{ lb/año}$$

Para calcular las Pérdidas por 3 meses, dividir entre cuatro.

$$\text{Para tres meses, } L_w = 129/4 = 32 \text{ lb}$$

- c) Pérdida en la unión de la cubierta. Como se menciona, los procedimientos en la estimación de la pérdida en la unión de la cubierta para tanques de cúpula externa flotante no están disponibles. La pérdida en la unión de la cubierta para un periodo de 3 meses es desconocida y se asume como 0.
- d) Pérdida en la costura de la cubierta. Los tanques de cúpula externa flotante tienen cubiertas soldadas; por lo tanto, no hay pérdidas de este tipo.
- e) Pérdida total por los 3 meses. Para calcular la Pérdida total, se tiene:

$$L_T = L_R + L_W + L_F + L_D$$

donde:

$L_T =$ Pérdida total (lb/3 meses)

$L_R = 7138$ lb/3 meses

$L_W = 32$ lb/3 meses

$L_F = 0$ (establecido)

$L_D = 0$

$L_T = 7138 + 32 + 0 + 0 = 7170 \text{ lb/3 meses}$

Problema 2. CALCULO DE LOS RADIOS DE ACCIÓN DE LAS NUBES TÓXICAS Y EXPLOSIVAS

Calcular la cantidad de gasolina amarga que se escapa por una purga de $\frac{3}{4}$ " de diámetro cédula 160 de la línea de succión de las bombas GA101- S durante un tiempo de 10 minutos.

Nota: el tiempo de 10 minutos se tomó de acuerdo a las experiencias obtenidas en los eventos similares al propuesto.

Datos:

Niple de $\frac{3}{4}$ " de diámetro cédula 160. Área de $2.85 \cdot 10^{-04} \text{ m}^2$

Densidad de la gasolina en el proceso 569 kg/m^3

Presión manométrica 35 kg/cm^2

Referencia: Flujo de fluidos. Div. Ing. de Crane edic.1987

Utilizando la ecuación 3-20 de la página 3-7

$$Q = Y A L \sqrt{(2 \Delta P / P)}$$

Donde $\Delta P = P' (1 - rc)$

Consultando la tabla A 38, para un flujo totalmente turbulento en la región $B=0-0.2$, se obtiene el valor de c , donde $c=0.6$

Consultando la tabla A-39, se obtiene el valor de $Y= 0.826$, por lo tanto el valor de $YL=0.546$

$$\begin{aligned} P' &= P_{\text{man}} + P_{\text{atm}} \\ &= 35 + 1.033 \\ &= 36.033 \text{ kg/cm}^2 * 98046.08 \text{ para convertir a N/m}^2 \end{aligned}$$

Sustituyendo en la fórmula:

$$Q = (0.6)(2.85 \cdot 10^{-4})(0.826) \sqrt{[(2)(3529659)(1-0.546)/569]}$$

$$Q = 0.0106 \text{ m}^3/\text{seg}$$

$$Q = 10.6 \text{ Lts/seg por } 15.85 \text{ para cambiar a GPM}$$

$$Q = 168 \text{ GPM}$$

Considerando un tiempo de 10 minutos

Q = 1680 galones fugados

Ahora correremos el programa SIRIA para determinar los radios de acción de las nubes tóxicas y explosivas. La utilización de este programa es reconocida por dependencias gubernamentales como la SEMARNAP (Secretaría del Medio Ambiente Recursos Naturales y Pesca).

Datos para el programa:

Nombre de la sustancia: Gasolina amarga de la planta receptora de gas y condensados amargos

Peso molecular

[gr/mol]: 68

Densidad a T1

[gr/ml]: 0.569

Punto de ebullición

[°C]: 0.36

Calor de vaporización a T2

[Cal/gr]: 90

Calor de combustión liq.

[BTU/Lb]: 19043

Temperatura del líquido en proceso

[°C]: 28

Volumen del proceso

[GAL]: 1680

Número de calores específicos

: 1

Nivel de explosividad más bajo

[%]: 1.86

Nivel de explosividad más alto

[%]: 9.84

Altura de la nube

[ft]: 10

Cp capacidad calorífica media

: 0.592

SISTEMA DE INFORMACIÓN RÁPIDA DE IMPACTO AMBIENTAL
SECRETARÍA DE DESARROLLO URBANO Y ECOLOGÍA
SUBSECRETARÍA DE ECOLOGÍA
DIRECCIÓN GENERAL DE NORMATIVIDAD Y REGULACIÓN ECOLÓGICA

MODELO DE NUBES EXPLOSIVAS			
SUSTANCIA: LÍQUIDA			
DATOS			
Nombre de la sustancia:	Gasolina amarga		
M) Peso molecular [g/mol]:	68.000		
Ro) Densidad a T1 [g/ml]:	0.569		
T2) Punto de ebullición [°C]:	0.360		
DHv) Calor de vaporización a T2 [Cal/g]:	90.000		
DHc) Calor de combustión liq. [BTU/lb]:	19043.000		
T1) Temperatura del líquido en proceso [°C]:	28.000		
V1) Volumen del proceso [gal]:	1680.000		
Número de calores específicos:	1		
LEL) Nivel de explosividad más bajo:	1.860		
UEL) Nivel de explosividad más alto:	9.840		
h) Altura de la nube [ft]:	10.000		
RESULTADOS			
Cp Capacidad calorífica media	=	0.592	
WL Peso del material líquido fugado	=	7981.932lbs	
W Peso del material vaporizado	=	7981.932lbs	
Fracción del material en la nube	=	0.0585%	
Diámetro de la nube	=	314.325ft para h = 10.000	
Dato máximo probable	=	0.7599997 Ton. de TNT	
Dato catastrófico probable	=	3.7999983 Ton. de TNT	
DIÁMETROS DE SOBREPRESIÓN			
Para	(We = DM)	*	(We = DC)
[0.5 psi]	1184.089 ft	*	2041.210 ft
[1.0 psi]	718.191 ft	*	1236.353 ft
[2.0 psi]	438.349 ft	*	756.490 ft
[3.0 psi]	364.814 ft	*	625.081 ft
[5.0 psi]	268.282 ft	*	460.286 ft
[7.0 psi]	220.637 ft	*	376.542 ft
[10.0 psi]	184.782 ft	*	317.381 ft
[20.0 psi]	142.393 ft	*	246.948 ft
[30.0 psi]	109.589 ft	*	187.748 ft

Problema 3. Pérdida por carga(L_L) de un auto – tanque de gasolina magna que tiene balance de vapores y práctica de recuperación de vapor, las cuales pueden ser calculadas de la siguiente manera, usando la ecuación de pérdidas por carga. Para este problema tomamos como base para el cálculo el poliducto Añil México – Cuernavaca de 8" y 6" de diámetro.

Datos:

Capacidad del auto – tanque: 8,000 galones = 30,283.29L = 190.47bls

Volumen de gasolina magna que se envía a la ciudad de Cuernavaca para abastecer 6.8 días: 55,200 bls, por lo tanto la gasolina magna abastecida = (55,200 / 6.8) = 8,117.64bls/día.

Si se abastecen 8,117.64bls/día y sabiendo que un auto – tanque tiene una capacidad de 190.47bls, tenemos que: (8,117.64/190.47)=42.62auto – tanques llenados/ día

Presión RVP= 9psia

Temperatura del producto: 80°F = 26.4°C

Eficiencia de recuperación del vapor: 95%

Ecuación de pérdidas por carga:

$$L_L = 12.46 (S P M/T) [1 - (eef/100)]$$

Donde:

S= Factor de saturación (de Tabla 4.4-1 ver apéndice) = 1

P= Presión de vapor real de la gasolina (de Figura 4.3-6 ver apéndice) = 6.6 psia

M= Peso molecular de los vapores de gasolina (de Tabla 4.3-2 ver apéndice) = 66

T= Temperatura de la gasolina = 540°R = 460 + 80°F

eef= eficiencia de control = 95%

Sustituyendo en la ecuación anterior:

$$L_L = 12.46 (1 \times 6.6 \times 66 / 540) [1 - (95 / 100)]$$

$$L_L = 10.051067 (0.05)$$

$$L_L = 0.5025 \text{ galones} \times 44.62 \text{ auto} - \text{tanques} / \text{día}$$

$$L_L = 22.4239 \text{ galones} / \text{día}$$

3. ANÁLISIS DE LOS ACCIDENTES OCURRIDOS EN DUCTOS DURANTE EL PERIODO 1993-1996

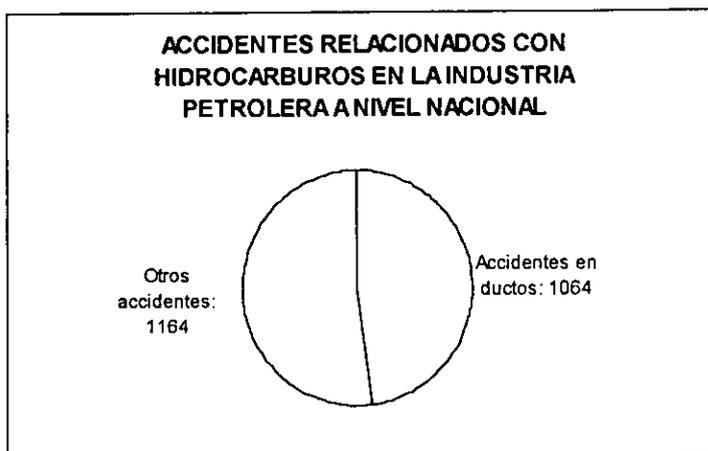
3.1 GENERALIDADES

Durante los últimos años, algunas poblaciones del país han vivido con el temor de que al día siguiente, tuvieran que enfrentarse a los problemas y situaciones que se originan por los accidentes que pudieran ocurrir en los ductos que corren por debajo de sus tierras. Ésto se debe a que se han presentado en algunos ductos, accidentes de gran magnitud y que han alcanzado una difusión sin precedente a nivel nacional, sin embargo, el número de este tipo de accidentes es mínimo en comparación con los accidentes de menor nivel que realmente representan la mayor parte del total de eventos que suceden en toda la red de ductos de nuestro país y que son solamente del conocimiento de las autoridades, de los dueños de las instalaciones y de los pobladores aledaños a las zonas afectadas.

La Procuraduría Federal para la Protección del Ambiente, como parte de su función, cuenta con un listado de los siniestros en ductos que le han sido reportados por parte de sus delegaciones estatales. Con el objeto de realizar un análisis de dicha información, esta dependencia permitió el acceso a ésta para realizar un análisis de los reportes desde 1993 a 1996, clasificándolo de acuerdo a; estados, causas, medio afectado, tipo de hidrocarburo, tipo de accidente, por mes, población afectada y número total de los percances ocurridos durante este periodo.

Durante estos tres años, se presentaron un total de 2228 accidentes en el país relacionados con la industria petrolera nacional, incluyendo los ocurridos dentro de las instalaciones de las plantas, y en el transporte, tanto de la materia prima utilizada, como de los derivados obtenidos de ella. Debido a que el presente trabajo de tesis se enfoca en el transporte de hidrocarburos en ductos, sólo los accidentes ocurridos en estas instalaciones se tomaron en cuenta al realizar la clasificación y análisis. El número de accidentes que ocurrieron en ductos durante los años analizados fueron 1064, correspondiendo al 47.76% del total de eventos relacionados con hidrocarburos(gráfica 3.1), que se presentaron a nivel nacional.

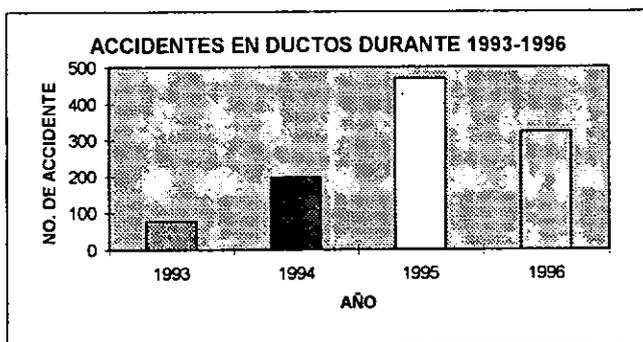
GRAFICA 3.1



3.2 ANÁLISIS ANUAL Y MENSUAL DE ACCIDENTES EN DUCTOS

Durante 1993, el número de accidentes fue mucho menor que los que ocurrieron en los tres años subsecuentes (gráfica 3.2); ésto se debe a que 1993 fue el primer año en el cual se empezó a recabar información por parte de las delegaciones estatales de la PROFEPA, por lo cual, lo que se reporta, no representa el total real de accidentes que pudieron haber ocurrido en este año. A partir de 1994 el flujo de información de los accidentes por parte de los estados comenzó a ser constante, por lo que los datos reportados desde este año son confiables.

GRAFICA 3.2



De acuerdo a la gráfica anterior, durante 1995 el número de accidentes que se dieron aumentaron considerablemente, un 137% más de los ocurridos en 1994; la posible causa por la que considero que se debió este aumento es el periodo de crisis económica en nuestro país, la cual se reflejó en la disminución del presupuesto dirigido al mantenimiento requerido en estas instalaciones, causa que como se establece posteriormente, fue la que mayor número de accidentes originó. Ya, para 1996, el número de accidentes fue menor, disminuyendo en un 31% respecto a 1995, pero todavía está un 63% por encima de los reportados en 1994. Ésto sigue siendo el resultado del mismo problema económico, sin embargo, creo que la disminución del 31%, se debe a la recuperación económica que comenzó a darse en ese año.

También, el comportamiento tan evidente de 1993 se puede observar en la tabla 3.3, en la cual se analizan mes por mes el número de accidentes sucedidos. Durante el primer semestre de este año, el reporte de percances son mínimos, aumentando solamente un poco para la segunda parte del año; respecto a los meses de los años de 1994, 1995 y 1996, lo que corrobora que los accidentes no eran reportados en su totalidad durante 1993.

Es difícil establecer la tendencia que pudiera seguir la ocurrencia de los accidentes, ya que si el comportamiento es de acuerdo a lo establecido en la tabla 3.3, pudiéramos decir que ésta tiende hacia la disminución, sin embargo, consideramos que el tiempo en el que se ha ido recabando esta información, poco más de 4 años, no es el suficiente para establecer esta tendencia, además de que, como se presento en 1995, tanto factores externos como económicos y sociales influyen directamente en este comportamiento.

TABLA 3.3

ANÁLISIS DE LOS ACCIDENTES OCURRIDOS EN DUCTOS DURANTE 1993 - 1996

MES	1993	1994	1995	1996	TOTAL	PORCENTAJE
ENERO	0	7	22	92	121	11.37
FEBRERO	2	9	33	35	79	7.42
MARZO	3	5	39	61	108	10.15
ABRIL	2	19	33	12	66	6.20
MAYO	2	19	32	18	71	6.67
JUNIO	5	21	26	13	65	6.11

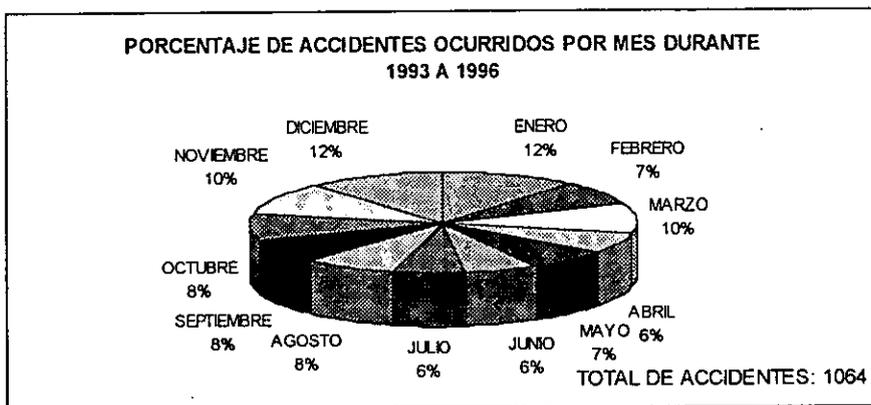
MES	1993	1994	1995	1996	TOTAL	PORCENTAJE
JULIO	3	11	31	22	67	6.30
AGOSTO	14	20	28	19	81	7.61
SEPTIEMBRE	8	18	44	18	88	8.27
OCTUBRE	11	14	56	9	90	8.46
NOVIEMBRE	13	23	62	10	108	10.15
DICIEMBRE	13	31	62	14	120	11.28
TOTAL	76	197	468	323	1064	100.00

* FUENTE: ESTADÍSTICAS INTERNAS DE PROFEPA

Al analizar el comportamiento que siguieron los accidentes de acuerdo a la clasificación que se realizó mes a mes, podemos ver que durante los años de 1993 a 1995 se dió un aumento considerable durante los meses de noviembre y diciembre, respecto a lo que se mantuvo durante los diez primeros meses de estos años; mientras que para 1996, el mayor número de accidentes ocurridos fue en enero y marzo, teniendo que el número de siniestros que se presentaron en los meses restantes, está en promedio por debajo un 78% del presentado durante estos dos meses.

En la gráfica 3.4 se muestra el número de accidentes totales por mes ocurridos durante 1993 a 1997.

GRAFICA 3.4



3.3 ANÁLISIS DE LAS CAUSAS DE LOS ACCIDENTES EN DUCTOS

Los accidentes que ocurren en los ductos surgen a raíz de diversas causas; la mayoría de ellas se debe a situaciones relacionadas directamente con las empresas, como pueden considerarse la falta de mantenimiento, las fracturas por accidentes de maquinaria mecánica, fallas humanas, instalaciones que forman parte de un ducto que han sido mal colocadas, fallas de materiales; aunque un porcentaje elevado, la toma clandestina, puede considerarse un factor de origen social y económico; esta última causa consiste en riesgosas sustracciones de productos petrolíferos, propiedad de la nación, mediante perforaciones indebidas en los ductos que los transportan, y que, al descontrolarse, crean muy serios peligros, que han dado lugar a derrames de combustibles, que a su vez, han originado pérdidas de vidas, daños a instalaciones y afectaciones a tierras de cultivo y cuerpos de agua.

Como se menciona con anterioridad, los factores económicos influyen en gran medida en las causas de los accidentes; la falta de mantenimiento se da, por lo general, por el poco presupuesto y preocupación que los encargados de los ductos les dan a éstos. Además, estos encargados no se actualizan en el manejo correcto que se le debe dar a los ductos, ya que en muchas ocasiones, el material de transporte para el cual se construyó el ducto se cambia por otro sin considerar las condiciones y propiedades de operación de la nueva sustancia, originando por ende fallas en la estructura de los ductos.

Como se observa en la siguiente tabla (3.5), un gran número de accidentes(212) accidentes no reportan información sobre la posible causa que los originaron; ésto se debe a que los datos que las delegaciones estatales enviaron a la PROFEPA, no estaban completos en este rubro; en ocasiones, el formato en el que se capturaba la información no requería este aspecto, en otras, simplemente no se anotaba por no tener la capacitación debida y/o el criterio para poder determinar la causa o causas del percance.

TABLA 3.5

CAUSAS QUE DIERON ORIGEN A LOS ACCIDENTES EN DUCTOS

CAUSA	1993	1994	1995	1996	TOTAL	PORCENTAJE
Mantenimiento	3	97	242	111	453	42.58
Toma Clandestina	4	30	152	134	320	30.08
No se registró información	64	47	46	55	212	19.92
Ruptura o fractura por accidentes de maquinaria mecánica	4	10	15	14	43	4.04
Instalaciones mal colocadas	1	5	5	5	16	1.50
Falla humana	0	5	4	2	11	1.03
Falla de materiales	0	3	4	2	9	0.85
TOTAL	76	197	468	323	1064	100.00

*FUENTE: ESTADÍSTICAS INTERNAS DE LA PROFEPA

Al analizar las causas que originan los accidentes en ductos, nos vemos obligados a relacionarlas con los distintos tipos de hidrocarburos que son transportados en los ductos siniestrados; como se observa en la tabla 3.6, cerca de un 17% de los accidentes ocurridos se relacionó con combustibles como las gasolinas, diesel y/o la mezcla de estos compuestos; muchos de estos accidentes, se presume que fueron originados por tomas clandestinas, en los que se buscaba extraer productos que son fácilmente comercializables dado su necesidad de uso, en especial por los trabajadores del transporte que buscan ahorrarse algunos pesos, robando estos productos de los ductos, sin importar el riesgo que este saqueo representa, no solo para el medio ambiente, pudiendo éste ser irreversible, sino también para sus propias vidas y para los habitantes de las poblaciones cercanas, así como atentar contra el patrimonio de la nación.

TABLA 3.6

HIDROCARBUROS REPORTADOS EN LOS ACCIDENTES EN DUCTOS

SUSTANCIA	1993	1994	1995	1996	TOTAL	PORCENTAJE
PETROLEO CRUDO	64	131	286	183	664	62.41
GASOLINA	2	26	43	36	107	10.06
DIESEL	3	19	21	23	66	6.20
GAS AMARGO, NATURAL Y MARINO	0	4	7	4	15	1.41
COMBUSTOLEO	0	3	5	3	11	1.03
*GASOLINA, DIESEL Y GAS L.P.	0	1	4	5	10	0.94
GAS L.P.	2	4	2	0	8	0.75
COMBUSTIBLE	1	1	1	0	3	0.28
ETANO	0	0	0	1	1	0.09
KEROSINA	1	0	0	0	1	0.09
RESIDUOS OLEOSOS	0	0	1	0	1	0.09
NO SE REGISTRO INFORMACION	3	8	98	68	177	16.64
TOTAL	76	197	468	323	1064	100.00

- FUENTE: ESTADÍSTICAS INTERNAS DE LA PROFEPA
- NOTA: GASOLINA, DIESEL Y GAS LP SON TRES DIFERENTES HIDROCARBUROS LOS CUALES NO FUERON TRANSPORTADOS EN EL MISMO DUCTO SINO EN DIFERENTES

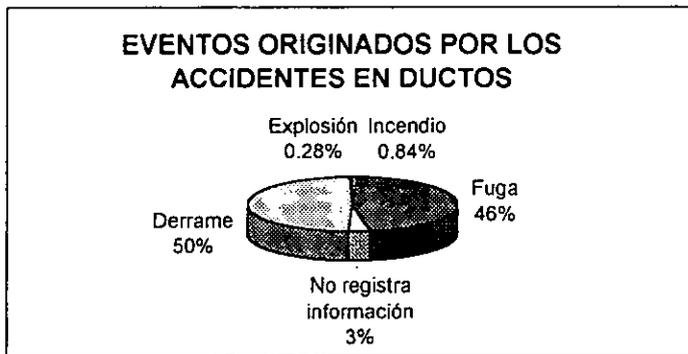
El petróleo crudo resultó ser la sustancia que tuvo relación con el mayor número de accidentes, un 62% del total de ellos; ésto se debe a que, como materia prima de los diferentes procesos de la industria petrolera, es transportada en gran cantidad por la red de ductos de nuestro país, no importando la distancia que exista entre los sitios donde se extrae, y los que lo procesan.

Al igual que en la tabla anterior(3.6), al analizar los hidrocarburos reportados en los accidentes, se tuvo que en un 17% de ellos tampoco se menciona la información al respecto, lo cual se debe seguramente a los puntos establecidos con anterioridad, además de que la gente que no está familiarizada con el manejo de los diferentes tipos de hidrocarburos transportados, difícilmente puede reconocer la sustancia derramada, fugada o que originó en el accidente.

3.4 ANÁLISIS DE LOS TIPOS DE ACCIDENTES

Al hablar sobre el tipo de hidrocarburo, también es necesario tomar en cuenta que tipo de accidente originó el derrame, fuga, incendio o explosión. En el periodo de 1993 a 1997, el mayor número de accidentes se relacionó con derrame o fuga del hidrocarburo que era transportado, siendo mínimo el número de incendios y/o explosiones ocurridos; en algunos siniestros, tampoco fue reportado el tipo de accidente. La diferencia entre derrame y fuga consiste en el estado de agregación en el cual se presenta el hidrocarburo, teniendo que para líquidos, el término correspondiente es derrame, y para el estado gaseoso, es el de fuga.

GRAFICA 3.7



3.5 ANÁLISIS DE LOS ACCIDENTES POR ESTADO

México es un país que es considerado a nivel mundial como uno de los más ricos en recursos naturales, sobre todo en lo relacionado con la industria del petróleo. En la actualidad, miles de yacimientos son explotados anualmente, y de ellos son extraídos millones de barriles que sirven como materia prima para procesar y obtener diversos productos; debido a la distancia existente entre ellos y los centros procesadores, México tiene bajo sus tierras una amplia red de ductos que permiten en transporte de estos productos; esta red se encuentra por debajo de casi todos los estados del país, por lo que los accidentes que ocurren en los ductos no son en zonas aisladas, sino que

ocurren en casi todo lo largo y ancho de nuestro territorio; sin embargo, las zonas más afectadas con accidentes en ductos es la del litoral del golfo y el sureste, es decir, los estados de Campeche, Chiapas, Oaxaca, Tabasco, Tamaulipas y Veracruz, ya que es aquí, donde el mayor número de mantos petrolíferos y centros extractores y procesadores se encuentran en operación.

La región que le sigue a las mencionadas en importancia en cuanto al número de accidentes registrados es el norte del país, donde los estados de Chihuahua, Durango, Coahuila y Nuevo León presentaron durante este periodo casi un 13% del total de accidentes registrado en ductos.

La siguiente tabla(3.8), muestra el número de accidentes que se dieron en cada estado de la República Mexicana durante los años de 1993 a 1996

TABLA 3.8
NUMERO DE ACCIDENTES EN DUCTOS POR ESTADO

ESTADO	1993	1994	1995	1996	TOTAL	PORCENTAJE
AGUASCALIENTES	0	0	1	1	2	0.19
BCN	0	3	0	2	5	0.47
CAMPECHE	0	0	1	1	2	0.19
COAHUILA	0	3	6	12	21	1.97
CHIHUAHUA	0	0	31	26	57	5.36
COLIMA	0	1	1	0	2	0.19
CHIAPAS	0	15	47	32	94	8.83
DURANGO	0	1	23	8	32	3.01
GUERRERO	0	0	1	0	1	0.09
GUANAJUATO	1	0	4	12	17	1.60
HIDALGO	1	0	0	0	1	0.09
JALISCO	0	1	2	0	3	0.28
MEXICO	0	3	0	2	5	0.47
MICHOACAN	0	0	0	1	1	0.09
NUEVO LEON	0	2	20	3	25	2.35
OAXACA	0	4	2	4	10	0.94
PUEBLA	0	0	1	3	4	0.38

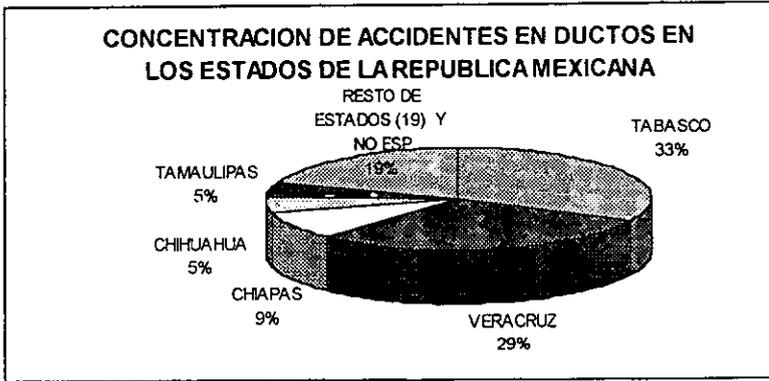
ESTADO	1993	1994	1995	1996	TOTAL	PORCENTAJE
QUERETARO	0	0	1	0	1	0.09
SAN LUIS POTOSI	0	0	1	0	1	0.09
SINALOA	1	4	3	4	12	1.13
SONORA	0	3	0	1	4	0.38
TABASCO	70	74	127	76	347	32.61
TAMAULIPAS	0	10	26	12	48	4.51
VERACRUZ	3	44	151	114	312	29.32
NO ESPECIFICADO	0	29	19	9	57	5.36
TOTAL	76	197	468	323	1064	100.00

• FUENTE: ESTADÍSTICAS INTERNAS DE LA PROFEPA

Como se observa en la tabla anterior(3.8), los estados de Tabasco y Veracruz son los que presentan el mayor número de accidentes en el país, seguido por el estado de Chiapas. Estos tres estados concentran la mayor parte de la infraestructura petrolera nacional y de ahí que se obtenga este resultado.

Dentro de estos estados, algunos de sus municipios son los que tuvieron mayor número de accidentes, en el caso de Tabasco, en Huimanguillo ocurrieron 81 accidentes, para el estado de Veracruz, se registraron 131 siniestros en Agua Dulce, mientras que en Chiapas, en el municipio de Reforma sucedieron 73 percances.

GRAFICA 3.9



GRAFICA 3.10

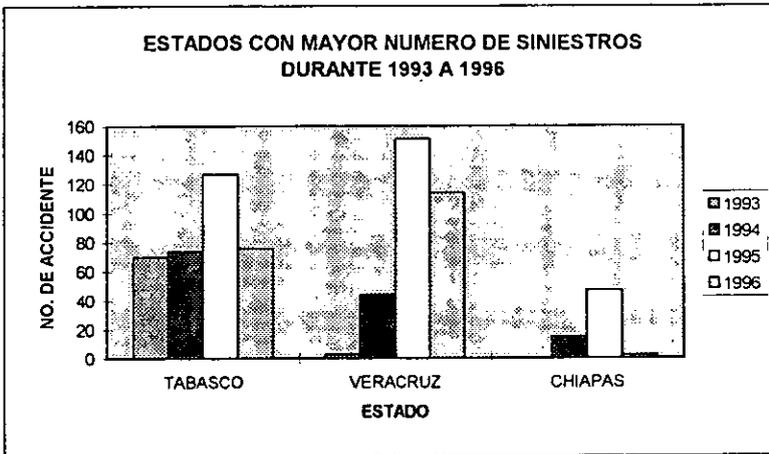


TABLA 3.11

CIUDADES Y/O MUNICIPIOS EN LOS QUE OCURRIERON ACCIDENTES EN DUCTOS

ESTADO	MUNICIPIO	1993	1994	1995	1996	TOTAL
AGUASCALIENTES	AGUASCALIENTES	0	0	0	1	1
	NO ESPECIFICADO	0	0	1	0	1
BCN	EL ROSARITO	0	0	0	1	1
	MEXICALI	0	0	0	1	1
	NO ESPECIFICADO	0	3	0	0	3
CAMPECHE	CAMPECHE	0	0	1	0	1
	CARMEN	0	0	0	1	1
COAHUILA	GENERAL CEPEDA	0	0	1	0	1
	MONCLOVA	0	1	1	0	2
	NO ESPECIFICADO	0	1	4	12	17
	SAN PEDRO	0	1	0	0	1
COLIMA	NO ESPECIFICADO	0	1	1	0	2
CHIAPAS	ARRIAGA	0	1	0	0	1
	JUAREZ	0	3	2	3	8
	NO ESPECIFICADO	0	0	3	1	4
	OCOSINGO	0	0	1	3	4
	OSTUACAN	0	1	1	0	2
	PICHUCALCO	0	0	2	0	2
	REFORMA	0	10	38	25	73
CHIHUAHUA	JIMENEZ	0	0	1	2	3
	NOESPECIFICADO	0	0	30	24	54
DURANGO	GOMEZ PALACIO	0	1	0	0	1
	MAPIMI	0	0	0	1	1
	NO ESPECIFICADO	0	0	23	7	30
GUANAJUATO	LEON	0	0	0	5	5
	NO ESPECIFICADO	1	0	2	2	5
	SALAMANCA	0	0	1	2	3
	SILAO	0	0	1	3	4
GUERRERO	ACAPULCO	0	0	1	0	1
HIDALGO	CENTRO	1	0	0	0	1

ESTADO	MUNICIPIO	1993	1994	1995	1996	TOTAL
JALISCO	ENCARNACION DE DIAZ	0	0	1	0	1
	GUADALAJARA	0	1	1	0	2
MEXICO	ECATEPEC	0	2	0	0	2
	IXHUAATEPEC	0	0	0	1	1
	VENTA DE CARPIO	0	1	0	1	2
MICHOACAN	PATZCUARO	0	0	0	1	1
NUEVO LEON	CADEREYTA	0	1	0	0	1
	LINARES	0	1	0	0	1
	MONTERREY	0	0	1	1	2
	NO ESPECIFICADO	0	0	19	2	21
OAXACA	ACATLAN DE PEREZ FIGUEROA	0	0	0	1	1
	NO ESPECIFICADO	0	0	0	1	1
	SALINA CRUZ	0	4	2	2	8
PUEBLA	NO ESPECIFICADO	0	0	0	2	2
	PALMAR BRAVO	0	0	0	0	0
	PUEBLA	0	0	1	0	1
	TLAXCO	0	0	0	1	1
QUERETARO	NO ESPECIFICADO	0	0	1	0	1
	SAN JUAN DEL RIO	0	0	0	0	0
SAN LUIS POTOSI	TIERRA BLANCA	0	0	1	0	1
SINALOA	AHOME	0	0	0	2	2
	CULIACAN	0	3	0	0	3
	MOCORITO	1	0	0	2	3
	NO ESPECIFICADO	0	1	3	0	4
	SALVADOR ALVARADO	0	0	0	1	1
SONORA	GUAYMAS	0	1	0	0	1
	NO ESPECIFICADO	0	2	0	0	2
TABASCO	CARDENAS	6	19	37	11	73
	CENTLA	3	3	1	1	8
	CENTRO	4	3	5	0	12
	COMALCALCO	4	8	13	11	36
	COSOLEACAQUE	0	1	0	0	1
	CUNDUACAN	30	13	20	10	73
	HUIMANGUILLO	15	17	28	21	81

Análisis de los Accidentes ocurridos en Ductos durante el Periodo 1993-1996

ESTADO	MUNICIPIO	1993	1994	1995	1996	TOTAL
TABASCO	JALAPA	1	0	2	2	5
	JALPA DE MENDEZ	0	0	1	0	1
	MACUSPANA	1	2	4	10	17
	NACAJUCA	0	0	1	0	1
	NO ESPECIFICADO	3	5	11	2	21
	PARAISO	2	0	3	4	9
	REFORMA	0	1	1	4	6
	VILLAHERMOSA	1	2	0	0	3
	TAMAULIPAS	ALTAMIRA	0	4	6	1
GONZALEZ		0	1	0	0	1
LLERA		0	1	2	1	4
MADERO		0	1	0	2	3
NO ESPECIFICADO		0	2	18	6	26
REYNOSA		0	1	0	2	3
VERACRUZ		AGUA DULCE	1	17	63	50
	ALAMO	0	0	0	0	0
	COATZACOALCOS	1	0	0	2	3
	COSAMALOAPAN	0	0	0	0	0
	COSOLEACAQUE	0	0	0	0	0
	CUICHAPA	0	0	1	0	1
	DOS BOCAS	0	1	0	0	1
	HUEYEPAN DE OCAMPO	0	0	1	0	1
	IXHUATLAN	0	0	3	0	3
	LOS CHOAPAS	0	2	1	1	4
	MINATITLAN	1	3	1	0	5
	MOLOACAN	0	1	1	4	6
	NANCHITAL	0	0	0	1	1
	NARANJOS	0	0	1	0	1
	NO ESPECIFICADO	0	12	25	22	59
	NOGALES	0	0	4	18	22
	OMEALCA	0	1	0	2	3
	PANUCO	0	0	1	0	1
	PAPANTLA	0	0	2	0	2
	PASO DEL TORO	0	0	1	0	1
POZA RICA	0	3	43	11	57	
PUEBLO VIEJO	0	0	0	1	1	
SAN ISIDRO	0	1	0	0	1	

ESTADO	MUNICIPIO	1993	1994	1995	1996	TOTAL
VERACRUZ	SOCONUSCO	0	1	0	0	1
	TAMALIN	0	0	0	0	0
	TAMPICO ALTO	0	1	0	0	1
	TIERRA BLANCA	0	0	2	1	3
	TIHUATLAN	0	0	0	0	0
	VERACRUZ	0	1	0	0	1
	VILLA AZUETA	0	0	1	0	1
	VILLA ISLA	0	0	0	1	1
	NO ESPECIFICADO	NO ESPECIFICADO	0	29	19	9
TOTAL		76	197	468	323	1064

FUENTE: ESTADISTICAS INTERNAS DE LA PROFEPA

La mayoría de los accidentes ocurrieron en los principales estados(figura 3.12), en donde se concentra la mayor parte de la infraestructura de la industria petrolera y sus respectivas actividades, a continuación se muestran los principales municipios en los que ocurrieron los accidentes.

TABASCO		VERACRUZ		CHIAPAS	
Huimanguillo	23.34 %	Agua Dulce	41.98%	Reforma	77.66%
Resto del Estado	76.66 %	Resto del Estado	58.02	Resto del Estado	22.34%

FIGURA 3.12

PRINCIPALES ESTADOS EN LOS CUALES OCURRIÓ LA MAYOR PARTE DE LOS ACCIDENTES



3.6 ANÁLISIS DE LOS MEDIOS Y POBLACIÓN AFECTADOS POR LOS ACCIDENTES OCURRIDOS EN DUCTOS.

La mayor preocupación que se tiene al ocurrir un accidente es evitar al máximo los riesgos que pudieran surgir a raíz de él; los riesgos son evidentes, el medio ambiente puede sufrir cambios irreversibles, especialmente los cuerpos de agua y los suelos de cultivo; además la vida de los habitantes cercanos a las zonas de los percances pueden sufrir daños en su salud, existiendo la posibilidad de que su vida corra peligro en cierto momento. Pocas veces, después de ocurrir el accidente se realizan acciones de sanamiento para reparar las afectaciones originadas por las sustancias involucradas en el accidente. Casi nunca se da un seguimiento ambiental después de que ocurre el accidente para ver la situación que guarda el medio afectado después del evento.

A continuación se presenta la tabla en donde se establecen los distintos medios afectados por los accidentes en ductos durante 1993 a 1996, así como la población que resultó afectada.

TABLA 3.13
MEDIOS AFECTADOS POR LOS ACCIDENTES EN DUCTOS

Medio Afectado	1993	1994	1995	1996	TOTAL	PORCENTAJE
Suelo	56	148	307	181	692	65.04
No hubo afectación	0	5	102	79	186	17.48
Suelo y agua	14	8	20	24	66	6.20
Agua	2	13	10	18	43	4.04
No se registro información	0	12	24	4	40	3.76
Aire y suelo	3	5	1	7	16	1.50
Aire	1	5	4	4	14	1.32
Terreno pantanoso	0	0	0	3	3	0.28
Agua y aire	0	1	0	1	2	0.19
Agua, suelo y aire	0	0	0	2	2	0.19
TOTAL	76	197	468	323	1064	100.00

*FUENTE: ESTADÍSTICAS INTERNAS DE LA PROFEPA

TABLA 3.14
POBLACIÓN AFECTADA

AÑO	A	B	C	D	E	F	G
1993	76	74	2	3	12	0	0
1994	197	190	7	2	30	17 FAMILIAS	3
1995	468	465	3	7	16	0	2
1996	323	321	2	1	13	0	1
TOTAL	1064	1050	14	13	71	17 FAMILIAS	6

* FUENTES: ESTADÍSTICAS INTERNAS DE LA PROFEPA

A = NUMERO DE ACCIDENTES

B = NUMERO DE ACCIDENTES EN LOS QUEL NO SE REGISTRO INFORMACION

C = NUMERO DE ACCIDENTES CON INFORMACIÓN

D = MUERTOS

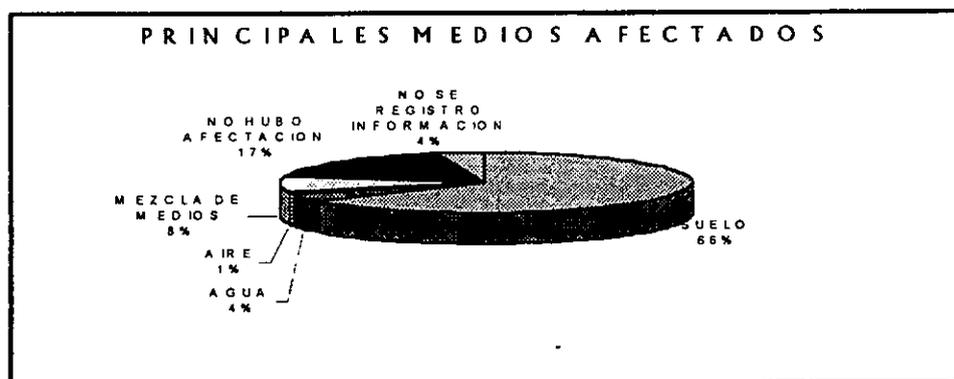
E = HERIDOS

F = INTOXICADOS

G = EVACUADOS

Como se puede observar en las dos tablas anteriores, el suelo resulta ser el medio mas afectado, y solamente en un 17% de ellos no hubo un medio que resultara afectado; otro de los medios más afectados es el agua, uno de los recursos que mayor cuidado debe tener, por la importancia que tiene para la flora, fauna y seres humanos en sus actividades diarias como la agricultura y alimentación.

GRAFICA 3.15



De los 1064 accidentes reportados, la población afectada fue de 13 muertos, 71 heridos, 17 familias intoxicadas y 6 evacuaciones. Estos datos realmente no representan la realidad, ya que solamente muy pocos casos son los que informan de la población afectada en los siniestros, lo cual es evidente en la última tabla donde sólo 14 accidentes en los 4 años reportaron si hubieron muertos, heridos, intoxicados o alguna evacuación.

Sin embargo, algo importante que se puede observar en este análisis es la falta de capacitación de los delegados estatales, encargados de levantar los reportes de los incidentes ocurridos, esto debe realizarse concienzudamente con el objeto de que la información pueda ser representativa, ya que los delegados, algunas veces no están familiarizados con los términos de la industria química y a veces ni siquiera saben que es lo que se les pide.

4. ANÁLISIS DE RIESGOS

4.1 GENERALIDADES

De acuerdo al análisis de accidentes ocurridos en sistemas de transporte de hidrocarburos en México, realizado en el capítulo anterior, se identificaron las principales causas que originaron dichos accidentes, las cuales coinciden con lo establecido por la OECD (Organización para la Cooperación y Desarrollo Económico). Esta organización establece que en Europa y USA, las principales causas de las fallas o de los accidentes son: daño externo, daño mecánico (defectos de construcción y manufactura) y corrosión. Otra causa de fallas puede ser el movimiento de la tierra, ya sea por derrumbe, desplazamiento o por terremoto. La frecuencia de las fallas depende de parámetros importantes tales como son la ruta de la tubería, corrosividad del producto, diámetro y anchura de pared del ducto, profundidad y año de construcción. Una vez que se determinan las causas de las fallas, tenemos que tomar en cuenta que las fallas pueden ser repetitivas, por lo cual existe el riesgo de que ocurran accidentes de gran magnitud. Al analizar éste riesgo se desarrolla una estimación cuantitativa del nivel de peligro potencial de una actividad, referido tanto a personas como a bienes materiales, en términos de la magnitud del daño y la probabilidad de que tenga lugar. El análisis de riesgos es un método que combina la evaluación ingenieril del proceso con técnicas matemáticas que permiten realizar estimaciones de frecuencias y consecuencias de accidentes. Cuando se realiza un análisis de riesgos los resultados se utilizan para la toma de decisiones, ya sea mediante la jerarquización de las estrategias de reducción de riesgos o mediante la comparación con los niveles de riesgo fijados como objetivo en una determinada actividad.

Un análisis de riesgos cuyo objetivo es la prevención de accidentes implica las siguientes etapas:

- a) Identificación de sucesos no deseados, que pueden llevar a la materialización de un peligro.
- b) Análisis de los mecanismos por los que estos sucesos tienen lugar.
- c) Estimación de los efectos no deseados y de la frecuencia con que pueden producirse.

De manera conceptual, el análisis de riesgos se desarrolla en distintas etapas, en cada una de las cuales se responde a una pregunta general, como se indica en la figura 4.1.

En la siguiente figura (4.1), podemos observar las diferentes etapas que forman parte de un análisis de riesgos. Primeramente nos preguntamos, ¿Qué puede ocurrir?, esta pregunta se refiere a todas las circunstancias que pueden dar origen a efectos adversos, tiene un enfoque cualitativo y da origen al bloque de identificación de

posibles riesgos. En esta fase del estudio se pretende obtener una lista, exhaustiva dentro de los límites del análisis, de todas las desviaciones que: puedan producir un efecto adverso significativo y tengan una probabilidad razonable de producirse.

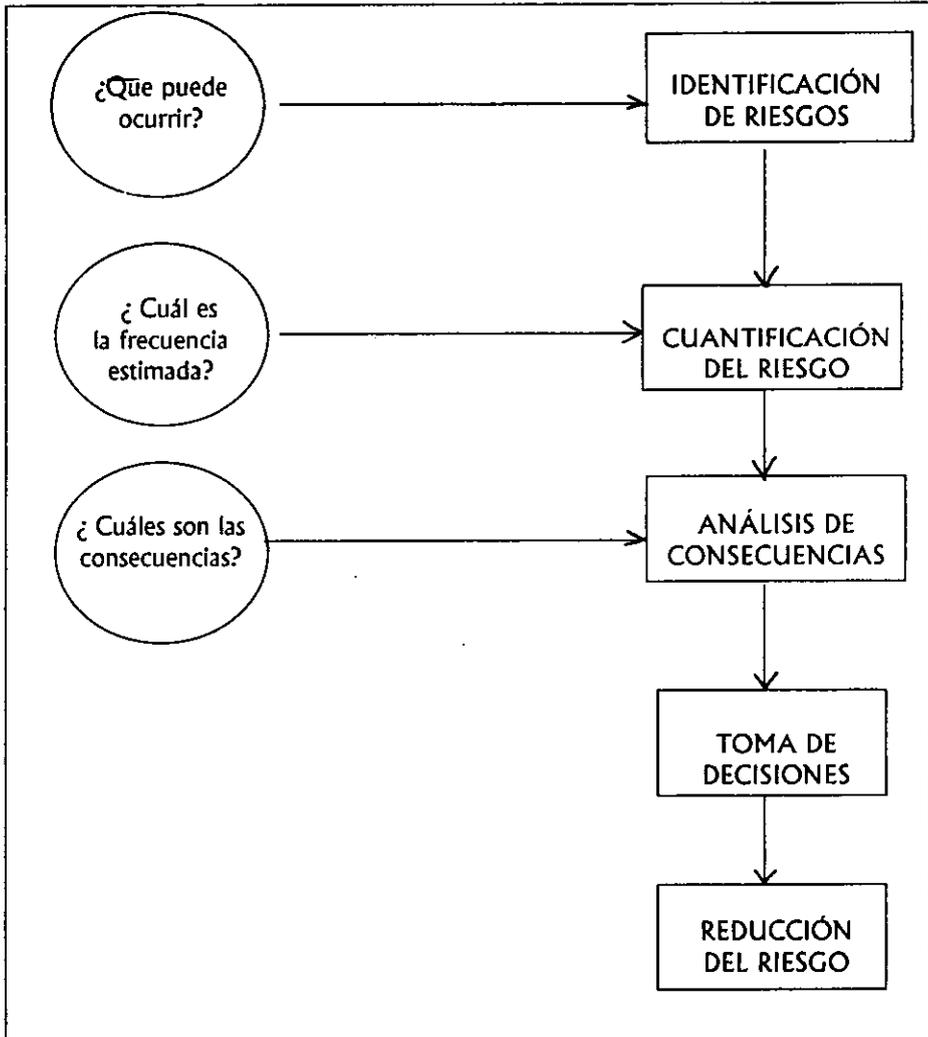


Figura 4.1. Etapas del análisis de riesgos

Una vez identificadas las circunstancias que razonablemente puedan dar origen a efectos adverso de cierta magnitud, la siguiente etapa viene marcada por la segunda pregunta: ¿ Cuáles son las consecuencias?. Para poder responder a esta pregunta, es necesario apoyarse en modelos que relacionen la causa original identificada con los efectos previstos, de manera que éstos puedan ser cuantificados. La tercera etapa del análisis de riesgos tiene como objetivo responder a la pregunta: ¿Con que frecuencia?. Ésta se responde una vez identificados los sucesos que pueden dar origen a daños importantes y cuando se estima la magnitud de éstos, procediendo después a cuantificar la probabilidad de dichos sucesos, ya sea en términos de su frecuencia o de la posibilidad que tengan lugar durante la vida estimada de la instalación. El producto de la magnitud del daño esperado por la probabilidad de que tenga lugar nos proporciona la seguridad matemática del daño, que constituye una herramienta de gran utilidad en la toma de decisiones. Pasando a la siguiente etapa que es la toma de decisiones, implica realizar una estimación de la magnitud de las consecuencias que pueden derivarse de un accidente y de la posibilidad del mismo, así como el coste de las posibles medidas correctoras. Como se ha indicado, el análisis de riesgos permite, identificar las posibles causas iniciadoras de un accidente y los mecanismos de su desarrollo , evaluar sus consecuencias y estimar la probabilidad de que tenga lugar; también es una herramienta que nos permite escoger, dentro de las opciones existentes, la opción que proporciona mayor eficacia de reducción (mayor aumento de seguridad para una inversión determinada); y por último nos permite justificar las decisiones tomadas. Las diferentes etapas de un análisis de riesgos que se mencionaron se abordaran a continuación.

4.2 IDENTIFICACIÓN DE RIESGOS

Una parte fundamental de los estudios de análisis de riesgos es la identificación de los mismos, ya que si un riesgo no se identifica no puede ser objeto de estudio y consecuentemente no se tomarán medidas para reducirlo. Para efectos de este capítulo, riesgo se define como la frecuencia o probabilidad de que un evento (generalmente pensado como peligroso) ocurre, multiplicado por la severidad o consecuencia del mismo.

Los métodos que existen para lograr este objetivo se diferencian, tanto en su carácter cualitativo como en el cuantitativo.

En algunos casos, los riesgos son evidentes pero usualmente es necesario aplicar técnicas para su identificación, las cuales se han extendido y popularizado en los últimos años hasta convertirse en moneda corriente dentro de la industria química, ésta evolución ha sido muy notable desde la aproximación tradicional a la identificación de riesgos que hace notar Kletz, en la introducción de su "Hazop and

Hazan", el cual consistía en construir la planta y ver que sucedía, hasta llegar a los métodos actuales de identificación asistidos por computadora.

Como ya se dijo, la identificación de los riesgos es el paso más importante del análisis, una vez que se identifica un riesgo de gran importancia será posible tomar medidas para evitarlo y reducirlo.

En ocasiones, los riesgos son evidentes y no se necesitan procedimientos especiales para ponerse de manifiesto. En otros casos los riesgos, como no se muestran claramente requieren de un análisis de cierta profundidad para desentrañar los tipos de accidentes que puedan presentarse.

La identificación y caracterización de los riesgos puede y debe realizarse durante las etapas de diseño, construcción, puesta en marcha, operación, cuando se realizan modificaciones, en los paros programados y finalmente en el desmantelamiento de la unidad, al término de la vida útil de la instalación. Cada fase requiere de métodos de análisis con características y profundidad diferentes, sin embargo en algunos casos simples el análisis formal puede omitirse, pero las consideraciones de seguridad realizadas en estudios anteriores deben estar presentes. Los métodos para la identificación de riesgos se pueden dividir en tres tipos:

a) MÉTODOS COMPARATIVOS

Se basan en la experiencia previa acumulada en un campo determinado, como registro de accidentes previos o la compilación de códigos o listas de verificación.

b) INDICES DE RIESGO

Aunque no suelen identificar peligros concretos, son útiles para señalar las áreas de mayor concentración de riesgo, que requieren un análisis más profundo o medidas suplementarias de seguridad. (por ejemplo; Índice Dow, Dow-Mond, IFAL, etc.)

c) MÉTODOS GENERALIZADOS

Proporcionan esquemas de razonamiento aplicables en principio a cualquier situación, lo que los convierte en versátiles, en herramienta de análisis para ser de gran utilidad. (por ejemplo; Análisis de Riesgos y Operabilidad (HAZOP); Análisis de Modalidades de Fallas y sus Efectos (FMEA); Análisis de Árbol de Fallas (FTA); Análisis de Árbol y sus Sucesos (ETA) y Análisis <<What if >>)

Los métodos comparativos de identificación de riesgos se utilizan para evaluar la seguridad de un sistema o planta a la luz de la experiencia adquirida en otras operaciones de la compañía o en organizaciones externas, en las que no se descarta el intercambio de conocimiento y experiencias. Así, en empresas de cierta envergadura es frecuente que se hayan elaborado manuales de diseño, en los cuales se especifica como calcular, diseñar, construir, operar y mantener una instalación. El contenido de éstos puede variar considerablemente, teniendo siempre presente que deben cumplir con las leyes, normas y reglamentos, tanto locales como nacionales, así como estar de acuerdo con los estándares habituales en las distintas ramas de la ingeniería, éstos están disponibles, compilados en forma de códigos y normas (ASME,

ASTM,API,NFPA, TEMA, AD-Merkblatt, etc.); los cuales proporcionan una experiencia complementaria acumulada por una gran cantidad de individuos y grupos privados y gubernamentales.

Por lo tanto el primer paso para identificar los riesgos, es el empleo de los manuales técnicos internos disponibles, complementados con los códigos y normas de ingeniería. Si se encuentran diferencias en un diseño respecto de lo que se considera práctica habitual de diseño, será necesario examinarlas con todo cuidado, teniéndolas, en principio como fuentes potenciales de riesgos. En todo caso, se tiene que investigar porque no se han seguido los procedimientos usuales, y preguntarse si el nuevo diseño cubre los riesgos al mismo nivel. Esto es válido no sólo para el diseño inicial de la planta, sino de una manera especial para las modificaciones posteriores, en las que en ocasiones se aplican estándares menos rigurosos. La evaluación de posibles riesgos en una instalación debe continuarse a medida que la planta envejece, realizando auditorías de seguridad frecuentes que permitan juzgar el estado actual del material, instrumentación, equipos, procedimientos de operación, mantenimiento y de emergencia, etc., comparándolos con los requerimientos de la compañía para plantas nuevas.

Otro método comparativo de identificación de riesgos en el que también se hace uso de la experiencia acumulada por una organización, son las Listas de Verificación.

Una lista de verificación es un recordatorio útil, que está formado por un conjunto ordenado de preguntas que se hacen acerca de la organización, operación, mantenimiento y otras áreas importantes de la planta. Se ha elaborado a través de los años por distintas personas y que, como en el caso anterior, permite comparar el estado actual de un sistema con una referencia externa, identificando directamente las carencias de seguridad en algunos caso o las áreas que requieren un estudio más profundo en otros.

Históricamente, el objetivo de una lista de verificación ha sido el de mejorar la confiabilidad y el desempeño humano durante las varias etapas de un proyecto ó el de asegurar el cumplimiento de las leyes y normas de ingeniería.

Las listas de verificación se pueden aplicar a la evaluación de equipos, materiales y procedimientos; el grado de detalle varía considerablemente desde las generales, a las que se elaboran para equipos, procesos o procedimientos muy específicos. El procedimiento consiste en examinar cada uno de los elementos de un sistema y el resultado de la verificación se anota en la Hoja de Verificación.

Una lista de verificación bien desarrollada proporciona una serie de puntos de reflexión y preguntas que llaman la atención sobre los aspectos que pueden haber pasado desapercibidos.

Las listas de verificación son satisfactorias en los caso en los que hay poca o ninguna innovación en el sistema analizado, es decir, cuando se trata con tecnología madura, en la que la inmensa mayoría de los riesgos ya ha sido tratada con anterioridad; no

son pues tan satisfactorios cuando el diseño es nuevo, pues cualquier punto que no se trate se perderá y no podrá ser analizado posteriormente.

VENTAJAS	DESVENTAJAS
<ul style="list-style-type: none"> • Método más sencillo • Resultados cualitativos • Permiten evaluar el grado de cumplimiento de los procedimientos y la identificación de los riesgos potenciales • El tiempo empleado por la técnica es relativamente poco • Permiten comprobar el estado actual en que se encuentra cada elemento del sistema • Aún cuando el desarrollo de una lista de verificación requiere de personal especializado, se puede usar personal menos calificado, pero entrenado adecuadamente para su aplicación • El empleo de las listas de verificación se basan en un comportamiento sobre reglas escritas, es decir, que alguien debe seguir un formato para desarrollar una serie de acciones particulares todas las veces que sea necesario. • Una lista de verificación proporciona una documentación sencilla del estudio actual en que se encuentra el elemento inspeccionado, pero no establece categorías entre los elementos. 	<ul style="list-style-type: none"> • Una lista de verificación no proporciona información sobre las interacciones posibles entre los subsistemas y sistemas. • El método se enfoca en el análisis de un elemento cada vez, de tal forma que impide la identificación de los riesgos derivados de interdependencias o interacciones entre los elementos, procesos y procedimientos. • Presentan una tendencia a limitar el campo de análisis al atributo inmediato, restringiendo al personal en el empleo de su imaginación, intuición y creatividad en la identificación de áreas potencialmente peligrosas. • La desventaja más significativa del método es que sólo es tan buena como la habilidad y la experiencia previa de la(s) persona(s) que preparó la lista. Una lista preparada por personal inexperto o sin calidad técnica puede pasar por alto elementos críticos importantes que requieren un análisis más profundo.

El análisis de accidentes ocurridos es una herramienta para la identificación de riesgos que emplea la información recogida de los accidentes acaecidos en el pasado. La ventaja de esta técnica radica en que se refiere a eventos sucedidos por lo que los riesgos o peligros identificados son reales. Por otra parte el análisis se refiere a accidentes de los cuales se tiene suficiente información. El número de casos a analizar es, por tanto, finito y no cubre, ni mucho menos todas las posibilidades que puedan ser importantes. Es necesario tener en cuenta, además, que la información disponible

sobre un accidente es limitada ya a menudo sesgada así como el hecho de que muchos accidentes e incidentes se registran de forma restringida o no se registran. Esto último es especialmente cierto en los casos en que el accidente/incidente, que pudo tener consecuencias catastróficas, no llega a materializarse o lo hace de forma limitada debido a un cúmulo de circunstancias afortunadas. A pesar de lo anterior el análisis histórico de accidentes es un técnica útil que permite la identificación de riesgos concretos. Al menos, puede indicar que en otras instalaciones análogas o que procesan sustancias similares ha ocurrido un tipo determinado de accidente lo que debe ser suficiente para iniciar un análisis de riesgos que indique si es o no verosímil que el accidente tenga lugar en la instalación que se estudia. Es, además, un medio muy valioso para una verificación a posteriori de los modelos de que se dispone en la actualidad en cuanto a la predicción de las consecuencias de accidentes.

La información sobre accidentes ocurridos en el pasado puede proceder de fuentes muy diversas, tales como prensa, entrevistas con testigos del accidente, informe de las comisiones de investigación y últimamente con reportos y videos de televisión. Evidentemente, no todas estas fuentes tienen el mismo grado de confiabilidad ni de utilidad. En particular, las informaciones de prensa son a menudo muy poco confiables, debido a que quien las escribe no posee una preparación técnica adecuada, ni está familiarizado con las características del accidente/incidente. También se debe tener en cuenta que la premura habitual en la redacción de un artículo periodístico, especialmente si está escrito en las horas siguientes a un accidente importante, por lo general no permite mucha exactitud en cuanto a las características y consecuencias del mismo. Sin embargo, no cabe duda que con frecuencia este tipo de comunicaciones proporcionan datos útiles y a veces son los únicos disponibles sobre un accidente. Por lo que se refiere a otras fuentes, el acceso a datos propios de la empresa es a menudo difícil, y lo mismo sucede con las entrevistas a testigos presenciales. Éstos puede ser parte de la población afectada, en cuyo caso sus impresiones serán incompletas y de utilidad limitada, o técnicas y personal de la empresa, más útiles por su mayor y mejor conocimiento de las instalaciones y las circunstancias involucradas que rodean al incidente, pero a menudo preocupados por salvaguardar responsabilidades. Cuando se ha logrado captar el incidente con algún tipo de cámara, el valor documental es enorme, pues las técnicas de edición y montaje que se tienen actualmente, la información y su empleo para fines didácticos es inapreciable.

Por último, los informes de comisiones oficiales de investigación son, por lo general la mejor fuente de datos, pero sólo se tienen para relativamente pocos acontecimientos, por lo que su utilidad es también un tanto limitadas. En conexión con ésto último, cuando la investigación y el informe se han hecho con esmero y, profesionalismo, su utilidad puede ser de gran trascendencia. Utilizando fuentes como las señaladas y otras disponibles (como por ejemplo: informes de compañías aseguradoras, publicaciones científicas y técnicas, sumarios judiciales, etc.), diversas organizaciones

públicas y privadas has desarrollado bancos de datos sobre accidentes industriales, en los que la información disponible se ha organizado para facilitar su consulta. Los datos recogidos se refieren a la identificación del tipo de accidentes, a las circunstancias en las que tienen lugar, naturaleza y cantidad de la sustancia o sustancias involucradas, localización, causas y consecuencias, estimaciones de daños a las personas y a la propiedad. A menudo, los datos con que se cuentan son suficientes para permitir la identificación de pautas en determinados tipos de accidentes, como son los eventos iniciadores, sustancias más frecuentemente involucradas o las cadenas de desarrollo de los acontecimientos. Existen numerosos bancos de datos de accidentes que contienen información relevante para la industria química entre los que se pueden mencionar: CHAFINC (Chemical Accidents, Failure Incidents and Chemical Hazards Databank). NIOSH (National Institute for Occupational Safety and Health), CHI (Chemical Hazards in Industry), etc.

De acuerdo con lo anterior y tomando en cuenta las características de los sistemas de ductos de conducción de hidrocarburos, se han seleccionado los siguientes:

- a) LISTAS DE VERIFICACIÓN
- b) ANÁLISIS DE ACCIDENTES

Estos dos métodos se consideran los más adecuados para la identificación de los riesgos en el sistema analizado, se ha tenido en cuenta también la experiencia acumulada en trabajos similares desarrollados anteriormente. La lista de verificación se ha preparado específicamente para el estudio de los elementos del sistema, partiendo de la información de fuentes bibliográficas especializadas. Como complemento importante al método de lista de verificación se usó el Análisis de Accidentes en sistemas para transporte de hidrocarburos. Aún cuando no se pretende que el estudio sea exhaustivo, los bancos de datos y la bibliografía especializada consultados, permiten desarrollar criterios sobre las causas de los accidentes/incidentes más frecuentes y por lo tanto, se pueden usar como base para la evaluación cuantitativa y probabilística de los riesgos.

El empleo de los dos métodos de análisis (LV y Análisis de Accidentes) en la identificación de los riesgos, se ha hecho de acuerdo a los principios de Ingeniería de Proceso e Ingeniería de Seguridad y se aplicarán a los documentos y especificaciones de equipo y sistemas que se mencionan a continuación:

- a) Especificaciones técnicas de las tuberías de acero y polietileno de media densidad.
- b) Condiciones de operación (presión, temperatura).

El análisis de accidentes, realizado en el capítulo anterior indica que las principales causas de los riesgos en los sistemas de conducción de hidrocarburos son las siguientes:

- Corrosión, mantenimiento.

- Toma clandestina.
- Ruptura o fractura por acciones de maquinaria pesada.
- Instalaciones mal colocadas.
- Falla humana.
- Falla de materiales.

Como la finalidad de este capítulo no es realizar una lista de verificación para ductos, únicamente se presentan los principales lineamientos que forman parte de ella. Primero se tiene que realizar una descripción del sistema y del entorno, después se debe especificar en forma de lista lo siguiente:

OBJETO DE LA TUBERÍA

1. Interés: Privada o General.
2. Propietario.
3. Empresa operadora.
4. Naturaleza del o de los productos transportados.
5. Sitios puestos en comunicación y zonas atravesadas.

LEGISLACIÓN Y REGLAMENTACIÓN

6. Reglamentos empleados en el diseño/construcción comparados con los vigentes en la operación.
7. Textos generales sobre la operación.
8. Textos específicos al trabajo.

CARACTERÍSTICAS DE LOS PRODUCTOS TRANSPORTADOS

9. Naturaleza del Producto.
10. Propiedades físicas y químicas.

TRAZO DEL DUCTO: ENTORNO

11. Subsuelo.
12. Ocupación del Suelo.
 - Asentamientos humanos.
 - Densidad de población.

Distancias

1. Topografía.
2. Climatología.

DISEÑO Y CONSTRUCCIÓN

15. Estudio de los planos, especificaciones, memorias de cálculo, códigos y normas para:

- ◆ Tubería.
 - ◆ Procedimientos de Soldadura.
 - ◆ Películas de Radiografía.
 - ◆ Procedimientos de instalación.
 - ◆ Pruebas.
 - ◆ Válvulas de seccionamiento.
 - ◆ Dispositivo de seguridad.
 - ◆ Cubetas para envío/recepción de "Diablos".
 - ◆ Protección Catódica y lucha contra la corrosión.
16. Operación, Mantenimiento y Vigilancia.
- Organización General.
 - Acciones de Información.
 - Métodos de operación y mantenimiento.
 - Interrupción de la operación: programas de inspección y mantenimiento.
 - Procedimientos de interrupción del servicio y de puesta en operación.
17. Análisis de Riesgo: los riesgos ligado a la explotación de los ductos pueden clasificarse en cinco grupos:
- Riesgos ligados a los productos transportados.
 - Incidentes debidos a la operación.
 - Riesgos ligados al envejecimiento y a la degradación del material.
 - Riesgos ligados al entorno.
 - Riesgos relacionados con la actividad humana.
18. Riesgos ligados a los productos transportados:
- ◆ Riesgos a consecuencia de las propiedades físicas:
 - ❖ Presión de vapor (volatilidad).
 - ❖ Aumento de viscosidad por disminución de la temperatura: crudos, gasóleos, etc.
 - ❖ Congelamiento.
 - ❖ Formación de hidratos.
 - ❖ Erosión por cavitación, formación de gotas de líquido en una corriente gaseosa.
 - ❖ Abrasión cuando la velocidad del fluido es muy alta.
 - ❖ Obturación por depósito de parafinas y naftenos.
19. Riesgos a consecuencia de las propiedades químicas:
- Inflamabilidad.
 - Corrosividad del producto y/o impurezas.
 - Corrosión del sedimento.
 - Formación de productos: polímeros, cristales, hidratos, etc.
 - Reactividad con otras sustancias.
 - Productos fuera de especificación.
20. Incidentes operativos.

Los riesgos a la instalación y a su explotación pueden provenir, ya sea de un mal diseño, mal funcionamiento o de las condiciones de funcionamiento.

Entre los riesgos ligados al diseño están:

- ⇒ Materiales no adecuados a las condiciones de servicio externo.
- ⇒ Mala selección de los materiales para las conexiones y accesorios.
- ⇒ Mala especificación de los accesorios respecto a las condiciones de servicio.
- ⇒ Fallas de juntas, en bridas y prensa-estopas en las válvulas, etc.
- ⇒ Fallas en la protección catódica.

21. Entre los peligros ligados al funcionamiento están:

- Obturación por cuerpos extraños: hidratos, naftenos, basura, etc.
- Mal funcionamiento de válvulas y otros sistemas de seguridad.
- Golpe de anete.
- Vibración.
- Mezclas explosivas en lugares confinados.

22. Entre los riesgos ligados a las condiciones de funcionamiento se encuentran:

- ❖ Sobrepresión.
- ❖ Vacío durante un paro.
- ❖ Maniobras equivocadas y/o mal planeadas.
- ❖ Contacto entre materiales no compatibles.
- ❖ Defectos en la instalación eléctrica.
- ❖ Pérdida de información a consecuencia de falla parcial o total de la instrumentación (SCADA).
- ❖ Conexión telefónica o de radio fuera de servicio.

23. Riesgos ligados al envejecimiento y a la degradación del material.

- La capa protectora original se va deteriorando. El deterioro se puede presentar por la agresividad del suelo por donde pasa el ducto.
- El fenómeno de corrosión externa resulta de una mala instalación del sistema para protección catódica, una modificación de las condiciones del suelo (cambio en la humedad, composición, etc.).
- Corrosión interna debida a la calidad de los productos transportados (presencia de humedad, H₂S, etc.). Se debe observar el riesgo de fisuras por corrosión por esfuerzo a la tensión, se presenta en aceros con alta resistencia mecánica en presencia de iones H⁺ cuando la densidad de corriente catódica es muy elevada. El fenómeno de corrosión interna puede tener su origen en los elementos constitutivos que no son de la tubería misma. En efecto, se pueden producir fenómenos de corrosión selectiva en las válvulas de seccionamiento, de control, de seguridad; que en general, se construyen con varios tipos de aleaciones.

24. Riesgos debidos al entorno.

- ⇒ Entre los riesgos debidos al entorno, son de mencionarse los siguientes:

- Geología.
 - Hidrología.
 - Climatología.
 - Estratigrafía.
 - Sismología.
 - Vegetación.
 - Inundaciones, deslaves, corrimientos, subsecuencia, etc.
 - Tormentas eléctricas, rayos, etc.
- ⇒ También se deben tener en cuenta las causas ligadas a la existencia o a la construcción de otras obras, entre las que se pueden distinguir:
- Tensiones mecánicas ligadas al cruce de vías de FC, caminos, carreteras, etc.
 - Tensiones mecánicas debidas a la intersección con otras obras (zanjas para cables eléctricos y telefónicos, tuberías de agua, drenajes, etc.).
 - Factores de corrosión electroquímicas debido a corrientes parásitas, por obras, estructuras y edificios que interactúen con el ducto.
 - Corrientes eléctricas inducidas por líneas eléctricas de alta tensión, corrientes de escape cerca de los postes, soportes de la red de transporte eléctrico, etc.

25. Riesgos debidos a la actividad humana

- ◆ Los riesgos en esta categoría provienen de las agresiones debidas a actividades como:
 - Golpes por maquinaria: grúas, camiones, tractores, etc.
 - Obras de excavación, remoción de tierras, de dragado, etc.
 - Accidentes de tránsito
 - Incendios en construcciones, edificios, industrias, etc.
 - Incendios forestales

Los lineamientos anteriores fueron realizados y propuestos por el Dr. Arturo Butrón Silva.

4.3 EVALUACIÓN CUANTITATIVA DE RIESGOS

El objetivo de esta evaluación es cuantificar la probabilidad de que tenga lugar un determinado tipo de accidente. No basta con identificar todos los posibles tipos de accidentes, sus causas y sus cadenas de evolución; ni tampoco es suficiente poder predecir los efectos de un accidente, suponiendo un determinado conjunto de circunstancias. Por lo tanto el analista de riesgos debe ser capaz de estimar la

frecuencia prevista para el accidente, o bien la probabilidad de que el accidente ocurra en un período de tiempo determinado. Con este conocimiento, el analista puede evaluar la esperanza matemática de pérdidas (EMP), como el producto de la magnitud de unos efectos determinados y la probabilidad que tengan lugar durante la vida útil de la instalación. El indicador EMP, con las correcciones que se estimen necesarias, resulta útil para establecer escalas de peligrosidad y prioridades de inversión en seguridad. Para poder llegar a establecer un valor, siquiera aproximado, para la EMP de un accidente determinado, es necesario conocer los elementos de la evaluación cuantitativa de probabilidades.

Como ya se ha dicho existen diversas técnicas de identificación y de evaluación de riesgos, pero después de haber revisado información al respecto, se encontró que el Análisis de Árbol de Fallos (FTA), es la técnica más efectiva en una situación tan compleja como es el análisis de fallas en ductos, ya que de acuerdo a esta técnica, en resumen es necesario enumerar los elementos que requieren acción, ordenándolos de manera prioritaria y realizando, además, un examen crítico y minucioso que proporcionará un enfoque lógico; mismo que aclarará la problemática que se presenta, haciéndola más manejable. Una vez realizada esta separación es más fácil visualizar la perspectiva del problema. De esta misma manera la norma española, sugiere que para una estimación cuantitativa de riesgos se utilice el análisis de árbol de fallos (FTA), que a continuación se describe brevemente.

Un Árbol de Fallos por sus siglas en inglés (Fault Tree Analysis), es una representación lógica de las secuencias de acontecimientos que puedan llevar un suceso arbitrariamente elegido como "suceso culminante". El FTA es útil al considerar combinaciones de fallas (incluyendo errores humanos) que pueden contribuir a un incidente.

La probabilidad de ocurrencia del evento tope o suceso culminante, puede calcularse por otros eventos que lo provocan y que se muestran inmediatamente en el nivel de abajo en el árbol, estos a su vez son causados por otros eventos hasta llegar a una causa básica.

El FTA, por naturaleza, se presta a la cuantificación de las fallas, siempre y cuando se dispongan de información confiable sobre la frecuencia de todas las fallas y causas.

Las limitaciones del FTA recaen en el considerable tiempo, esfuerzo y habilidad necesaria aún para análisis sencillos (especialmente cuando se desean resultados cuantitativos).

Para construir e interpretar un árbol de fallas, se debe entender la lógica y los símbolos lógicos involucrados que se presentan a continuación:

Tabla 4.2. Definiciones y simbología utilizados en el FTA

TIPOS DE EVENTOS:

	<p>Puede ser el evento tope o un evento contribuyente también llamado sub evento.</p> <p>Los eventos representan las ramas en el árbol de fallas y deberían partirse en sus causas.</p>
---	---

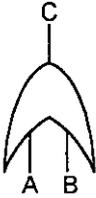
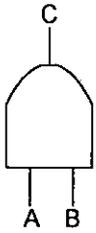
TIPOS DE CAUSAS: Las causas son sucesos que pueden conducir a un evento

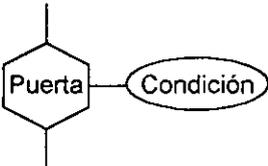
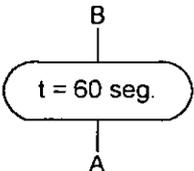
	<p>Causa Básica: Una causa básica es una que no se puede partir en elementos mas rudimentarios.</p> <p>Ejemplos son: ruptura de una válvula.</p>
---	---

	<p>Causa secundaria: Una causa secundaria es aquella que no es desarrollada en sus causas básicas. Esto puede ser debido a la falta de información o porque no se encuentra necesario. Ejemplos son: falla de agua de enfriamiento, pérdida de agitación, falla de la bomba en el arranque cuando se le demanda.</p>
---	---

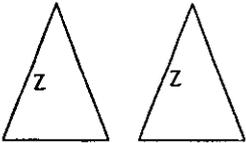
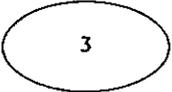
	<p>Condición Normal: Es la que siempre o nunca existe.</p> <p>La probabilidad de una condición normales "0" ó "1".</p> <p>Ejemplos son: el oxígeno presente en la atmósfera o ventisca en el Sahara.</p>
---	--

PUERTAS: Puertas son un medio de examinar combinaciones de sub-eventos y causas para determinar si estás pueden contribuir al evento tope. Si un puerta es satisfecha por sus entradas, entonces se produce una salida de lo contrario, la secuencia se detiene.

	<p>Puerta "O": La puerta "O" se satisface cuando alguna de sus entradas ocurre o están presentes.</p> <p>Ejemplos son:</p> <p>Si A o B entonces C.</p>
	<p>Puerta "Y": La puerta "Y" se satisface solamente cuando todas las entradas ocurren o estas están presentes.</p> <p>Ejemplos son:</p> <p>Si A y B entonces C</p>

	<p>Puerta Inhibidora: La puerta inhibidora se satisface si la entrada ocurre o si esta presente mientras la condición inhibidora existe.</p> <p>Ejemplos son: A o B pero no las dos. A y B pero A antes que B.</p>
	<p>Puerta de retraso: La puerta de retraso se satisface cuando cierto tiempo transcurre después de que la entrada ocurre.</p> <p>Ejemplo: Si A entonces B después del tiempo "t".</p>

SÍMBOLOS DE REFERENCIA:

	<p>Símbolo de transferencia: Se usa el símbolo de transferencia para continuar una porción de un árbol de fallas de una página a otra. Es usado también para repetir árboles secundarios idénticos ocurriendo en muchos lugares en el árbol principal.</p>
	<p>Nota o Comentario: Se usa este símbolo para referirse a una entrada en un árbol de fallas de una lista de comentarios.</p>
	<p>Recomendación: Se usa este símbolo para referirse a una entrada en un árbol de fallas de una lista de recomendaciones.</p>

El árbol de fallos consiste en varios niveles de sucesos, conectados por puertas lógicas, habitualmente puertas Y o puertas O. Las citadas conexiones lógicas suelen representarse utilizando el álgebra de Boole. Al construir un árbol de fallos los sucesos suelen identificarse con letras y/o números. La negación de un suceso se representa con la letra de ese suceso y un asterisco, o bien con una barra encima. Para la construcción del árbol de fallas se deben observar los siguientes pasos:

1. Seleccionar el evento tope no deseado
2. Listar todas las causas necesarias, inmediatas y suficientes
3. Seleccionar el tipo de puerta
4. Colocar las causas (paso 2) bajo la puerta y conectar las causas a las puertas con líneas.

En cuanto a fallas de equipos se distinguen tres clases que pueden describirse usando el análisis FTA(1), y que a continuación se mencionan:

- ◇ Fallas primarias. Son aquellas que ocurren cuando se opera en las condiciones para las que el equipo teóricamente ha sido diseñado. Son atribuibles al equipo, y no a condiciones externas (falla mecánica del transmisor, válvula).
 - ◇ Fallas secundarias. Son las que se producen en condiciones para las que el equipo no ha sido diseñado. El fallo no es atribuible al equipo, sino a las perturbaciones excesivas en las condiciones de operación. (exposición a fuego, congelamiento, pérdida de aire en instrumentos, pérdida de energía, error del operador).
 - ◇ Fallas de control. Son aquellas en las que el equipo cumple su función, pero en un instante equivocado, o en una localización distinta a la que estaba prevista. El fallo tampoco es atribuible al equipo, sino a la señal que recibe o no recibe. (señal a la válvula desde el controlador demasiado alta, debido a que la señal de entrada es demasiado baja, sin energía).
5. Repetir los pasos 2 a 4 para cada suceso hasta que no haya más sucesos.

En un árbol de fallos normalmente los fallos primarios están en los extremos de las "ramas" del árbol, mientras que los fallos secundarios y de control son eventos intermedios, unidos a los anteriores y entre sí mediante puertas lógicas. Otros fallos no relacionados en principio con el equipo, como sucesos externos y errores humanos, suelen ocupar también niveles primarios.

Después de construir el árbol de fallas es posible calcular a través de distintas fórmulas del álgebra Boleana la probabilidad de ocurrencia de los sub-eventos hasta calcular la probabilidad de ocurrencia del evento tope o suceso culminante.

Ventajas y desventajas:

- El análisis cuantitativo requiere de una considerable cantidad de tiempo y de información disponible.

- Tiene la capacidad de analizar las interacciones entre varios eventos y de tomar en cuenta incluso el error humano.

Realizando una comparación entre las diferentes técnicas de identificación y evaluación de riesgos, en cuanto a sus características, ventajas y usos se concluyó lo siguiente (referir figura 4.3):

- Es importante señalar que se presentan en orden creciente de tiempo y de experiencia requerida por el equipo que las aplica. La decisión de que técnica aplicar depende de la complejidad del proceso a analizar, de la información disponible, del tipo de riesgo que representa.

TABLA 4.3

MÉTODO	OBSERVACIONES
LISTA DE VERIFICACIÓN	<ul style="list-style-type: none"> • Comparación de procesos con la experiencia de la compañía, códigos, estándares y normas. • Identificar peligros obvios en el menor tiempo para grandes áreas.
QUE PASA SI	<ul style="list-style-type: none"> • Limitada estructura y profundidad
FMEA	<ul style="list-style-type: none"> • Análisis cualitativo para peligros obvios del sistema • Falla de componentes-----> Consecuencias • Análisis tabulado de cada componente • Grado aproximado de peligros, probabilidad y gravedad • Consideración limitada de fallas humanas, componentes faltantes y pérdida de contención
HAZOP	<ul style="list-style-type: none"> • Fallas < ----- Desviación -----> Consecuencias • Enfoque con palabras guía tabuladas • Discusiones no cuantitativas
FTA	<ul style="list-style-type: none"> • Consecuencia -----> Fallas de componentes • Modelo lógico • Análisis de riesgo cualitativo o cuantitativo • Ayuda para toma de decisiones • Análisis de fallas humanas, modos de falla comunes y múltiples.

4.4 MINIMIZACIÓN DE RIESGOS

Existen diferentes formas para minimizar el riesgo ya sea reduciendo la probabilidad de falla o reduciendo las consecuencias de falla. La probabilidad de falla por impacto externo puede ser reducida, por ejemplo aplicando un espesor mayor a la pared o un

recubrimiento, disminución de esfuerzos, mejorar la señalización, mejorar la inspección y la vigilancia. La probabilidad de fallas mecánicas puede ser reducida por materiales adecuados, especificaciones adecuadas e inspección durante la construcción y manufactura del ducto.

La probabilidad de fallas por corrosión puede ser reducida aplicando un mayor espesor en la pared del ducto, mejorando el recubrimiento, dando un tratamiento anticorrosivo al producto e incrementando las inspecciones.

También existen sistemas variados para reducir interferencias de terceros que se identifican como una causa importante de accidentes. Estos sistemas involucran diferentes medios para asegurar que la información adecuada es distribuida entre partes interesadas, referentes a la localización de los ductos en un área determinada y para facilitar la comunicación entre el ducto y estos terceros tal como los sistemas de llamado en base a utilidad o en base tierra. Estos sistemas han probado ser efectivos cuando hay un compromiso industrial significativo y por lo tanto existen un costo - beneficio en términos de evitar accidentes.

Las consecuencias de las fallas pueden ser reducidas, seleccionando adecuadamente la ruta por la que va atravesar el ducto, la instalación de válvulas de seccionamiento con operación remota o automática, y la implementación de sistemas de detección de fugas y de respuesta a emergencias. De acuerdo a lo anterior se considera importante la planeación del uso del suelo y la planeación de la respuesta a emergencias, por lo cual se mencionan las siguientes consideraciones:

- a) Uso del suelo. Se debe tomar en cuenta la selección adecuada de la ruta por la cual pasarán nuevos ductos, con el fin de limitar lo más posible la proximidad a áreas pobladas y a construcciones de establecimientos cerca de la vecindad de tuberías existentes.
- b) Planeación de la respuesta a emergencias. En esta área de planeación los principios generales aplicables a la planeación por accidentes en instalaciones fijas se aplica a ductos. Sin embargo, existen dificultades en la aplicación de estos principios en relación a la localización y a la longitud de ductos. Esfuerzos posteriores deben necesitarse para asegurar una capacidad de respuesta apropiada en caso de accidente. Además, la planeación necesita ser adaptada a situaciones específicas, por ejemplo, el riesgo asociado con el tipo de substancia transportada en el ducto.

5. LEGISLACIÓN

5.1 GENERALIDADES

Es de vital importancia contar con una legislación oficial que rija la seguridad en la distribución por ducto de productos petrolíferos, con el objeto de mantenerse a la vanguardia en el transporte de éstos productos, buscando al mismo tiempo la eficiencia y la oportunidad en este servicio, siendo la tecnología de punta un elemento indispensable para su logro.

En México, no se cuenta aún con una norma oficial que regule el transporte de hidrocarburos por ductos, existiendo solamente algunos proyectos de normas emitidos por Petróleos Mexicanos (Pemex) y por la Comisión Reguladora de Energía(CRE).

Las actividades de normatividad referentes al transporte de estos materiales, que se tienen en México, se originaron con la apertura a la competencia en las actividades de transporte, distribución, almacenamiento y comercialización del gas natural, lo cual demandó que la Comisión Reguladora de Energía, entidad creada en 1995 responsable de esta actividades, estableciera en 1996 un marco jurídico y regulatorio con el Reglamento de Gas Natural.

Lo anterior dio pie a la integración de un Comité Multidisciplinario de Normalización de Gas Natural y GLP, en el que participan diversas dependencias relacionadas con estas funciones, cuya finalidad principal es elaborar las Normas Oficiales Mexicanas necesarias para regular las actividades de diseño, construcción, inspección, seguridad, operación, mantenimiento y planes de emergencias en los ductos de transporte y distribución, ya sea que se encuentren en operación o en construcción para ser utilizados en un futuro.

El objetivo de esto es contar con la normatividad aplicable para el transporte y distribución de gas natural que emita la autoridad competente, y/o participar en los proyectos de norma a los que se invite a Pemex Gas y Petroquímica Básica a tomar parte, teniendo como principal objetivo el que nuestras instalaciones estén dotadas y cumplan con los requerimientos mínimos de seguridad necesarios para una operación confiable y dentro de rangos aceptables de riesgo.

La normatividad que publique la autoridad en materia de gas natural, debe ser aplicable a todas las instalaciones que se encuentren en operación, o bien en las que se realicen cambios o modificaciones mayores que representen alteraciones significativas a sus códigos, especificaciones y normatividad, que puedan representar un riesgo para una operación insegura.

Asimismo, debe ser aplicable para las instalaciones nuevas que se construyen en el país, las cuales deberán apegarse totalmente a la normatividad oficial.

5.2 PROGRAMAS ELABORADOS POR LA COMISIÓN REGULADORA DE ENERGÍA (CRE)

La Comisión Reguladora de Energía creó dos programas de Proyectos de Normas Oficiales Mexicanas, los cuales fueron para 1997 y se desarrollará uno para 1998. El Programa de 1997 está formado por siete Proyectos de Normas que se describen en la tabla (5.1) siguiente.

TABLA 5.1

DESCRIPCIÓN DE LA NORMA	RESPONSABLE	AVANCE	DIFUSIÓN
1. Construcción, mantenimiento e inspección de ductos de transporte de gas.	GPB	100%	En revisión CRE
2. Protección catódica.	IMP	100%	En revisión CRE
3. Sistemas de distribución para GLP por ductos (Integrada a la norma de distribución).	ANUEGAS	100%	En revisión CRE
4. Dispositivos de alivio de presión, periodos máximos permisibles para la calibración y prueba.	FECIME	100%	En revisión CRE
5. Especificaciones técnicas a la construcción y mantenimiento de estaciones de medición y de regulación.	FECIME	100%	En revisión CRE
6. Gas natural – Odorización.	AMGN	100%	En revisión CRE
7. Gas natural licuado (GNL): Proceso, almacenamiento y manejo en plantas industriales – Requisitos de calidad.	AMGN	100%	En revisión CRE

*Fuente PGPB, 1997

Para el programa de 1998, en forma extraoficial se ha informado que solamente existe un proyecto de norma programado por parte de la Comisión Reguladora de Energía.

DESCRIPCIÓN DE LA NORMA	RESPONSABLE	AVANCE	DIFUSIÓN
1. Localización y clasificación de fugas de gas natural	S/ coordinador	-----	-----

La Secretaría de Energía y/o Comisión Reguladora de Energía, es el organismo gubernamental que autoriza y publica las normas oficiales mexicanas, referentes a esta rama.

Las siguientes normas fueron elaboradas por la propia CRE, sin la participación de un grupo multidisciplinario, las cuales ya fueron publicadas en el diario oficial de la federación(DDF), para su aplicación.

- En 1997:

- Norma Oficial Mexicana de Emergencias NOM-EM-118-ECOL-1997, que establece las especificaciones de protección ambiental que debe reunir el gas licuado del petróleo (LPG), que se utiliza en las fuentes fijas ubicadas en la zona metropolitana de la ciudad de México.

- En 1998:

- Norma Oficial Mexicana NOM-002-SECRE-1997, Instalaciones para el aprovechamiento de gas natural. Publicada el 26 de enero de 1998.
- Norma Oficial Mexicana NOM-001-SECRE-1997, Calidad del gas natural. Publicada el 27 de enero de 1998.
- Norma Oficial Mexicana NOM-005-SECRE-1997, Gas natural licuado – Estaciones de servicio. Publicada el 28 de enero de 1998.

Para cumplir con la encomienda que la CRE dió el año pasado a Pemex Gas y Petroquímica Básica para elaborar el proyecto de norma " Requisitos mínimos de seguridad para ductos de transporte de gas natural", se invitó a participar durante el desarrollo del proyecto a aproximadamente 17 dependencias relacionadas de alguna manera con la actividad de transporte de gas. El proyecto de norma se apejó a la estructura que marca la norma Z-13 de la SECOFI, y se tomó como documento fuente a la Parte 192 del Departamento de Transporte de Estados Unidos,

relacionada con el transporte de gas natural, y como documentos normativos referentes a la norma 07.3.13 de Pemex, se tomó como base el Código ASME b31.8, las normas argentinas mínimas de seguridad para el transporte y distribución de gas natural y otros gases por tuberías, y también diversas Normas de Pemex relacionadas con seguridad, odorización, estaciones de regulación y medición entre otras, así como algunas normas oficiales mexicanas en vigor.

El proyecto de norma como tal se entregó a la CRE en septiembre de 1997, el cual se encuentra actualmente en revisión por su área jurídica. Es conveniente mencionar que tanto las normas argentinas, como algunos proyectos de normas nacionales relacionados con el gas natural, que se encuentran en revisión por la CRE, se han desarrollado tomando la estructura de elaboración y alcances que comprenden las regulaciones del DOT (Department of Transportation).

5.3 LEGISLACIÓN INTERNACIONAL

En un panorama internacional⁵, las prácticas de diseño y construcción de ductos de acero, fueron desarrolladas por primera vez en Estados Unidos, a principios del siglo. Los primeros códigos fueron escritos por ANSI (American National Standard Institute), los cuales son:

- ◆ ANSI B31.4 Transporte de Petróleo Líquido
- ◆ ANSI B31.8 Sistemas de Ductos para la transmisión y distribución de Gas

Nueva legislación:

- Para Estados Unidos de Norteamérica.

En 1995 existieron muchas iniciativas sobre seguridad nacional en ductos que resultaron en el Acuerdo de Seguridad en Ductos de 1995. Esto representa una salida del acercamiento prescriptivo previo, basado en códigos y en lugar de él, el concepto de Administración de Riesgos ha sido promovido. La Oficina de Seguridad en Ductos(OPS) del Departamento de Transporte(DOT), estableció equipos de trabajos en conjunto entre industria y gobierno para la valoración de riesgos en industrias que proveen gas natural y que manejan ductos para líquidos peligrosos, para desarrollar "Guías para el uso de administración de riesgos en la seguridad de ductos", incluyendo procedimientos bajo el cumplimiento de una ley. El nuevo acuerdo se enfoca en dos cambios principales con la introducción del concepto de costo- beneficio y la necesidad de la administración de riesgos. Este acuerdo también instruye a la OPS a coordinar la demostración de estos principios con participantes voluntarios para probar la práctica de las responsabilidades tanto en la industria como

en la parte reguladora. Parece ser que el concepto americano de administración de riesgos no es el mismo con que cuentan otros países, ya que éstos solo cuentan con normas.

- Para Canadá.

En Canadá el estándar CSA(Acuerdo de Estandarización Canadiense) Z662 (Oil and Gas Pipeline Systems), establece el diseño, construcción, operación y mantenimiento para oleoductos y gasoductos. El estándar es muy similar al de Estados Unidos y actualmente no establece decisiones sobre la administración o valoración de riesgos. Sin embargo, CSA ha establecido dos equipos de trabajo, una con el objeto de desarrollar un estándar basado en riesgos para ductos, y el otro para desarrollar una "Guía para valoración de riesgos", revisada en 1996, basada en el estándar Z662 para ductos.

Como apoyo a lo anterior el Comité Conductor para la Evaluación de Riesgos en Ductos(PRASC), fue formado a principios de 1964, para proveer liderazgo y coordinar las distintas iniciativas y programas que apoyan la implementación secuencial de la valoración de riesgos y los principios de administración. Ellos están trabajando en conjunto con el Comité Z662. La meta de esta implementación secuencial es que para el año 2000 el estándar CSA sea aceptado por la industria y posiblemente adaptado a la legislación.

5.4 COMPARACIÓN DE CÓDIGOS Y NORMAS DE E.U., CANADÁ Y MÉXICO

Por último, en la siguiente tabla se presentan los principales puntos que forman parte de las normas que rigen el transporte de hidrocarburo en ductos de México, Estados Unidos y Canadá, haciendo énfasis en el diseño, construcción, operación y mantenimiento de los mismos.

DESCRIPCIÓN	MEXICO	ESTADOS UNIDOS	CANADÁ
Norma	A	B	C
Descripción de las actividades mínimas de seguridad que se deben cumplir para el diseño, construcción, mantenimiento, operación, inspección y planes de emergencias.		SI	
Generalidades (Clases de localización)	SI	SI	SI

DESCRIPCIÓN	MEXICO	ESTADOS UNIDOS	CANADÁ
Norma	A	B	C
Materiales (Tipo de material del cual están contruidos los ductos)	SI	SI	SI
Diseño del ducto	SI	SI	SI
Selección del Derecho de Vía			SI
Diseño de los componentes del ducto	SI	SI	
Diseño del control de fracturas			SI
Diseño de presiones de vapor altas			SI
Diseño de instalaciones de almacenamiento de crudo			SI
Unión de materiales por procedimientos diferentes a la soldadura	SI	SI	
Seguridad en la construcción			SI
Requerimientos generales de construcción para líneas de transmisión y principales		SI	
Medidores y reguladores		SI	
Requerimientos para el control de la corrosión		SI	
Requerimientos de prueba	SI	SI	
Programa para pruebas de presión			SI
Revaloración de tuberías por incremento de presión		SI	
Requerimientos para la operación	SI	SI	SI
Manual de procedimientos para la operación, mantenimiento y emergencias		SI	
Mantenimiento (Inspección, Señalamientos)	SI	SI	

Norma	A	B	C
Requerimientos ambientales			SI
Reportes ambientales			SI
Reportes de incidentes (preliminar y detallado)	SI	SI	
Record retention requirements			SI

NOTA:

A.- Norma número 07.3.13, "Requisitos mínimos de seguridad para el diseño, construcción, operación, mantenimiento e inspección de tuberías de transporte", 5ª revisión AVIII-1, emitida por Pemex.

B.- Código Federal de Regulaciones de E.U. (US-CFR), Título 49, partes 191, 192 y 198.

C.- "Regulaciones para el diseño, construcción, operación y mantenimiento de ductos costa adentro", emitida por la National Energy Board Act.

SI: significa que el rubro está contemplado en la norma.

CONCLUSIONES

Durante el desarrollo de éste trabajo se llega a la conclusión que el único órgano que se encarga de registrar todos los eventos ocurridos durante la operación de sus ductos y además programa las acciones de mantenimiento predictivo, preventivo y correctivo es la Gerencia de Ductos de Petróleos Mexicanos.

El análisis de los reportes de accidentes nos arrojó datos muy importantes, tales como las causas principales que los provocaron el periodo 1993-1996, de las cuales destaca la corrosión con un alto porcentaje de ocurrencia (42.58), seguido de un 30.08% debido a piratería o toma clandestina(Tapping Machine) y un 19.92% debido a derrames de producto provocados por piratería.

Así mismo, los métodos propuestos de identificación de riesgos, pienso que pueden ser de mucha utilidad, ya que permiten la detección oportuna de los riesgos y por lo tanto la prevención de accidentes. Esto sin lugar a dudas trae beneficios no sólo a las empresas que diseñan, construyen y operan ductos, sino a tantas áreas que tienen relación con esta industria, como son el gobierno, la sociedad, el ambiente, la economía, etc.

Una actividad que involucra todo lo anterior es la administración de riesgos, debido a que en ocasiones un riesgo no puede ser eliminado, pero sí manejado; la administración de riesgos a través de procedimientos, recursos finitos(no renovables), y prácticas, permite la identificación, análisis, acceso y control de los mismos.

Por último, es importante mencionar que para diseñar, construir, operar y mantener las redes de ductos se requiere el apoyo de las normas y códigos internacionales tales como ANSI, ASME, ASTM, API, DIN, ISO Y AWS.

Bibliografía.

- ◆ Ductos. Órgano de Información del Comité Interorganismos de Ductos. Pemex. No. 1. Año 1. Mayo-Junio 1997.³
- ◆ Ductos. Órgano de Información del Comité Interorganismos de Ductos. Pemex. No. 2. Año 1. Julio-Agosto 1997.⁴
- ◆ Ductos. Órgano de Información del Comité Interorganismos de Ductos. Pemex. No. 3. Año 1. Septiembre-October 1997.
- ◆ Ductos. Órgano de Información del Comité Interorganismos de Ductos. Pemex. No. 4. Año 1. Noviembre-Diciembre 1997.
- ◆ Actividades de Normatividad. PGPB. Pemex. 1997.
- ◆ Diario Oficial de la Federación. Tomo DXXIII. No. 15. Lunes 21 de abril de 1997. México, D.F.
- ◆ Norma No. 07.3.13. "Requisitos Mínimos de Seguridad para el Diseño, Construcción, Operación, Mantenimiento e Inspección de Tuberías de Transporte". Enero 1990. 5ª. Revisión, AVIII-1. Pemex.²
- ◆ Norma No. DG-GPASI-SI-3600, "Norma de seguridad contra incendio para tanques de almacenamiento de productos inflamables y combustibles de Pemex Refinación", Pemex Refinación, Gerencia de Protección ambiental y seguridad industrial, octubre de 1997.
- ◆ Norma No. 03.0.02 "Derecho de Vía de las Tuberías de Transporte de Fluidos". Noviembre 1985. Pemex.
- ◆ Code of Federal Regulations. Title 49.
 - 49 CFR Part 191. "Transportation of Natural and Other Gas by Pipeline, Annual Reports and Incident Reports".
 - 49 CFR Part 192. "Transportation of Natural and Other Gas by Pipeline, Minimum Federal Safety Standards".
- ◆ Proyecto de Norma "Requisitos mínimos de Seguridad en Ductos de Transporte de Gas Natural". Pemex Gas y Petroquímica Básica, Pemex. Septiembre de 1997.
- ◆ Excelsior. Jueves 30 de abril.

♦ Anuario Estadístico de Pemex 1996.

♦ Anuario Estadístico de Pemex 1997.¹

(continúa)

Bibliografía (continuación).

- ♦ Regulaciones Canadienses para ductos costa adentro, establecidos por la National Energy Board Act.
- ♦ US-CFR. Parte 192.3.13. Código Federal de Regulaciones.
- ♦ Norma de Seguridad de Pemex No. 09.0.02 (B1-1). "Aplicación y uso de Protección Catódica en tuberías enterradas y sumergidas".
- ♦ Delgado, Ivanni R. "Plan de Desarrollo de la Industria Petroquímica Mexicana". *Petróleo Internacional*. Vol 45. No. 3. (Mayo-Junio 1987) p.p.10-12
- ♦ González, María del Rocío. "Tecnología Petrolera del IMP". *Petróleo Internacional*. Vol. 46. No. 2. (Marzo-Abril 1988). p.p. 28-29
- ♦ Régoli, Hector. "Aspectos de Seguridad en Oleoductos". *Petróleo Internacional*. Vol. 40. No. 4 (Abril 1982). p.p. 49-55
- ♦ "Incidente del Pozo Abkatún 91". *Petróleo Internacional*. Vol. 45. No. 3. (Mayo-Junio 1987). p.p. 21-23
- ♦ "Control del Pozo Luna 11". *Petróleo Internacional*. Vol 45. No. 3. (Mayo-Junio 1987). p.p. 24-27
- ♦ CONACYT. "El Petróleo en México y en el Mundo". Ed. Ciencia y Desarrollo. México, 1979.
- ♦ National Energy Board Act. "Onshore Pipeline Regulations". En *Canada Gazette*. Part II. Vol. 123. No. 13. SOR/DORS/89-303. June 8, 1989.
- ♦ Norma 2.132.01. "Sistemas de Protección anticorrosiva a base de Recubrimiento". Pemex.

- ◆ “Colores para Tuberías de Campo Petrolero”. *Petróleo Internacional*. Vol 39 No. 6. (Junio 1981). p.p. 30-31
- ◆ INEGI. “La Industria Petrolera en México, Resumen Capitular”. 1991. p.p. IX-X
Bibliografía (continuación).
- ◆ INEGI. “Infraestructura para la Distribución”. 1991 p.p. 45-80
- ◆ Apuntes de la OECD. Oslo, Noruega. Junio 5-6, 1996.⁵
- ◆ “El Petrólec. 50 Aniversario”. PEMEX, 1988.

APÉNDICE

I. LISTA DE ORGANIZACIONES

- A. American National Standards Institute (ANSI) – Instituto Nacional de Estándares Americanos
- B. American Petroleum Institute (API) -- Instituto Americano del Petróleo
- C. The American Society of Mechanical Engineers (ASME) -- La Sociedad Americana de Ingenieros Mecánicos
- D. American Society of Testing and Materials (ASTM) -- Sociedad Americana para Pruebas y Materiales
- E. Manufacturers Standardization Society of the Valve and Fitting Industry, Inc. (MSS) – Sociedad de Estandarización de Fabricantes de la Industria de Válvulas y Accesorios -

II. DOCUMENTOS INCORPORADOS POR REFERENCIA

- A. Instituto Americano del Petróleo (American Petroleum Institute) (API):
 - 1. Especificación API 5L "Especificación para la Tubería de la Línea" 40ª. Edición, 1992.
 - 2. Práctica Recomendada API 5L1 "Práctica Recomendada para el Transporte por Ferrocarril de la Tubería de la Línea" 4ª. Edición, 1990.
 - 3. Especificación API 6D "Especificación para las Válvulas de la Tubería (Válvulas de compuerta, de Flotador, de Paso y de Retención)" 20ª. Edición, 1991.
 - 4. Estándar 1104 API "Soldadura de Tuberías e Instalaciones Relacionadas" 17ª. Edición, 1988.
- B. Sociedad Americana para Pruebas y Materiales (The American Society for Testing and Materials) (ASTM).
 - 1. Designación ASTM: A 53 "Especificación Estándar para Tubería, Acero, Negra y Bañada en Caliente, Galvanizada, Soldada y sin Costura" (A53-90b).

2. Designación ASTM: A 106 "Especificación Estándar para Tubería de Acero al Carbono sin Costura para Servicio de Alta Temperatura" (A106-91).
3. Designación ASTM: A 333/A 333M "Especificación Estándar para Tubería de Acero sin Costura y Soldada para Servicio de Baja Temperatura" (A333/A 333M-91a).
4. Designación ASTM: A 372/A 372M "Especificación Estándar para Piezas forjadas de Carbono y Aleación de Acero para Recipientes de Presión de Pared Delgada" (A372/A 372M-91a).
5. Designación ASTM: A 381 "Especificación Estándar para Tubería de Acero Soldado al Arco Metálico para Uso con sistemas de Transmisión de Alta Presión" (A381-89).
6. Designación ASTM: A 671 "Especificación Estándar para Tubería de Acero Soldado por Fusión Eléctrica para Temperaturas Atmosféricas y Menores" (A 671-89a).
7. Designación ASTM: A 672 "Especificación Estándar para Tubería de Acero Soldado por Fusión Eléctrica para Servicio a Alta Presión a Temperatura Moderada" (A672-89a).
8. Designación ASTM: A 691 "Especificación Estándar para Tubería de Carbono y Aleación de Acero Soldado por Fusión Eléctrica para Servicio a Alta Presión a Temperatura Alta" (A691-89a).
9. Designación ASTM: A 638 "Método de Prueba Estándar para las Propiedades a la Tracción de los Plásticos" (A638-91a).
10. Designación ASTM: D 2513 "Especificación Estándar para Tubería de Presión de Gas Termoplástica, Entubado y Accesorios" (edición D 2513-87 para la 192.63(a)(1), de otra manera edición D2513-90c).
11. Designación ASTM: D 2517 "Especificación Estándar para Tubería de Presión de Gas de Resina Epóxica Reforzada y Accesorios" (D 2517-81, reprobados en 1987).

C. La Sociedad Americana de Ingenieros Mecánicos (The American Society of Mechanical Engineers) (ASME):

1. ASME/ANSI B16.1 "Bridas de la Tubería de Hierro Forjado y Accesorios Bridados" (1989).
2. ASME/ANSI B16.5 "Bridas de la Tubería y Accesorios Bridados" (1988 con Fe de Errata en octubre de 1988 y Suplementos (ASME/ANSI B16.5 a -1992).
3. Código para Recipientes de Presión y Caldera ASME, Sección I "Calderas de Presión" (1992 con interpretaciones, Volumen 30, con fecha de julio de 1992).

4. Código para Recipientes de Presión y Caldera ASME, Sección VIII División 1 "Recipientes de Presión" (1992 con interpretaciones, Volumen 30, con fecha de julio de 1992).
 5. Código para Recipientes de Presión y Caldera ASME, Sección VIII División 2I "Recipientes de Presión: Reglas Alternativas" (1992 con interpretaciones, Volumen 30, con fecha de julio de 1992).
 6. Código para Recipientes de Presión y Caldera ASME, Sección IX "Requisitos para Soldadura y Soldadura de Latón" (1992 con interpretaciones, Volumen 30, con fecha de julio de 1992).
- D. Sociedad de Estandarización de Fabricantes de la Industria de Válvulas y Accesorios (Manufacturers Standardization Society of the Valve and Fitting Industry, Inc.) (MSS):
1. MSS SP-44 "Bridas de la Línea de Tubería de Acero" (1991).
 2. [Reservado]

III. Lista de Especificaciones

- API 5L Tubería de Acero (1992).
ASTM A 53 Tubería de Acero (1990b).
ASTM A 106 Tubería de Acero (1991).
ASTM A 333/A 333M Tubería de Acero (1991^a).
ASTM A 381 Tubería de Acero (1989).
ASTM A 671 Tubería de Acero (1989a).
ASTM A 672 Tubería de Acero (1989b).
ASTM A 691 Tubería de Acero (1989a).
ASTM D 2513 Tubería de Termoplástica y Tubería (1990c).
ASTM A 2517 Tubería de Plástico Termoestable y Tubería (1981, reprobada en 1987).

IV. Tablas y Gráficas.

TABLE 4.3-1. PAINT FACTORS FOR FIXED ROOF TANKS^a

Tank color		Paint factors (F_F)	
Roof	Shell	Paint condition	
		Good	Poor
White	White	1.00	1.15
Aluminum (specular)	White	1.04	1.18
White	Aluminum (specular)	1.16	1.24
Aluminum (specular)	Aluminum (specular)	1.20	1.29
White	Aluminum (diffuse)	1.30	1.38
Aluminum (diffuse)	Aluminum (diffuse)	1.39	1.46
White	Gray	1.30	1.38
Light gray	Light gray	1.33	1.44 ^b
Medium gray	Medium gray	1.40	1.58 ^b

^aReference 2.

^bEstimated from the ratios of the seven preceding paint factors.

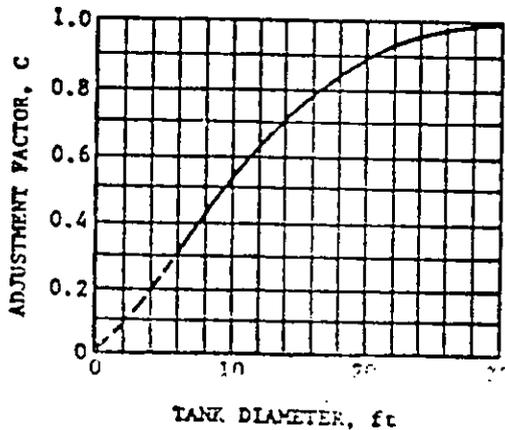


Figure 4.3-4. Adjustment factor (C) for small diameter tanks.²

TABLE 4.3-2. PHYSICAL PROPERTIES OF TYPICAL ORGANIC LIQUIDS^a

Organic liquid	Vapor molecular weight @ 60°F	Product density (d), lb/gal @ 60°F	Condensed vapor density (w), lb/gal @ 60°F	True vapor pressure in psia at:						
				40°F	50°F	60°F	70°F	80°F	90°F	100°F
Petroleum Liquids^c										
Gasoline RVP 13	62	5.6	4.9	4.7	5.7	6.9	8.3	9.9	11.7	13.8
Gasoline RVP 10	66	5.6	5.1	3.4	4.2	5.2	6.2	7.4	8.8	10.5
Gasoline RVP 7	68	5.6	5.2	2.3	2.9	3.5	4.3	5.2	6.2	7.4
Crude oil RVP 5	50	7.1	4.5	1.8	2.3	2.8	3.4	4.0	4.8	5.7
Jet naphtha (JP-4)	80	6.4	5.4	0.8	1.0	1.3	1.6	1.9	2.4	2.7
Jet kerosene	130	7.0	6.1	0.0041	0.0060	0.0085	0.011	0.015	0.021	0.029
Distillate fuel oil No. 2	130	7.1	6.1	0.0031	0.0045	0.0074	0.0090	0.012	0.016	0.022
Residual oil no. 4	190	7.9	6.4	0.00002	0.00003	0.00004	0.00006	0.00009	0.00013	0.00019
Volatile Organic Liquids										
Acetone	58	6.6	6.6	1.7	2.2	2.9	3.7	4.7	5.9	7.3
Acrylonitrile	53	6.8	6.8	0.8	1.0	1.4	1.8	2.4	3.1	4.0
Benzene	78	7.4	7.4	0.6	0.9	1.2	1.5	2.0	2.6	3.3
Carbon disulfide	76	10.6	10.6	3.0	3.9	4.8	6.0	7.4	9.2	11.2
Carbon tetrachloride	154	13.4	13.4	0.8	1.1	1.4	1.8	2.3	3.0	3.8
Chloroform	119	12.5	12.5	1.5	1.9	2.5	3.2	4.1	5.2	6.3
Cyclohexane	84	6.5	6.5	0.7	0.9	1.2	1.6	2.1	2.6	3.2
1,2-Dichloroethane	99	10.5	10.5	0.6	0.8	1.0	1.4	1.7	2.2	2.8
Ethylacetate	88	7.6	7.6	0.6	0.8	1.1	1.5	1.9	2.5	3.2
Ethyl alcohol	46	6.6	6.6	0.2	0.4	0.6	0.9	1.2	1.7	2.3
Isopropyl alcohol	60	6.6	6.6	0.2	0.3	0.6	0.7	0.9	1.3	1.8
Methyl alcohol	32	6.6	6.6	0.7	1.0	1.4	2.0	2.6	3.5	4.5
Methylene chloride	85	11.1	11.1	3.1	4.3	5.4	6.8	8.7	10.3	13.3
Methylethyl ketone	72	6.7	6.7	0.7	0.9	1.2	1.5	2.1	2.7	3.3
Methylmethacrylate	100	7.9	7.9	0.1	0.2	0.3	0.6	0.8	1.1	1.4
1,1,1-Trichloroethylene	133	11.2	11.2	0.9	1.2	1.6	2.0	2.6	3.3	4.2
Trichloroethylene	131	12.3	12.3	0.5	0.7	0.9	1.2	1.5	2.0	2.0
Toluene	92	7.3	7.3	0.2	0.2	0.3	0.4	0.6	0.8	1.0
Vinylacetate	86	7.8	7.8	0.7	1.0	1.3	1.7	2.3	3.1	4.0

^aReferences 3-4.

^bFor a more comprehensive listing of volatile organic liquids, see Reference 3.

^cRVP = Reid vapor pressure in psia.

Handwritten notes:
 1.1
 1.3
 1.5
 1.7

Handwritten notes:
 1.1
 1.3
 1.5
 1.7

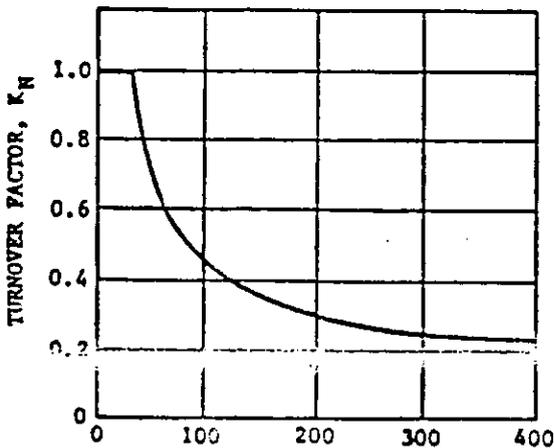
Appendix

TABLE 4.3-3. AVERAGE STORAGE TEMPERATURE (T_S) AS A FUNCTION OF TANK PAINT COLOR^a

Tank color	Average storage temperature, T_S
White	$T_A^b + 0$
Aluminum	$T_A + 2.5$
Gray	$T_A + 3.5$
Black	$T_A + 5.0$

^aReference 5.

^b T_A is the average annual ambient temperature in degrees Fahrenheit.



$$\text{TURNOVERS PER YEAR} = \frac{\text{ANNUAL THROUGHPUT}}{\text{TANK CAPACITY}}$$

Note: For 36 turnovers per year or less, $K_N = 1.0$

Figure 4.3-7. Turnover factor (K_N) for fixed roof tanks.

TABLE 4.3-4. SEAL RELATED FACTORS FOR FLOATING ROOF TANKS^a

Tank and seal type	Welded Tank		Riveted Tank	
	K _S	n	K _S	n
External floating roof tanks^b				
Metallic shoe seal				
Primary seal only	1.2	1.5	1.3	1.5
With shoe mounted secondary seal	0.8	1.2	1.4	1.2
With rim mounted secondary seal	0.2	1.0	0.2	1.6
Liquid mounted resilient seal				
Primary seal only	1.1	1.0	NA ^c	NA
With weather shield	0.8	0.9	NA	NA
With rim mounted secondary seal	0.7	0.4	NA	NA
Vapor mounted resilient seal				
Primary seal only	1.2	2.3	NA	NA
With weather shield	0.9	2.2	NA	NA
With rim mounted secondary seal	0.2	2.6	NA	NA
Internal floating roof tanks^d				
Liquid mounted resilient seal				
Primary seal only	3.0	0	NA	NA
With rim mounted secondary seal ^e	1.6	0	NA	NA
Vapor mounted resilient seal				
Primary seal only	6.7	0	NA	NA
With rim mounted secondary seal ^e	2.5	0	NA	NA

^aBased on emissions from tank seal systems in reasonably good working condition, no visible holes, tears, or unusually large gaps between the seals and the tank wall. The applicability of K decreases in cases where the actual gaps exceed the gaps assumed during development of the correlation.

^bReference 5.

^cNA = Not Applicable.

^dReference 6.

^eIf tank specific information is not available about the secondary seal on an internal floating roof tank, then assume only a primary seal is present.

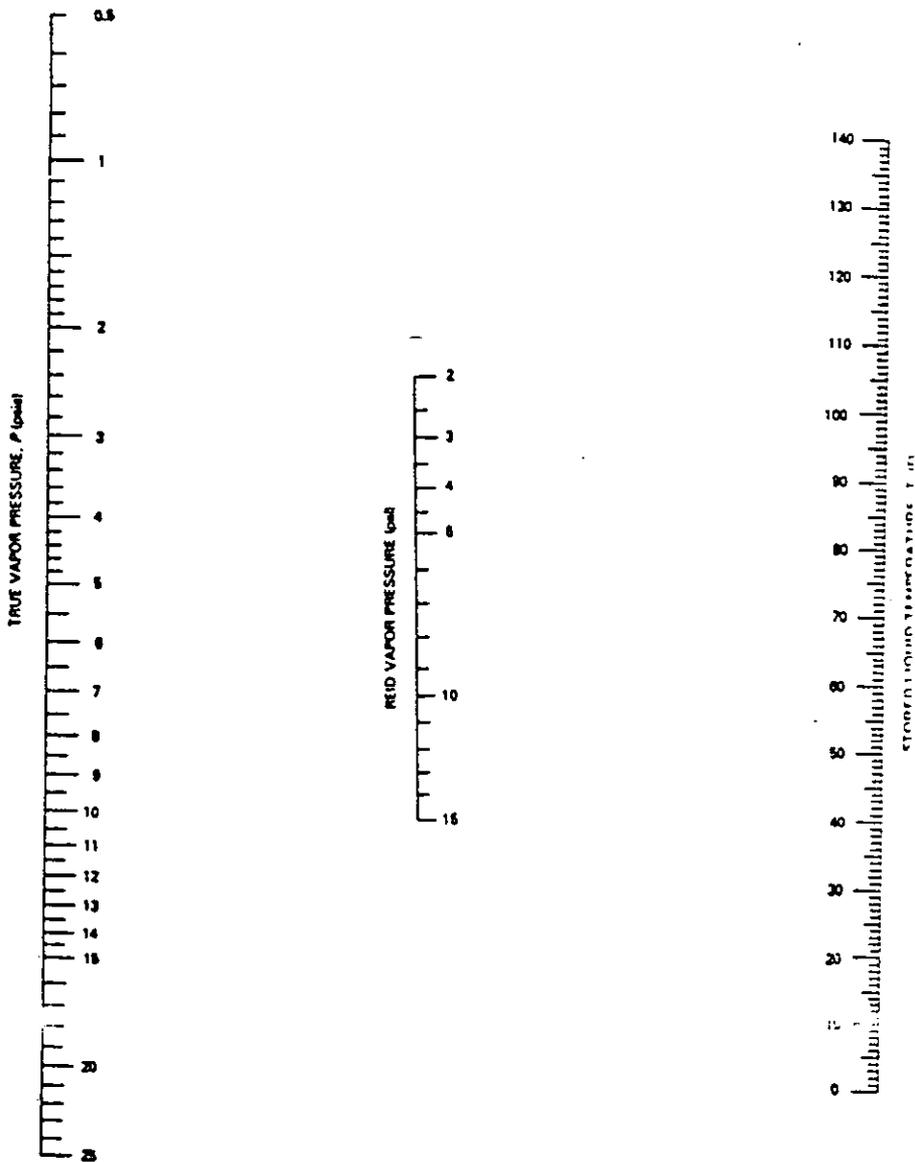
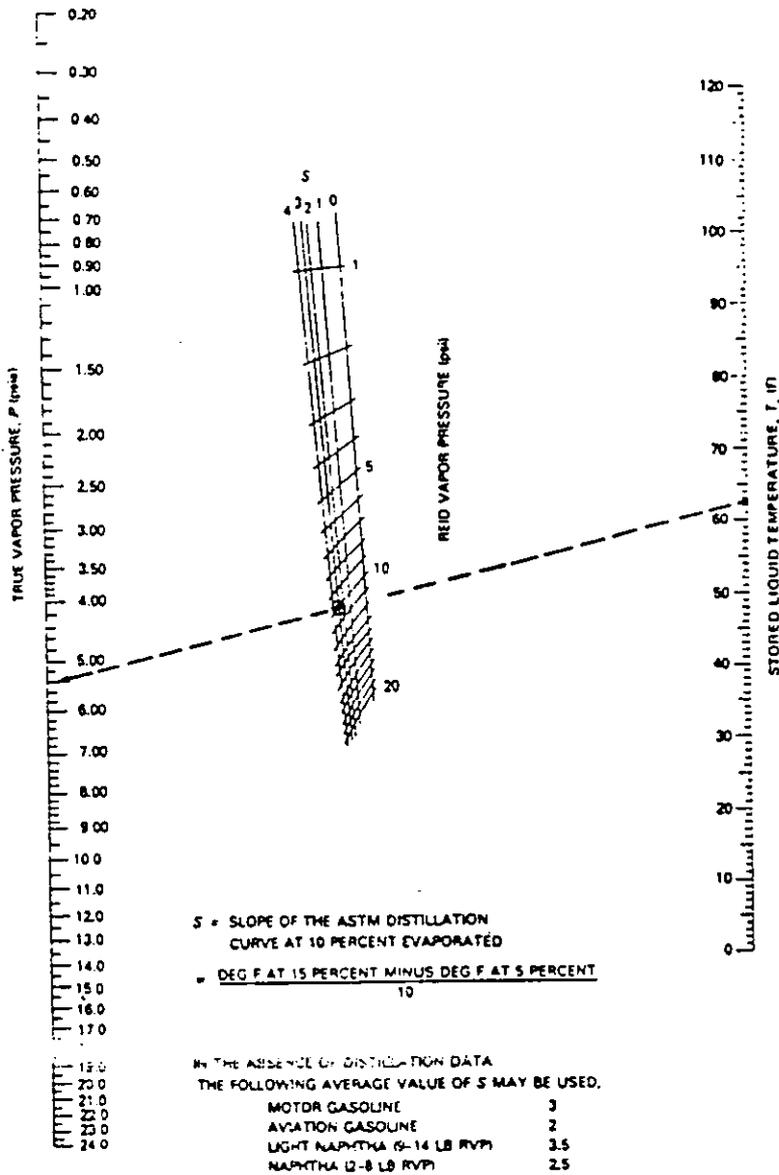
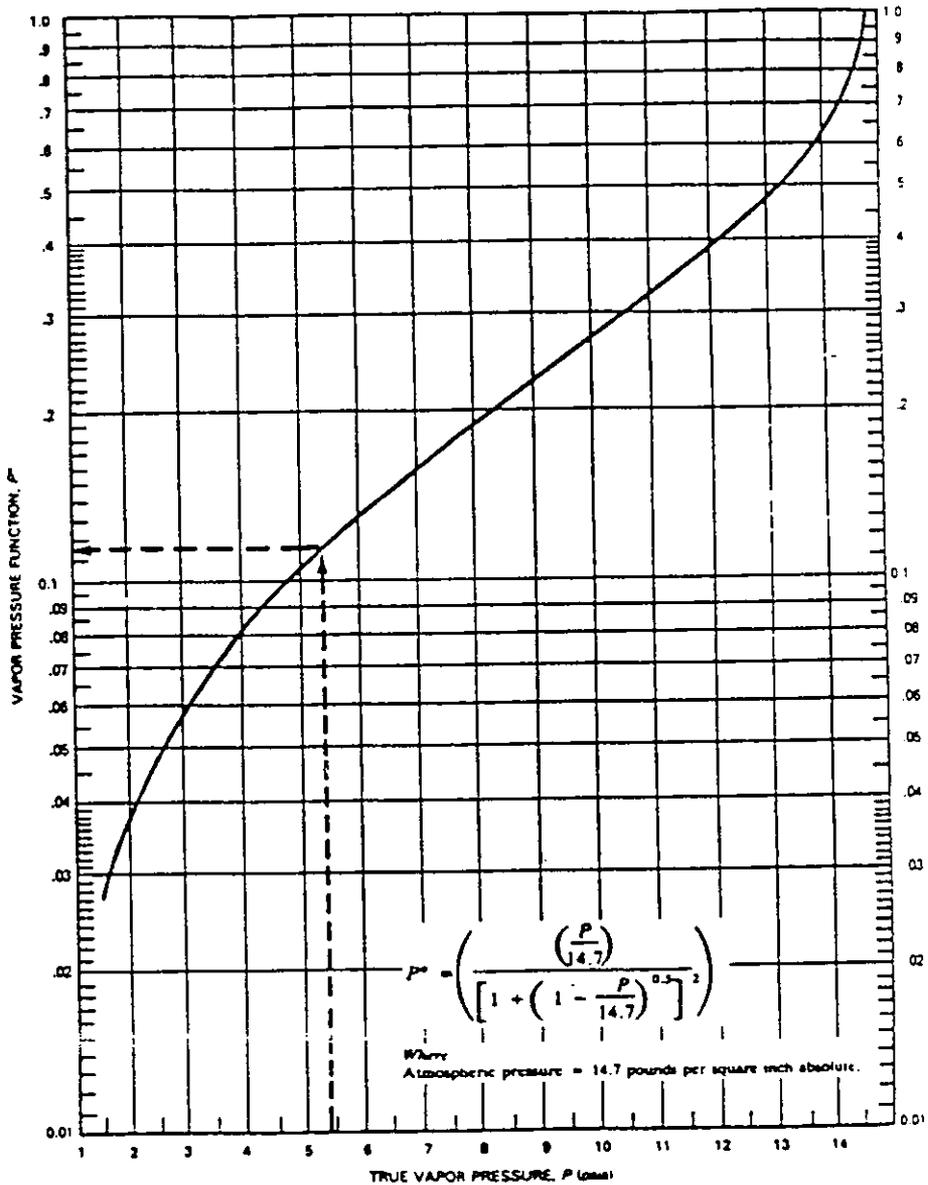


Figure 4.3-5. True vapor pressure (P) of crude oils (2-15 psi RVP).⁶



Note: Dashed line illustrates sample problem for RVP = 10 pounds per square inch, gasoline, $S = 3$, and $T = 62.5^\circ\text{F}$.
 SOURCE: Semi-graph drawn from the data of the National Bureau of Standards.

Figure 4.3-6. True vapor pressure (P) of refined petroleum liquids like gasoline and naphthas (1-20 psi RVP).⁶



NOTE: Dashed line illustrates sample problem for P = 5.4 pounds per square inch absolute.

Figure 4.3-9. Vapor pressure function (P+).⁵

Glosario

BLEVE.- (Boiling Liquid Expanding Vapor Explosión). Es la explosión producida por la expansión súbita de los vapores de un líquido contenido en el interior de un recipiente cerrado, sujeto a una temperatura superior a la de su punto de ebullición a la presión atmosférica.

BOIL – OVER.- Fenómeno que se presenta durante el incendio de tanques de almacenamiento que contienen petróleo crudo o hidrocarburos pesados, el cual ocurre cuando residuos de la superficie encendida se vuelven más densos que el producto no incendiado, formando una capa caliente que avanza hacia abajo más rápidamente que el líquido que regresa a la superficie. Cuando esta capa caliente alcanza el agua o la emulsión agua – aceite depositada en el fondo del tanque, se provoca un calentamiento y eventualmente la ebullición súbita del agua, con lo cual, el producto fluye explosivamente hacia arriba originando la expulsión de aceite incendiado, asociado con un incremento repentino de la intensidad del fuego.

CLASE DE LOCALIZACIÓN.- Es un área geográfica clasificada de acuerdo a su densidad de población y con características propias de la construcción que se tomarán en cuenta para el diseño de la presión de operación y el procedimiento de prueba.

DERECHO DE VÍA.- Es una franja de terreno destinada a alojar la tubería para la conducción de productos, contratada por convenio con el propietario, para uso superficial en el cual no se debe obstruir el paso libre a todo lo largo del tubo. El derecho de vía sirve durante la construcción para abrir la ruta por donde será tendido el ducto y durante la operación para proteger las instalaciones, la comunidad y permitir el acceso del personal encargado del mantenimiento.

DIABLO DE LIMPIEZA.- Es un dispositivo para limpieza, eliminar aire y para verificar dimensiones interiores del tubo.

DIQUE.- Muro de contención hermético de concreto o mampostería sólida, construido alrededor de uno o más tanques de almacenamiento para evitar la extensión de derrames de productos hacia otras áreas.

DUCTO.- Son todas las partes de las instalaciones físicas a través de las cuales el producto se transporta, incluye a tubos, válvulas y accesorios unidos a la tubería, así como a unidades de compresión, estaciones de medición, estaciones de regulación, estaciones de entrega, soportes y ensambles fabricados.

ESFUERZO TANGENCIAL MÁXIMO PERMISIBLE.- Es el esfuerzo de diseño de un sistema de tuberías y depende del material del tubo, localización de la línea y las condiciones de operación.

FACTOR POR EFICACIA DE JUNTA.- Es el factor por el que se debe multiplicar el valor del esfuerzo permisible apropiado, que depende del proceso de soldadura del tubo.

LIQUIDO COMBUSTIBLE.- Cualquier líquido con punto de inflamación de 37.8°C o mayor (Clase II y III NFPA).

LIQUIDO INFLAMABLE.- Cualquier líquido con punto de inflamación menor a 37.8°C, que posea una presión de vapor no mayor que 2.8kg/cm² abs.(2.068mm de Hg) a 37.8°C (Clase I NFPA).

ODORIZACIÓN.- Es la adición de ciertos compuestos sensibles al olfato, básicamente mercaptanos, los cuales imparten un olor característico para que en caso de fuga de gas natural sea fácilmente detectada.

PROTECCIÓN CATÓDICA.- En la superficie del metal de una tubería, por influencia del medio más o menos corrosivo en que está instalada, se forman pequeñas celdas galvánicas causando el ataque electroquímico en las zonas anódicas. La protección catódica incrementa el potencial del medio que circunda la tubería, evitando así la formación de áreas anódicas. El incremento de potencial se logra introduciendo un flujo de corriente al medio, que circulando por la tubería la protege.

RESISTENCIA A LA CEDENCIA.- Es el esfuerzo específicamente delimitado al desviarse la proporcionalidad lineal de los esfuerzos y las deformaciones.

RESISTENCIA MÍNIMA ESPECIFICADA A LA CEDENCIA.- Es la resistencia mínima especificada por el fabricante de tubería.

SOLDABILIDAD.- Es la facilidad con que un material puede ser unido, por algunos de los procesos comunes de soldadura para producir una junta que tenga las mejores propiedades para el servicio al que se le va a destinar.

SOLDADURA.- Es la unión de metales producida por calor a temperatura apropiada, seguida de solidificación, con o sin aplicación de presión y con o sin el metal de aporte en la soldadura de arco eléctrico, el metal de aporte debe tener un punto de fusión igual o mayor al del metal base.

TRAMPA DE DIABLOS.- Es el arreglo de tuberías, conexiones y accesorios de un ducto que se requieren para el lanzamiento y/o el recibo de dispositivos de limpieza, calibración u otros servicios.

TUBO.- Es un producto tubular, hecho como un artículo de producción para la venta.

VÁLVULA.- Instrumento colocado en la tubería para controlar o bloquear el suministro de gas hacia cualquier porción de un sistema de tuberías o de un aparato de consumo.

VÁLVULA DE ALIVIO.- Instrumento usado para desfogar el gas a la atmósfera y proteger de una sobrepresión no deseada en la tubería situada después del regulador de presión.

VÁLVULA DE SECCIONAMIENTO.- Válvula utilizada para aislar un tramo o conjunto de tuberías pertenecientes a una red de distribución, para reparación, mantenimiento o emergencia del ducto y que se encuentra espaciada de acuerdo a su localización.