

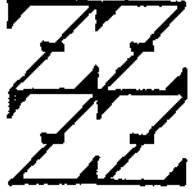
7



**UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA DE MEXICO**

**UNAM FES ZARAGOZA**

**FACULTAD DE ESTUDIOS SUPERIORES ZARAGOZA**



**LO HUMANO ES DE NUESTRA AFILIACION**

**EVALUACION DEL NIVEL DE RIESGO EN SISTEMAS DE DUCTOS QUE TRANSPORTAN HIDROCARBUROS, UTILIZANDO LA METODOLOGIA DEL RANKING RELATIVO, RELACIONADO CON EL PROGRAMA DE EVALUACION DE INTEGRIDAD (IAP)**

290872

**T E S I S**  
QUE PARA OBTENER EL TITULO DE:  
**INGENIERO QUIMICO**  
P R E S E N T A  
**RENE CORTES RODRIGUEZ**

ASESOR: ING. RENE DE LA MORA MEDINA

MEXICO, D. F.

200/



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.



**FACULTAD DE ESTUDIOS  
SUPERIORES ZARAGOZA**

**JEFATURA DE LA CARRERA  
DE INGENIERIA QUIMICA**

**OFICIO: FESZ/JCIQ/0044/00**

**ASUNTO: Asignación de Jurado**

**ALUMNO: CORTES RODRIGUEZ RENE  
P R E S E N T E.**

En respuesta a su solicitud de asignación de jurado, la jefatura a mi cargo, ha propuesto a los siguientes sinodales:

<b>Presidente:</b>	<b>I.Q. René de la Mora Medina</b>
<b>Vocal:</b>	<b>I.Q. Gonzalo Rafael Coello García</b>
<b>Secretario:</b>	<b>I.Q. Gabriel Cruz Zepeda</b>
<b>Suplente:</b>	<b>Biol. Ma. Eugenia Ibarra Hernández</b>
<b>Suplente:</b>	<b>I.Q.I. Concepción Georgina Noroña Venegas</b>

Sin más por el momento, reciba un cordial saludo.

**A t e n t a m e n t e**  
**“POR MI RAZA HABLARA EL ESPIRITU”**  
México, D. F., 31 de Octubre del 2000.

**EL JEFE DE LA CARRERA**



**I.Q. ARTURO E. MENDEZ GUTIERREZ**



## **AGRADECIMIENTOS**

Gracias Dios Padre, por darme salud y fuerza para poder culminar una etapa en mi vida y lograr alcanzar una más de tantas metas que has puesto en mi camino.

### **A MIS PADRES:**

Con la mayor gratitud por los esfuerzos realizados, para que yo lograra terminar mi carrera profesional, siendo para mí la mejor herencia.

A mi madre que es el ser más maravilloso del mundo, gracias por el apoyo moral, tu cariño y comprensión que desde siempre me has brindado, por guiar mi camino y estar junto a mí en los momentos más difíciles.

A mi padre porque ha sido para mí un hombre grande y maravilloso, que siempre he admirado, gracias por guiar mi vida con energía, esto es lo que ha hecho que sea lo que soy. Los Quiero Mucho.

### **A MI ESPOSA YVONNE:**

Gracias por darme tu apoyo y por tener paciencia, y con esto te demuestro que puedo hacer todas las cosas que me proponga, siempre y cuando estés apoyándome como lo has hecho hasta ahora. Te Quiero.

### **AL INSTITUTO MEXICANO DEL PETROLEO:**

Le doy las gracias a todos y cada uno del grupo excipisa, quienes me apoyaron en la realización de esta tesis, en especial al Ing. René De la Mora Medina, quien fue la persona que me invitó a formar parte de su equipo de trabajo; sin olvidarme del Ing. Delfino Galicia Ramirez, del Ing. Arturo Romero Magaña, del Ing. Juan Domínguez León, del Ing. Joel Quiróz, quienes han compartido conmigo gran parte de su conocimiento y experiencia; de igual manera agradezco al Ing. Rafael García Nava la oportunidad que nos brindó para colaborar en el instituto.

### **A PEMEX:**

En especial al Ing. Enrique Rodríguez Betancourt, al Ing. José Luis Martínez, ambos de la gerencia de mantenimiento de PGPB y de igual manera al Ing.



Rafael Cortés Peña, encargado del área de corrosión en el sector de Venta de Carpio, por haberme dado la oportunidad de trabajar en sus instalaciones.

**A LA UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA DE MEXICO EN ESPECIAL  
A LA FES ZARAGOZA:**

Por la formación académica que me brindó y por hacerme sentir orgullosamente universitario.

**A MI HONORABLE JURADO:**

Al Ing. René De la Mora Medina, Ing. G. Rafael Coello García, Ing. Gabriel Cruz Zepeda, Biol. Ma. Eugenia Ibarra Hernández e Ing. Concepción G. Noroña Venegas; por tomarse la molestia de revisar y comentar este documento, empleando parte de su valioso tiempo.

**DEDICATORIAS**

**A MI HERMANO:**

Con todo el cariño que te tengo y porque crees en mí.

**A MI HIJA YVONNE JOCELYN:**

Para que cuando crezcas te sientas orgullosa de tu papá y que sirva esto como un eje en el camino de tu vida.

**A MIS ABUELITOS:**

Daniel Cortés, Gabino Rodríguez, Flora Jiménez, quienes no pudieron ver físicamente la culminación de mi esfuerzo, pero yo sé que desde donde están lo pueden ver. A mi abuelita Manón con todo el cariño que te mereces.

**A MIS TIOS Y PADRINOS:**

A todos sin excluir a nadie, pero en especial a mi tío Beto, por tu motivación a mi formación profesional.

A TODOS MIS AMIGOS DE LA INFANCIA.

A TODOS MIS AMIGOS DEL BACHILLERATO.

A TODOS MIS AMIGOS DE LA UNIVERSIDAD.

**A TODOS LOS PROFESORES:**

Que han sembrado en mí el conocimiento.



## EXITO Y VOLUNTAD

Si piensas que estás vencido, lo estás.  
Si piensas que no te atreves, no lo harás.  
Si piensas que te gustaría ganar pero no puedes,  
no lo lograrás.  
Si piensas que perderás, ya has perdido.  
Porque en el mundo encontrarás que el éxito  
comienza con la voluntad del hombre.

Todo está en el estado mental.  
Porque muchas carreras se han perdido  
antes de haberse corrido,  
y muchos cobardes han fracasado,  
antes de empezar su trabajo.  
Piensa en grande y tus hechos crecerán.  
Piensa en pequeño y quedarás atrás.  
Piensa que puedes y podrás.

Tienes que estar seguro de ti mismo,  
antes de intentar ganar un premio.

La batalla de la vida no siempre la gana  
el hombre más fuerte, o el más ligero,  
porque tarde o temprano, el hombre que gana,  
es aquel que cree poder hacerlo.

**Rudyard Kipling**



**EVALUACION DEL NIVEL DE  
RIESGO EN SISTEMAS DE  
DUCTOS QUE TRANSPORTAN  
HIDROCARBUROS,  
UTILIZANDO LA  
METODOLOGIA DEL RANKING  
RELATIVO, RELACIONADO  
CON EL PROGRAMA DE  
EVALUACION DE INTEGRIDAD  
(IAP)**



# INDICE





<b>OBJETIVOS.</b>	ii
<b>INTRODUCCION.</b>	iii
<b>CAPITULO 1. GENERALIDADES.</b>	
1.1 Ducto.	1
1.2 Sistemas de ductos.	1
1.3 Tipos de ductos.	1
1.4 Historia de la aparición de los ductos en México.	2
1.5 Normatividad para el diseño de ductos de transporte en México.	7
1.6 Análisis de riesgos en ductos (criterios para la delimitación de zonas de seguridad en ductos).	31
<b>CAPITULO 2. ANALISIS DE RIESGOS.</b>	
2.1 Análisis de riesgos.	33
2.2 Definiciones.	33
2.3 Evaluación del riesgo.	34
2.4 Cálculo de la clase de riesgo.	34
2.5 Evaluación matemática de riesgos.	37
2.6 Métodos de evaluación de riesgos.	40
2.6.1 Identificación de riesgos.	40
2.6.2 Recopilación de datos.	40
2.6.3 Índices de riesgos.	41
2.6.4 Índice Dow y Mond.	41
2.6.5 Análisis de peligro y operabilidad (HAZOP).	45
2.6.6 Análisis de riesgos (HAZAN).	48
2.6.7 Análisis de árbol de fallas.	49
2.6.8 Análisis de árbol de eventos.	54
2.6.9 Análisis de causa-consecuencia.	55
2.6.10 Análisis de modos de falla y efectos.	56
2.6.11 Análisis del error humano.	59
2.6.12 Calificación Relativa (Ranking Relativo)	59
<b>CAPITULO 3. EVALUACION DE RIESGOS EN DUCTOS POR MEDIO DEL PROGRAMA DE EVALUACION DE INTEGRIDAD (IAP).</b>	
3.1 Introducción.	61
3.2 Qué es el programa de Evaluación de integridad (IAP).	61
3.3 Proceso utilizado en el IAP.	62
3.4 Principios del IAP (Basándose en Muhlbauer y Ranking Relativo).	63
3.5 Algoritmo de evaluación del IAP.	67
3.6 Riesgo de Falla.	69
3.7 Consecuencia de Falla.	71
3.8 Evaluación de Riesgos con el IAP.	72
3.8.1 Implementación del IAP.	72
3.8.2 Administración de Riesgo.	72
3.8.3 Procedimiento de Implementación del IAP.	75
3.9 Factores que conforman los diferentes índices de riesgo de falla.	76
3.9.1 Índice de falla por corrosión (externa e interna).	76
3.9.1.1 Principios de la corrosión.	76
3.9.1.2 Factores que contribuyen a la corrosión.	76
3.9.1.3 Tipos de corrosión.	83
3.9.1.4 Medidas preventivas.	85
3.9.2 Índice de falla por terceras partes.	98
3.9.2.1 Nivel de actividad.	100
3.9.3 Índice de falla por movimientos del terreno.	101
3.9.4 Índice de falla por diseño y materiales.	103
3.9.4.1 Selección del material.	104



3.9.5 Índice de falla por operación y procedimientos.	105
3.9.5.1 Tipos de procedimientos.	106
3.9.6 Índices de Consecuencias.	108
3.9.6.1 Índice de impacto a la población.	108
3.9.6.1.1 Densidad de población.	108
3.9.6.2 Índice de impacto en el ambiente.	110
3.9.6.3 Índice de impacto en el negocio.	110
<b>CAPITULO 4. CALCULO DEL RIESGO EN UN SISTEMA QUE TRANSPORTA LPG, MEDIANTE EL RANKING RELATIVO/IAP.</b>	
4.1 Introducción.	111
4.2 Aplicación del programa.	112
4.3 Resultados obtenidos del programa.	125
<b>CAPITULO 5. ANALISIS DE RESULTADOS.</b>	
5.1 Análisis.	139
5.2 Información general del segmento.	139
5.3 Clasificación del ducto de acuerdo a la prioridad de riesgo por los índices calculados.	140
5.4 Selección de proyectos y acciones para control y/o mitigación de riesgo.	141
<b>CONCLUSIONES.</b>	146
<b>ANEXOS.</b>	148
<b>BIBLIOGRAFIA.</b>	202



# OBJETIVOS



## OBJETIVOS

1. Conocer la importancia que tienen los sistemas de ductos para el transporte de hidrocarburos.
2. Demostrar como se puede emplear la metodología del Ranking Relativo por medio del Programa de Evaluación de Integridad (IAP) para dichos sistemas.
3. Identificar cuales son los principales factores que afectan a un sistema de ductos para la evaluación de riesgos.
4. Determinar las medidas preventivas y correctivas que se pueden emplear para la mitigación del nivel de riesgo en un sistema de ductos.



Debido a la gran necesidad que existe para el transporte de los productos obtenidos de las fuentes de suministro, hacia los centros de procesamiento, desde los años 30's la industria petrolera mexicana, implemento el uso de los sistemas de ductos para el transporte de gas natural.

Los ductos hoy en día, son considerados como el sistema de transporte de hidrocarburos más seguro que existe. Estos sistemas son diseñados bajo códigos internacionales tal es el caso de API o ASTM.

La implementación del Análisis de Riesgos en ductos juega un papel muy importante, ya que estos tienden a evaluar básicamente los diferentes tipos de fallas que pueden afectar al sistema, dando como resultado una serie de consecuencias, que están relacionadas con impactos hacia la población, el ambiente y el negocio.

En la actualidad existen compañías que se han dedicado al desarrollo de programas computacionales para la implementación de las diferentes técnicas de evaluación de riesgos. El Programa de Evaluación de Integridad (IAP), se basa en la metodología del Ranking Relativo, la cual consiste en asignar valores a las diferentes variables que se encuentran englobadas dentro de los distintos factores que pueden ocasionar la falla del sistema de ductos y teniendo como una consecuencia al Impacto.

El capítulo 1, pretende dar un panorama acerca de los diferentes tipos de ductos que existen, de la implementación de estos sistemas en nuestro país, así como la normatividad que en la actualidad está en vigencia en México para su diseño, operación y mantenimiento; el capítulo 2, muestra algunos aspectos relacionados con el análisis de riesgos, así como de las diferentes técnicas que se emplean para el análisis de riesgos; el capítulo 3, pretende demostrar que es el Programa de Evaluación de Integridad (IAP), cuáles son los factores que pueden afectar a un sistema de ductos y de igual manera como se aplican estos en el programa; en el capítulo 4, se realizan los cálculos del nivel de riesgo a un sistema de ductos que transporta L.P.G., empleando la metodología del Ranking Relativo con el auxilio del IAP; y por último en el capítulo 5 se muestra el análisis de los resultados obtenidos de la simulación del programa.



# **CAPITULO 1**

## **GENERALIDADES**



## GENERALIDADES

### 1.1 DUCTO.

Los elementos que forman parte de un ducto son: válvulas, bridas, accesorios, espárragos, dispositivos de seguridad o alivio, partes y componentes; y éste elemento es utilizado para que a través de él se transporten fluidos.

### 1.2 SISTEMAS DE DUCTOS.

Son aquellos que se emplean para la conducción de hidrocarburos, los cuales se clasifican en las siguientes categorías:

- a) **Ducto de almacenamiento.** Es la tubería de transporte de gas entre un pozo de gas y una estación de compresión o entre estaciones, usado para almacenamiento.
- b) **Ductos de descarga.** Son aquellos que transportan los fluidos desde el cabezal del pozo hasta el cabezal de recolección de la batería de separadores, la planta de tratamiento o los tanques de almacenamiento.
- c) **Ductos colectores de aceite.** Son aquellos ductos que sirven para transportar aceite crudo desde la estación de recolección de las baterías de separación a la estación de almacenamiento, o hasta su conexión con otra tubería colectora o con un oleoducto.
- d) **Ductos colectores de gas.** Son aquellos ductos que sirven para transportar el gas natural procedente de las estaciones de recolección a las plantas de tratamiento y utilización de gases.

### 1.3 TIPOS DE DUCTOS.

Los ductos son clasificados de acuerdo al producto que manejan, por ejemplo:

➤ **Gasoductos.**

Son los sistemas o conjuntos de instalaciones que sirven para transportar el gas natural o gas combustible procedente de los centros productores o de las plantas de tratamiento y utilización de gases, a los centros de distribución o a los usuarios de grandes volúmenes.



➤ **Oleoductos.**

Son los sistemas de transporte que tienen por objeto enviar petróleo crudo y asociado con otros hidrocarburos, entre una estación de recolección o una estación de almacenamiento y las terminales.

➤ **Poliductos.**

Se utilizan para el transporte de productos destilados, tal es el caso del diesel, gasolina, combustóleo, etc.

➤ **Oleogasoducto.**

Se emplean para el transporte de mezclas gas – aceite, y que por lo regular provienen directamente de los yacimientos.

#### **1.4 HISTORIA DE LA APARICION DE LOS DUCTOS EN MEXICO.<sup>11</sup>**

Durante la época precortesiana, las tribus que habitaron el territorio mexicano, utilizaron el petróleo como material de construcción, medicina, pegamento, impermeabilizante y como incienso para sus ritos religiosos. Los totonacas, habitantes de la mayor parte del estado de Veracruz, lo recogían de la superficie de las aguas para utilizarlo como medicina y como iluminante. Algunas tribus que habitaron las costas mexicanas lo masticaban para limpiar y blanquear la dentadura.

Las reales ordenanzas para la minería de la Nueva España, promulgadas en 1783 por el Rey Carlos III de España, hacían mención de los hidrocarburos, llamándolos bitúmenes o jugos de la tierra.

Esta ordenanza deja en claro que no sólo se tenía conocimiento desde entonces de la existencia de sustancias aceitosas, sino que se les concedía ya cierto valor.

En 1862, el Ingeniero de minas Antonio del Castillo llevó a cabo una perforación en un lugar cercano al cerro del Tepeyac, de la cual brotó agua mezclada con petróleo en cantidades abundantes. El producto fue utilizado como iluminante.

Un año más tarde, en 1863, el sacerdote e historiador de Tabasco Manuel Gila y Sáenz, encontró lo que él llamo, Mina de Petróleo de San Fernando, cerca de Tepetitán, allí en el estado de Tabasco. Esta mina no era otra cosa más que una de tantas chapopoterías que existían en la región, de las cuales podía obtenerse fácilmente petróleo natural.





La compañía Explotadora de Petróleo del Golfo de México, que comenzó a trabajar en la zona costera Veracruzana de Palma Sola y Papanña, construyó una pequeña refinería que llamó La Constancia. En 1870 logró refinar 4 mil galones de kerosina recogiendo aceite de la chapopoterías, transportándolo a lomo de mula, entre Cerro Viejo y el Río Tuxpan, y por éste hasta Tuxpan, para su comercialización.

Cabe señalar que el primer transporte marítimo se hizo en un barco de vela que llevó 1,100 metros cúbicos en depósitos de madera.

Al principio el transporte en la región de la faja de Oro se hizo a través del río Tuxpan, en lanchas que llevaban los barriles obtenidos de las chapopoterías de Cerro Viejo.

En 1886 la compañía Wasters Pierce construyó en el puerto de Veracruz una refinería con capacidad de proceso de 500 barriles diarios, para procesar el petróleo crudo que provenía de los Estados Unidos.

Diez años después fundaría otra refinería sobre la margen del río Pánuco, entre la ciudad de Tampico y la desembocadura del río, para procesar 2 mil barriles diarios de crudo, proveniente también de los Estados Unidos.

Las refinerías construidas en México antes del siglo XX, en realidad fueron plantas que se dedicaron exclusivamente a refinar petróleo que importaban de Estados Unidos a través de barcos fletados que atracaban en Tampico y Veracruz.

El 14 de Mayo de 1901, a una profundidad de 1,515 pies del Campo Petrolero la compañía Mexican Petroleum of California, encontró petróleo en el pozo que fue bautizado con el nombre de Doheny 1, el cual produjo 50 barriles por día. Entre esta fecha y 1903 se perforarían 19 más, con parecidos o peores resultados.

El 3 de Abril de 1904, la misma compañía perforó a una profundidad de 501 metros, el pozo denominado La Paz 1, encontrando petróleo el cual fue lanzado a una altura de 15 metros, dando una producción de 1,500 barriles diarios, que sostuvo por varios años.

Durante esa época, para estimular el desarrollo de las compañías ferroviarias, el presidente Porfirio Díaz, les entregaba los terrenos colindantes a las vías que tendían.

Por lo que al tenerse conocimiento del hallazgo petrolífero de Doheny, la compañía ferrocarrilera tendió tramos de vía que iban a los yacimientos de petróleo.



La compañía ferrocarrilera pronto firmó contrato por la compra de 6 mil barriles diarios para abastecer las locomotoras, dándose inicio a la construcción de un ducto de 75 kilómetros, hasta el puerto de Tampico. El puerto tamaulipeco rápidamente se convertiría en un emporio petrolero.

Paralelamente a las actividades de Doheny, en el sur del país la compañía Pearson and Son, adquiriría terrenos para la exploración y explotación de petróleo. En 1902 había encontrado petróleo cerca de San Cristobal, en el istmo y poco después construía una refinería en Minatitlán, un centro de almacenamiento y un ducto que llegaba de San Cristobal hasta la refinería. Cabe señalar que los primeros oleoductos se construyeron primero atornillándolos a mano, y luego empleando máquina para atornillar.

La compañía Pearson and Son, construyó tanques de almacenamiento sobre las márgenes del río y empezó a operar su tanquero llamado San Cristobal, con el cual acarrea material y equipo de Inglaterra y transportaba petróleo a ese país. Al San Cristobal habrían de seguir dos tanqueros más: el San Bernardo y el San Antonio. La empresa de Pierce dominaba el mercado de la kerosina, la cual distribuía por ferrocarril a casi todo el país.

De manera ya no interrumpida y con características industriales propiamente dichas, se inició en 1901 la Explotación Petrolera en México, hasta 1936, se habían perforado un total de 5,698 pozos en busca de petróleo y de estos, 2,687 resultaron productivos comercialmente, habiendo sido abandonados 3,011 por haber resultado secos o productores de agua salada. La casi totalidad de estos pozos, fueron perforados después de 1917, esto es, después de que se reivindicó por medio del Artículo 27 Constitucional, el principio de Soberanía Nacional sobre el petróleo del subsuelo. En efecto, de un total de 5,698 pozos perforados en 36 años, como se mencionó anteriormente, solo 279 de estos se perforaron antes de 1917.

Entre los pozos más notables por su producción antes de la expropiación se consideran los indicados en la **tabla 1.4.1**.



POZOS Y LOCALIZACIÓN	FECHA EN QUE BROTARON	TOTAL PRODUCIDO
Potrero del Llano 4, de la Cía. Mexicana de petróleo "El Aguila", S.A. En la región de Tuxpan.	23-Diciembre-1910	117'325,294 BLS.
Cerro Azul 4, de la Huasteca Petroleum, región de Tuxpan.	16-Diciembre-1916	83'585,861 BLS.
Casiano 7, de la Tamiahua Petroleum Co., región de Tuxpan	01-Septiembre -1910	75'000,000 BLS.
Zunita 3, de la Cía Mexican Sinclair en la cuenca del río Pánuco.	21-Febrero-1914	21'466,531 BLS.

**TABLA 1.4.1 Principales pozos debido a su producción.**

Es conveniente señalar que antes de la Expropiación Petrolera, existía una red de ductos del orden de 5,000 kilómetros, principalmente de 8" y 10" de D.N., para el transporte y de 4" y 6" para la recolección. Los propietarios de estos ductos eran alrededor de 150 compañías, algunos de los cuales se indican en la tabla 1.4.2.

COMPANÍA	LONGITUD DE DUCTOS (Km)
El Aguila	1,630
Huasteca Petroleum	1,000
Mexican Gulf Oil	473
Transcontinental de Petróleo	315
La Corona	222
Penn Mex	210

**TABLA 1.4.2 Propietarios de ductos antes de la Expropiación.**

COMPANÍA PROPIETARIA	ORIGEN	DESTINO	DIAMETRO (in)	LONGITUD (m)
Mexicana de Petróleo "El Aguila" S.A.	Tampico	Naranjitos	8	107,550
	Naranjos	Tuxpan	8	85,100
	Palma Sola	Azcapotzalco	10	223,615
	Tonalá	Minatitlán	8	56,585
Mexican Gulf Oil Co.	Chapacao	Prieto	10	48,360
Huasteca Petroleum Co.	Tierra Blanca	Mata Redonda	10	119,450
Cía. Transcontinental de Petróleo, S.A.	Cacalilao 7	Cacalilao 1	10	11,119
	Cacalilao 1	Cacalilao 11	10	9,268
Cía. Mexicana de Gas	San Pedro	Monterrey	12	155,200
Cía. Occidental de Gas	Naco	Cananea	8	61,871
California Standard Oil	Submarina	Mazatlán	16-12	4,238
	Subpacífico	Guaymas	8-6	1,918

**TABLA 1.4.3 Principales oleoductos existentes en México antes de la Expropiación.**

El transporte y distribución de gas natural, se inició en México en 1930, con la operación de los gasoductos de 155 kilómetros entre Ciudad Alemán y Monterrey y 62 kilómetros



entre las poblaciones de Naco – Cananea a la compañía minera de Cananea en Sonora. Ambos gasoductos se proveían de gas natural de importación.

Veinte años más tarde, en 1950, entró en operación el primer gasoducto propiedad de PEMEX, construido con tubería de 20 pulgadas y con longitud de 250 Km, para el transporte de gas natural, producido en los campos de Poza Rica, Ver., hacia el Valle de México, para un consumo de 130 millones de pies cúbicos diarios.

Con el propósito de evitar la escasez y la falta de abastecimiento oportuno, no sólo se aumentó la capacidad de refinación, sino que se dio especial atención a los sistemas de transporte y a la construcción de nuevas plantas de almacenamiento.

Las necesidades de transporte más urgente se resolvieron complementando el sistema de ductos para la conducción del petróleo crudo, gas natural y productos refinados. La longitud de los ductos se aumentó de 7,301 kilómetros en diciembre de 1958, a 11,549 en marzo de 1964, es decir, en un 58%, y es más de un 75% de capacidad. Los medios de transporte y distribución terrestre, fundamentalmente los autotanques, fueron sujetos a un programa de reposición, en vista de que algunas unidades contaban ya con quince o más años de servicio. Debido al bajo costo del transporte por ductos, y dentro de las políticas de conservación de recursos realizadas por PEMEX, durante el gobierno de López Mateos se siguió la consigna de cambiar el sistema de transporte por el de ductos.

Como resultado de esta política, en 1958 se puso en servicio el segundo gasoducto para conducir el gas producido en los yacimientos del norte, cerca de Reynosa, hasta Monterrey, Saltillo y Torreón. Constaba de dos tramos de ductos uno de 22" con 225 kms. de extensión, entre Reynosa y Monterrey, y otro de 16" con 310 kms. de extensión, de Monterrey a Torreón, con un ramal de 30 kms. a Saltillo.

Posteriormente el surgimiento de Ciudad PEMEX, en Tabasco quedó reservada para el último año de gobierno de don Adolfo Ruiz Cortínez, la inauguración de una de las más ambiciosas obras que haya realizado la industria petrolera mexicana. A lo largo de 1956 y durante 1957, se construyó febrilmente, trabajando en turnos continuos, incluso los domingos y los días festivos, un conjunto de instalaciones que, bajo el nombre de



"Ciudad PEMEX", comenzaron a funcionar el 3 de marzo de 1958 y permitieron aprovechar los grandes recursos de gas existentes en el estado de Tabasco. Esta realización fue considerada apenas como el paso previo para el tendido de un amplio gasoducto que abastecería a los centros industriales de Veracruz, Puebla y la Ciudad de México, posteriormente a la Ciudad de Salamanca.

El tramo Ciudad PEMEX – México, entró en operación el 12 de enero de 1961, y el segundo el 15 de mayo del mismo año. Adicionalmente se construyó el poliducto Minatitlán – México. Estas obras contribuyeron a elevar el consumo de gas en la Ciudad de México de 800 mil metros cúbicos en 1958, a más de 8 millones en 1963 y, por otro lado, la refinería de Minatitlán pudo trabajar en apoyo a la de Azcapotzalco, que ya no podía ampliarse. Como medidas adicionales en el norte del país se terminaron los ductos paralelos para conducir gas natural y refinados a Salamanca, Monclova, Gómez Palacio, Camargo, Chihuahua, Guadalajara y San Luis Potosí.

Estos son los inicios de una red de ductos que aseguran el transporte de los productos petrolíferos entre los campos de producción, las plantas de procesamiento y los centros de distribución para el consumo interno del país. Los ductos son piezas vitales y día a día cobran una mayor importancia.

La intensa actividad petrolera desarrollada en el país a partir de los años 60's, abrió nuevos campos petroleros y en 1972 se dio a conocer públicamente el descubrimiento de la nueva provincia productora de hidrocarburos, al terminar la perforación de los primeros pozos productores, Cactus 1 y Sitio Grande 1. En 1976 nuevamente se dio a conocer el descubrimiento de los campos de la Sonda de Campeche, siendo hasta la fecha la provincia petrolera más importante del país. El incremento en la producción de hidrocarburos requirió la construcción de nuevos ductos. Actualmente el Sistema Nacional de Ductos, tiene una longitud de más de 60 mil kilómetros.

## **1.5 NORMATIVIDAD PARA EL DISEÑO, CONSTRUCCION, MANTENIMIENTO E INSPECCION EN DUCTOS DE TRANSPORTE EN MEXICO.<sup>6</sup>**

### **1.5.1 SISTEMA DE DUCTOS PARA EL TRANSPORTE DE HIDROCARBUROS GASEOSOS.**



### 1.5.1.1 GENERALIDADES.

1.5.1.1.1 Este capítulo establece los requisitos mínimos que deben ser cumplidos para diseño, selección de materiales y pruebas a ductos para el transporte y distribución de hidrocarburos gaseosos, incluyendo estaciones de compresión, de regulación y medición, líneas troncales, ramales, trampas de envío y recibo y caseta de medición. (Ref. ASME B31.8, Párrafo 802.1).

1.5.1.1.2. Este capítulo no aplica a los siguientes casos y se complementará con (Ref. ASME B31.8, Párrafo 802.12).

- a) Diseño y fabricación de recipientes a presión cubiertos de acuerdo al código ASME, Sección VIII.
- b) Ductos con temperaturas superiores a 232 °C (450 °F) o inferiores a -28 °C (-20 °F).
- c) Ductos después de la caseta de medición del consumidor cubiertas de acuerdo al código ANSI Z-223.1 y NFPA 54.
- d) Ductos de refinerías, en plantas de tratamiento de gas y plantas de proceso.
- e) Ductos de venteo para gases de desecho que descargan a la atmósfera.
- f) Cabezales de pozos, que incluyen válvulas de control, líneas de flujo entre cabezal de pozos y trampas o separadores o tuberías de producción y revestimiento del pozo.
- g) Diseño de equipos, aparatos e instrumentos de patente.
- h) Diseño de intercambiadores de calor.
- i) En sistemas de ductos para el transporte de hidrocarburos líquidos.

### 1.5.1.2 DISEÑO.

#### 1.5.1.2.1. BASES DE DISEÑO.

1.5.1.2.1.1. Será obligación de la entidad que solicite la construcción de un sistema de ductos, así como de la que lo vaya a operar, presentar las bases de



usuario que muestre los requerimientos operativos, de inspección, mantenimiento y derecho de vía, así como las características y composición del producto por transportar, con el propósito de conocer si el producto es corrosivo, en este caso la entidad operativa indicará las recomendaciones procedentes para prevenir su acción corrosiva.

1.5.1.2.1.2. El diseñador deberá presentar invariablemente, para aprobación de la entidad solicitante: diagrama de flujo, planos de proyecto, especificaciones de construcción y de ingeniería, volumen de obra, requisiciones y especificaciones de materiales, memoria de cálculo y la información básica que involucre todos los aspectos considerados en el diseño, mencionados en el siguiente párrafo, así mismo, la entidad encargada del diseño deberá considerar llevar a cabo el análisis de riesgo y manifiesto de impacto ambiental, establecido en la Ley General de Equilibrio Ecológico y Protección del Ambiente, en Materia de Impacto Ambiental.

#### 1.5.1.2.2. REQUERIMIENTOS DE DISEÑO.

1.5.1.2.2.1. El diseño de sistemas de ductos para el transporte de hidrocarburos gaseosos deberá estar basado en las bases de diseño y considerar como mínimo lo siguiente:

- a) Características físicas y químicas del fluido.
- b) Presión interna máxima de operación en condiciones normales de flujo.
- c) Temperatura máxima de operación.
- d) Especificaciones del material seleccionado de acuerdo con el párrafo

##### 1.5.1.4.1.

- e) Cargas adicionales. El diseño de ductos deberá considerar las cargas que pueda preverse actuarán sobre el ducto, de acuerdo con las características del medio que atraviesa y sus condiciones de trabajo, tales como:



1. Cargas vivas como el peso del producto (agua para efecto del cálculo), nieve, hielo, viento, oleaje y corriente.
  2. Cargas muertas como el peso propio de la tubería, recubrimientos, rellenos, válvulas y otros accesorios no soportados.
  3. Sismo.
  4. Efectos causados por vibración y/o resonancia.
  5. Esfuerzos causados por asentamientos o derrumbes en regiones de suelos inestables.
  6. Efectos de contracción y/o expansión térmica.
  7. Efectos de los movimientos relativos de los equipos conectados.
  8. Esfuerzos en cruces con vías de comunicación y/o ductos.
  9. Esfuerzos durante instalación.
  10. Se tomarán en cuenta las actividades de población a lo largo del trayecto del ducto, ya que el factor más importante que contribuye a la falla de ductos que transportan gas, es la construcción de otras instalaciones asociadas con los servicios requeridos por la ocupación humana y las zonas comerciales e industriales. Dichos servicios, tales como agua, suministro de gas y de electricidad, sistemas de drenaje, cables subterráneos, calles y caminos, etc., llegan a ser predominantes y extensos, la posibilidad de dañar el ducto se incrementa.
- f) Derecho de vía de la tubería. Este deberá ser seleccionado para evitar en lo posible áreas de casa habitación, edificios industriales y lugares de asamblea pública de acuerdo a la **NORMA PEMEX NO.03.0.02** y **NORMA CID NOR-01/96**.
- g) Factor de seguridad por densidad de población (F). De acuerdo a la clasificación mencionada en los párrafos 1.5.1.5.1 – 1.5.1.5.6 y en la (tabla 1.1).





h) Factor por eficiencia de junta (**E**), se dará de acuerdo al material y clase de tubería de acuerdo a la (tabla 1.2).

i) Espesor adicional por desgaste o margen de corrosión, de acuerdo a lo considerado en el párrafo 1.5.1.2.12.1. Estos antecedentes normaran el criterio del diseñador para seleccionar materiales, elementos de seguridad y Sistemas de mitigación de corrosión.

#### 1.5.1.2.3. PRESION MAXIMA PERMISIBLE DE OPERACION (**MAOP**).

1.5.1.2.3.1. Es la presión máxima a la que un ducto o segmento puede ser operado bajo esta norma y se considera como la presión máxima que en cualquier punto puede desarrollarse, operando el ducto al **100%** de su capacidad en condiciones de flujo regular, uniforme y constante. Se deberá tomar en cuenta en la determinación de la **MAOP** la columna estática sobre el punto considerado y la presión requerida para compensar las pérdidas por fricción.

#### 1.5.1.2.4. PRESION DE DISEÑO.

1.5.1.2.4.1. Es el valor de presión (**P**) usado en la fórmula de diseño indicada en 1.5.1.2.9.1. debiendo ser mayor o igual a la presión máxima de operación (**MAOP**), de acuerdo al párrafo 1.5.1.2.3.1.

#### 1.5.1.2.5. TEMPERATURA DE DISEÑO.

1.5.1.2.5.1. Es el valor de temperatura (**T<sub>2</sub>**) usado en la fórmula para el cálculo del esfuerzo longitudinal indicado en el párrafo 1.5.1.2.7.1.b bajo condiciones de operación normal.

#### 1.5.1.2.6. ESFUERZO PERMISIBLE. (**S**).

1.5.1.2.6.1. Es el producto entre la resistencia a la fluencia mínima especificada del material (**R**), el factor de junta longitudinal o helicoidal (**E**), el factor por temperatura (**T**) y el factor de diseño (**F**).

1.5.1.2.6.2. Dicho esfuerzo permisible (**S**) por efecto de presión interna deberá ser calculado conforme a la siguiente expresión, de acuerdo al código **ASME B31.8 Capítulo IV Párrafo 841.11.a**.



$$S = FERT \quad (1)$$

Donde:

**S** = Esfuerzo permisible máximo  $\text{kg/cm}^2$  ( $\text{lb/pulg}^2$ ).

**F** = Factor de diseño por presión interna, para el caso de transporte de hidrocarburos gaseosos se da por la clasificación de la densidad de población de acuerdo a la **(tabla 1.1)**.

**E** = Eficiencia de junta soldada de acuerdo con la **(tabla 1.2)**.

**R** = Resistencia a la fluencia mínima especificada  $\text{kg/cm}^2$  ( $\text{lb/pulg}^2$ ).

**T** = Factor de diseño por temperatura, obtenido de la **(tabla 1.3)**.

1.5.1.2.6.3. El valor de la resistencia a la fluencia mínima especificada (**R**) se determinará conforme a lo siguiente:

a) Tubería de especificación conocida de acuerdo a la **(tabla 1.4)** (Ref. **ASME B31.4, Capítulo II, Tabla 402.3.1(a)**).

b) Tubos usados de especificación conocida, que estén de acuerdo al código **ASME B31.4, Capítulo II tabla 402.3.1(a)**, deben satisfacer los requisitos de prueba indicados en el párrafo 1.5.1.4.2.2. de esta norma, quedan excluidos en este inciso los de especificación **ASTM A 53**.

c) Tubos nuevos o usados de especificación desconocida o **ASTM A 120**, acorde a los procedimientos que se describen a continuación. (**ASME B31.8, Capítulo I, Párrafo 817.12, incisos del g al h**):

1. El menor de los valores siguientes:

a) El **80%** del promedio aritmético de los resultados obtenidos en las pruebas de tensión establecidas en el código **API 5L**, párrafos **9.3.1-9.3.1.6**.

b) El valor obtenido en las pruebas de tensión mencionadas en el inciso anterior, sin exceder de **3,662  $\text{kg/cm}^2$  (52,000  $\text{lb/pulg}^2$ )**.

2. De **1,690  $\text{kg/cm}^2$  (24,000  $\text{lb/pulg}^2$ )**, si no se llevan a cabo las



pruebas de doblado y de tensión establecidas en la especificación API 5L, párrafos 9.3.1-9.3.1.6, 9.3.3-9.3.4.

#### 1.5.1.2.7. Esfuerzo equivalente ( $S_{eq}$ )

1.5.1.2.7.1. Los esfuerzos circunferencial, longitudinal y cortante que deben ser considerados en el cálculo del esfuerzo equivalente serán determinados como sigue y este no excederá el 90% del esfuerzo de fluencia mínimo especificado ( $R$ ) los cuales se determinan como sigue:

$$S_{eq} = (S_h^2 + S_L^2 + S_h S_L + 3S_s^2)^{1/2} \quad (2)$$

donde:

$S_L$  = Esfuerzo máximo longitudinal  $kg/cm^2$  ( $lb/pulg^2$ ), (positivo a tensión y negativo a compresión)

$\mu$  = Coeficiente de Poisson.

$E$  = Modulo de elasticidad.

$\alpha$  = Coeficiente de expansión térmica.

$T_1$  = Temperatura de instalación.

$T_2$  = Temperatura de operación.

$Z$  = Modulo de sección.

$T$  = Momento torsionante.

$F_s$  = Fuerza cortante.

$A$  = Area de la sección transversal.

a) Esfuerzo circunferencial debido a presión

$$S_h = \frac{PD}{2t} \quad (3)$$

donde:

$S_h$  = Esfuerzo circunferencial  $kg/cm^2$  ( $lb/pulg^2$ ).

$P$  = Presión interna de la tubería  $kg/cm^2$  ( $lb/pulg^2$ ).

$D$  = Diámetro exterior de la tubería  $cm$  ( $pulg$ ).

$t$  = Espesor de pared de tubería  $cm$  ( $pulg$ ).

b) Esfuerzo longitudinal debido a presión, expansión térmica y flexión en



ductos completamente restringidos. (Ref. ASME B31.4 Capítulo II, párrafo 419.6.4).

$$S_L = E\alpha(T_2 - T_1) - \mu S_h \quad (4)$$

c) Esfuerzo cortante combinado:

$$S_s = \frac{T}{2Z} + \frac{2Fs}{A} \quad (5)$$

#### 1.5.1.2.8. PROCESO DE DISEÑO.

1.5.1.2.8.1. El proceso de diseño mostrado en la (figura 1.1) iniciará con la determinación del espesor (**t**) de pared mínimo requerido por presión interna basado en las consideraciones límite de esfuerzo circunferencial, como es indicado en el párrafo 1.5.1.2.7.1a, y 1.5.1.2.9.1 el cual deberá adicionalmente satisfacer los requisitos de esfuerzo equivalente indicado en el párrafo 1.5.1.2.7 y producido por las cargas indicadas en el párrafo 1.5.1.2.2.1 incisos "b", "c" y "e".

#### 1.5.1.2.9. ESPESOR MINIMO REQUERIDO POR PRESION.

1.5.1.2.9.1. El espesor de pared mínimo requerido en el ducto, sometido exclusivamente a presión interna, se calculará con la fórmula establecida de acuerdo al código ASME B31.8, Capítulo IV, Párrafo 841.1.1 y que a continuación se muestra:

$$t = \frac{PD}{2S} \quad (6)$$

en donde:

**t** = Espesor de pared mínimo requerido de un ducto sometido exclusivamente a presión interna **cm (pulgadas)**.

**P** = Presión de diseño **kg/cm<sup>2</sup> (lb/pulg<sup>2</sup>)** como lo indicado en el párrafo 1.5.1.2.4.

**D** = Diámetro exterior del tubo **cm (pulg)**.

**S** = Esfuerzo permisible como lo indicado en el párrafo 1.5.1.2.6.



1.5.1.2.9.2. El espesor de pared mínimo requerido en una tubería conectada a un equipo u otra tubería que opere con diferente presión, deberá calcularse con la presión de diseño mayor.

#### 1.5.1.2.10. ESPESOR NOMINAL.

1.5.1.2.10.1. El espesor de pared nominal ( $t_n$ ) será determinado con la siguiente ecuación, y será igual al inmediato superior que se fabrique, el cual no debe ser menor al mostrado en la (tabla 1.5).

$$t_n = t + A \quad (7)$$

donde el valor obtenido del espesor de pared ( $t$ ) deberá satisfacer los requisitos establecidos en 1.5.1.2.8.1. y ( $A$ ) será un espesor de pared adicional como margen de corrosión definido en 1.5.1.2.12.1.

1.5.1.2.10.2. Dicho espesor ( $t$ ) calculado deberá considerar las tolerancias de fabricación indicadas en los párrafos 1.5.1.2.11.1., incluyendo los daños ocasionados durante el transporte, almacenamiento, manejo, instalación y reparación.

#### 1.5.1.2.11. TOLERANCIA DE ESPESOR DE PARED POR FABRICACION.

1.5.1.2.11.1. Las tolerancias por fabricación en tuberías API. Serán las indicadas en la (tabla 1.6) y referida al API 5L.

1.5.1.2.11.2. Para tuberías de especificación ASTM con y sin costura, la tolerancia en el espesor de pared por fabricación será de acuerdo a lo establecido en ASTM A20 y A530, respectivamente.

#### 1.5.1.2.12. ESPESOR ADICIONAL POR MARGEN DE CORROSION O DESGASTE.

1.5.1.2.12.1. El espesor adicional como margen de corrosión, se considerará basándose en lo establecido con PEMEX, o lo establecido por PEMEX para una vida útil mínima de 20 años y un margen de corrosión de 6.25 milésimas de pulgada por año (MPY).

1.5.1.2.12.2. Para los efectos de mitigación de corrosión, debe considerarse el estudio y diseño del sistema de protección catódica respectivo para ser revisado por la dependencia responsable del mantenimiento,



basándose en las condiciones de operación y resultados estadísticos de sistemas semejantes para determinar la posibilidad de integrar otras instalaciones. Se debe tomar en cuenta la instalación de niples para inyección y portatestigos para la evaluación de la protección con inhibidores en aquellos ductos que lo requieran por el producto a transportar. La cantidad, tipo y ubicación serán señalados por el área de mantenimiento.

#### 1.5.1.2.13. INSTALACIONES SUPERFICIALES PARALELAS O CERCANAS EN EL DERECHO DE VIA.

1.5.1.2.13.1. El diseñador deberá tomar las medidas necesarias para que las instalaciones superficiales como válvulas o trampas de diablos correspondientes a ductos que corren paralelos o cercanos en el mismo derecho de vía, queden ubicadas o protegidas contra la propagación de un siniestro que ocurra en cualquiera de ellos. En estos casos puede considerarse como solución una separación adecuada, a lo largo del derecho de vía, de cuando menos 100 m entre instalaciones superficiales; cuando esto no sea posible pueden emplearse sistemas que retarden la acción del fuego entre instalaciones.

#### 1.5.1.3. VALVULAS DE SECCIONAMIENTO.

1.5.1.3.1. Los ductos para transporte de hidrocarburos gaseosos, deben contar con válvulas de seccionamiento, las cuales tendrán como espaciamiento máximo el indicado en la (tabla 1.8) de acuerdo con las clases de localización que se señalan en los párrafos 1.5.1.5 – 1.5.1.5.6 de este capítulo. Se incluirán los casos de gas L. P. y amoniaco anhidro, ya que al ocurrir fuga a la atmósfera de alguno de estos, se comportan como gases. (Ref. ASME B31.8, Capítulo IV, Párrafo 846.11.b).

1.5.1.3.2. La localización de las válvulas de seccionamiento indicado en la (tabla 1.8) puede ser ligeramente ajustado sin exceder el 10% de lo estipulado en la (tabla 1.8), para permitir que la válvula sea instalada en un lugar más accesible, siendo una



consideración primaria el acceso continuo a la válvula. (Ref. ASME B31.8, Capítulo IV, Párrafo 846.11.c.).

1.5.1.3.3. Las válvulas de seccionamiento deberán estar en lugar accesible y protegidas de daños que pudieran producir agentes externos. (Ref. ASME B31.8, Capítulo IV, Párrafo 846.21.a.).

1.5.1.3.4. Las válvulas de seccionamiento en ductos de transporte, deben reunir las características siguientes:

- a) Ser lubricables, de especificaciones aprobadas por esta norma para los fluidos que manejan, de paso completo y contar con accesorios que faciliten su mantenimiento.
- b) Estar ubicadas en lugares accesibles y protegidas de daños que pudieran producir agentes externos.
- c) Contar con mecanismos para accionarla rápida y fácilmente. De preferencia aquellas de **12 pulgadas** y mayores, accionadas por un dispositivo que en caso de falla de éste permita su operación en forma manual.
- d) Estar debidamente soportadas y ancladas, para prevenir asentamientos o movimientos en los accesorios del ducto.
- e) La clasificación presión-temperatura de la válvula, debe ser igual o mayor a las condiciones de diseño del ducto.
- f) Instalarse con mecanismos de operación sobre el nivel de terreno. Las válvulas de seccionamiento pueden confinarse, de ser necesario, en registros, siempre y cuando se evite la transmisión de cargas a la tubería y la inundación del registro. (Ref. ASME B31.8, Capítulo IV, Párrafo 846.22.).

1.5.1.3.5. Todas las válvulas deben contar con dispositivo que indique claramente la posición cerrada o abierta en que se encuentren; excepto las de retención, que deben tener marcado con una flecha el sentido de flujo.

1.5.1.3.6. Todas las válvulas deben contar con una inscripción en relieve o placa en la que se indique: marca, diámetro nominal, presión o clase y material de construcción.



1.5.1.3.7. Las válvulas, bridas y conexiones deben cumplir con los estándares y especificaciones enumeradas en la (tabla 1.7).

#### 1.5.1.4. MATERIALES, INSPECCION Y PRUEBAS.

##### 1.5.1.4.1. MATERIALES

1.5.1.4.1.1. La tubería destinada al transporte de hidrocarburos en fase gaseosa debe ser de acero, pudiéndose utilizar tubería fabricada de acuerdo a los estándares abajo indicados. Los materiales que forman parte de un sistema de tuberías deben clasificarse mediante el cumplimiento de estándares y especificaciones según la (tabla 1.7) de esta norma. (Ref. ASME B31.8, Capítulo I, Párrafo 814.11.).

API 5L	Tubería de línea.
ASTM A 53	Tubería soldada y sin costura.
ASTM A 106	Tubería sin costura.
ASTM A 134	Tubería soldada por fusión eléctrica.
ASTM A 135	Tubería soldada por resistencia eléctrica.
ASTM A 139	Tubería soldada por fusión eléctrica.
ASTM A 333	Tubería sin costura y tubería soldada para servicio de baja temperatura.
ASTM A 381	Tubería soldada por doble arco sumergido.
ASTM A 671	Tubería soldada por fusión eléctrica.
ASTM A 672	Tubería soldada por fusión eléctrica.

##### 1.5.1.4.2. CRITERIO DE SELECCION.

1.5.1.4.2.1. Tubería nueva de especificación conocida.

1.5.1.4.2.1.1. Los tubos, válvulas, bridas y conexiones soldables de especificación conocida, destinados a integrar un sistema de ductos para transporte de hidrocarburos en fase gaseosa deben satisfacer los requisitos de composición química, fabricación y calidad correspondientes a cualquiera de los materiales





mencionados en la (tabla 1.7) (Ref. ASME B31.8, Capítulo I, Párrafo 811.21.).

1.5.1.4.2.2. Tubería usada o nueva de especificación desconocida.

1.5.1.4.2.3. Está permitido que una porción de tubería de un ducto existente pueda ser removida y reutilizada en el mismo ducto que opere a una presión igual o menor, excepto en aplicaciones submarinas.

#### 1.5.1.4.3. ACCESORIOS.

1.5.1.4.3.1. Las válvulas, bridas, conexiones y otros componentes usados de especificación conocida y aprobada, podrán emplearse nuevamente en el rango para el cual fueron fabricadas, siempre y cuando después de limpiarse se verifique que satisfacen los requisitos de la especificación original como son: espesor, mecanismos de operación, etc. Si fuera necesario reacondicionarlos, se utilizarán refacciones de la misma especificación y, en todo caso, se respetará el código API aplicable a este tipo de accesorios.

1.5.1.4.3.2. En el caso de válvulas, bridas, conexiones y otros accesorios nuevos de especificación desconocida, después de someterse a limpieza, se identificarán con conexiones similares utilizadas en un servicio semejante para el cual se piensa emplear. Su utilización se restringirá a un sistema con una presión máxima permisible de operación, calculada tomando como resistencia mínima especificada a la cedencia  $1,690 \text{ kg/cm}^2$  ( $24,000 \text{ lb/pulg}^2$ ).

1.5.1.4.3.3. Está prohibido el empleo de válvulas, bridas, conexiones y otros accesorios usados y de especificación desconocida, para el diseño y construcción de ductos nuevos.

#### 1.5.1.4.4. REQUISITOS GENERALES PARA PRUEBA HIDROSTATICA.

1.5.1.4.4.1. A la tubería para transporte de hidrocarburos gaseosos, ya sea nueva, reparada o en condiciones diferentes a las de diseño, se les debe probar hidrostáticamente en fábrica y antes de entrar en operación.



1.5.1.4.4.2. El equipo mínimo requerido para la realización de la prueba hidrostática deberá ser el indicado en el código API RP 1110, Párrafo 3.4.

1.5.1.4.4.3. Todos los ductos y líneas troncales que operan a un nivel de esfuerzos tangenciales igual o mayor al 30% de la resistencia mínima especificada a la cedencia de la tubería, deberán ser sometidos a una prueba hidrostática con duración mínima de 2 horas para comprobar su resistencia después de terminada su construcción y antes de ser puesta en operación. (Ref. ASME B31.8, Capítulo IV, Párrafo 841.321.). El agua debe ser neutra y libre de partículas en suspensión que no pasen por una malla de 100 hilos por pulgada.

1.5.1.4.4.4. La presión de prueba hidrostática se calcula como sigue:

$$P_h = \frac{2(0.90R)t}{D} \quad (8)$$

en donde:

$P_h$  = Presión hidrostática de prueba en **lb/pulg<sup>2</sup>**

$R$  = Resistencia a la fluencia mínima especificada **lb/pulg<sup>2</sup>**, multiplicada por  $E$  (eficiencia de junta soldada).

$t$  = Espesor de pared nominal en **pulgadas**, conforme al párrafo 1.5.1.2.10.1 para un factor de diseño de 0.72.

$D$  = Diámetro exterior en **pulgadas**.

1.5.1.4.4.5. Presión de prueba. El valor de presión de prueba del sistema de ductos corresponderá al valor de la presión máxima permisible de operación multiplicado por el factor correspondiente a su clase de localización indicado a continuación:

Clase de localización	Factor
Clase 1 Div. 1	1.25
Clase 1 Div. 2	1.10
Clase 2	1.25
Clase 3	1.40
Clase 4	1.40

NOTA: La clase de localización debe determinarse de acuerdo con los párrafos 1.5.1.5 – 1.5.1.5.6 de esta norma.



1.5.1.4.4.6. Después de cumplir con los requisitos de resistencia descritos en esta sección, deben recabarse dos ejemplares de la constancia de las pruebas certificadas por los representantes de la entidad de construcción y de la rama operativa, así como el permiso de uso expedidos por la Secretaría de Energía, la cual supervisara la ejecución de las mismas a través de un inspector autorizado, conjuntamente con las dependencias de inspección y seguridad industrial de las ramas operativas y de construcción.

#### 1.5.1.5. CLASIFICACION DE LOCALIZACIONES.

El criterio para determinar la clase de localización por donde pase un ducto de transporte de hidrocarburos, será el siguiente: la unidad para la clasificación de la localización será un área unitaria de 400 x 1,600 m (1/4 x 1 milla), o sea 200 m a ambos lados del eje del ducto en un tramo de 1,600 m, exceptuando lo indicado en el párrafo 1.5.1.5.5, la clase de localización se determinará por el número de construcciones que se encuentren en esta área unitaria. Para propósito de esta norma, cada casa o sección de una construcción, destinada para fines de ocupación humana o habitaciones, se contará como una construcción por separado. (Ref. ASME B31.8, Capítulo IV, párrafo 840.2a.1).

Para ductos cuya longitud sea menor de 1,600 m (1 milla), la localización será asignada de acuerdo a la clase que corresponda a un ducto de 1,600 m (1 milla) de longitud a través de la misma área. (Ref. ASME B31.8, Capítulo IV, párrafo 840.2a.3).

1.5.1.5.1. Localización clase 1. Es la que tiene 10 o menos construcciones para ocupación humana en un área unitaria; o en los casos en donde la tubería se localice en terrenos despoblados, desiertos, de pastoreo, granjas. (Ref. ASME B31.8, Capítulo IV, párrafo 840.2b.1).

a) Clase 1 División 1. Es la localización clase 1 donde el factor de diseño del ducto es mayor a 0.72, pero menor a 0.80 y la cual será probada hidrostáticamente con un valor de presión de prueba igual a 1.25 veces la presión máxima de operación. (Ref. ASME B31.8, Capítulo IV, párrafo 840.2b.1a y 841.322.a.).



b) **Clase 1 División 2.** Es la de acuerdo al código localización clase 1 donde el factor de diseño del ducto es menor o igual a 0.72, y la cual será probada hidrostáticamente con un valor de presión de prueba igual a 1.10 veces la presión máxima de operación. (Ref. ASME B31.8, Capítulo IV, párrafo 840.2b.1b y 841.322.b.).

1.5.1.5.2. **Localización clase 2.** Es la que tiene más de 10 pero menos de 46 construcciones para ocupación humana en un área unitaria de terreno. Comprende áreas en la periferia de las ciudades, áreas industriales, ranchos. (Ref. ASME B31.8, Capítulo IV, párrafo 840.2.b.2.).

1.5.1.5.3. **Localización clase 3.** Es aquella área en donde se cumpla una de las siguientes condiciones:

- a) Cuando en un área unitaria existan 46 o más construcciones destinadas a ocupación humana o habitacional. (Ref. ASME B31.8, Capítulo IV, párrafo 840.2.b.3.).
- b) Cuando exista una o más construcciones a menos de 100 m del eje del ducto y se encuentra ocupada normalmente por 20 o más personas. (Ref. DOT, Parte 192, Subparte A, párrafo 192.5.d.2).
- c) Cuando exista un área al aire libre bien definida a menos de 100 m del eje del ducto y ésta sea ocupada por 20 o más personas durante su uso normal, como sería un campo deportivo, un parque de juegos, un teatro al aire libre u otro lugar público de reunión. (Ref. DOT, Parte 192, Subparte A, párrafo 192.5.d.2.).
- d) Cuando el ducto pase a 100 m o menos de áreas destinadas a fraccionamientos o casas comerciales, aún cuando en el momento de construirse el ducto solamente existan edificaciones en la décima parte de los lotes adyacentes al trazo.
- e) Cuando el ducto se localice en sitios donde a 100 m o menos haya un tránsito intenso u otras instalaciones subterráneas. Considerándose como tránsito



intenso un camino o carretera pavimentada con un flujo de 200 o más vehículos en una hora pico de aforo.

**1.5.1.5.4. Localización clase 4.** Es aquella área unitaria donde prevalecen edificios de 4 o más niveles donde el tráfico sea pesado, o denso, considerando como tráfico intenso un camino o carretera pavimentada con un flujo de 200 o más vehículos en una hora pico de aforo; o bien, existan numerosas instalaciones subterráneas. (Ref. **ASME B31.8, Capítulo IV, párrafo 840.2.b.4**).

**1.5.1.5.5.** Cuando exista un agrupamiento o conjunto de construcciones destinadas a fines de ocupación humana o unidades habitacionales, que por su número pertenezca a una clase de localización definida de acuerdo con los párrafos del 1.5.1.6 al 1.5.1.6.4 los límites de localizaciones podrán ampliarse de la manera siguiente:

- a) Una localización clase 4, 3 y 2, se ampliará hasta 200 m, siguiendo el eje de la tubería y costados a partir de los límites del área unitaria. (Ref. **DOT, Parte 192, Subparte A, párrafo 192.5.f.**)
- b) Las localizaciones clase 1, 2 y 3, en que se encuentre una construcción donde haya gran concentración de personas, como sucede en escuelas, hospitales, iglesias, salas de espectáculos, cuarteles, etc., se debe considerar la clase siguiente, en orden ascendente, y ampliarse hasta 200 m en ambos sentidos del ducto contados a partir de los límites del área unitaria. (Ref. **ASME B31.8, Capítulo IV, párrafo 840.3.b.**)
- c) Debe tomarse un margen de 200 m en ambas direcciones del ducto al determinarse los límites de un área clasificada, excepto cuando existan barreras físicas o factores de otra índole que limiten la expansión futura de las áreas pobladas, en cuyo caso los márgenes del área clasificada que debe ampliarse y quedará delimitada por dichas barreras, sin exceder la distancia marcada.

**1.5.1.5.6.** Consideraciones adicionales para determinar el factor de diseño "F".



1.5.1.5.6.1. En los ductos que transportan gas en localizaciones clase 1, debe emplearse un factor de **0.60** en el diseño de tuberías cuando se presenten los siguientes casos:

- a) El derecho de vía cruce en camino no pavimentado, sin camisa de protección.
- b) Invada y corra paralelamente al derecho de vía un camino pavimentado, una carretera, una calle o una vía de ferrocarril.
- c) Esté soportada por un puente, ya sea éste para vehículos, peatones, ferrocarril o para tuberías.
- d) Construcción de ensambles.

1.5.1.5.6.2. Cuando se construyan ensambles como son accesorios para separadores, ensambles de válvula para línea principal, conexiones en cruz, cabezales de cruces de ríos, etc., que se van a instalar en áreas definidas como localización clase 1, se requiere un factor de diseño de **0.6** en toda el área de ensamble y hasta en una distancia igual al que resulte menor entre **5** veces el diámetro del tubo y **305 cm (10 pies)**, más allá del último accesorio.

1.5.1.5.6.3. Las piezas de transición en los extremos de ensambles y en los codos que se instalan en vez de tubos doblados, no se consideran accesorios (**Ref. ASME B31.8, Capítulo IV, Párrafo 841.121.**).

1.5.1.5.6.4. Para ductos que transportan gas en localizaciones clase 2, debe usarse un factor de construcción de **0.50** en la fórmula de diseño.

1.5.1.5.6.5. En localizaciones clase 1 y 2, debe usarse un factor de construcción de **0.50** en las estaciones de compresión, regulación y medición.

#### 1.5.1.6. INSPECCION Y PRUEBA DE MATERIALES.

1.5.1.6.1. Prueba No. 1: Inspección visual.

1.5.1.6.1.1. Cada uno de los tramos de tubería y accesorios antes y durante la construcción deberán inspeccionarse visualmente para asegurar que se encuentren limpios y libres de defectos o daños mecánicos originados



durante su embarque, manejo, instalación anterior, etc., bajo el criterio siguiente:

- a) La inspección deberá como mínimo incluir la superficie interior y exterior, biseles, soldaduras, recubrimiento anticorrosivo o de lastre de concreto, rectitud, ovalamiento, alineación, etc. (**Ref. ASME B31.4, Capítulo VI, Párrafo 436.5.1, Capítulo V Párrafos 434.5 y 434.8.7**).
- b) Se consideran como defectos aquellas anomalías que disminuyan la resistencia o hermeticidad de la pieza inspeccionada, tales como pandeo, aplastamiento, picadura, grieta, deformación, quemadura, laminación, socavado, abolladura, junta longitudinal deficiente, etc. Y que no cumpla las limitaciones indicadas en (**ASME B31.4, Capítulo VII, Párrafo 451.6.2**).
- c) Los defectos deberán eliminarse totalmente para considerar que la pieza se encuentra en buenas condiciones mecánicas en base a los códigos que apliquen de la (**tabla 1.4**) de esta norma.

#### 1.5.1.6.2. Prueba No. 2: Determinación del espesor.

1.5.1.6.2.1. En tubos usados o nuevos cuyo espesor no sea uniforme, deberá medirse en cada pieza el espesor de pared mediante un instrumento ultrasónico, tomando lecturas en medición horaria a las **12, 3, 6 y 9** horas de la circunferencia a **5 cm** de cada extremo del tubo, previamente efectuada la limpieza de las superficies.

1.5.1.6.2.2. En tubos nuevos cuyo espesor sea uniforme, debe medirse en la misma forma que se establece en punto anterior y en por lo menos **5%** del lote, pero no menos de **10** tubos, los tramos restantes del lote deben medirse con un calibrador mecánico en posición fija en un extremo del tubo en cuatro puntos. (**Ref. ASME B31.4, Capítulo VI, Párrafo 437.6.3**).

1.5.1.6.2.3. Debe considerarse como espesor nominal del lote probado, al espesor nominal inmediato inferior al calculado como promedio aritmético de



todas las mediciones. El espesor calculado como promedio aritmético no debe exceder de **14%** del mínimo encontrado, en el caso de diámetros menores a **50.8 cm (20 pulg)** o en **11%** del mínimo encontrado en diámetros iguales o mayores de **50.8 cm (20 pulg)**. (Ref. ASME B31.4, Capítulo VI, Párrafo 437.6.3).

1.5.1.6.2.4. El espesor nominal determinado debe ser mayor o igual al espesor mínimo requerido en el párrafo 1.5.1.2.9.1. de este capítulo.

**TABLA 1.1 Factor de diseño "F" por clase de localización.**

Clase de localización	Factor de diseño
1, DIVISION 1	0.80
1, DIVISION 2	0.72
2	0.60
3	0.50
4	0.40

NOTA: La clase de localización debe determinarse de acuerdo con los párrafos 1.5.1.5 – 1.5.1.5.6. de esta norma.

**TABLA 1.2 Factor de eficiencia de junta soldada longitudinal "E".**

Número de especificación	Clase de tubería	Factor "E"
ASTM A53	Sin costura	1.00
	Soldado por resistencia eléctrica	1.00
	Soldado a tope en horno-soldadura continua	0.60
ASTM A106	Sin costura	1.00
ASTM A134	Soldado por fusión de arco eléctrico	0.80
ASTM A135	Soldado por resistencia eléctrica	1.00
ASTM A139	Soldadura por fusión eléctrica	0.80
ASTM A211	Tubo de acero soldado en espiral	0.80
ASTM A333	Sin costura	1.00
	Soldado por resistencia eléctrica	1.00
	Soldado por arco sumergido doble	1.00
ASTM A381	Soldado por fusión eléctrica	
ASTM A671	Clases 13, 23, 33, 43, 53	0.80
	Clases 12, 22, 32, 42, 52	1.00
ASTM A672	Soldado por fusión eléctrica	
	Clases 13, 23, 33, 43, 53	0.80
	Clases 12, 22, 32, 42, 52	1.00
API 5L*	Sin costura	1.00
	Soldado por resistencia eléctrica	1.00
	Soldado por centelleo (Flash)	1.00
	Soldado por arco sumergido	1.00
	Soldado a tope en horno	0.60

\* Esta especificación cubre también las API 5LX, 5LS, 5LV





**TABLA 1.3 Factor de diseño "T" por temperatura.**

Temperatura		Factor de diseño
°C	°F	"T"
121 o menos	250 o menos	1.000
149	300	0.967
177	350	0.933
204	400	0.900
232	450	0.867

NOTA: Para temperaturas intermedias debe interpolarse para estimar el factor.

**TABLA 1.4 Resistencia mínima especificada a la Cedencia para tubería de acero comúnmente utilizada en sistemas de ductos.**

Especificación	Grado	Tipo(t)	RMEC(lb/pulg <sup>2</sup> )
API 5L	A25	BW, ERW, S	25 000
API 5L	A	ERW, S, DSA	30 000
API 5L	B	ERW, S, DSA	35 000
API 5L	X42	ERW, S, DSA	42 000
API 5L	X46	ERW, S, DSA	46 000
API 5L	X52	ERW, S, DSA	52 000
API 5L	X56	ERW, S, DSA	56 000
API 5L	X60	ERW, S, DSA	60 000
API 5L	X65	ERW, S, DSA	65 000
API 5L	X70	ERW, S, DSA	70 000
API 5L	X80	ERW, S, DSA	80 000
API 5L	X80	ERW, S, DSA	80 000
ASTM A 53	Tipo F	BW	25 000
ASTM A 53	A	ERW, S	30 000
ASTM A 53	B	ERW, S	35 000
ASTM A 106	A	S	30 000
ASTM A 106	B	S	35 000
ASTM A 106	C	S	40 000
ASTM A 135	A	ERW	30 000
ASTM A 135	B	ERW	35 000
ASTM A 139	A	EFW	30 000
ASTM A 139	B	EFW	35 000
ASTM A 139	C	EFW	42 000
ASTM A 139	E	EFW	46 000
ASTM A 139	D	EFW	52 000
ASTM A 333	1	S, ERW	30 000
ASTM A 333	3	S, ERW	35 000
ASTM A 333	4	S	35 000
ASTM A 333	6	S, ERW	35 000
ASTM A 333	7	S, ERW	35 000
ASTM A 333	8	S, ERW	75 000
ASTM A 333	9	S, ERW	46 000
ASTM A 381	Clase Y-35	DSA	35 000
ASTM A 381	Clase Y-42	DSA	42 000
ASTM A 381	Clase Y-46	DSA	46 000
ASTM A 381	Clase Y-48	DSA	48 000
ASTM A 381	Clase Y-50	DSA	50 000
ASTM A 381	Clase Y-52	DSA	52 000
ASTM A 381	Clase Y-56	DSA	56 000
ASTM A 381	Clase Y-60	DSA	60 000
ASTM A 381	Clase Y-65	DSA	65 000



NOTA:

(1) ABREVIATURAS: **BW** – Soldado a tope en horno; **ERW** – Soldado por resistencia eléctrica; **S** – Sin costura; **FW** – Soldado por centelleo (Flash); **EFW** – Soldado por fusión eléctrica; **DSA** – Soldado por arco sumergible doble.

**TABLA 1.5 Espesor mínimo nominal de pared para tubo de acero (pulgadas).**

Diámetro Nominal (pulg)	Diámetro Exterior (pulg)	Tubo de Extremo Plano	Tubo de Extremo Roscado	Estaciones de Compresión	
1/8	0.405	0.035	0.068	0.95	E
1/4	0.540	0.037	0.088	0.119	X
3/8	0.675	0.041	0.091	0.126	T O
1/2	0.840	0.046	0.109	0.147	R
3/4	1.050	0.048	0.113	0.154	E R
1	1.315	0.053	0.133	0.179	M O S C A D O S
1 1/4	1.660	0.061	0.140	0.191	S
1 1/2	1.900	0.065	0.145	0.200	P
2	2.375	0.075	0.154	0.218	L A N O S
2 1/2	2.875	0.083	0.203	0.203	O
3	3.500	0.083	0.216	0.216	S
3 1/2	4.000	0.083	0.226	0.226	
4	4.500	0.083	0.237	0.237	
5	5.563	0.083	0.258	0.258	
6	6.625	0.083	0.280	0.280	E
8	8.625	0.125	0.322	0.322	X T
10	10.750	0.156	0.365	0.365	R E M O S
12	12.750	0.172		0.250	S O L A M E N T E
14	14.0	0.188		0.250	
16	16.0	0.188		0.250	
18	18.0	0.188		0.250	
20	20.0	0.219		0.312	
24,26,28,30	24,26,28,30	0.250		0.500	P L A N O S
32,34,36					
38,40	32,34,36	0.312		0.500	
42,44,46,48	38,40	0.344		0.500	
52,56	42,44,46,48	0.438		0.562	
60,64	52,56	0.500		0.625	
	60,64				

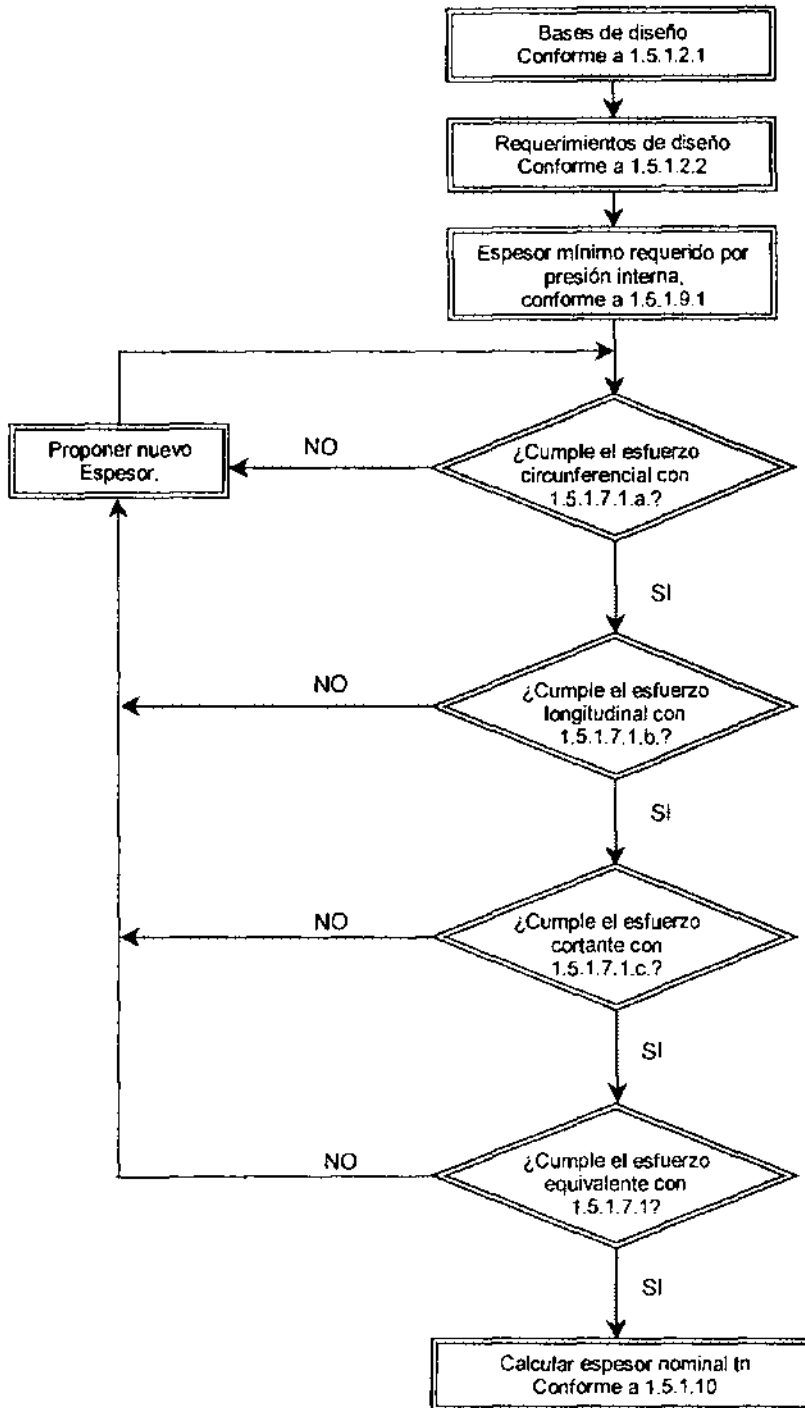


Fig. 1.1 Proceso de diseño para ductos que transportan hidrocarburos gaseosos.



**TABLA 1.6 Tolerancia en el espesor de pared por fabricación.**

DIAMETRO EXTERIOR (PULG) Y PROCESO	PORCENTAJE DE TOLERANCIA	
	GRADO A, B, A 23	DE X42 HASTA X70
2.875 y menores con y sin costura	+ 20.0 - 12.5	+ 15.0 - 12.5
3.50 con o sin costura	+ 18.0 12.5	+ 15.0 - 12.5
4.00 a 18.0 con o sin costura	+ 15.0 - 12.5	+ 15.0 - 12.5
20.0 y mayores con costura	+ 17.5 - 10.0	+ 19.5 - 8.0
20.0 y mayores sin costura	+ 15.0 - 12.5	+ 17.5 - 10.0

**TABLA 1.7 Lista de números y temas de los estándares y especificaciones para los materiales utilizados en tuberías de transporte.**

ASTM	API	ASME
A53	5L	
A105	6A	
A106	6D	
A134	1104	
A135	RPSL1	
A139	RPSL5	
A193	RPSL6	
A194		B2.1
A307		B16.5
A320		B16.9
A333		B.16.11
A354		B.16.20
A381		B16.34
A449		B18.2.1
A559		B18.2.2
A671	MSS SP75	
A672	MSS SP44	



**TABLA 1.8 Espaciamiento máximo entre válvulas de seccionamiento.**

Clase de localización	Espaciamiento máximo (km)
1	32
2	24
3	16
4	8

## **1.6 ANALISIS DE RIESGOS EN DUCTOS (CRITERIOS PARA LA DELIMITACION DE ZONAS DE SEGURIDAD EN DUCTOS).**

Este tipo de instalaciones presentan ciertas características especiales, debido a la extensión del área geográfica por donde pasan. La delimitación de zonas de seguridad para este tipo de instalaciones, tiene como objetivo fundamental la protección de la integridad de los ductos frente al riesgo de daños mecánicos producidos por agentes externos.

Los riesgos impuestos por las propias instalaciones sobre el entorno circundante, dependen fundamentalmente del tipo de fluido, condiciones de operación e inventario de los ductos.

Mediante la aplicación de adecuados estándares y procedimientos en el diseño, construcción, instalación, operación y mantenimiento de los ductos, es posible disminuir el riesgo de falla en estas instalaciones.

Sin embargo, la posibilidad de roturas causadas por agentes externos debe tenerse presente, por cuanto estadísticamente es un evento cuya probabilidad no puede ser ignorada.

Los criterios que se establecerán a continuación, permitirán reducir notablemente el riesgo en los ductos:

- a) En general, los ductos deberán enterrarse en todo su recorrido, a una profundidad mínima de 0.90 m (3 pies), medidos desde el nivel del terreno hasta la parte superior del ducto. En terrenos rocosos la profundidad de enterramiento podrá reducirse a 0.60 m (2 pies).
- b) La separación mínima entre ductos dentro de una misma trinchera, no será inferior a 0.30 m (1 pie).



- c) Paralelamente y a todo lo largo del tendido de ductos, se delimitará una franja de terreno (zona de seguridad) no inferior a 6 m (20 pies), medidos a ambos lados de los bordes del ducto más externo.
- d) Los ductos deberán protegerse con camisas metálicas o de concreto cuando atraviesen carreteras o vías por las que pueden circular vehículos.
- e) En áreas remotas en donde no resulte factible el asentamiento poblacional, los ductos podrán instalarse sobre la superficie del terreno. En este caso se delimitará una zona de seguridad de 15 m (30 pies), seguida inmediatamente por otra zona de protección de 15 m (30 pies) a ambos lados de la zona de seguridad.
- f) En la zona de seguridad se impedirá la realización de todo tipo de actividad por parte de terceros, así como cualquier asentamiento ocupacional. Se limitará al mínimo imprescindible los pasos o vías sobre los ductos y en cualquier caso, se tendrá en cuenta lo mencionado en el inciso "b".
- g) En la zona de protección se limitará la realización de actividades de terceros a aquellas que no representen riesgo de daños a los ductos (pastoreo, actividades agrícolas sin maquinaria pesada y otras que se autoricen expresamente).
- h) Para asegurar lo previsto en los puntos "b" y "e", se instalarán avisos y señales en número suficiente para indicar la presencia de los ductos, así como la prohibición de actividades a personas no autorizadas. Cuando se considere necesario, se instalarán obstáculos físicos (cercas o equivalentes).



# **CAPITULO 2**

## **ANALISIS DE RIESGOS**



## ANÁLISIS DE RIESGOS

### 2.1 ANÁLISIS DE RIESGOS.<sup>7, 9, 10, 14</sup>

El concepto de análisis y evaluación de riesgos se define como el proceso por el cual se realiza una valoración de los factores de riesgo que inciden en una determinada actividad. El primer paso que se ha de seguir consiste en la identificación de los posibles riesgos que puedan materializarse como consecuencia del desarrollo de una actividad. Posteriormente se tiene como objetivo, una vez definidos los riesgos, la determinación y cálculo de los criterios que, con posterioridad, nos facilitarán la evaluación del riesgo. Como procedimiento a seguir se identificarán las variables específicas y se analizarán los factores obtenidos. Los criterios de análisis del riesgo son: función, sustitución, profundidad, extensión, agresión y vulnerabilidad.

### 2.2 DEFINICIONES.

- **Peligro:** Es el potencial con el cual se crea una consecuencia adversa indeseable y que cree adversos impactos en personas, el ambiente y a la propiedad. Esto representa una incalculable pérdida potencial y puede comprender una condición, una situación, o un escenario con un potencial de crear consecuencias indeseables.
- **Riesgo:** El riesgo puede ser considerado como la probabilidad de un efecto adverso, o una evaluación de amenaza a personas, al ambiente o la propiedad, esperado de alguna situación peligrosa. Esto es una medida de la probabilidad y severidad de consecuencias adversas de exposición a receptores potenciales esperando que el sistema falle; esto puede ser simplemente representado por la medición de la frecuencia de un evento. El riesgo representa la evaluación de la pérdida de potencial, entre la estimación por la expectación matemática de las consecuencias de que ocurra un evento adverso (definido por el producto de los dos componentes de la probabilidad de ocurrencia [P] y la severidad de consecuencia de ocurrencia [S]).

$$\text{RIESGO} = P \times S \quad (2.1)$$

De hecho, el riesgo depende del grado de peligrosidad, así como en la cantidad de salvaguardas o medidas preventivas contra efectos adversos; consecuentemente, el riesgo puede ser definido por la siguiente relación conceptual:





$$\text{RIESGO} = \frac{\text{PELIGRO}}{\text{MEDIDA PREVENTIVA}} \quad (2.2)$$

o **RIESGO = f(PELIGRO, EXPOSICION, SALVAGUARDAS)**

donde "Medida Preventiva" o "Salvuardas", son consideradas como una función de la exposición o más bien inversamente proporcional al grado de exposición.

- **Consecuencia:** Está definida como el resultado más probable de un accidente debido al peligro que está bajo consideración, incluyendo lesiones al personal y daños a la propiedad. Las ponderaciones numéricas están asignadas para las consecuencias o efectos más probables del accidente, desde 100 puntos para una catástrofe hasta 1 punto para una cortadura o contusión menor.
- **Administración de Riesgos:** Es un proceso general, bajo el cual la gerencia decide que acciones tomar para controlar o reducir el riesgo esperado o existente. Involucra la administración sistemática de políticas de administración, procedimientos, recursos y prácticas de las tareas de elaboración, análisis y control de riesgos. Su meta es: proteger a los empleados, población, ambiente y activos de las compañías.
- **Análisis:** Distinción y separación de las partes de un todo hasta llegar a conocer sus principios o elementos.

### 2.3 EVALUACION DEL RIESGO.

Cuantifica el riesgo previamente definido y analizado. Esta evaluación consta de tres aspectos con sus correspondientes cálculos:

- Cálculo del Carácter del Riesgo.
- Cálculo de la Probabilidad.
- Cuantificación del Riesgo considerado.

### 2.4 CALCULO DE LA CLASE DE RIESGO.

Clasifica el riesgo en función del valor obtenido en la evaluación del mismo, a través de una escala de graduación que comprende: muy reducido, reducido, normal, elevado y muy elevado.

El desarrollo y la aplicación de técnicas de análisis de riesgos cada vez mas avanzadas, han permitido ir reduciendo los riesgos industriales a niveles mínimos. No obstante lo anterior, y



a pesar de la aplicación de estas técnicas, la probabilidad de que ocurra un accidente, el riesgo, no se puede reducir a cero. (o dicho de otra forma: No se puede reducir el riesgo a cero, manteniendo los procesos y costos de producción dentro de un rango de competitividad). Por lo tanto, e independientemente del nivel de riesgo que se defina como aceptable, existirá una posibilidad (mayor que cero), que se produzca una falla o una desviación con consecuencias potencialmente graves.

Las consecuencias de un accidente para las personas, el medio ambiente, las instalaciones y los procesos productivos, pueden ser muy distintas dependiendo de cómo se enfrente la emergencia. Los análisis históricos de grandes accidentes industriales muestran que la falta de la existencia de Planes de Emergencia o los defectos de los mismos son las causas principales de las consecuencias gravísimas que estos accidentes tuvieron sobre la población y el medio ambiente.

Por lo tanto, el propósito de la existencia de un Plan de Emergencia es el de contar con una herramienta eficiente que pueda ser aplicada durante una emergencia con el fin de reducir al mínimo los alcances y el impacto que el accidente que desencadena la emergencia pueda tener sobre los trabajadores, la población, el medio ambiente, las instalaciones y los procesos productivos.

Los alcances de un Plan de Emergencia pueden incluir los siguientes tipos de accidentes: inflamaciones, incendios o explosiones producto de alguna desviación en el proceso, falla en los equipos o falla humana. Derrame de sustancias, desprendimiento de nubes de gases o derrames al mar producto de desviaciones en el proceso, falla de los equipos o falla humana.

Los desastres naturales deben ser analizados en forma separada ya que el tratamiento de los mismos se debe hacer tomando en cuenta que, dada la característica de estos fenómenos, no es posible tomar medidas para reducir su ocurrencia, a diferencia de lo que ocurre con los accidentes indicados precedentemente, en donde, por el solo hecho de analizar su probable ocurrencia y bajo que potenciales circunstancias pueden desencadenarse, se permite la adopción de medidas preventivas. Se debe tomar además en cuenta el hecho que un desastre natural abarcará por lo general áreas geográficas mucho



mayores a las que ocupan las instalaciones de un empresa y por lo tanto se verán involucrados mucho recursos externos que de otra forma podrían estar disponibles para asistir a una emergencia local al interior de la planta.

Los elementos que dan origen a los riesgos presentes en una industria son, en términos generales, los siguientes:

- Materias Primas.
- Proceso.
- Productos Terminados.
- Recursos Humanos.
- Medio Ambiente.

La interrelación de estos elementos, a través de la tecnología utilizada, es lo que da por resultado la existencia de riesgos reales y potenciales, siendo su magnitud función de las características particulares de los elementos mencionados.

El análisis de riesgos puede realizarse a través del "sentido común", pero la complejidad de la tecnología moderna ha hecho que el proceso de análisis sea también complejo. Por ello ha sido necesario desarrollar y establecer metodologías sistemáticas de alta confiabilidad, para realizar los diagnósticos de seguridad de los procesos industriales.

#### EVOLUCION.

El diagnóstico de seguridad a una planta de procesos involucra responder una serie de preguntas:

¿Existen riesgos reales y potenciales?

Si es así,

¿Cuáles son?

¿De qué magnitud son?

¿Son aceptables?

Si no es así,

¿Cómo se pueden eliminar o reducir?

Las respuestas pueden obtenerse a través del análisis de riesgos. Este proceso requiere de cubrir las siguientes etapas generales:



1ª. Etapa: Conocer a detalle las características de los procesos, los materiales utilizados y su entorno para la identificación primaria de la existencia de posibles riesgos reales y potenciales.

2ª. Etapa: Identificar los riesgos específicos existentes.

3ª. Etapa: Evaluar la magnitud del evento y cuantificar sus consecuencias posibles, y si fuese necesario, evaluar la probabilidad de ocurrencia.

4ª. Etapa: Establecer las medidas preventivas necesarias para la eliminación o reducción del riesgo hasta el grado de aceptación del mismo.

Las técnicas específicas a aplicar en cada una de las etapas, dependerá de cada caso en particular y del grado de profundidad requerido.

En todo diagnóstico es indispensable seguir la secuencia de las etapas ya mencionadas para optimizar los resultados del diagnóstico.

#### HISTORIA DE LOS ANALISIS DE RIESGOS.

1. Investigación de accidentes. (causas básicas – medidas)
2. Códigos y Estándares. (listas de verificación)
3. Qué pasa sí? (grupos multidisciplinarios – experiencia)
4. Análisis de falla y efecto. (qué pasa sí? formalizado)
5. Arbol de fallas. (identifica y pondera probabilidades)
6. HAZOP. (análisis de peligros y operabilidad)
7. Indices, TNT, modelos de dispersión, etc.

#### 2.5 EVALUACION MATEMATICA DE RIESGOS

Los recursos que pueden ayudar para el control de riesgos son:

Un método para "Calcular el Riesgo" generado por cualquier peligro y así determinar la seriedad relativa de cada peligro. Con el que también se determina, cómo se asignará el esfuerzo para su manejo (medidas preventivas).

Un método para determinar si el costo estimado de la acción correctiva considerada para aliviar el riesgo, se justifica.

Para ayudar a cubrir estas necesidades, se ha elaborado un método sencillo que mide los factores de control y calcula el riesgo de una situación peligrosa, teniéndose para ello, una



primera fórmula con la que se obtiene una **"Magnitud del Riesgo"**, la cual nos indica la urgencia o prioridad a tomar en el control o eliminación de las situaciones de peligro. La **"Magnitud del Riesgo"** establece automáticamente prioridades para el esfuerzo correctivo. Una fórmula adicional nos proporciona el costo estimado y la efectividad de cualquier acción correctiva contemplada contra la magnitud del riesgo y proporciona una determinación en cuanto así el costo se justifica (costo - beneficio).

Las actividades normales o de rutina de seguridad industrial, tales como las inspecciones e investigaciones producen o revelan usualmente numerosas situaciones de peligro, las cuales no pueden ser corregidas por limitaciones de tiempo, facilidades de mantenimiento o por falta de dinero. El administrador de la seguridad debe decidir entonces cuales problemas atacar primero. Una gran ayuda en la toma de decisiones sería un método para establecer prioridades para todas las situaciones de peligro, basado en el riesgo relativo causado por cada peligro. Mediante el sistema de prioridades, el personal administrador o responsable de la evaluación puede asignar su tiempo y esfuerzo, así como solicitar la asignación de fondos para la corrección de situaciones varias en proporción a los grados o magnitudes actuales de riesgo involucrados. Dicho sistema de prioridades se creó mediante el uso de una simple fórmula para **"Calcular el Riesgo"** en cada situación de peligro y de este modo llegar a una magnitud del riesgo, la cual indica la urgencia de la atención correctiva.

El otro problema está relacionado estrechamente con lo económico. Cuando la seguridad avanza con una solución propuesta para la reducción de un riesgo, puede ser necesario para convencer a la alta dirección, que el costo de la acción correctiva esté justificado, mediante un análisis de Costo – Beneficio.

#### FORMULA DE LA **"MAGNITUD DEL RIESGO"**.

La evaluación numérica está determinada mediante la consideración de los tres factores siguientes: Las **CONSECUENCIAS O EFECTOS** de un posible accidente debido a un peligro, la **EXPOSICION** a la causa básica y a la **PROBABILIDAD** de que la secuencia y consecuencia de evento ocurran.

La fórmula de **"Magnitud del Riesgo"** ( $R$ ), es como sigue:



**MAGNITUD DE RIEGO = PROBABILIDAD x EXPOSICION x CONSECUENCIA**

$$R = P \times E \times C \quad (2.3)$$

En el uso de la fórmula, los valores numéricos o pesos asignados a cada factor se basan en el juicio y la experiencia del personal que está efectuando la evaluación. A continuación se proporcionan las definiciones detalladas de los elementos de esta fórmula.

- **PROBABILIDAD.** Se define como la verosimilitud de que una vez que ocurra el evento peligroso, la secuencia-accidente completa del evento, seguirá con la medida de tiempo y coincidencia para resultar en un accidente y sus consecuencias. La puntuación proporcionada va de 10 puntos si la secuencia - accidente completa es más probable y esperada, llegando hasta un valor de 0.1 para una posibilidad de "Una en un millón" o prácticamente imposible.
- **EXPOSICION.** Está definida como la frecuencia de ocurrencia del evento peligroso, siendo ésta el primer evento indeseable que puede desencadenar la secuencia del accidente. La frecuencia a la cual el evento peligroso está clasificada con 10 puntos para situaciones continuas hasta 0.5 para situaciones extremadamente remotas.

ROBABILIDAD LA SECUENCIA DEL ACCIDENTE, INCLUYENDO SUS CONSECUENCIAS		
TIPO	EVENTO	PUNTAJE
A	Es el resultado más probable y esperado si el evento peligroso tiene lugar.	10
B	Es muy posible, no siendo raro tener una probabilidad incluso 50/50.	6
C	Sería una secuencia o coincidencia rara o poco usual pero posible.	3
D	Sería una coincidencia remotamente posible o muy poco usual ("ha ocurrido en alguna parte").	1
E	Muy remota pero concebiblemente posible. Nunca ha sucedido, después de muchos años de exposición.	0.5
F	Coincidencia o secuencia prácticamente imposible, una posibilidad de "un millón".	0.1

**TABLA 2.1 Probabilidad de la ocurrencia de un accidente.**

EXPOSICION EL EVENTO PELIGROSO OCURRE		
TIPO	EVENTO	PUNTAJE
A	CONTINUAMENTE (o varias veces al día)	10
B	FRECUENTEMENTE (aproximadamente una vez al día)	6
C	OCASIONALMENTE (desde una vez por semana hasta una vez por mes)	3
D	USUALMENTE (desde una vez por mes hasta una vez por año)	2
E	RARAMENTE (se sabe que ha ocurrido)	1
F	MUY RARAMENTE (no se sabe si ha ocurrido pero se considera remotamente posible)	0.5

**TABLA 2.2 Exposición del peligro.**



CONSECUENCIAS		
TIPO	EVENTO	PUNTAJE
A	CATASTROFE: numerosas defunciones o daños mayores a \$500,000.00 Dlls, interrupción o paro mayor, cierre de la planta.	100
B	DESASTRE: desgracias o daños severos entre: \$100,000.00 Dlls. y \$500,000.00 Dlls.	50
C	MUY SERIAS: desgracia o muerte, daños desde: \$20,000.00 Dlls. hasta \$500,000.00 Dlls.	25
D	SERIAS: lesiones extremadamente serias (amputaciones, quemaduras, incapacidad permanente) daños entre: \$5,000.00 Dlls. y \$20,000.00 Dlls.	15
E	IMPORTANTES: lesiones incapacitantes o daños mayores a \$1,000.00 Dlls.	5
F	NOTABLES: lesiones menores o daños hasta de \$1,000.00 Dlls.	1

**TABLA 2.3 Consecuencias.**

DETERMINACION DEL GRADO DE RIESGO	
°R	CLASIFICACION
Más de 400	RIESGO MUY ALTO. Requiere corrección inmediata. La actividad debe ser parada o descontinuada hasta que el riesgo sea eliminado o reducido.
200 a 400	RIESGO ALTO. Requiere corrección inmediata.
70 a 200	RIESGO SUSTANCIAL. Requiere atención tan pronto como sea posible.
Menos de 70	RIESGO POSIBLE. Requiere corrección sin diferir, aunque la situación no es una emergencia.

**TABLA 2.4 Determinación del grado de riesgo.**

## 2.6 METODOS DE EVALUACION DE RIESGOS.

### 2.6.1. IDENTIFICACION DE RIESGOS

El primer paso para la evaluación de riesgos y el control de procesos, es la identificación de riesgos. Se comienza con la recolección de datos que definen el procedimiento del sistema, aunque también suele usarse el análisis de causa y efecto. Muchas técnicas formales pueden ser desarrolladas para el análisis sistemático de sistemas complejos. Algunos métodos se utilizan con más frecuencia (HAZOP y HAZAN), y algunos métodos especializados como el análisis del error humano que será discutido más adelante.

### 2.6.2. RECOPIACION DE DATOS.

En primer lugar, para la identificación de riesgos y el análisis de procedimientos, se recolectarán datos precisos acerca de sustancias presentes, el proceso y equipo, y distribución topográfica, meteorológica y demográfica de los alrededores del sistema a estudiar. Un inventario completo de sustancias presentes, incluyendo materia prima, aditivos, catalizadores, productos y residuos. El inventario debe especificar: cantidad, localización, uso, etiquetado y tipo de almacenamiento.

Para la planta y equipo de proceso, se debe contar con Diagramas de Proceso, Diagramas de tuberías e Instrumentación (DTI's), actualizados. Se puede mencionar junto con los



DTI's, la edad de la planta y modificaciones, detalles de ingeniería, ya que pueden servir como datos. Aparte de los DTI's con mayor precisión, la edad y condiciones del equipo, el estado de mantenimiento, y los procedimientos de operación del proceso, son puestos en práctica. Nos podemos preguntar: Qué debemos saber acerca del grado de corrosión de los ductos y recipientes?, Las válvulas de bloqueo en el límite de batería operan satisfactoriamente?, Pueden las válvulas de seguridad ser probadas antes de entrar en operación, y el disco de ruptura está instalado correctamente?, Trabajan los sensores remotos?.

En la predicción de consecuencias de una fuga, es necesario considerar hacia donde sopla el viento, y donde está ubicada la gente. En los modelos de dispersión simple, realizan en el peor de los casos, una suposición y necesitan datos pequeños, mientras que los modelos complejos requieren una parte de esos datos. Los datos demográficos, rutas de transportación y localización de hospitales y estaciones contra incendio, deben de ser planeados cuidadosamente.

### **2.6.3. INDICES DE RIESGO.**

Un inventario completo, puede enlistar pocas sustancias que a su vez puedan ser potencial causa de incidentes catastróficos y algunos que no lo sean. El primer paso para hacer dicho inventario, es desarrollar escenarios de eventos superiores a la lista de potenciales de riesgo. Los Indices de riesgos severos, pueden ser desarrollados por este propósito. El índice de vapor peligroso (VHI), es basado en la concentración de vapor saturado dividido por el TLV. Algunas veces, los TLVs están basados en la variación de puntos finales, mejor dicho en la gran concentración de toxicidad que se obtiene de una fuga. El índice de sustancias peligrosas (SHI), basado en la presión de vapor de las sustancias, esto es: concentraciones grandes de toxicidad (ATC).

### **2.6.4. INDICE DOW Y MOND.**

Proporcionan un método directo y relativamente simple de estimar el riesgo global asociado con una unidad de proceso, así como de jerarquizar las unidades en cuanto a su nivel de riesgo. No son por lo tanto, sistemas que se utilicen para señalar riesgos individuales, sino





que proporcionan un valor numérico que permite identificar áreas en las que el riesgo potencial alcanza un nivel determinado.

El índice Dow de incendio y explosión, se utiliza ampliamente en la industria química, debido a que permite realizar una estimación algo más fácil de visualizar por el uso preferente de gráficas frente a ecuaciones logrando con esto, contabilizar riesgos intrínsecos del material, las cantidades manejadas, cantidades de operación y en la más reciente edición tiene en cuenta, si bien de manera marginal, aspectos de toxicidad, con la inclusión de una penalización específica.

#### METODOLOGIA.

1. Identificar en un Plano de Localización General, todas las "unidades de proceso" que puedan representar riesgos mayores.

Las unidades de proceso que pueden considerarse riesgosas son: tanques de almacenamiento, compresores, intercambiadores de calor, bombas, reactores, etc.

2. El siguiente paso es la determinación del factor material (MF) de cada uno de los equipos. El factor material es un número comprendido entre 1 y 40, que se asigna a la sustancia que se procesa en la unidad, de acuerdo con el potencial intrínseco de esta etapa para liberar energía en un incendio o en una explosión.

3. La siguiente etapa consiste en la determinación de los factores de riesgo concurrentes; los cuales pueden ser de dos tipos:

a) Riesgos Generales (**F1**), como la presencia de reacciones exotérmicas o la realización de operaciones de carga y descarga.

b) Riesgos Específicos del Proceso (**F2**), como la operación cerca del intervalo de inflamabilidad o a presiones distintas de la atmosférica.

La contabilización de los factores de riesgo concurrentes en el proceso, se realiza asignando una penalización en cada uno de los apartados:

$$F1=1+\Sigma(\text{penalización por cada uno de los riesgos generales})$$

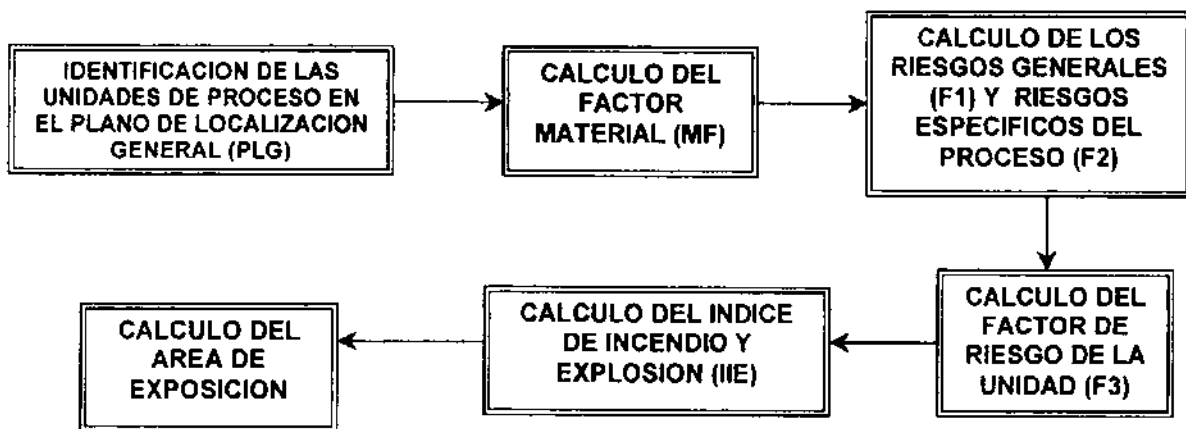
$$F2=1+\Sigma(\text{penalización por cada uno de los riesgos especiales})$$

En el formulario (Tabla 2.5) se muestra el cálculo del índice Dow de fuego y explosión.



- Una vez calculado el F1 y F2, se está en condiciones de obtener el factor de riesgo de la unidad (F3) como producto de las anteriores que generalmente están comprendidos entre 1 y 8 los cuales se utilizan para hallar el valor de índice de incendio y explosión (IIE).
- El siguiente paso es el cálculo del Area de Exposición; esta área es un círculo ideal dentro del cual estarán los equipos e instalaciones que pueden verse afectados por un incendio o por una explosión en la unidad de proceso que se evalúa.

Diagrama de flujo para el desarrollo de los índices Dow y Mond:





INDICE DE FUEGO Y EXPLOSION			
Planta:		Localización:	Fecha:
Unidad de Proceso:		Evaluado por:	Revisado por:
<b>PRODUCTOS Y PROCESOS</b>			
Productos en la unidad de proceso:			
Estado de operación		Productos base para el factor material	
( ) Arranque	( ) Parada	( ) Operación	
<b>FACTOR MATERIAL</b>			
<b>1.- RIESGOS GENERALES DE PROCESO</b>		<b>PENALIZACION</b>	<b>VALOR USADO</b>
Factor Base		1.00	1.00
A. Reacciones Químicas Exotérmicas (Factor 0.30 a 1.25)		1.25	
B. Procesos Endotérmicos (Factor 0.20 a 0.40)			
C. Manejo y conducción de productos (0.25 a 1.05)		0.85	
D. Unidades encerradas o cubiertas (0.25 a 0.90)		0.45	
E. Accesos		0.35	
F. Drenajes y control de derrames (0.25 a 0.50) 200 Gals.			
<b>FACTOR DE RIESGOS GENERALES DEL PROCESO (F1)</b>		<b>3.35</b>	
<b>2.- RIESGOS ESPECIALES DEL PROCESO</b>			
Factor Base		1.00	1.00
A. Material(es) Tóxico(s) (Factor 0.20 a 0.80)		0.40	
B. Presión Sub-atmosférica		0.50	
C. Operación cerca o dentro de límites de inflam. ( ) inertizado ( ) no inertizado			
1. Grupos de tanques de almacenamiento de liq. inflamables		0.50	
2. Problemas de proceso o fallas de purga		0.30	
3. Siempre en el intervalo de inflamabilidad		0.80	0.80
D. Explosión de polvo (Factor 0.25 a 2.00)			
E. Presión Pres. Oper. = 100 psig Pres. Aliv. = 125 psig			
F. Baja temperatura (Factor 0.20 a 0.30)			
G. Cantidad de producto inflamable o inestable Cant. $\Delta H_c =$			
1. Líquidos, gases y productos reactivos en proceso			1.60
2. Líquidos o gases es almacenamiento			
3. Sólidos combustibles en almác. Polvo en proceso			
H. Corrosión y Erosión (Factor 0.10 a 0.75)			
I. Fugas, juntas y cierres (Factor 0.10 a 1.50)			
J. Uso de calentadores con llama			
K. Sistema de aceite térmico			
L. Equipo rotativo		0.50	
<b>FACTOR DE RIESGOS ESPECIALES DE PROCESO (F2)</b>		<b>4.14</b>	
<b>FACTOR DE RIESGO DE LA UNIDAD (F1XF2=F3)</b>		<b>8.00</b>	<b>192</b>
<b>INDICE DE FUEGO Y EXPLOSION (F3XMF=F&amp;E)</b>			
<b>RADIO DE EXPOSICION</b>			

**TABLA 2.5** Formulario para el cálculo del índice Dow de fuego y explosión.



El radio del círculo ideal de exposición puede ser calculado de acuerdo a la expresión:

$$R(m)=0.256*IIE \quad (2.4)$$

En base a estos resultados, puede realizarse una primera estimación de las pérdidas materiales que puedan resultar de un accidente estableciendo una jerarquización de riesgo para las distintas unidades.

#### VENTAJAS.

Intenta cuantificar anticipadamente daños potenciales por incendio y explosión y permite tener una reducción de riesgos potenciales a una valoración económica que permite jerarquizar decisiones.

#### 2.6.5. ANALISIS DE PELIGRO Y OPERABILIDAD (HAZOP).

Un examen de HAZOP, es uno de los métodos comúnmente aceptados, para el análisis cualitativo de riesgos. Este método puede ser aplicado en general, para toda una planta de proceso, unidades de producción o piezas de equipo. Se debe de utilizar una base de datos de información sobre la planta y el proceso, los cuales estarán sustentados por ingenieros expertos en seguridad, ya que están más familiarizados con esta área. El resultado final, es algunas veces confiable en términos de ingeniería y expectativas operacionales, pero no es cuantitativo y no considera las consecuencias del error humano.

Los objetivos de un estudio de HAZOP pueden ser resumidos de la siguiente manera:

1. Identificación de áreas de diseño que puedan representar un potencial de riesgo significativo.
2. Identificar y estudiar las características del diseño, que inflencie en la probabilidad de ocurrencia de un incidente de riesgos.
3. El equipo que haga el estudio, debe familiarizarse con la información disponible del diseño.
4. Asegurarse que el estudio sistemático se haga en las áreas que representen un potencial de riesgo significativo.
5. El equipo que realice el estudio, identificará pertinentemente que la información disponible sea actual.



6. El equipo que realiza el estudio, proporcionará un mecanismo de información al cliente, con sus respectivos comentarios bien detallados.

Los pasos que se deben de seguir para realizar un estudio de HAZOP son los siguientes:

1. Especificar el propósito, objetivo y alcance de estudio. Como propósito se plantea el análisis desde la construcción de la planta, o la revisión del riesgo en las unidades existentes. Dado el propósito y las circunstancias de estudio, la lista de objetivos se puede hacer más específica. El alcance del estudio se limita a unidades físicas, y también a la gama de eventos en las variables consideradas. Por ejemplo, en cierta época, el estudio de HAZOP se enfocaba principalmente a los puntos de fuego y explosión, aunque ahora el alcance incluye exposiciones tóxicas, olor ofensivo y el medio ambiente. El propósito establecido inicialmente, los objetivos y el alcance, son muy importantes y deben de ser precisos y bien claros, desde el comienzo hasta el fin del estudio. Estas decisiones necesitan ser hechas por una gerencia responsable con un nivel apropiado.
2. Seleccionar el equipo que realizará el estudio de HAZOP. El líder de equipo debe ser especialista en estudios de HAZOP y debe de tener una exitosa técnica personal de interacción con el grupo. Como muchos otros expertos debe ser incluido en el equipo y cubrir todos los aspectos de diseño, operación, química del proceso y seguridad. El líder debe instruir al equipo acerca de los procedimientos de HAZOP, y debe enfatizar que los objetivos del examen de HAZOP es la identificación de riesgos, solucionando cada problema con un esfuerzo por separado.
3. Recopilación de información. A continuación se enlistan los materiales necesarios para el estudio:
  - Descripción del proceso.
  - Hojas de flujo de proceso.
  - Datos de la propiedades químicas, físicas y toxicológicas de la materia prima, los intermediarios y los productos.
  - Diagramas de tubería e instrumentación (DTI's).
  - Especificación de instrumentos en tuberías y equipo.



- Diagramas lógicos de control de procesos.
  - Diagramas disponibles.
  - Procedimientos de operación.
  - Procedimientos de mantenimiento.
  - Procedimientos de respuesta a emergencias.
  - Entrenamiento y seguridad.
4. Conducción del estudio. Usando la información recopilada, las unidades son divididas dentro del estudio en "nodos" y la secuencia está representada en la (Figura 2.1) siguiendo así cada nodo. Los nodos son puntos en el proceso donde los parámetros de proceso (presión, temperatura, composición, etc) representan valores proyectados. Estos valores cambian entre nodos, como el resultado de la operación de varias piezas de equipo, ya sea como una columna de destilación, un intercambiador de calor o bombas. Varias formas y hojas de trabajo, son desarrolladas como una ayuda en la organización de los nodos de los parámetros de proceso y la información de la lógica de control. Cuando los nodos y los parámetros son identificados, cada nodo es estudiado aplicando las palabras guía especializadas para cada parámetro. Estas palabras guías y su significado, son elementos clave en el procedimiento de HAZOP. Estas palabras se muestran en la (Tabla 2.6).
5. Reporte escrito. Como muchos de los detalles acerca de los eventos y sus consecuencias, son revelados al término del estudio, estos deben ser reportados. Así, aunque la acción de reducir el riesgo, no es parte del estudio de HAZOP, puede poner en funcionamiento lo necesario para cada acción. El estudio de HAZOP, toma tiempo y es costoso.

PALABRAS GUIA	SIGNIFICADO
No	No se consiguen las intenciones previstas en el diseño
Menos	Disminución de cantidad
Más	Aumento de cantidad
Parte de	Disminución de calidad
Además de	Aumento de calidad
En vez de	No se obtiene el efecto deseado
Inversión	Se obtiene el efecto contrario al deseado

**TABLA 2.6 Palabras guía y su significado.**

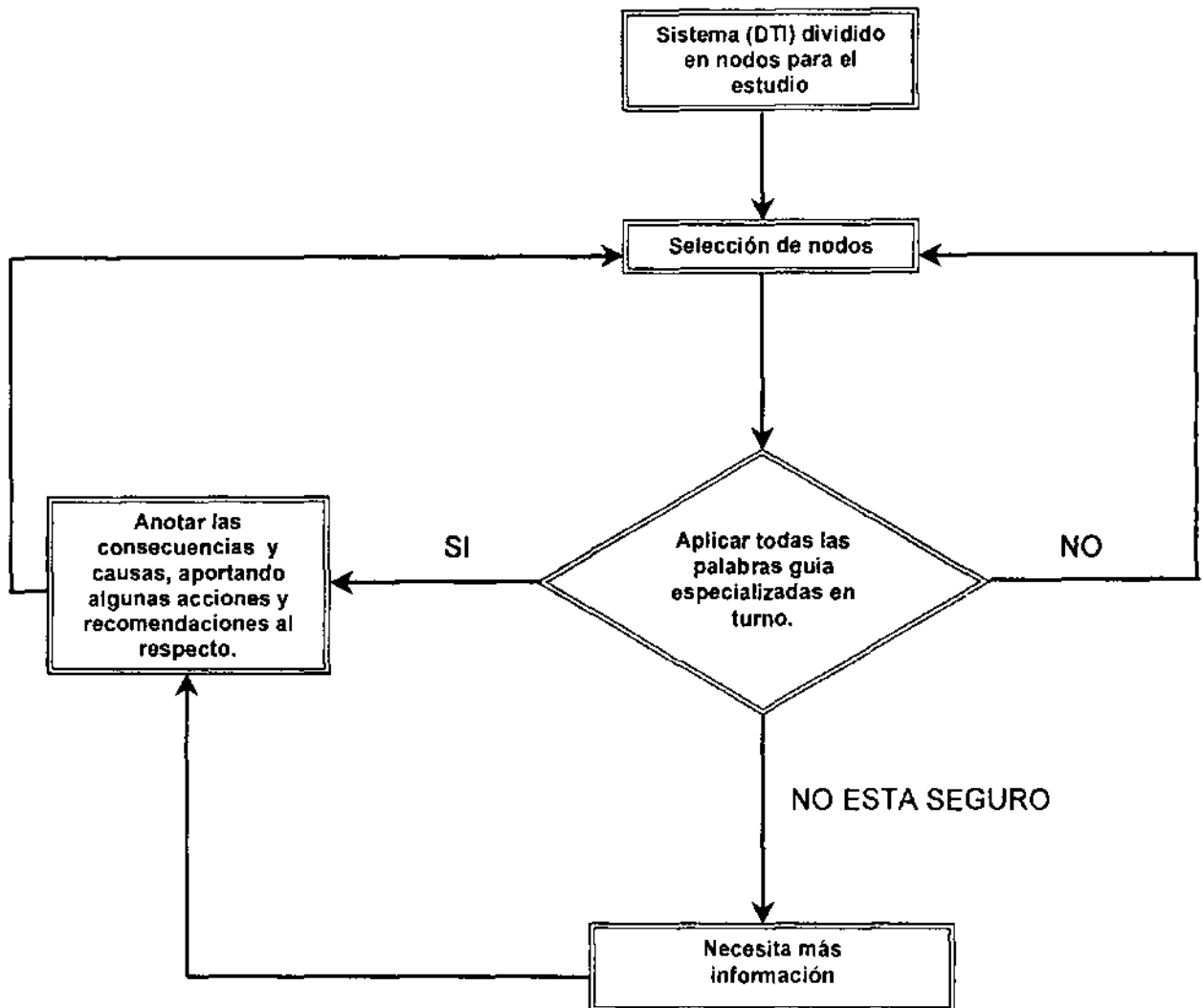


FIGURA 2.1 Diagrama de flujo del método de HAZOP.

### 2.6.6. ANALISIS DE RIESGOS (HAZAN).

Las siglas HAZAN, son un término genérico para una variedad de riesgos cuantitativos en un método de análisis. Una secuencia lógica para la examinación sistemática de una instalación es primero el uso de identificación de riesgos y técnicas superiores. Si hay posibles escenarios que puedan conducir a consecuencias inaceptables, entonces las técnicas cualitativas (HAZOP), pueden ser aplicadas enseguida. Donde existe un riesgo cualitativo, el método HAZAN puede ser usado para estimar la probabilidad cuantitativa de



eventos adversos. Como muchos análisis, éste vale la pena como una función de consecuencias de eventos adversos y la dificultad de prevenir.

### **2.6.7. ANALISIS DE ARBOL DE FALLAS.**

El análisis mediante el árbol de fallas ha sido objeto de considerable aplicación en los proyectos especiales. Fue creado por los científicos en los Laboratorios Bell, para permitir la identificación de las fallas características de un sistema. Esto es particularmente útil para calcular la probabilidad de un evento de falla a partir de la tasa de falla de los componentes.

El análisis mediante el árbol de fallas es único, en el sentido de que razona hacia atrás a partir de un acontecimiento predeterminado inconveniente. Evidentemente la selección de eventos a analizar estará condicionada por el conocimiento y la imaginación del analista. También, y ya que el análisis no se realiza en forma sencilla, particularmente cuando el tema lo forman sistemas complicados, no es fácil que se aborden muchas aplicaciones para eventos posibles que no tengan un potencial evidente de consecuencias inaceptables. Claramente el árbol de fallas no es un método "sin paralelo" para controlar todos los problemas de riesgos. En base a esto, es un medio útil y bajo las circunstancias adecuadas puede integrar una poderosa ayuda en los casos en que hayan de tomarse decisiones acerca de los riesgos.

Comenzando con un suceso perjudicial previsto, el análisis del árbol de fallas sigue la secuencia de los eventos posibles que han podido llevar al acontecimiento no deseado. Cuando se simboliza la red, el diagrama que se desarrolla adquiere la configuración de un árbol construido con tipos de fallas cada vez más importantes, y llevando hasta el suceso que ha sido seleccionado para el análisis.

El análisis de árbol de fallas es un proceso deductivo basado en el álgebra Booleana que supone un suceso no deseado (un accidente o desviación peligrosa de cualquier tipo) ya ocurrido, y busca las causas del mismo y la cadena de sucesos que pueden hacer que tenga lugar. Como método de análisis de riesgo, es de los más estructurados y se puede aplicar a un solo sistema o sistemas intermedios.



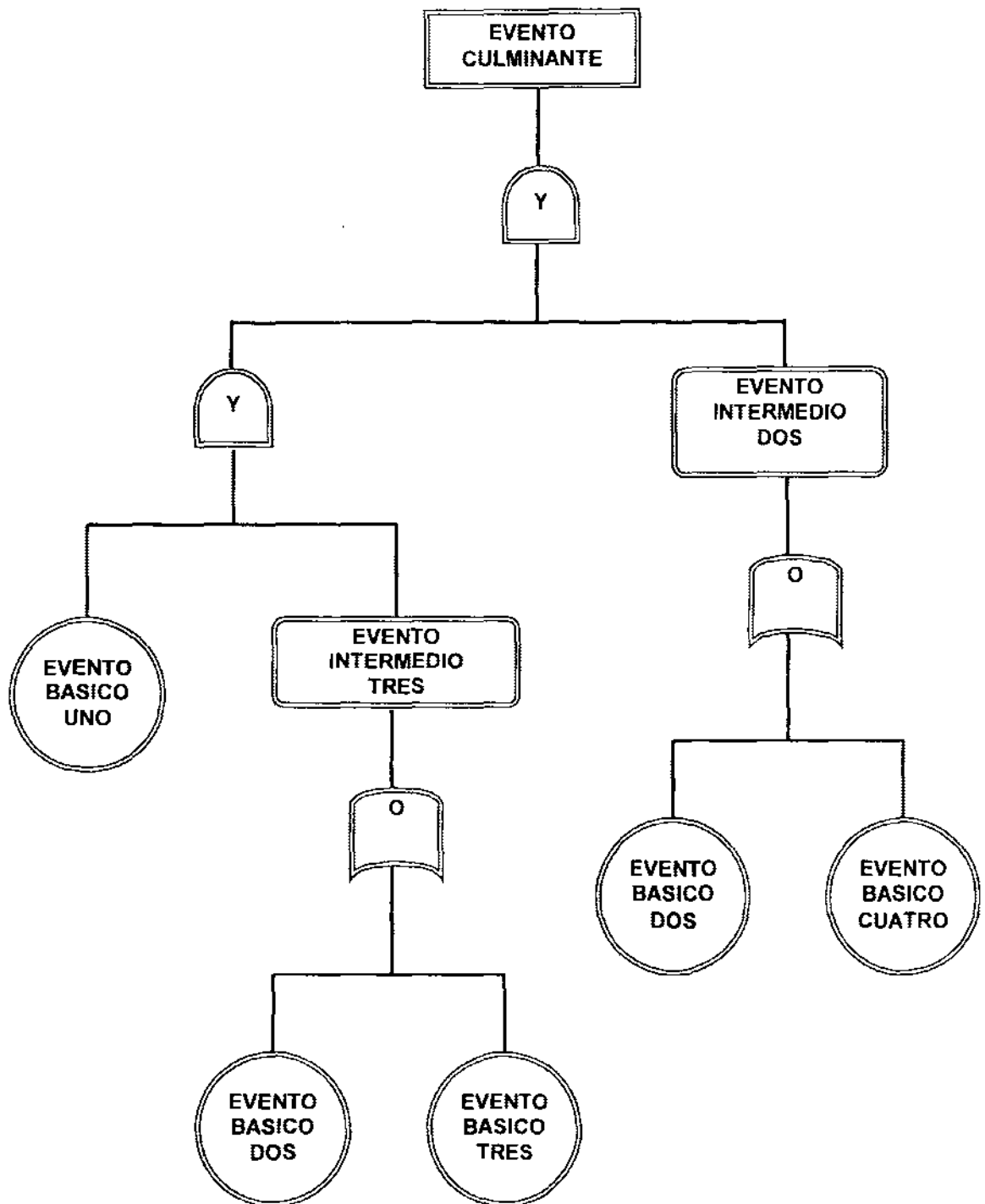


FIGURA 2.2 Diagrama lógico para un árbol de fallas.



## METODOLOGIA.

En la elaboración del árbol de fallas se integran todos los conocimientos sobre el funcionamiento y operación de la instalación con respecto al suceso estudiado.

El primer paso consiste en identificar el suceso "no deseado" o suceso "TOP" que ocupará la cúspide de la estructura gráfica representativa del árbol. A partir del suceso "no deseado", se establecerán en forma sistemática todas las causas intermedias (necesarias y suficientes) que constituyen a la ocurrencia del proceso principal unidas a través de puertas lógicas. (Tabla 2.7).

El proceso de desglose de un suceso intermedio se repite sucesivamente hasta llegar a los sucesos básicos mismos que no pueden seguirse desglosando, ya sea por falta de información, o por decisión del consultor. (Figura 2.2)

Este diagrama se lleva a cabo usando la "lógica de retroceso" formulando preguntas como las siguientes: ¿Cómo puede ocurrir esto?; ¿Cuáles son las causas de este suceso?.



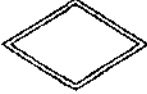


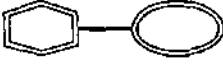

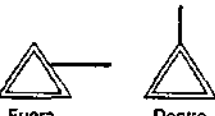
Un árbol de fallas es una representación lógica de las secuencias de acontecimientos que pueden llevar a un suceso arbitrariamente elegido como "suceso culminante". Cuando todas las secuencias razonables se han identificado y el árbol está bien construido, el FTA es posiblemente la herramienta más poderosa para cuantificación de riesgos.

Los errores de análisis en la construcción y aplicación del árbol de fallas son generalmente de naturaleza cuantitativa y pueden prevenir de las siguientes causas:

- El sistema al que se aplica el análisis no se comprende bien por parte de los analistas (comprensión del funcionamiento físico del sistema y de sus mecanismos de falla, etc.).
- Se producen fallas lógicas en la descripción de las fallas del sistema, lo que lleva a evaluaciones cuantitativas incorrectas.
- Los fenómenos de fallos por causa común no se comprenden bien, o se tienen en cuenta incorrectamente.

Para el análisis de fallas de equipo, se distinguen tres clases que pueden describirse usando FTA.



	<b>Sucesos intermedios:</b> Resultan de la interacción de otros sucesos, que a su vez se desarrollan mediante puertas lógicas.
	<b>Sucesos básicos:</b> Constituyen la base de la raíz del árbol. No necesitan de desarrollo posterior en otros sucesos.
	<b>Sucesos no desarrollados:</b> No son sucesos básicos, y podrían desarrollarse más, pero el desarrollo no se considera necesario, o no se dispone de la suficiente información.
	<b>Puertas O:</b> Representan la operación lógica que requiere la ocurrencia de uno o más de los sucesos de entrada para producir los sucesos de salida.
	<b>Puertas Y:</b> Representan la operación lógica que requiere la ocurrencia de todos los sucesos de entrada para producir el suceso de salida.
 Inhibición	<b>Puertas inhibición:</b> Representan la operación lógica que requiere la ocurrencia del suceso de entrada y la satisfacción de una condición de inhibición.
	<b>Condición externa:</b> Se utiliza para indicar una condición o un suceso que existe como parte del escenario en que se desarrolla el árbol de fallas.
 Fuera      Dentro	<b>Transferencias:</b> Se utilizan para continuar el desarrollo del árbol en otra parte (por ejemplo, en otra página, por falta de espacio).

**TABLA 2.7 Símbolos utilizados en el árbol de fallas.**

➤ Fallos primarios.

Son aquellos 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).

➤ Fallos secundarios.

Son los que se producen en condiciones para las que el equipo no ha sido diseñado (perturbaciones excesivas en las condiciones de operación).



➤ Fallos de control.

Son aquellos en las que el equipo cumple su función, pero en un instante equivocado, o en una localización distinta de la que estaba prevista (atribuibles a la señal que recibe o no recibe).

**JERARQUIZACION DE CONJUNTOS MINIMOS.**

La jerarquización de conjuntos mínimos identificados suelen ser el paso final en el análisis FTA. Para una jerarquización cualitativa basta considerar dos tipos de factores:

- Importancia estructural, basada en el número de sucesos básicos en cada uno de los conjuntos mínimos. Desde este punto de vista, un conjunto unitario (un solo suceso) es más importante que uno que contenga dos, y éste que otro que incluya tres, etc. La base consiste en que, a igualdad de otras condiciones, un camino hacia el evento culminante que involucre un solo acontecimiento es más probable que otro que incluya dos, éste que otro que implique tres, y así sucesivamente.
- El segundo factor considera la jerarquización dentro del grupo de conjuntos de un tamaño determinado, teniendo en cuenta el tipo de suceso iniciador. La regla en este caso es: primero errores humanos, segundo errores debido a fallas de equipos activos (que estén en funcionamiento activo) y tercero errores debido a fallas de equipos pasivos (estáticos, como una tubería o un tanque de almacenamiento). De nuevo, esta jerarquización se basa en la consideración de que en errores humanos es más probable que el de un equipo activo, y de éste más probable que un equipo pasivo. Así dentro, de los conjuntos mínimos de tamaño dos (activo o pasivo) será más importante que, por ejemplo, otro que involucre dos errores de equipo estático.

<b>Conmutativa:</b>	$AB=BA$ $A+B=B+A$												
<b>Asociativa:</b>	$A(BC)=(AB)C$ $A+(B+C)=(A+B)+C$												
<b>Distributiva:</b>	$A(B+C)=AB+AC$ $A+BC=(A+B)(A+C)$												
<b>Otras:</b>	<table style="width: 100%; border: none;"> <tbody> <tr> <td><math>AA=A</math></td> <td><math>A+A=A</math></td> </tr> <tr> <td><math>A(A+B)=A</math></td> <td><math>A+AB=A</math></td> </tr> <tr> <td><math>AA^*=0</math></td> <td><math>A+A^*=1</math></td> </tr> <tr> <td><math>0A=0</math></td> <td><math>0+A=A</math></td> </tr> <tr> <td><math>1A=A</math></td> <td><math>1+A=1</math></td> </tr> <tr> <td><math>(A^*)^*=A</math></td> <td></td> </tr> </tbody> </table>	$AA=A$	$A+A=A$	$A(A+B)=A$	$A+AB=A$	$AA^*=0$	$A+A^*=1$	$0A=0$	$0+A=A$	$1A=A$	$1+A=1$	$(A^*)^*=A$	
$AA=A$	$A+A=A$												
$A(A+B)=A$	$A+AB=A$												
$AA^*=0$	$A+A^*=1$												
$0A=0$	$0+A=A$												
$1A=A$	$1+A=1$												
$(A^*)^*=A$													

**TABLA 2.8 Reglas booleanas de uso frecuente en análisis de árbol de fallas.**



Nota: En la nomenclatura empleada, AB corresponden a "suceso A y suceso B".  $A^*$  es el complemento del suceso A,  $A+B$  corresponde a "suceso A o suceso B", etc.

#### VENTAJAS.

Esta técnica estudia las causas de los sucesos no deseados y permite evidenciar los puntos débiles de un sistema.

#### LIMITACIONES.

El método de árbol de falla tiene evidentemente la capacidad de seguir en forma de rutina los cursos más vulnerables en el sistema que se analiza. Sin embargo, quedaron por tomar las decisiones referentes a los métodos para fortalecer el sistema. Esto puede indicar la sustitución, con elementos más duraderos, de aquellos componentes que por costumbre fallan con mayor frecuencia. O instalar dispositivos redundantes, así como ejecutar un mantenimiento preventivo planeado de forma que se espere interrumpir la frecuencia esperada, ambos procedimientos resultan posibles de utilizar.

En cualquier caso la realización de un análisis por medio del árbol de fallas únicamente inicia otra serie de consideraciones relativas al control del sistema. Como un ejemplo se encuentran los efectos del error humano, los cuales están aun vigentes.

#### 2.6.8. ANALISIS DE ARBOL DE EVENTOS.

Otra técnica que aplica los conceptos básicos de probabilidad para la evaluación de confiabilidad de un sistema el cual contiene en la actualidad un potencial para causar un desastre, es el análisis de árbol de eventos. Esta técnica, es similar al análisis de árbol de fallas, pues el análisis es de una manera probabilística, en las consecuencias de una serie de eventos conectados lógicamente. El análisis de árbol de eventos, algunas veces difiere del análisis de árbol de fallas, en que este inicia desde el comienzo del evento y no cuando este halla sucedido. Como en el análisis de árbol de fallas, un diagrama se construye mostrando la relación lógica entre el evento y la consecuencia. El análisis de árbol de eventos, puede ser cualitativo o si ocurre una probabilidad razonable, puede obtenerse con una estimación cuantitativa la confiabilidad del evento.

El objetivo de construir un árbol de eventos, es identificar los resultados importantes posibles que tienen valor para la evaluación del riesgo.



El esquema para el desarrollo del árbol de eventos, consta de los siguientes pasos (Figura 2.3):

1. Identificación de eventos iniciadores relevantes.
2. Identificación de las funciones de seguridad diseñados para responder al evento iniciador.
3. Construcción del árbol de eventos.
4. Descripción de las condiciones de acontecimientos resultantes.

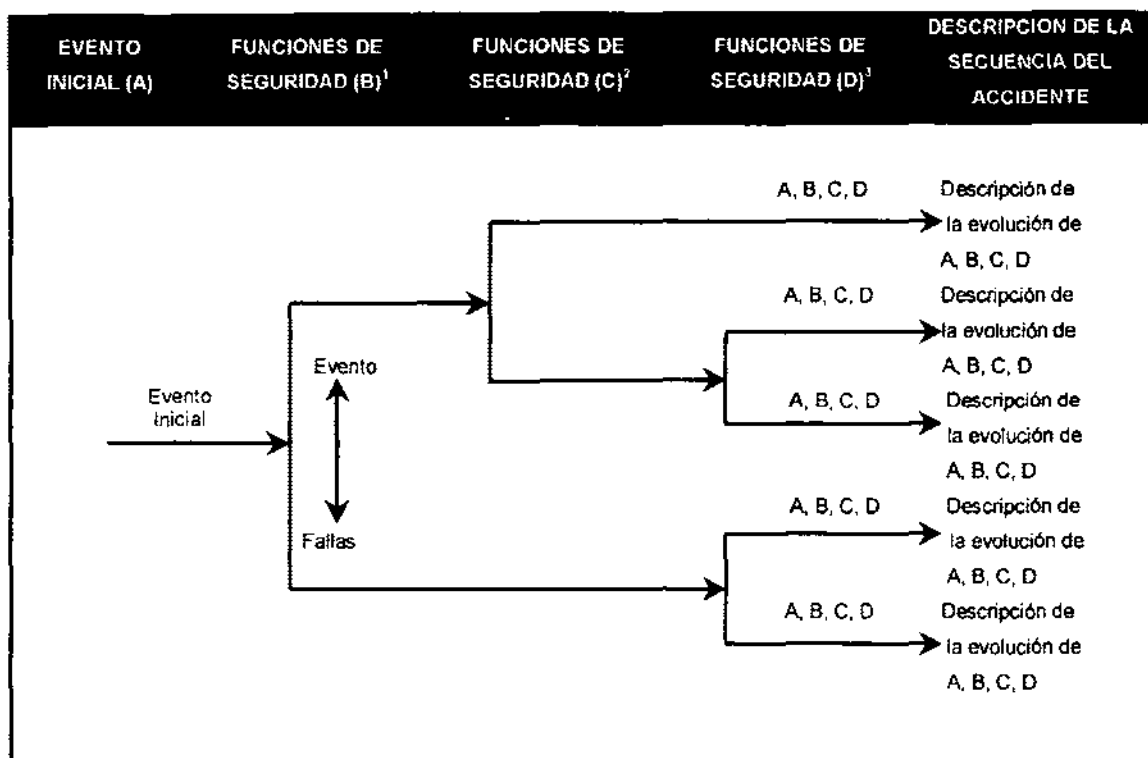


FIGURA 2.3 Metodología para el análisis de árbol de eventos.

### 2.6.9. ANALISIS DE CAUSA – CONSECUENCIA.

Los análisis de árbol de fallas y eventos, pueden ser combinados entre el análisis de causa – consecuencia, el cual nos capacita para trabajar con cualquiera de las dos secuencias ya sea para analizar la consecuencia después del evento o antes del evento. Este resultado puede ser cuantitativo o cualitativo, dependiendo de la naturaleza del dato suministrado. Por éste análisis, es complejo en algunos caminos, y obviamente más intuitivo, el mostrar y



describir las secuencias más apropiadas que sirven como objetivo de comunicación y de entrenar para influir en el control de eventos.

#### **2.6.10. ANALISIS DE LOS MODOS DE FALLA Y EFECTOS.**

Las exigencias en cuanto a la confiabilidad de los productos han estimulado la técnica denominada "análisis de los modos y efectos de las fallas" (FMEA) en inglés "Failure Modes and Effects Analysis". Este método de análisis identifica la forma como ocurren las fallas peligrosas e investiga su impacto mutuo, así como el de las mismas sobre otras partes del sistema. Mediante una extrapolación de datos confiables se asignan probabilidades a los modos de falla. Aun cuando este método se preocupa ordinariamente por los modos según los cuales puede fallar un producto, la FMEA puede ser orientada también hacia los componentes de un sistema que pueden dar lugar a una situación de inseguridad.

La FMEA, como el árbol de fallas y otras técnicas analíticas, se inicia con un modelo esquemático del sistema. Pero en el caso de la FMEA cada componente es analizado individualmente para determinar sus características en relación con la falla. Este procedimiento puede ser comparado, por ejemplo, con el árbol de fallas, en donde se prevén los eventos y a la vez que se evalúa su efecto concatenado.

Aunque la FMEA es simple en cuanto a su presentación, su realización está muy lejos de ser un trabajo sin importancia. El análisis consiste en construir imaginativamente cada situación concebible que pueda presentarse en el caso del componente, incluyendo su punto previsto de falla (expectación de vida), y sus efectos sobre otros componentes relacionados. Un análisis eficaz y escrupuloso en extremo se necesita claramente si se han de obtener resultados efectivos y dignos de confianza. Es necesaria una considerable imaginación, apoyada en una amplia experiencia, para prever como puede ocasionar algo perjudicial en un componente del sistema.

Las cabezas de columna de la (Figura 2.4) se explican por sí mismas, con la posible excepción de los encabezados siguientes:

- **Disposiciones compensadoras**, identifica lo que debería realizarse para evitar las consecuencias de la falla supuesta.



- **Probabilidad de la ocurrencia**, en la forma que aquí se utiliza, sobre todo el tiempo de operación promedio calculado antes de que se produzca una falla del tipo supuesto. En la probabilidad del análisis de seguridad esto será una cifra calculada, hasta que no se cuente con datos más específicos en relación con la tasa de errores humanos.
- **Clasificación de las fallas**, es un medio para distinguir entre los efectos posibles de una falla que se prevé. Una escala de cuatro partes graduada como sigue, según el grado de las consecuencias, es utilizada con frecuencia.
  1. **Segura**. La falla no alterará la capacidad del sistema para realizar su misión. No causará daños funcionales al sistema o creará un riesgo en el sistema, lesiones personales o daños significativos en la propiedad.
  2. **Marginal**. La falla afectará la capacidad del sistema para realizar en cierta medida su misión, pero sin daños al propio sistema o lesiones personales o daños importantes en la propiedad, y puede ser compensada con contramedidas adecuadas.
  3. **Crítica**. La falla afectará la misión del sistema; ocasionará daños sustanciales al mismo, lesiones personales o daños en la propiedad, y necesitará corrección inmediata para lograr la supervivencia del personal y del sistema.
  4. **Catastrófica**. La falla puede causar graves interrupciones en el sistema, que se traduzcan en su incapacidad para funcionar, ocasionando una o más muertes o lesiones múltiples.





Núm. de elemento	Falla supuesta	Causas posibles	Síntomas	Consecuencias	Disposiciones compensadoras	Efectos en	Probabilidad de la ocurrencia	Clasificación de la falla	Observaciones

FIGURA 2.4 Análisis de los Modos de Falla y Efectos.



### **2.6.11 ANALISIS DEL ERROR HUMANO.**

Un medio para calcular la probabilidad del error humano en la operación ha sido propuesto por la Sandia Corporation, mediante el cual se puede cuantificar la probabilidad del error de los trabajadores en las operaciones manufactureras, con el objeto de reducir defectos en la producción. Se cree que, con algunas modificaciones, este método puede ser utilizado para calcular las probabilidades que el error humano ocasione otros eventos perjudiciales.

El método Sandia se conoce como THERP (Technique for Human Error Rate Prediction), acrónimo de "técnica para la predicción del error humano". Su premisa consiste en que aunque las acciones no frecuentes ni repetitivas son difíciles, e incluso imposibles, de predecir, unos actos repetidos, tales como los que pueden suceder en un proceso de producción, pueden ser estudiados con la esperanza de determinar datos acerca de la probabilidad de los errores humanos con antecedentes que sean aceptablemente consistentes en el caso de trabajos similares.

El método THERP establece una tasa básica de error (BER, basic error rate) para tareas seleccionadas, empleando un método riguroso para la recolección de datos, así como procesos estadísticos para llegar a alcanzar una validez de acuerdo con las tasas identificadas. La unidad BER es de un error por millón de operaciones.

La información cuantitativa digna de confianza acerca de la tasa con la cual se comete error, en operaciones comunes, es interesante para los especialistas en seguridad. Tales valores pueden ser utilizados por ejemplo en el análisis de redes de seguridad, incluyendo el árbol de fallas. Sin embargo, la experiencia que tiene el especialista en seguridad recuerda que los individuos típicos están en la posibilidad de resultar atípicos en cualquier momento dado. Por lo tanto, los métodos que tratan de cuantificar las características de conducta no pueden ser representados adecuadamente en el caso del operador individual en cuestión, aun cuando estadísticamente pueda afirmarse que caracterizan en general a sus iguales con cierta confianza.

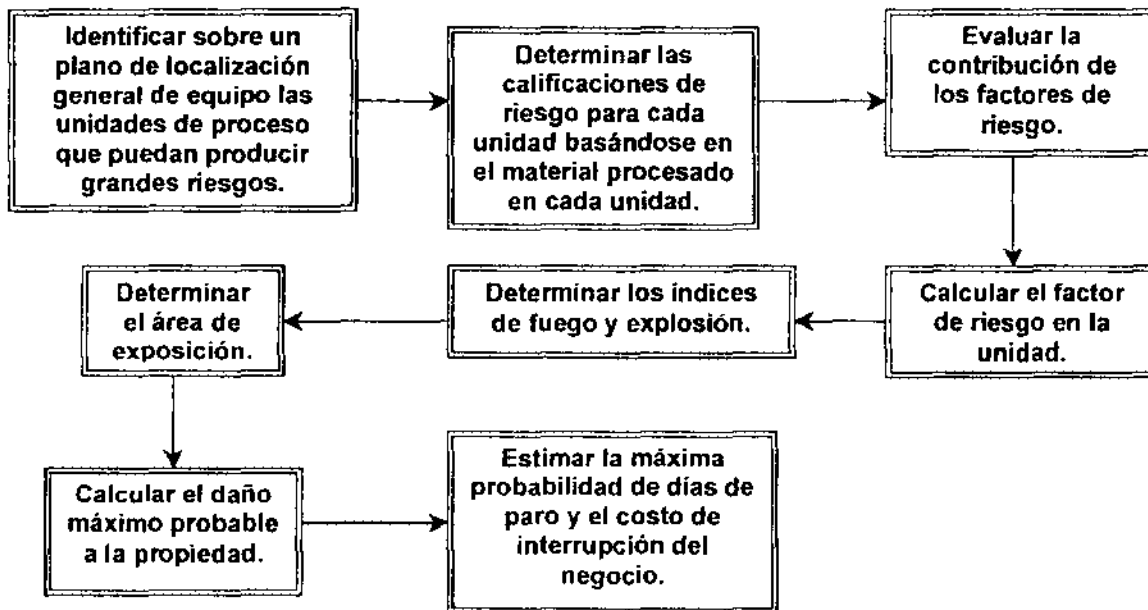
### **2.6.12 CALIFICACION RELATIVA (RANKING RELATIVO).**

Son calificaciones relativas que se le asignan a los riesgos, en una instalación de procesos.

1. Propósito: Proporcionar una medida relativa de riesgo para una instalación.



2. Aplicaciones: Durante la etapa de diseño, modificación u operación de instalaciones.
3. Resultados: Calificaciones relativas de varias unidades de proceso en la instalación, basándose en el riesgo; y los resultados son cualitativos.
4. Datos Requeridos:
  - Planos de Localización General del equipo (actuales).
  - Conocimiento completo de los procesos y del equipo de proceso involucrado.
  - Conocimiento completo del equipo de mitigación de riesgos y técnicas de disponibles.
  - Formas adecuadas y guías índices para asignar calificaciones.
5. Personal: La calificación en cada unidad de proceso puede ser hecha por un ingeniero con experiencia en equipo y procesos.
6. Tiempo Requerido: Una vez que el personal está familiarizado con el sistema, las unidades de proceso simples pueden ser calificadas en pocas horas.
7. Guías para la aplicación:





# **CAPITULO 3**

## **EVALUACION DE RIESGOS EN DUCTOS POR MEDIO DEL PROGRAMA DE EVALUACION DE INTEGRIDAD (IAP)**



## **EVALUACION DE RIESGOS EN DUCTOS POR MEDIO DEL PROGRAMA DE EVALUACION DE INTEGRIDAD (IAP).**

### **3.1 INTRODUCCION.**

Debido a la necesidad que se tiene por elaborar con mayor exactitud y en corto tiempo un estudio de análisis de riesgos, algunas compañías como Bass-Trigon se han visto en la necesidad de desarrollar software que nos permitan evaluar los niveles de riesgo presentes en los sistemas de ductos. Tal es el caso del Programa de Evaluación de Integridad (IAP).

### **3.2 QUE ES EL PROGRAMA DE EVALUACION DE INTEGRIDAD (IAP).<sup>2,3</sup>**

El programa de evaluación de integridad (IAP), es un paquete para PC que evalúa los riesgos de falla en ductos para transporte de gas y líquidos peligrosos. El IAP evalúa el riesgo a través de la aplicación de un algoritmo de riesgo relativo, que cuando es aplicado a la base de datos de un ducto, permite identificar segmentos de alto riesgo y secciones de alto riesgo dentro de los segmentos. A diferencia de los métodos tradicionales de ponderación relativa, el IAP utiliza un proceso matemático de segmentación dinámica, que evalúa de manera sistemática la contribución de riesgo específica de cada uno de los atributos de los factores en combinación con los atributos de las más de 200 variables disponibles. La segmentación dinámica permite identificar de manera específica la localización y fuentes que incrementan el riesgo. Estas áreas se pueden evaluar posteriormente para desarrollar proyectos o escenarios de mantenimiento, que permitan identificar que proyectos proporcionan una reducción de riesgo a un nivel deseado, para un costo determinado.

Las ventajas del programa IAP se basan en el algoritmo de riesgo. Este algoritmo, en conjunción con el programa, incluye más de 200 variables. El algoritmo se puede personalizar, según las necesidades, considerando la experiencia y conocimiento en los sistemas de ductos. El algoritmo está estructurado en siete tipos de falla y tres de consecuencias.

El IAP permite desarrollar la base de datos completa de un ducto, almacenando información de diseño del ducto, protección catódica y corrosión, inspección interior con equipo instrumentado, pruebas hidrostáticas, reparaciones y rehabilitaciones, vulnerabilidad de zonas pobladas y ambientales, consecuencias en el negocio, etc. El IAP permite calcular la presión



máxima de operación (MAOP), presiones normales de operación, severidad de anomalías y defectos, volúmenes de ruptura o fuga, planeación de pruebas de presión y otros requisitos operativos y de regulación. El análisis de los datos es realizado de acuerdo al criterio establecido en el algoritmo y los cálculos provienen de la valoración de la información que efectúa el IAP.

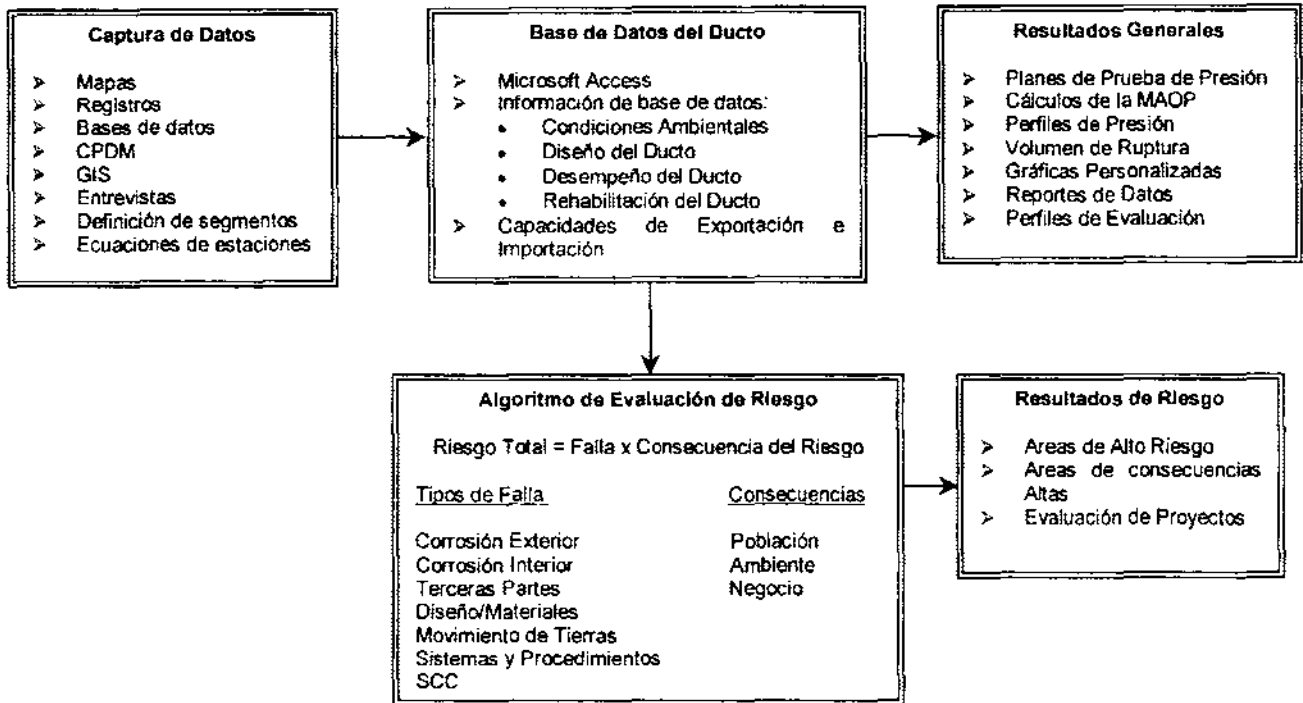
El objetivo general del IAP consiste en proporcionar el soporte necesario en el proceso de administración de riesgo de una compañía. El IAP cuenta con un diseño sencillo para introducir los datos, importar información de fuentes externas, obtener y comparar reportes de datos, contraseña de seguridad, rutina para auditoría de datos, y un paquete de graficación que permite mostrar los datos del ducto y los resultados del riesgo. También permite obtener reportes para relacionar y correlacionar valores de índices de riesgo con valores cuantitativos, por ejemplo, probabilidades reales y consecuencias de falla monetizadas, que facilitan el análisis costo-beneficio de diferentes operaciones de mejora de riesgo.

### **3.3 PROCESO UTILIZADO EN EL IAP.**

El IAP se puede definir como un sub-proceso dentro del esquema general de la administración de riesgo. Este proceso consiste en construir la base de datos de las instalaciones de un ducto, definiendo y personalizando el algoritmo de evaluación, generando cálculos de riesgo y evaluando actividades para reducir el riesgo.



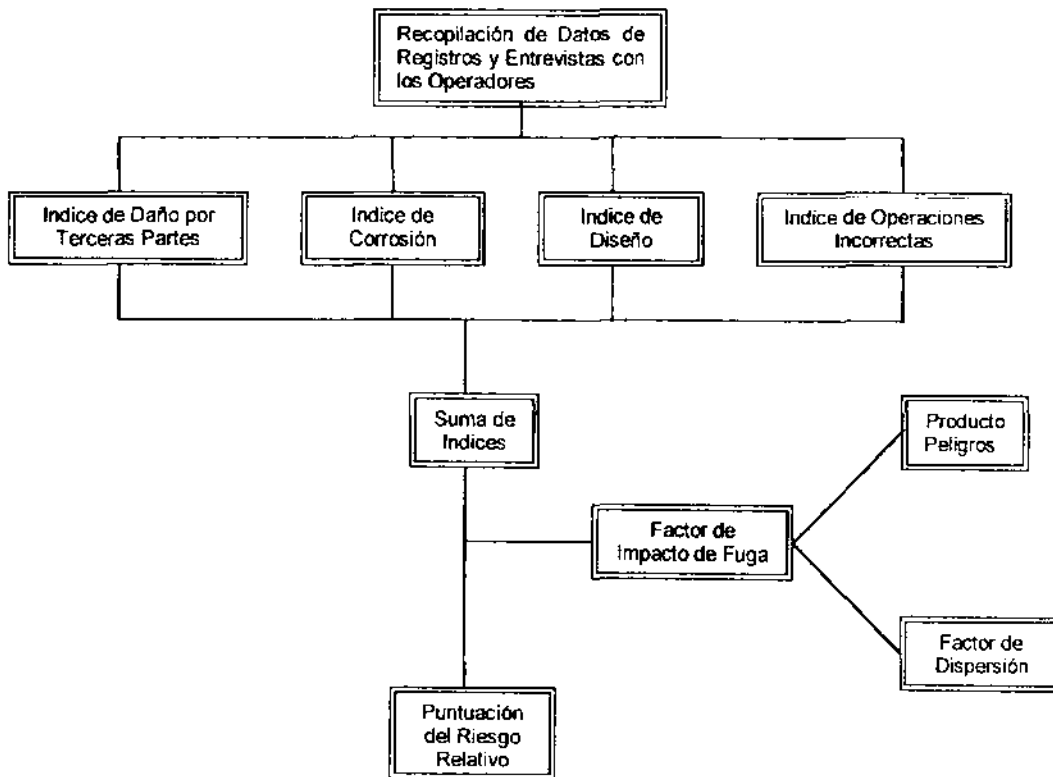
### 3.4 PRINCIPIOS DEL IAP (BASANDOSE EN EL RANKING RELATIVO).



El algoritmo está basado en la metodología que establece el Manual de Administración de Riesgo en Ductos<sup>1</sup>, desarrollado por W. Kent Muhlbauer, quien es administrador de control de productos en la Compañía de Ductos Dow en Houston, Texas; tiene una amplia experiencia en el diseño de ductos, operación, tecnología y control de calidad.

Dicha metodología nos arroja al final un resultado del riesgo con un valor numérico por cada sección del ducto analizado. Toda la información incorporada dentro de este número es preservada para un análisis detallado.

Para Muhlbauer, los componentes que califican al riesgo son los siguientes:



Muhlbauer, propuso algunos valores porcentuales, a cada una de las distintas variables que componen cada índice arriba mostrado, tales valores son:

➤ **RIESGO POR TERCERAS PARTES.**

A. Pérdida mínima de recubrimiento	0-20 pts	20%
B. Nivel de actividad	0-20 pts	20%
C. Instalaciones superficiales	0-10 pts	10%
D. Sistema One-call	0-15 pts	15%
E. Educación pública	0-15 pts	15%
F. Condiciones de derecho de vía	0-5 pts	5%
G. Frecuencia de patrullaje	0-15 pts	15%
	0-100 pts	100%





➤ **RIESGO POR CORROSION.**

Riesgo por corrosión = (Corrosión atmosférica)	20%
+ (Corrosión interna)	20%
+ (Corrosión debida a un metal enterrado)	60%
	<hr/>
	100%

A. Corrosión atmosférica.

1. Instalaciones	0-5 pts
2. Tipo de atmósfera	0-10 pts
3. Recubrimiento/inspección	0-5 pts
	<hr/>
	0-20 pts

B. Corrosión interna.

1. Corrosividad del producto	0-10 pts
2. Protección interna	0-10 pts
	<hr/>
	0-20 pts

C. Corrosión debida a un metal enterrado.

1. Protección catódica	0-8 pts
2. Condiciones del recubrimiento	0-10 pts
3. Corrosividad del suelo	0-4 pts
4. Edad del sistema	0-3 pts
5. Otros metales	0-4 pts
6. Corriente (AC) inducida	0-4 pts
7. Corrosión mecánica	0-5 pts
8. Test leads	0-6 pts
9. Intervalos cerrados de inspección	0-8 pts
10. Herramientas de inspección interna	0-8 pts
	<hr/>
	0-60 pts
	<hr/>
	100 pts



➤ **RIESGO POR DISEÑO.**

A. Factor de seguridad del ducto	0-25 pts	25%
B. Factor de seguridad del sistema	0-20 pts	20%
C. Fatiga	0-15 pts	15%
D. Potencial de arranque	0-10 pts	10%
E. Prueba hidrostática al sistema	0-25 pts	25%
F. Movimientos de terreno	0-5 pts	5%
	<hr/>	
	0-100 pts	100%

➤ **RIESGO POR OPERACIONES INCORRECTAS.**

A. Diseño	0-30 pts	30%
Identificación del peligro	0-4 pts	
Potencial MAOP	0-12 pts	
Sistema de seguridad	0-10 pts	
Selección del material	0-2 pts	
Revisiones	0-2 pts	
B. Construcción	0-20 pts	20%
Inspección	0-10 pts	
Materiales	0-2 pts	
Uniones	0-2 pts	
Backfill	0-2 pts	
Handling	0-2 pts	
Recubrimiento	0-2 pts	
C. Operación	0-35 pts	35%
Procedimientos	0-7 pts	
SCADA/comunicaciones	0-5 pts	
Pruebas de consumo de drogas	0-2 pts	
Programas de seguridad	0-2 pts	
Supervisiones	0-2 pts	
Entrenamiento	0-10 pts	



Prevención de errores mecánicos	0-7 pts	
D. Mantenimiento	0-15 pts	15%
Documentación	0-2 pts	
Programas	0-3 pts	
Procedimientos	0-10 pts	
	0-100 pts	100%

Los datos arriba proporcionados se fundamentaron en una de las distintas metodologías que existen para la evaluación de riesgos, la cual es el **RANKING RELATIVO (CALIFICACION RELATIVA)**, la cual consiste en asignar calificaciones relativas a los riesgos en una instalación de procesos.

De igual manera el Programa de Evaluación de Integridad (IAP), nos muestra los valores asignados para cada uno de los índices por medio de un algoritmo de evaluación.

### 3.5 ALGORITMO DE EVALUACION DEL IAP.

El algoritmo de evaluación del IAP es una jerarquía de riesgo relativo definida por el usuario, que refleja las expectativas de riesgo de una compañía, considerando historial de fallas y experiencia operativa. Tomando en cuenta estas experiencias, el algoritmo identifica áreas de un sistema de ductos, que se encuentran bajo riesgo y consecuencias altas, con respecto a otras áreas. La jerarquía del algoritmo evalúa el riesgo total, riesgo de falla, siete tipos de falla, consecuencias de falla y tres tipos de impacto, que producen valores que permiten identificar el riesgo, para ponderarlo y tomar decisiones adecuadas en cuanto a la canalización de recursos.

Cada uno de los tipos de fallas y consecuencias del algoritmo tiene muchas variables con ciertos valores, que se definen de acuerdo a una metodología de riesgo relativo. La metodología busca aquellas variables que contribuyen al riesgo y las califica de manera sistemática para obtener una tasa de riesgo para cada tipo de falla y consecuencia. Cada compañía cuenta con un algoritmo en general, para toda su red de ductos, tratando de asegurar que el aspecto relativo de la evaluación se mantenga consistente.

La jerarquía del riesgo relativo del algoritmo es muy directa. El algoritmo de riesgo está diseñado para permitir al usuario el máximo grado de flexibilidad para analizar las fuentes de



riesgo. Esta flexibilidad se basa en el agrupamiento de las variables potenciales de riesgo en cuatro niveles generales. Estos niveles están disponibles en las salidas del IAP y reportes del análisis de riesgo y la optimización de riesgo. Los niveles son:

1. **Riesgo Total.** Es una función del Riesgo de Falla (probabilidad de falla) multiplicado por la Consecuencia del Riesgo (consecuencia en caso de que ocurriera una falla). El riesgo total para un segmento, se calcula utilizando el producto máximo de los valores de Riesgo y Consecuencias para cada sección de ducto.
2. **Riesgo de Falla.** Es una función de los siete tipos de factores de riesgo, o la Consecuencia de Riesgo, que es una función de los tres tipos de impacto.
3. **Riesgo Individual o Consecuencia – Tipo de Factor.**

#### **Tipos de Factores de Riesgo (7)**

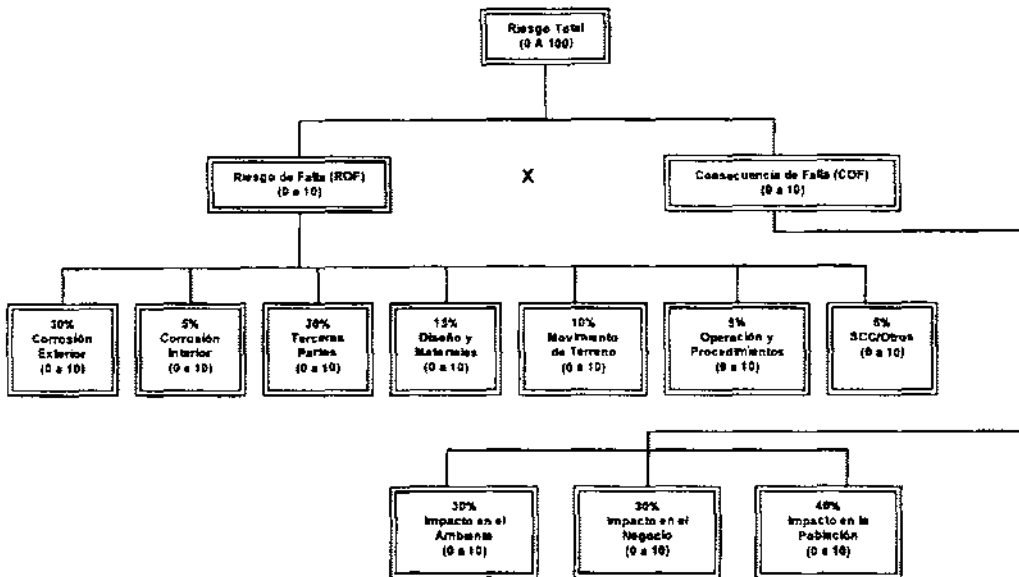
- Corrosión Exterior.
- Corrosión Interior.
- Daños por Terceras Partes.
- Movimientos del Terreno.
- Diseño y Materiales.
- Operación y Procedimientos.
- Otro (SCC – Grietas en corrosión bajo esfuerzo).

#### **Tipos de Factores de Consecuencias (3)**

- Impacto en el Ambiente.
- Impacto en el Negocio.
- Impacto en la población.

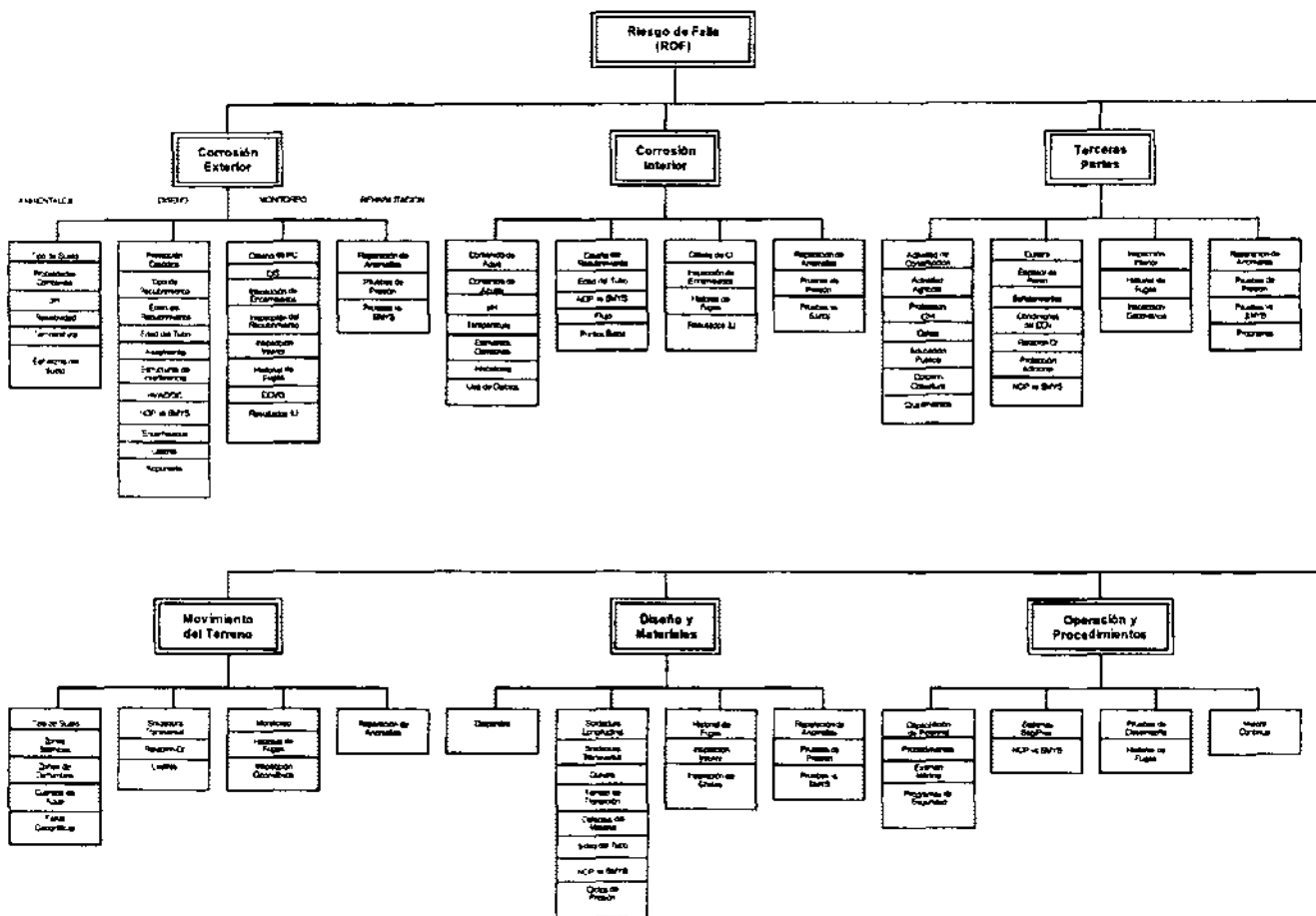
4. **Variables Individuales.** Actualmente el algoritmo del IAP incluye más de 190 variables individuales de riesgo de falla o consecuencias. Hay 37 variables en el algoritmo que pueden ser definidas por el usuario. Además, 55 variables tienen características de atributos que pueden quedar definidas por el usuario.

La jerarquía del algoritmo se puede resumir gráficamente de la siguiente forma:



### 3.6 RIESGO DE FALLA.

En el lado de Riesgo de Falla de la ecuación, las variables están agrupadas en siete tipos de factores. Los tipos de factores son: Corrosión Exterior, corrosión Interior, Terceras Partes, Movimiento de Terreno, Diseño y Materiales, Operación y Sistemas, y otros. Un ejemplo de los Tipos de Factores de Riesgo principales se muestran en el siguiente diagrama:



Los tipos de Riesgo de Falla a su vez se dividen en cuatro grupos (mostrados en forma de columna de la figura anterior):

- Variables Ambientales.
  - Condiciones ejerciendo cierta influencia sobre el ducto.
- Variables de Diseño.
  - Condiciones asociadas con el diseño del ducto que no pueden cambiar fácilmente.
- Variables de Monitoreo de Integridad.
  - Datos de pruebas no destructivas o de inspección.
- Variables de Rehabilitación.
  - Pruebas de desempeño o disponibilidad de resultados de inspección.

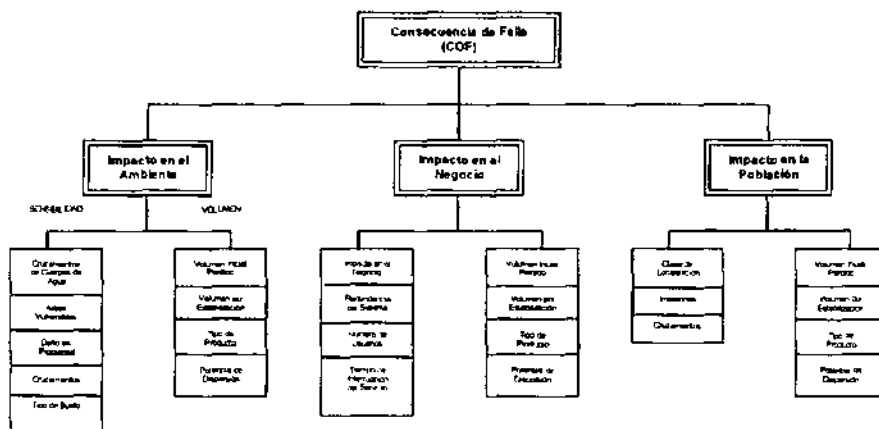


Las dos primeras categorías (o columnas de acuerdo a la forma en que están listadas en el algoritmo) por lo general cuentan con puntajes de riesgo *suponiendo* el desempeño de la variable de acuerdo al conocimiento del historial o intuición del personal. La tercera categoría refleja *conocimiento real del desempeño* del ducto, o desconocimiento del mismo. La última categoría asigna el riesgo con base a las validaciones realizadas en el ducto respecto a su capacidad para operar, tal como evidencia de pruebas o presencia de otros tipos de indicadores. Tomando en cuenta estos conceptos, las dos primeras categorías incrementan el riesgo, mientras que las dos últimas balancean el riesgo (reducen o incrementan) con base al desempeño real del sistema.

### 3.7 CONSECUENCIA DE FALLA.

El lado de la ecuación correspondiente a la Consecuencia de Falla, evalúa el **impacto** liberado en el ducto. El IAP ofrece dos niveles de evaluación:

- La Consecuencia Total de Falla, y
- El Impacto Individual en el Ambiente, Negocio y Población.



De manera similar a las categorías de los siete factores de riesgo, los tres tipos de Consecuencia de Falla se agrupan de acuerdo a la Sensibilidad de la variable en un evento en donde se libera producto, junto con las variables asociadas con el contenido o volumen del producto.

Para entender con mayor claridad como afectan los diferentes factores a los sistemas de ductos, será necesario conocer la función de los más importantes para el análisis.



### **3.8 EVALUACION DE RIESGOS CON EL IAP.**

#### **3.8.1 IMPLEMENTACION DEL IAP.**

El proceso de administración de riesgo del IAP, está compuesto de los siguientes objetivos:

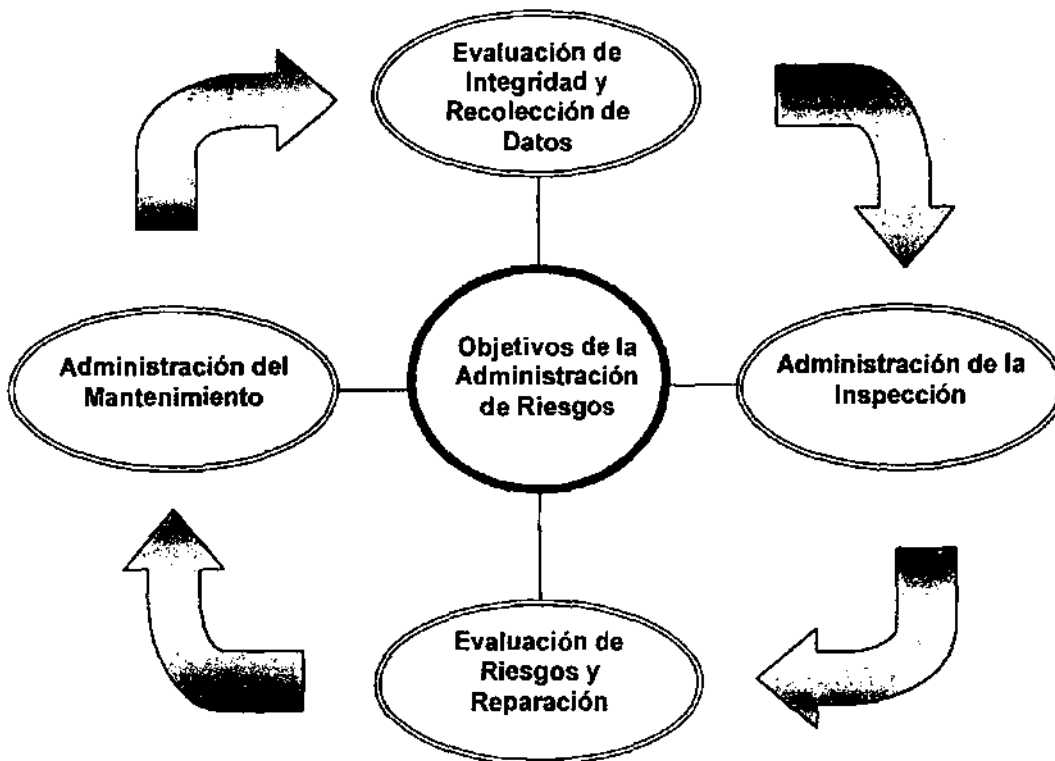
1. Identificación de las variables esenciales de riesgo, de acuerdo a experiencia, expectativas y prácticas de operación y mantenimiento.
2. Establecimiento de metas y objetivos para reducción de riesgo.
3. Recolección de los datos necesarios para una evaluación efectiva de riesgo de la base de datos con el IAP.
4. Cálculo del riesgo relativo a lo largo de cada ducto, y
5. Evaluación de proyectos para reducción de riesgo que proporcionan un nivel aceptable de riesgo con una relación costo/beneficio atractiva de los proyectos potenciales.

#### **3.8.2 ADMINISTRACION DE RIESGO.**

La administración de riesgo es un proceso general, bajo el cual la gerencia decide que acciones tomar para controlar o reducir el riesgo esperado o existente. La administración de riesgo involucra la aplicación sistemática de políticas de administración, procedimientos, recursos y prácticas de las tareas de elaboración, análisis y control de riesgos. La meta de un buen sistema de administración de riesgo es proteger a los empleados, población, ambiente y activos de las compañías. La evaluación de riesgo es solamente uno de los componentes del proceso de la administración de riesgo.

El IAP es una herramienta muy importante dentro del proceso de administración de riesgo. El IAP auxilia en cada una de las siguientes fases críticas:





- **Evaluación de Integridad:** El IAP es un administrador de datos para cualquier parte de un ducto – Diseño, Mantenimiento, Operación, Ambiente, negocio, Población y otras variables que influyen en el riesgo de un ducto.
- **Administración de la Inspección:** Las inspecciones realizadas en el ducto deben considerar las necesidades de información de una compañía, así como los beneficios esperados de cada técnica en particular. El IAP ayuda a identificar puntos del ducto en donde se tiene poca información. El IAP también cuantifica los beneficios tangibles asociados con cada una de las diferentes técnicas de inspección.
- **Evaluación de Riesgos y Reparaciones:** La evaluación del riesgo es el proceso de identificación de peligros o fuentes de riesgo, y estimar o calcular la severidad de las consecuencias potenciales. El programa de evaluación de integridad es una herramienta para realizar la evaluación de riesgo. El IAP calcula los valores de riesgo relativo del ducto de acuerdo a la presencia de indicadores de las variaciones en la severidad.



- **Administración del Mantenimiento:** La clave para un programa exitoso de administración de riesgo es la selección pro-activa de actividades de mantenimiento que reduzcan el potencial de falla.

El proceso de administración de riesgos es continuo. Como en cualquier análisis, entre más completos y confiables son los datos, se obtendrán resultados más cercanos a la realidad.

Los cálculos de la evaluación de riesgos del IAP, se basan en un método de **Riesgo Relativo**. Este método asigna valores numéricos a cada variable que tiene probabilidad de afectar o influir en el riesgo de falla de un ducto – efectos adversos y benéficos. El método ofrece ventajas sobre análisis de tipo probabilístico o cualitativo, tales como:

- En la ausencia de información de falla para un ducto específico, las evaluaciones que se hagan de acuerdo a las características de riesgo relativo, identifican situaciones de riesgo más alto a diferencia de los análisis probabilísticos que asignan una frecuencia de probabilidad con fuentes limitadas de información.
- El significado del valor de riesgo se basa en fundamentos de ingeniería en relación con el desempeño de una variable, literatura o historial a diferencia de los análisis cuantitativos.
- Aplicando el algoritmo a la base de datos se producen resultados que dan soporte a las decisiones de **canalización de recursos**, ponderación de riesgo y apoyo de otros objetivos de la administración de riesgo. El análisis y reportes dentro del IAP son muy extensos y proporcionan numerosos métodos que apoyan los procesos de administración de riesgo, incluyendo análisis de escenarios de proyectos que se ordenan a través de un análisis costo/beneficio.
- Además de ser una base de datos para ductos, el IAP realiza **cálculos** de la MAOP, MOP, Presiones de Operación Normal, impacto de anomalías de acuerdo al B31G de ANSI, volumen de ruptura, programación de pruebas de presión y otros requerimientos relacionados con la operación y entidad reguladora. El IAP utiliza esta información para generar valores de riesgo.



### 3.8.3 PROCEDIMIENTO DE IMPLEMENTACION DEL IAP.

Un reto para implementar de manera efectiva un programa de administración de riesgo es desarrollar la base de datos original y determinar las medidas para evaluar su desempeño. El **inicio** del proceso de evaluación de riesgos incluye tres etapas –el **ABC del IAP**:

- A. Algoritmo: Desarrollar y validar el algoritmo de evaluación.
- B. Construir: Recopilar y capturar datos que sustenten el algoritmo de evaluación.
- C. Calcular: Factores de la evaluación de riesgo.

Una vez que los factores de riesgo están listos para el análisis, la evaluación de riesgos y actividades de reducción/optimizaci3n pueden iniciarse. El proceso de evaluaci3n de riesgos avanzará en diferentes direcciones, dependiendo de los resultados deseados. El flujo general del análisis es:

- Establecer un nivel de riesgo tolerable o "Tolerancia".
- Identificar segmentos con Riesgo Más Alto en todo el ducto, para análisis más detallado.
- Concentrarse en las áreas de Riesgo Más Alto, para identificar las Fuentes de Riesgo.
- Identificar variables/características de gran valor para reducci3n de riesgo.
- Diseñar proyectos para reducci3n de riesgo y evaluar impacto del riesgo vs. Costo del proyecto.
- Construir plan para canalizaci3n de recursos que garantice la Integridad del Ducto.

Por lo general el IAP genera una serie de tabuladores y gráficos que sirven para una mejor visualizaci3n de los factores de afectaci3n a lo largo del ducto.



### 3.9 FACTORES QUE CONFORMAN LOS DIFERENTES INDICES DE RIESGO DE FALLA.

#### 3.9.1 INDICE DE FALLA POR CORROSION (EXTERNA E INTERNA).

El método de Muhlbauer establece:

La falla potencial de un ducto, es causada directa o indirectamente por la corrosión, la cual se considera como el peligro más familiarizado con el acero del que están hechos los ductos.

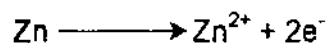
##### 3.9.1.1 PRINCIPIOS DE LA CORROSION.<sup>8</sup>

Corrosión, viene del latín *corrodere*, que significa "roer las piezas". La corrosión es un proceso electroquímico en donde una estructura metálica está sujeta a una pérdida de material causada por una descarga de corriente de la estructura al electrolito circundante.

Muchas formas de corrosión son el resultado de un par galvánico activo que puede presentarse debido a diversos factores, algunos de los cuales se discuten a continuación. La corrosión electroquímica requiere de cuatro componentes por separado pero de igual importancia. Estos son:

1. El **ánodo**. Un electrodo en donde ocurre la oxidación o corrosión.

Una reacción anódica común sería:



2. El **cátodo**. Un electrodo que esta siendo protegido contra la corrosión.
3. El **electrolito**. Un conductor iónico entre el ánodo y el cátodo, generalmente una solución acuosa o tierra húmeda.
4. El **circuito eléctrico**. Un conductor metálico entre el ánodo y el cátodo.

La afectación por corrosión, invariablemente se refleja en una pérdida de metal mediante la disminución en la integridad estructural y por lo tanto un incremento en el riesgo de falla.

##### 3.9.1.2 FACTORES QUE CONTRIBUYEN A LA CORROSION.

Hay varios factores físicos y del medio ambiente que pueden contribuir a crear pares galvánicos activos. Los que se enumeran a continuación sólo son algunos de los factores que contribuyen a formar o mantener un par galvánico activo:

###### a) **Materiales diferentes.**

Una diferencia de potencial entre dos metales que están en contacto ( por ejemplo, zinc y hierro en agua de mar) tendrá como resultado un paso de corriente del metal menos noble



(más activo o anódico) hacia el electrolito, dando como resultado la corrosión de dicho metal.

**b) Suelos diferente.**

Si un oleoducto atraviesa suelos de diferente composición se pueden establecer pares galvánicos entre el metal de un tipo de suelo y el mismo metal de un tipo diferente de suelo.

**c) Diferencia en contenido de Oxígeno.**

Una superficie metálica enterrada/sumergida parcialmente en un área con alto contenido de oxígeno y con otra parte de un área con poco contenido de oxígeno, se corroe en el área con bajo contenido de oxígeno.

**d) Material extraño en el relleno.**

Las rocas, escoria, objetos metálicos, etc. Pueden ocasionar pares galvánicos entre dicho material y las áreas adyacentes de la estructura metálica.

**e) Bacteria anaeróbica.**

Este tipo de bacteria, reductora de sulfatos, florece y prospera en aguas estancadas. También se les ha encontrado en puertos y bahías bajo las algas adheridas a las estructuras metálicas de los muelles.

**f) Impurezas.**

Las impurezas en el grano metálico de la estructura pueden causar pares galvánicos muy locales.

**g) Irregularidades superficiales.**

Si se utiliza una llave inglesa para tubería, los dientes de esta llave pueden dañar la superficie de la tubería, causando rayaduras en la misma. Estas rayaduras serán anódicas con respecto al resto de la tubería. Si se hacen excavaciones cerca de una tubería y se raya esta con la maquinaria de excavación, esta área "deformada" será anódica con respecto al resto de la tubería.



**h) Tensiones.**

Si por alguna razón, hay un área de tensión en cualquier parte de una tubería enterrada, o en cualquier otra estructura subterránea, la sección o la parte bajo tensión será anódica con respecto a otras secciones o partes que no están bajo tensión.

**i) Diferencia de concentración.**

En un electrolito grande, puede haber diferencias de pH entre la interfase de electrolito/metal de un lugar con respecto a la interfase en un lugar diferente.

**j) Interfase concreto-suelo.**

Si una estructura metálica se encuentra parcialmente instalada en concreto y parcialmente en suelo, se establecerá un par galvánico entre las superficies metálicas instaladas en los diferentes medios.

El área de la estructura que no se encuentra instalada en concreto será anódica con respecto a la que sí se encuentra instalada en concreto.

**k) Corrientes parásitas.**

Las corrientes directas (C.D.) se pueden generar de fuentes que no tienen conexión con la estructura en cuestión.

Según estas corrientes circulan por el suelo que contiene las estructuras en cuestión, parte puede ser recogida por la estructura. Sin embargo, la corriente debe retornar a su fuente y por lo tanto, se debe descargar en algún lugar de la estructura. La corrosión ocurrirá en los puntos de descarga de la corriente parásita hacia el electrolito.

**l) Diseño incorrecto de la protección catódica.**

Una protección catódica mal diseñada puede dar como resultado daños de corriente parásita hacia otras estructuras vecinas.

Por otro lado, la aplicación de una corriente de protección catódica excesiva puede tener como resultado daños a la estructura protegida.

**3.9.1.2.1 FUENTES DE PARES GALVANICOS DE CORROSION.**

**a) Metales Diferentes.**

Cuando se unen eléctricamente tubos de acero y de cobre en un electrolito (suelo), el acero (menos noble) tenderá a sufrir corrosión. El cobre será el cátodo y no sufrirá



corrosión. Al cobre se le considera como no corrosivo cuando se le utiliza subterráneamente. Debido a esto, generalmente se le utiliza en las tuberías de servicios en sistemas de gas y de agua, de acero o de hierro fundido.

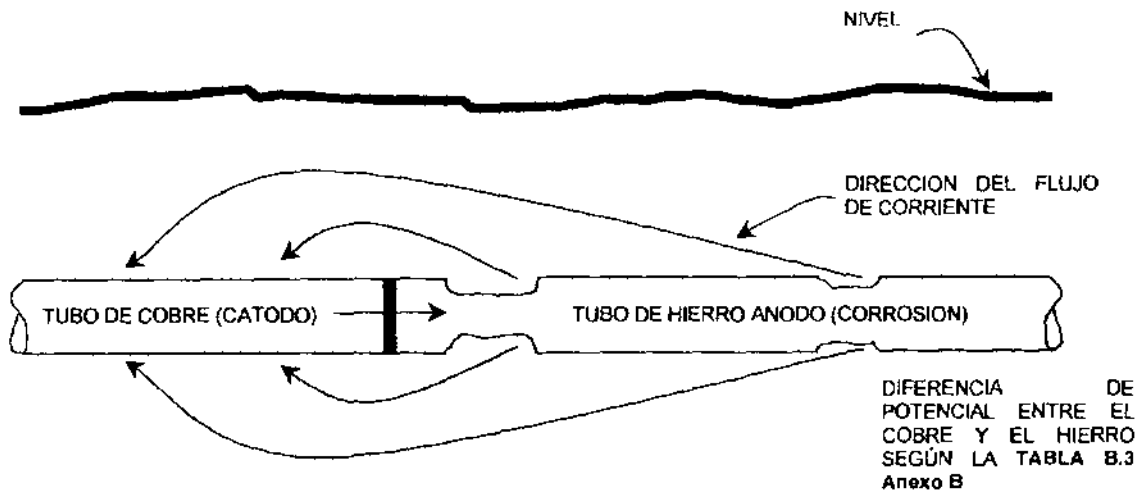


FIG. 3.1 Metales Diferentes.

b) Suelos Diferentes.

En la fig. 3.2 se ven ciertos cambios en la naturaleza del suelo que una tubería se puede encontrar al recorrer una cierta distancia. Esto también se puede visualizar en una instalación vertical y en dicho caso, la tubería sería representativa de un pilote de acero o de una camisa de un pozo. Si el potencial de la tubería en el suelo A se midiera contra un electrodo de referencia, tal como un electrodo de  $\text{Cu-CuSO}_4$ , se vería que es diferente al potencial en el suelo B. La corriente de corrosión fluiría del área del cátodo al área del ánodo en el circuito externo (en este caso la tubería), y del área del ánodo (que está sufriendo corrosión) al área del cátodo (que no está sufriendo corrosión) en el circuito interno (en este caso el suelo). Este es un caso muy común ya que la mayoría de los suelos no son totalmente homogéneos.

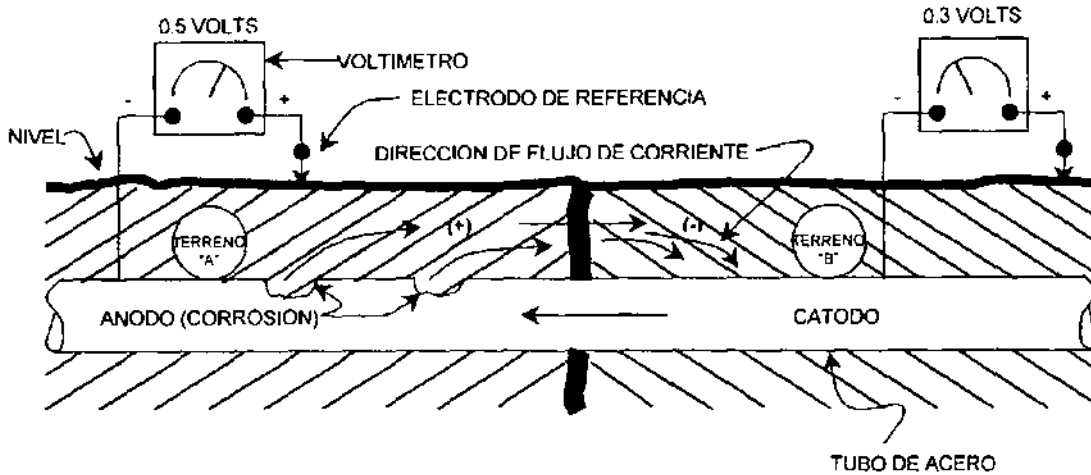


FIG. 3.2 Terrenos Diferentes.

c) Mezcla de Suelos Diferentes.

La fig. 3.3 muestra las condiciones que son más factibles de existir en suelos recorridos por tuberías. Como se puede apreciar, los pares galvánicos que se desarrollan pueden llegar a ser muy complejos.

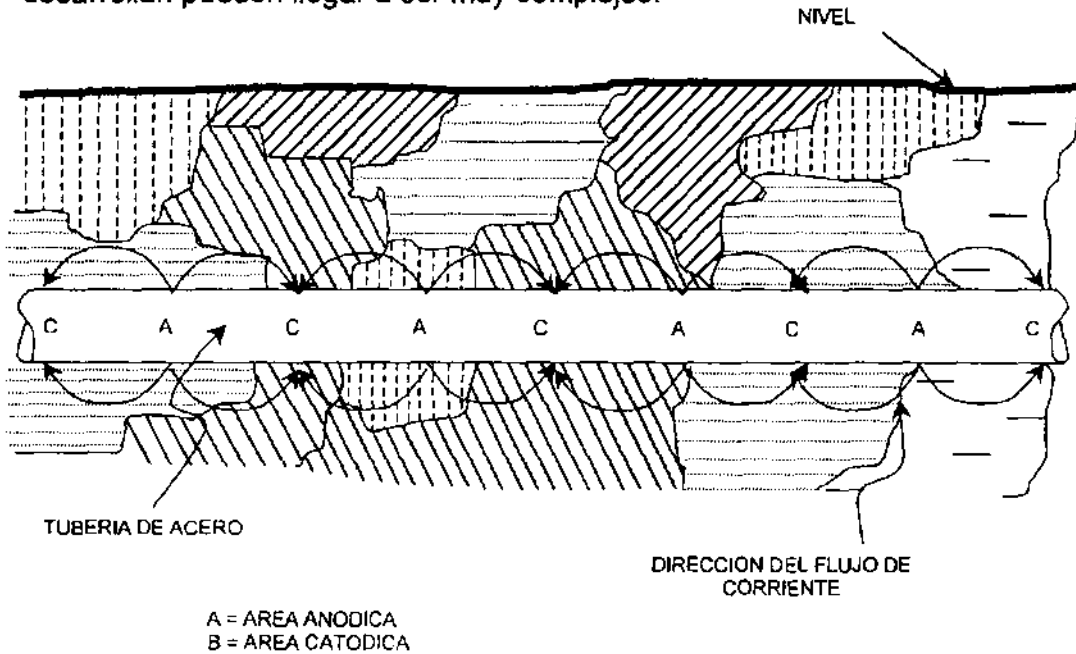


FIG. 3.3 Mezcla de Terrenos Diferentes.





d) Diferencia de Contenido de Oxígeno.

Las tuberías enterradas generalmente están sujetas a la corrosión como resultado de una diferencia en contenido de oxígeno. Como un ejemplo, se puede citar una tubería enterrada bajo una plancha de concreto. La porción bajo la plancha tiene un suministro restringido de oxígeno. Habrá una diferencia de potencial entre la parte de la tubería con un suministro pobre de oxígeno y la parte rica de oxígeno (relativamente hablando) de la tubería. La parte de la estructura con un suministro pobre de oxígeno es la parte anódica y sufrirá corrosión.

e) Escoria.

Una escoria cerca de una tubería subterránea puede ocasionar un par galvánico que a su vez causará corrosión del metal. La escoria es esencialmente carbón y existe una gran diferencia de potencial entre el carbón y el acero, como se puede observar en la **tabla B.3 del anexo B** de la serie galvánica práctica. La corriente fluye de la tubería en un área muy pequeña. Aunque la cantidad de corrosión asociada con este par será muy pequeña, la corrosión puede ocurrir hasta perforar la tubería en un periodo de tiempo muy corto.

f) Cascarilla de Laminación.

La cascarilla de laminación es una película de óxido firmemente adherida que se forma en la superficie del acero roiado en caliente a medida que el acero sale del proceso. Aunque este tipo de cascarilla no es un metal, es de tipo conductivo y tiene un potencial más noble que el acero. La diferencia de potencial puede variar desde 0.2 volts hasta 0.5 volts, siendo el acero el metal que sufre la corrosión. La corrosión del acero puede ser rápida en una falla de la cascarilla debida a la concentración de la descarga de la corriente anódica en un área pequeña.

g) Corrosión por par galvánico distante.

En estructuras subterráneas grandes, tales como tuberías a campo traviesa, se encuentra una gran variedad de tipos de terreno. Así como las variaciones locales de tamaño pequeño pueden causar pares galvánicos, las variaciones del ambiente de mayores dimensiones también pueden causar pares galvánicos. Tales variaciones del



medio pueden involucrar el atravesar suelo seco, alto y rocoso, zonas bajas pantanosas, seguidas por un área de pantanos drenados y rellenados. Las variedades con las que se puede uno encontrar no tienen límite. En cada caso se puede formar un par galvánico "distante", con cada área actuando como ánodo o cátodo con relación a áreas, como sería el caso para pares galvánicos locales. Hay otras causas que producen pares galvánicos distantes tal como los metales diferentes, etc.

Ductos de materiales no-metálicos, son algunas veces susceptibles a otras formas de degradación ambiental. Los sulfatos y ácidos en el suelo, pueden deteriorar el concreto y tuberías de asbesto-cemento. Algunos plásticos se degradan cuando son expuestos a la luz ultravioleta (luz solar). Tuberías de polietileno pueden ser vulnerables a los hidrocarburos. Tuberías de cloruro de polivinilo (PVC) pueden ser atacadas por roedores, los cuales destruyen las paredes del tubo. Muchos materiales para tubería pueden ser degradados internamente cuando es transportado un producto incompatible. Todas estas posibilidades deben ser consideradas en este índice.

Algunos materiales utilizados en el diseño de ductos, no son susceptibles a la corrosión y son virtualmente libres de cualquier clase potencial de degradación ambiental. Obviamente cada ducto, no lleva riesgo de falla de corrosión inducida. El índice de corrosión debe reflejar el carácter de peligrosidad.

Los dos factores que pueden ser evaluados son el tipo de material y el medio ambiente. El medio ambiente incluye las condiciones que impactan la pared del ducto, tanto interna como externamente. Debido a que los ductos pasan a través de diferentes medios ambientales, los evaluadores deben seccionar apropiadamente o considerar cada tipo de medio ambiente dentro de una sección dada y utilizándolo en el peor de los casos como una condición gubernamental.

Los errores humanos de tipo severo, pueden incrementar el riesgo por corrosión. La selección incorrecta del material para el medio ambiente (ambas exposiciones, interna y externa) son un error común. También se incluye los materiales unidos como cerrojos, juntas y metal soldado. El proceso de soldadura debe ser cuidadosamente diseñado con un potencial de corrosión en mente.



### 3.9.1.3 TIPOS DE CORROSION.

El Índice de Corrosión consiste en dos categorías: corrosión externa y corrosión interna.

#### A. Corrosión Externa.

Se considera según Muhlbauer, que la corrosión externa se subdivide en Corrosión Atmosférica y Corrosión debida a un metal enterrado. La corrosión atmosférica trata con componentes que son expuestos a la atmósfera. Los evaluadores deben considerar lo siguiente:

- Instalaciones susceptibles.
  - Encamisados.
  - Aislamiento.
  - Localización de "zonas manchadas".
  - Soportes/colgantes.
  - Interferencia tierra/aire.
- Tipo de atmósfera.
- Pintura/recubrimiento/programas de inspección.

La corrosión debida a un metal enterrado es la categoría más complicada. Entre los parámetros que se deben considerar se encuentran los siguientes:

- Protección catódica.
- Recubrimiento del ducto.
- Corrosividad del suelo.
- Edad del sistema.
- Presencia de otros metales enterrados.
- Potencial por desvío de corriente.
- Potencial de corrosión debido a la fractura por esfuerzo.
- Utilización de equipo de inspección interna (Diablos).

En el caso de metales enterrados, la inspección de la corrosión está dada por métodos indirectos. La inspección directa de la pared de un ducto, es a menudo costosa y perjudicial (el recubrimiento debe ser removido para observar el estado del material del ducto). Por lo tanto, la evaluación de la corrosión infiere del potencial de corrosión, debido a la examinación



de pocas variables que evidencien la corrosión. Esta inferencia en la evaluación es ocasionalmente confirmada por la inspección directa.

Debido a que la corrosión es un fenómeno altamente localizado, y debido a que la inspección indirecta solo provee información general, la incertidumbre es mayor.

El evaluador debe entender las limitaciones inherentes que se tienen al predecir la corrosión. Para este índice, datos históricos pueden ser benéficos.

Para el caso de la corrosión atmosférica, solo en los Estados Unidos, la pérdida debido a la corrosión atmosférica anual, es de más de \$2 billones de dólares. La corrosión atmosférica es básicamente un cambio químico en el material del ducto, resultado de la interacción de los materiales con la atmósfera. Por lo común, esta interacción causa la oxidación del metal.

Dentro de la corrosión atmosférica, se debe tomar en cuenta el tipo de atmósfera que rodea al ducto; por lo que las características que tenga el tipo de atmósfera pueden acelerar o retardar la corrosión del acero. Algunas de estas características atmosféricas son:

- Composición Química.
- Humedad.
- Temperatura.

Haciendo algunas simplificaciones generales, podemos decir que:

- Composición Química. La aceleración de la oxidación, puede ocurrir por dos maneras, ya sea naturalmente por aerotransportación de una sal o  $\text{CO}_2$ , o por agentes sintéticos como el cloro y  $\text{SO}_2$  (que pueden formar  $\text{H}_2\text{SO}_4$  y  $\text{H}_2\text{SO}_3$ ).
- Humedad. La humedad puede ser el elemento primario para el proceso de corrosión, aire con alto contenido de humedad es generalmente más corrosivo.
- Temperatura. Temperaturas altas son más corrosivas.

#### B. Corrosión Interna.

La corrosión interna trata con el potencial de corrosión originado dentro del ducto. Esta evaluación incluye:

- Corrosividad del producto.
- Acciones preventivas.



La corrosión interna es generada por una reacción entre la pared interna del ducto y el producto que es transportado. La actividad de corrosión, no es prevista como el resultado del producto que es transportado, sino como el resultado de una impureza en la corriente del producto. El metano no daña el acero, pero el agua salada u otras impurezas, pueden ciertamente promover la corrosión del acero.

La corrosividad del producto se puede clasificar en:

**“Fuertemente Corrosivo”**, indica que es rápido y perjudicial. El producto es altamente incompatible con el material del ducto. La transportación de soluciones de salmuera, agua, productos con  $H_2S$  y algunos productos ácidos, son ejemplos de materiales altamente corrosivos en las líneas de acero.

**“Ligeramente Corrosivo”**, sugiere que el daño a la pared del ducto es posible, pero solo a velocidad baja. No tener conocimiento de la corrosividad del producto, puede también caer dentro de esta categoría.

**“Corrosivo Solo Bajo Condiciones Especiales”**, mientras que el producto es normalmente benigno, existe la posibilidad de introducir un componente perjudicial dentro del mismo. Un ejemplo común, son el  $CO_2$  o agua salada que viajan en un ducto de metano. Los componentes naturales para la producción de metano, son generalmente removidos antes que puedan entrar en el ducto. Sin embargo, el equipo utilizado para remover cada impureza es expuesto a fallas de equipo.

#### 3.9.1.4 MEDIDAS PREVENTIVAS.

Como ejemplos de riesgos de seguridad, podemos mencionar, entre otros, la posibilidad de incendios y de explosiones debido a las fugas causadas por corrosión en tuberías de gas o petróleo (sobre todo en tuberías de transmisión a presiones elevadas), y la posibilidad de derrumbes en puentes y muelles. El peligro es tan real y evidente en las tuberías de petróleo y de gas, que en los E.U., el gobierno federal a través del Departamento de Transporte, impuso reglamentos en donde es obligatorio revestir y aplicar protección catódica a todas las tuberías de gas y petróleo.

Además de las implicaciones que tienen los riesgos de seguridad ya mencionados, el costo que implica el reparar y/o reponer las estructuras dañadas por la corrosión, puede llegar a ser



muy alto. Si además de este costo, agregamos el costo del tiempo perdido, pérdidas de ventas, etc., el costo total de la corrosión se convierte en una cantidad considerable.

Debido a las dos razones anteriores, seguridad y costo, se vuelve imperativo y necesario el tratar de impedir, o por lo menos de reducir al mínimo, la corrosión. La mejor forma de lograr esto es tomando en consideración la corrosión y los pasos a seguir para su prevención, durante las fases de diseño y de construcción de un nuevo proyecto. Esto reduciría la corrosión desde el principio y tendría como resultado un costo reducido al disminuir las reparaciones y/o reemplazos requeridos. Aunado a todo esto, hay pasos que se pueden seguir durante las fases de diseño y de construcción de un proyecto que no serían factibles de realizarse posteriormente.

Los pasos preventivos de los que se dispone se pueden dividir en tres áreas:

1. Selección del Material.
2. Pinturas y Revestimientos.
3. Protección Catódica.

#### **1. Selección del Material.**

Durante la etapa de diseño de una estructura se pueden eliminar, o por lo menos reducir muchos de los problemas de corrosión que podrían desarrollarse posteriormente.

Por supuesto que se deben seleccionar los materiales adecuados desde un punto de vista funcional y de trabajo. Sin embargo, en muchos casos, hay varios materiales diferentes que podrían actuar satisfactoriamente para una función específica y entonces se puede hacer una selección que reduzca el par galvánico que se establece en la estructura. Este tipo de medida preventiva es importante en estructuras subterráneas o sumergidas así como en estructuras de enfriamiento de agua o cualquier otro sistema en donde el material que fluye es de naturaleza corrosiva.

Algunos de los parámetros que se deben tomar en cuenta durante el proceso de selección de materiales son:

##### **a) Función deseada.**

Los materiales seleccionados deben ser adecuados para el proceso deseado. También deben ser resistentes a la corrosión del medio en el cual se encontrarían operando.



b) Similitud de materiales.

Cuando se van a juntar dos o más materiales en una estructura, deben seleccionarse en base a sus posiciones en la escala de series galvánicas. Como ejemplo, si en un condensador con una chapa para tubería, de acero con un alto contenido de carbón, hay la posibilidad de usar tubos de cobre-níquel o tubos de titanio, el cobre-níquel está más cercano al potencial del acero con un alto contenido de carbón que el titanio.

Esto reduce la diferencia de potencial entre los dos metales y por lo tanto la actividad corrosiva. Este parámetro también indica que durante la etapa del diseño, todas las componentes de una estructura o equipo deben ser seleccionadas al mismo tiempo para reducir el uso de metales diferentes.

c) Costo.

Se debe hacer un costo comparativo de los diferentes materiales y/o combinaciones de materiales disponibles para llegar a un costo más efectivo. Además, se debe tomar en consideración, durante la comparación de costos, de los beneficios derivados al usar otras medidas preventivas como serían revestimientos y/o protección catódica.

d) Vida útil.

Si una estructura es de una naturaleza temporal, o si sólo se le requiere por un periodo corto de tiempo, es posible seleccionar el material más barato, e incluso con alguna tolerancia a la corrosión.

De los parámetros mencionados anteriormente, la similitud en los materiales es uno de los que requiere de una mayor cantidad de cálculos de tipo de ingeniería. Algunos de los factores a considerar son los siguientes:

- Diferencia de potencial entre materiales.
- Distancia física entre metales diferentes.
- Capacidad de resistencia al medio ambiente.
- Relación del área entre el ánodo y el cátodo.
- Grado de exposición al medio corrosivo.



En el diseño de nuevas estructuras, o al reparar partes de una estructura vieja, existen ciertas guías que deben seguirse al seleccionar los materiales, de tal forma que reduzcan al mínimo los problemas de corrosión. Algunas de estas guías son:

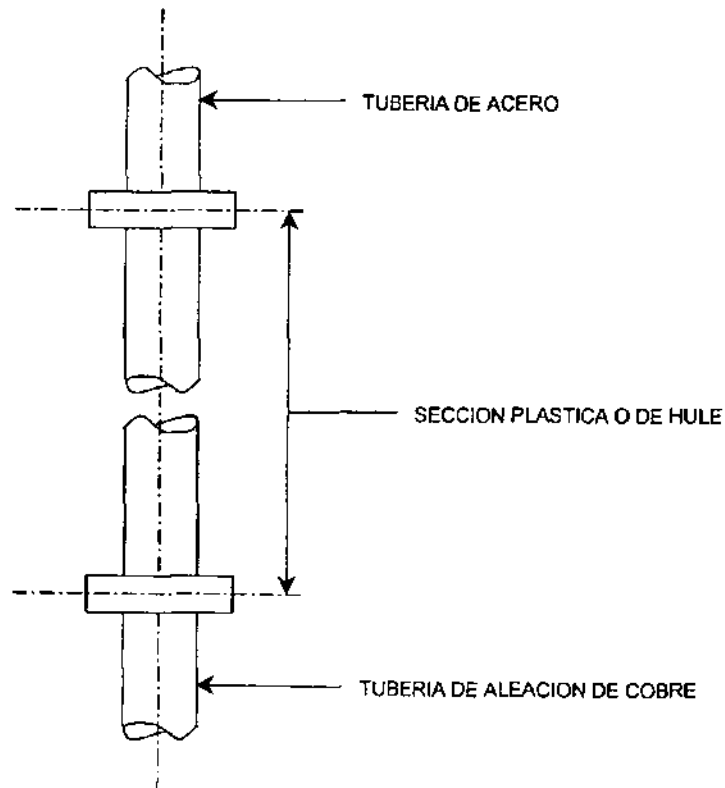
1. Los materiales diferentes en contacto íntimo deben usarse sólo en aquellos casos en donde el diseño no permite otra opción. Si es necesario utilizar metales diferentes en un medio conductor entonces, se debe procurar seleccionar metales que sean compatibles. Las componentes claves de una estructura deben utilizar metales más nobles que aquellas componentes que no son de tanta importancia.
2. Los efectos galvánicos deben ser tomados en cuenta con mucho cuidado al momento de pintar o revestir metales diferentes. En la mayoría de los casos lo que se pinta es el material más noble y por lo tanto se reduce el par galvánico de corrosión al reducir a un mínimo el área del cátodo.
3. La corrosión galvánica de metales diferentes se puede reducir al mínimo evitando la presencia de humedad en las uniones.
4. Siempre que sea posible, los metales diferentes en contacto íntimo deben ser separados eléctricamente utilizando un material aislante. Ver fig. 3.4 y 3.5.
5. Las uniones deben ser de un material que sea compatible con ambos metales en la conexión. El material de las uniones no debe ser anódico (el menos noble) con respecto a los materiales que une.
6. Los materiales de plástico también se pueden usar, evitando así los problemas de la corrosión. El término plástico se puede referir a una serie de materiales, cada uno con sus propiedades específicas, tanto mecánicas como de resistencia a la corrosión. Es importante, que la diferencia entre cada uno de los materiales se entienda perfectamente y así evitar su uso incorrecto y el posible ataque corrosivo del material plástico.

El mecanismo de ataque de corrosión de los materiales plásticos es diferente al de los materiales metálicos. Los metales sufren corrosión debido a una reacción electroquímica con una velocidad determinada. Los materiales plásticos son atacados por disolución o por una reacción de tipo química. La disolución es la penetración del plástico por un elemento corrosivo que produce un ablandamiento, una hinchazón y por último una falla.





Los plásticos, en contraste con los metales no exhiben una velocidad de corrosión; en general o resisten completamente el ataque o se deterioran rápidamente.  
En general, los materiales plásticos ofrecen una excelente resistencia al ataque por la mayoría de los ácidos, álcalis y soluciones de sal.



**FIG. 3.4 EJEMPLO DE AISLAMIENTO ENTRE METALES DIFERENTES**

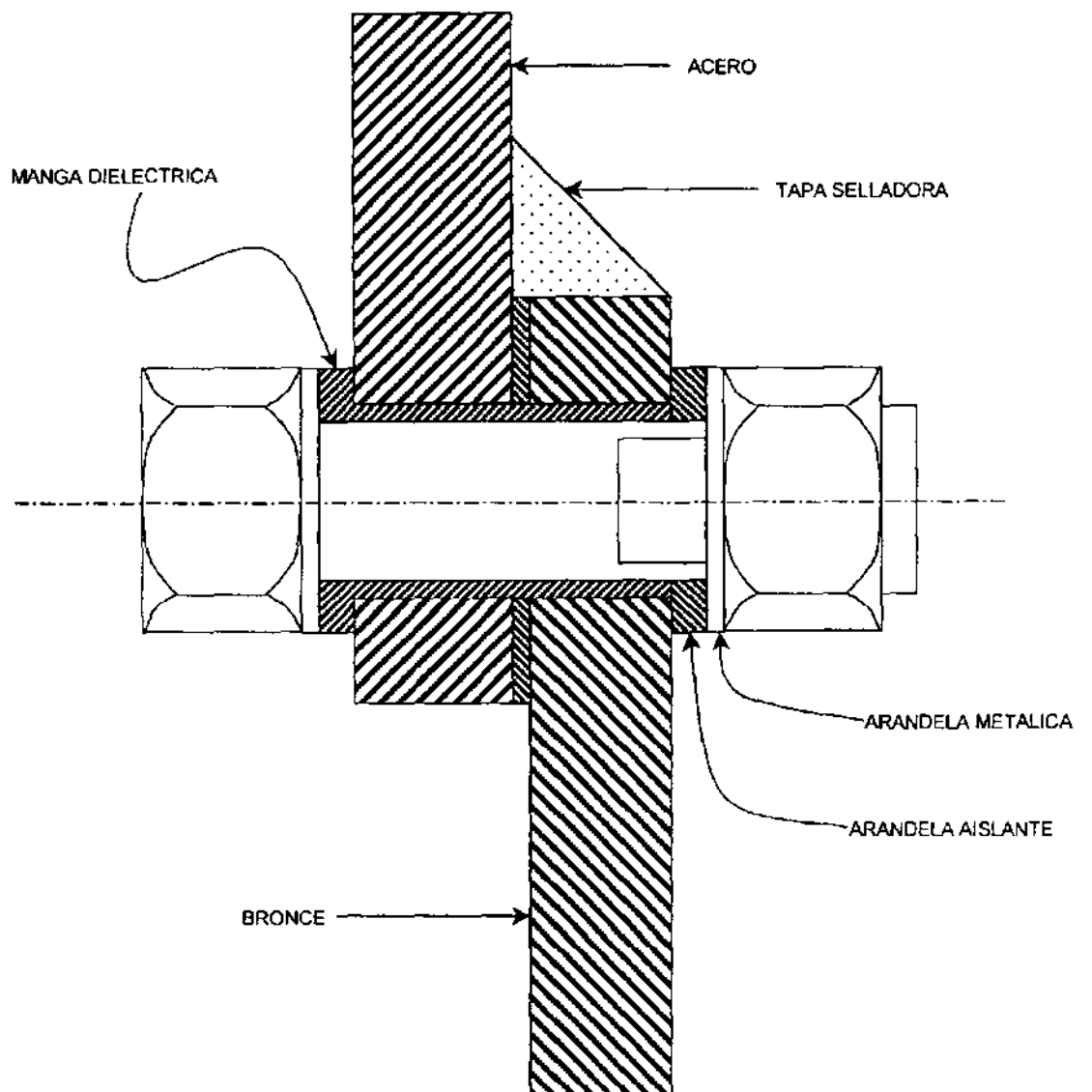


Fig. 3.5 EJEMPLO DE AISLAMIENTO DE METALES DIFERENTES



## 2. Pinturas y Revestimientos.

Las pinturas y revestimientos de protección no sólo tienen valor estético sino también ofrecen protección contra la corrosión y el deterioro.

De hecho, en la mayoría de los casos, una de las razones económicas y de seguridad más importantes para pintar el acero (y en condiciones severas de servicio también el concreto y otros materiales de construcción) son el prevenir la corrosión y la contaminación.

El tipo de servicio nos indicará el tipo de revestimiento de protección o de pintura que se deba seleccionar.

Básicamente los revestimientos de protección funcionan por uno o más de tres mecanismos que se indican a continuación.

1. El mecanismo de aislamiento o de barrera, en donde el material de revestimiento separa físicamente el sustrato del medio corrosivo.

Algunos ejemplos de tales sistemas son los revestimientos del tipo epóxico. Los revestimientos de cintas que se aplican a las tuberías subterráneas también caen dentro de esta categoría.

2. El mecanismo de inhibición por el cual el revestimiento cambia el medio al cual se expone el material por medio de una fuente de material de inhibición que vuelve pasiva a la superficie del sustrato. Algunos ejemplos de tales revestimientos son los materiales con base de cromato de zinc y de óxido de hierro.

3. Los revestimientos de tipo sacrificial que realmente proporcionan protección catódica al sustrato metálico por medio de una liberación de los pigmentos metálicos que son anódicos con respecto al sustrato. Algunos ejemplos de tales revestimientos son las pinturas de imprimación (primers) ricas en zinc orgánico e inorgánico.

Generalmente estos tres tipos de revestimiento se usan en combinación de por lo menos dos de ellos ya que generalmente los revestimientos de inhibición y los sacrificatorios se usan como primers, o revestimientos base, seguidos por un revestimiento del tipo de aislamiento. Este tipo de revestimiento de aislamiento, si se usa como capa exterior, se puede escoger de una gama de colores, o se puede aplicar una tercera capa por razones decorativas y de color.



En este punto se debe hacer una distinción entre los revestimientos de protección y las pinturas.

Los revestimientos de protección tienen la función primordial de proteger al sustrato y una función secundaria de proporcionar un valor estético, mientras que las pinturas sólo se aplican por su colorido.

El aplicar revestimientos de protección a las estructuras metálicas es el principal método de proteger y combatir contra la corrosión a las estructuras que se encuentran sobre tierra.

En las estructuras subterráneas, sin embargo, los revestimientos normalmente no deben ser los únicos métodos de prevención contra la corrosión. No importa que tan perfecta es la aplicación de un sistema de revestimiento a una estructura subterránea, tal como una tubería o un tanque enterrado, tarde o temprano desarrollará defectos ya sea por deterioro o tensiones del suelo, movimientos de la estructura, desgaste o daños por impactos, etc.

El ataque corrosivo en estructuras subterráneas o sumergidas se concentrará entonces en el área defectuosa del revestimiento, en donde el sustrato finalmente se ha expuesto al medio corrosivo.

Por lo tanto el método más usado, para combatir la corrosión en estructuras subterráneas o sumergidas es el uso combinado de revestimientos de protección y de protección catódica, que además es el método más económico. Para una mayor referencia sobre los diferentes tipos de revestimientos ver el anexo B.

#### **1. Protección catódica.**

La protección catódica es una técnica que se usa para reducir la corrosión de una superficie metálica y se logra al pasar suficiente corriente de protección catódica a esta para causar que la velocidad de disolución anódica sea insignificante.

Hay dos formas de lograr esto. El método del ánodo galvánico que consiste en conectar un metal más activo (anódico) en la serie galvánica a la estructura que se quiere proteger, y el sistema de corriente impresa que utiliza una fuente externa de corriente directa tal como un rectificador.

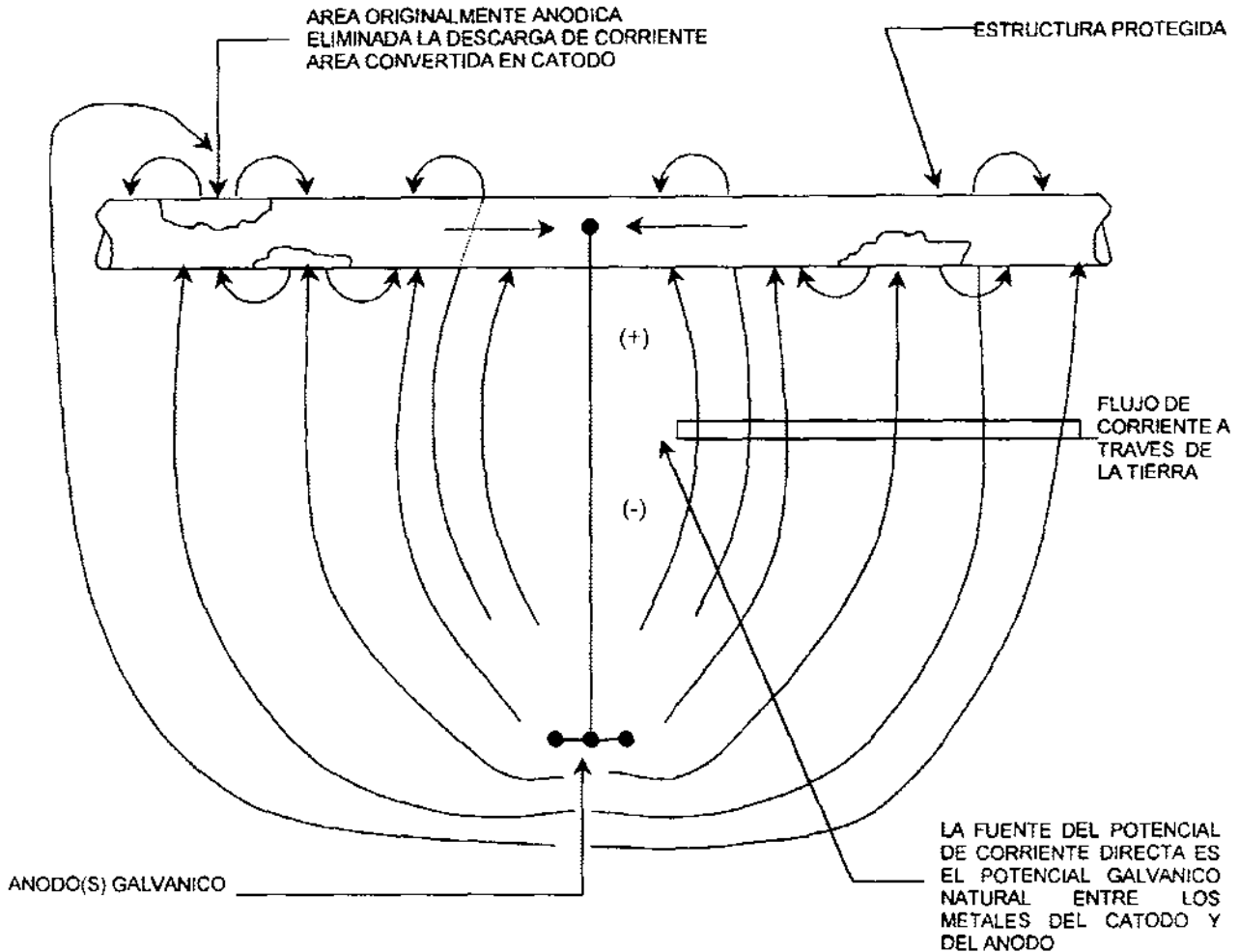


### 1. Sistema de ánodo galvánico.

El primer método, el sistema de ánodo galvánico, utiliza aluminio, magnesio o zinc como material para los ánodos. Estos ánodos se instalan cerca de la estructura que se desea proteger y se conectan directamente a la estructura. Los ánodos se sacrifican para proteger al otro metal. Los ánodos galvánicos existen en una gran variedad de formas y tamaños que les da una gran versatilidad en su uso. La selección del material del ánodo para cada aplicación dependerá de la resistencia y de la composición del electrolito, de los requerimientos de corriente, de la vida útil deseada para el ánodo y de otros parámetros. (Ver fig. 3.6).

El magnesio es el metal que se usa más comúnmente en el suelo y generalmente se coloca un relleno de baja resistencia alrededor del magnesio para reducir la resistencia total del ánodo.

La cama de ánodos es una serie de varios ánodos enterrados en línea e interconectados con un cable común. Se pueden utilizar ánodos galvánicos o de corriente impresa en un arreglo del tipo de cama de ánodos. Ya que los sistemas galvánicos tienen una entrega limitada de corriente, son más recomendables en donde los requerimientos de corriente no son muy grandes. Obviamente, la estructura a ser protegida debe ser positiva (+) con respecto al ánodo, antes de que el ánodo pueda descargar corriente y la resistencia del sistema de ánodos debe ser lo suficientemente baja como para permitir que se descargue suficiente corriente para sobreponerse a los pares ánodo-cátodo en la estructura que sufre corrosión. La ventaja que ofrecen los ánodos galvánicos es que no requieren de una fuente externa de energía; empiezan a operar tan pronto se les instala y una vez instalados no requieren de mantenimiento.



**Fig. 3.6 Sistema de ánodos galvánicos.**

La figura nos muestra un sistema de protección catódica galvánica en operación. Una tubería enterrada o sumergida, el cátodo, se conecta por medio de un alambre a una barra metálica (o a un grupo de barras metálicas, conocidas como "camas de ánodos") que es el ánodo del sistema. El flujo de corriente es del cátodo al ánodo a través del alambre o cable (conexión metálica) y del ánodo al cátodo a través del suelo o agua (conexión electrolítica). La corriente eléctrica entra en toda la superficie de la tubería (estructura).



Si la corriente entra en el área anódica de la estructura en cantidad suficiente, como para cancelar la corriente galvánica de corrosión que estaba anteriormente siendo descargada de la estructura (como resultado: la corrosión), entonces se habrá logrado una protección catódica satisfactoria con este sistema galvánico.

Si el sistema galvánico no proporciona una corriente suficiente, entonces se deben utilizar otros métodos.

## 2. Sistemas de corriente impresa.

Los sistemas de protección catódica de corriente impresa por el otro lado requieren de una fuente externa de energía que proporcione corriente a la cama de ánodos. (Ver fig. 3.7).

La corriente directa es forzada (o impresa) de la fuente de energía a través de la cama de ánodos y del electrolito hasta la estructura que va a ser protegida.

La terminal positiva de la fuente de energía debe estar siempre conectada a la cama de ánodos. La terminal negativa de la fuente de energía se conecta a la estructura que va a ser protegida. Los sistemas de corriente impresa pueden proteger en una forma muy efectiva a estructuras grandes. Las fuentes de energía más comunes para los sistemas de corriente impresa son los rectificadores que convierten la corriente alterna, normalmente usada en los servicios eléctricos, en corriente directa por medio de un transformador y componentes rectificadores, ya sean placas de selenio o diodos de silicio.

Los rectificadores enfriados con aire o inmersos en aceite se fabrican con una gran variedad en la capacidad de entrega y se seleccionan de acuerdo a los requerimientos de cada instalación.

Los materiales más usados para los ánodos de corriente impresa son: hierro fundido con un alto contenido de silicio, grafito, aleación de plomo-plata, titanio platinizado y magnetita. Ya que los ánodos de corriente impresa no dependen de diferencias de potencial para sobreponerse a los pares galvánicos de corrosión, como lo hacen los ánodos galvánicos, se pueden utilizar del mismo potencial de la estructura a proteger



como sería el caso de la chatarra de acero. Los rectificadores proporcionan el voltaje necesario para descargar la corriente de la cama de ánodos.

Los ánodos de protección catódica para sistemas de corriente impresa se fabrican en muchas formas y tamaños. En las instalaciones subterráneas, el uso de rellenos de baja resistencia alrededor de los ánodos es muy efectiva para disminuir su resistencia y aumentar su vida útil.

Los cables conectores entre el rectificador, los ánodos y la estructura a ser protegida son generalmente de cobre con un aislamiento de 600 voltios, adecuados para ser enterrados directamente en el suelo.

Los empalmes en los cables deben usarse lo menos posible y deben ser resistentes al agua. En cualquier defecto en el sistema de aislamiento del cable, se descargará corriente y se correrá el cable hasta que se separa y se interrumpe entonces el circuito eléctrico.

Una ventaja que tienen los sistemas de corriente impresa sobre los sistemas de ánodos galvánicos es que dentro de ciertas limitaciones, el voltaje de entrega del rectificador se puede ajustar (ya sea manual o automáticamente) para cumplir con los requerimientos de las condiciones variables.

En muchos casos el mayor elemento de resistencia del circuito, para sistemas de corriente impresa o galvánicos, es la resistencia al suelo de los ánodos, o como se conoce más comúnmente, de la cama de ánodos.



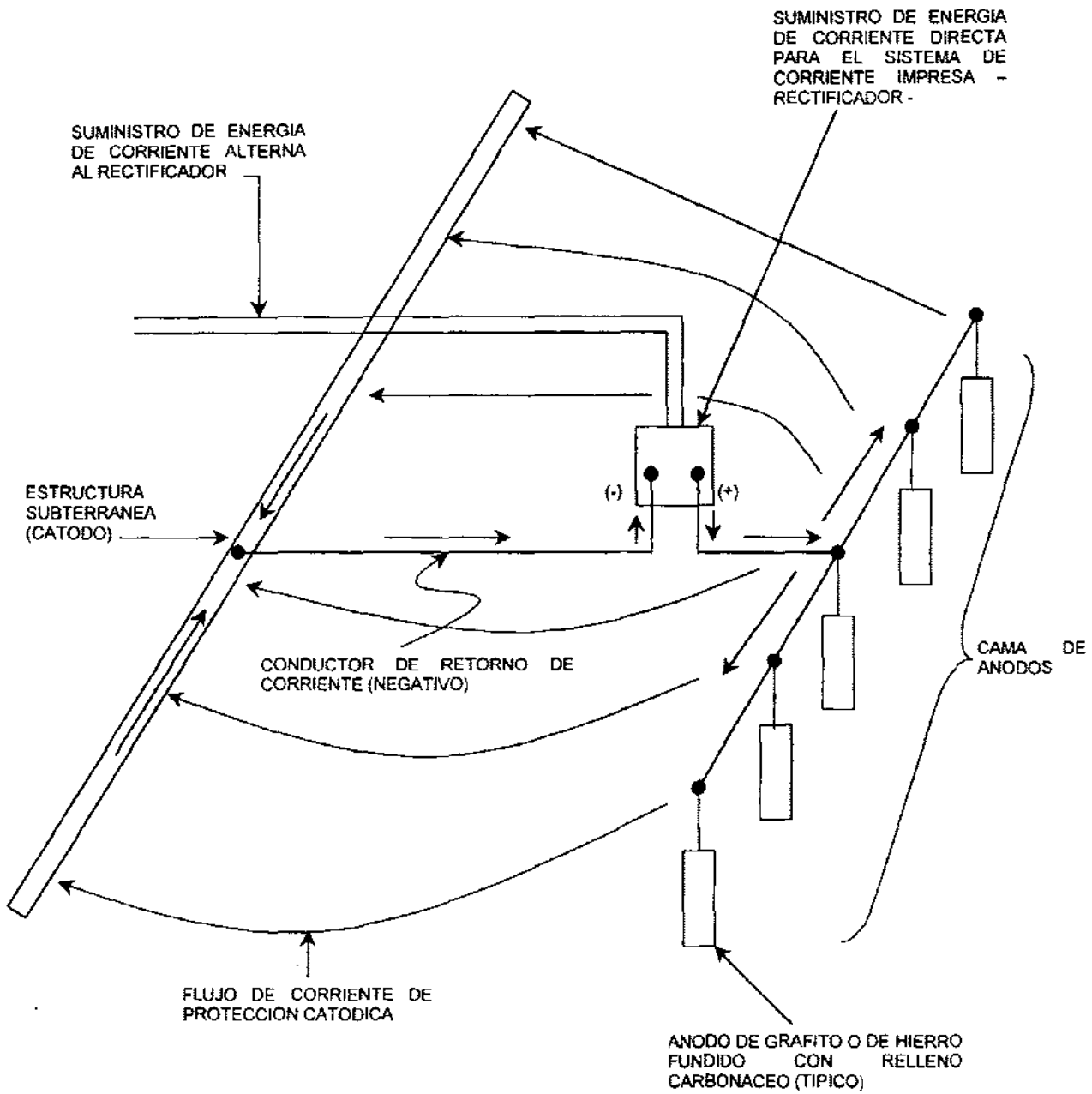


FIG. 3.7 Protección catódica por corriente impresa.



### 3.9.2 INDICE DE FALLA POR TERCERAS PARTES.

Los operadores de ductos, deben de tomar las precauciones pertinentes para evitar el daño a las instalaciones por gente externa a la compañía que maneja el sistema.

El Departamento de Transporte (DOT), de los E.U., muestra estadísticas que indican que los accidentes en ductos, son ocasionados por incursión de terceras partes (considerando a las terceras partes como toda aquella persona ajena a la compañía que maneja el sistema de ductos), los cuales son la causa principal de la falla de los ductos. El 40% de las fallas entre 1971 y 1986 en los E.U., es atribuido al daño por terceras partes. A pesar de estas estadísticas, el daño potencial por terceras partes, es considerado como un aspecto mínimo para la evaluación de riesgos en ductos.

Un registro de buena seguridad en los ductos, puede ser atribuido en parte a su instalación inicial en áreas de población espaciadas y a que estos ductos estén enterrados a una profundidad de 2.5 a 3 pies (aprox. 1 m ). Sin embargo, este desarrollo es amenazado al incrementarse el riesgo en la falla del ducto, debido al daño por excavación.

Entre el periodo de 1983 y 1987, resultaron ocho muertos, 25 heridos y arriba de \$14 millones de dólares en daños a la propiedad, todo esto ocurrido en la industria de ductos que transportan líquidos peligrosos, siendo el daño por excavación el principal factor. Este tipo de falla en ductos, representa 259 accidentes, de un total de 969 accidentes por todas las causas posibles. Está especificado por la DOT, que el 26.7% de todos los accidentes en la industria de transporte de líquidos peligrosos, es causado por actividades de excavación.

En la industria de transporte de gases, resulta una historia similar; fueron reportados 430 incidentes por daños debido a actividades de excavación, entre el periodo de 1984 y 1987. De estos accidentes, resultaron 26 muertos, 148 heridos y arriba de \$18 millones en daños a la propiedad. Se piensa que el daño por excavación es el responsable del 10.5% de los incidentes reportados en los sistemas de distribución, el 22.7% de los incidentes reportados, son debidos a la transmisión por ductos y 14.6% de todos los incidentes en ductos de gas.

Como un elemento del cuadro de riesgo total, la probabilidad del daño por terceras partes a las instalaciones depende de:

- La naturaleza de posibles incursiones.



➤ La facilidad con la cual pueden ser alcanzadas y la tranquilidad para introducirse a las instalaciones por terceros.

➤ El nivel de actividad.

Un posible intruso incluye:

➤ Equipo de excavación.

➤ Proyectiles.

➤ Tráfico vehicular.

➤ Trenes.

➤ Equipo agrícola.

➤ Cargas sísmicas.

➤ Postes de cercas.

➤ Postes telefónicos.

➤ Anclas náuticas.

➤ Dragar.

Los factores que afectan la susceptibilidad de las instalaciones incluyen:

➤ Pérdida de recubrimiento.

➤ Naturaleza del recubrimiento (tierra, roca, concreto, pavimento, etc.).

➤ Barreras artificiales (cercas, barricadas, zanjas, etc.).

➤ Barreras naturales (árboles, ríos, zanjas, rocas, etc.).

➤ Presencia de registradores de ductos.

➤ Condición del derecho de vía.

➤ Frecuencia de patrullaje.

➤ Tiempo de respuesta a reportes de amenazas.

El nivel de actividad es considerado como:

➤ Densidad de población.

➤ Actividad de construcción cercana.

➤ Proximidad y volumen de carriles de tráfico vehicular.

➤ Areas de anclaje costa afuera.



En la actualidad, daños serios a los ductos no son limitados por picaduras en la línea. Un simple agrietamiento en el recubrimiento del ducto de acero, puede ser considerado como un daño mínimo al recubrimiento y es probable dar paso a la corrosión. Este daño puede conducir a una corrosión acelerada y en última instancia a una falla por corrosión quizá tiempo adelante. Un agrietamiento profundo de la superficie, puede remover incluso un trozo de metal, puede formarse un área de concentración de esfuerzo, quizá tiempo después falla por fatiga, de igual manera se da paso a una fractura por corrosión debida al esfuerzo (SCC). Esta es una razón por la cual la educación pública juega un papel muy importante en la prevención de daños.

### **3.9.2.1 NIVEL DE ACTIVIDAD.**

Fundamentalmente cualquier evaluación de riesgos, es considerado como un "área de oportunidad". Para un análisis de daño potencial por terceras partes, el área de oportunidad es fuertemente afectada por el nivel de actividad cercano al ducto. Resulta obvio, que mayor actividad de excavación cerca de la línea, incrementa la oportunidad de golpear la línea.

Las estadísticas de accidentes mostradas por DOT para ductos que manejan gas indican que: entre el periodo de 1984 y 1987, el 35% de los accidentes debido a la excavación, ocurrieron en localizaciones Clase 1 y Clase 2. Estas son áreas de menor población.

Los evaluadores deben de dar distintas clasificaciones al nivel de actividad. Por ejemplo:

**Nivel de Actividad Alto.** Esta área es caracterizada por lo siguiente:

- Densidad de población Clase 3.
- Alta densidad de población.
- Actividades frecuentes de construcción.
- Volumen alto de reportes conocidos (> 2 por semana).
- Tráfico por carriles o calzadas, representan una amenaza.

**Nivel de Actividad Medio.** Esta área es caracterizada por lo siguiente:

- Densidad de población Clase 2.
- Baja densidad de población cercana.
- No existen actividades de construcción rutinaria que puedan considerarse como amenaza.
- Pocos reconocimientos de reportes (< 5 por mes).



**Nivel de Actividad Bajo.** Esta área es caracterizada por lo siguiente:

- Densidad de población Clase 1.
- Baja densidad de población, rural.
- Virtualmente no hay actividad de reportes (< 10 por año).
- No existen actividades perjudiciales en el área (En las actividades agrícolas, donde el equipo puede penetrar hasta 1 pie de profundidad cerca del ducto, el cual puede considerarse inofensivo).

Quizá uno de los mejores indicadores del nivel de actividad es la frecuencia de reportes. Estos reportes pueden provenir de una observación directa del personal de ductos, patrullaje aéreo o por tierra y reportes telefónicos por la comunidad o por otras compañías constructoras.

### **3.9.3 INDICE DE FALLA POR MOVIMIENTOS DE TERRENO.**

Bajo ciertas condiciones, los ductos están sujetos a esfuerzos, a causa de los movimientos de terreno. Estos movimientos son repentinos y catastróficos o estos causan deformaciones a largo plazo, induciendo a esfuerzos en el ducto por un periodo de tiempo. Estos esfuerzos en el ducto pueden ser considerables, y deben ser cuidadosamente considerados en un análisis de riesgos. Mientras que los movimientos de terreno son incluidos como un componente para la determinación del espesor de pared del ducto, la tubería puede ser diseñada para resistir los movimientos.

El levantamiento debido a escarcha en una región fría, es un fenómeno que envuelve temperatura y efectos de humedad que causan el movimiento del terreno. Como hielo o cristales de hielo formados en el suelo, se espera una expansión del suelo debido al enfriamiento y la humedad. Esta expansión puede causar incremento en la presión del ducto que se encuentra enterrado. La cantidad de carga incrementada en el ducto, depende parcialmente de la profundidad de la penetración de la escarcha y las características del ducto. Ductos rígidos son fácilmente dañados por este fenómeno.

Los ductos son generalmente colocados a una profundidad debajo de las líneas de escarcha para evitar problemas por carga de escarcha.



Muchos ductos que cruzan por áreas de arcilla altamente expansiva, son particularmente susceptibles a la hinchazón y contracción debido a los cambios en el contenido de humedad. Estos efectos pueden ser pronunciados especialmente si el suelo está contenido entre superficies sin rendimiento. Cada movimiento del suelo contra el ducto puede ser dañino al recubrimiento del mismo, también como inducir a esfuerzos en la pared del ducto. Una buena instalación práctica, evita el incrustamiento directo de la tubería con el suelo. De nuevo, los ductos rígidos son más susceptibles al daño estructural por expansión del suelo. Una evaluación geo-técnica, es el mejor método para determinar el potencial del significado de los movimientos de tierra. Grandes fracturas en la tierra durante el periodo de sequía, excavación o deslaves en periodos de lluvias fuertes, problemas de cimentación por construcciones cercanas, desprendimiento de tierras o terremoto potencial, observación de los movimientos de tierra por horas extras o ciclos estacionarios, y el desplazamiento de estructuras enterradas descubiertas durante la rutina de inspección, que son todos los indicadores de la susceptibilidad del área.

Los instrumentos como el inclinómetro y extensómetro, pueden ser usados para detectar algunos pequeños movimientos de terreno. Cualquiera de estos instrumentos revela los movimientos de terreno, y no son necesariamente un indicador directo de los esfuerzos inducidos en el ducto. Estos solo indican el incremento en la probabilidad de los esfuerzos adicionales en el ducto. En áreas propensas a movimientos de terreno, estos instrumentos pueden ser colocados como un tipo de alarma que advierta cuando los cambios más drásticos ocurran.

El movimiento del ducto es la mejor indicación del incremento de esfuerzo. Existen diferentes clasificaciones de áreas que nos indican el potencial de daño por movimientos de terreno:

**Alta.** Areas donde los daño por movimientos de terreno son comunes o pueden ser severos. Movimientos de falla regular, deslizamientos de tierra, hundimiento o presencia de escarcha. El ducto está expuesto a estos movimientos. Un ducto rígido en un área con movimientos de terreno menos frecuentes, debe ser clasificado como el incremento de susceptibilidad del daño en un ducto rígido debido al movimiento de terreno. La actividad de fallas sísmicas en los alrededores del ducto, debe ser incluido en esta categoría.



**Media.** Los daños por movimientos del terreno, son posibles pero poco comunes o poco probables de afectar al ducto que está a profundidad. La topografía y los tipos de suelo, son compatibles con los movimientos de terreno, aunque los daños en esta área no estén relacionados.

**Baja.** Raramente existe evidencia de algún movimiento de terreno. Los movimientos y daños, no son probables. Estos no son relacionados con episodios de daño estructural debido al movimiento del terreno. Todos los ductos rígidos deben caer en esta categoría como un mínimo, ya que los movimientos son poco comunes.

**Nula.** No existen evidencias de ningún tipo de movimientos del terreno.

Las acciones correctivas pueden ser desarrolladas para el punto en el cual, el potencial del movimiento del terreno es nulo.

Cuando exista un potencial, se deben considerar las siguientes acciones de mitigación:

- Monitoreo continuo.
- Romper esfuerzos.

El monitoreo continuo, ofrece el beneficio de indicar inmediatamente los problemas potenciales. Esto puede conseguirse por la transmisión de señales que indican los movimientos de terreno para esfuerzos localizados en el ducto.

El romper los esfuerzos, se consigue abriendo una zanja paralela o sobre el ducto.

#### **3.9.4 INDICE DE FALLA POR DISEÑO Y MATERIALES.**

Otro elemento significativo en el cuadro de riesgo es la relación entre cómo puede ser originalmente diseñado el ducto y como se pretende operarlo. Todo diseño original, está basado en cálculos por razones prácticas, incorporando suposiciones. Estas suposiciones incluyen resistencia de materiales y el uso de modelos simplificados. Los factores de seguridad y la conservación en las suposiciones compensan la variabilidad causada por las suposiciones pero pueden ser visualizadas exactamente como muchos esfuerzos en el diseño que pueden ser tolerados con toda seguridad. Otra complicación, es la estimación de las condiciones existentes en la resistencia del suelo, así como las cargas debidas al esfuerzo en la estructura. Los evaluadores siempre deben de tener la incertidumbre de estimar un margen de seguridad.



Esta incertidumbre puede ser reconocida, pero no necesariamente cuantificada. La evaluación de un sistema puede incorporar toda la información conocida y tratar consistentemente todo lo desconocido. Debido a que el riesgo es relativo y muy cotizado la consistencia en el tratamiento de variables de diseño, proveen una base consistente con la cual se realiza la comparación del riesgo.

En México para el diseño y operación de los sistemas de ductos, es necesario realizar todos los cálculos correspondientes y la mayoría se basan en normas o códigos internacionales tal es el caso de los códigos **ASME (Sociedad Americana de Ingenieros Mecánicos)** en sus apartados **B31.4** y **B31.8**; **API (Instituto Americano del Petróleo)**; **ASTM (Sociedad Americana para Pruebas y Materiales)**; **NFPA (Asociación Nacional de Protección contra el Fuego)**; **NACE (Asociación Nacional de Ingeniería de Corrosión)**; **DOT (Departamento de Transportación)**; y de igual manera normas mexicanas como la **CID (Comité Interorganismo de Ductos)**; **Normas PEMEX** y que la conjunción de todos los códigos y las normas conforman la norma **CID-NOR-N-SI-0001** que actualmente está en vigencia. Con respecto al diseño y tipo de materiales empleados en los sistemas de ductos que transportan hidrocarburos en fase gas, (ver el capítulo 1, apartado 1.5 de esta tesis).

#### **3.9.4.1 SELECCION DEL MATERIAL.**

Los evaluadores pueden observar qué propiedades de los materiales se deben considerar para identificar y especificar todos los esfuerzos razonables que se esperen. Los evaluadores deben encontrar cálculos que muestren todos los esfuerzos anticipadamente en los componentes del ducto. Esto puede incluir recubrimientos de concreto, recubrimiento externo e interno, tuercas y pernos, todas las conexiones del sistema, soportería, así como también miembros estructurales del sistema. Deben mostrarse documentos del potencial de corrosión, incluyendo los problemas por la incompatibilidad de materiales y problemas de soldadura los cuales fueron considerados en el diseño.

Lo más importante es ajustar los documentos de control existentes. Estos documentos de control, en la forma de especificación del ducto, dando datos altamente detallados de todos los componentes del sistema. Estas especificaciones deben contener el tamaño de los componentes, la composición del material, pintura y otros recubrimientos protectores y





cualquier requerimiento especial en la instalación. En los dibujos de diseño, especificar la localización y los parámetros de montaje de cada componente.

Cuando se hacen cambios en el ducto, estos deben ser determinados en los documentos de control. Todos los materiales nuevos y reemplazados deben conformar las especificaciones originales y permitir la revisión de la diferencia de materiales (ver el capítulo 1, apartado 1.5 de esta tesis).

### **3.9.5 INDICE DE FALLA POR OPERACION Y PROCEDIMIENTOS.**

Uno de los aspectos más importantes es el potencial de riesgo debido al error humano. Desgraciadamente, esto es quizá el aspecto más difícil de cuantificar, o simplemente de entender. Los profesionales en seguridad insisten en que este comportamiento es quizá la clave para avanzar en la prevención de accidentes. El comportamiento es un factor fundamental y la actitud cruza entre áreas de psicología, sociología, biología, etc., y están más allá de una simple técnica de evaluación. Cuando los datos pueden proveer de correlaciones estadísticas entre los accidentes y cada variable como son los años de experiencia, el nivel de educación, dieta, salario, entonces estas variables pueden ser incluidas en el cuadro de riesgo.

En este índice, el potencial del error humano en las operaciones de ductos es evaluado. Limitamos nuestra evaluación de este potencial a los errores cometidos por los operadores de ductos.

Se ha estimado que el error humano es el causante del 62% de todos los accidentes en los Estados Unidos. La población es especialmente sensible a este tipo de riesgos. En la industria del transporte, los ductos son comparativamente insensibles a interacciones con humanos.

La interacción humana en los sistemas de ductos, puede ser de dos formas: positivas - fallas de mitigación o prevención, o negativas – fallas iniciales o exacerbadas. Estos esfuerzos están hechos para mejorar la ejecución humana, y que se alcance la reducción del riesgo. Estas mejoras, están pensadas para que ocurra un mejor diseño del sistema de ductos, el desarrollo de mejores empleos y/o la mejora en programas de administración. Cada mejora está hecha para cada componente de la administración de riesgos.



Un punto importante es la evaluación del riesgo debido al error humano, aquí se hace la suposición de que el error es pequeño, y por lo tanto convierte al sistema vulnerable a un escenario de falla. Con esto en mente, los expertos deben evaluar el potencial del error humano en cada una de las cuatro fases que se presentan en los ductos: diseño, construcción, operación y mantenimiento.

Se piensa que este índice debe solo estar compuesto por términos de prevención. Algunos de los sistemas de ductos pueden ser adquiridos con un poco de conocimiento acerca del diseño original, construcción y prácticas de mantenimiento, con los cuales los operadores pueden dar paso a elaborar evidencias históricas de los ductos.

### **3.9.5.1 TIPOS DE PROCEDIMIENTOS.**

#### **1. Programas de educación pública.**

Los programas de educación pública, juegan un papel significativo en la reducción de daños a ductos ocasionados por terceras partes. Se considera que el daño por terceras partes, es involuntario y por eso es ignorado. Esta ignorancia no es sólo de la localización exacta de dónde se encuentra enterrado el ducto, sino que también son ignoradas la presencia de indicaciones en la superficie del ducto, por lo que hay ignorancia total. Una comisión de la compañía de ductos, debe educar a la comunidad con asuntos relacionados con los ductos, para poder evitar que existan exposiciones del sistema por daño de terceras partes.

Algunas características para un programa efectivo de educación pública se muestran a continuación:

- Correo.
- Encuentros oficiales con el público una vez por año.
- Encuentro con contratistas y excavadores locales una vez por año.
- Programas regulares de educación para grupos de la comunidad.
- Contacto puerta a puerta con residentes adyacentes.
- Correo para contratistas y excavadores.
- Publicación de avisos para los contratistas una vez por año.



El contacto regular con propietarios y residentes que vivan adyacentes al ducto, es considerado como una primera línea de defensa en la educación pública. Cuando existe motivación para los propietarios, estos suelen proteger los ductos.

Otras técnicas que enfatizan con el buen acercamiento al vecino, incluyen correos, presentaciones con grupos de la comunidad y avisos. Los correos generalmente toman la forma de un panfleto informativo, quizá un artículo promocional como un imán, calendario, memo pad, plumas, cinta métrica, o llaves chinas y que todos estos artículos contengan el nombre de la compañía encargada de los ductos, así como un número telefónico para las 24 horas del día. Los panfletos pueden contener detalles de estadísticas de seguridad en ductos, acerca del producto que es transportado, y como la compañía asegura la integridad del ducto (patrullaje, protección catódica, etc.). Quizá lo más importante, es informar de cómo la línea es muy sensible a sufrir daño por actividades de terceras partes.

## 2. Frecuencia de patrullaje.

El patrullaje en el ducto es un método efectivo para reducir las invasiones por terceras partes. La frecuencia y efectividad del patrullaje, debe ser considerada en la evaluación. Desde un punto de vista, el patrullaje es entendido como un sistema para detectar evidencias de fugas como son nubes de vapor, muerte inusual de la vegetación, burbujas en ductos sumergidos, etc.

Desde otro punto de vista, el patrullaje sirve para impedir posibles amenazas a los sistemas de ductos. Cada amenaza se representa de distinta manera, ya sea por operación cercana con equipo de excavación, nuevas construcciones de edificios o carreteras, o cualquier otro tipo de actividades que puedan ser causa de golpear al ducto, exposición, o daño de otra manera. Se debe notar que algunas actividades solo indican amenazas en forma indirecta.

La patrulla debe proporcionar evidencia alguna acerca de las actividades que ocurran alrededor o por arriba del ducto.



### 3. Corridas de diablos.

Un diablo es un objeto cilíndrico, diseñado para desplazarse a través de un ducto con varios propósitos. Los diablos son utilizados para limpiar el interior del ducto (se utilizan por lo general cepillos), separar el producto, empujar al producto (especialmente líquidos), reunir datos (cuando el diablo contiene mecanismos electrónicos especiales), etc.

Un programa regular de una corrida de diablos para limpieza o del tipo de desplazamiento, para remover potencialmente materiales corrosivos, lo cual provee de un método efectivo de reducción de daños (pero no eliminación), debido a la corrosión interna. El programa debe ser diseñado para remover líquidos u otros materiales antes de que puedan dañar apreciablemente la pared del ducto. El monitoreo de los materiales desplazados dentro de un ducto, deben incluir la búsqueda de productos corrosivos como el óxido de hierro en líneas de acero.

Para la selección del tipo de diablo que se va a emplear, el operador debe tener conocimiento del modelo apropiado de diablo, diseño del diablo incluyendo su velocidad, distancia, y fuerza de manejo; para poder evaluar el progreso durante la evaluación.

Hasta aquí, se muestra un amplio panorama de cómo pueden ser afectados los sistemas de ductos, dependiendo del tipo de falla que se exponga en el momento de una evaluación; se consideraron las variables que pueden tener el mayor peso a la hora de la evaluación.

Se sabe que uno de los fines del análisis de riesgos, es el proporcionar la información que nos indique las medidas o pasos a tomar para lograr la mayor protección posible, ya sea al personal que labora dentro de una instalación de proceso o a una cierta comunidad que se localice en las cercanías de las instalaciones de proceso; motivo por el cual el Programa de Evaluación de Integridad (IAP), da un mayor porcentaje al índice de consecuencias debido al Impacto a la Población, el cual dentro del programa tiene un peso del 40% del Riesgo Total.

#### **3.9.6 INDICES DE CONSECUENCIAS.**

##### **3.9.6.1 INDICE DE IMPACTO A LA POBLACION.**

###### **3.9.6.1.1 Densidad de Población.**

Como parte del análisis de consecuencias, y como uno de los parámetros más críticos está la proximidad de falla de un ducto hacia la población. Estos impactos pueden ser causa de



peligros crónicos. El impacto en la peligrosidad de la inflamabilidad y toxicidad son evidentes. El impacto de los peligros crónicos pueden ser muy delicados. La cercanía de la población, es un factor que causa un área de oportunidad en la cual el daño se incrementa debido a la actividad humana. El potencial por ingestión de contaminantes a través del agua para beber, vegetales, pescado, u otras formas ingeribles que se encuentren cerca del sitio de una fuga. Otra forma de contaminación, es mediante la inhalación y el contacto con la piel, a consecuencia del mismo impacto.

La densidad de población es considerada según su uso por la DOT Parte 192, como Clases de Localización, divididas en 1, 2, 3 y 4. Estas son áreas desde rural hasta la urbana respectivamente. Las clases de localización son determinadas por examinación de un área de 660 ft (aprox. 202 m) en ambos lados de la línea central del ducto y 1 milla (1.61 km) a lo largo del ducto. Esta milla multiplicada por 1,320 ft (402.4 m), por encima de la línea central del ducto, forman el área definida. Para la propuesta de la definición de la clase, se debe pensar en un área continua a lo largo del ducto.

Si en cada tramo de la milla del ducto, tiene más de 46 viviendas dentro del área definida, esta sección termina siendo un Area de Clase 3. Una sección con menos de 46 viviendas pero más de 10 dentro del área definida, termina siendo un Area de Clase 2. Cada milla con menos de 10 viviendas, es considerada como un Area de Clase 1. Un Area de Clase 4, existe cuando en el área definida prevalecen construcciones con varios pisos.

Un Area de Clase 3, también puede definirse como una sección del ducto que tiene una alta ocupación en sus construcciones, así como áreas de reuniones públicas. Construcciones como iglesias, escuelas y centros comerciales, que son regularmente ocupados (5 días por semana o 10 semanas por año) por 20 o más personas que se estima es la alta ocupación de las construcciones. La presencia de alguna de estas construcciones dentro de los 660 ft del ducto. son suficiente condición para clasificar al ducto en una sección de Clase 3.

Otro de los factores que afecta a la población es el grado de dispersión de una fuga y el problema que esta puede ocasionar al sistema y a la comunidad. Otros tipos de factores que pueden afectar a la población como las explosiones, y los sistemas de dispersión se muestran en el anexo B.



### **3.9.6.2 INDICE DE IMPACTO EN EL AMBIENTE.**

En este tipo de impacto, cuenta mucho el daño que se ocasiona a los ecosistemas que rodean el área por el cual cruza el sistema de ductos, siendo esto un peligro potencial debido a que se pueda presentar alguna fuga hacia las áreas circundantes, y estas puedan ocasionar daños severos al ambiente, ya sea por contaminación del agua, en caso de que el ducto se encuentre sumergido o cruce por encima de algún cuerpo de agua (río, lago, laguna, mar, etc.), dañando de esa manera a la fauna que viva en dicho ecosistema; otra forma de contaminación puede generarse al existir una fuga que forme una nube explosiva como las que se han mencionado en el impacto a la población, generando daños a la fauna y a la población que se encuentre más cercana al lugar del siniestro.

### **3.9.6.3 INDICE DE IMPACTO EN EL NEGOCIO.**

Este impacto proporciona como fuente principal, la generación de pérdidas monetarias para la compañía que se encarga del suministro de los hidrocarburos hacia las diferentes empresas que solicitan el servicio. Esto puede deberse a un cierre en la línea debido a la presencia de una fuga principalmente, u otro factor que pueda ser relevante para que el suministro sea suspendido. La compañía encargada del suministro debe ser capaz para dar a conocer a los distintos usuarios, el tiempo que tardará en reanudarse el servicio, y a su vez calcular a cuanto ascenderán las pérdidas para la compañía de suministro por dicho evento.

En base a todo lo mencionado a los factores de riesgo y a los factores de consecuencias, se dará a conocer la manera en que el Programa de Evaluación de Integridad (IAP) realiza una evaluación del riesgo, para los sistemas de ductos.



# **CAPITULO 4**

## **CALCULO DEL RIESGO EN UN SISTEMA QUE TRANSPORTA LPG, MEDIANTE EL RANKING RELATIVO/IAP**



---

## **CALCULO DEL RIESGO EN UN SISTEMA DE DUCTOS QUE TRANSPORTA LPG, MEDIANTE EL RANKING RELATIVO/IAP**

### **4.1 INTRODUCCION.**

Se ha decidido elaborar un escenario que contemple a un sistema de ductos que transporte LPG (Gas Licuado del Petróleo), las características de algunas propiedades físicas y químicas, así como su manejo, almacenamiento y distribución entre otras, se muestran en el anexo A.

El Gas Licuado del Petróleo (GLP) es una mezcla compuesta principalmente de propano y butano; su producción se registra desde principios de siglo, sin embargo, en 1946 cuando se inicia su comercialización como una estrategia para sustituir en las casas habitación de las zonas urbanas la utilización de combustibles vegetales.

Es una de las principales fuentes de energía en el país. Aunque por años su uso se ha enfocado principalmente al sector residencial, recientemente el comportamiento de la demanda ha mostrado un crecimiento importante en sectores tales como la industria y el transporte.

Actualmente, la satisfacción de las necesidades de Gas Licuado en la República Mexicana es responsabilidad de Pemex Gas. Para ello el Organismo ha desarrollado un sofisticado sistema de distribución basado en la optimización de una serie de variables, tales como: demanda, producción, importaciones y exportaciones, que combinadas permiten establecer un balance oferta-demanda que garantiza la disponibilidad de este energético en la gran mayoría de los hogares mexicanos.

### **DISTRIBUCION Y COMERCIALIZACION DEL GAS LICUADO.**

Su producción se concentra en el sureste del país, posteriormente se transporta a las Terminales de Distribución de Gas Licuado a través de una red de distribución de ductos; en estas terminales se realizan las ventas de primera mano a los distribuidores, quienes a su vez hacen llegar el producto al consumidor final. Las importaciones y exportaciones se realizan a través de una infraestructura portuaria que incluye Terminales Marítimas de Distribución de Gas Licuado.

La infraestructura de distribución del país está constituida por dos grandes bloques: el primero propiedad de Pemex Gas y el segundo de empresas particulares.





## CONSUMO DE GAS LICUADO.

La comercialización del Gas Licuado en México inició a mediados de este siglo como una estrategia para sustituir en las casas habitación de las zonas urbanas el uso de combustibles como el carbón, la leña y el petróleo diáfano. Actualmente el consumo de este sector representa el 62% de la demanda total del energético en México; el 38% restante es requerido por los sectores comercial, industrial, de transporte y agropecuario.

### 4.2 APLICACION DEL PROGRAMA.

La siguiente evaluación se desarrollará para un segmento del sistema de ductos 24"-20"-14" que transporta LPG, y que va desde Cactus (Chiapas) hasta Guadalajara; dependiendo de los resultados obtenidos al alimentar los datos, se segmentará el sistema como se muestra en la tabla 4.1, y considerando al segmento que tenga el riesgo mayor, se procederá con el análisis.

NUMERO	SEGMENTO	INICIO	FIN	LONGITUD (Km)	DIAMETRO (in)
1	CACTUS - MDR TONALA	TED CACTUS Km. 0+009	VS. MD RIO TONALA Km. 100+615	103 086	24.00
2	MIR TONAL - MDR SN. JUAN	VS. MI RIO TONALA Km. 101+227	VS. MD RIO SN JUAN Km. 234+899	132 801	24.00
3	MIR SN. JUAN - ARROYO CLARO	VS. MI RIO SN. JUAN Km. 235+280	TRED ARROYO CLARO Km. 228+332	53 052	24.00
4	ARROYO CLARO - EST. T. BLANCA	TED ARROYO CLARO Km. 269+499	TRED TIERRA BLANCA Km. 354+899	66 537	24.00
5	EST. T. BLANCA - ARROYO MORENO	TED TIERRA BLANCA Km. 354+896	TRED ARROYO MORENO Km. 399+715	44 834	24.00
6	ARROYO MORENO - EST. 4 ZAPOAPITA	TED ARROYO MORENO Km. 399+723	TRED ZAPOAPITA Km. 439+519	39 793	24.00
7	EST. 4 ZAPOAPITA - EST. 5 CD. MENDOZA	TED ZAPOAPITA Km. 439+523	TRED CD. MENDOZA Km. 468+832	29 310	24.00
8	EST. 5 CD. MENDOZA - ESPERANZA	TED CD. MENDOZA Km. 468+853	TRED MALTRATA Km. 479+378	20 434	24.00
9	ESPERANZA - SN. MARTIN	TED MALTRATA Km. 479+383	TRED SN. MARTIN Km. 615+438	133 311	24.00
10	SN. MARTIN - TRD VENTA DE CARPIO	TED SN. MARTIN Km. 615+445	TRED VENTA DE CARPIO Km. 699+965	86 178	24.00
11	TRD VENTA DE CARPIO - TRD STA. ANA	TED VENTA DE CARPIO Km. 699+965	TRED STA. ANA Km. 758+556	58 810	20.00
12	TRD STA. ANA - TRD PALMILLAS	TED STA. ANA Km. 758+556	TRD PALMILLAS Km. 829+156	70 582	14.00
13	TRD PALMILLAS - ARATCHIPU	TED PALMILLAS Km. 829+156	VS. ARATCHIPU Km. 1048+431	219 285	14.00
14	ARATCHIPU - PUENTE GRANDE	VS. ARATCHIPU Km. 1048+431	TRED PUENTE GRANDE Km. 1188+852	140 428	14.00
15	PUENTE GRANDE - TRD GUADALAJARA	TED PUENTE GRANDE Km. 1188 + 152	TRD GUADALAJARA Km. 1231+051	42 198	14.00
LONGITUD TOTAL				1231 051	

**TABLA 4.1 Segmentación del ducto.**



Las tablas desde 4.2 a 4.11, pretenden demostrar algunas de las variables alimentadas a la base de datos, para dar principio al análisis:

CORROSIÓN EXTERNA (EC)	
FUENTES	DESCRIPCION
<b>Factores Ambientales</b>	
Tipo de Suelo	El tipo de suelo en un momento dado, debido a su composición litológica puede ser un agente corrosivo. El grado de corrosividad está en función del contenido de agentes abrasivos.
Propiedades adicionales	Las propiedades corrosivas se refieren al contenido de otros elementos corrosivos presentes en el suelo, como pueden ser pH, salinidad del agua (en caso de existir esta en el suelo).
Temperatura del Ducto	El efecto corrosivo que genera la temperatura en las tuberías, se debe al efecto de dilatación que la temperatura genera sobre el ducto ocasionándole un debilitamiento en su estructura, por lo que se vuelve más vulnerable a los agentes corrosivos contenidos en el producto que se este transportando.
<b>Factores de Diseño</b>	
Protección Catódica	La protección catódica, es un método de protección para el ducto, cuyo objetivo es minimizar la corrosión.
Diseño del Recubrimiento	El mal diseño del recubrimiento afectará en forma directa la vida útil del ducto.
Edad del Recubrimiento	Debido a la presencia continua de los agentes corrosivos el recubrimiento sufre desgastes, por lo cual será necesario llevar un control del tiempo de instalación del mismo.
Edad del Ducto	Es importante conocer el tiempo de operación del ducto para dar mantenimiento o cambiar éste.
Aislamientos	Este recurso es utilizado para proteger al ducto de los agentes corrosivos.
Interferencia con Estructuras	
Encamisados	La función principal es la de proteger al ducto de todas las eventualidades externas que se pudieran presentar.
DC/AC Interferencias	
NOP vs. SMYS	
Lastres o Pesos Muertos	Analiza si el ducto cuenta con lastres en caso de que éste cruce un cuerpo de agua importante.
<b>Factor de Monitoreo de Integridad</b>	
Criterio de Protección Catódica	Hay diferentes métodos para proteger ductos, pero seleccionar uno u otro dependerá del tipo de corrosión presente en la zona de interés o estudio.
Inspección de Intervalo Cerrado	La inspección por intervalos nos proporciona una mejor visión del estado de operatividad de nuestros ductos.
Inspección de Encamisados.	El papel que desempeñan los encamisados son de suma importancia para la conservación de nuestros ductos, por tal motivo resulta muy importante dicha inspección.
Inspección Ultrasónica o por Flujo Magnético	Estas dos pruebas son de suma importancia, ya que nos ayudarán a detectar fugas en los ductos, con lo que podemos corregir estas fallas antes de que puedan ocasionar daños o pérdidas mayores.
Historial de Fugas por Corrosión Exterior	Contar con una base de datos, de donde se pueda consultar fugas anteriores a lo largo de nuestras líneas, nos proporcionan información que se podrá utilizar para futuras decisiones y/o correcciones.
Criterio de Corriente	Los criterios de corriente serán un factor determinante para lograr nuestros objetivos.
Inspección Visual del Ducto	Es una forma rápida de tener conocimiento del estado que guardan los ductos.
Resultados de la Inspección del Ducto	La información recabada del estado de los ductos, a lo largo de la línea, servirá de lineamiento para decidir las acciones inmediatas a seguir.
<b>Factor de Rehabilitación</b>	
Reparaciones de Fallas Detectadas por ILL	Una vez detectadas las fallas se procederá a la reparación de las mismas con lo cual se asegurará el buen funcionamiento de los ductos y la disminución de posibles accidentes y pérdidas.
Pruebas de Presión	Las diferentes pruebas de presión, nos darán idea de la resistencia del ducto a posibles variaciones de presiones que se pudieran presentar.
Pruebas de Presión vs. SMYS	La tensión es el parámetro que se evalúa en esta parte del programa, en función de las posibles presiones a las que puede estar sujeto el ducto.

**TABLA 4.2 Datos de Corrosión Externa.**



CORROSION INTERNA (IC)	
FUENTES	DESCRIPCION
<b>Factores Ambientales</b>	
Contenido de Agua	La presencia de agua dentro del ducto, es un problema que se deberá solucionar de inmediato para evitar corrosión de las líneas.
Contenido de Azufre	La presencia de este agente corrosivo será determinante para poner en riesgo la operatividad del ducto, por lo cual será necesario hacer una evaluación de éste.
pH	Este es un agente corrosivo de alta peligrosidad ya que se puede encontrar en lugares como el agua o el suelo.
Temperatura	El efecto corrosivo que genera la temperatura en las tuberías, se debe al efecto de dilatación que la temperatura genera sobre el ducto ocasionándole un debilitamiento en su estructura, por lo que se vuelve más vulnerable a los agentes corrosivos contenidos en el producto que se este transportando.
Otros Elementos Corrosivos	Las propiedades corrosivas se refieren al contenido de otros elementos corrosivos presentes en el suelo, como pueden ser pH, salinidad del agua (en caso de existir esta en el suelo).
Inhibidor	La evaluación de campo debe indicar si el inhibidor es, o no es usado para contrarrestar los problemas potenciales de corrosión interna.
Frecuencia de Corrida de Diablos de limpieza	De la frecuencia de la corrida de diablos dependerá, la información actualizada que se tenga acerca del estado que guardan los ductos.
<b>Factores de Diseño</b>	
Diseño del Recubrimiento Interno	El mal diseño del recubrimiento afectará en forma directa la vida útil del ducto.
Edad del Ducto	Es importante conocer el tiempo de operación del ducto para dar mantenimiento o cambiar éste.
Presión de Operación Normal vs. Esfuerzo Mínimo de Cedencia del Ducto (SMYS)	Contar con la relación de presión de operación contra la resistencia del material del ducto, nos ayudará a especificar las presiones de operación del ducto.
Gasto	
Puntos con Daño (Low Spots)	Los puntos que presentan mayores daños serán en los que tendremos que poner mayor atención, para minimizar los riesgos que estos nos pudieran ocasionar.
<b>Factor de Monitoreo de Integridad</b>	
Criterio de Corrosión Interna	La protección interna es un parámetro en el cual debemos poner una especial atención para reducir la probabilidad de fallas del ducto.
Inspección Ultrasónica o por Flujo Magnético	La corrosión interna a lo largo de la línea será uno de los factores que deben tener un cuidado especial.
Resultados de la Inspección Interior del Ducto (ILI)	Los resultados obtenidos por la revisión de la línea disminuirá en forma considerable los riesgos.
<b>Factor de Rehabilitación</b>	
Reparaciones de Fallas Detectadas por ILI	Una vez detectadas las fallas se procederá a la reparación de las mismas con lo cual se asegurará el buen funcionamiento de los ductos y la disminución de posibles accidentes y pérdidas.
Pruebas de Presión	Las diferentes pruebas de presión, nos darán idea de la resistencia del ducto a posibles variaciones de presiones que se pudieran presentar.
Pruebas de Presión vs. SMYS	La tensión es el parámetro que se evalúa en esta parte del programa, en función de las posibles presiones a las que puede estar sujeto el ducto.

**TABLA 4.3 Datos de Corrosión Interna.**



FUENTES		DESCRIPCION
<b>Factores Ambientales</b>		
Actividad de Construcción	Posibles obras de construcción civil podrán afectar de manera directa el funcionamiento de los ductos, pues estas tal vez no fueron previstas durante el diseño.	
Actividad Agrícola	Las actividades agrícolas son un parámetro que en determinado momento, pudieran afectar a la línea, ya que por ejemplo, la perforación de un pozo, para suministrar agua de riego, puede afectar al ducto que se encuentre cerca o junto a este pozo.	
Sistema de Aviso Telefónico		
Frecuencia de Patrullaje	Tener una vigilancia constante de los ductos ayuda a reducir riesgos.	
Educación Pública	Hacer una conciencia de respeto hacia los ductos dentro de la población, es un factor determinante para reducir riesgos.	
Espesor del Cubrimiento de Tierra	En ocasiones el recubrimiento puede hacerse de un espesor deficiente, por lo cual se verá afectado no solo por posibles agentes de la superficie sino también por la erosión.	
Cruzamientos Expuestos	Un cruce nuevo provocará que el ducto se encuentre sujeto a nuevos esfuerzos no considerados.	
<b>Factores de Diseño</b>		
Dureza del Material	Una alta dureza o resistencia al impacto se califica favorablemente, esto debido a que una baja dureza, puede ocasionar problemas de ruptura en el ducto.	
Espesor de Pared	El espesor de pared es un parámetro importante para varias áreas de evaluación, ya que en base a éste se pueden evitar varios problemas, como por ejemplo, pérdidas de volumen por ruptura.	
Señalamientos	Se define como el tipo de marca que limita algún lugar.	
Condiciones del Derecho de Vía (DDV)		
Relación Diámetro/Espesor de Pared	Evalúa el desgaste que ha sufrido el espesor de pared.	
Protección Extra para Cruces	Esta evaluación indica el tipo de protección que puede rodear al ducto, dependiendo del tipo de cruce por el que atraviese.	
Protección Extra para Válvulas	La protección extra es necesaria en las válvulas para evitar que estas se dañen y puedan operar sin ningún problema o dificultad.	
NOP vs. SMYS		
<b>Factor de Monitoreo de Integridad</b>		
Inspección Ultrasonica o por Flujo Magnético	Imprime un reporte de los archivos de Inspección en línea agrupados por fecha de inspección, tipo de inspección y reparaciones terminadas.	
Historial de Fugas Causadas por Terceras Partes	Contabiliza las fugas por ruptura en el ducto, datos del suceso y volumen del producto que se libero.	
Inspección por Caliper	Analiza la condición que guarda el ducto en intervalos de tiempo bien definidos.	
<b>Factor de Rehabilitación</b>		
Reparaciones de Fallas Detectadas por Fugas de Flujo Magnético o prueba de Ultrasonido	Evalúa las reparaciones realizadas en el ducto, en base a las fallas detectadas por las inspecciones en línea.	
Pruebas de Presión	Las diferentes pruebas de presión, nos darán idea de la resistencia del ducto a posibles variaciones de presiones que se pudieran presentar, así mismo proporcionarán la resistencia de los mismos en función del tiempo de operación de estos.	
Programa de Limpieza del Derecho de Vía	Proporciona información del lugar, por donde se encuentra el tendido de la línea, es decir, si se encuentra libre de posibles obstrucciones, congestionamientos y en el mejor de los casos si el lugar se encuentra limpio.	
Pruebas de Presión vs. SMYS	La tensión es el parámetro que se evalúa en esta parte del programa, en función de las posibles presiones a las que puede estar sujeto el ducto.	

**TABLA 4.4 Datos de Terceras Partes.**



MOVIMIENTO DEL TERRENO (GM)	
FUENTES	DESCRIPCION
<b>Factores Ambientales</b>	
Tipo de Suelo	Hace una evaluación de acuerdo al tipo de suelo, es decir, cuál es la composición de éste, por ejemplo si es un suelo arcilloso, rocoso, pantanoso, etc.
Propiedades Adicionales	Indica si el ducto pasa por un cuerpo de agua, una falla, en ambas o en ninguna.
Cruzamientos Adicionales	Se realiza una evaluación de la línea si es que ésta atraviesa en área de derrumbamiento, cruza por zonas de agua, evalúa el monitoreo de los movimientos de tierra, determina criterios de riesgos que pudieran ocasionar éstos.
<b>Factores de Diseño</b>	
Condición de la Soldadura Circunferencial	Se refiere a la terminación de la soldadura, es decir, si ésta es buena, regular o mala.
Relación Diámetro/Espesor de Pared	Evalúa el desgaste que ha sufrido el espesor de pared.
Lastres o Pesos Muertos.	Analiza si el ducto cuenta con lastres en caso de que éste cruce un cuerpo de agua importante.
<b>Factor de Monitoreo de Integridad</b>	
Historial de Fugas Causadas por Movimiento de Tierra	Contabiliza las fugas por ruptura en el ducto ocasionado por el movimiento de suelo, así como datos del suceso y volumen del producto que se libero.
Inspección por Caliper	Analiza la condición que guarda el ducto en intervalos de tiempo bien definidos.
Criterio de Monitoreo por Movimiento de Tierra	A partir de los datos proporcionados por el monitoreo, se hace una evaluación del estado que guarda el ducto.
<b>Factor de Rehabilitación</b>	
Reparaciones de Fallas Detectadas por Inspección de Caliper	Determina si las fallas detectadas a lo largo del ducto ya fueron reparadas.

**TABLA 4.5 Datos de Movimientos del Terreno.**



DISEÑO Y MATERIALES (DM)	
FUENTES	DESCRIPCION
<b>Factores Ambientales</b>	
Definidos por el Usuario	
<b>Factores de Diseño</b>	
Diseño de la Costura del Ducto	En base al tipo y terminación de la costura se hace una selección del factor correspondiente para evaluar las condiciones de la soldadura.
Condición de la Soldadura Circunferencial	Se refiere a la terminación de la soldadura, es decir, si ésta es buena, regular o mala.
Dureza del Material	Una alta dureza o resistencia al impacto se califica favorablemente, esto debido a que una baja dureza, puede ocasionar problemas de ruptura en el ducto.
Temperatura de Transición	Es la temperatura a la cual el ducto puede alcanzar su punto de cedencia, es decir, se puede estrellar e incluso romper.
Defectos del Material u otros	En este punto se hace referencia a la rugosidad de la tubería, es decir, si presenta curvas arrugadas, fracturas, áreas duras, laminaciones, etc.
Edad del Ducto	Es importante conocer el tiempo de operación del ducto para dar mantenimiento o cambiar éste.
NOP vs. SMYS	
<b>Factor de Monitoreo de Integridad</b>	
Historial de Fugas por Materiales o Diseño	Pérdidas ocasionadas al año, por ruptura del ducto debidas al material con el que fue fabricado.
Inspección en Línea Ultrasonica o flujo Magnético	Imprime un reporte de los archivos de inspección en línea agrupados por fecha de inspección, tipo de inspección y reparaciones terminadas.
Inspección y detección de Fisuras	En función de los datos obtenidos en la inspección para la determinación de fracturas, se hará una evaluación por periodos de tiempo.
<b>Factor de Rehabilitación</b>	
Reparación de Fallas Detectadas por ILI	Determina si las fallas ocasionadas por los materiales, detectadas a lo largo del ducto, ya fueron reparadas.
Prueba de Presión	Las diferentes pruebas de presión nos proporcionan las resistencias reales de los materiales.
Prueba de Presión vs. SMYS	
Reparación de Fisuras Detectadas	Se hace una evaluación de las reparaciones hechas al ducto.

**TABLA 4.6 Datos de Diseño y Materiales.**



PROCEDIMIENTOS Y OPERACIONES (SO)	
FUENTES	DESCRIPCIÓN
<b>Factores Ambientales</b>	
Entrenamiento de los Empleados	Se hace un análisis de una forma cualitativa, es decir, dando una calificación buena, regular o si es que se necesitan mejoras.
Procedimientos Operacionales	Al igual que el punto anterior, el análisis se realiza en forma cualitativa, es decir, dando una calificación buena, regular o si estos necesitan mejoras.
Pruebas Contra el uso de Drogas	
Programas de Seguridad	De la misma forma que los anteriores, se le asigna una calificación en una escala de buena, regular o si estos necesitan mejoras.
<b>Factores de Diseño</b>	
Sistema de Seguridad de Presión	Aquí se hace una evaluación, tomando en cuenta los dispositivos de seguridad como son: alarmas locales, monitoreo o control remoto, dispositivos para cierre automático local, etc.
NOP vs. SMYS	
<b>Factor de Monitoreo de Integridad</b>	
Prueba de Desempeño en el Trabajo	Se realiza la evaluación dando una clasificación en base a la constancia, es decir, de frecuente, poco frecuente o ninguna.
Nivel de Fuga por Sistema de Opreación	
<b>Factor de Rehabilitación</b>	
Mejora Continua o Entrenamiento	También aquí la calificación a la mejora continua es en referencia a buena, regular o si necesita mejoras.

**TABLA 4.7 Datos de Procedimientos y Operación.**



FUENTES		OTROS FACTORES	
Factores Ambientales		DESCRIPCION	
Tipo de Suelo		El tipo de suelo en un momento dado, debido a su composición litológica puede ser un agente corrosivo. El grado de corrosividad está en función del contenido de agentes abrasivos.	
Temperatura del Ducto		El efecto corrosivo que genera la temperatura en las tuberías, se debe al efecto de dilatación que la temperatura genera sobre el ducto ocasionándole un debilitamiento en su estructura, por lo que se vuelve más vulnerable a los agentes corrosivos contenidos en el producto que se este transportando.	
Exposición al Ambiente		Aquí se clasifica simplemente con un si o un no, su exposición al ambiente.	
Presencia de Esfuerzos en el Suelo		Los esfuerzos en el suelo, serán un factor que no se debe pasar por alto, por lo tanto se deberá especificar si existen o no los esfuerzos en el suelo.	
Presencia de Productos Químicos		La presencia de productos químicos alrededor del ducto, por lo general tienen efectos negativos, por lo cual, se tendrá que tomar en cuenta su presencia o desechar la posibilidad.	
Presencia de Humedad Alta		Si la línea atraviesa zonas con alta humedad se tendrá que reportar en este punto.	
Presencia de Agua Salada		La existencia de cuerpos de agua salada por lugares por donde pudiera cruzar el ducto, es motivo para la corrosión de éste, de ser verdadero lo anterior se tendrá que reportar.	
Presencia de Suelos Acidos		Si existen estos tipos de suelos se tienen que reportar.	
Resistividad			
Factores de Diseño			
Diseño del Recubrimiento		El mal diseño del recubrimiento afectará en forma directa la vida útil del ducto.	
Edad del Recubrimiento		Debido a la presencia continua de los agentes corrosivos el recubrimiento sufre desgastes, por lo cual será necesario llevar un control del tiempo de instalación del mismo.	
NOP vs. SMYS			
Defecto del Material		Aquí se hace hincapié en los defectos que pudieran presentar los materiales como inclusiones, fracturas, áreas duras, laminaciones, etc.	
Presión Cíclica		La forma de cuantificar la presión en este punto es la siguiente: alta, media, baja o ninguna.	
Dureza		La dureza es cuantificada siguiendo los parámetros de alto, medio, bajo, o bien reportar si no se tienen datos.	
Factor de Monitoreo de Integridad			
Criterio de Protección Catódica		Verifica si se llenen o se cumplen los criterios de protección catódica par proteger el ducto.	
Inspección de Intervalo Cerrado		Indica áreas encontradas por donde pasan los ductos, evitando posibles problemas que se puedan tener al encontrarse dos o más ductos.	
Inspección Visual del Recubrimiento		Evalúa la condición o el estado en el que se encuentra el recubrimiento del ducto.	
Historial de Fugas		Lleva un historial de las pérdidas ocasionadas por una ruptura del ducto.	
Inspección Visual en Línea		Detecta los posibles defectos que pueden ocasionar una falla a lo largo del ducto, como por ejemplo corrosión generalizada o localizada y agrietamiento.	
Inspección en Línea SCC			
Factor de Rehabilitación			
Pruebas de Presión		Las diferentes pruebas de presión, nos darán idea de la resistencia del ducto a posibles variaciones de presiones que se pudieran presentar.	
Reparación de la Inspección		Verifica si las fallas detectadas por inspección fueron reparadas.	

**TABLA 4.8 Datos de Otros Factores.**





IMPACTO AL AMBIENTE (IOE)	
FUENTES	DESCRIPCION
<b>Factores de Sensitividad</b>	
Cruces de Agua	Verifica si a lo largo de la trayectoria del ducto se encuentran cuerpos de agua.
Áreas Sensitivas al Medio Ambiente	Define áreas que de alguna manera repercuten al medio ambiente, como por ejemplo áreas forestales, pantanos, parques, etc.
Daños Potenciales a la Propiedad	Evalúa en dólares los daños ocasionados al medio ambiente.
Presencia de Seguimiento	Considera la presencia de cruces en general, de ferrocarriles, de aeropuertos y carreteras.
Exposición del Ducto	Toma en consideración el porcentaje de la exposición del ducto al medio ambiente.
Tipo de Suelo	Se determina el tipo de suelo por el que atraviesa el ducto.
<b>Factor de Impacto por Volumen</b>	
Pérdida de Volumen Inicial por Ruptura	Hace referencia al volumen de producto perdido debido a fallas ocasionadas por rupturas a lo largo del ducto.
Pérdida por Estabilización	Se tiene un volumen de producto que no se maneja debido al tiempo en el que sale de operación el ducto para la reparación de las rupturas ocasionadas por fallas.
Tipo de Producto	Define el tipo de producto que se está manejando.
Potencial de Dispersión	
Diámetro del Ducto	Se debe de tomar en cuenta el diámetro del ducto para asegurar que el volumen del fluido pase a través del ducto sin ninguna restricción.

**TABLA 4.9 Datos de Impacto Ambiental.**

IMPACTO AL NEGOCIO (IOB)	
FUENTES	DESCRIPCION
<b>Factores de Sensitividad</b>	
Impacto por Falla	Para el impacto al negocio, se definen cinco rangos: alto, medio, bajo, etc.
Potencial de Dispersión	
Redundancia	
Clientes Fuera de Servicio	Número de clientes a los que no se les va a poder cumplir con la entrega del producto debido a fallas en el ducto.
Horas Fuera de Servicio para los Clientes	Horas o tiempo en el cual, el ducto va a estar en reparación y por lo tanto fuera de servicio para poder entregar a los clientes el producto.
<b>Factor de Impacto por Volumen</b>	
Pérdida de Volumen Inicial por Ruptura	Hace referencia al volumen de producto perdido debido a fallas ocasionadas por rupturas a lo largo del ducto.
Pérdida por Estabilización	Se tiene un volumen de producto que no se maneja debido al tiempo en el que sale de operación el ducto para la reparación de las rupturas ocasionadas por fallas.
Tipo de Producto	Define el tipo de producto que se está manejando.

**TABLA 4.10 Datos de Impacto al Negocio.**



IMPACTO A LA POBLACION (IOP)	
FUENTES	DESCRIPCION
<b>Factores de Sensitividad</b>	
Clasificación Poblacional	Se refiere al número de habitantes por kilómetro cuadrado que se encuentran en un área determinada.
Presencia de Cruzamientos	Considera la presencia de cruces en general, de ferrocarriles, aeropuertos y carreteras.
Invasiones	Hace referencia a los lugares de alta congestión, por ejemplo, escuelas, hospitales, áreas recreativas, centros comerciales, etc.
Proximidad de las Invasiones	Toma en cuenta la distancia que hay del paso del ducto a los lugares antes mencionados.
Densidad de las Invasiones	Hace referencia al número de lugares (encroachments) por sección que se está evaluando.
Exposición del Ducto a invasiones	Evalúa una relación de longitudes en porcentaje de la longitud de los encroachments entre la longitud de la sección.
Exposición a Cruzamientos	
<b>Factor de Impacto por Volumen</b>	
Pérdida de Volumen Inicial por Ruptura	Hace referencia al volumen de producto perdido debido a fallas ocasionadas por rupturas a lo largo del ducto.
Pérdida por Estabilización	Se tiene un volumen de producto que no se maneja debido al tiempo en el que sale de operación el ducto para la reparación de las rupturas ocasionadas por fallas.
Tipo de Producto	Define el tipo de producto que se está manejando.

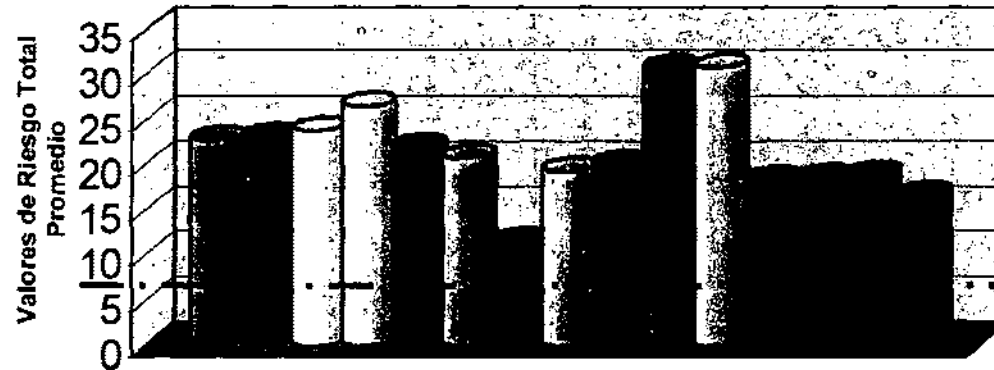
**TABLA 4.11 Datos de Impacto Poblacional.**

Los datos generados en la **gráfica 4.1**, corresponden a los 15 segmentos del sistema de transporte de LPG, mediante la cual se determina que el segmento que representa mayor nivel de riesgo es el segmento 11, que va de Venta de Carpio a Santa Ana; este segmento tiene un diámetro de 20", y una longitud de 58.592 Km.



51.93

**CONDICIONES ACTUALES DEL LPG DUCTO CACTUS - GUADALAJARA**



VALOR MAXIMO EN EL DUCTO

6.94

VALOR MINIMO EN EL DUCTO

- LPG 24° CACTUS - MDR TONALA
- LPG 24° MIR TONALA - MDR SAN JUAN
- LPG 24° MIR SAN JUAN - ARROYO CLARO
- LPG 24° ARROYO CLARO - EST. TIERRA BLANCA
- LPG 24° EST. TIERRA BLANCA - ARROYO MORENO
- ▣ LPG 24° ARROYO MORENO - EST. 4 ZAPOAPITA
- LPG 24° EST. 4 ZAPOAPITA - EST. 5 CD. MENDOZA
- LPG 24° EST. 5 CD. MENDOZA - ESPERANZA
- LPG 24° ESPERANZA - SAN MARTIN
- LPG 24° SAN MARTIN - VENTA DE CARPIO

- LPG 20° VENTA DE CARPIO - SANTA ANA
- LPG 14° SANTA ANA - PALMILLAS
- LPG 14° PALMILLAS - ARATCHIPU
- LPG 14° ARATCHIPU - PUENTE GRANDE
- LPG 14° PUENTE GRANDE - GUADALAJARA

**GRAFICA 4.1 Condiciones actuales del ducto, según datos alimentados.**



La información que se generó tiene las siguientes características:

### Información del Producto Manejado.

- Gas Licuado del Petróleo (LPG), que es una mezcla de propano y Butano.

### Características del Ducto.

Segmento	Diámetro (in)	Longitud (Km)	Espesor (in)	Especificación Nominal	Fecha de Construcción	Fecha de Inicio de Operación
Venta de Carpio – Santa Ana	20.000	58.592	0.219	API-5L-X52	1968	1970

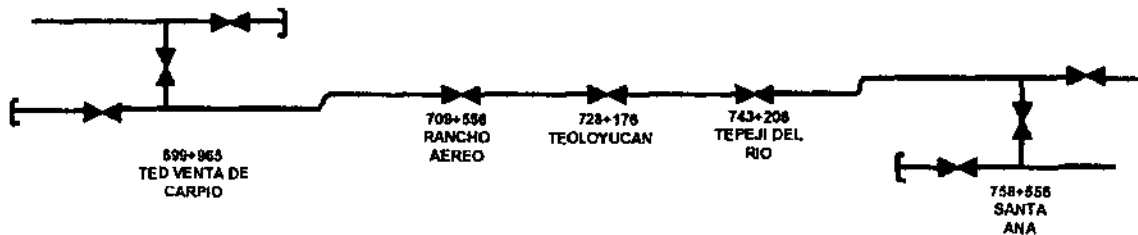
### Condiciones de Operación del Producto.

- Presión de Operación del producto: 96 Kg/cm<sup>2</sup>
- Flujo: 20000 MSCFD
- Temperatura de Operación: 31°C

### Recubrimiento del Ducto (Para todo el segmento).

- Recubrimiento Interior: No Hay
- Recubrimiento Exterior: Alquitrán de Hulla (Coal Tar)

### Unifilar.





### Cruzamientos.

Existen 2 cruzamientos con vías de ferrocarril, 8 con carreteras y 2 cruces aéreos.

### Información General Sobre el Segmento.

Este segmento presenta una longitud de 58.6 Km.; hay 3 áreas de alta densidad de población que son: Venta De Carpio - Chiconautla, Teoloyucan, Tepeji del Río; el tipo de suelo es tierra arable con arcilla y rocoso; la actividad de construcción es alta en 3 áreas y baja en otras 3; la actividad agrícola es inversa que en la actividad de construcción; el celaje se efectúa semanalmente; el D.D.V. es compartido con otras subsidiarias.

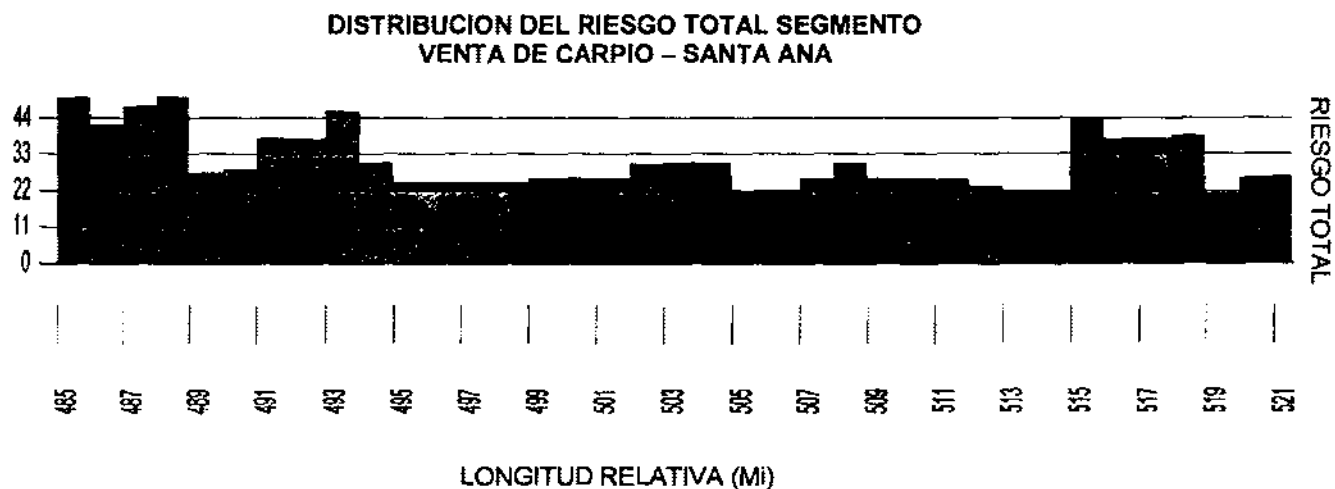
### Válvulas de Seccionamiento.

NOMBRE DE LA INSTALACION	TIPO DE INSTALACION	INSTALACION	
		UBICACION	DESCRIPCION DE LA VALVULA
VENTA DE CARPIO	ENVIO EN TRAMPA DOBLE	Km 700.56 LOCALIDAD: VENTA DE CARPIO	Ø : 20 CLASE: 600 TIPO: MACHO MARCA: WALWORT TIPO DE CONEXION: SOLDADA
RANCHO AEREO	VALV. DE SECCIONAMIENTO	Km 709.55 LOCALIDAD: RANCHO AEREO	Ø : 20 CLASE: 600 TIPO: COMPUERTA MARCA: FIP TIPO DE CONEXION: SOLDADA
TEOLOYUCAN	VALV. DE SECCIONAMIENTO	Km 728.176 LOCALIDAD: TEOLOYUCAN	Ø : 20 CLASE: 600 TIPO: COMPUERTA MARCA: FIP TIPO DE CONEXION: SOLDADA
TEPEJI DEL RIO	VALV. DE SECCIONAMIENTO	Km 743.206 LOCALIDAD: TEPEJI DEL RIO	Ø : 20 CLASE: 600 TIPO: COMPUERTA MARCA: FIP TIPO DE CONEXION: SOLDADA
SANTA ANA	RECIBO EN TRAMPA SENCILLA	Km 758.55 LOCALIDAD: SANTA ANA	Ø : 20 CLASE: 600 TIPO: MACHO MARCA: WALWORT TIPO DE CONEXION: SOLDADA



### 4.3 RESULTADOS OBTENIDOS DEL PROGRAMA.

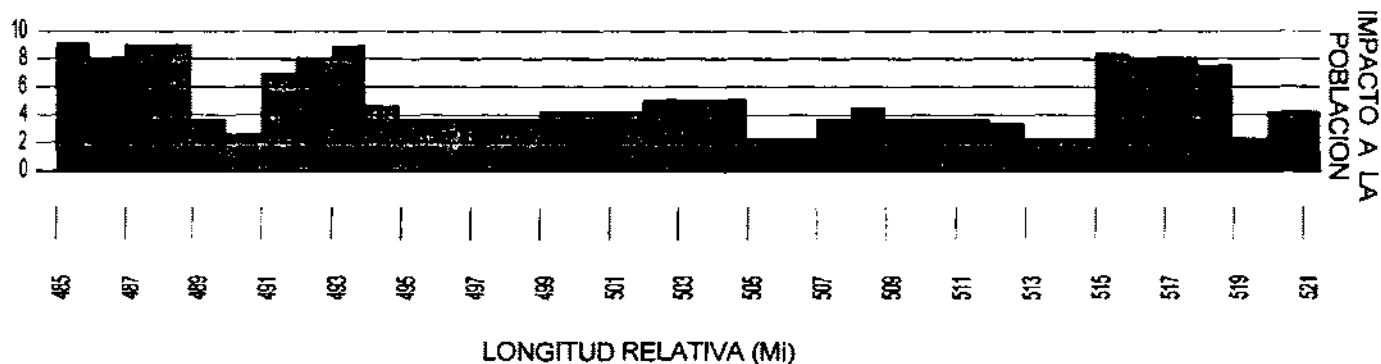
La siguiente gráfica muestra el orden de magnitud del riesgo total a lo largo del segmento de estudio, recordando que estos valores son determinados mediante la **CALIFICACION RELATIVA (Ranking Relativo)** a los diferentes índices que puedan contribuir en la afectación del sistema.



Se comienza por analizar los gráficos que aporta el programa, los cuales muestran el nivel de impacto que pueden ocasionar las distintas fallas que se encuentran latentes en el sistema.



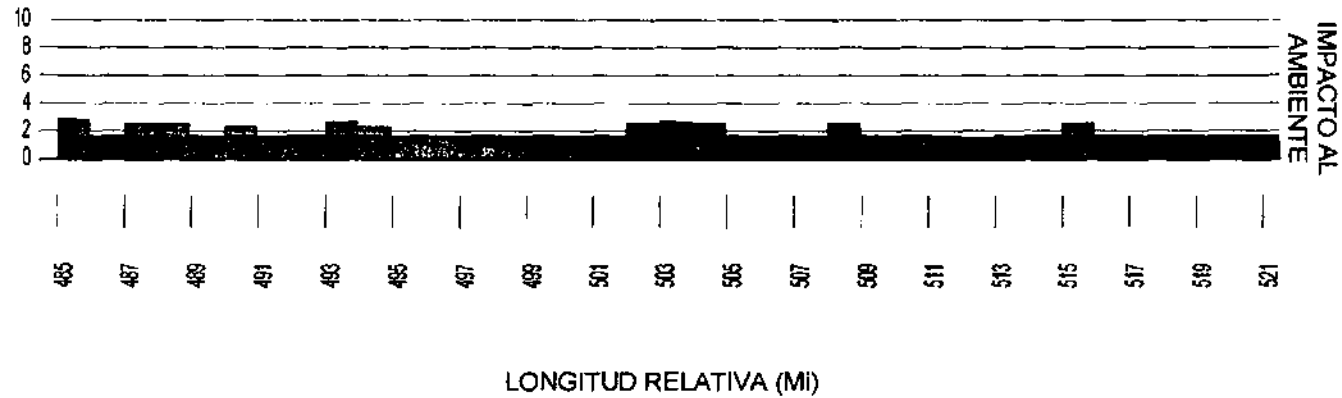
DISTRIBUCION DE CONSECUENCIAS DE RIESGO, IOP  
SEGMENTO VENTA DE CARPIO – SANTA ANA



Uno de los factores con mayor influencia es el de Impacto a la Población (IOP), y esto en muchos casos puede deberse a la falta de información hacia la comunidad con respecto al peligro que corren al invadir el derecho de vía del ducto, e incluso la misma superficie del ducto. Los historiales indican que todos estos eventos, son ocasionados por daños debidos a terceras partes (personas ajenas a las instalaciones), ya sea por el uso de maquinaria a la hora de preparar la tierra para cultivo, la excavación en zonas donde se encuentra enterrado el ducto, etc.



DISTRIBUCION DE CONSECUENCIAS DE RIESGO, IOE  
SEGMENTO VENTA DE CARPIO – SANTA ANA

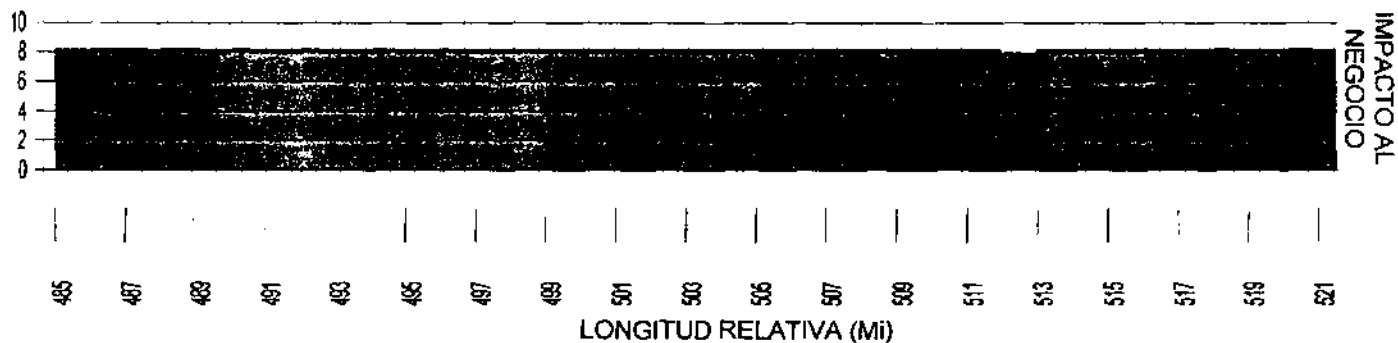


El Impacto al Ambiente (IOE) no tiene gran relevancia sobre el sistema, ya que el nivel de riesgo es relativamente bajo, debido a que no existe algún cruzamiento con cuerpos de agua (ríos, lagos, lagunas, etc.) o áreas que se puedan ver afectadas seriamente en caso de que existiera una fuga.





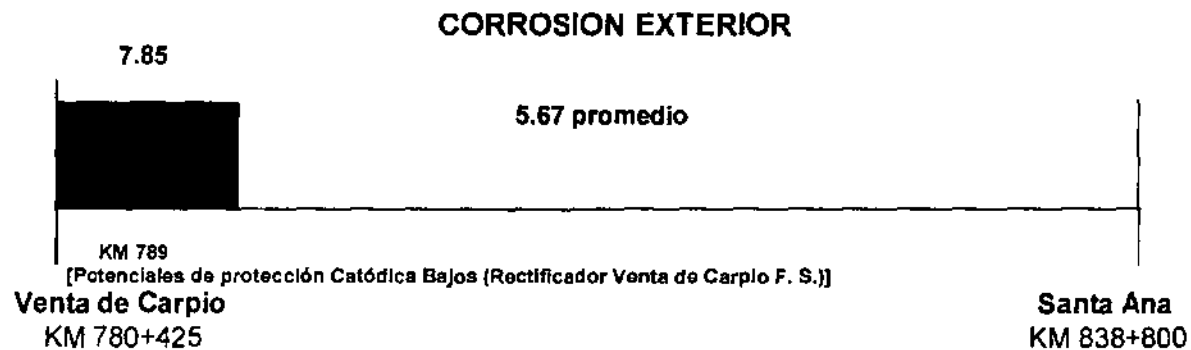
**DISTRIBUCION DE CONSECUENCIAS DE RIESGO, IOB  
SEGMENTO VENTA DE CARPIO – SANTA ANA**



En el Impacto al Negocio (IOB), la consecuencia del nivel de riesgo es alta, ya que se dejaría a los usuarios que dependen de este servicio sin suministro. En algunos casos se debe determinar el tiempo que tardará en reanudarse el servicio, y de igual manera informar al usuario de las medidas que se llevarán a cabo para reparar las anomalías que estén causando la desviación del sistema.



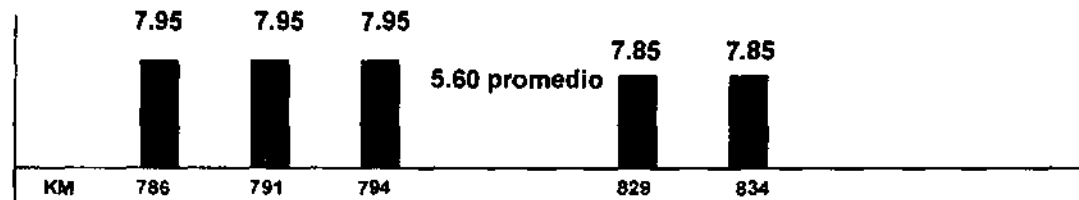
A continuación se muestran los orígenes de los factores que pudieron influir para la determinación del riesgo total en el segmento de estudio:



Factores que afectan por Corrosión Exterior	
1.	- Antigüedad del ducto 30-40 años
2.	- Antigüedad del recubrimiento 30-40 años.
3.	- No se cumple con criterio de protección catódica.
4.	- Sin inspecciones ultrasónicas.
5.	- Sin Inspecciones visuales.
6.	- Sin registro de pruebas hidrostáticas.
7.	- Sin registro de inspección de ILI.



### TERCERAS PARTES



(Los puntos de mayor valor en terceras partes coinciden con el cruce con autopistas, carreteras, y ferrocarriles así como con instalaciones superficiales)

Venta de Carpio  
KM 780+425

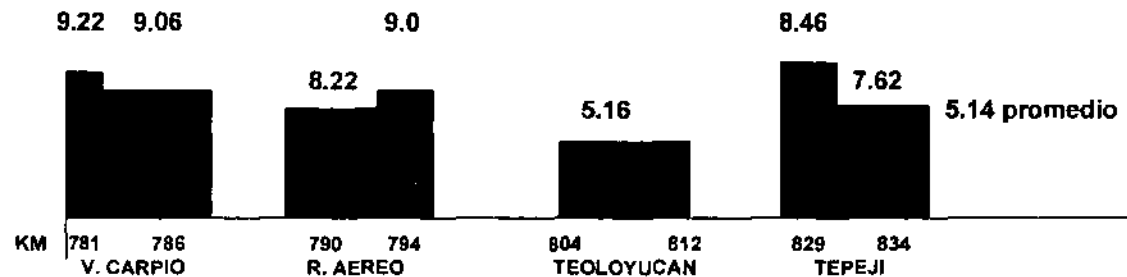
Santa Ana  
KM 838+800

#### Factores que afectan por Terceras Partes

1. - Actividad de construcción alta (en algunos tramos).
2. - Actividad agrícola alta
- 3.- Educación al público regular
- 4.- Colchón de relleno de 3 a 6 ft.
- 5.- Espesor de pared entre 0.251 y 0.500"
6. - D.D.V. compartido con otras Subsidiarias
- 7.- Presión de Operación entre 40 y 60% del P.S.
8. - Sin reporte de inspección de caliper
- 9.- Sin reporte de ILI
10. - Sin registro de pruebas de presión
- 11.- Programas de educación al público regulares
- 12.- Sin registros de pruebas hidrostáticas



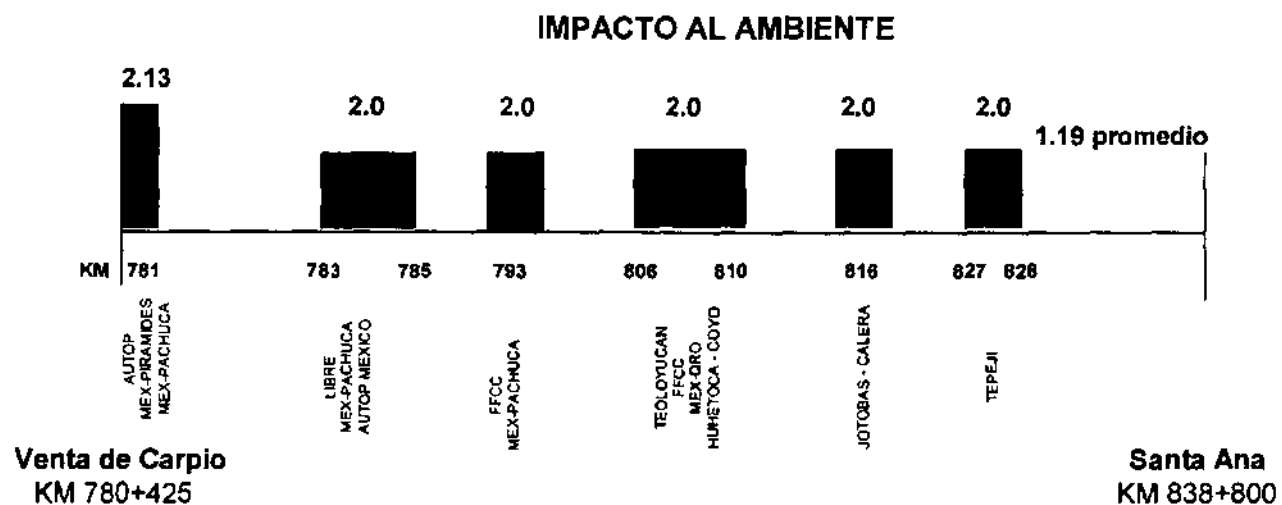
### IMPACTO A LA POBLACION



Venta de Carpio  
KM 780+425

Santa Ana  
KM 838+800

Factores que contribuyen al valor del Impacto a la Población en el segmento	
1.	Clasificación de población clase 3
2.	Presencia de cruces aéreos, cruces carreteros (autopistas)
3.	Alta densidad de Población
4.	Presencia de construcciones dentro de los 105 metros próximos al ducto
5.	Longitud de Ducto expuesta a invasiones mayor al 60%
6.	Longitud del ducto expuesta en cruzamientos de un 5 a un 10%.
7.	Producto manejado LPG (propano + butano)
8.	Producto de alta volatilidad



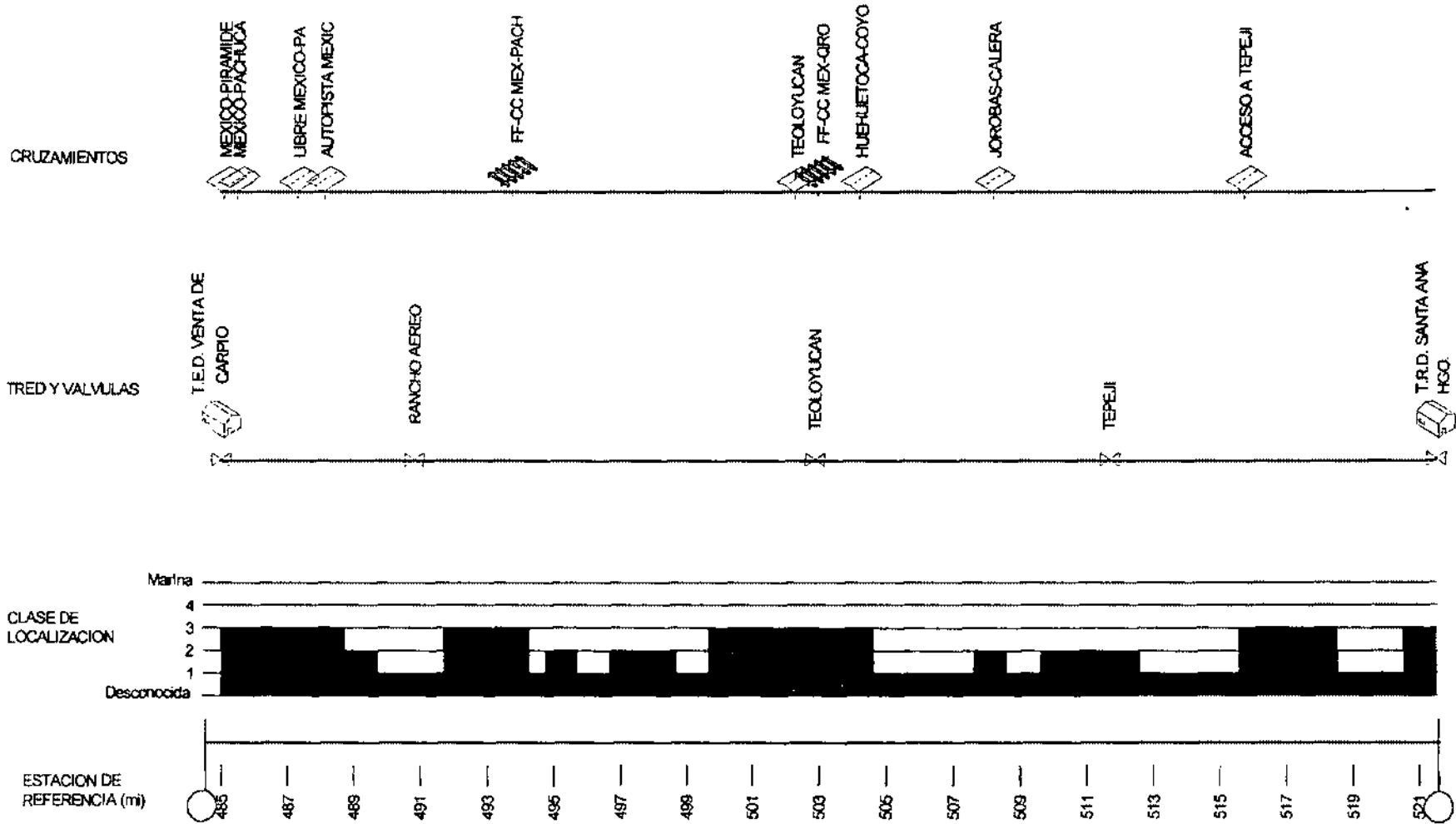
#### Factores que contribuyen al valor del Impacto al Ambiente.

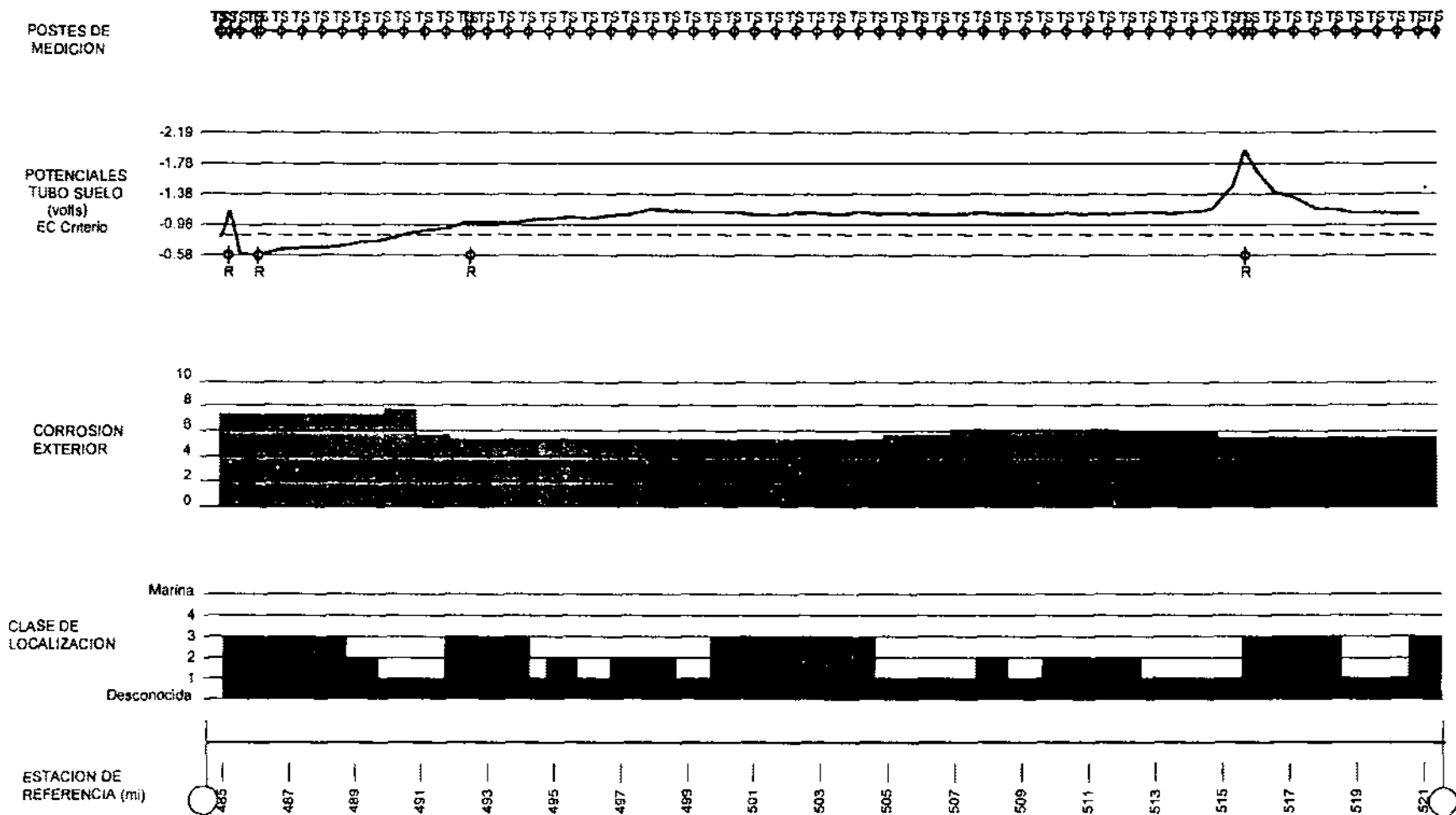
- 1.- Producto de alta volatilidad
- 2.- Presencia de cruzamientos aéreos y cruces de carreteras pavimentadas.
- 3.- Densidad de cruzamientos (tubería expuesta) de un 5 a un 10%.
- 4.- Suelo tipo arcilla dura mediana y suave.

Los gráficos más detallados del análisis se muestran a continuación:



U.N.A.M.  
FES Zaragoza  
Análisis de Riesgos en Ductos



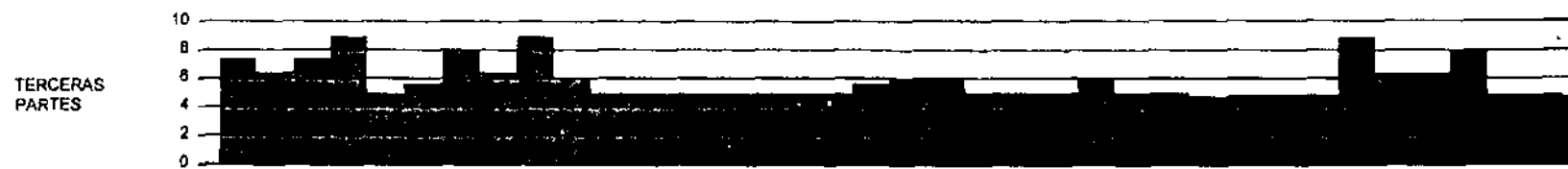




**U.N.A.M.  
FES Zaragoza  
Análisis de Riesgos en Ductos**

CONDICIONES DEL DDV  
SEÑALAMIENTOS  
EDUCACION A LA POBLACION  
FRECUENCIA DEL CELAJE  
SISTEMA DE UNA LLAMADA  
ACTIVIDAD AGRICOLA  
ACTIVIDAD DE CONSTRUCCION

Comparado con Otras Subidades	
	Buena
	Regular
	Alta
Cobertura al 100%	
Baja	Alta
Alta	Baja



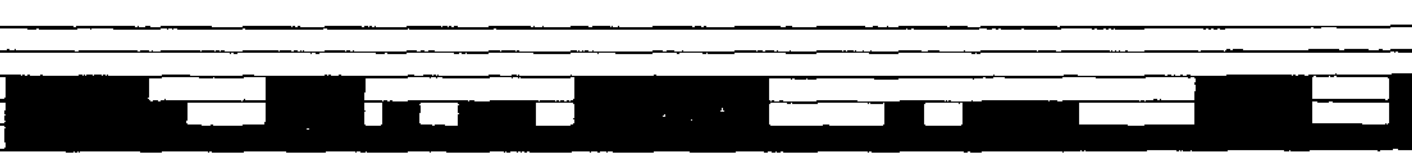
SENSIBILIDAD DE ÁREAS POBLADAS

Ciudad (Campos de Golf, etc.)  
Asilos para Ancianos  
Guarderías  
Alta Densidad de Población  
Hospitales  
Escuelas

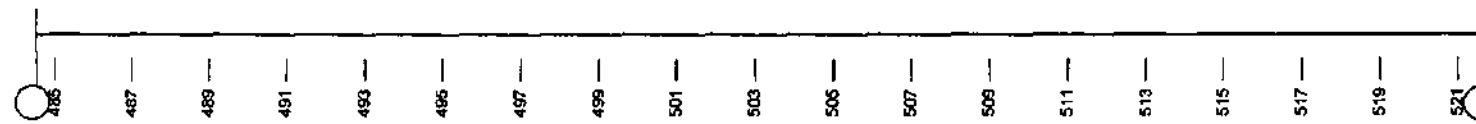


CLASE DE LOCALIZACION

Marina  
Desconocida



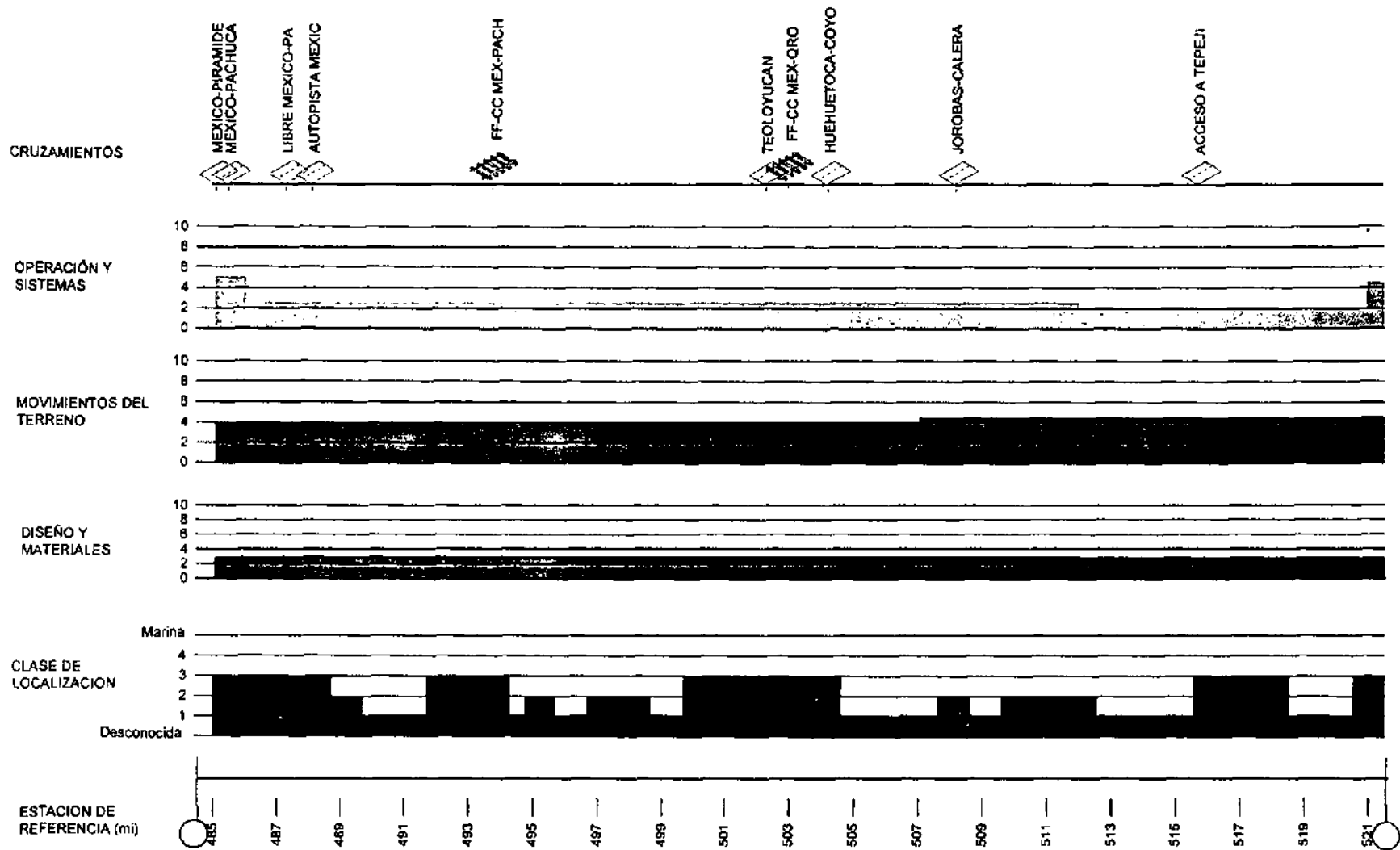
ESTACION DE REFERENCIA (m)

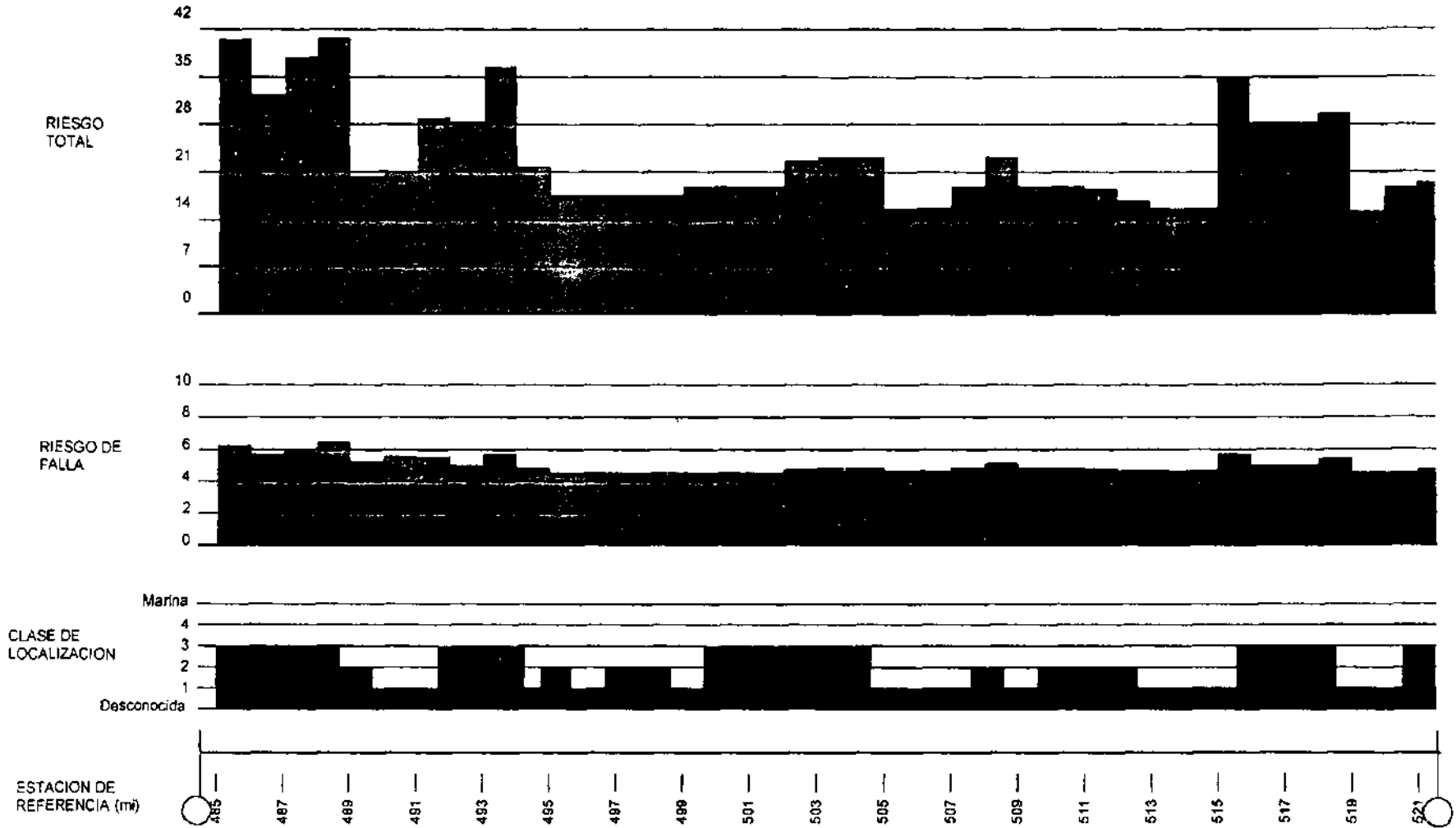






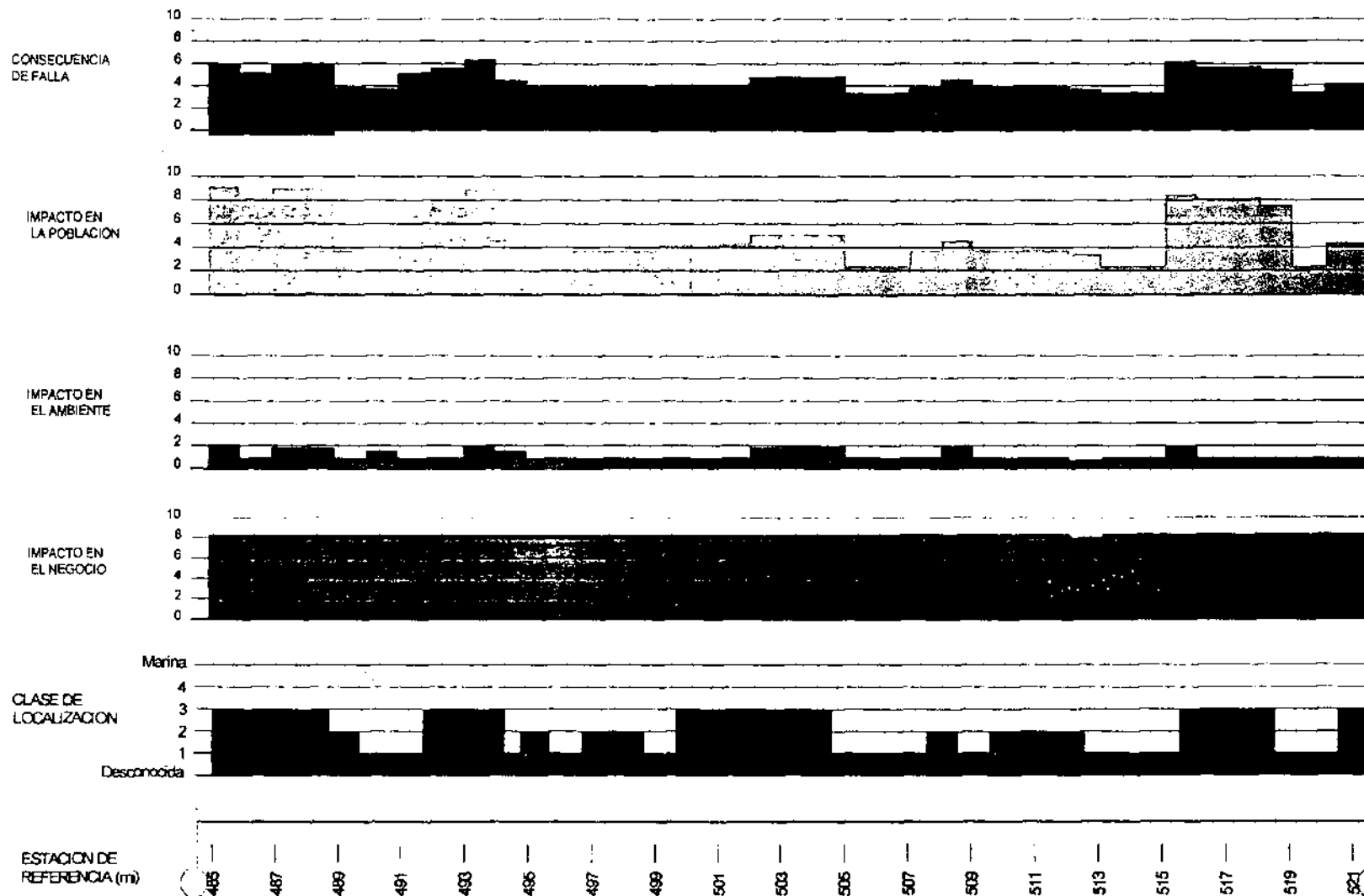
U.N.A.M  
FES Zaragoza  
Análisis de Riesgos en Ductos







U.N.A.M.  
FES Zaragoza  
Análisis de Riesgos en Ductos





# **CAPITULO 5**

## **ANALISIS DE RESULTADOS**



## 5.1 ANALISIS.

Se observa que los factores de mayor influencia en los puntos de mayor riesgo de este segmento se refieren principalmente a la corrosión exterior, al daño por terceras partes, corrosión interior e impacto a la población.

Analizando la información se tiene que:

**El área de mayor riesgo se ubica en el cruce del kilómetro 784 al 786**, principalmente causado porque se tiene reportes de valores de potenciales bajos en esta área, situación que origina valores altos en la corrosión interior y exterior. Adicionalmente se tienen los factores de riesgo referentes a terceras partes, diseño y materiales, impacto al ambiente e impacto a la población, que tiene un valor mayor en esta área.

El resto de los puntos de mayor riesgo en el segmento se ubican en el cruce de los kilómetros del 780 al 784, del 792 al 794 y del 827 al 829. En estas áreas se reportan valores similares de riesgo al punto máximo, con valores poco menores en el factor de corrosión exterior, daño por terceras partes e impacto al ambiente. Las causas principales del factor de riesgo se refieren principalmente al cruce de áreas pobladas.

## 5.2 INFORMACION GENERAL DEL SEGMENTO.

Riesgo Promedio	<table border="1"> <tr> <td></td> <td>No Tolerable</td> </tr> <tr> <td>X</td> <td>Administrable</td> </tr> <tr> <td></td> <td>Tolerable</td> </tr> </table>		No Tolerable	X	Administrable		Tolerable	Indice de Riesgo	FACTORES ASOCIADOS				
			No Tolerable										
X	Administrable												
	Tolerable												
23.21	5.03	Ambiental	Diseño	Renovación	Monitoreo de Integridad								
Tipo de Consecuencias Asociadas :	<table border="1"> <tr> <td>1.19</td> <td>Medio Ambiente</td> </tr> <tr> <td>5.14</td> <td>Población</td> </tr> <tr> <td>8.39</td> <td>Negocio</td> </tr> </table>	1.19	Medio Ambiente	5.14	Población	8.39	Negocio		5.67	Corrosión Exterior			X
1.19	Medio Ambiente												
5.14	Población												
8.39	Negocio												
4.54			5.79	Corrosión Interior			X						
			5.60	Terceras Partes	X								
			4.14	Movimiento del Terreno			X						
			4.06	Diseño y Materiales		X							
			2.57	Operación y Procedimientos		X							
				SCC									



Los kilometrajes con el factor de riesgo más alto en el segmento Venta de Carpio – Santa Ana, se ubican en:

Rango del Segmento [Km]	Milla No.	RIESGO TOTAL	Factores Asociados	Observaciones del Análisis
784.460 – 786.520	487	40.19	EC(7.41), IC(5.82), TP(7.95), DM(4.10), SO(2.60) IOE(1.83), IOB(8.30), IOP(9.06)	Santa María Chiconautla
779.633 – 781.242	484	39.96	EC(7.41), IC(5.82), TP(6.45), DM(4.10), SO(5.10) IOE(2.13), IOB(8.30), IOP(9.22)	Venta de Carpio
782.851 – 784.460	486	37.34	EC(7.00), IC(5.82), TP(6.45), DM(4.10), SO(2.60) IOB(8.30), IOP(8.22)	Venta de Carpio – Chiconautla
792.505 – 794.114	492	35.89	IC(5.82), TP(7.95), DM(4.10), SO(2.60) IOE(1.97), IOB(8.30), IOP(9.00)	Santa María Chiconautla
827.903 – 829.512	514	34.28	TP(7.95), GM(4.50) IOE(1.83), IOB(8.30), IOP(8.46)	
781.409 – 783.020	485	32.67	EC(7.41), IC(5.82), TP(6.45), DM(4.10), SO(2.60) IOE(1.83), IOB(8.30), IOP(9.06)	Tepeji del Rio

### 5.3 CLASIFICACION DEL DUCTO DE ACUERDO A LA PRIORIDAD DE RIESGO POR LOS INDICES CALCULADOS.

INDICE DE RIESGO	Segmento 11
	Nivel de Prioridad
CORROSION EXTERNA	6
CORROSION INTERNA	1
TERCERAS PARTES	1
MOVIMIENTOS DEL TERRENO	6
DISEÑO Y MATERIALES	2
OPERACIÓN Y PROCEDIMIENTOS	7
RIESGO DE FALLA	3
IMPACTO AL AMBIENTE	10
IMPACTO AL NEGOCIO	8
IMPACTO A LA POBLACION	4
CONSECUENCIA DE FALLA	7
<b>RIESGO TOTAL</b>	<b>3</b>

Nota: 1 – Significa prioridad más alta  
10 – Significa prioridad más baja



#### 5.4 SELECCION DE PROYECTOS Y ACCIONES PARA CONTROL Y/O MITIGACION DE RIESGO.

Nombre	Factor	Prioridad	Factor Promedio	Factor Más Alto	Fuente de Riesgo	Mantenimiento Requerido			Proyecto / Acción Requerida
						Preventivo	Predictivo	Correctivo	
Venta de Carpio – Santa Ana	EC	8	5.67	7.85	Tipo de suelo (arcilloso - rocoso) Tipo y edad del recubrimiento Edad del ducto Aislamientos NOP vs resistencia del ducto. Soportes del Ducto o Contacto a Tierra. Desempeño de rectificadores y lecturas en postes de medición. Encamisados presentes. Actualización de lecturas de potenciales. Resultados de la Inspección en línea. Criterio de Corriente. Inspección Visual del Recubrimiento. Inspección Visual del Ducto. Sin registros de prueba hidrostática Presión de prueba vs resistencia del ducto.	X		X	CIS Programar ILI CIS, DCVG  Evaluar de uso de rectificadores Rehabilitar Protección Catódica  Evaluar aplicación, estado Evaluar uso de rectificadores.
	IC	1	5.79	5.82	Diseño de recubrimiento interno. Edad del Ducto. NOP vs resistencia del ducto. Criterio de corrosión interior Resultados de Inspección Interna en Línea. Actualización de lecturas de potenciales. Sin inspección reciente de ILI Sin registros de prueba hidrostática Presión de prueba vs resistencia de prueba.	X		X	     Evaluar uso de rectificadores. CIS Programar inspección ILI Obtener documentación



U.N.A.M.  
FES Zaragoza  
Análisis de Riesgos en Ductos

TP	1	5.60	7.95	Actividad agrícola . Actividad de Construcción. Programa de Educación Pública. Protección de colchón de tierra. Densidad de cruzamientos alta. DDV compartido con otras subsidiarias Falta de protección en cruzamientos y válvulas. Diámetro/espesor de pared. NOP vs resistencia del ducto. Inspección por caliper. Programa regular de educación a la población. Programa regular para postes restrictivos del DDV. Reparaciones de la inspección interior de línea. Reparaciones de la inspección por caliper. Sin Prueba hidrostática. Presión de Prueba vs Resistencia del Ducto.	X X  X  X X			Implementación de monitoreo remoto  Evaluar uso de encamisados o protección. CIS Mejorar Coordinación con el CID Evaluar sistemas de protección  Mejorar la coordinación de programas actuales de DDV Aplicación del PROSSPA
GM	6	4.14	4.50	Sin inspección de soldaduras transversales. Diámetro/espesor de pared. Movimientos del suelo sin monitoreo. Inspección por caliper. Reparaciones por inspección por caliper	X	X		Programar ILI  Programar uso de geopig
DM	2	4.06	4.10	Sin dispositivos de seguridad suficientes. Procedimientos no implementados en su totalidad. Sin registro de pruebas hidrostáticas Presión de prueba vs Resistencia del ducto. Edad del Ducto. NOP vs Resistencia del ducto. Cictos de Presión. Inspección de Detección de Fracturas. Reparaciones de inspección de detección de fracturas.	X X X			Implementar sistemas y conectar a SCADA Seguimiento de desempeño del PROSSPA  Obtener documentación de P.H.



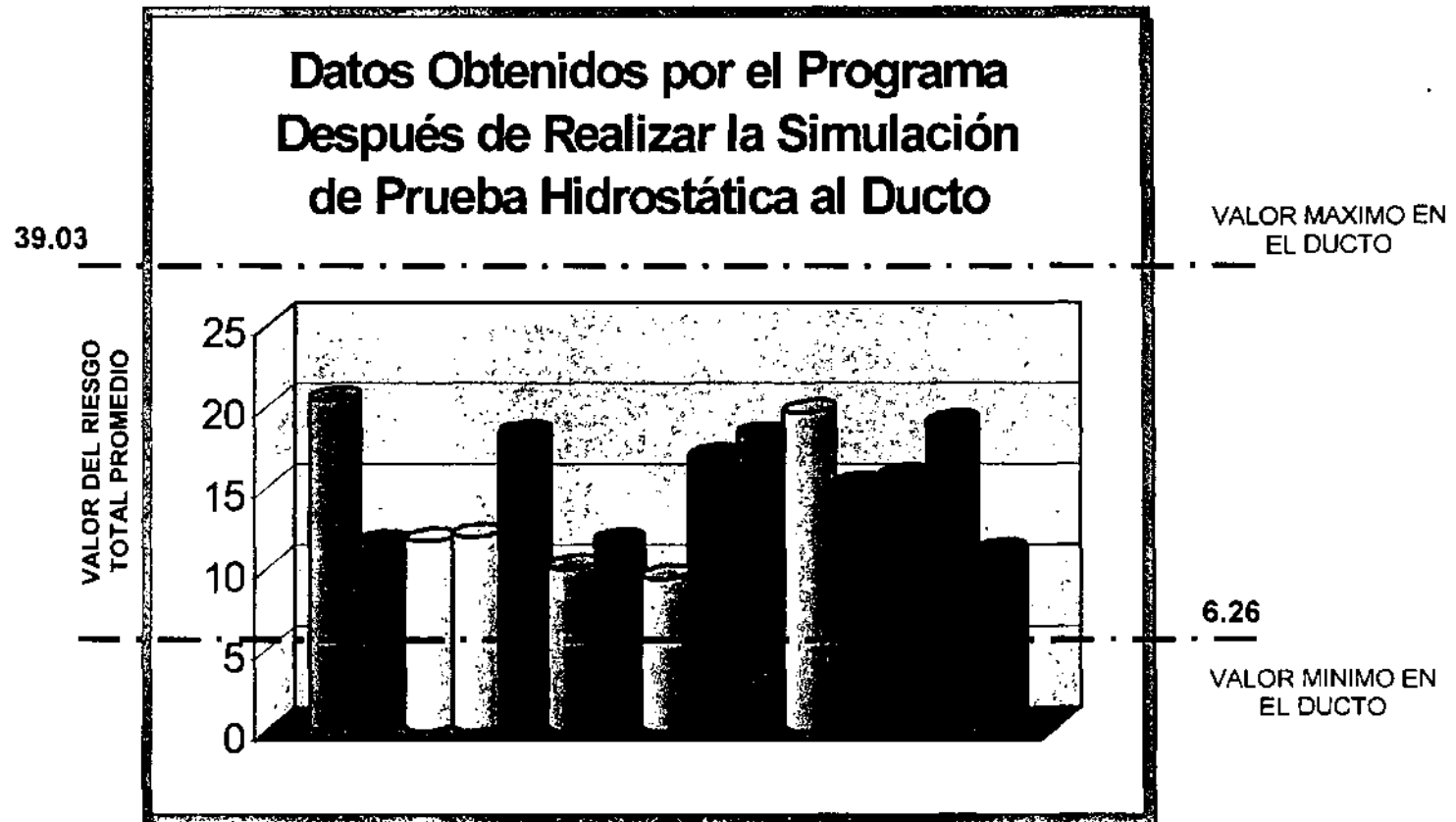


U.N.A.M.  
FES Zaragoza  
Análisis de Riesgos en Ductos

SO	7	2.57	5.10	Sin dispositivos de seguridad automáticos Programa Prueba Antidrogas. Programas de entrenamiento regulares. Procedimientos no implementados en su totalidad. NOP vs resistencia del ducto	X  X  X			Implementar sistemas y conectar a SCADA  Seguimiento del PROSSPA  Seguimiento del PROSSPA
<b>SCC</b>								
<b>ROF</b>	<b>3</b>	<b>5.03</b>	<b>6.34</b>					
IOE	10	1.19	2.13	Presencia de cruzamientos  Densidad de cruzamientos  Estabilización del producto en fugas o rupturas Potencial de dispersión del producto	X  X  X			Mejora en los sistemas de Inspecc, celaje, monit. remoto Mejora de sistemas de protección Aplicar modelos de simulación  Aplicar modelos de simulación
IOB	8	8.29	8.30	Impacto alto en el negocio. No cuenta con redundancia. Afectación en el suministro. Potencial de Dispersión. Ruptura -Pérdida de Volumen Inicial- Ruptura -Pérdida por Estabilización-	X X X			Evaluar disponibilidad de redundancia
IOP	4	5.14	9.22	Clase de localización 3 Densidad de cruzamientos Cruzamientos presentes. Cruzamientos presentes sobre el ducto. Potencial de Dispersión. Ruptura -Pérdida de Volumen Inicial- Ruptura -Pérdida por Estabilización- Invasiones presentes. Exposición a invasiones. Proximidad a invasiones cercanas.	X			Mejora de programas de celaje y monitoreo
<b>COF</b>	<b>7</b>	<b>4.54</b>	<b>6.51</b>					
<b>RT</b>	<b>3</b>	<b>23.21</b>	<b>40.19</b>					



Una vez determinados los diversos proyectos para la mitigación del riesgo, se decidió realizar una Prueba Hidrostática a todo el sistema, y se observó una disminución considerable en el nivel de riesgo del ducto, como se puede apreciar en la gráfica 5.1.



GRAFICA 5.1 Condiciones simuladas para el control y reducción del riesgo.



- LPG 24" CACTUS – MDR TONALA
- LPG 24" MIR TONALA – MDR SAN JUAN
- LPG 24" MIR SAN JUAN – ARROYO CLARO
- LPG 24" ARROYO CLARO – EST. TIERRA BLANCA
- LPG 24" EST. TIERRA BLANCA – ARROYO MORENO
- LPG 24" ARROYO MORENO – EST. 4 ZAPOAPITA
- LPG 24" EST. 4 ZAPOAPITA – EST. 5 CD. MENDOZA
- LPG 24" EST. 5 CD. MENDOZA - ESPERANZA
- LPG 24" ESPERANZA – SAN MARTIN
- LPG 24" SAN MARTIN – VENTA DE CARPIO
- LPG 20" VENTA DE CARPIO – SANTA ANA
- LPG 14" SANTA ANA – PALMILLAS
- LPG 14" PALMILLAS – ARATCHIPU
- LPG 14" ARATCHIPU – PUENTE GRANDE
- LPG 14" PUENTE GRANDE - GUADALAJARA



# CONCLUSIONES



## CONCLUSION

Se puede concluir que este análisis proporciona una idea clara de la situación actual de riesgo del sistema de ductos en la totalidad de su longitud, lo cual permitirá aislar puntos específicos de riesgo para realizar un análisis más detallado. Es evidente que contando con resultados de las condiciones de riesgo de cada segmento del ducto, no se está lejos ya de establecer políticas de administración de riesgo.

Se debe tomar en cuenta, que este análisis es parte de un plan de implementación y las expectativas de mejorar los métodos aplicados son muy alentadoras. Por ejemplo, la compatibilidad que guarda el programa de análisis con los sistemas de información geográfica (GIS), permitirá incorporar grandes cantidades de información en la base de datos, lo cual se traducirá en un conocimiento mucho más eficiente de las instalaciones.

Es importante señalar que las actividades mostradas en este análisis sean clasificadas como proyectos para mitigación de riesgo.

El análisis, aparte de permitirnos ponderar el riesgo y optimizar el mantenimiento, consiste en identificar de manera clara en que aspectos se mejoraran más las condiciones de riesgo.

Como se puede notar, el costo del riesgo base, está controlado principalmente por los impactos en el negocio, es decir, instalaciones y servicio, mientras que los impactos en el medio ambiente y población no son tan drásticos, en comparación con las consecuencias en el negocio.

El impacto en el negocio está claramente direccionado a la integridad mecánica del ducto, mientras que los impactos en ambiente y población dependen de variables más subjetivas o difíciles de controlar a través de actividades o proyectos específicos de ingeniería.

Por ejemplo, para reducir el riesgo asociado en la población, es probable que la realización de un libramiento en una zona densamente poblada nos redujera substancialmente la magnitud del riesgo.

Sin embargo, esta opción tiene que probarse como factible y rentable antes de proponer cualquier cambio. De manera muy similar se realizaría para el caso de consecuencias del riesgo en el medio ambiente.



Después de la selección de proyectos vistos para la planeación de mitigación del riesgo en el segmento analizado, sé esta en posición de definir las acciones y proyectos específicos por segmento de acuerdo al costo de inversión.

Con las condiciones de riesgo mejoradas, (las actividades y proyectos para mitigación de riesgo) ubican a todos los segmentos que componen este ducto, en niveles de riesgo administrable, lo cual nos permite cumplir con los principios y objetivos de la administración de riesgo.

Otro aspecto no menos importante, se refiere a la facilidad que se tendrá para identificar puntos débiles y áreas de mejora en el sistema, mediante la clasificación adecuada de las actividades para control y mitigación de riesgo.



# ANEXOS



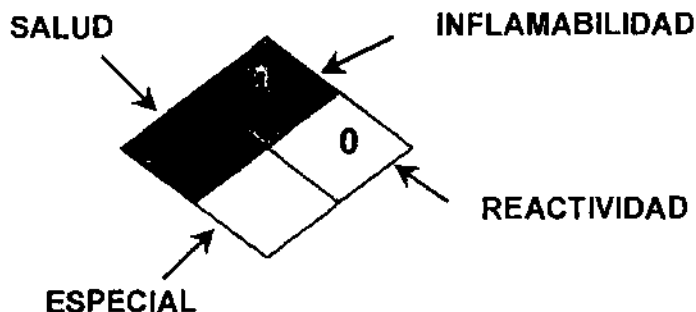
# ANEXO A





## CARACTERISTICAS DEL LPG

### A.1 ROMBO DE CLASIFICACION DE RIESGOS NFPA-704.



#### GRADOS DE RIESGO:

- 4. MUY ALTO
- 3. ALTO
- 2. MODERADO
- 1. LIGERO
- 0. MINIMO

### A.2 IDENTIFICACION DEL PRODUCTO.

Hoja de Datos de Seguridad para Sustancias Químicas No	HDSSQ-LPG
Nombre del Producto	Gas licuado comercial, con odorífero
Nombre Químico	Mezcla Propano-Butano
Familia Química	Hidrocarburos del Petróleo
Fórmula	$C_3H_8 + C_4H_{10}$
Sinónimos	Gas LP, LPG, gas licuado del petróleo, Liquefied Petroleum Gas (LPG)

### A.3 COMPOSICION/INFORMACION DE LOS INGREDIENTES.

MATERIAL	%	LEP (Límite de Exposición Permisible)
Propano	60.0	1000 ppm
n-Butano	40.0	800 ppm
Etil Mercaptano (odorizante)	0.0017 – 0.0028	50 ppm

### A.4 IDENTIFICACION DE RIESGOS.

HR: 3 = (HR = Clasificación de Riesgo, 1 = Bajo, 2 = Mediano, 3 = Alto)

El gas licuado tiene un nivel de riesgo alto, sin embargo, cuando las instalaciones se diseñan, construyen y mantienen con estándares rigurosos, se consiguen óptimos atributos de confiabilidad y beneficio.

La  $LC_{50}$  (Concentración Letal cincuenta de 100 ppm), se considera por la inflamabilidad de este producto y no por su toxicidad.



## A.5 SITUACION DE EMERGENCIA.

Cuando el gas licuado se fuga a la atmósfera, vaporiza de inmediato, se mezcla con el aire ambiente y se forman súbitamente nubes inflamables y explosivas, que al exponerse a una fuente de ignición (chispas, flama y calor) producen un incendio o explosión. El múltiple de escape de un motor de combustión interna (435 °C) y una nube de vapores de gas licuado, provocarán una explosión. Las conexiones eléctricas domésticas o industriales en malas condiciones (clasificación de áreas eléctricas peligrosas) son las fuentes de ignición más comunes.

Utilícese preferentemente a la intemperie o en lugares con óptimas condiciones de ventilación, ya que en espacios confinados las fugas de LPG se mezclan con el aire formando nubes de vapores explosivos, éstas desplazan y enrarecen el oxígeno disponible para respirar. Su olor característico puede advertirnos de la presencia de gas en el ambiente, sin embargo el sentido del olfato se perturba a tal grado que es incapaz de alertarnos cuando existan concentraciones potencialmente peligrosas. Los vapores del gas licuado son más pesados que el aire (su densidad relativa es 2.01; aire = 1).

## A.6 EFECTOS POTENCIALES PARA LA SALUD.

**OSHA PEL: TWA 1000 ppm** (Límite de exposición permisible durante jornadas de ocho horas para trabajadores expuestos día tras día sin sufrir efectos adversos).

**NIOSH REL: TWA 350 mg/m<sup>3</sup>; CL 1800 mg/m<sup>3</sup>/15 minutos** (Exposición a esta concentración promedio durante una jornada de ocho horas).

**ACGIH TLV: TWA 1000 ppm** (Concentración promedio segura, debajo de la cual se cree que casi todos los trabajadores se pueden exponer día tras día sin efectos adversos).

**OSHA:** Occupational Safety and Health Administration.

**PEL:** Permissible Exposure Limit.

**CL:** Ceiling Limit: En TLV y PEL, la concentración máxima permisible a la cual se puede exponer un trabajador.

**TWA:** Time Weighted Average: Concentración en el aire a la que se expone en promedio un trabajador durante 8 h, ppm ó mg/m<sup>3</sup>.

**NIOSH:** National Institute for Occupational Safety and Health.



**REL:** Recommended Exposure Limit.

**ACGIH:** American Conference of Governmental Industrial Hygienists.

**TLV:** Threshold Limit Value.

#### **A.7 PRIMEROS AUXILIOS.**

**Ojos:** La salpicadura de este líquido puede provocar daño físico a los ojos desprotegidos, además de quemadura fría, aplicar de inmediato y con precaución agua tibia. Busque atención médica.

**Piel:** Las salpicaduras de este líquido provocan quemaduras frías, deberá rociar o empapar el área afectada con agua tibia o corriente. No use agua caliente. Quítese la ropa y los zapatos impregnados. Solicite atención médica.

**Inhalación:** Si detecta la presencia de gas en la atmósfera, solicite ayuda o inicie el "Plan de emergencia". Si no puede ayudar o tiene miedo, aléjese. Debe advertirse que en altas concentraciones (mas de 1000 ppm), el gas licuado es un asfixiante simple, debido a que diluye el oxígeno disponible para respirar. Los efectos de una exposición prolongada pueden incluir: dolor de cabeza, náuseas, vómito, tos, depresión del sistema nervioso central, dificultad al respirar, somnolencia y desorientación. En casos extremos pueden presentarse convulsiones, inconsciencia, incluso la muerte como resultado de la asfixia. En caso de intoxicación retire a la víctima para que respire aire fresco, si esta inconsciente, inicie resucitación cardiopulmonar (CPR). Si presenta dificultad para respirar administre oxígeno medicinal (solo personal calificado). Solicite atención médica inmediata.

**Ingestión:** La ingestión de este producto no se considera como una vía potencial de exposición.

#### **A.8 PELIGROS DE EXPLOSION E INCENDIO.**

**Punto de Flash:** Una sustancia con un punto de flash de 38°C ó menor se considera peligrosa; entre 38° y 93°C, moderadamente inflamable; mayor a 93°C la inflamabilidad es baja (combustible). El punto de flash del LPG ( - 98°C) lo hace un compuesto sumamente peligroso.

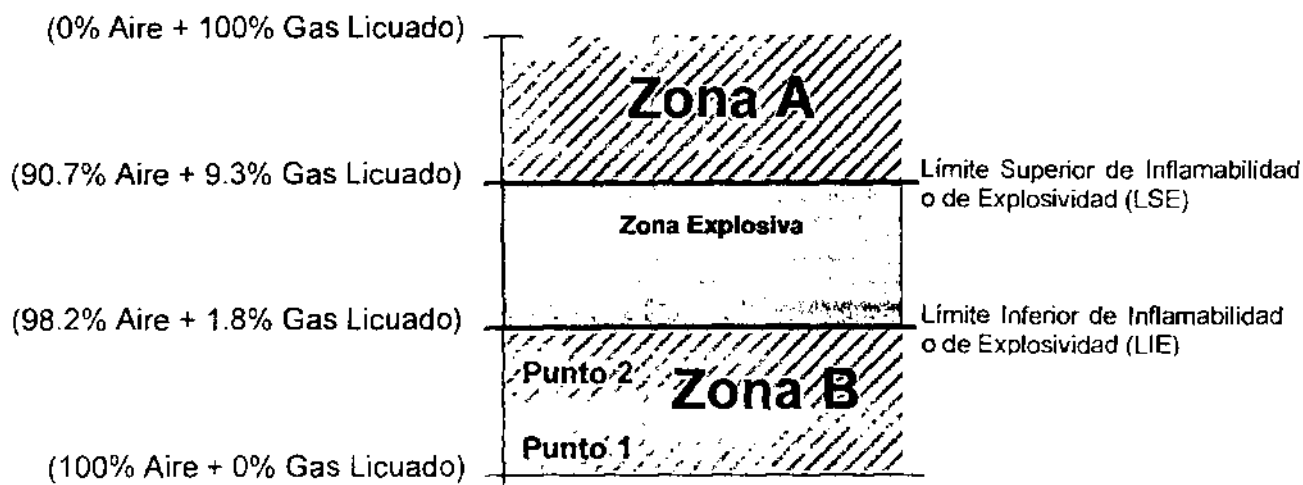
Punto de flash - 98.0 °C



Temperatura de Ebullición	- 32.5 °C
Temperatura de Auto ignición	435.0 °C
Límites de Explosividad:	Inferior 1.8 %
	Superior 9.3 %

Mezcla de Aire y Gas Licuado.

**Zonas A y B.-** En condiciones ideales de homogeneidad, las mezclas de aire con menos de 1.8% y más de 9.3% de gas licuado no explotarán, aún en presencia de una fuente de ignición, sin embargo, en condiciones prácticas, deberá desconfiarse de las mezclas cuyo contenido se acerque a la zona explosiva. En la Zona Explosiva solo se necesita una fuente de ignición para desencadenar una explosión.



Punto 1 = 20% del LIE.- Valor de calibración de las alarmas en los detectores de mezclas explosivas.

Punto 2 = 60% del LIE.- Se ejecutan acciones de paro de bombas, bloqueo de válvulas, etc., antes de llegar a la Zona Explosiva.

**Extinción de Incendios:** Polvo Químico Seco (púrpura K = bicarbonato de potasio, bicarbonato de sodio, fosfato monoamónico) bióxido de carbono y agua esperada para enfriamiento. Apague el fuego, solamente después de haber bloqueado la fuente de fuga.

**Instrucciones Especiales para el Combate de Incendios.**

a) Fuga a la atmósfera de gas licuado, sin incendio:

Esta es una condición realmente grave, ya que el gas licuado al ponerse en contacto con la atmósfera se vaporiza de inmediato, se mezcla rápidamente con el aire ambiente y produce



nubes de vapores con gran potencial para explotar y explotarán violentamente al encontrar una fuente de ignición.

Algunas recomendaciones para evitar este supuesto escenario, son:

- Asegurar anticipadamente que la integridad mecánica y eléctrica de las instalaciones estén en óptimas condiciones (diseño, construcción y mantenimiento).
- Si aún así llega a fallar algo, deberán instalarse precavidamente:
  - Detectores de mezclas explosivas, de calor y humo con alarmas sonoras y visuales.
  - Válvulas en entradas y salidas, en prevención a rotura de mangueras
  - Disponibilidad de agua contra incendio.
  - Extintores portátiles.
  - Los usuarios de este producto deben conocer la ubicación de los bloqueos en cilindros, tanques estacionarios ó la red de distribución de gas, así como localización de los quemadores. Deberán tener un plan de contingencias para atacar incendios o emergencias.
  - Deberán llevarse a cabo simulacros, para optimizar el plan de contingencias.
- **No intente apagar el incendio sin antes bloquear la fuente de fuga, ya que si se apaga y sigue escapando gas, se forma una nube de vapores con gran potencial explosivo. Pero deberá enfriar con agua rociada los equipos o instalaciones afectadas por el calor del incendio.**

#### **A.9 PRECAUCIONES PARA EL MANEJO Y ALMACENAMIENTO.**

**Almacenamiento:** Almacene los recipientes en lugares autorizados, (NOM-056-SCFI-1994, "Bodegas de Distribución de Recipientes Portátiles para Gas LP"), lejos de fuentes de ignición y de calor. Disponga precavidamente de lugares separados para almacenar diferentes gases comprimidos o inflamables, de acuerdo a las normas aplicables. Almacene invariablemente todos los cilindros de gas licuado, vacíos y llenos, en posición vertical, (con esto se asegura que la válvula de alivio de presión del recipiente, siempre esté en contacto con la fase vapor del LPG). No deje caer ni maltrate los cilindros. Cuando los cilindros se encuentren fuera de servicio, mantenga las válvulas cerradas, con tapones o capuchones de protección de acuerdo a las normas aplicables. Los cilindros vacíos conservan ciertos



residuos, por lo que deben tratarse como si estuvieran llenos (NFPA-58, "Estándar para el Almacenamiento y Manejo de Gases Licuados del Petróleo"). **Precauciones en el Manejo:** Los vapores del gas licuado son más pesados que el aire y se pueden concentrar en lugares bajos donde no existe una buena ventilación para disiparlos. Nunca busque fugas con flama o cerillos. Utilice agua jabonosa o un detector electrónico de fugas. Asegúrese que la válvula del contenedor esté cerrada cuando se conecta o se desconecta un cilindro. Si nota alguna deficiencia o anomalía en la válvula de servicio, deseche ese cilindro y repórtelo de inmediato a su distribuidor de gas. Nunca inserte objetos dentro de la válvula de alivio de presión.

#### **A.10 CONTROLES CONTRA EXPOSICION/PROTECCION PERSONAL.**

**Medidas de Control:** Ventile las áreas confinadas, donde puedan acumularse mezclas inflamables. Acate la normatividad eléctrica aplicable a este tipo de instalaciones (NFPA-70, "Código Eléctrico Nacional").

**Protección Respiratoria:** En espacios confinados con presencia de gas, utilice aparatos auto contenidos para respiración (SCBA para 30 ó 60 minutos o para escape 10 ó 15 minutos), en estos casos la atmósfera es inflamable ó explosiva, requiriendo tomar precauciones adicionales.

**Ropa de Protección:** El personal especializado que interviene en casos de emergencia, deberá utilizar chaquetones y equipo para el ataque a incendios, además de guantes, casco y protección facial, durante todo el tiempo de exposición a la emergencia.

**Protección de Ojos:** Se recomienda utilizar lentes de seguridad reglamentarios y, encima de éstos, protectores faciales cuando se efectúen operaciones de llenado y manejo de gas licuado en cilindros y/o conexión y desconexión de mangueras de llenado.

**Otros Equipos de Protección:** Se sugiere utilizar zapatos de seguridad con suela anti derrapante y casquillo de acero.



No se cuenta con información definitiva sobre características carcinogénicas, mutagénicas, órganos que afecte en particular, o que desarrolle algún efecto tóxico.

#### **A.14 INFORMACION ECOLOGICA.**

**Efectos Ecológicos:** El efecto de una fuga de GLP es local e instantáneo sobre la formación de oxidantes fotoquímicos en la atmósfera. No contiene ingredientes que destruyen la capa de ozono (40 CFR Parte 82). No está en la lista de contaminantes marinos DOT (49 CFR Parte 1710).

#### **A.15 INFORMACION ADICIONAL.**

El personal que trabaja con gas licuado deberá recibir capacitación y entrenamiento en los procedimientos de manejo y operación, que se reafirmará con simulacros frecuentes. La instalación y mantenimiento de las redes de distribución de gas, cilindros y tanques estacionarios deberá ejecutarse solo por personal calificado.

**Advertencia Sobre el Olorífico:** El gas licuado tiene un odorífico para advertir de su presencia. El más común es el Etil Mercaptano. La intensidad de su olor puede disminuir debido a la oxidación química, adsorción o absorción. La intensidad del olor puede reducirse después de un largo período de almacenamiento.



### A.11 PROPIEDADES FISICAS Y QUIMICAS.

Peso Molecular	49.7
Temperatura de Ebullición @ 1 atmósfera	-32.5 °C
Temperatura de Fusión	-167.9 °C
Densidad de los Vapores (Aire = 1) @ 15.5 °C	2.01 (Dos veces más pesado que el aire)
Densidad del Líquido (Agua = 1) @ 15.5 °C	0.540
Presión de Vapor @ 21.1 °C	4500 mmHg
Relación de Expansión (Líquido a Gas @ 1 atmósfera)	1 a 242 (Un litro de gas líquido, se convierte en 242 litros de gas fase vapor, formando con el aire una mezcla explosiva de 11,000 litros aproximadamente)
Solubilidad en Agua @ 20 °C	0.0079% en peso (Insignificante; menos del 0.1%)
Apariencia y Color	Gas incoloro e insípido a temperatura y presión ambiente. Tiene un odorífero que produce un olor característico, fuerte y desagradable para detectar las fugas.

### A.12 ESTABILIDAD Y REACTIVIDAD.

**Estabilidad Química:** Estable en condiciones normales de almacenamiento y manejo.

**Condiciones a Evitar:** Manténgalo alejado de fuentes de ignición y calor, así como de oxidantes fuertes.

**Productos de la Combustión:** Los gases productos de la combustión son: bióxido de carbono, nitrógeno y vapor de agua. La combustión incompleta produce monóxido de carbono (gas tóxico), ya sea que provenga de un motor de combustión o por uso doméstico. También puede producir aldehídos (irritante de nariz y ojos).

**Peligros de Polimerización:** No polimeriza.

### A.13 INFORMACION TOXICOLOGICA.

**Toxicidad:** El gas licuado no es tóxico; es un asfixiante simple que, sin embargo, tiene propiedades ligeramente anestésicas y que en altas concentraciones produce mareos.





# ANEXO B



## B1. SERIE GALVANICA.

El primer factor que causa la corrosión de los que se enlistan anteriormente, es: "Materiales Diferentes". Básicamente todos los pares galvánicos son el resultado de la diferencia de potencial entre dos materiales. La serie metálica de los metales nos ilustra el hecho de que hay una diferencia de potencial natural entre los metales en un electrolito conductor. Sin embargo, no existe otra forma que no sea por la medición de los potenciales en el medio de interés, para producir los potenciales exactos de los metales y la dirección resultante del efecto galvánico en dicho medio.

La **tabla B.1** muestra las mediciones hechas en un laboratorio para obtener los diferentes potenciales de varios elementos medidos contra un electrodo patrón de hidrógeno.

La **tabla B.1** ilustra los potenciales típicos de ciertos metales bajo las siguientes condiciones:

Una mitad del par que genera el potencial está representada por un electrodo de platino platinado sobre el cual se burbujea gas de hidrógeno al estar sumergido en una solución con una concentración molal de iones de 1.0. La otra mitad del par es el metal que nos interesa.

El electrodo patrón de hidrógeno en realidad es demasiado complicado para ser utilizado en una medición rápida y práctica además de ser imposible de usar en el campo.

Se han desarrollado electrodos para medidas de potencial más prácticos para llevar a cabo mediciones de potencial en el campo.

SERIES GALVANICAS	
METAL	POTENCIAL (Volts)
Oro	1.42
Platino	1.2
Oxígeno	1.23
Paladio	0.83
Plata	0.799
Mercuro	0.798
Cobre	0.34
Estaño	0.154
Hidrógeno	0.000
Plomo	-0.125
Niquel	-0.23
Cobalto	-0.27
Cadmio	-0.402
Hierro	-0.44
Cromo	-0.71
Zinc	-0.762
Aluminio	-1.66
Magnesio	-2.38
Sodio	-2.71
Potasio	-2.92

TABLA B.1



Los electrodos se enumeran en la **tabla B.2**.

Los dos electrodos de referencia más usados en la práctica (electrodos para medición de potencial) son los de sulfato de cobre y los de cloruro de plata.

Los electrodos para medición de potencial de sulfato de cobre consisten en una varilla de cobre puro sumergida en una solución saturada de sulfato de cobre. El contacto con el electrolito se realiza a través de la solución y mediante una tapa porosa en el cilindro que contiene a la varilla y a la solución.

El electrodo para la medición de potencial del sulfato de cobre se utiliza para llevar a cabo pruebas en estructuras subterráneas y estructuras sumergidas en agua dulce. Este tipo de electrodo de referencia es muy estable a cambios de temperatura y del medio ambiente.

POTENCIAL DE ELECTRODOS DE REFERENCIA (ELECTRODOS) REFERIDOS AL ELECTRODO PATRON DE HIDROGENO	
ELECTRODOS	POTENCIAL (Volts)
De calomel saturado	+ 0.2415
De calomel normal	+ 0.28
De 10% calomel	+ 0.3337
De cloruro de plata	+ 0.2222
De sulfato de cobre (saturado)	+ 0.3160
De Hidrógeno	0.000

**TABLA B.2**

Los electrodos para medición de potencial de cloruro de plata se utilizan para llevar a cabo pruebas en estructuras sumergidas en agua salada y de mar. Consiste de una lámina de plata con un revestimiento de cloruro de plata. La lámina se encierra en un cilindro en una posición opuesta a la localización de la lámina para permitir el contacto con el agua salada.

La **tabla B.3** muestra una serie galvánica práctica. Los potenciales en esta tabla se relacionan a un electrodo de referencia del tipo de sulfato de cobre y se pueden usar directamente como punto de comparación con mediciones reales en el campo.

Si dos de estos materiales que se muestran en la **tabla B.3** se colocan en un electrolito, habrá un potencial entre ellos igual a la diferencia de los dos voltajes.

Por ejemplo, si el aluminio y el magnesio comercialmente puros se colocan en el mismo electrolito, la diferencia de potencial será de **0.95 Volts**, siendo el magnesio el metal que sufrirá la corrosión.

De una forma similar, cualquier otro par de metales demostrará un potencial entre ellos.



SERIE GALVANICA PRACTICA	
METAL	Volts
Magnesio comercialmente puro.	-1.75
Aleación de Magnesio (6% Al, 3% Zn, 015% Mn)	-1.6
Zinc	-1.1
Aleación de Aluminio (5% Zn)	-1.05
Aluminio comercialmente puro.	-0.8
Acero suave (limpio y brillante)	-0.5 a -0.8
Acero suave (oxidado)	-0.2 a -0.5
Hierro fundido (sin grafito)	-0.5
Plomo	-0.5
Acero suave en concreto	-0.2
Cobre, Latón, Bronce	-0.2
Hierro fundido con alto contenido de silicón.	-0.2
Escala de molino en acero.	-0.2
Carbono, Grafito, Coque.	+0.3

\* Potenciales típicos medidos entre el metal (cuando se encuentra sumergido en suelo o agua neutrales) y un electrodo de referencia de sulfato de cobre que se encuentra en contacto con el suelo o el agua adyacentes.

**TABLA B.3**

El uso de la serie galvánica de metales permite al Ingeniero Especialista en Corrosión o al Ingeniero Especialista en Materiales, predecir con cierto grado de exactitud, la fuerza relativa de una reacción galvánica entre un par de metales. Por lo tanto, la interconexión entre metales muy separados en la tabla de series galvánicas puede y debe evitarse.

Esta serie galvánica también es útil para predecir efectos de tipo benéfico, tales como la aplicación de protección catódica.

## **B2. PRINCIPIOS ELECTROQUIMICOS DE LA CORROSION.**

La corrosión que resulta de un par galvánico es una reacción de tipo electroquímico. Ocurren reacciones químicas y un flujo de corriente eléctrica. La reacción química es el resultado del flujo de corriente eléctrica.

### **1. Condiciones requeridas para que se presente la corrosión.**

Hay cuatro condiciones necesarias para que ocurra la corrosión:

- Deben existir un ánodo y un cátodo.
- El ánodo y el cátodo deben estar en contacto con un electrolito que tenga la propiedad de ser un conductor eléctrico, tal como el agua o el suelo.
- Se requiere de una conexión metálica entre el ánodo y el cátodo.



d) Debe existir un potencial de corriente directa entre el ánodo y el cátodo. El potencial de corriente directa causará un flujo de corriente entre el ánodo y el cátodo.

Un ánodo en un par galvánico de corrosión es la parte metálica del electrodo que descarga corriente directa al electrolito.

El ánodo sufre corrosión (es decir, se consume) por esta acción.

Un cátodo en un par galvánico de corrosión, es la parte metálica del electrodo al cual fluye corriente directa desde el electrolito. El metal catódico normalmente no sufre corrosión.

## 2. Flujo eléctrico de corriente.

La **fig. B.1** demuestra como ocurriría la corrosión en un experimento de laboratorio. Todas las condiciones necesarias para que se presente la corrosión están presentes en el experimento.

Hay flujo de corriente de la batería hacia el ánodo en el circuito externo (metálico). La corriente entonces fluye del ánodo hacia el electrolito. El ánodo sufre corrosión en aquellos puntos en donde la corriente descarga al electrolito. La corriente también fluye a través del electrolito hacia el cátodo y posteriormente por vía del circuito externo regresa de nuevo hacia la batería.

En un par galvánico de corrosión, la diferencia de potencial necesaria para causar un flujo de corriente eléctrica puede deberse a varios factores, que serán discutidos posteriormente.

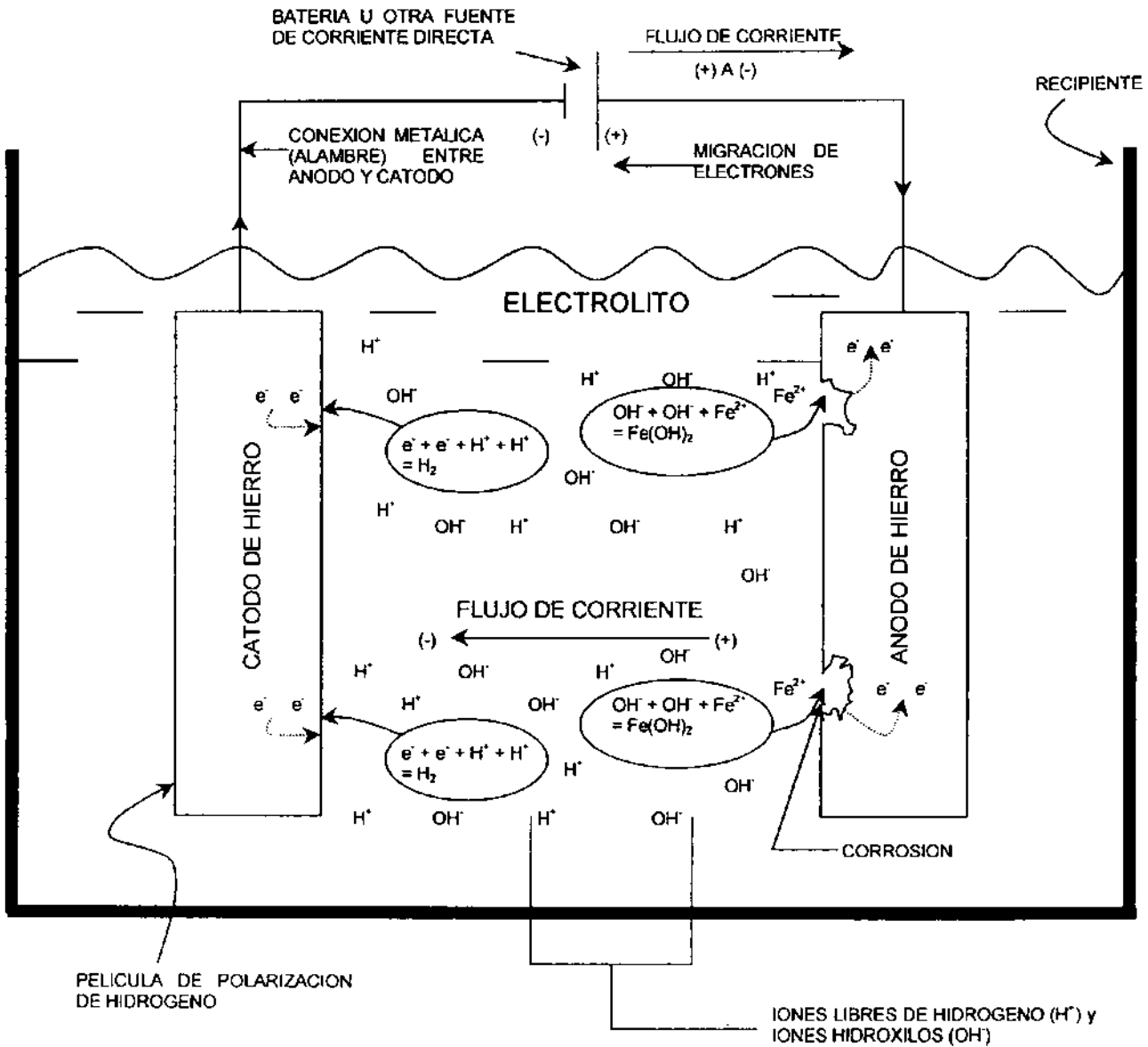


FIG. B.1

### 3. Reacción Química.

El electrolito que se muestra en la fig. B.1 es agua ionizada y en realidad todas las aguas que se puedan encontrar naturalmente están ionizadas a un mayor o menor grado. Los



iones en el agua son iones de hidrógeno ( $H^+$ ) cargados positivamente y iones hidroxilo ( $OH^-$ ) cargados negativamente.

En el ánodo, los átomos de Hierro (Fe) ceden electrones que emigran a través del circuito metálico hacia el cátodo. Lo que resta del átomo de hierro es ahora un ion de hierro ( $Fe^{2+}$ ), habiendo adquirido una carga positiva como resultado de la pérdida de electrones.

Los iones de hierro cargados positivamente ( $Fe^{2+}$ ) se combinan con los iones hidroxilo ( $OH^-$ ) para formar moléculas de un nuevo material.

Dos iones hidroxilo se combinan con un ion de hierro para formar hidróxido ferroso ( $Fe(OH)_2$ ), un producto de corrosión de color blanquizco. La reacción puede seguir hasta formar hidróxido férrico ( $Fe(OH)_3$ ), el producto de oxidación normal de color café rojizo. Este proceso ocurre mientras exista un flujo de corriente que tiene como resultado una corrosión continua del ánodo.

A medida que se van creando productos de corrosión en la superficie del ánodo, se va formando una película anódica de corrosión.

A esta película también se le conoce como película de polarización por concentración. Tal película puede servir para incrementar la resistencia del circuito del par galvánico de corrosión, que a su vez, reduciría la corriente del par galvánico de corrosión y la velocidad de dicha corrosión.

En el cátodo los electrones ( $e^-$ ) que han inmigrado a la superficie del cátodo se combinan con los iones de hidrógeno ( $H^+$ ).

Esto forma moléculas de hidrógeno en la superficie del cátodo.

La película de hidrógeno que se empieza a formar se conoce con el nombre de película de polarización de hidrógeno, película de polarización catódica o película de polarización por activación.

A medida que los átomos de hidrógeno cargados positivamente ( $H^+$ ) se agotan en la superficie del cátodo, empieza a formarse un exceso de iones hidroxilo ( $OH^-$ ) cargados negativamente que aumentan la alcalinidad del electrolito en la cercanía de la superficie del cátodo.



#### 4. La ley de Faraday.

Todos los metales que descargan corriente hacia un electrolito sufrirán corrosión. Los metales no sufren corrosión en la misma proporción por unidad de corriente.

La relación entre el desgaste del ánodo y la corriente anódica se establece en la ley de Faraday que se enuncia de la siguiente forma:

$$W = k I t$$

en donde:  $W$  = Pérdida de peso.

$k$  = Equivalente electroquímico.

$I$  = Corriente.

$t$  = Tiempo.

Para una cantidad conocida de corriente en un tiempo conocido la variable que determinará la pérdida de peso real será el equivalente electroquímico ( $k$ ). Cada metal tiene su propio equivalente electroquímico, que es una característica propia del metal.

La **tabla B.4** muestra los equivalentes electroquímicos (en gramos por Coulomb) y las relaciones de desgaste de algunos metales (en libras). También se incluye el volumen de metal que se pierde por amperes por año. La pérdida del peso del metal (libras por ampere por año) y la pérdida de volumen (pulgadas cúbicas por ampere por año), sirven para ilustrar la cantidad de metal que se pierde de una cierta estructura para una cantidad determinada de corriente.

RELACION DE DESGASTE DE ALGUNOS METALES TÍPICOS			
METAL	EQUIVALENTE ELECTROQUÍMICO (g/COULOMB)	RELACION DE CONSUMO (lb/A/año)	VOLUMEN DE METAL CONSUMIDO POR AMPERE/AÑO (in <sup>3</sup> )
Carbono (C <sup>4+</sup> )	0.4149E-4	2.89	36.99
Aluminio (Al <sup>3+</sup> )	0.9316E-4	6.48	69.99
Magnesio (Mg <sup>2+</sup> )	1.2600E-4	8.76	141.47
Hierro (Fe <sup>2+</sup> )	2.8938E-4	20.12	70.81
Níquel (Ni <sup>2+</sup> )	3.0409E-4	21.15	67.06
Cobre (Cu <sup>2+</sup> )	6.5875E-4	45.81	142.89
Zinc (Zn <sup>2+</sup> )	3.3975E-4	23.56	90.87
Estaño (Sn <sup>2+</sup> )	6.1502E-4	42.77	162.43
Plomo (Pb <sup>2+</sup> )	10.736E-4	74.65	181.68

\* El carbono no está realmente clasificado como un metal sino como un metaloide pero su desgaste como un metal.

**TABLA B.4**





Para citar un ejemplo, si una tubería de acero estuviera descargando 0.001 amperes en un cierto punto, el volumen de hierro que se pierde en un año sería de aproximadamente 0.07 pulgadas cúbicas. Si esta pérdida de volumen se concentrara en un área más pequeña, tal como una rajadura en el recubrimiento, sería suficiente para causar agujeros de 4 - 3/4 de pulgada de diámetro en una tubería con una pared de 3/8 de pulgada de grosor. Es por esta razón que es importante el control de las descargas, aún de cantidades muy pequeñas, de corriente de una estructura de acero en un electrolito.

### **B3. TIPOS DE REVESTIMIENTOS.**

Hay dos categorías muy amplias de revestimientos; orgánicos e inorgánicos.

Los revestimientos orgánicos a su vez se dividen en: Termoendurecidos y Termoplásticos.

A continuación se da una descripción de los distintos tipos de recubrimientos.

#### **1. Revestimientos Inorgánicos.**

Estos revestimientos incluyen los metalizados, los de porcelana y los de silicatos.

Los silicatos inorgánicos se utilizan como portadores para el polvo de zinc. Los revestimientos resultantes, que se aplican al acero debidamente preparado, proporcionan un tipo de protección similar a la del galvanizado por inmersión en caliente.

Los revestimientos de zinc inorgánico dan protección al proporcionar una película resistente al ataque de productos químicos y también por protección galvánica. Presentan una excelente resistencia a medios ambientes salinos, y generalmente, no se ven afectados por los solventes. También tienen propiedades superiores de resistencia a la abrasión. Sin embargo, se debe hacer notar que estos productos no tienen buenas propiedades de resistencia a los ácidos.

Cuando se sabe que un acero estructural o un equipo estará sujeto a un almacenaje prolongado a la intemperie, se especifica el uso de capas imprimadoras de zinc inorgánico.

Dependiendo del tipo de servicio requerido, se recomienda un revestimiento final de epoxi, vinil, hule clorinado, epóxico fenólico o latex acrílico.

Los alquidáticos de base de aceite no se pueden usar debido a una reacción química llamada "saponificación" que ocurre entre el alquidático y el zinc. El aceite reacciona con



el pH alcalino de la capa imprimadora de zinc y forma un "jabón" en la superficie de contacto del zinc y del alquidílico. Cuando se ve expuesta a la intemperie (generalmente después de 3 años) la capa final de alquidílico se descamará en hojas. Puede o no suceder esto en un medio ambiente interior, pero técnicamente no es aceptable a menos que se utilice una capa de revestimiento separadora o de amarre.

## 2. Revestimientos Orgánicos.

Como ya se mencionó anteriormente, estos revestimientos se dividen en Termoendurecidos y el Termoplásticos.

### a) Tipos de revestimientos orgánicos termoendurecidos.

Las resinas termoendurecidas son aquellos polímeros que han sufrido una reacción química al convertirse de un material líquido durante la aplicación, a una película endurecida e infusible.

Hay tres tipos básicos de conversiones para resinas termoendurecidas con aire seco. Estas son:

- I. Catálisis mediante el uso de un catalizador.
- II. Reacción mediante el uso de un agente polimerizante o de una resina.
- III. Reacción con el oxígeno en el aire.

#### i) Fenólicas no modificadas.

Los revestimientos que se basan en estas resinas duras y resistentes al aire generalmente son combinaciones de fenol y formaldehído. Los revestimientos que se basan en fenoles deben ser curados mediante un horneado.

Son quebradizos y muestran poca resistencia a los álcalis. Su resistencia a los ácidos y solventes es buena.

Los revestimientos fenólicos horneados se utilizan principalmente como revestimientos de latas y tambores y tanques de almacenamiento para materiales químicos. Requieren de un horneado de aproximadamente 350 °F (177 °C) entre cada capa y de unos 400 °F (204 °C) para la capa final.

Cuando se usan como revestimiento resistente a productos químicos, normalmente se necesitan de 5 a 7 capas (cada capa debe ser de menos de 1mm de espesor).



Los revestimientos fenólicos no modificados son difíciles de aplicar en el campo, en tanques grandes.

ii) Epóxicos-fenólicos horneados.

Para mejorar sus características físicas, los fenoles no modificados se pueden modificar mediante el uso de epoxis.

Los revestimientos epóxico-fenólicos horneados se utilizan para revestimientos de equipos de proceso, tanques, latas, tuberías y otras estructuras en donde se requiere una resistencia excelente a los productos químicos. Requieren de varias capas y de temperaturas altas de horneado.

iii) Fenólicos modificados con aceite.

Estas resinas se forman al reaccionar una resina fenólica con un aceite deshidratante para producir un revestimiento que se seca por oxidación y evaporación de solventes. Se utilizan principalmente para elaborar barnices y otros revestimientos de protección para la madera, pero también se utilizan como pinturas de uso industrial.

Estos revestimientos presentan resistencia a los vapores ácidos, pero no tienen buena resistencia para los álcalis. Cuando son pigmentados tienden a oscurecerse al ser expuestos a la luz solar.

iv) Tipo furano-furfuril alcohólicas.

Los furanos se forman al polimerizar el alcohol furfúril para producir un producto resinoso. Se endurecen al reaccionar con un catalizador ácido y por lo tanto no se adhieren directamente al acero. Se caracterizan por una resistencia excelente (excepto a ácidos fuertes como el nítrico), pero son muy quebradizos.

Se adhieren bien a la madera sin necesidad de utilizar una capa imprimadora. Los furanos son únicamente de color negro.

Este tipo de materiales se usa principalmente como morteros y cementos a prueba de ácidos.

v) Poliésteres.

Los poliésteres son producto de condensación de alcoholes polifuncionales y de ácidos orgánicos polifuncionales.



Los revestimientos de poliéster son duros, fuertes y brillantes, con una buena resistencia a los ácidos y solventes.

Su resistencia a los álcalis es sólo mediocre.

Los poliésteres que presentan resistencia a sustancias químicas se utilizan como revestimiento de pisos, recubrimiento de tanques y revestimiento de paredes. La fibra de vidrio se utiliza para reforzar el revestimiento. Las resinas de poliéster reforzadas con fibra de vidrio se utilizan para fabricar partes, equipo y tanques resistentes a sustancias químicas y como recubrimientos interiores.

Entre las principales desventajas de los poliésteres, se encuentra el encogimiento al endurecer, el ser quebradizos y el no adherirse bien a varios tipos de superficies.

Debe hacerse notar que hay una gran variación en la actuación de las resinas de poliéster, la cual es una función del tipo de ácido que se utiliza en su manufactura y del grado de polimerización.

Los revestimientos de poliéster se utilizan principalmente con refuerzos de laminillas de vidrio o con mallas de fibra de vidrio.

vi) Epoxis.

Estas resinas se pueden endurecer con una gran variedad de agentes y las propiedades del producto final dependen del agente que se utiliza.

Las modificaciones de las resinas tipo epoxi con otras resinas darán como resultado variaciones en el tipo de actuación.

La versatilidad que presentan las resinas tipo epoxi, da como resultado una gran variedad de productos comerciales llamados "epoxis".

1) Epoxi-aminas.

Las aminas que actúan como agentes curativos, tales como la triamina-dietileno y la pentamina-tetraetileno se agregan a la resina de tipo epoxi, justo antes de su uso, ya que sólo duran antes de endurecerse unas 8 horas o menos, dependiendo de la formulación.

Se pueden usar una variedad de aminas para lograr una mayor variedad en las propiedades químicas y físicas, y en la vida útil de la mezcla.



Los epoxis tratados con aminas, generalmente son duros, fuertes, con excelentes propiedades de resistencia a los álcalis y solventes. Su resistencia a los ácidos se considera como buena.

Tienen una excelente propiedad de adherencia con superficies debidamente preparadas.

Sus limitaciones son: propiedades bajas de resistencia a la intemperie (aunque esto no afecta su nivel de actuación); volverse quebradizos con el paso del tiempo; no se pueden aplicar sobre pinturas o revestimientos de textura blanda y no toleran la humedad durante su aplicación. Debido a la alcalinidad de las aminas, se vuelve difícil su manejo.

Los agentes curativos con base de aminas aducidas, se preparan al reaccionar un exceso de amina con las resinas de epoxi.

Los revestimientos de epoxi curados con aminas aducidas, proporcionan una buena resistencia al agua y se consideran menos quebradizos si se les compara con los revestimientos curados con aminas.

Aparentemente toleran mejor, altas condiciones de humedad durante su aplicación.

## 2) Epoxi-poliámidas.

Las resinas con base de poliámidas se obtienen al reaccionar aminas con ácidos grasos, dando como resultado una resina con grupos amida, substituidos a lo largo de la cadena.

Los revestimientos con base epoxi-poliámidas, se pueden formular de tal forma que tengan una buena resistencia a la intemperie (a pesar de que se pulverizan con el paso del tiempo), sean flexibles, tengan buena adherencia a las superficies debidamente preparadas, sean brillosos y fuertes. Sus propiedades de resistencia a los ácidos y solventes son limitadas. Tienen una buena resistencia a los álcalis (diluidos), al agua y a las sales. Los revestimientos de este tipo se vuelven quebradizos con el paso del tiempo, aunque no tan rápidamente o en proporción tan alta como las epoxi-aminas.

## 3) Alquitrán epóxico.



Las resinas epóxicas se modifican con alquitrán o con brea y posteriormente se les reacciona con un agente de amina o poliamina. Los revestimientos que resultan, tiene propiedades de resistencia excelentes a las sustancias químicas; sin embargo, su resistencia a los solventes es pobre.

Se les puede aplicar en capas gruesas (hasta de 8 a 10 mm) y son revestimientos relativamente baratos.

La incorporación del alquitrán en un revestimiento epóxico, resulta en una mejoría de su resistencia al agua y a los ácidos. Esto se debe a lo inerte del alquitrán que mejora la permeabilidad al vapor de agua. Un área en donde los revestimientos de alquitrán epóxico muestran propiedades superiores es en la resistencia al sulfuro de hidrógeno y es por esto que se utiliza este tipo de producto de petróleo crudo.

Sus principales desventajas son su color oscuro (negro o café rojizo oscuro) y sus características de pulverizarse cuando son expuestos al medio ambiente.

En general, los revestimientos de alquitrán epóxico, se utilizan ampliamente en tuberías subterráneas, en el interior de tanques de petróleo, en cajas de condensadores de agua y en servicios marítimos. Son útiles cuando se requiere una exposición continua a temperaturas secas de hasta 250 °F (121 °C).

#### 4) Epoxi-fenólico (endurecimiento al medio ambiente).

Hay ciertas combinaciones de revestimientos epoxi-fenólicos que se pueden endurecer a temperatura ambiente con agentes de curado de tipo alcalino. Estos sistemas se curan hasta lograr un acabado duro, fuerte y suave que presenta una buena resistencia a la abrasión.

Los sistemas de múltiples capas de revestimientos epoxi-fenólicos proporcionan propiedades de resistencia excelentes cuando son expuestos a los álcalis (hasta 50% cáustica), solventes, sal y agua.

Las industrias, tales como de procesos químicos de pasta y papel, de energía eléctrica, de petróleo y de servicios marinos, utilizan este tipo de revestimientos cuando existen condiciones que pueden resultar en corrosión severa. El uso principal de estos revestimientos es en tanques de agua y en plantas nucleoelectricas.



#### 5) Epoxis en polvo (endurecido térmico).

Los revestimientos de epoxi en polvo, como su nombre lo indica, son una mezcla muy íntima de tipos específicos de resinas epoxi, pigmentos y aditivos. A estos materiales generalmente se les cura con aminas o anhídridos aromáticos acelerados que son aplicados en varias formas en la etapa de polvo seco y que requieren de calor para su fusión y curado.

Su uso en la actualidad se limita a recubrimientos de tuberías y barras de refuerzo y otras aplicaciones de acabado de tipo industrial. La ventaja que presentan estos epoxis en polvo, es su habilidad de lograr un recubrimiento muy duro, fuerte y duradero en un tiempo muy corto de curado. Sin embargo, el equipo necesario para su aplicación (rociado electrostático o cama fluidizada) es muy complicado.

#### vii) Silicones.

Las resinas de silicón, básicamente son polímeros semiorgánicos que contienen átomos de silicón, a los cuales se adhieren oxígeno o varios grupos orgánicos. Los silicones varían desde fluidos con bajo peso molecular hasta resinas viscosas y elastómeros. Sus principales ventajas son un alta resistencia al shock térmico, son repelentes al agua y tienen buenas características de resistencia a la intemperie. Los revestimientos de silicón sólo son moderadamente resistentes a las sustancias químicas. Estos revestimientos se formulan ya sea con todas las resinas de silicón o se modifican con álcalis, acrílicos o hidrocarburos. Las modificaciones hechas con resinas reducirán la resistencia a la temperatura.

Los revestimientos de silicón se han utilizado para recubrir superficies exteriores que soportan temperaturas hasta de 1000 °F (538 °C) con bastante éxito.

Las resinas se volatilizan a 600 °F (315 °C), dejando una capa difusa de pigmento metálico adherido a la superficie. Esta capa es algo porosa de tal forma que si hay un periodo de enfriamiento a intervalos cortos, la condensación de humedad resultante ocasionará una penetración o falla de la película.

Uno de los usos principales de los silicones como revestimientos de protección (alquidáticos de silicón), es en las aplicaciones de tipo marítimo.



viii) Poliuretano (de dos componentes).

Una de las ventajas de los uretanos de dos componentes es que se pueden formular para cumplir con diversos tipos de requerimientos, obteniendo desde películas muy suaves y elásticas, hasta recubrimientos duros y fuertes que presentan una excelente resistencia a la abrasión. Estos revestimientos presentan una excelente resistencia a la intemperie, retienen su color y brillo y no se amarillan con el tiempo.

b) Tipos de revestimiento termoplásticos (resinas suavizadas con el calor).

i) Alquidálicos.

La fabricación de resinas alquidálicas modificadas con petróleo, es un proceso complejo debido a las muchas reacciones químicas que ocurren simultáneamente al formarse la molécula compleja alquidálica.

Las pinturas de alquidálicos conservan más o menos bien su color y brillo después de una exposición prolongada a la intemperie. Las pinturas de alquidálicos, de un largo medio de petróleo, son muy utilizadas como capas imprimadoras para el acero estructural y para distintas maquinarias.

No se recomiendan para ser utilizadas en servicios de inmersión.

ii) Vinilos.

Los revestimientos de vinilos más comunes se basan en copolímeros de cloruro de vinil y de acetato de vinil, generalmente en una proporción de 90% de cloruro de vinil. Tienen una buena flexibilidad, son resistentes a la intemperie y a la abrasión. Su resistencia a los alcoholes, al agua y a los solventes de petróleo es buena.

También presentan propiedades dieléctricas muy buenas y su permeabilidad es extremadamente baja.

Las pinturas de resinas vinílicas se utilizan mucho en la industria en donde su inactividad tiene un valor especial.

Los tanques, tubería, varillas, cabezas de pozos, perforadoras de alta mar y otras numerosas estructuras y maquinarias utilizadas por la industria del petróleo, son protegidas con revestimientos de vinil. Los tanques expuestos a derrames de ácidos y álcalis, los tanques de gasolina y las estructuras de concreto que están en contacto





con vapores corrosivos o fluidos agresivos, son también ejemplos de maquinaria y estructuras que se protegen con mucho éxito con revestimientos de vinilo. La dureza, resistencia a la abrasión, baja permeabilidad al agua, una alta resistencia dieléctrica y velocidad en el secado, hacen que los revestimientos de vinilo sean los apropiados para compuertas de rodillos y radiales de estructuras hidráulicas.

iii) Acrílicos.

Los polímeros acrílicos que se secan por evaporación de solventes y emulsiones acrílicas son muy utilizados. Tienen una excelente resistencia a la intemperie y logran retener su brillo. Tienen una buena flexibilidad y una buena resistencia a temperaturas elevadas (hasta de 300 °F (149 °C)). Los acrílicos presentan una resistencia desde mediocre hasta buena a los ácidos, álcalis y sales, pero presentan una resistencia limitada a los solventes.

Se utilizan principalmente como revestimientos en donde la resistencia a la intemperie y a los cambios en el brillo son de mucha importancia. También se utilizan como acabados sobre capas imprimadoras resistentes a las sustancias químicas.

iv) Hule clorinado.

El hule clorinado se prepara mediante la clorinación del hule natural. Son similares a las resinas vinílicas en apariencia, forma de aplicación y actuación. El alto contenido de cloro del hule clorinado es el responsable de que no sea inflamable y de su resistencia a los ácidos, álcalis y agua. También es el responsable de que sea quebradizo, de que no sea tan fuerte y de su poder de adhesión. Es por esto que al hule clorinado no se le puede usar por sí solo; su debilidad requiere que se le someta a modificaciones mediante el uso de resinas y plastificantes. Si se utilizan los modificadores correctos, se logrará que los revestimientos de hule clorinado sean más fuertes y adquieran un mejor poder de adhesión sin disminuir sus características positivas, tales como una baja permeabilidad, una fuerza dieléctrica alta y una excelente resistencia a las sustancias químicas y al agua.

Los revestimientos de hule clorinado deben utilizarse como sistemas de revestimientos debido a los problemas de compatibilidad.



Como regla general, no se pueden aplicar con un margen de seguridad sobre pinturas de aceite o barnices que se secan por oxidación.

v) Alquitrán y asfaltos.

Estos son revestimientos de bajo costo, gruesos, algunas veces útiles sobre concreto o acero como barreras contra la humedad y como revestimientos de resistencia a ácidos y álcalis diluidos. Se usan ampliamente para revestir estructuras de acero subterráneas y para darle al concreto resistencia al agua. Una desventaja de importancia que presentan este tipo de revestimientos, es su bajo poder de adhesión y cuando hay una rotura en la barrera, la corrosión que resulta debajo de los bordes del revestimiento, puede llegar a ser bastante severa.

Los alquitranes y los asfaltos se suavizan con las temperaturas elevadas del medio ambiente y se vuelven quebradizos en temperaturas muy bajas.

#### **B4. FACTORES QUE PUEDEN SER CAUSA DE IMPACTO A LA POBLACION.**

##### **B4.1 CALCULOS DEL RIESGO EN LA ZONA DE LA EXPLOSION.**

Una explosión se caracteriza por un repentino desfogue de energía generando un incremento momentáneo de presión en el ambiente. El desfogue de energía y su disipación en el ambiente puede ocurrir muy rápidamente de acuerdo en la forma en que termina la explosión. La explosión puede presentarse en dos formas basadas en el rango de desfogue de energía y su subsecuente disipación.

##### **B4.2 DEFLAGRACION Y DETONACION.**

Una deflagración, es una reacción en propagación en la cual la transferencia de energía de la zona de reacción a la zona que no ha reaccionado se efectúa por medio de los procesos de transporte ordinarios como son la transferencia de calor y de masa. Un ejemplo de las deflagraciones son las llamas y los procesos de combustión, donde el calor, los radicales libres y los átomos se difunden en la zona de reacción e inician la reacción en cada crecimiento sucesivo de material reaccionante. Las velocidades de tales reacciones son de este modo controladas por la velocidad del fenómeno particular de transporte aplicado a cada caso específico, siendo siempre menores a la velocidad del sonido.



Una detonación, es una reacción en propagación en la cual la transferencia de energía de la zona de reacción a la zona que no ha reaccionado se efectúa por medio de una onda de choque reactivo. La velocidad de estas reacciones son siempre mayores a la velocidad del sonido, y está definida por la siguiente expresión:

$$\text{Velocidad de detonación} = \text{Velocidad del sonido} + \text{Velocidad de la masa}$$

Los daños causados por una explosión son debido a la disipación de energía, ya que mucha de la energía generada tomará la forma de un incremento de presión en la atmósfera, por ejemplo: una onda de choque; dicho de otra forma una explosión es un rápido equilibrio entre un gas a alta presión y la presión atmosférica.

Considerando una cantidad idéntica de material explosivo que reacciona, una detonación podría generar una mayor onda de presión inicial y presentar un mayor daño. La **tabla B.5** enlista las ondas de choque que se requieren para producir daños al personal y a las instalaciones.

Las explosiones incluso pueden ser divididas dentro de categorías basadas en el tipo de evento que produce el desfogue súbito de energía. Las dos categorías primarias son:

### **B.4.3 EXPLOSIONES FISICAS Y EXPLOSIONES QUIMICAS.**

Una explosión física se caracteriza generalmente por un desfogue repentino de gas a altas presiones o líquidos supercalentados a la atmósfera. La falla de un recipiente a presión (ejemplo: una caldera, tanque de gas, etc.) provocada por una presión excesiva en su interior una explosión física.

Una explosión química se caracteriza por la generación de gas a alta presión provocada por una reacción química. La detonación de un explosivo como la dinamita o el TNT, así como la deflagración provocada por polvos y nubes de vapor son explosiones químicas típicas. Dentro de la clasificación de explosiones químicas también se identifican las REACCIONES UNIFORMES, LAS EXPLOSIONES TERMICAS y LAS REACCIONES DE PROPAGACION. (Fig. B.2).

Las reacciones uniformes son aquellas en que la reacción se efectúa en forma más o menos uniforme a través de la masa del material. Las reacciones químicas ordinarias que forman



productos gaseosos a una velocidad mayor a la que puede ser venteada o desahogada, caen en esta categoría.

Las explosiones térmicas son aquellas que son resultado de reacciones exotérmicas que ocurren en condiciones de confinamiento inadecuado (falta de facilidades para disipar el calor de reacción). Tales reacciones pueden acelerarse al punto en que se generen gases a alta presión y sobrevenga una explosión.

Las reacciones de propagación son aquellas en que la reacción se inicia en determinado punto del material y se propaga como un frente de reacción a través del material que no ha reaccionado.

El daño potencial de una explosión puede generalmente ser estimada usando la Ecuación TNT:

$$R = ZW^{1/3}$$

- Donde:
- R = Distancia de efectos similares. m (ft)
  - Z = Constante de proporcionalidad. m/kg (ft/lb)
  - W = Peso equivalente de TNT. kg (lb)

Usando esta técnica la secuencia de pasos es la siguiente:

- a) La cantidad de energía generada puede ser calculada.
- b) La cantidad de energía desfogada se divide entre la energía desfogada por una explosión de TNT (1,100 kcal/kg) y así obtener la cantidad de TNT que se requeriría para tener una explosión igual a la que se presentó.

$$W = \text{TNT equivalente} = \text{Energía cedida por la explosión} / 1,100 \text{ kcal/kg}$$

- c) La constante de proporcionalidad: Z

El uso de la ecuación TNT es muy simple, pero se tienen algunos problemas asociados a su uso a saber:

- a) El cálculo de la cantidad de energía generada en la explosión puede no ser simple, y los métodos usados para explosiones químicas no son los mismos que los usados en explosiones físicas.
- b) En una explosión química en fase gaseosa, sólo una fracción del total de energía generada por los reactantes se presenta en forma de onda explosiva; la restante se



- c) presenta en forma de calor, luz y parte de los reactantes no reaccionan completamente, por lo que la "eficiencia" de la explosión química deberá ser estimada antes de querer determinar la equivalencia de TNT.
- d) La ecuación TNT fue desarrollada para predecir los efectos de fases condensadas y detonaciones muy explosivas. La onda de presión que se genera por la falla de un recipiente o por nubes de vapor no tienen las mismas características que la onda de presión generada por una explosión de TNT.
- 1. El inconveniente de estos problemas, es que la Ecuación TNT es muy usada para predecir zonas de riesgo de explosión para todo tipo de explosiones.

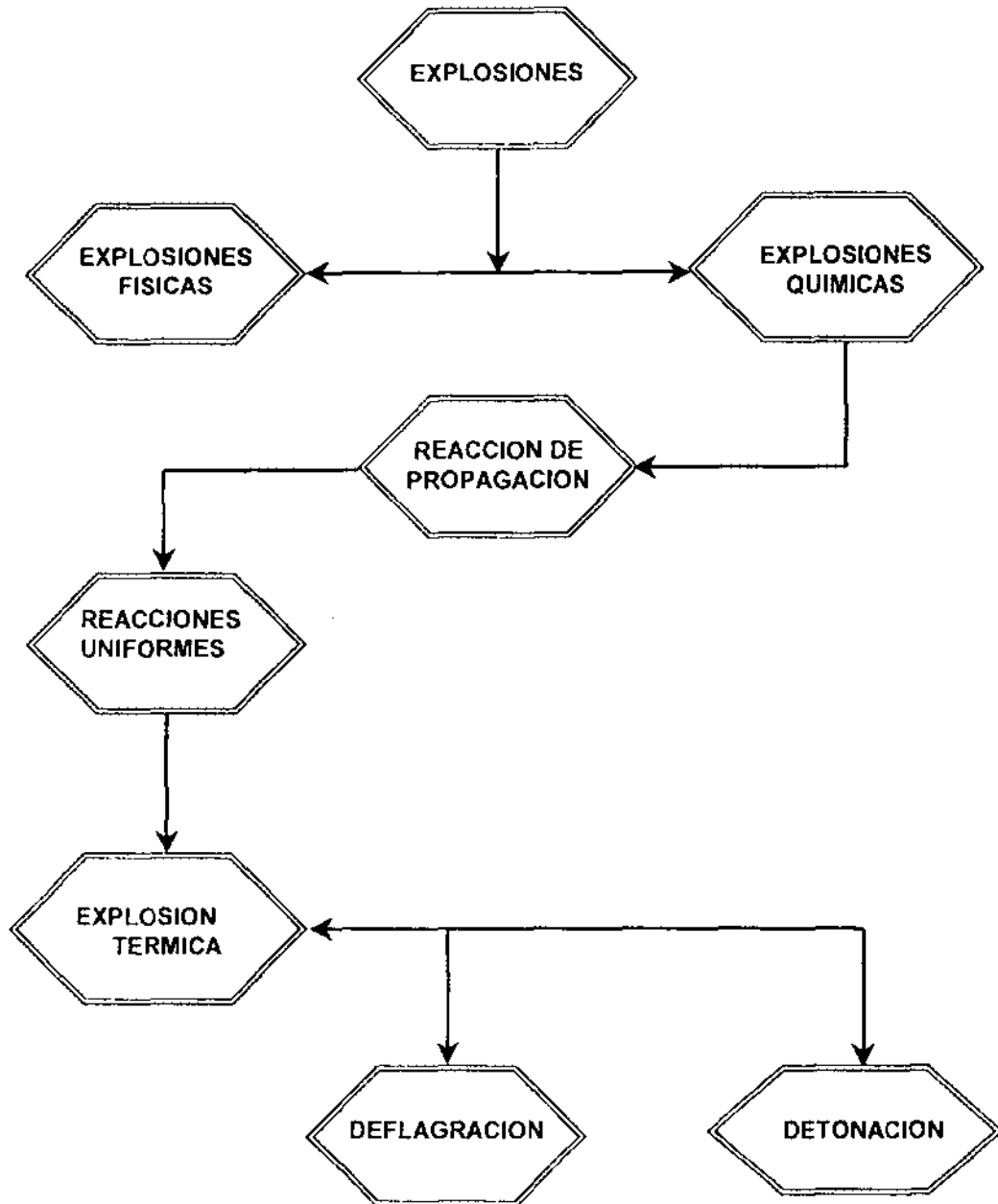


FIG. B.2 CLASIFICACION DE REACCIONES PELIGROSAS.



#### **B4.4 EXPLOSIONES DE GASES EN AREAS CONFINADAS.**

Si una mezcla de gases inflamables y aire se incendia dentro de un área cerrada el proceso de combustión creará un incremento en la presión debido al calentamiento de la atmósfera. A menos que se tenga un sistema de venteo lo suficientemente adecuado la presión podría incrementarse hasta provocar la falla del área cerrada.

Las zonas de riesgo asociadas a este tipo de explosiones se pueden calcular como sigue:

- a) Calcular el volumen libre del área cerrada, por ejemplo: el volumen total del área menos el volumen de los objetos localizados dentro del área cerrada.
- b) Asumiendo que el volumen libre se llene completamente con gas y aire por arriba del límite inflamable del gas, calcular el peso total de gas inflamable en el área cerrada. Otras concentraciones pueden ser usadas pero el límite superior de inflamabilidad del gas es un buen estimado.
- c) Multiplicar el peso total del gas inflamable por el calor de combustión para obtener la cantidad total de energía a suministrar.
- d) Estimar la eficiencia de la explosión. La eficiencia de la explosión se considera normalmente en fase gaseosa de 1 a 5%, a través de diferentes alturas en el área. Un estimado razonable es asumir la eficiencia en un 10%.
- e) Basado en la energía a suministrar, la eficiencia, y el calor de combustión del TNT, calcular el peso equivalente de TNT.
- f) Aplicar la Ecuación TNT.

Se debe considerar que el análisis ignora los efectos de las paredes del área cerrada. La magnitud de la presión interna necesaria para romper repentinamente las paredes tendrá un efecto en la propagación de la onda de presión. Sin embargo se tienen insuficientes datos para aplicar un modelo realista de estos efectos en los diferentes tipos de áreas cerradas.

#### **B4.5 EXPLOSIONES DE GASES EN AREAS ABIERTAS.**

Es bien conocido que una nube de gas inflamable confinada puede ser encendida y sobrevenir la explosión. Físicamente esto ocurre debido a que los productos de la combustión tienen un volumen mayor que la nube original, y esto ocurre tan rápidamente que estos



productos no pueden ventearse lo suficientemente rápido, produciendo las consecuencias destructivas de las ondas explosivas, pudiendo no sólo destruir el edificio donde se enclaustró la nube si no que también áreas aledañas.

Si una nube de vapor se enciende en un área abierta, los productos de la combustión no estarán confinados pero estarán en libertad de expandirse. Cuando la velocidad de la reacción no es lo suficientemente alta la zona de reacción se mueve a una velocidad más baja que la del sonido, por lo que poco incremento en la presión se presentará en la atmósfera.

Cuando la velocidad de la reacción es lo suficientemente alta que la zona de reacción se mueva cerca o a la velocidad del sonido se producirá una onda de presión debido a que los gases de combustión no pueden moverse a la velocidad del sonido.

Por lo tanto depende de la velocidad de reacción, que la ignición de una nube inflamable pueda resultar en un simple flamaso de la nube inflamable, en una deflagración o en una detonación.

Las explosiones de nubes inflamables aún no se conoce bien su comportamiento. Los siguientes factores pueden ayudar a determinar si una nube inflamable puede o no detonarse. Se han iniciado estudios en esta área pero aún es difícil predecir si una nube de inflamables se puede detonar.

#### **B4.6 ESTRUCTURA MOLECULAR.**

La propagación de la llama de una nube inflamable incendiada, en parte, depende de la estructura molecular del gas que se está quemando. Ha sido determinado por el servicio de guardacostas de USA que las nubes de metano en aire son difíciles de detonar, y por otro lado, explosiones de nubes de propano, butano, propileno y óxido de etileno, aunque raras, están bien documentadas.

#### **B4.7 IGNICION.**

Una gran cantidad de fuentes de ignición pueden detonar una nube de inflamables:

- Electricidad Estática.
- Interruptores Eléctricos.
- Superficies calientes.
- Soldaduras.





- Flamas Abiertas.
- Brasas.
- Automóviles.
- Fricción de Metales.

Cualquiera de estas fuentes de ignición podría ser capaz de detonar la nube y la nube incendiada resultante podría o no propagarse al resto de la nube con la velocidad suficiente para generar una sobrepresión en la atmósfera.

#### **B4.8 TAMAÑO DE LA NUBE DE VAPOR.**

El tamaño de la nube de vapor tiene al menos dos efectos importantes en el potencial y daño de una explosión. El primero y más obvio es el largo de la nube, ya que esta genera mucha energía por la explosión. Por otro lado, hay datos que muestran que la velocidad de quemado de la nube de vapor puede acelerarse tanto como la flama se mueva a través de la nube.

#### **B4.9 OBJETOS EN LA TRAYECTORIA DE LA FLAMA.**

Hay datos que indican que los objetos que se hayan en la trayectoria ocasionan que la aceleración de la flama se haga turbulenta, estos datos son muy limitados y tomados de experimentos a escala.

#### **B4.10 GRADOS DE NUBE DE VAPOR CONFINADO.**

El grado de riesgo por el potencial y daño de una explosión aumenta si se tienen nubes de vapor enclaustradas y también atmósferas explosivas en el exterior, provocando un efecto multiplicador en la velocidad de reacción y por tanto en la onda de choque destructiva.



CRITERIOS PARA DAÑOS CAUSADOS POR ONDAS DE CHOQUE	
PRESION (psig)	DAÑO PRODUCIDO POR LA EXPLOSION
0.02	Ruido molesto (137 Db si es de baja frecuencia 10-15 Hz)
0.03	Ruptura ocasional de ventanas de vidrio grandes que estén bajo tensión.
0.04	Ruido fuerte (143 Db), ruptura de vidrio por la onda sónica.
0.1	Ruptura de ventanas pequeñas que están bajo tensión.
0.15	Presión típica para la ruptura del vidrio.
0.3	"Distancia segura" (probabilidad de 0.95 de que no ocurran daños serios a partir de este valor); límite de proyectiles; algunos daños a techos de casas; ruptura del 10% de ventanas de vidrio.
0.4	Daño estructural menor limitado.
0.5-1.0	Ventanas grandes y pequeñas normalmente estrelladas; daño ocasional a marcos de ventanas.
0.7	Daño menor a estructuras de casas.
1.0	Demolición parcial de casas, se vuelven inhabitables.
1-2	Destrucción de asbesto corrugado; en las divisiones de acero corrugado o aluminio, los tornillos fallan, y después se tuercen; los tornillos de paneles de madera fallan, los paneles son destruidos.
1.3	El armazón de acero de edificios revestidos se deforma.
2.0	Colapso parcial de techos y paredes de casas.
2-3	Cuartheadura de paredes de concreto o bloques de ladrillo, no reforzados.
2.3	Límite inferior de daño estructural serio.
2.5	50% de destrucción de la mampostería en casas.
3.0	Poco daño a maquinaria pesada (3000 lb) dentro de edificios industriales; amazones de acero en edificios se deforman y son arrancados de sus cimientos.
3-4	Demolición de edificios sin amazones o con paneles de acero; ruptura de tanques de almacenamiento de petróleo.
4.0	Ruptura del revestimiento de edificios industriales ligeros.
5.0	Los postes de madera se rompen súbitamente; prensas hidráulicas altas (40000 lb) en edificios son ligeramente dañadas.
5-7	Destrucción casi completa de casas.
7.0	Volcadura de vagones de ferrocarril cargados.
7-8	Paneles de ladrillo, 8-12 in. de espesor, no reforzados, fallan por corte o flexión.
9.0	Demolición total de vagones de ferrocarril cargados.
10.0	Probable destrucción total de edificios; desplazamiento y daño fuerte de maquinaria pesada (7000 lb), la maquinaria muy pesada (12000 lb) sobrevive.
300	Formación de cráter.

TABLA B.5

## B5. MODELOS DE DISPERSION.

El análisis de dispersión provee los medios por los cuales, la concentración de un gas peligroso puede ser estimada tanto dentro como fuera de los límites del sistema, dando las bases para la cuantificación del riesgo.

Los procesos físicos involucrados en la emisión y dispersión de muchas sustancias químicas peligrosas, son muy complejos. La complejidad del problema se deriva de la gran cantidad de posibles escenarios, durante la liberación y dispersión, que pueden existir en una instalación



dada. A diferencia de la dispersión de contaminantes emitidos a partir de una fuente bien definida y casi en estado estacionario, por ejemplo una planta de energía, en la cual también en cualquier momento puede ser difícil de establecer correctamente el modelo; las liberaciones de las sustancias químicas peligrosas no están típicamente bien definidas y se encuentran en estado transiente. Las fugas pueden ser instantáneas o continuas a partir de los recipientes o tuberías que contienen o transportan gases a presión, líquidos refrigerados o presurizados, líquidos contenidos a presión y temperatura ambiente, dando como resultado emisiones de vapor que pueden ser o no ser transportadas por el aire. Las emisiones de vapor pueden estar en estado estacionario relativo o pueden variar con el tiempo, si parten de un recipiente presurizado o a partir de una mancha de líquido que se evapora. Las liberaciones pueden involucrar cambios de fase e interacciones termodinámicas con el medio ambiente, con la posibilidad de que el líquido se desprende en forma de lluvia a partir de una pluma.

a) Definición de la fuente.

El primer paso en cualquier análisis de dispersión es la caracterización de la fuente, en donde se pueden tener un desprendimiento potencial de vapor.

Las liberaciones pueden originarse a partir de un gran número de componentes de la planta, incluyendo tanques de almacenamiento, reactores y tuberías, los cuales pueden estar presurizados, refrigerados, a presión atmosférica, etc. La sustancia que se escapa puede ser un gas almacenado bajo presión o un líquido que está presurizado, refrigerado o almacenado a presión y temperatura ambiente. El tiempo en que se lleva a cabo la fuga puede ser un rango que va desde pocos segundos a varias horas. La fuga puede ocurrir en un área no obstruida, en un área de terreno irregular o en medio de estructuras complejas. Es necesario considerar todos estos factores para seleccionar apropiadamente el modelo para la fuga.

Las liberaciones accidentales son generalmente más definidas, lo cual es todo lo contrario a una fuga controlada de gases a partir de contenedores y desfogues, los cuales se llevan a cabo en estado estacionario.



Los escapes a partir de tanques de almacenamiento o recipientes pueden ser el resultado de una ruptura catastrófica debido a algunos eventos externos, tales como: una fractura de la pared, una fisura resultante de la corrosión o fatiga del material, una perforación causada por un proyectil o la ruptura de la tubería. La cantidad que se escapa en estos casos depende de la causa específica y el rango de duración que puede ir desde unos pocos segundos en el caso de una ruptura catastrófica a una hora o más para una fisura fina.

En un tanque o recipiente a presión una perforación puede dar como resultado un vapor o un líquido que se escapa en forma de chorro. Otros tipos potenciales de fuga incluyen la fractura de tuberías, las cuales pueden dar como resultado un derrame de líquido o la fuga de un gas o líquido a alta velocidad. Los escapes no controlados a partir de un arrestador de flama o venteos son el resultado de una reacción incontrolada.

La formación de una nube de vapor tóxico o explosivo, puede ser el resultado de varios escenarios de fuga, dependiendo de la naturaleza de la sustancia química peligrosa que se libera y de las condiciones ambientales. Para sustancias peligrosas almacenadas como líquidos bajo presión, que tienen un punto de ebullición por debajo de la temperatura ambiente, una parte de la fuga puede ser instantáneamente evaporada (flasheada), formando una nube de vapor, mientras que lo restante de la porción no evaporada, forma una mancha sobre el suelo. La mancha puede extenderse fuera del confinamiento o puede ser contenida en un dique. La mancha puede producir una pluma por vaporización, que disminuye gradualmente con el tiempo. La vaporización ocurre en dos etapas; primero ocurre una vaporización rápida, posteriormente el calor es transferido desde la superficie del suelo y el aire, originando que la cantidad que se evapora sea más lenta y menor a medida que la transferencia de calor llega principalmente a partir del aire (posteriormente la superficie del suelo se enfría). Así, para este tipo de almacenamiento químico, se debe considerar el efecto combinado de la liberación (gas evaporado) con un desprendimiento continuo de una pluma gaseosa (vaporización a partir de la mancha) para realizar la evaluación.



Para químicos peligrosos que se encuentran almacenados como líquidos con punto de ebullición por arriba de la temperatura ambiente, el total de la liberación puede ser evaluada como una pluma gaseosa continua originada por la evaporación de la mancha. Los químicos peligrosos almacenados como gas, pueden ser liberados como una nube de vapor, como una nube finita para desprendimientos instantáneos o como una nube continua para periodos largos de fuga.

Los líquidos como el amoníaco anhidro son almacenados bajo presión, una fuga puede dar como resultado que una parte del líquido se libere en forma de aerosol, en el cual las gotas del líquido de varios tamaños son suspendidas en la nube. Desafortunadamente es muy difícil de discernir qué fracción del líquido ingresa a la nube. Ciertos estudios muestran que esto puede variar desde 0-80% dependiendo de la naturaleza de la fuga. Generalmente, la proporción de la fuga tiene mucho que ver con la fracción del líquido en la nube. Un escape violento de un líquido presurizado que ocurre en forma repentina, tiende a maximizar la cantidad de líquido que llegue a la nube. Por otro lado un escape lento a través de una tubería que se encuentra del lado del área que ocupa el vapor en el límite del tanque, dará una formación de aerosoles. Una fuga a través de un orificio debajo del nivel en el líquido, en el tanque, puede dar como resultado que una fracción significativa del líquido llegue a formar parte de la nube. Algunos de estos mecanismos se ilustran en la figura B.4.

Dada la complejidad de los posibles escenarios de liberación, para los propósitos del modelo es importante caracterizar los mecanismos de fuga en términos reales pero simplificados.

b) Caracterización de la fuente.

La determinación de la fuente potencial, como una función del tiempo, es un elemento crítico en la estimación de la dispersión del vapor. La precisión de algunos modelos de dispersión comienza con la alimentación de datos correctos. La determinación de la fuente depende de la precisión de la información disponible respecto a:

- Características físicas y químicas del material almacenado.
- La geometría de la fuente.



- Los procedimientos de operación en planta.
- Características del derrame.
- Condiciones meteorológicas.
- Características del sitio como son: topografía, edificios y diques.

Esta información es necesaria para estimar la proporción del material que se escapa del recipiente: además de los coeficientes de evaporación, el tamaño del derrame, la cantidad propagada y la evaporación de la mancha del líquido o velocidad de evaporación.

Un escenario que involucra una ruptura catastrófica es fácilmente manejada, asumiendo que todo el contenido del tanque de almacenamiento o recipiente se escapa instantáneamente. Una perforación en un tanque de almacenamiento que contiene un líquido a presión atmosférica da como resultado que la cantidad de líquido que sale puede ser calculada en base al tamaño de la perforación, la cantidad almacenada y la elevación que alcanza el líquido por encima del orificio. Para un líquido almacenado bajo presión, es necesario conocer la presión de almacenamiento, para estimar la cantidad que se escapa. Las fugas a partir de recipientes o tuberías que contienen un gas bajo presión, generalmente dan como resultado una fuga en forma de chorro, si es ocasionada por una pequeña perforación, requiriéndose información sobre el tamaño de la perforación, el peso molecular del gas, la temperatura de almacenamiento y la densidad. Además dependiendo de si la perforación se encuentra en la parte del recipiente que contiene el líquido o en la parte que contiene el vapor. La fuga puede consistir de una combinación de las fases líquida y gaseosa (flujo a dos fases), con una proporción que en algún momento se encuentra entre un líquido puro y un vapor puro.

c) Rupturas catastróficas.

Para el caso de una ruptura catastrófica en un tanque, es muy común suponer que la liberación ocurre inmediatamente. Aunque puede ser reconocido como un evento que no es instantáneo, ya que se requiere de algún tiempo finito para que el tanque sea vaciado, la suposición es razonable desde el punto de vista de los modelos de dispersión. El tiempo en el que se lleva a cabo la fuga es generalmente insignificante comparado con el tiempo con el que se incrementan las concentraciones (generalmente una hora). Esto es



importante para considerar el comportamiento de una liberación, dado que una sola parte del material puede llegar rápidamente a formar una nube de vapor si ocurre el flasheo (vaporización rápida). El líquido remanente puede derramarse sobre la superficie del suelo, extendiéndose y formando una gran mancha, o quedar confinado dentro del área de un dique. En cualquier caso una pluma a nivel del suelo puede ser generada debido a la evaporación durante un periodo de tiempo, dependiendo de la volatilidad del líquido. Así, una fuga instantánea puede dar como resultado que las emisiones de vapor ocurran durante un periodo relativamente largo a partir de la evaporación de la mancha. Este tipo de accidente se ilustra en la **figura B.5**.

d) Escape continuo de líquido.

En el caso de que la perforación ocurriera en el área en donde se encuentra el líquido para un tanque presurizado o un recipiente de almacenamiento refrigerado, la velocidad de descarga depende de la presión interna del tanque, de la columna del líquido y del tamaño de la perforación. La ecuación de Bernoulli para flujo es comúnmente usada para este propósito y puede ser expresada como:

$$Q = CdAp_1 \left\{ 2 \left[ \frac{(P_t - P_a)}{\rho_1} + gh \right] \right\}^{1/2}$$

donde:

Q = Proporción de líquido que se escapa [kg/s]

Cd = Coeficiente de descarga.

$\rho_1$  = Densidad del líquido [kg/m<sup>3</sup>]

P<sub>t</sub> = Presión en el tanque [N/m<sup>2</sup>]

P<sub>a</sub> = Presión atmosférica [N/m<sup>2</sup>]

g = Aceleración de la gravedad [9.8 m/s<sup>2</sup>]

h = Columna del líquido [m]

Los valores para el coeficiente de descarga pueden ser obtenidos generalmente a partir de referencias de ingeniería química. Un valor típico de **Cd** para una tubería fracturada es de 0.8. Este método no se considera aplicable en cualquier momento, depende de la proporción del escape así como de la disminución de la presión interna del tanque o de la



caída de la "columna de líquido", razón por la cual, el cálculo de la proporción que se escapa es un valor instantáneo (puntual) y no se conserva si se aplica sobre un periodo de tiempo. Además, si el líquido tiene un punto de ebullición por debajo de la temperatura ambiente, una parte de este será instantáneamente evaporado.

e) Liberación continua de gases.

Los escapes puramente gaseosos a partir de recipientes presurizados o tuberías generalmente ocurren en forma de chorro (jet) que puede ser caracterizado como un flujo crítico o subcrítico. La ocurrencia de un flujo crítico o "estrangulado" va a producir una velocidad máxima de salida igual a la velocidad del sonido dependiendo de la relación entre la presión de almacenaje y la presión atmosférica. Se expresa el flujo crítico como:

$$\frac{P_t}{P_a} \geq \left[ \frac{\gamma + 1}{2} \right]^{\frac{\gamma}{\gamma - 1}}$$

donde  $P_t$  y  $P_a$  se definieron anteriormente, y  $\gamma$  es la relación gamma (capacidad calorífica a presión constante  $C_p$ , dividida por la capacidad calorífica a volumen constante  $C_v$ ). Para muchos gases la relación  $P_t/P_a$  que define el flujo crítico, es cercano a 2. Esto es una presión de almacenamiento que es aproximadamente dos veces la presión atmosférica, dará como resultado una fuga en forma de chorro (jet), con una velocidad igual a la del sonido. La masa que se escapa puede ser expresada como:

$$Q = C_d A P_t \left[ \left( \frac{M_v}{RT} \right) \left( \frac{2}{\gamma + 1} \right)^{\frac{\gamma}{\gamma - 1}} \right]^{0.5}$$

donde:

Q = Cantidad de gas liberado.

M = Peso molecular del gas.

R = Constante universal de los gases.

T = Temperatura de almacenaje del gas.

Esta relación considera una expansión adiabática reversible para un gas ideal.

Como la presión de almacenamiento disminuye durante la fuga, el flujo puede llegar a ser eventualmente subcrítico. La expresión para el flujo crítico es multiplicada por el factor:





$$\left(\frac{P_a}{P_t}\right)^{\gamma} \left[1 - \left(\frac{P_a}{P_t}\right)^{\frac{\gamma-1}{\gamma}}\right]^{0.5} * \left[\left(\frac{2}{\gamma-1}\right) \left(\frac{\gamma+1}{2}\right)^{\frac{\gamma+1}{\gamma-1}}\right]^{0.5}$$

El valor del coeficiente de descarga generalmente es 1, ya que hay una reducción del flujo debido a la viscosidad y otros efectos de la descarga. Un valor de 1 para  $C_d$  podrá producir una estimación conservadora, del flujo que sale. Por otra parte esta expresión provee el flujo instantáneo en un determinado momento como una función del tiempo. Usando solamente las condiciones iniciales de almacenamiento, se producirán resultados conservadores.

f) Evaporación de líquidos.

Como se mencionó anteriormente, los líquidos con bajos puntos de ebullición pueden ser instantáneamente evaporados. La proporción que se evapora puede ser fácilmente estimada, asumiendo que el proceso de vaporización es adiabático. Dada esta suposición, la ecuación del balance de calor para obtener la fracción evaporada es:

$$\frac{M_v}{M_0} = \left(\frac{C_p}{H_v}\right)(T_s - T_b)$$

donde:

$M_v$  = Masa de vapor debida a la evaporación [kg]

$M_0$  = Masa total del líquido [kg]

$C_p$  = Calor específico a presión constante [J/kg K]

$H_v$  = Calor de vaporización [J/kg]

$T_s$  = Temperatura de almacenamiento [K]

$T_b$  = Punto de ebullición del líquido [K]

La nube de vapor que se forma por evaporación normalmente se considera a una temperatura igual a la del punto de ebullición inicial con un calentamiento gradual, producto del aire que entra a la nube. Para una liberación instantánea; el tamaño inicial de la nube puede ser estimada a partir de la masa liberada ( $M_v$ ) y de la densidad de vapor ( $\rho_v$ ) evaluada en el punto de ebullición, asumiendo que la nube es esférica:



$$r = \left[ \frac{3 \left( \frac{M_v}{\rho_v} \right)}{4 \pi} \right]^{1/3}$$

Donde  $r$  es el radio de la nube. Para fugas continuas de gas evaporado, especialmente a partir de tuberías, es común considerar que todo el líquido pasa a vapor. En este caso, solamente la cantidad de líquido liberado necesita ser calculado.

g) Evaporación de manchas de líquido.

Otra importante fuente de emisiones, son las manchas de líquido formadas por el derrame de sustancias químicas con un punto de ebullición por encima de la temperatura ambiente o por líquidos con bajo punto de ebullición que no se evaporan completamente al ser liberados. En estos casos, el primer paso en la estimación de las emisiones debidas a la evaporación, es determinar el tamaño de la mancha esparcida sobre la superficie del suelo. Para un derrame relativamente pequeño, el área de la mancha es fácilmente estimada a partir de la cantidad derramada y considerando su espesor. La proporción de la extensión o difusión de la mancha no es importante, debido a que se tiene una duración muy corta (pocos segundos) para la mayor parte de los tiempos de interés. Para derrames grandes la expansión o difusión pueden tener un efecto importante en la estimación inicial de las concentraciones, dado que la evaporación es una función lineal del área de la mancha. Asumiendo que la forma inicial del derrame es la de un cilindro con una longitud igual al radio de la base; el área superficial puede ser calculada como una función del tiempo usando la ecuación de Van Ulden, como sigue:

$$A = \pi \left[ \left( \frac{gV_0}{\pi} \right)^{0.5} 2t + (r_0)^2 \right]$$

donde:

$A$  = Área de la mancha [ $m^2$ ]

$V_0$  = Volumen del derrame [ $m^3$ ]

$t$  = Tiempo a partir del derrame [seg]

$r_0$  = Radio inicial del derrame [m]



$g$  = Aceleración de la gravedad [ $9.8 \text{ m/s}^2$ ]

El área no se expande indefinidamente, llegando a un tamaño máximo dependiendo de la velocidad de vaporización. Dado que el contorno de la superficie del suelo normalmente no puede ser bien descrita, el área superficial máxima puede ser calculada suponiendo un espesor del derrame. Un valor típico para el espesor, para propósitos regulatorios, es de **1 cm**. Sin embargo si el líquido que se derrama es contenido por un dique, el área de la mancha puede ser bien definida para los propósitos de la estimación de las emisiones.

En el derrame de un líquido con un punto de ebullición por arriba de la temperatura ambiente, la evaporación se realiza por convección forzada cuando se expone al viento.

Un método comúnmente usado para calcular la proporción de la evaporación puede ser expresada como:

$$\frac{dQ}{dt} = 0.037 \frac{D}{L} A M \frac{(P_s - P_A)}{RT_a} Re^{0.8} Sc^{0.333}$$

donde:

$\frac{dQ}{dt}$  = Emisión de vapor [kg/s]

$D$  = Coeficiente de difusión [ $\text{m}^2/\text{s}$ ]

$L$  = Longitud característica [m]

$A$  = Area de la mancha [ $\text{m}^2$ ]

$M$  = Peso molecular.

$P_A$  = Presión de vapor [ $\text{N/m}^2$ ]

$P_s$  = Presión del vapor saturado [ $\text{N/m}^2$ ]

$T_a$  = Temperatura del aire [K]

$Re$  = Número de Reynolds  $\frac{LU\rho_a}{\mu}$

$Sc$  = Número de Schmidt  $\frac{\mu}{D\rho_a}$

$\mu$  = Viscosidad dinámica [kg/ms]

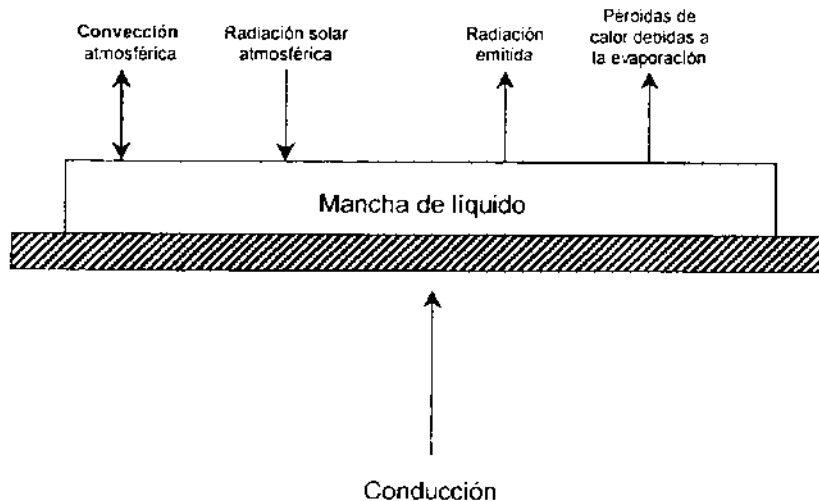
$U$  = Velocidad media del viento [m/s]



$\rho$  = Densidad del aire [ $\text{kg}/\text{cm}^3$ ]

El valor de la longitud característica  $L$  puede ser igual al diámetro de la mancha del líquido, además el valor del coeficiente de difusión  $D$  puede ser obtenido a partir de referencias sobre estándares químicos, sin embargo, si su valor no se encuentra fácilmente, el valor de  $2 \times 10^{-3} \text{ m}^2/\text{s}$ , puede ser considerado para la proporción de la evaporación.

En el caso de un líquido con un punto de ebullición más bajo que la temperatura ambiente, la mancha de líquido se vaporizará por la absorción de calor a partir de la radiación solar, la convección originada por el aire y la conducción a través de la superficie del suelo, como se muestra en la siguiente figura:



**FIG. B.3 Transferencia de calor desde una mancha que se evapora.**

Inicialmente la conducción desde la superficie del suelo domina la transferencia y puede ser estimada de acuerdo a la siguiente expresión:

$$q_d = \frac{\kappa_s A (T_e - T_b)}{\left[ \frac{(\pi \kappa_s t)}{\rho_e C_p} \right]^{0.5}}$$

donde:

$q_d$  = Calor transferido [watts]

$\kappa_s$  = Conductividad térmica del sólido [watts/mK]



$T_e$  = Temperatura del suelo [K]

$T_b$  = Punto de ebullición de la sustancia química [K]

$\rho_e$  = Densidad de la superficie del suelo [ $\text{kg/m}^3$ ]

$Cp_e$  = Capacidad calorífica de la superficie del suelo [J/kgK]

Dado que las condiciones del suelo no pueden ser siempre bien definidas o conocidas, se tienen valores típicos de  $\kappa_s$ ,  $\rho_e$  y  $Cp_e$ , que pueden ser usados, tales valores son: **1.67 watt/mK**, **1520  $\text{kg/m}^3$**  y **837 J/kgK** respectivamente.

En el mismo sentido, el flux de calor debido a la radiación solar y atmosférica  $q_r$  puede ser estimado si las condiciones específicas no son conocidas para el análisis a realizar. Un valor correspondiente al medio día entre el 1° de junio y el 1° de julio a 30° N de latitud (**1150  $\text{watts/m}^2$** ) puede ser usado para estimar los parámetros.

El flux de calor debido a la convección forzada  $q_c$  puede ser estimado por la siguiente expresión:

$$q_c = h_c (T_a - T_b)$$

donde:

$h_c$  = Coeficiente de transferencia de calor [ $\text{watt/m}^2\text{°K}$ ]

$T_a$  = Temperatura del aire [°K]

Un valor de **6.7  $\text{watts/m}^2\text{K}$**  corresponde a una velocidad del viento de **1 m/s**, pudiendo ser utilizado para el parámetro  $h_c$ .

La velocidad de vaporización es el resultado de la suma de los diferentes flux de calor, obteniéndose la siguiente expresión:

$$\frac{d_q}{dt} = \frac{(q_d + q_r + q_c)}{H_v}$$

#### h) Mecanismos de dispersión.

Como en el caso de la definición de la fuente, los escenarios de una dispersión potencial son variados. Un escape instantáneo y continuo puede ser manejado bajo diferentes metodologías, (para gases que flotan neutralmente en altura constante, para gases más densos que el aire o para escapes violentos o pasivos). No obstante, la dilución o dispersión de un aerosol o gas liberado puede llevarse a cabo por uno de los tres



mecanismos básicos: (a) Turbulencia mecánica, (b) Turbulencia debida al movimiento de flotación del gas y (c) Turbulencia atmosférica. Mediante la metodología de la turbulencia atmosférica es realmente como se comprende a los otros dos elementos (inducidos mecánica y térmicamente): La turbulencia mecánica es causada por una energía mecánica impartida a la liberación, por algún tipo de proceso violento, por ejemplo la ruptura de un contenedor presurizado; la turbulencia debida al movimiento de flotación del gas es causada por la diferencia de densidades entre la nube y el aire. La turbulencia atmosférica es causada por las fluctuaciones aleatorias en el viento, que pueden ser originadas por fuerzas mecánicas (la corriente del viento corre sobre una superficie que presenta obstáculos) o por fuerzas térmicas (estratificación de la temperatura).

La turbulencia mecánica causada por una liberación violenta es generalmente tratada a través de algunos algoritmos cortos, en los cuales se utilizan coeficientes basados en datos experimentales con el fin de estimar la correcta cantidad de calor, masa y momentum que se incorpora a la nube durante la liberación. La turbulencia inducida por el movimiento, es generalmente tratada a través de un modelo de "caja" o "losa", en el cual la concentración de una sustancia química, se asume, que es uniforme y el aire corre a través de la orilla y de la superficie de la "caja", usando una variedad de funciones de entrada. En algunos casos una función de distribución es considerada para el perfil de concentraciones dentro de la caja.

La turbulencia atmosférica es tratada casi siempre por medio de modelos de dispersión Gaussiana, los cuales asumen una distribución normal de la concentración del material dentro de la pluma, usando valores de derivación estándar para los ejes horizontales y vertical, basados en datos experimentales.

➤ **Dispersión en forma de chorro.**

Los procesos de dispersión dependen de cómo se realice el escape de la sustancia peligrosa al medio ambiente. Como se discutió anteriormente las rutas de escape son muy variadas. La ruptura de un tanque o barril que derrama un líquido con alto punto de ebullición, producirá una pluma a nivel de suelo, debida a la evaporación. La densidad de la pluma relativa al aire, será determinada ya sea por medio de la



turbulencia ocasionada por la flotación o por la turbulencia atmosférica, dependiendo de cual domine el proceso inicial de dispersión. Lo mismo aplica a la vaporización de manchas de derrames químicos con bajo punto de ebullición. En este caso la proporción evaporada de la liberación, puede incorporarse al aire durante la expansión adiabática. Una aproximación puede ser hecha al asumir que la proporción evaporada se compone de la sustancia química pura y no hay dilución durante la evaporación.

Para el caso de una fuga presurizada a partir de una tubería o recipiente, no se debe ignorar la entrada de la liberación al aire, dado que la aproximación sería errónea. La dilución inicial de la liberación puede variar extensamente, dependiendo de la naturaleza de la sustancia.

Algunas aproximaciones analíticas para estimar la dilución de una liberación en forma de chorro, generalmente consiste de modelos típicos integrales, los cuales constan de ecuaciones para determinar las propiedades físicas, tales como: masa, momentum y calor, dichas ecuaciones son resueltas numéricamente. Dado que este conjunto de ecuaciones no pueden ser resueltas en forma exacta, se usa un esquema de parámetros, en el cual se determina el coeficiente de la interacción entre las propiedades del escape en forma de chorro y las propiedades del medio ambiente; tales como masa y momentum. Estos coeficientes son generalmente derivados a partir de pruebas de laboratorio; por ejemplo, se emplea un túnel con viento. Además de estas aproximaciones, se introduce un cierto grado de error en el análisis dado que las interacciones físicas tomadas en el sitio no se determinan fácilmente, por lo cual no proporcionan una buena estimación sobre las propiedades de la liberación en forma de chorro. El resultado es generalmente una aproximación sobre las características de la fuga en forma de chorro, por ejemplo con estos cálculos se conocería la concentración en la línea central y el radio del chorro como una función de la distancia que está en la dirección del viento.

Este tipo de modelos pueden ser usados para describir las propiedades de la liberación en forma de chorro (concentración, temperatura, etc.) cerca del campo abierto, además pueden ser conjugados con un modelo de dispersión Gaussiana en el punto en donde



la turbulencia atmosférica domina la dispersión, o bien con un modelo de dispersión para gas denso.

➤ Dispersión de gas denso.

Como su nombre lo indica, las principales fuerzas que impulsan a un gas pesado en la dispersión, son el peso o la densidad de la pluma, relativa a la del aire. El peso de la nube causa una dispersión y una altura mínima en todas las direcciones. El peso de la nube puede ser debido a un alto peso molecular o a una baja temperatura, como en el caso de un gas refrigerado.

La extensión de la dispersión  $dr/dt$  es generalmente expresada de la siguiente manera:

$$\frac{dr}{dt} = \left[ \frac{gh(\rho_e - \rho_a)}{\rho_a} \right]^{0.5}$$

Donde  $h$  es la altura o elevación de la nube, asumiendo que esta tiene la forma de un cilindro. Se usa para estimar la concentración de la nube al igual que su dilución en el aire. Este modelo es generalmente manejado asumiendo que la concentración es uniforme dentro de la nube, aproximándose al modelo llamado de "caja". Una gran variedad de suposiciones son hechas en los modelos, algunos de estos son aplicables para la entrada de materia por la parte frontal y los lados de la nube (entrada por el borde); así como también para la parte superior de la nube (entrada superior). Estas suposiciones de entrada generalmente toman la forma de un coeficiente de entrada  $\alpha$  multiplicado por la velocidad frontal  $V_f$  de la nube, para la entrada lateral o de borde  $\alpha V_f$ , y otro coeficiente de entrada  $\beta$  con una velocidad  $U$  o  $V$  dividido por el número de Richardson  $Ri$  para la entrada superior. Algunos modelos contabilizan las entradas para la parte superior o para el borde lateral, las variaciones se deben a las suposiciones iniciales. Además, los coeficientes de entrada son valores derivados experimentalmente.

La discusión principal sobre la dispersión de gases pesados se ha enfocado a la entrada de estos en el aire, el cual diluye la nube y reduce su densidad. Sin embargo, muchas veces además se tienen procesos termodinámicos que tienen un profundo efecto en la temperatura y en la densidad de las nubes (ver fig. B.6). Como la nube se





mueve bajo la dirección del viento, el calor es absorbido desde el suelo, así como también de la radiación solar, de la convección a partir del aire y del calor liberado de la condensación del vapor de agua o de la sustancia química. Además existen pérdidas de calor a partir de la nube; debidas a la radiación y evaporación de algún químico o gotas de agua. Algunas reacciones químicas que se llevan a cabo en este momento pueden contribuir a la transferencia de calor en la nube. En varios casos, las reacciones no son consideradas por algunos modelos. Algunos modelos son específicamente formulados para considerar reacciones que se originan en el escenario, aunque tienden a ser muy especializados.

➤ Gases que flotan neutralmente.

En algún punto del proceso de dispersión para un gas pesado, la turbulencia originada por la densidad llega a disminuir en el aire que entra a la nube y es entonces cuando la turbulencia atmosférica llega a dominar el proceso de dispersión. Varios criterios son usados para definir este punto de transición. Algunos escogen un valor crítico para el número de Richardson por debajo del cual ocurre la transición. Otros tienden a escoger un valor crítico de la velocidad frontal de la nube  $V_f$ , generalmente expresada como una fracción o múltiplo de la velocidad de fricción  $V^*$ . Ciertamente la selección de un criterio para el cambio del mecanismo de dispersión dominante tiene una relación directa con la predicción de la concentración para un cierto rango de distancia. Muchos investigadores parecen concordar en que el valor de  $V_f$  puede ser aproximado a  $V^*$  en el punto de transición.

Una vez que ocurre la transición de la dispersión originada por una turbulencia atmosférica, se origina un punto virtual que es típicamente utilizado para igualar el modelo de caja con un modelo Gaussiano. Esta técnica determina una distancia a partir de la cual una liberación puede ser dispersada por la turbulencia atmosférica a una concentración que es igual a la predicha por el modelo de "caja", para la dispersión de un gas denso. De esta forma, el cálculo de dispersión puede continuar a partir del punto de transición, en una pluma Gaussiana estándar.



Dada la cantidad de sustancia peligrosa liberada en forma de nube y la proporción de la emisión a partir de un derrame, la concentración en la dirección del viento de un gas que flota neutralmente debido a la dispersión originada por la turbulencia atmosférica, es calculada asumiendo que el material se distribuye en la pluma de forma de una pluma Gaussiana (ver fig. B.7). Para la liberación de una nube con un volumen inicial finito, la concentración en la nube es descrita por la siguiente ecuación:

$$x(x,y,z,h) = \left[ \frac{2Q}{(2\pi)^{1.5} \sigma_x \sigma_y \sigma_z} \right] \cdot \exp \left[ -0.5 \left( \frac{x^2}{\sigma_x^2} + \frac{y^2}{\sigma_y^2} \right) \right] \cdot \left[ \exp \left[ \frac{-0.5(z-h)^2}{\sigma_z^2} \right] + \exp \left[ \frac{-0.5(z+h)^2}{\sigma_z^2} \right] \right]$$

El volumen inicial de la nube es considerado para hacer un ajuste de las desviaciones estándar para la concentraciones la siguiente forma:

$$\sigma_x^2 = \sigma_x^2 + \sigma_0^2$$

$$\sigma_y^2 = \sigma_y^2 + \sigma_0^2$$

$$\sigma_z^2 = \sigma_z^2 + \sigma_0^2$$

$$\sigma_x^2 = \sigma_y^2$$

donde:

$$\sigma_0 = \left[ \frac{M_v}{2^{0.5} \pi^{1.5} \rho_v} \right]^{0.333}$$

El valor de x en el término exponencial es determinado por:

$$x = x_0 - V_t$$

donde  $x_0$  es la distancia entre la fuente del derrame y el receptor.

La ecuación de difusión para una pluma a nivel del suelo en una liberación continua está dada por:

$$x(x,y,z,h) = \left[ \frac{Q'}{(2\pi)^{1.5} \sigma_y \sigma_z} \right] \cdot \exp \left[ -0.5 \left( \frac{y^2}{\sigma_y^2} \right) \right] \cdot \left[ \exp \left[ \frac{-0.5(z-h)^2}{\sigma_z^2} \right] + \exp \left[ \frac{-0.5(z+h)^2}{\sigma_z^2} \right] \right]$$



El tamaño inicial finito del derrame es considerado para reemplazar  $\sigma_y$  con  $(\sigma_y^2 + \sigma_{y0}^2)^{0.5}$ , donde  $\sigma_{y0}$  es aproximadamente:

$$\sigma_{y0} = \frac{r^{0.5}}{4.3}$$

donde:

$r$  es el radio del derrame. Los valores de los coeficientes de dispersión ( $\sigma_y$  y  $\sigma_z$ ) son tomados a partir de las curvas de Pasquill-Gifford.

i) Alcance de los modelos.

A pesar de todos los esfuerzos hechos para desarrollar técnicas analíticas, para simular los mecanismos físicos responsables de la dispersión de una liberación química, muchos modelos no se ajustan a la realidad al evaluar las consecuencias y riesgos. Esto es debido a la complejidad inherente y a la aleatoriedad asociado con el proceso unido a numerosas incertidumbres, falta de exactitud y detalle en los datos de entrada que definen los escenarios de interés donde se da la liberación.

De igual modo, actualmente se intentan resolver las ecuaciones físicas fundamentales que gobiernan el movimiento atmosférico y la turbulencia por métodos numéricos más sofisticados. Estos son limitados debido a la naturaleza aleatoria de las fluctuaciones de la turbulencia y al hecho de que las ecuaciones no proporcionen soluciones exactas. Adicionalmente, algunos modelos requieren de la alimentación de datos que normalmente no se encuentran disponibles y requieren de una infraestructura computacional compleja, aspecto que es impráctico para muchas aplicaciones. Por otra parte, para realizar los cálculos, las ecuaciones son resueltas asumiendo condiciones en estado estacionario y utilizando parámetros que han sido derivados empíricamente para cerrar el conjunto de ecuaciones. La solución simplificada en conjunción con datos experimentales, para una situación en particular, son usados para una aplicación general, siendo una consideración inadecuada originando con esto que el problema no sea resuelto.



El modelo Gaussiano descrito con anterioridad, cae dentro de la categoría de un modelo de solución simplificada para el problema de dispersión. Los valores de los coeficientes de dispersión  $\sigma_y$   $\sigma_z$  comúnmente usados, son derivados a partir de los estudios de dispersión. Aun cuando sean conducidos en un lugar en particular, bajo un conjunto específico de condiciones, es probable que no apliquen al análisis que se quiera realizar. De igual modo se tiene que hacer un gran número de suposiciones para que el modelo sea consistente con la situación que es analizada. Estas incluyen:

- Condiciones de estado estacionario para la velocidad del viento, dirección y estabilidad atmosférica durante el periodo de simulación.
- Uniformidad espacial de los parámetros meteorológicos durante la simulación.
- Uniformidad en las características del terreno durante la simulación y durante el desarrollo de los coeficientes de dispersión.
- Las emisiones de las fuentes son constantes durante un tiempo promedio del modelo.
- La masa del contaminante se conserva a través del proceso de dispersión.

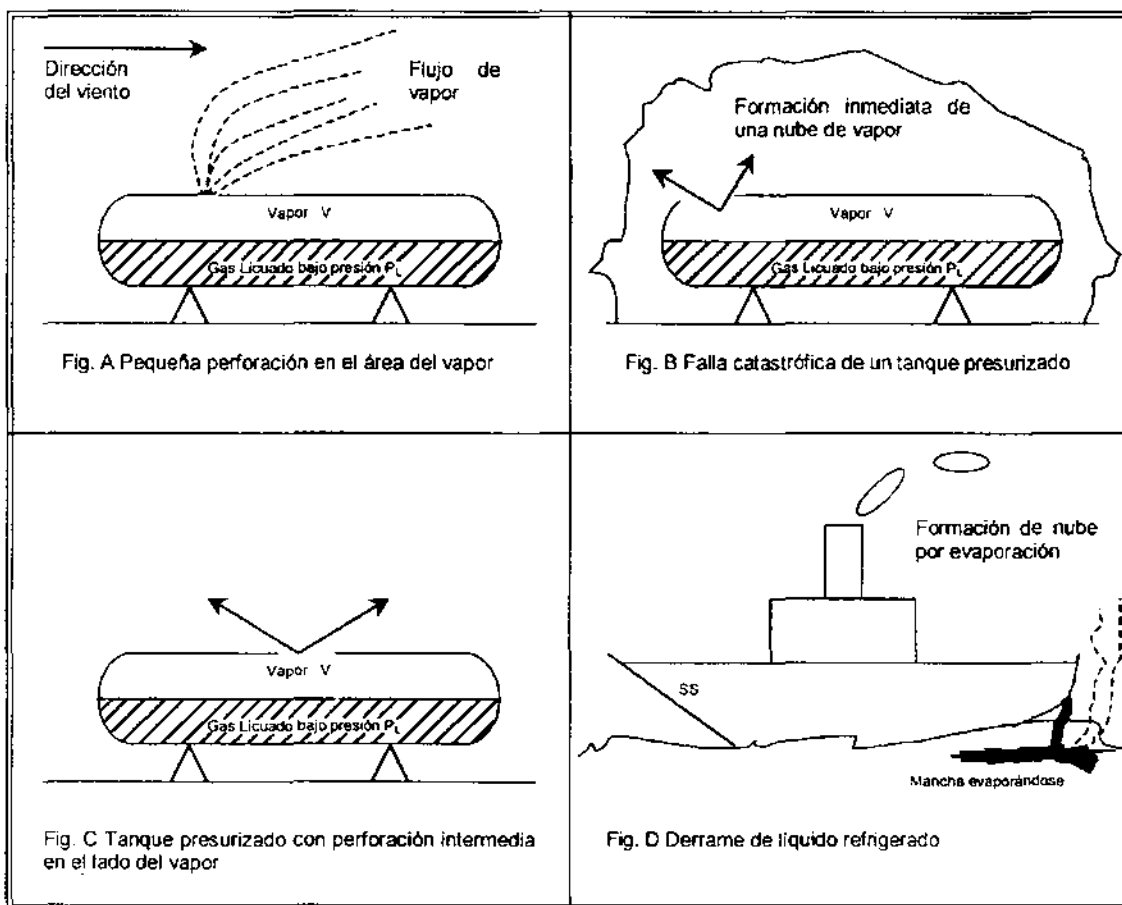


FIGURA B.4 Ejemplo de los posibles mecanismos de fuga.

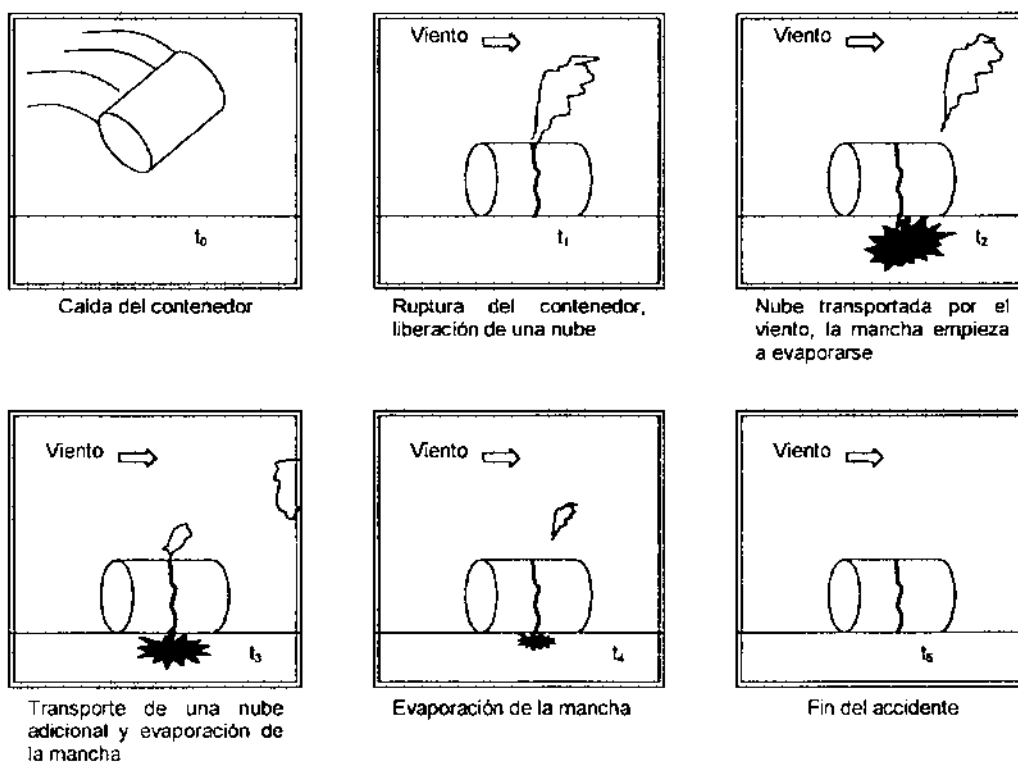


FIGURA B.5 Secuencia del accidente de un químico tóxico.

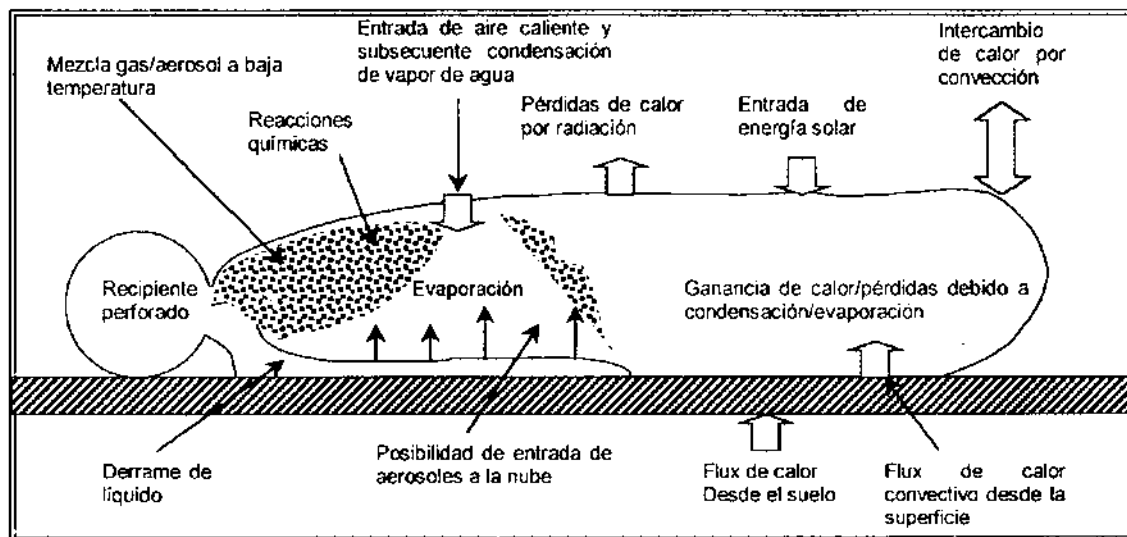
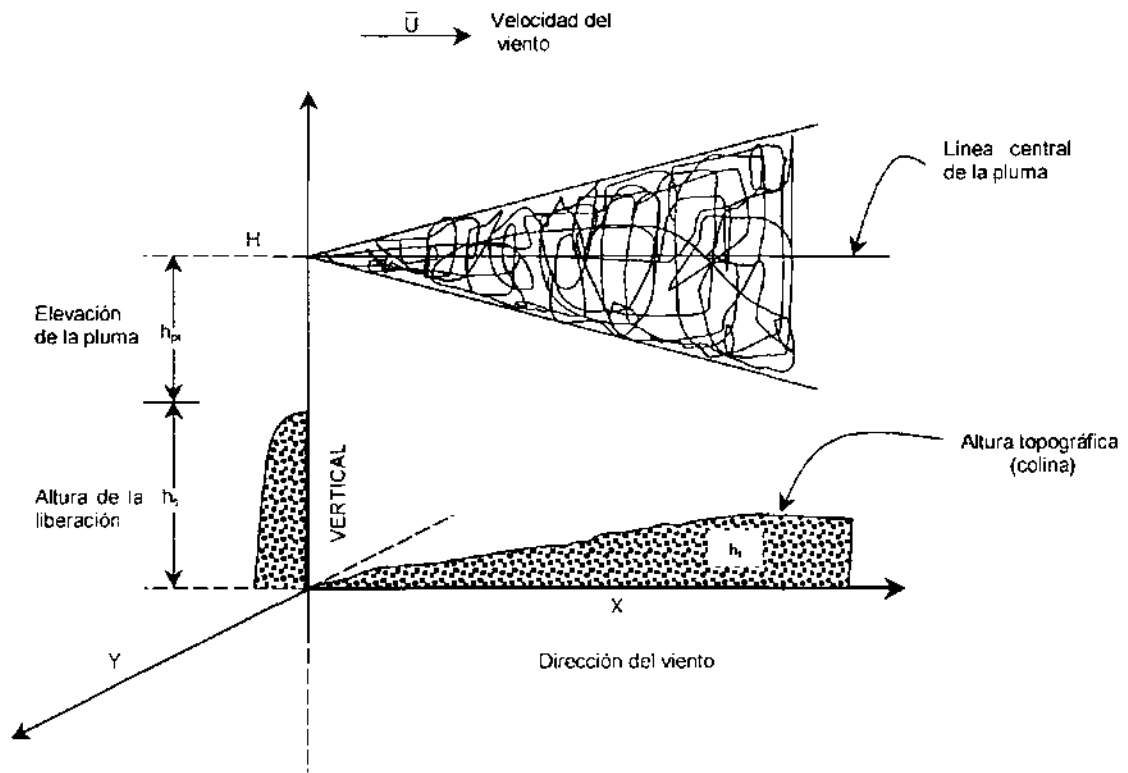


FIGURA B.6 Aspectos termodinámicos de la liberación de un material peligroso.



1. El viento sopla en la dirección horizontal (X)
2. La turbulencia se extiende en la dirección transversal (Y)
3. La turbulencia se extiende en la dirección vertical (Z)

**FIGURA B.7 Modelos Gaussianos.**



# BIBLIOGRAFIA





1. Muhlbauer Kent W., **"Pipeline Risk Management Manual"**, Gulf Publishing Company, Houston, Tx., 1992.
2. International Pipeline Conference (Vol. I), **Relative Risk Assessment - 'The Competitive Advantage'**, Bruce D. Beighle, Mike P. Gloven, Canadá, 1998.
3. International Pipeline Conference (Vol. I), **"Risk Assessment Of Gas Transmission Pipelines In Mexico"**, José L. Martínez, Enrique Rodríguez B., Héctor G. Alcerreca, Jesús Henández, Canadá, 1998.
4. D. Kofi Asante-Duah, **"Hazardous Waste Risk Assessment"**, Lewis Publishers, E.U.A., 1993.
5. Auditoría de Seguridad Industrial y Protección Ambiental, **"Análisis de Riesgos (Metodología de HAZOP)"**, PEMEX, México, 1994.
6. Comité Interorganismos de Ductos, **"Requisitos Mínimos de Seguridad Para el Diseño, Construcción, Operación, Mantenimiento e Inspección de Ductos (CID-NOR-N-SI-0001)"**, PEMEX, México, 1998.
7. Grimaldi-Simonds, **"La Seguridad Industrial - Su Administración"**, Alfaomega, México, 1989.
8. Ebanal, S.A. de C.V., **"Seminario de Protección Anticorrosiva"**, México.
9. **"Hazard Assessment and Risk Analysis Techniques for Process Industries"**, Collage of Engineering the University of Austin, 1994.
10. Sydney Lipton, Jeremiah Lynch, **"Handbook Of Health Hazard Control In The Chemical Process Industry"**, John Wiley & Sons, Inc., New York, E. U. A., 1994.
11. Fernández Lagos F., **"Historia del Transporte de Hidrocarburos por Ductos en México"**, Revista Ductos No. 7, Comité Interorganismos de Ductos, PEMEX, México, 1998.
12. Calva Chavarria E., **"Evaluación de Riesgos Asociados a la Operación de los Ductos"**, Revista Ductos No. 8, Comité Interorganismos de Ductos, PEMEX, México, 1998.



13. González Velázquez J. L. y Sandoval García J. C., **“Mecánica de Fractura y Predicción de Vida en Ductos y Recipientes”**, Revista Ductos No. 1, Comité Interorganismos de Ductos, PEMEX, México, 1997.
14. De la Mora Medina R., **“Actualización de Análisis de Riesgos en Instalaciones de procesos”**, Curso, Facultad de Estudios Superiores Zaragoza, México, Julio – 2000.