

UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO
FACULTAD DE ESTUDIOS SUPERIORES ZARAGOZA



**ESTABLECIMIENTO DEL MODELO DE EVALUACIÓN DE RIESGOS
(ALGORITMO) EN POLIDUCTOS, MEDIANTE LA APLICACIÓN DEL
RELATIVE RANKING.**

T E S I S

**QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE:
INGENIERO QUÍMICO**

P R E S E N T A N:

**MARTHA HAYDEE CASTILLO CABRERA
SAMARIA SÁNCHEZ SÁNCHEZ**

DIRECTOR:

I.Q RENÉ DE LA MORA MEDINA

MEXICO, D.F. OCTUBRE 2010



Universidad Nacional
Autónoma de México



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.

*Con todo mi amor dedicada a mis padres:
Carlos Hugo Castillo Osio y Martha Cabrera Muñoz.
Y a mi hermana Karla Fabiola Castillo Cabrera.*

Gracias papas y hermana por su cariño, guía, apoyo, comprensión, confianza, amor y amistad incondicional, han sido el móvil de mis actos. Su vida de lucha, sacrificio y esfuerzo constantes, han sido mi ejemplo e inspiración más grandes; gracias por inculcarme el respeto a los sueños ajenos, pero sobre todo a los míos, por enseñarme que el trabajo dignifica, que los errores tienen consecuencias altas y se debe pagar, a que la honestidad y lealtad son grandes aliados en la vida, gracias por los juegos, las charlas, las llamadas de atención, pues los considero lujos con los que crecí y por el legado más grande que pudiera recibir, mi educación, les viviré eternamente agradecida.

Gracias a mi querida Facultad de Estudios Superiores “Zaragoza” y la Universidad Nacional Autónoma de México, porque hoy puedo sentir el gran orgullo de ser egresada de ellas y el compromiso de reflejar en cada acto mi formación, “Por mi raza hablará mi espíritu”.

Gracias a mis todos y cada uno de mis profesores, su existencia en mi vida ha hecho posible que hoy concluya exitosamente uno de los más grandes anhelos de mi vida.

Gracias a mi director de tesis y profesor Ing. René de la Mora Medina por compartir generosamente su conocimiento, por ser un ejemplo de dedicación y servicio, por los consejos laborales y de vida, por el gran apoyo y confianza que me ha brindado.

Ing. Luciy Arlett Fuentes Herrera agradezco por la dedicación, atención, porque el tiempo nunca fue un obstáculo para que pudieras atendernos, por la sonrisa que nos daba la bienvenida para comenzar a trabajar, mil gracias por la paciencia, las explicaciones, las correcciones y sobre todo por brindarme tu amistad.

Samaria te agradezco, la infinita paciencia, comprensión y apoyo. Te considero una amiga excepcional, has sido mi compañera de aula en la facultad, mi amiga desde que llegamos a ella, mi compañera de servicio social y en el comienzo a la vida laboral y hoy como mi compañera de tesis, ha sido una jornada dura, con obstáculos que no esperamos y de los cuales salimos triunfantes, ha sido un honor tenerte a mi lado, mil gracias a ti y tu familia que siempre me han considerado, amiga hoy felicidades por este éxito.

Alejandro López Orozco te agradezco por ser la persona con la puedo pensar en voz alta, por ser mi mejor amigo, compañero de vida, porque has sido el motor de muchos de mis logros te amo y gracias a tus padres y a nuestros grandes amigos Jorge, Guadalupe y Brenda por su consejo, aliento, la comprensión por el buen hombre para sostenernos cuando queremos claudicar

Gracias a toda mi familia, mis abuelos Víctor, María[†], José y Juana, a mis tías Esperanza, Patricia, Alicia, Cristina y Odi, a mis tíos Fermín, Eduardo, Jaime, Nasty y Alfonso, a mis primos Beto, Gaby, Alma, Nilton, Hugo, Paty, Nayli, Lalito, a los Capiros y Capiros Jr. a Liz, Ezequiel, Rico, Pery, por las aventuras y travesuras vividas, por los castigos compartidos, por los consejos, por el apoyo, por el cuidado, porque han llenado mi vida de gratos recuerdos.

Gracias a los Cerdos Salvajes y Guadalupe García, por todas las noches bohemias y la lluvia de cultura que llenaron mi niñez y adolescencia, por ser mi familia.

Gracias a mis amigos, cada uno de ustedes son irremplazables e invaluable, Itayetzi Santos mi gran amiga de infancia; a mis amigas de vida, confidentes y compañeras de farra Marlen Ramírez y Rocío; a mi gran hermano Alan Jardón, a mi amigo del alma Marco A. García; a mis amigos universitarios Gabriela Díaz, Alejandra Ramírez, Héctor Cruz, Luz Ma. Barrera, Walter García, Carolina Arreguín, Tania Méndez, Isabel Sosa, Abigail Ventura, Erika Campos, por todas las noches de desvelos, los desacuerdos, por la meta compartida, a mis

compañeros y amigos del trabajo José Luis y Artemisa gracias por las buenas charlas, consejos y compañía. Les agradezco a todos por su apoyo, consejo, compañía, por abrirme las puertas de sus hogares y ser siempre bien recibida, por la confianza y por su amistad la cual no depende de dos cosas del espacio y del tiempo.

Gracias a todos y cada uno de las personas que tuve el privilegio de conocer en el Instituto Mexicano del Petróleo durante mi servicio social y laboral, especialmente a Rodolfo Mendoza, a la Ing. Teresa Flores, Enrique López, Pilar, a los ingenieros José Olmos, Luis López, Arturo, Germán, Exal, Cesar y Andrés por el gran apoyo, atención y amistad durante mi servicio social. Gracias a los ingenieros Fernando Espíndola, Marco Osorio, Isabel Leal, Alberto Aguilar, Nuri Candelaria, Claudia Ramírez, Roberto Olea, Salvador González, Patricia Acosta a todos los que laboran con la Ing. Mayte, por la oportunidad de desarrollarme laboralmente, por la instrucción, por su paciencia, el consejo y comprensión, por la amistad, les admiro y respeto gracias por su apoyo.

Gracias todos los profesores, compañeros y amigos que han sido a parte de mi formación académica, miss Esperanza, al profesor Roosevelt, la profesora María Inés, mis amigas Rosa y Raquel de la primaria “José Antonio Álzate”, al profesor Pablo, mis amigas Karina, Guadalupe, Daniela y Diana de la secundaria “Paula Nava Nava”, a mi amiga Laura del CECYT “Luis Enrique Erro”, a la profesora Maribel y al profesores Alfredo Ramales, del “Colegio Juárez”.

Gracias nuevamente a todos y cada una de las personas con las que he compartido mi vida las considero importantes y doy gracias a Dios que los puso en mi camino porque han tenido un fin en mi vida.

MARTHA HAYDEÉ CASTILLO CABRERA

*Dedico este trabajo a mis Padres:
Luis Sánchez Mejía y Ma. Carmen Sánchez Morales
Y a mi Abuela Consuelo Mejía Navarro †*

Dios te agradezco el que me hayas dado la fortaleza y enseñarme a encontrar en mí el coraje y el amor.

Padres míos les agradezco por aquello que hacen a diario: Amarme.

Gracias por creer en mí en todo momento, por su incalculable apoyo, por sus exigencias, por su ánimo, su ejemplo, sus valores inculcados, sus cuidados y por la manera en que me ayudan a enfrentar mis derrotas. Gracias por darme una hermosa infancia y llevarme a conocer lugares maravillosos. Nunca olvidare cuando les dije que había entrado a la universidad y las palabras se les entrecortaron entre lágrimas y risas. Ahora que el tiempo ha pasado y cientos de cosas he vivido, me alegra poder haberlas compartido con ustedes. Soy muy privilegiada. Los amo.

Said te agradezco el que siempre me lleves a la reflexión, por tu contagiosa alegría, por tus regaños, tu confianza y complicidad. Te amo Tiguesito, eres el mejor hermano del mundo.

Abue te agradezco todo lo que has hecho por mí, estoy orgullosa de ser la nieta de una mujer tan valiente. Te amo.

Rodolfo te agradezco el que hayas tocado mi corazón e inundado mi alma de esperanza, me hiciste inmensamente feliz con la magnífica luz de tu sonrisa y tus hermosas manos. Un pedazo de luna en el bolsillo es mejor amuleto que la pata de conejo: DUMLDIMTSSMPDCGPTAQMD.TAAM.

Haydee, Ingrid, Jennyfer, Beatriz, Blanca, Carolina, Isabel, Gabriela, Luz, Alejandra, Héctor, Walter, quiero agradecerles por todas las aventuras, sonrisas y lagrimas que hemos compartido. Los quiero mucho.

Agradezco a la Familia Sosa por abrirme las puertas de su casa, recibirme con los brazos abiertos y hacerme sentir parte de la familia.

Agradezco a los profesores Antonio Vallejo Romero, Guadalupe Lima Rojas, Gloria Peralta Otáñez, Delfino Galicia Ramírez y René de la Mora, por su apoyo, motivación y valiosa orientación académica.

Agradezco a la UNAM y a la Facultad de Estudios Superiores Zaragoza, por permitir ser parte de una generación llena de retos que superar e ideas que desarrollar.

Agradezco al IMP el haberme abierto las puertas al mundo profesional en especial a la Ing. Claudia Rivera Villa que me enseñó, me dio consejos y me exigió lo mejor de mí. Además agradezco a todas y cada una de las personas que conocí en el servicio social: su apoyo, atención y cariño fueron la mejor enseñanza.

Y un gran agradecimiento a las dos mujeres que durante este tiempo han sido primordiales para llegar a esta meta:

Luciy te agradezco permitirme ser tu amiga y enseñarme una gran lección de vida en donde la comunicación, la confianza y la humildad son primordiales en todo momento.

Haydee te agradezco el que hayamos compartido este viaje lleno de sorpresas. Gracias por las palabras de aliento, la compañía y sobre todo por tu amistad. LO LOGRAMOS.

SAMARIA SÁNCHEZ SÁNCHEZ

¿Por qué aguardas con impaciencia las cosas?
Si son inútiles para tu vida, inútil es también aguardarlas.
Si son necesarias, ellas vendrán y vendrán a tiempo.

Amado Nervo



ÍNDICE

Resumen	
Introducción	
Objetivos	
Glosario de Términos y Abreviaturas	

Capítulo 1. Generalidades	1
1.1 Filosofía del riesgo.	2
1.2 Conceptos básicos.	2
1.2.1 Riesgo.	2
1.2.2 Peligro.	3
1.2.3 Componentes del riesgo.	3
1.3 Administración del riesgo.	4
1.3.1 Administración del riesgo formal e informal.	5
1.3.2 Evaluación del riesgo.	5
1.3.2.1 Modelo de evaluación de riesgos.	5
1.3.2.2 Métodos de evaluación de riesgos.	6
1.3.2.2.1 Métodos cualitativos.	6
1.3.2.2.2 Métodos cuantitativos.	7
1.3.2.2.3 Métodos semicuantitativos.	7
1.3.2.3 Elección del modelo de evaluación de riesgos.	7
1.3.2.4 Características del método de evaluación de riesgo.	8
1.3.3 Plan de un sistema de evaluación de riesgo.	9
1.3.4 Etapas básicas para el desarrollo del modelo de evaluación de riesgo en ductos.	10
1.4 La industria de los hidrocarburos en México.	11
1.5 Sistema de transporte, almacenamiento y distribución de hidrocarburos y derivados.	12
1.5.1 Sistemas de ductos.	13
1.5.2 Clasificación del sistema de ductos.	14
1.6 Poliductos.	16
1.6.1 Red de poliductos en operación en la República Mexicana.	17
1.6.1.1 Poliducto Minatitlán-México.	20
1.6.1.2 Poliducto Madero-Cadereyta.	21
1.6.1.3 Poliducto Salamanca- Tula.	21
1.6.1.4 Poliducto Tuxpan-Poza Rica-Tula.	22
1.6.1.5 Poliducto Salamanca-Aguascalientes-Zacatecas.	23
1.6.1.6 Poliducto Satélite-Monclova-Sabinas.	24
1.6.1.7 Poliducto Tula-Azcapotzalco de 12" y 16".	25
Capítulo 2. Evaluación y administración de riesgos	26
2.1 Evaluación de riesgo.	27
2.1.1 Importancia de la evaluación de riesgos	28
2.2 Proceso de la evaluación de riesgos	29
2.2.1 Métodos de evaluación de riesgo	29
2.2.1.1 Descripción del Relative Ranking	30
2.2.2 Etapas para el desarrollo del modelo de evaluación de riesgos en ductos	31
2.2.2.1 Desarrollo del modelo de evaluación de riesgo	32
2.2.2.2 Recopilación y preparación de datos	33
2.2.2.3 Segmentación	34



2.2.2.3.1 Tipos de segmentación	34
2.2.2.4 Evaluación del ducto	35
2.2.2.5 Administración de riesgos	35
2.3 Metodología de evaluación de riesgos de Kent Muhlbauer	36
2.3.1 Filosofía para la asignación de la calificación relativa	42
2.3.2 Obtención del riesgo relativo del ducto	43
2.3.3 Resultados	43
Capítulo 3. Desarrollo del modelo (algoritmo) de evaluación de riesgos en poliductos	47
3.1 Plan para el desarrollo del modelo de evaluación de riesgo para poliductos	48
3.2 Proceso del desarrollo del modelo de evaluación de riesgo en poliductos	48
3.3 Metodología para el diseño de modelo de evaluación de riesgos en poliductos	50
3.3.1 Recopilación y revisión de información	50
3.3.2 Objetivo del modelo de evaluación de riesgo en poliducto	51
3.3.3 Definición de los factores de probabilidad y consecuencia de falla	51
3.3.3.1 Corrosión Externa	52
3.3.3.2 Corrosión Interna	54
3.3.3.3 Terceras Partes	55
3.3.3.4 Movimiento de Terreno	56
3.3.3.5 Operación y Procedimientos	57
3.3.3.6 Diseño y Materiales	58
3.3.3.7 Impacto a la Población	59
3.3.3.8 Impacto al Ambiente	60
3.3.3.9 Impacto al Negocio	61
3.3.4 Jerarquía del algoritmo de poliductos	62
3.3.5 Escala y dirección del riesgo	73
3.3.5.1 Combinación de variables	73
3.3.6 Asignación de ponderaciones relativas a factores de probabilidad de falla y consecuencias de falla	74
3.3.6.1 Asignación de pesos relativos a las variables de probabilidad y consecuencia de falla	76
3.3.6.2 Asignación de calificaciones relativas a los atributos de probabilidad y consecuencia de falla	77
3.3.7 Integración del algoritmo	78
3.3.8 Memoria de cálculo del algoritmo para determinar el riesgo en el modelo de evaluación de riesgo en poliductos	88
3.3.9 Flexibilidad del algoritmo	89
Capítulo 4. Aplicación a un segmento existente del poliducto de 12” Minatitlán-México	90
4.1 Descripción del poliducto Minatitlán – México	91
4.1.1 Descripción del segmento Arroyo Moreno-Zapoapita	93
4.2 Segmentación del segmento Arroyo Moreno-Zapoapita	93
4.3 Recopilación y preparación de datos	94
4.3.1 Información soporte	94
4.3.2 Generación de la base de datos	94
4.4 Base de datos del segmento existente Arroyo Moreno-Zapoapita, perteneciente al poliducto de 12” Minatitlán – México	95



4.4.1 Perfil Topográfico	96
4.4.2 Información del producto	97
4.4.3 Información de diseño del poliducto	98
4.4.3.1 Características del poliducto	98
4.4.3.2 Envolvertes	98
4.4.4 Cruces	98
4.4.5 Válvulas y trampas de envió/recibo de diablos	99
4.4.6 Componentes o instalaciones	99
4.4.6.1 Postes de restricciones	99
4.4.6.2 Rectificadores	99
4.4.6.3 Postes de medición tubo/ suelo	100
4.4.7 Áreas sensitivas	100
4.4.8 Clasificación de población	100
4.4.9 Tipo de suelo	101
4.4.10 Historial de fugas	101
4.4.11 Monitoreo de corrosión	102
4.4.11.1 Cruzamientos encamisados	102
4.4.11.2 Lecturas de rectificadores	103
4.4.11.3 Cupón de corrosión	103
4.4.12 Potenciales (postes de medición tubo/ suelo)	104
4.4.13 Inspección con diablo instrumentado	105
4.4.14 Daño potencial por terceras partes	105
4.4.15 Factores de impacto por fuga	105
4.4.16 Programas y procedimientos	105
4.5 Evaluación del poliducto	106
4.5.1 Elaboración de hojas dinámicas para la aplicación del modelo	106
4.5.1.1 Validación de las hojas dinámicas	110
4.5.2 Evaluación de los ocho tramos pertenecientes al segmento Arroyo Moreno – Zapoapita	110
4.6 Resultados	120
4.6.1 Resultados de evaluaciones previas	120
4.6.2 Resultados de la evaluación de riesgo del segmento Arroyo Moreno-Zapoapita	121
4.6.2.1 Análisis de resultados de la evaluación de riesgo del segmento Arroyo Moreno-Zapoapita	123

Conclusiones

Bibliografía



RESUMEN



Este trabajo establece un modelo de evaluación de riesgo en poliductos, el cual tiene como objetivo principal cuantificar el riesgo relativo (ROF) de los segmentos de un poliducto, mediante la identificación de los riesgos potenciales y la calificación relativa de estos, realizándose un algoritmo que es la base del modelo.

El procedimiento y metodología usadas para el desarrollo del modelo y algoritmo para poliductos, están fundamentados en la metodología de evaluación de riesgo "Relative Ranking" establecida por Kent Muhlbauer, descrita en su manual "Pipeline Risk" y en el modelo de evaluación de riesgos en gasoductos, que está bajo el ambiente del programa de evaluación de integridad (IAP) que actualmente es utilizado por PEMEX. Bajo esta metodología se recopiló, revisó y analizó información y datos del sistema de poliductos que junto con el uso de criterios y normas, nos permitió identificar seis factores de falla (LOF) y tres consecuencias de falla (COF) para evaluar el riesgo en el sistema, el algoritmo permitió de manera lógica y ordenada jerarquizarlos y asignarles un valor relativo, obteniéndose para la probabilidad de falla (LOF) los siguientes valores: corrosión externa (CE) 23%, corrosión interna (CI) 7%, terceras partes (TP) 35%, diseño y materiales (DM) 10%, movimiento de terreno (MT) 5%, operación y procedimientos (OP) 10% y para las consecuencias de falla (COF): impacto al ambiente (IOE) 30%, impacto a la población (IOP) 30% e impacto al negocio (IOB) 40%.

Finalmente se realizó la aplicación del modelo de evaluación de riesgo, evaluándose el segmento existente en Arroyo Moreno - Zapopita perteneciente al poliducto de 12" Minatitlán - México, se segmentó en ocho tramos de cinco kilómetros cada uno, se generó una base de datos con la recopilación de información del poliducto y se identificaron que factores y consecuencias de falla lo afectan, obteniéndose el valor de riesgo relativo de cada tramo, e identificándose en el kilómetro 280+424 a 285+424 el nivel de riesgo más alto de todo el segmento, identificándose que los factores con mayor contribución al riesgo son corrosión externa, corrosión interna, movimiento de terreno, impacto al ambiente e impacto a la población.



INTRODUCCIÓN



En la actualidad existe una gran red de ductos terrestres y marinos para la recolección y el transporte de hidrocarburos distribuidos a lo largo de la República Mexicana. Dentro de estos se maneja una clasificación de acuerdo al producto transportado, como por ejemplo, poliductos, gasoductos, oleoductos, isobutanoductos y naftaductos.

Debido a que un alto porcentaje de los ductos han rebasado su vida útil y estos operan bajo condiciones de riesgo, se estima que en PEMEX frecuentemente existen emergencias. Todas estas han tenido como consecuencias no sólo pérdidas económicas considerables, sino también de vidas humanas e impacto al ambiente. Un claro ejemplo de esta situación se dio el 22 de abril 1992, un gasoducto de gas LP de 14" estallo en el sector Reforma en la ciudad de Guadalajara, dejando 209 personas fallecidas, 500 heridas, 15 mil sin hogar y destrucción de 8 kilómetros de calles con daños de mil millones de dólares.

Con este devastador acontecimiento PEMEX se concientizo en materia de seguridad y se implemento que en todas las subsidiarias se realizaran análisis de riesgos para evaluar la operabilidad de los ductos y determinar si eran aptos para funcionar con defectos más allá de su vida proyectada.

Para cumplir con tal requerimientos PEMEX Gas y Petroquímica Básica implanto un modelo de evaluación de riesgo basado en el método de relative ranking (calificación relativa) descrita por Kent Muhlbauer a través del uso del software "Integrity Assessment Program" (IAP), una vez que PGPB implanto dicho modelo Pemex Refinación y Pemex Petroquímica retomaron los esfuerzos y experiencia de PGPB e implantaron para sus evaluaciones de riesgo el uso del software IAP.

La seguridad en la operación del sistema de recolección y transporte de hidrocarburos es muy importante, ya que la administración de riesgos es un proceso general (identificar, evaluar, analizar y controlar), bajo el cual se deciden las acciones necesarias para controlar el riesgo, la meta de un buen sistema de administración de riesgos es proteger a los empleados, poblados, población, ambiente y activos de la compañía de un accidente catastrófico. De ahí que el desarrollo de herramientas que permitan una evaluación oportuna y atender posibles eventos no deseados o desviaciones de un proceso en el cual existe un peligro inherente se ha convertido en una necesidad.

La evaluación de riesgos es solamente uno de los componentes del proceso de administración de riesgos, pero es el más importante y preponderante en el proceso, ya que en él se lleva a cabo el proceso de medición del riesgo mediante un método de evaluación y la herramienta para realizar esta medición es un modelo (algoritmo) de riesgos.



Un modelo de evaluación de riesgos es un conjunto de algoritmos o reglas que usan los datos y la información disponible para medir los niveles de riesgo a lo largo de un ducto y cuantificarlos en un sentido absoluto o relativo. Uno de los pasos más significativos del modelo es el desarrollo del algoritmo que está sustentado bajo el método de evaluación de riesgo seleccionado. La demostración de este modelo permite evaluar el riesgo en el sistema en el que se aplique.

Todo esto será ampliamente en cada uno de los capítulos del presente trabajo, en el capítulo 1 se explica de manera general el contexto en el cual se trabaja, dándole preponderancia a la descripción de la red de poliductos.

En el capítulo 2 se detalla la importancia de la evaluación de riesgos, el desarrollo de modelos y los métodos que lo sustentan, así como la finalidad de estos en la administración de riesgos.

En el capítulo 3 se describe el procedimiento del desarrollo del modelo (algoritmo) de evaluación de riesgos en poliductos, además del uso de la metodología de relative ranking en dicho modelo.

En el capítulo 4 se realiza una demostración de la aplicación del modelo de evaluación de riesgos en poliductos, evaluando el riesgo del segmento existente en Arroyo Moreno- Zapoapita perteneciente al poliducto de 12" Minatitlán –México.



OBJETIVO GENERAL



El objetivo general de este trabajo es establecer el modelo (algoritmo) de evaluación de riesgos en poliductos, mediante la aplicación del Relative Ranking (Calificación Relativa).



OBJETIVOS ESPECÍFICOS



- Establecer de manera general el contexto del presente trabajo, dando realce a la descripción de la red de poliductos que forman parte del sistema de transporte de hidrocarburos en México.
- Detallar la importancia de la evaluación de riesgos, el desarrollo de modelos, los métodos en que estos se sustentan y su finalidad dentro de la administración de riesgos.
- Describir la metodología de “relative ranking” (calificación relativa) descrita por Kent Muhlbauer, para su aplicabilidad en el desarrollo del modelo (algoritmo) del presente trabajo.
- Describir el procedimiento y el uso de la metodología de “relative ranking”, para el desarrollo del modelo (algoritmo) de evaluación de riesgos en poliductos, mediante la aplicación del “relative ranking” (calificación relativa).
- Establecer el modelo (algoritmo) de evaluación de riesgos en poliductos, mediante la aplicación del “relative ranking” (calificación relativa).
- Realizar una demostración de la aplicación del modelo de evaluación de riesgos en poliductos, evaluando el riesgo del segmento existente en Arroyo Moreno-Zapoapita perteneciente al poliducto de 12” Minatitlán-México.



CAPÍTULO 1

GENERALIDADES

El siguiente capítulo pretende mostrar el contexto general del presente trabajo.



1.1 Filosofía del riesgo.

La actividad productiva en las diferentes instalaciones industriales involucra un cierto nivel de riesgo, pues estas implican el manejo y almacenamiento de sustancias químicas, así como su transporte por las vías de comunicación o mediante ductos. Muchas de estas sustancias son peligrosas debido a sus propiedades de toxicidad, inflamabilidad, explosividad, reactividad y corrosión. Por ello es prioritario desarrollar herramientas y procedimientos para diagnosticar los niveles de peligro y de riesgo.

Sin embargo se debe tener en cuenta que el riesgo es una variable muy compleja y continuamente cambiante en el tiempo y grado de exposición, éste debe ser estimado de acuerdo con las circunstancias y condiciones específicas del lugar o área de interés.

La evaluación de riesgo hace uso del método científico ya que este es el proceso mediante el cual se intenta construir una representación confiable y coherente que permita comprender y cuantificar los peligros y de este modo evaluar el riesgo de un sistema definido y para crear estas representaciones se utilizan modelos.¹

Modelo. Conjunto de reglas que se usan para describir un fenómeno .

Modelo. Representación simplificada o esquemática de un evento o proceso con el propósito de facilitar su comprensión o análisis.²

En estos modelos se integra la caracterización de riesgos, así como la información técnica empleada en su evaluación; las premisas y criterios aplicados; la metodología de análisis empleada; limitaciones del estudio y el catálogo de los escenarios de riesgos, entre otros, para obtener los niveles de riesgo, y así poder establecer procedimientos y medidas eficaces de mitigación para reducir sus efectos.

1.2 Conceptos básicos

1.2.1 Riesgo.

Riesgo. Probabilidad de que ocurra un evento que cause una pérdida y la magnitud de esa posible pérdida, su expresión universal es:

$$\text{Riesgo} = (\text{Probabilidad que ocurra un evento}) (\text{consecuencias del evento})$$

Riesgo. Combinación de la probabilidad de que ocurra un accidente y sus consecuencias.

Riesgo. Combinación de la probabilidad de ocurrencia y las consecuencias de un evento. Una manera de definirlo es a través de las siguientes preguntas.

¹ W. Kent Muhlbauer Pipeline Risk "Management Manual", Tercera edición, E.U.A. 2002.

² NRF-018-PEMEX-2007 Estudio del Riesgo



- ¿Qué puede salir mal?
- ¿Qué tan probable es?
- ¿Cuáles son las consecuencias?

Una definición completa de riesgo tiene que comprender el concepto de exposición a un peligro

1.2.2 Peligro.

Peligro. Característica o grupo de características que ofrecen la posibilidad de una pérdida.

Peligro. Condición con el potencial para causar consecuencias indeseables.

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

1.2.3 Componentes del riesgo.

Falla. Es el incumplimiento de una función, es decir la desviación de las condiciones normales de operación.

La falla se produce cuando un ducto se ve sometido más allá de sus capacidades, comprometiendo su integridad estructural. (corrosión, presión interna, la temperatura externa o pérdida de material). Toda posible falla y el modo o causa de cómo inicio debe ser identificado.

Mecanismos de falla. Son las causas principales que originan las fallas, por ejemplo:

- Terceras partes.
- Corrosión.
- Diseño.
- Operación incorrecta.

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

Estadística. Análisis de datos e información pasada de un sistema en cuestión.

Índice de falla. Recuento de las fallas en un periodo de tiempo. Permite predecir la cantidad de fallas que se espera en un determinado periodo futuro de tiempo.

Probabilidad. Combinación y uso de evidencia estadística, interpretación de información y aplicación de criterios, para transmitir un cierto grado de confianza.

Consecuencias. Resultado real o potencial de un evento no deseado, es la magnitud de una pérdida, regularmente son cuantificables en:

Costos directos. Daños a la propiedad, daños a la salud humana, daños ambientales, pérdida del producto, gastos de remediación.

Costos indirectos. Litigios, violación de contratos, insatisfacción del cliente, multas y sanciones del gobierno, reacciones política, pérdida de mercado.

Jerarquización. Ordenamiento realizado con base en criterios de prioridad, valor, riesgo y relevancia. El cual se realiza con el propósito de identificar aquellas actividades de mayor importancia que pueden afectar la operación de la instalación.

Incertidumbre. Expresión del grado de desconocimiento de una condición como la falta de información y la propia naturaleza dinámica del riesgo. Dado que hay muchas incertidumbres en la estimación del riesgo, se requiere entender las causas que las originan, con objeto de interpretar efectivamente los valores del riesgo. Se debe tener en cuenta que las incertidumbres están asociadas con los datos, las metodologías y los modelos empleados en la estimación del riesgo (ver figura 1.1).

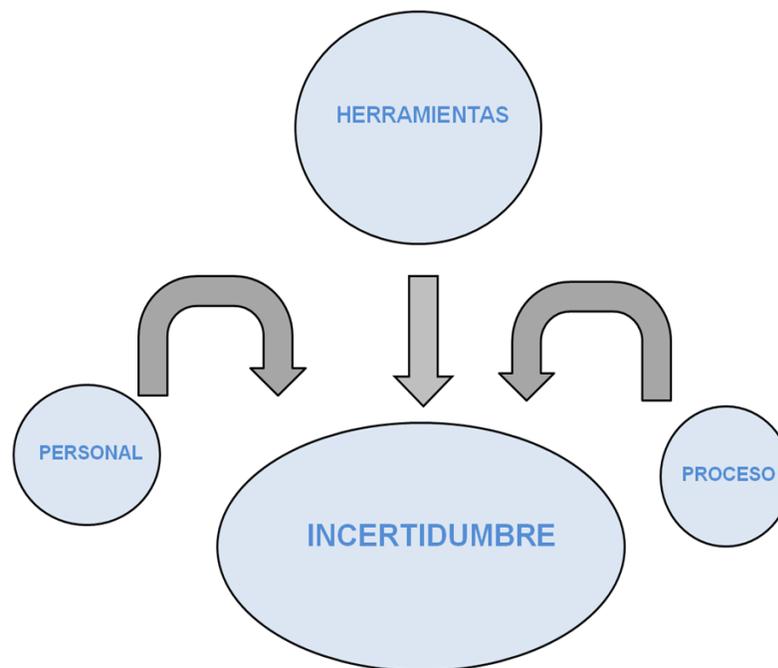


Figura 1.1 Factores involucrados en la incertidumbre.

1.3 Administración del riesgo.

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



1.3.1 Administración de riesgo formal e informal.

Ventajas de la administración informal:

- Simple/intuitiva.
- Busca algunas veces el consenso.
- Utiliza la experiencia y juicios técnicos.
- Éxito basado sobre reportes de seguridad de ductos.

Las razones para cambiar a una administración formal son:

- Consecuencias de los errores son mas serias.
- Ineficiencias/subjetividades.
- La falta de consistencia y continuidad en cambio de mano de obra.
- Necesidad de una mejor evaluación.

1.3.2 Evaluación del riesgo.

Es esta etapa se identifican peligros o condiciones peligrosas en los materiales y sustancias o en los procesos; analizar y/o modelar las consecuencias en caso de fuga o falla y la frecuencia con que pueden ocurrir, y caracterizar y jerarquizar el riesgo resultante.³

La evaluación de riesgo debe medir tanto la probabilidad como las consecuencias de todos los eventos posibles que constituyan un peligro, para permitir tomar decisiones relacionadas con el manejo de estos riesgos. Considerando que el riesgo no es estático y que no hay un método aceptado universalmente para medir el riesgo, los modelos de riesgo son la herramienta que permite realizar esta medición.

La evaluación de riesgo es solamente uno de los componentes del proceso de administración de riesgo.

1.3.2.1 Modelo de evaluación de riesgos.

Dirigiéndonos hacia una administración de riesgo formal la estructura y proceso de evaluación de riesgo es requerido, esta estructura y proceso es llamado “modelo de evaluación de riesgos”.

Modelo de evaluación riesgos. Es un grupo de reglas mediante las cuales se representa el riesgo, desde los más simples hasta los más complejos modelos, todos hacen uso de la teoría de la probabilidad y estadística.⁴

³ NRF-018-PEMEX-2007 “ Estudio del Riesgo”

⁴ W. Kent Muhlbauer Pipeline Risk “Management Manual”, Tercera edicion E.U.A. 2002.



El objetivo principal del modelo de evaluación de riesgo es cuantificar los riesgos, en un sentido relativo o absoluto.

Como parte de un modelo de evaluación de riesgos uno de los pasos importantes es el desarrollo del algoritmo (s) de evaluación el cual será la base para el análisis dentro del programa el desarrollo del algoritmo se sustenta bajo una metodología de evaluación de riesgos.

Algoritmo de evaluación de riesgos. Es el proceso ordenado y lógico, de combinar jerárquicamente la probabilidad de falla de que un evento adverso ocurra con las consecuencias resultantes de ese evento, para el cálculo del riesgo.⁵

1.3.2.2 Métodos de evaluación de riesgos.

Existen varios métodos de evaluación de riesgos, los más importantes son:

- Listas de verificación.(C)
- Revisión de la seguridad.(C)
- Calificación relativa.(S)
- Análisis preliminar de riesgo.
- Análisis "What if".(C)
- Estudio de HazOp.(C)
- Análisis FMEA. (S)
- Análisis de árbol de falla.(C)
- Análisis de árbol de eventos.(S)
- Análisis de consecuencias. (Q)
- Análisis de errores humanos. (C)

1.3.2.2.1 Métodos cualitativos (C). Se caracterizan por no recurrir a cálculos numéricos. Pueden ser métodos comparativos y métodos generalizados.

Métodos comparativos. Se basan en la utilización de técnicas obtenidas de la experiencia adquirida en equipos e instalaciones similares existentes, así como en el análisis de sucesos que hayan ocurrido en establecimientos parecidos al que se analiza.

Métodos generalizados. Los métodos generalizados de análisis de riesgos, se basan en estudios de las instalaciones y procesos mucho más estructurados desde el punto de vista lógico-deductivo que los métodos comparativos. Normalmente siguen un procedimiento lógico de deducción de fallos, errores, desviaciones en equipos, instalaciones, procesos, operaciones, etc. que trae como consecuencia la obtención de determinadas soluciones para este tipo de eventos.

⁵ W. Kent Muhlbauer Pipeline Risk "Management Manual", Tercera edición, E.U.A. 2002.



1.3.2.2.2 Métodos cuantitativos (Q). Básicamente, mediante estos métodos, se pretende estimar el valor de la frecuencia probabilística de los eventos causantes de las contingencias probables.

1.3.2.2.3 Métodos semicuantitativos (S). Estos introducen una valoración cuantitativa respecto a las frecuencias de ocurrencia de un determinado suceso y se denominan métodos para la determinación de frecuencias, o bien se caracterizan por recurrir a una clasificación de las áreas de una instalación en base a una serie de índices que cuantifican daños: índices de riesgo.

1.3.2.3 Elección del modelo de evaluación de riesgos

La evaluación del riesgo es un proceso analítico muy importante y la selección del modelo de evaluación del riesgo es fundamental, a continuación se describen de manera general los aspectos que deben considerarse son:

Modelo cuantitativo vs cualitativo. Los términos cuantitativos y cualitativos a menudo son usados para distinguir la cantidad de datos relacionados con la falla analizados en el modelo y la cantidad de cálculos matemáticos empleados en riesgo para llegar a una respuesta. Un modelo que usa datos de frecuencia se denomina modelo cuantitativo, mientras que un modelo que emplea escalas relativas, se denomina cualitativo o semicuantitativo.

Subjetividad vs Objetividad. Un modelo objetivo se adhiere estrictamente a la práctica científica y no tendrá ningún dato de opinión. La objetividad no puede ser mantenida tratando con la situación del mundo real de los datos que faltan y que son variables de confusión. Un modelo subjetivo implica la dependencia de la opinión de los expertos, por lo que los modelos subjetivos seguramente usan datos objetivos para formar o apoyar resoluciones.

Uso de pruebas no cuantificables. Todas las metodologías tienen acceso a las mismas bases de datos, y todas deben tener en cuenta qué hacer cuando los datos son insuficientes para generar estadísticas significativas.

Los datos no están disponibles para la mayor parte de las variables relevantes de riesgo de tuberías. Incluso variables de riesgo que tienen datos insuficientes requieren un elemento de la evaluación cualitativa.

La única alternativa es hacer caso omiso de la variable, causando un modelo que no considera variables que intuitivamente parecen importantes para el cuadro de riesgo. Por lo tanto todos los modelos que intentan representar todos los aspectos de riesgo deben incorporar evaluaciones cualitativas.

Cuestionario. Es una serie de preguntas básicas ya establecidas en normas, para facilitar la elección del método de evaluación de riesgos a usar, se ejemplifican algunas preguntas:



- ¿Qué tipo de eventos y/o condiciones pueden conducir a una falla?
- ¿Cuál es la probabilidad de que esos eventos y/o condiciones ocurran?
- ¿Cuál es la naturaleza o severidad de las consecuencias si ocurren esos eventos y/o condiciones?
- ¿Qué datos tiene usted?
- ¿Cuál es su confianza en el valor predictivo de los datos?
- ¿Qué recursos están disponibles en términos de dinero, horas hombre y tiempo?

Cualquier pregunta similar o relacionada, debe tender a cubrir las necesidades (establecidas por el proyecto, por el administrador del riesgo, por el sistema evaluara, etc.), con el método elegido o a elegir.

1.3.2.4 Características del método de evaluación de riesgos.

- Todos los modos de fallo deben ser considerados.
- Todos los elementos de riesgo se consideran.
- Debe contener una lógica definida y estar estructurado de tal manera que se realice un análisis del riesgo objetivo, preciso y completo.
- Debe considerar la frecuencia y consecuencias de eventos pasados.
- La retroalimentación efectiva es un componente esencial del proceso en la validación continua del modelo del riesgo.
- Debe ser adaptable y flexible, para considerar nuevos peligros.
- Debe permitir comparar y clasificar los resultados.
- El proceso de evaluación del riesgo debe ser estructurado, documentado y verificable.
- Debe identificar peligros potenciales que no se hayan considerado previamente y utilizar datos de varias inspecciones para estimar el riesgo que representan dichos peligros.

1.3.3 Plan de un sistema de evaluación de riesgo.

En el siguiente esquema (ver figura 1.2) se puede observar los aspectos generales que debe conformar un de plan de un sistema de evaluación de riesgos.

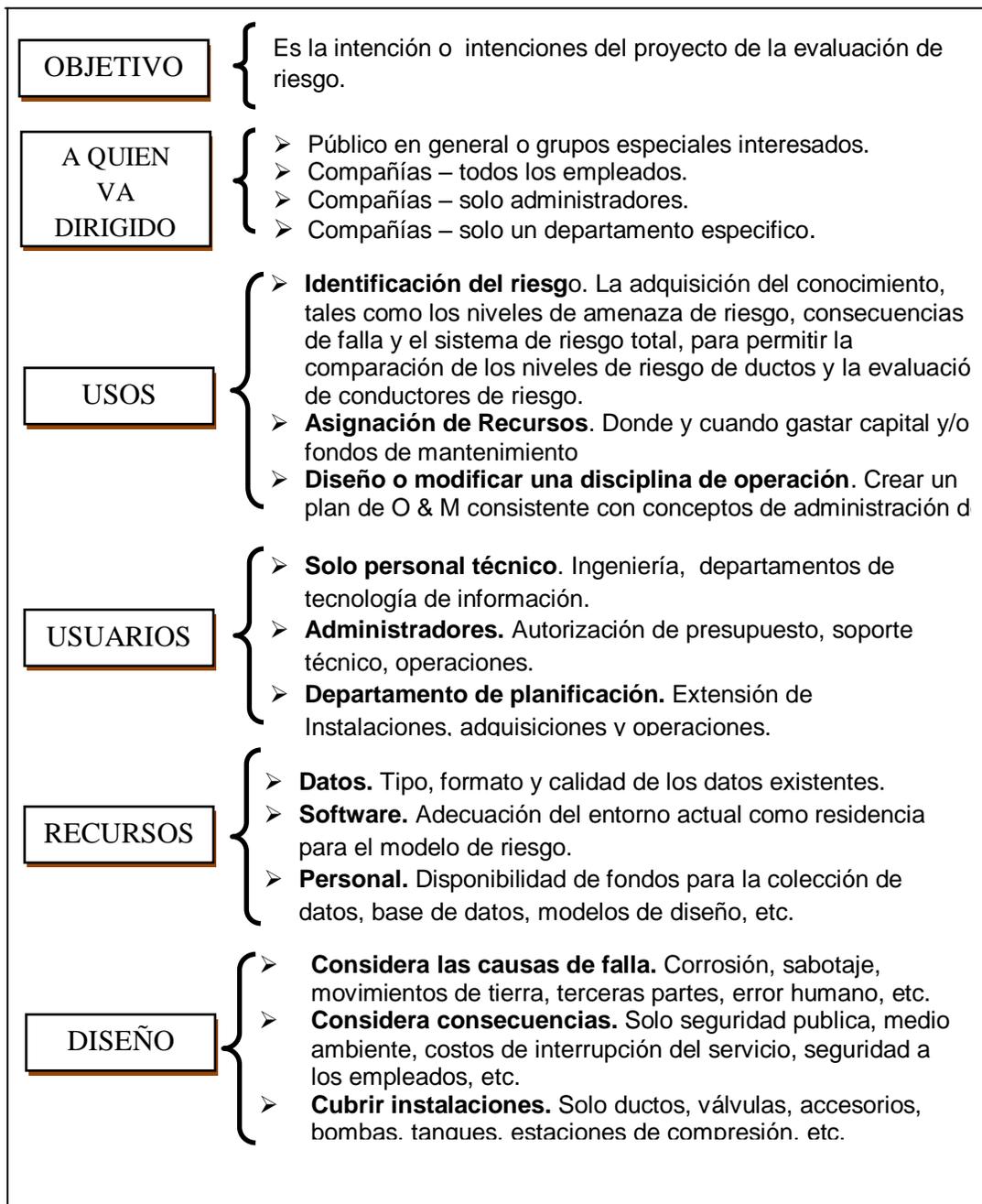


Figura 1.2 Plan de un sistema de evaluación de riesgos.

1.3.4 Etapas básicas para el desarrollo modelo de evaluación de riesgos en ductos.

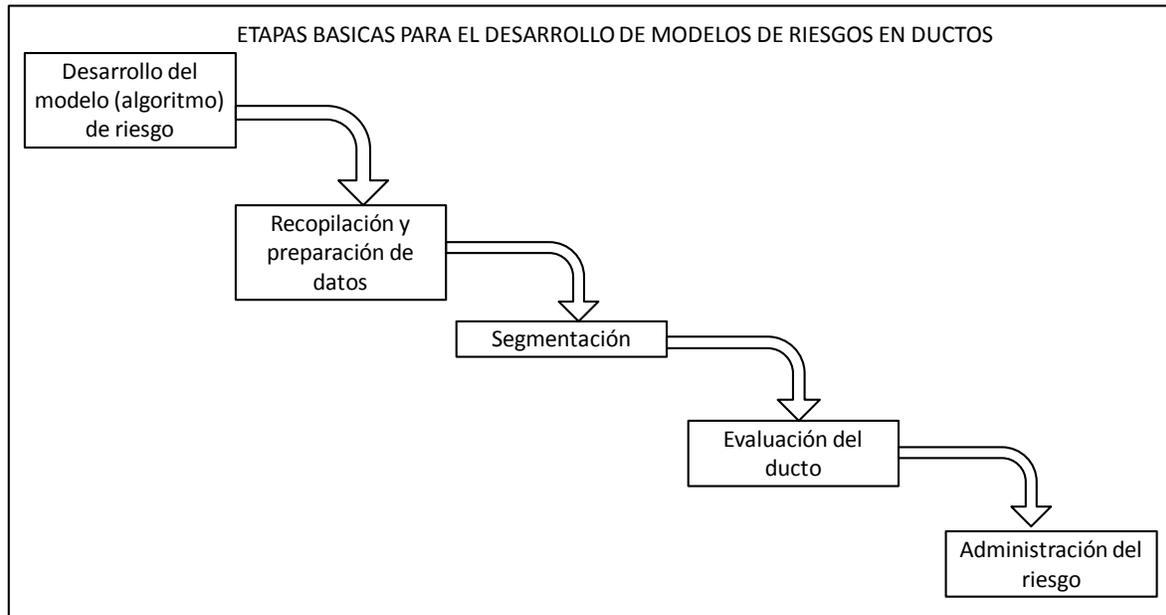


Figura 1.3 Etapas básicas para el desarrollo de modelos de riesgos en ductos.

Desarrollo del modelo (algoritmo) de riesgo. Un modelo de evaluación de riesgo debe cuantificar los riesgos, en un sentido relativo o absoluto, esto implica el desarrollo de un algoritmo(s) que de manera clara y ordenada que representen al riesgo permitiendo evaluarlo con ayuda de un método de evaluación de riesgo. (ver figura 1.3).

Recopilación y preparación de datos: Se debe recopilar todo lo que se conoce acerca del ducto (datos de: inspección, construcción, condiciones ambientales, historia de operación y mantenimiento, fallas pasadas, entre otras). La preparación de los datos es una actividad que da como resultado conjuntos de datos que están listos para ser leídos por el modelo de evaluación seleccionado.

Segmentación: Como un sistema de ducto no tiene el mismo riesgo a lo largo de toda su extensión, se recomienda dividirla en tramos con características similares de riesgo.

Evaluación del ducto: Con el ducto ya seccionado y la información disponibles, se aplica el modelo a cada tramo del segmento para medir los niveles de riesgo a lo largo de un ducto.

Administración del riesgo: En esta etapa se deben tomar decisiones, utilizando herramientas para optimizar la asignación de los recursos (materiales y humanos). Las actividades involucradas en este proceso son :

- Análisis de información.(graficas y tablas).
- Calculo de riesgos acumulados y sus tendencias.
- Creación de una estrategia de administración de riesgo.
- Identificación de proyectos de mitigación de riesgo.

1.4 La industria de los Hidrocarburos en México.

La industria del pretróleo es la más grande y la que más se puede extender de las industrias químicas de proceso. El impacto que tiene en la economía y en la vida no solo nacional si no mundial es enorme. Además de que es la más compleja, química y físicamente hablando, de todas las industrias químicas de procesos.

Petróleos Mexicanos (PEMEX), está conformada por cuatro subsidiarias (ver figura 1.4).

- Pemex Exploración y Producción (PEP)
- Pemex Refinación (PR)
- Pemex Gas y Petroquímica Básica (PGPB)
- Pemex Petroquímica (PPQ)

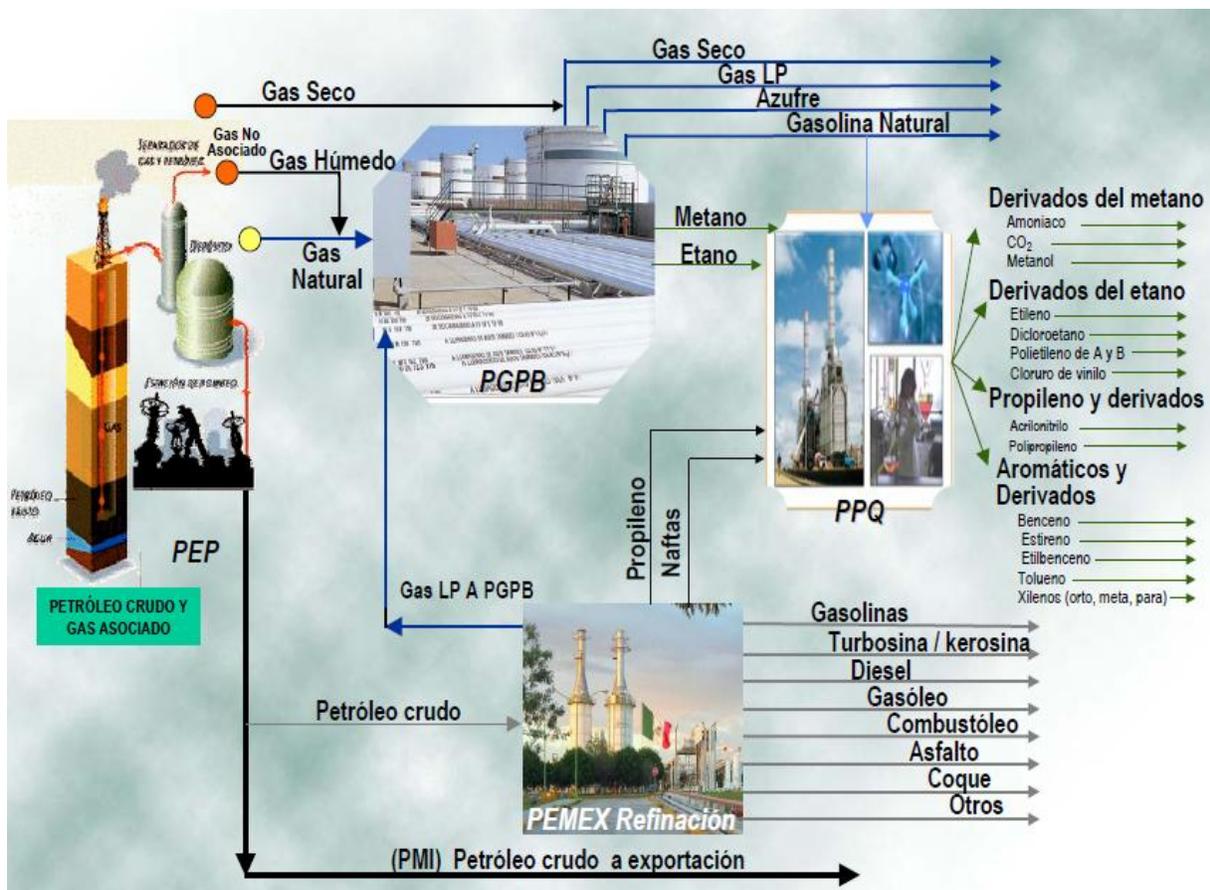


Figura 1.4 Subsidiarias de Pemex y sus principales productos.

Los principales productos con los que trabaja PEMEX son el petróleo y sus derivados, gas natural, gas licuado del petróleo y petroquímicos, transportándolos hacia los puntos de venta o almacenamiento mediante el sistema de transporte por ducto, carrotanques, autotanques y buquetanques.

1.5 Sistema de transporte, almacenamiento y distribución de hidrocarburos y derivados

El sistema de transporte, almacenamiento y distribución de hidrocarburos y derivados es parte total de la cadena de valor la cual genera, los 365 días del año riqueza y vida productiva a la nación (ver figura 1.5).

A diferencia de las refinerías y complejos procesadores, en donde las actividades están circunscritas a un área específica propiedad de petróleos mexicanos, la red de transporte y almacenamiento, se extiende por todo el territorio nacional, campos, bosques, selvas, desiertos, mares, playas, ríos, lagunas, poblaciones y ciudades, se convierten en el campo de operación de esta importante actividad, que permite el abasto oportuno y suficiente de hidrocarburos.



Figura 1.5 Mapa de red de distribución de PEMEX.



El sistema de transporte de hidrocarburos por ducto a cargo de Petróleos Mexicanos⁶ está conformado por 55331 kilómetros, para transporte y distribución de hidrocarburos líquidos y gaseosos. La antigüedad promedio de estos sistemas de transporte es de 30 años.

Este sistema de distribución está compuesto por 70 estaciones de compresión y 99 estaciones de bombeo, con una potencia total instalada de 3.6 millones de caballos de fuerza. Lo anterior, sin tomar en cuenta las capacidades de los equipos que se encuentran dentro de los centros de proceso y que no están a cargo de las áreas de transporte.

En el caso del transporte marítimo, por el cual se suministran 131 millones de barriles al año, se proveen los productos demandados, específicamente en aquellas zonas en donde por las condiciones geográficas y distancia entre los centros productores y de reparto, no se puede optar por los otros medios de distribución.

Para el abasto por vía marítima, actualmente se cuenta con 5 terminales marítimas, 10 residencias de operación portuaria y 20 buques en operación. De estos buques en servicio, 6 se tienen asignados al litoral del Golfo de México y 14 dedicados al movimiento de productos en el Pacífico.

La transportación terrestre, cuyo costo es el mayor de todos los medios, está conformada por 2,752 auto-tanques con una capacidad de arrastre de 247 mil barriles diarios, los que se utilizan para complementar el suministro de gasolinas, turbosinas, diesel, butano, combustóleo y otros, hacia las terminales que no cuentan con la entrega por ducto, así como a aquellas en donde el suministro por ducto no es suficiente.

Para el almacenamiento y su posterior reparto se cuenta con 77 terminales terrestres.

1.5.1 Sistema de ductos

El transporte de los hidrocarburos, y sus derivados por ducto, continúa siendo la opción más económica y segura para abastecer los mercados, por lo que PEMEX tiene que operar y mantener en condiciones óptimas un extenso y complejo sistema de ductos que transportan y distribuyen crudo, gas, productos refinados y petroquímicos en todo el territorio nacional.

El Sistema Nacional de Ductos representa la columna vertebral del aparato de distribución de Petróleos Mexicanos, al vincular los diferentes procesos productivos, de procesamiento, de distribución y de comercialización de sus productos. La adecuada administración, operación y mantenimiento de esta compleja red es fundamental para maximizar, en el largo plazo, el valor económico de la industria.

⁶ Intervención del Ing. Mario Nieto Garza, Subdirector de Distribución de Pemex Refinación, en el Foro de Debate sobre la Reforma Energética del Senado de la República, en la Ciudad de México, el día martes 17 de junio de 2008

El papel del transporte en la industria petrolera es considerable, en suma, el transporte de petróleo tiene dos momentos netamente definidos: el primero es el traslado de la materia prima desde los yacimientos hasta la refinería, donde finalmente será procesada para obtener los productos derivados; el siguiente momento es la distribución propiamente dicha, cuando los subproductos llegan hasta los centros de consumo.

Ducto. Instalación de recolección y/o transporte de hidrocarburos líquidos y gaseosos (ver figura 1.6).

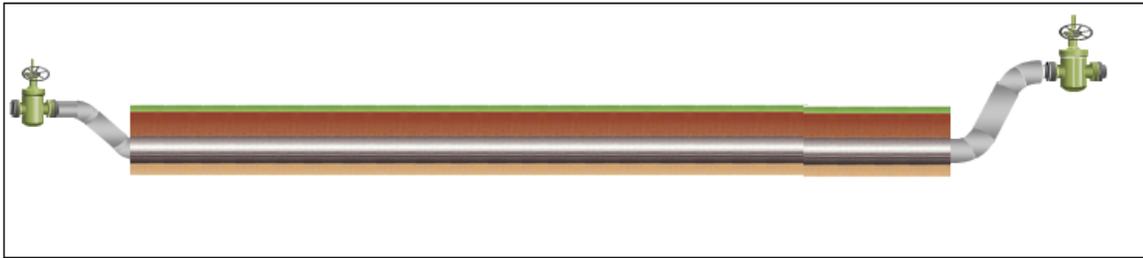


Figura 1.6 Esquema de un ducto

1.5.2 Clasificación del sistema de ductos

Sistemas de ductos. Los sistemas de ductos son aquellos que se emplean para transportar hidrocarburos, los cuales se clasifican en las siguientes categorías:

Ducto de recolección. Es el ducto que colecta aceite y/o gas y agua de los pozos productores para su envío a una batería o estación de separación.

Ducto de transporte. Es el ducto que conduce hidrocarburos en una fase o multifases, entre estaciones y/o plantas para su proceso, bombeo, compresión y almacenamiento. Incluye los ductos entre refinerías y terminales de almacenamiento y distribución y se les conoce de la siguiente manera:

Oleoductos. Los oleoductos troncales (o principales) son tuberías de acero cuyo diámetro puede medir hasta más de 40" y que se extienden a través de grandes distancias, desde los yacimientos hasta las refinerías o los puertos de embarque. Están generalmente enterrados y protegidos contra la corrosión mediante revestimientos especiales. El petróleo es impulsado a través de los oleoductos por estaciones de bombeo, controlados por medios electrónicos desde una estación central.

Gasoductos. Los gasoductos, en primer término, conducen el gas natural que puede producirse desde un yacimiento de gas libre o asociado a plantas separadoras y fraccionadoras.

Ducto en operación. Es el ducto que conduce hidrocarburos y se encuentra operando a una determinada presión interna e incluye aquellos ductos que contienen hidrocarburos.

Poliductos. Los poliductos son sistemas de ductos destinados al transporte de hidrocarburos o productos terminados. A diferencia de los oleoductos convencionales -dedicados exclusivamente al transporte de petróleo crudo-, los poliductos transportan una gran variedad de combustibles ya procesados en la refinería. (ver figura 1.7).

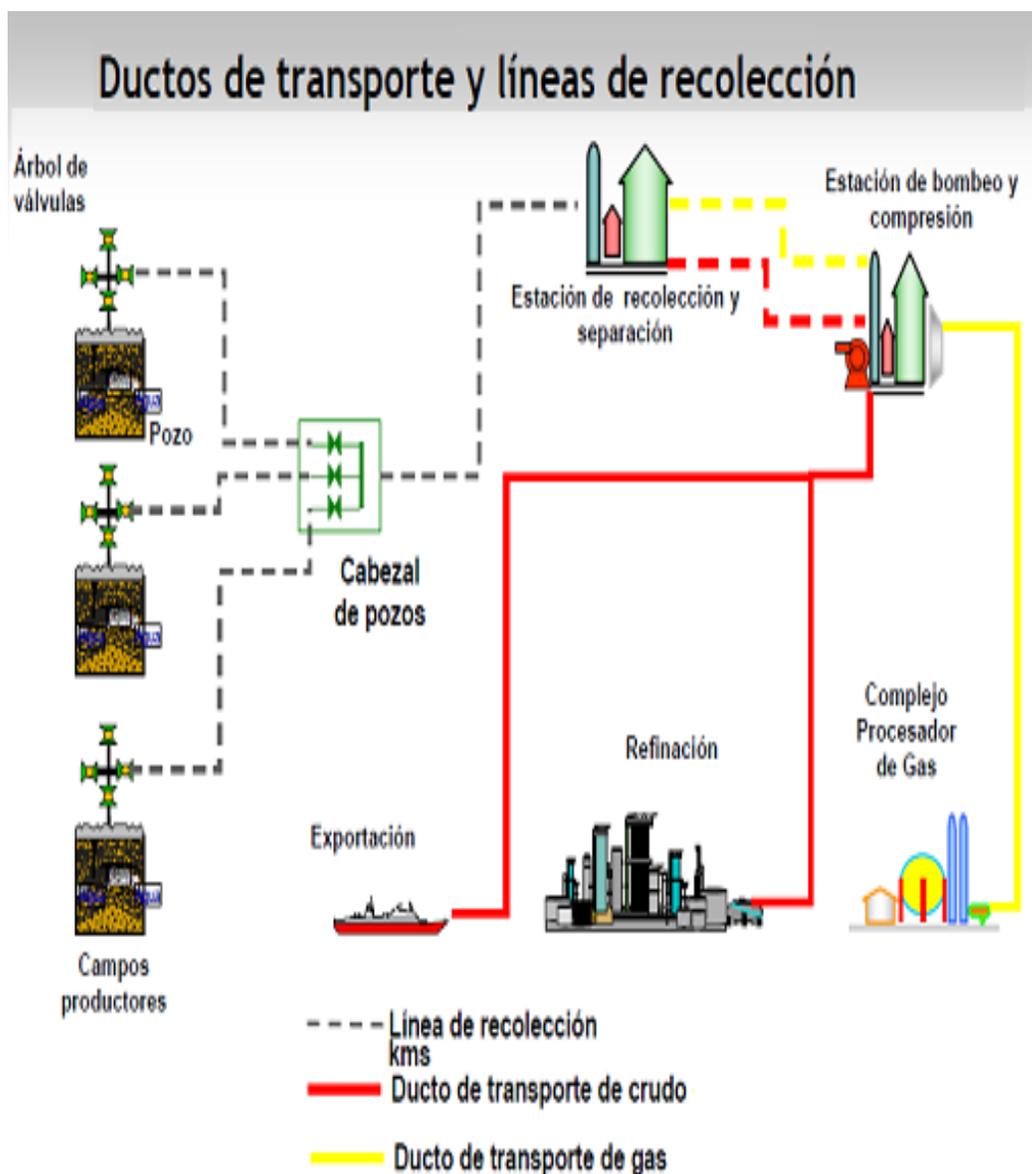


Figura 1.7 Esquema general de sistema de ductos de transporte.

1.6 Poliductos

El censo de la red de poliductos en operación está constituido por 8,040 kilómetros de ductos con diámetros entre cuatro y dieciocho pulgadas (ver figura 1.8)



Figura 1.8. Red de poliductos en operación en la república mexicana.

Los poliductos suministran productos destilados a 43 terminales de almacenamiento y distribución y dos terminales marítimas; asimismo, se transportan productos interrefinerías.

Los productos que se transportan son:

- Pemex Magna.
- Pemex Premium.
- Diesel.
- Turbosina.
- Crudo
- Combustóleo.
- Querosina.
- Gasóleos.
- Propileno.



De este modo y de manera más extensa podemos definir a un poliducto como: un sistema de tuberías o ductos destinado al transporte de hidrocarburos o productos terminados.

Sucede normalmente que un poliducto de grandes dimensiones transporte productos diferentes en distintos puntos de su recorrido, que son entregados en la terminal de recepción o en estaciones intermedias ubicadas a lo largo de la ruta.

Para esta operación se programan los envíos: las presiones y la velocidad de desplazamiento de cada producto son controladas por medio de centros de computación.

1.6.2 Red de Poliductos en operación en la República Mexicana

A continuación se enlistan los poliductos que se encuentra a lo largo de la República Mexicana (ver Tabla 1.1)

Tabla 1.1 Poliductos existentes en la Republica Mexicana

POLIDUCTOS		
Tramo	Diámetro	Longitud (km)
Añil- Cuernavaca	8"-6"	70.045
Azcapotzalco-Aeropuerto Cd, de México	8"	27.483
Azcapotzalco-TDA Satélite Norte	12"	15.041
Azcapotzalco-Añil	8"	30.878
Azcapotzalco-Añil	12"	30.893
Azcapotzalco-Barranca del Muerto	8"	20.483
Azcapotzalco-Barranca del Muerto	12"	20.530
Cadereyta Santa Catarina	18"	83.080
Cd. Juárez- Chihuahua	12"	344.100
CPQ. La Cangrejera- Minatitlán	8"	29.433
CPQ. La Cangrejera- Minatitlán	12"	29.433
Gómez palacio- Chihuahua	8"	433.550
Gómez palacio- Chihuahua	10"	432.612
El Paso- Cd. Juárez	8"	24.372
Guaymas - TDA CD. Obregón	12"	120.707
Guaymas - TDA CD. Hermosillo	8"	128.952
Madero- Cadereyta	12"-10"	486.305
Minatitlán- Villahermosa		
Ref. Minatitlán- TAD Villahermosa	12"	174.633
El Catañito- Dos Bocas (El Escribano)	16"	55.585
Minatitlán-México		
Ref. Minatitlán- Est. Maltrata	12"	338.516
T. Blanca (km 211+157)-TAD Tierra Blanca (1)	8"	1.400
T. Blanca (km 211+157)-TAD Tierra Blanca (2)	8"	1.400
Escamela (km303+336)-TAD Escamela	8"	0.020
Maltrata- Tepeaca	20"	74.114
Tepeaca- Est. San Martín Texmelucan	12"	59.363
Puebla (km 438+410)- TAD Puebla	8"	0.350
Est. San Martín Texmelucan- Nanacamilpa	20"	32.350
Nanacamilpa- Venta de Carpio	12"	54.275
Venta de Carpio- Azcapotzalco	16"	35.000



POLIDUCTOS		
Tramo	Diámetro	Longitud (km)
TAD Tierra Blanca- TAD Veracruz	8"	98.008
Minatitlán-Salina Cruz	16"	248.910
Minatitlán-Pajaritos	10"	24.372
Minatitlán-Pajaritos	12"	27.504
Progreso- Mérida	8"	37.332
Progreso- Mérida	10"	37.332
Querétaro - San Luis Potosí	10"	204.191
Rosarito- Ensenada	10"	74.500
Rosarito- Mexicali	10"-8"	147.800
Salamanca- Guadalajara		
Ref. Salamanca- TAD El Castillo	16"	235.587
TAD El Castillo- TDA Zapopan	12"	109.998
Degollado- Zamora	8"	44.222
Salamanca- Irapuato		
Ref. Salamanca - TAD Irapuato	10"	18.965
Ref. Salamanca - TAD Irapuato	10"	10.003
Ref. Salamanca - TAD Irapuato	10"	19.993
Ref. Salamanca - TAD Irapuato	10"	19.946
Salamanca- León	8"	93.615
Salamanca- Morelia	10"	93.443
Salamanca- Aguascalientes- Zacatecas	10"	320.044
Santa Catarina- Gómez Palacio	10"	
TAD Satélite- TDA Gómez Palacio	10"	321.502
Ojo Cliente- TAD Saltillo	8"	26.400
Santa Catarina- Gómez Palacio	14"	322.369
Santa Catarina- Monclova - Sabinas	10"	323.562
Topolobampo- Culiacán	10"	222.258
Tula- Azcapotzalco	12"	73.595
Tula- Azcapotzalco	16"	81.763
Tula- Pachuca	8"	66.376
Tula- Azcapotzalco	12"-14"-12"	239.501
Tula- Salamanca	16"	
Ref. Tula- Ref. Salamanca	16"	225.658
Querétaro- TAD Querétaro	10"	24.185
Arenal-TAD Celaya	8"	3.900
Tula-Toluca	16"	224.505
Tuxpan- Azcapotzalco		
T.M. Tuxpan- C.A.B. Poza Rica	24"	68.491
C.A.B. Poza Rica-Cima de Togo	18"	109.730
Cima de Togo- Azcapotzalco	14"	129.931
Tuxpan - Poza Rica		
T.M. Tuxpan- C.A.B. Poza Rica	8"	69.652
C.A.B. Poza Rica-Cima de Togo	8"	2.500
Tuxpan - Tula		
T.M. Tuxpan- C.A.B. Poza Rica	16"	66.929
C.A.B. Poza Rica-Cima de Togo	14"	112.909
Cima de Togo- Ref. Tula	14"	124.827
T.M.Guaymas		
T.M.Guaymas- TAD Guaymas	10"	0.780
T.M.Guaymas- TAD Guaymas	12"	0.780
T.M.Guaymas- TAD Guaymas	20"	0.780



POLIDUCTOS		
Tramo	Diámetro	Longitud (km)
T.M.Guaymas- TAD Guaymas	20"	0.780
T.M.Guaymas- TAD Guaymas	20"	0.780
Lázaro Cárdenas		
T.M. Lázaro Cárdenas- TAD Lázaro Cárdenas	6"	0.240
T.M. Lázaro Cárdenas- TAD Lázaro Cárdenas	12"	0.240
T.M. Lázaro Cárdenas- TAD Lázaro Cárdenas	14"	0.240
T.M. Lázaro Cárdenas- TAD Lázaro Cárdenas	18"	0.240
T.M. Lázaro Cárdenas- TAD Lázaro Cárdenas	18"	0.240
T.M. Lázaro Cárdenas- TAD Lázaro Cárdenas	6"	2.800
TAD Lázaro Cárdenas- Agroindustrias	6"	2.200
T.M. Lerma		
Cabezal de Playa Lerma- TAD Campeche	8"	0.890
Cabezal de Playa Lerma- TAD Campeche	8"	0.890
Cabezal de Playa Lerma- TAD Campeche	8"	0.890
Cabezal de Playa Lerma- TAD Campeche	8"	0.890
Cabezal de Playa Lerma- TAD Campeche	8"	0.890
T.M- Manzanillo- TAD Manzanillo		
T.M- Manzanillo- TAD Manzanillo	24"	5.820
T.M- Manzanillo- TAD Manzanillo	24"	5.595
T.M. Mazatlán- La Esperanza		
T.M. Mazatlán- La Esperanza	8"	7.000
T.M. Mazatlán- La Esperanza	12"	7.000
T.M. Mazatlán- La Esperanza	14"	7.307
T.M. Mazatlán- La Esperanza	16"	7.287
T.M. Mazatlán- La Esperanza	20"	7.337
T.M. Topolobampo		
T.M. Topolobampo- TAD Topolobampo	6"	1.800
T.M. Topolobampo- TAD Topolobampo	16"	1.800
T.M. Topolobampo- TAD Topolobampo	18"	1.800
T.M. Progreso		
Cabezal Playa Progreso- TAD Progreso	14"	3.891
Cabezal Playa Progreso- TAD Progreso	14"	3.890
Cabezal Playa Progreso- TAD Progreso	16"	3.886
Progreso- C.F.E.- TAD Progreso	12"-8"-6"	0.650
T.M. Veracruz- TAD Veracruz		
TAD Veracruz- Bajos de la Gallega	10"	0.200
TAD Veracruz- Bajos de la Gallega	10"	0.200
TAD Veracruz- Bajos de la Gallega	10"	0.200
T.M. Veracruz- TAD El Sardinero	18"-12"	3.370
T.M. Veracruz- TAD El Sardinero	12"-8"	3.370
T.M. Veracruz- TAD El Sardinero	12"-8"	3.370
TAD El Sardinero- Muelle Recinto Fiscal	10"-8"	1.500
TAD El Sardinero- Muelle Recinto Fiscal	8"-6"	1.500
T.M. Rosarito- TAD Rosarito		
Amarradero I Rosarito- TAD Rosarito	16"	0.150
Pié de Playa Rosarito- TAD Rosarito	24"	3.500
Pié de Playa Rosarito- TAD Rosarito	24"	3.500
T.M. Salina Cruz		
Ref. Salina Cruz- T.M. Salina Cruz	20"	13.756
Ref. Salina Cruz- Cab de playa Salina Cruz	24"	13.455
Ref. Salina Cruz- Cab de playa Salina Cruz	24"	13.455

POLIDUCTOS		
Tramo	Diámetro	Longitud (km)
Ref. Salina Cruz- Cab de playa Salina Cruz	24"	13.455
Ref. Salina Cruz- TAD Salina Cruz	8"	2.720
Ref. Salina Cruz- TAD Salina Cruz	8"	2.720
Ref. Salina Cruz- TAD Salina Cruz	8"	2.720
Ref. Salina Cruz- TAD Salina Cruz	8"	2.720
Ref. Salina Cruz- TAD Salina Cruz	8"	2.720
Ref. Salina Cruz- TAD Salina Cruz	10"	2.720

A continuación para ejemplificar, se describen algunos poliductos mencionados en la tabla anterior:

1.6.1.1 Poliducto Minatitlán-México

El poliducto Minatitlán - México parte de la Refinería Lázaro Cárdenas del Río localizada en Minatitlán, Veracruz (ver figura 1.9), abastece de Pemex Magna y Pemex Diesel, a las TAD de Tierra Blanca, Veracruz, Escámela, Puebla y Azcapotzalco, D.F.

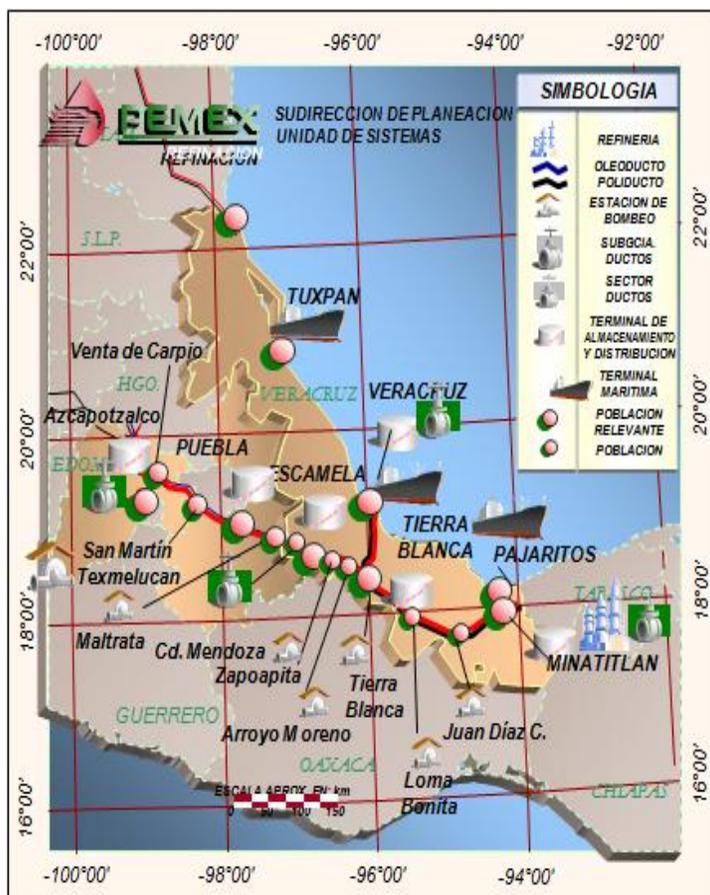


Figura 1.9. Poliducto Minatitlán-México

1.6.1.2 Poliducto Madero-Cadereyta

El Poliducto Madero - Cadereyta se encuentra ubicado en los estados de Tamaulipas y Nuevo León fue construido en el año de 1958 (ver figura 1.10), va desde la Refinería de Cd. Madero hasta la Refinería de Cadereyta, opera con Pemex Magna, Pemex Diesel, alquilado y gasolina Premium.

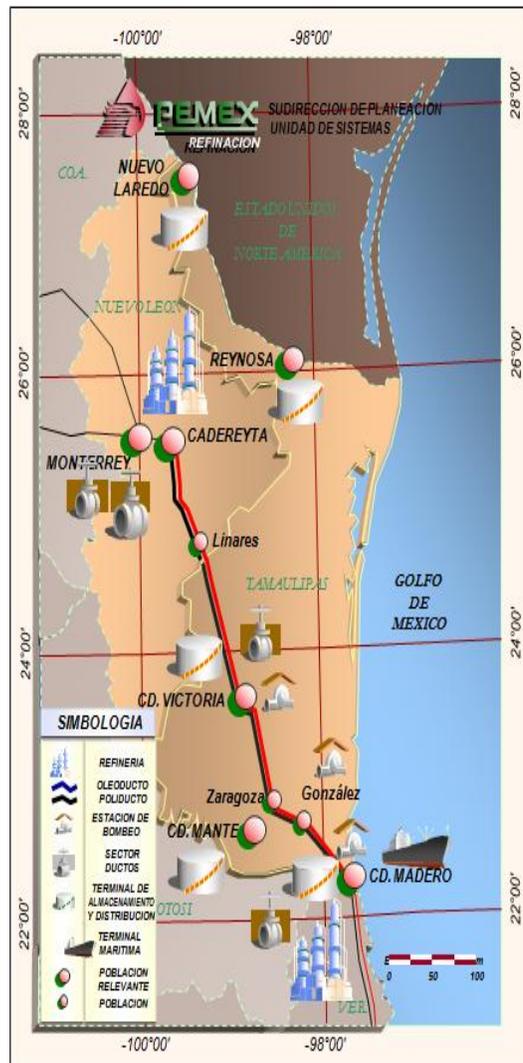


Figura 1.10. Poliducto Madero-Cadereyta.

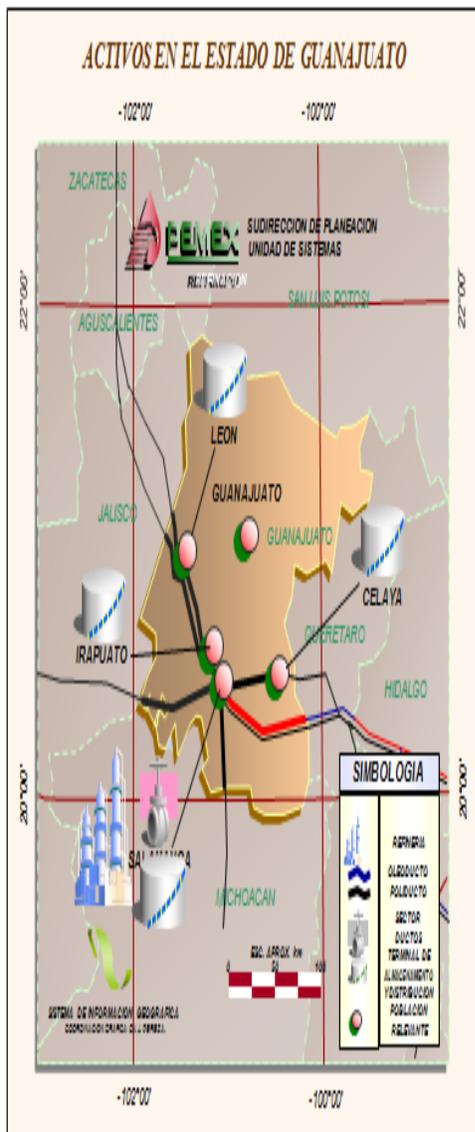


Figura 1.11 Poliducto Salamanca-Tula.

1.6.1.3 Poliducto Salamanca – Tula

El poliducto está ubicado en los estados de Hidalgo, Querétaro y Guanajuato, parte de la Refinería de Salamanca y abastece de Pemex Diesel a la Refinería de Tula (ver figura 1.11).

Tiene un diámetro de 12-14-12” y una longitud de 205.969 kilómetros.

1.6.1.3 Poliducto Tuxpan- Poza Rica-Tula

El poliducto Tuxpan-Poza Rica-Tula se encuentra ubicado en los estados de Veracruz, Puebla e Hidalgo (ver figura 1.12).Transporta los productos de importación que se reciben en la terminal marítima de Tuxpan y que se utilizan como componentes de gasolinas en la Refinería Miguel Hidalgo en Tula, Hidalgo, opera con Pemex Magna, Pemex Diesel, alquilado y gasolina Premium.

Tiene 304.7 kilómetros de longitud, dividido en tres tramos:

- El primer tramo Tuxpan-Poza Rica tiene 16” de diámetro y 66.929 kilómetros de longitud, cuenta con 4 trampas para diablos y 6 válvulas de seccionamiento.

- El segundo tramo Poza Rica-Cima de Togo tiene 14” de diámetro y 112.909 kilómetros de longitud, cuenta con 8 trampas para diablos y 10 válvulas de seccionamiento.

- El tercer tramo Cima de Togo-Tula tiene 14” de diámetro y 124.827 kilómetros de longitud, cuenta con 4 trampas para diablos y 6 válvulas de seccionamiento.

El poliducto tiene estaciones de bombeo en Tuxpan, Poza Rica, La Ceiba, Zoquital, Catalina y en Cima de Togo.

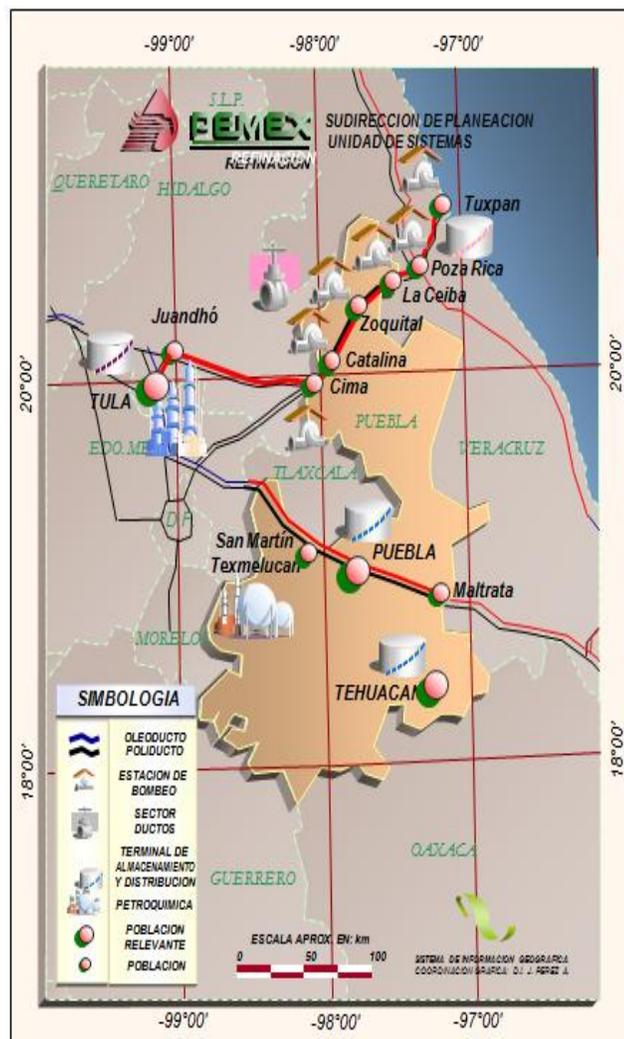


Figura 1.12. Poliducto Tuxpan-Poza Rica-Tula.

1.6.1.4 Poliducto Salamanca –Aguascalientes - Zacatecas

El poliducto Salamanca-Aguascalientes-Zacatecas parte de la Refinería de Salamanca y abastece de gasolina Pemex Magna y de Pemex Diesel a las TAD de Aguascalientes y Zacatecas (ver figura 1.13)

Tiene 357.246 kilómetros de longitud, dividida en tres tramos:

- El tramo Salamanca-Vista Alegre tiene un diámetro de 10", una longitud de 194.980 kilómetros y capacidad para transportar hasta 24,000 b/d.
- El tramo Vista Alegre-Aguascalientes fue construido en 1984, tiene un diámetro de 8", una longitud de 20 kilómetros y capacidad para transportar hasta 20,000 b/d. Este tramo se encuentra fuera de operación al reubicarse la terminal de Aguascalientes en la localidad de Peñuelas.
- En Vista Alegre se tiene una estación de compresión; de allí se envían los productos a Zacatecas por el tramo Vista Alegre-Zacatecas de 12" de diámetro y 142.266 kilómetros de longitud, con capacidad para transportar hasta 20,000 b/d.

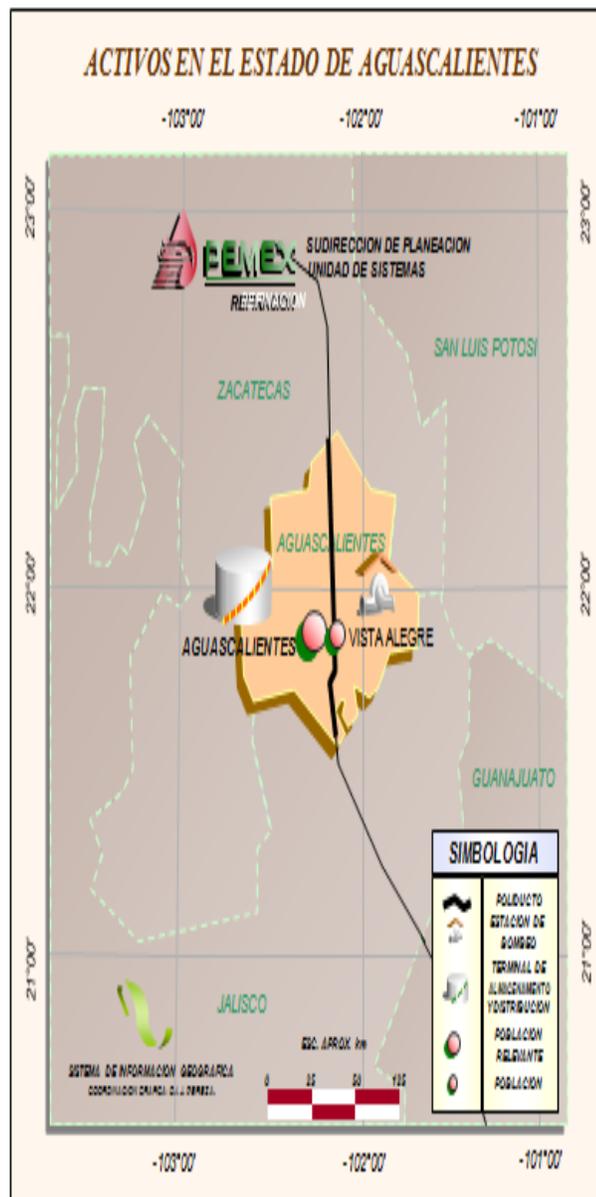


Figura 1.13 Poliducto Salamanca-Aguascalientes-Zacatecas.

1.6.1.5 Poliducto Satélite-Monclova-Sabinas

Ubicado en los estados de Nuevo León y Coahuila (ver figura 1.14) sale de la TAD de Santa Catarina y abastece de gasolina Pemex Magna, de gasolina Pemex Premium, de Pemex Diesel, a las terminales de Monclova y Sabinas, Coahuila.

Tiene un diámetro de 10" y una longitud de 295.7 kilómetros divididos en dos tramos:

- El primer tramo Satélite- Monclova fue construido en 1986, tiene un diámetro de 10", 213.700 kilómetros de longitud y cuenta con 7 trampas para diablos y 9 válvulas.
- El segundo tramo Monclova- Sabinas fue construido en 1989, tiene 10" de diámetro, 82 kilómetros de longitud y cuenta con 3 trampas para diablos y 4 válvulas.

Tiene una estación de bombeo en Monclova. Su capacidad le permite transportar hasta 24,000 b/d.

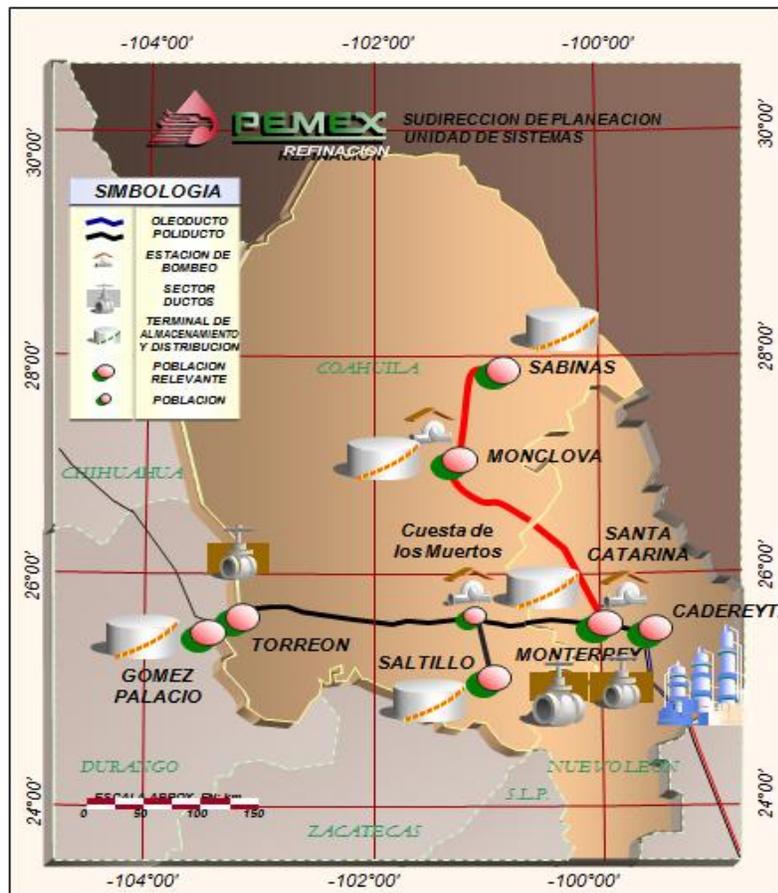


Figura 1.14. Poliducto Satélite-Monclova-Sabinas.

1.6.1.6 Poliductos Tula-Azcapotzalco de 12" y 16"

El poliducto Tula-Azcapotzalco de 12" y 16" de diámetro están ubicados en los estados de Hidalgo, México y el Distrito Federal (ver figura 1.15)

- El poliducto Tula-Azcapotzalco de 12" de diámetro tiene una longitud de 73.595 kilómetros y fue construido en el año de 1972 y abastece a la TAD 18 de Marzo en Azcapotzalco.
- El poliducto Tula-Azcapotzalco de 16" de diámetro tiene una longitud de 81.763 kilómetros y fue construido en el año de 1972. Abastece a las TAD Satélite Norte en San Juan Ixhuatepec y 18 de Marzo en Azcapotzalco.

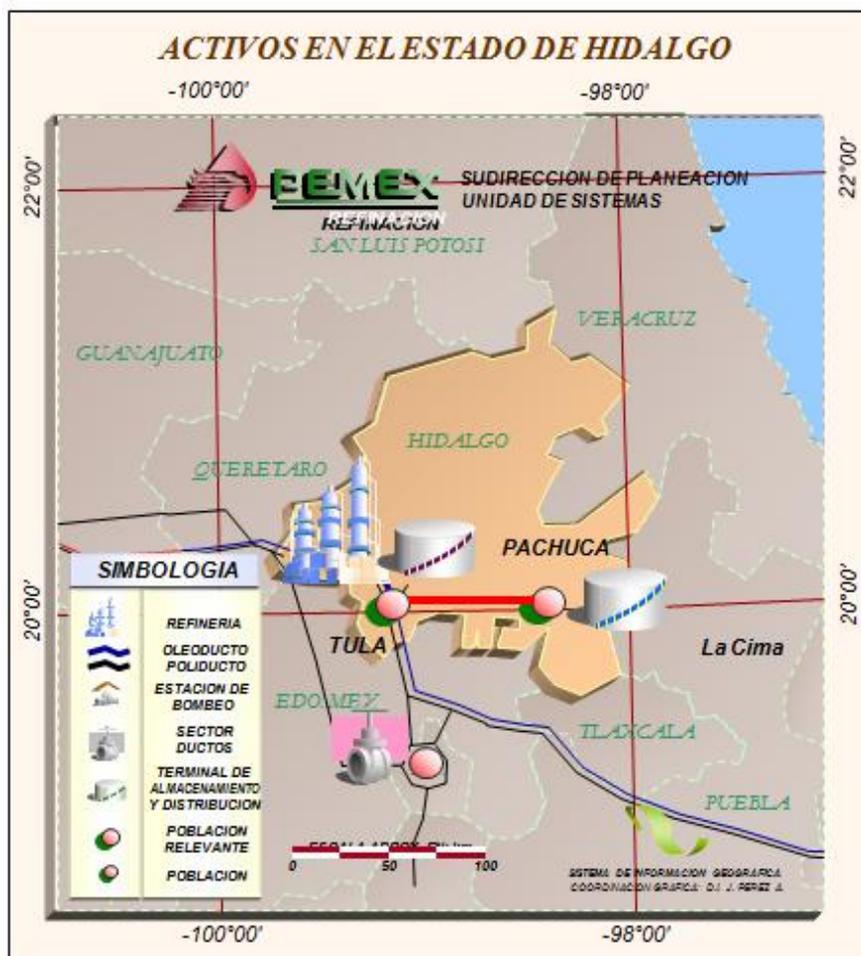


Figura 1.15. Poliducto Tula-Pachuca y Tula-Azcapotzalco de 12" y 16".



CAPÍTULO 2

EVALUACIÓN Y ADMINISTRACIÓN DE RIESGOS

El siguiente capítulo describe con mayor detalle la importancia de la evaluación, así como conocer las metodologías y modelos de evaluación de riesgos. Además de su importancia de estas en la evaluación de riesgos.



Como podemos observar en el capítulo anterior, los sistemas de poliductos se extiende por gran parte del territorio nacional y atraviesa campos, bosques, selvas, desiertos, zonas urbanas incluso zonas agrícolas de ahí que la seguridad en la operación de estos sistemas sea de suma importancia por lo que es necesario la evaluación y la administración del riesgo en ellos.

2.1 Evaluación de riesgos.

La evaluación de riesgos es un proceso de análisis sistemático, que permite conocer los riesgos y poder administrarlos. Es un proceso de medición y la herramienta para realizar esta medición es un modelo de riesgos, el cual debe considerar todos los eventos posibles que constituyan un peligro.

La naturaleza dinámica del riesgo consiste en los eventos adversos que pueden suceder, cuál sería la probabilidad de que estos eventos ocurriesen y que tan severas pudieran ser las consecuencias, además de que existe la posibilidad de que estos riesgos pueden incrementarse con el paso del tiempo.

En otras palabras el riesgo significa la probabilidad de que un evento pueda causar una pérdida o un daño, matemáticamente se expresa de la siguiente manera¹:

$$\text{ROF} = \text{LOF} \times \text{COF}$$

$$\text{Riesgo} = \text{Probabilidad de Falla} \times \text{Consecuencia de Falla}$$

donde:

ROF = Riesgo de falla.

LOF = Probabilidad de falla.

COF = Consecuencia de falla.

Desde el punto de vista de las actividades industriales, los riesgos pueden identificarse en tres categorías²:

Riesgos convencionales: Relacionados con la actividad y el equipo existentes en cualquier sector.

Riesgos específicos: Asociados a la utilización o manipulación de productos que, por su naturaleza, pueden causar daños.

¹ W. Kent Muhlbauer Pipeline Risk “Management Manual”, Tercera edición, E.U.A. 2002.

² González Evaristo, Evaluación de riesgo de procesos en la torre despropanizadora en una planta de FCC, UNAM, 2003.



Riesgos mayores: Relacionados con accidentes y situaciones excepcionales. Sus consecuencias pueden presentar una especial gravedad ya que la rápida expulsión de productos peligrosos o de energía podría afectar áreas considerables.

2.1.1 Importancia de la evaluación de riesgos.

La importancia de la evaluación de riesgos consiste en la utilidad y beneficios obtenidos, algunos son:

- Cumplir con requisitos normativos.
- Identificación sistemática de peligros potenciales, el riesgo puede ser engendrado por peligros que se pueden agrupar en tres categorías:
 - Peligros naturales (inundaciones, sismos, huracanes, etc.)
 - Peligros tecnológicos (instalaciones industriales, estructuras, sistemas de transporte, productos, etc.)
 - Peligros sociales (terrorismo, sabotaje, ataque armado, robo, bloqueo de instalación, etc.)
- Identificación sistemática de maneras en las que se pueden presentar fallas, determinando:
 - Los riesgos que se presentan.
 - Los efectos adversos que pueden presentar estos riesgos.
 - La posibilidad de que se presenten estos eventos.
 - La severidad de las consecuencias en caso de suceder el evento.
- Evaluación cuantitativa del riesgo o estimación del rango de los riesgos, esto permite determinar la magnitud del riesgo.
- Identificación de los mayores contribuyentes al riesgo y puntos débiles de un sistema y establecer estrategias para su manejo:
 - Mejor entendimiento de sistemas e instalaciones.
 - Comparación del riesgo entre tecnologías y sistemas alternativos.
 - Identificación y comunicación de riesgos e incertidumbres.
 - Ayuda en la revisión de programas de mantenimiento e inspección.
 - Elaboración o actualización de planes de respuesta a emergencias.
- Ayuda en el establecimiento de prioridades para la toma de decisiones proporcionando información objetiva acerca de:
 - El nivel de daño o lesión a la población y los grupos de riesgo asociados.
 - El nivel de daño a la propiedad, daño a maquinaria y equipos, instrumentos, instalaciones industriales, casas y comercios.
 - El nivel de daño al ambiente, contaminación del aire, suelo y agua.
- Ayuda en establecer las estrategias de prevención y las medidas de mitigación.
 - La evaluación de un riesgo es considerada por los expertos como un instrumento de mucho valor para asegurarse que la toma de decisiones esté basada en la mejor ciencia disponible, para ayudar a que los recursos económicos y humanos sean dirigidos hacia la atención de los peligros más significativos, aplicando programas y acciones de reducción de riesgos que sean costo efectivo.

2.2 Proceso de la evaluación de riesgos.

Un proceso de evaluación de riesgos consiste en la aplicación sistemática de normas de administración del riesgo y procedimientos a las tareas de identificar, evaluar y administrar el riesgo, a través del uso de métodos de evaluación (ver figura 2.3).

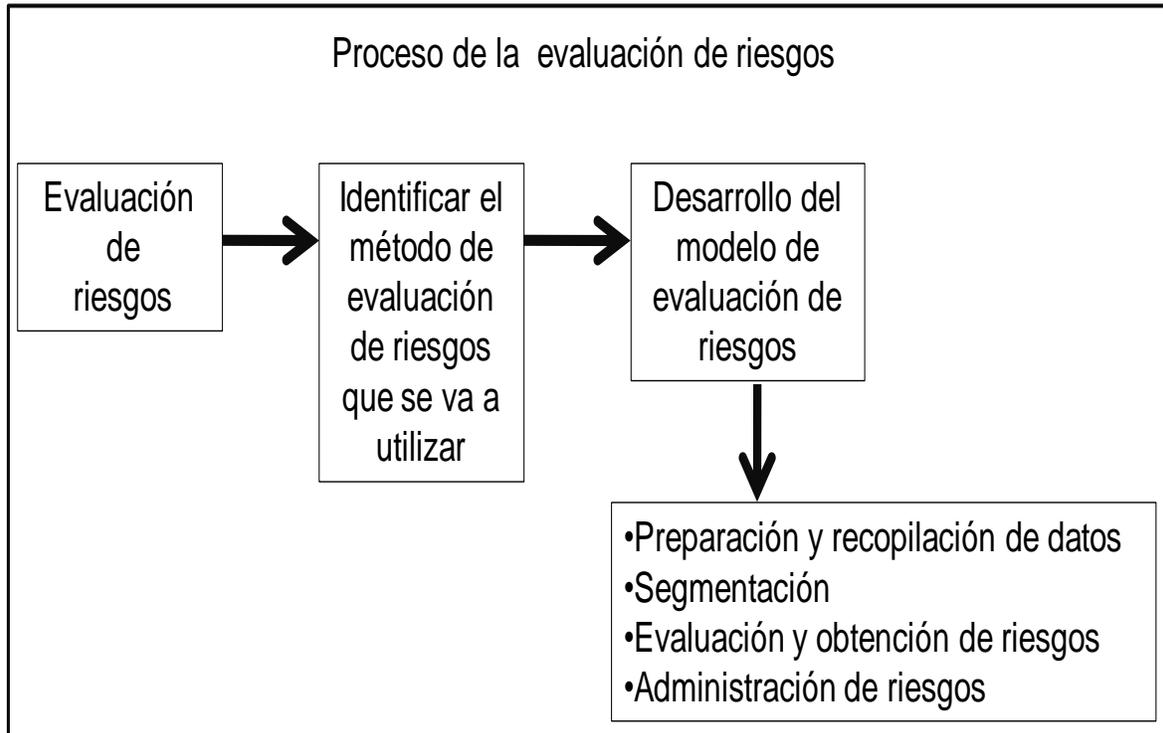


Figura 2.3 Proceso de la evaluación de riesgos de riesgos.

2.2.1 Métodos de evaluación de riesgo.

La evaluación de riesgos es una serie de métodos que pueden ser utilizados para atender posibles eventos no deseados o desviaciones de un proceso en el cual existe un peligro inherente.

En la evaluación del riesgo se deben considerar los eventos iniciadores, la secuencia de eventos que son de interés, errores humanos, fallas de equipos, cualquier dispositivo de mitigación, así como el tipo y la frecuencia de las posibles consecuencias no deseadas para obtener una medida del riesgo analizado.

Los métodos usados en la evaluación del riesgo son a menudo cuantitativos aunque el grado de detalle requerido depende de la aplicación particular (ver figura 2.4).

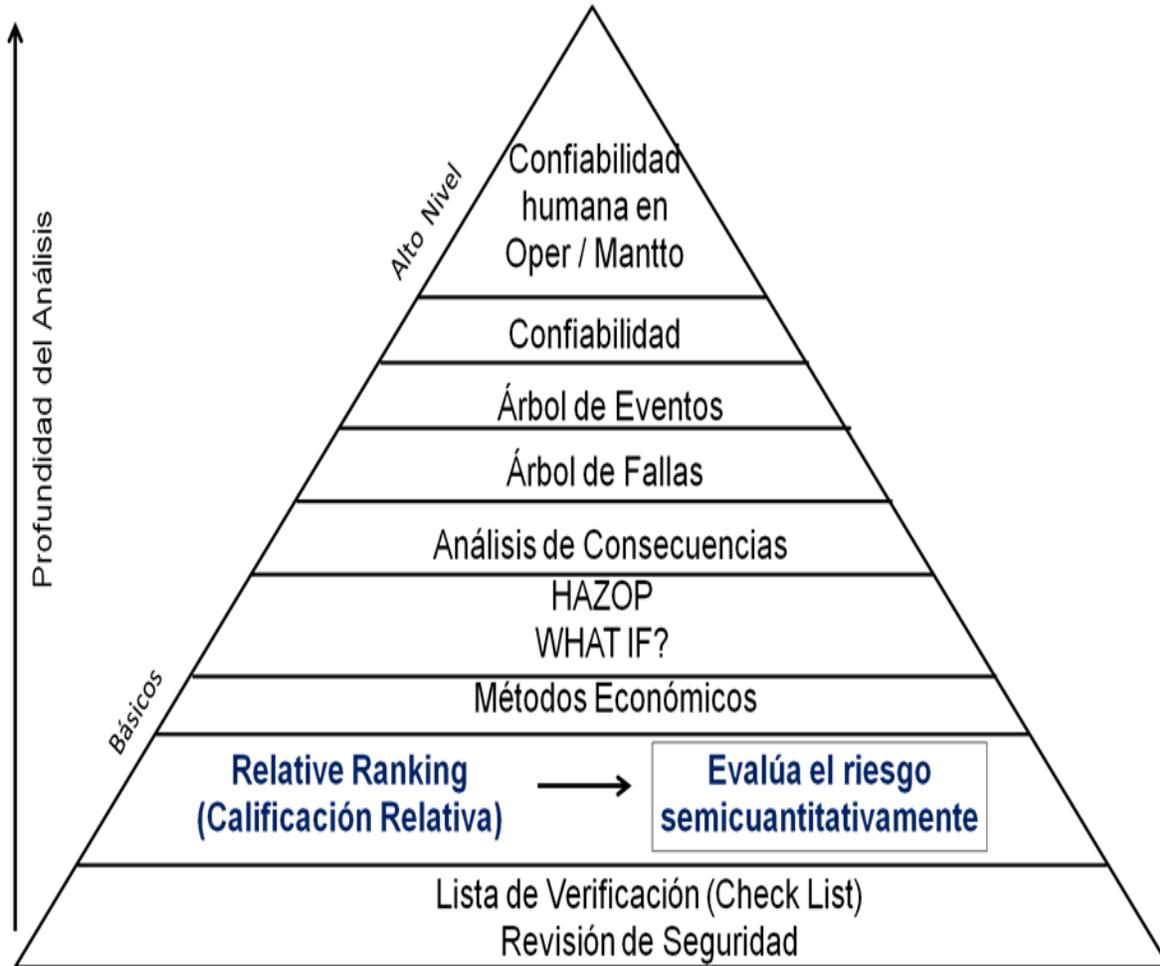


Figura 2.4 Métodos de evaluación de riesgos.

2.2.1.1 Descripción del Relative Ranking.

Relative Ranking conocido también como Calificación Relativa o Ranking Relativo se identifica como uno de los once métodos de análisis de riesgos usados habitualmente en la industria química³.

Además de ser reconocido como el método más aceptados para la evaluación de riesgos en ductos de recolección y transporte de hidrocarburos y usado actualmente por PEMEX para las evaluaciones de riesgos en ductos; lo definen como:

“Método de Evaluación Relativa.- Basado en el conocimiento detallado de un ducto específico y en una mayor cantidad de datos, este método desarrolla modelos de riesgo dirigidos a conocer los peligros que han impactado históricamente la operación del ducto. Identifican y evalúan los mayores peligros y consecuencias relevantes que el ducto ha tenido en el pasado. Se considera un modelo de riesgo

³ Guía de Procedimientos para el Análisis del Riesgo” de la División Battelle Columbus del Instituto Americano de Ingenieros Químicos, Ed. 1985

relativo porque los resultados se comparan con valores obtenidos del mismo modelo. Este método es más complejo y requiere datos más específicos que el método de evaluación de expertos.”⁴

Este es un método semicuantitativo que identifica factores globales de potencial de riesgo, evalúa su probabilidad de ocurrencia y describe su magnitud por medio de calificaciones relativas, dándole un peso relativo a cada uno de los factores de probabilidad de falla (LOF) y de consecuencia de falla (COF), estos pesos relativos asignados para cada factor, reflejan el nivel de importancia que tienen en la evaluación de riesgo y cuyo valor permite evaluar los impactos potenciales, tanto en las actividades de diseño, construcción, operación y seguridad.⁵

El objetivo de este método es el proporcionar una medida relativa de riesgo para el sistema a analizar.

2.2.2 Etapas para el desarrollo del modelo de evaluación de riesgos en ductos.

Los métodos de evaluación de riesgos se sustentan en un modelo, los cuales para el caso específico de los ductos de transporte se basan en lo descrito en la siguiente figura:

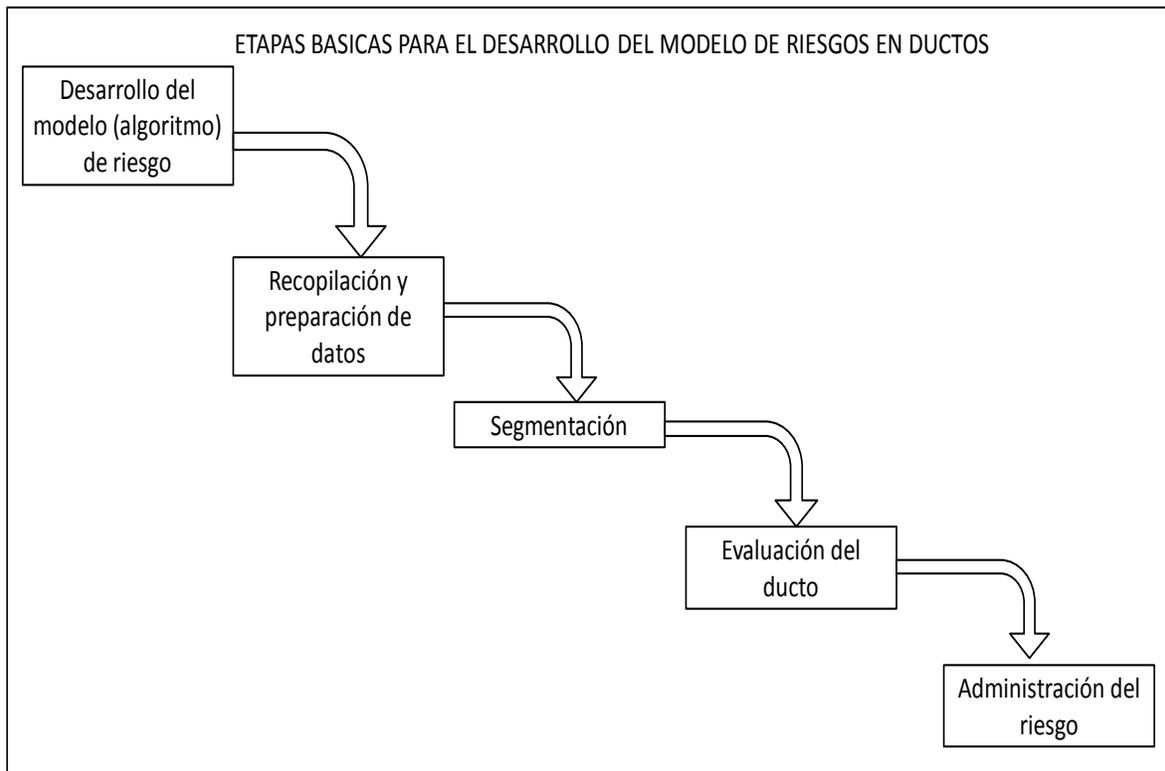


Figura 2.5 Etapas básicas del modelo de evaluación de riesgos.

⁴ NOM-027-SESH-2009 “Administración de la integridad de ductos de recolección y transporte de hidrocarburos”

⁵ W. Kent Muhlbauer Pipeline Risk “Management Manual”, Tercera Edición, E.U.A. 2002.

2.2.2.1 Desarrollo de Modelo de evaluación de riesgo.

Entendiendo que un modelo de evaluación de riesgo es un conjunto de algoritmos o reglas que usan los datos y la información disponible para medir los niveles de riesgo a lo largo de un ducto. Se manifiestan en factores de experiencia y juicios técnicos que están basados en observaciones pasadas y razonamientos intuitivos.

Aunque no siempre aparente, desde los más simples hasta los más complejos modelos todos hacen uso de la teoría de la probabilidad y estadística ya que nadie puede establecer donde o cuando la falla de un ducto va a ocurrir. Sin embargo, los mecanismos de fracaso más probables, las posiciones, y las frecuencias pueden ser estimados a fin de enfocar esfuerzos de riesgo.

Existen dos posibles escenarios para iniciar una evaluación de riesgo sin importar el tipo de método a utilizar para este (ver figura 2.6)

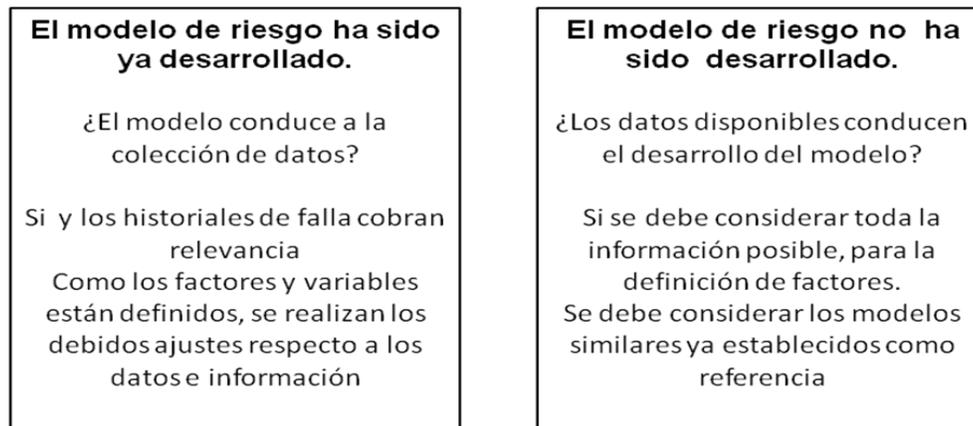


Figura 2.6 Escenarios para la evaluación de riesgo

El objetivo principal del modelo de evaluación de riesgo es cuantificar los riesgos, en un sentido relativo o absoluto (ver tabla 2.1).

Tabla 2.1 Diferencias entre riesgo relativo y absoluto

Riesgo absoluto	Riesgo Relativo
Mide la incidencia del daño en la población total.	Compara la frecuencia con que ocurre el daño entre los que tienen el factor de riesgo y los que no lo tienen.
Estadísticas de fatalidad.	Incapacidad de proporcionar directamente predicciones de falla.
Comparabilidad con otros tipos de riesgo	Facilidades de uso y personalización para el riesgo específico estudiado.
Se convierte en más manejable y comprensible por relaciones matemáticas simples	Se calibra con algunos números absolutos.



Existen tres tipos de modelos de evaluación de riesgos.

- **Modelos de matriz.**

Es una de las estructuras de evaluación de riesgo más simples tomada para el análisis de decisión, clasifica los riesgos de ductos de acuerdo a la probabilidad y sus consecuencias de falla.

- **Modelos probabilísticos.**

Llamado en algunas ocasiones evaluación de riesgo probabilística, evaluación de riesgo cuantitativa o evaluación de riesgo numérica. Y sus características son las siguientes:

- Son los modelos más rigurosos y complejos de evaluación de riesgos.
- Implica técnicas matemáticas y estadísticas, basadas sobre un historial de fallas y análisis de árbol de eventos/ árbol crítico.
- Estos modelos son mucho más costosos y elaborados que otras evaluaciones de riesgo.
- Modelo aplicado a cualquier proceso que implica mucha incertidumbre.

- **Modelos de índices.**

Aquí se incluyen factores de reducción de riesgo y factores de incremento de riesgo (variables). Los pesos relativos al riesgo son asignados para cada variable y reflejan la importancia de las variables en la evaluación de riesgo. Este modelo es basado sobre estadísticas cuando están disponibles y juicios técnicos cuando los datos no están disponibles.

Este modelo es principalmente atractivo por:

- Provee respuestas inmediatas.
- Es de bajo costo.
- Es comprensible.
- Actúa como una herramienta de soporte para el modelado de la asignación de recursos.
- Identifica oportunidades de mitigación de riesgo.

2.2.2.2 Recopilación y preparación de datos.

Los datos y la información son esenciales para una buena evaluación de riesgos. Se debe recopilar todo lo que se conoce acerca del ducto (datos de seguridad, diseño, mantenimiento y operación).

La preparación de los datos es una actividad que da como resultado conjuntos de datos que están listos para ser leídos por el modelo de evaluación seleccionado. Los datos son la suma del conocimiento acerca de una sección de la tubería: todo lo que

sabe de ella (cuando fue construida, la forma en que se construyó, cómo se opera, frecuencia de falla, en qué condición se encuentra actualmente).
Todos estos datos deben ser recolectados con gran detalle

Usando un modelo de riesgo, esta recolección de datos se transforma en una representación de riesgo.

2.2.2.3 Segmentación.

Como un ducto no tiene el mismo riesgo a lo largo de toda su extensión, la segmentación del ducto en tramos es esencial, esta simplifica la localización e identificación de los riesgos que afectan al ducto.

2.2.2.3.1 Tipos de segmentación.

El tipo de segmentación a usar en la evaluación del riesgo, puede definir la exactitud que se espera de esta (ver figura 2.7).

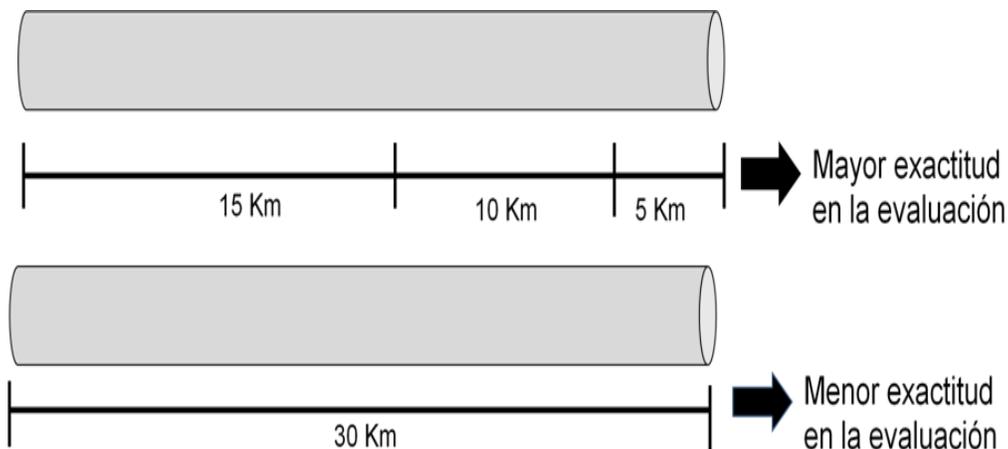


Figura 2.7 Tipos de segmentación

Segmentación de longitud fija. Un método de seccionamiento de longitud fija. Esta segmentación permite obtener más exactitud en la evaluación de riesgos (ver figura 2.8), se basa en reglas tales como:

- Segmentar cada kilómetro.
- Segmentar entre estaciones de bombeo.
- Segmentar entre válvulas de bloqueo.

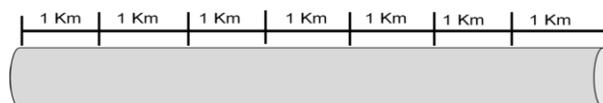


Figura 2.8 Segmentación de longitud fija.



Segmentación dinámica. Esta segmentación se basa en un punto de ruptura donde quiera que los cambios de riesgo significativos ocurran. Como por ejemplo:

- Densidad de población.
- Condiciones del suelo.
- Condición del recubrimiento.
- Edad del ducto.

2.2.2.4 Evaluación del ducto.

Con el ducto ya seccionado se aplica el modelo a cada tramo para obtener un valor de riesgo en del sistema.

2.2.2.5 Administración de riesgos.

Con la identificación de los mayores contribuyentes al riesgo y la localización de estos, en esta etapa se deben tomar decisiones, utilizando herramientas para optimizar la asignación de los recursos, materiales, humanos y económicos y sean dirigidos hacia la atención de los peligros más significativos, aplicando programas y acciones de reducción de riesgos, las actividades más importantes a desarrollar son:

- Creación e implantación de estrategias eficaces y planes de acción para el análisis y control o reducción de los riesgos.
- Identificación de proyectos de mitigación de riesgo.

Finalmente es importante mencionar que la administración está implícita en todo el proceso de evaluación de riesgos, en el uso de técnicas de planeación, organización, dirección y control de las actividades relacionadas con la identificación, evaluación del ducto, así como de la asignación de recursos.

2.3 Metodología de evaluación de riesgos de Kent Muhlbauer.

La metodología de evaluación de riesgos de Kent Muhlbauer, involucra una serie de elementos que están asociados entre sí y se ilustran en el siguiente esquema:

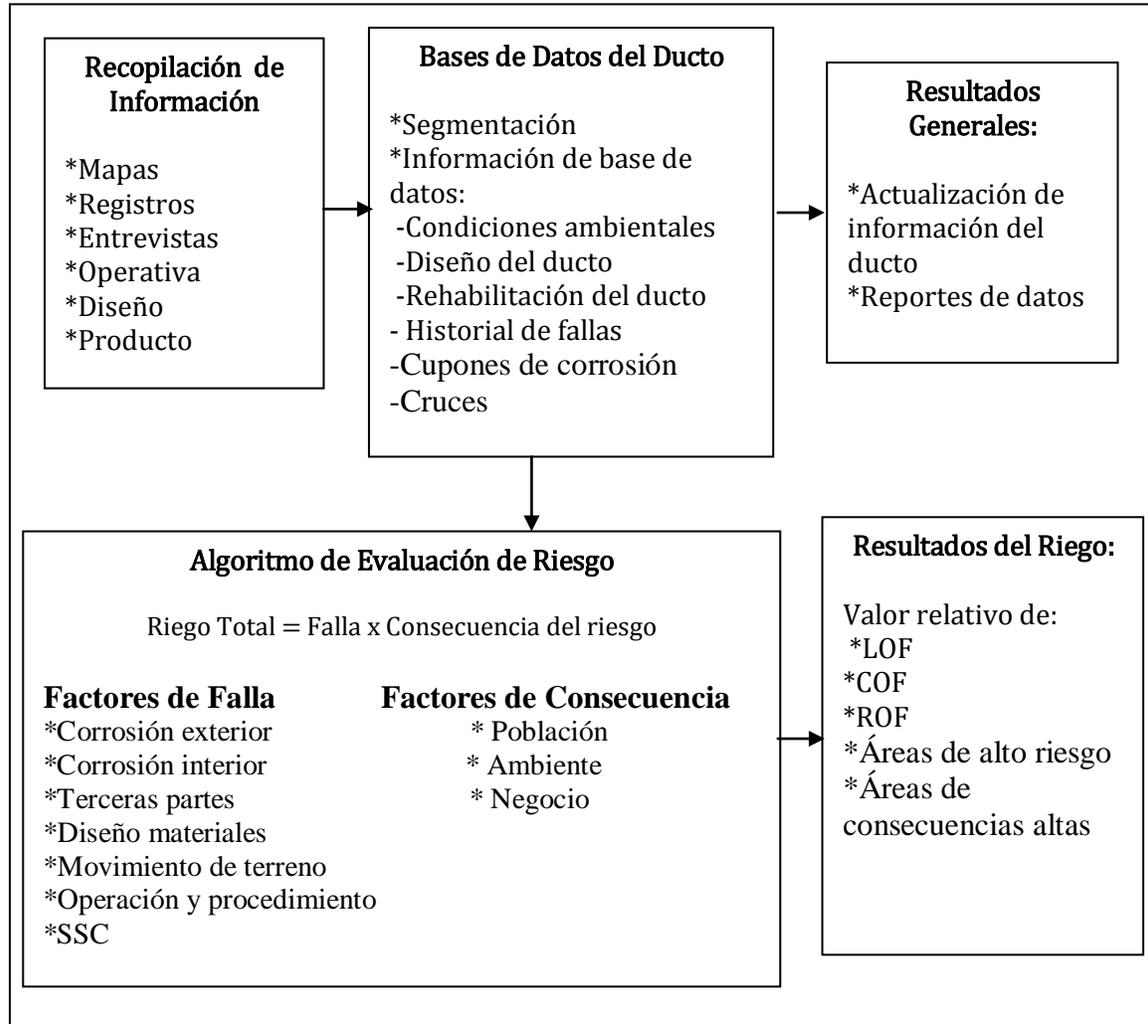


Figura 2.9 Elementos para la evaluación de riesgos

Esta metodología está descrita como un “Sistema de Calificación Relativa” el cual es un método semicuantitativo que evalúa la probabilidad de ocurrencia del riesgo potencial (LOF) y los impactos potenciales (COF) que estos puedan tener, describiendo su magnitud por medio de calificaciones relativas, permite conocer el riesgo relativo de una Instalación del sistema de transporte de hidrocarburos por ducto. Es aplicable en la etapa de diseño, construcción, optimización y operación del ducto.⁶

⁶ W. Kent Muhlbauer Pipeline Risk “Management Manual”, Tercera Edición, E.U.A. 2002.

Uso de la información recopilada.

La información es fundamental ya que tiene usos diversos para esta metodología, los cuales se irán describiendo conforme al documento para su mayor comprensión de su intervención.

A continuación se enlista el tipo de información del ducto requerida para esta metodología:

- Los resultados de inspecciones tales como los potenciales tipo de suelo, fugas, revisiones, patrullaje, profundidad de cama, densidad de población.
- Documentación de todas las reparaciones.
- Documentación de todas las excavaciones.
- Datos de operación.
- Resultados de evaluaciones de integridad.
- Reportes de mantenimiento.
- Actualización de información de consecuencias.
- Actualización del tipo de localización.
- Resultados de investigación de incidentes, etc.

La identificación de los mecanismos de falla de un ducto y definir los factores de probabilidad de falla y consecuencia de falla (uso de la información).

- **Factor de probabilidad de falla (LOF).** Son los aspectos de diseño, medio ambiente y la probabilidad de que estos ocurran, permitiendo evaluar e identificar cual afecta más el ducto.
- **Factores de consecuencia de falla (COF).** Evalúa el impacto más probable hacia todo lo que pueda afectar como personas, equipos, materiales, medio ambiente o proceso identificando los más afectados.

Los factores de riesgo definidos para la evaluación de riesgos en ductos por esta metodología son:

Tabla 2.2 Factores para la evaluación de riesgo en ductos

FACTORES DE PROBABILIDAD DE FALLA (7)	FACTORES DE PROBABILIDAD DE CONSECUENCIAS (3)
CORROSIÓN EXTERNA (CE) CORROSIÓN INTERNA (CI) TERCERAS PARTES (TP) MOVIMIENTO DEL TERRENO (MT) DISEÑO DE MATERIALES (DM) OPERACIÓN Y PROCEDIMIENTOS (OP) OTRO, categoría definida por el usuario	IMPACTO AL AMBIENTE (IOE) IMPACTO AL NEGOCIO (IOB) IMPACTO A LA POBLACIÓN (IOP)

Modelo de riesgo de Kent Muhlbauer.

El modelo de evaluación bajo esta metodología lleva a cabo el análisis de datos de un ducto, conjunto de criterios y normas de evaluación utilizada para identificar el riesgo relativo para los segmentos de un ducto, esto es logrado a través de un algoritmo que expresa de manera lógica y ordenada la probabilidad de falla de que un evento adverso ocurra con las consecuencias resultantes de ese evento.

El alcance del modelo.

El modelo es aplicables a cualquier sistema de ductos (ver figura 2.10), ya que su flexibilidad permite seleccionar los de factores de probabilidad de falla (LOF) y consecuencias de falla (COF) ya definidos, que sean aplicables al sistema de ductos a evaluar, esta selección requiere el uso de la información de ese sistema y su análisis permite seleccionar esos factores o definir otro si lo requiriera.

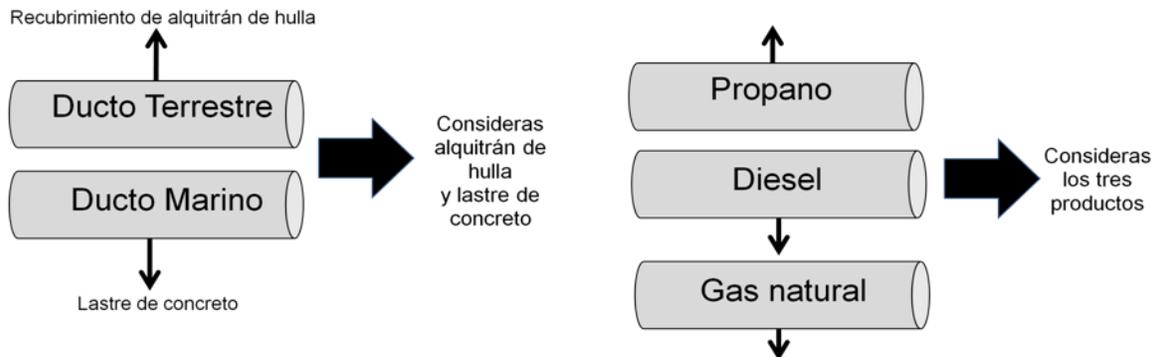


Figura 2.10 Alcance Modelo de riesgo de Kent Muhlbauer

Algoritmo de Kent Muhlbauer

El elemento mas importante de esta metodologia consiste el algoritmo de evaluacion de riesgos.

El algoritmo permite obtener el riesgo relativo de una instalación de ductos, calculando las calificaciones relativas de siete factores de riesgo y tres factores de consecuencias, empleando la información disponible y relaciones de datos a través de un conjunto de variables clave, ecuaciones y reglas que permiten cuantificar cómo el sistema fue diseñado o instalado, indicando cómo el diseño del sistema se está desempeñando en cierto momento, o actividades tomadas para minimizar el riesgo o la consecuencia.

El algoritmo refleja la historia operativa del ducto, las filosofías del riesgo, consecuencias en su jerarquía.⁷

⁷ W. Kent Muhlbauer Pipeline Risk “Management Manual”, Tercera Edicion, E.U.A. 2002.



Jerarquía del Algoritmo

Cada factor tiene un conjunto de variables y atributos asociados a él, estos, tiene una calificación relativa que representa su contribución al factor perteneciente.

Variable

Es aquella que determina el tipo de elementos característicos de cada factor.

Atributos

Es la característica específica que afecta cada variable, es la información raíz, por ejemplo para una variable de tipo de suelo, sus atributos son rocoso, arenoso, etc., algunos atributos son rangos de valores donde los datos están agrupados y son referidos a porcentajes o valores numéricos.

Flexibilidad al definir factores de riesgos y sus variables

Consiste en poder profundizar en cada uno de los factores de riesgo, esto se logra generando grupos de variables y atributos que conformen y contribuyan al factor. La claridad en la definición de estos grupos variables para cada factor permite ser más exacto en cálculo del riesgo. El usuario de la metodología es responsable de la definición de estas.⁸

Objetivo del Algoritmo

- Permite evaluar el riesgo tomando en consideración los diferentes factores que contribuyen a la probabilidad de falla de un sistema de ductos, asignando el peso de influencia que cada una de las variables tendría en la definición del riesgo.
- Dar una mayor ponderación e importancia a la información dinámica o de monitoreo que cumple con los criterios establecidos

Este método ha sido aplicado por diferentes programas para la evaluación de riesgos en ductos de transporte de sustancias peligrosas, tal como el EI IAP (Programa de Evaluación de Integridad).

IAP (Programa de Evaluación de Integridad)

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 basandose en la metodología de Kent Muhlbauer, 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.

⁸ W. Kent Muhlbauer Pipeline Risk "Management Manual", Tercera Edición, E.U.A. 2002.

Jerarquía del Algoritmo del IAP

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.

La flexibilidad consiste en que cada factor (7 factores de LOF y 3 factores de COF), se subdivide en el agrupamiento de las variables potenciales de riesgo, para los LOF en cuatro niveles generales y para los COF en dos niveles generales (ver figura 2.10).⁹

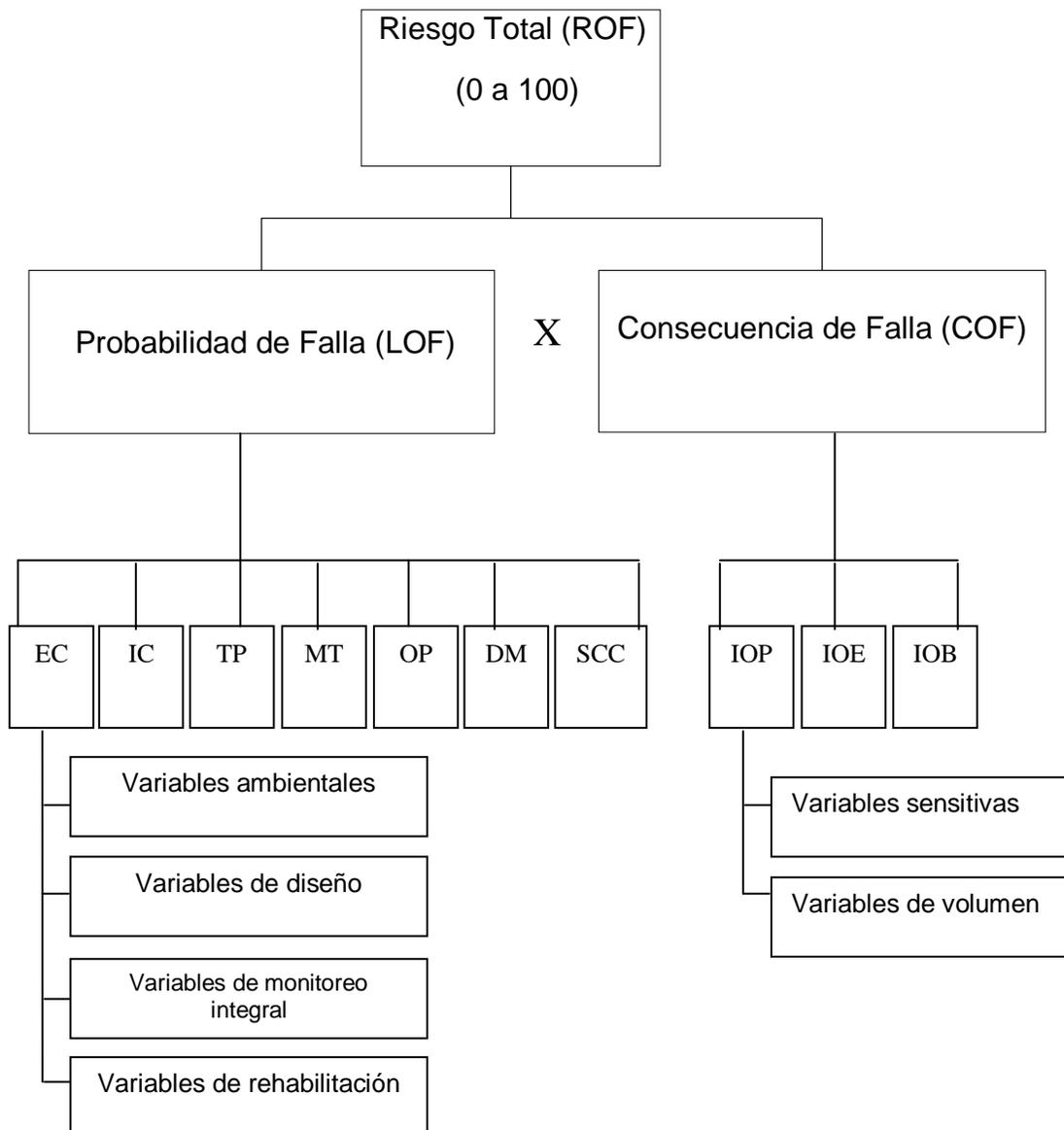


Figura 2.10 Esquema de la jerarquía del algoritmo del IAP

⁹ Manual del usuario IAP versión 5.5 capítulo 10.



Variables de los factores de probabilidad de falla.

- **Variables ambientales:** Son las condiciones ambientales que ejercen cierta influencia sobre el ducto.
- **Variables de diseño:** Son las condiciones asociadas con el diseño del ducto que no pueden cambiar fácilmente.
- **Variables de monitoreo integral:** Son los datos de pruebas no destructivas o de inspección.
- **Variables de rehabilitación:** Son las pruebas de desempeño o disponibilidad de resultados de inspección.

Las dos primeras variables 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 variable refleja conocimiento real del desempeño del ducto, o desconocimiento del mismo.

La cuarta variable 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 otro tipo de indicadores.

Tomando en cuenta estos conceptos, las dos primeras variables incrementan el riesgo, mientras que las dos últimas balancean el riesgo (reducen o incrementan) con base al desempeño real del sistema. Esta filosofía se analiza a detalle cuando se presenten los valores de los atributos.

Variables de los factores de probabilidad de consecuencias.

- **Variables de sensibilidad:** Son las intrínsecamente ligadas a la sensibilidad de la variable en un evento en donde se libera producto.
- **Variables de volumen derramado:** Son las relacionadas con la cantidad y producto derramado.

Actualmente el algoritmo del IAP incluye más de 200 variables individuales de probabilidad 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 definidos por el usuario. Sin embargo, todos los atributos de las variables (ej.: significado de la característica de una variable) se pueden definir por el usuario. Para ver la lista completa de las variables se tiene que ver la base de datos del algoritmo.¹⁰

¹⁰ Manual del usuario IAP versión 5.5 capítulo 10.

2.3.1 Filosofía para la asignación de la calificación relativa

Asignación de la ponderación relativa a LOF: Cada tipo de amenaza o categoría de LOF es una colección única de variables que individualmente tienen el potencial para afectar la integridad del sistema. El puntaje final del LOF está comprometida con el total acumulado de la contribución numérica de cada tipo de factor y debe equivaler a un 100%.

Asignación de la ponderación relativa a COF: Cada tipo de impacto es una colección única de variables que describen individualmente el efecto de una fuga o derrame no intencional del ducto. El puntaje en el COF está comprometido con el acumulado total numérico contribuido por cada tipo de impacto y debe sumar un total de 100% (ver figura 2.11).

PROGRAMA DE EVALUACION DE INTEGRIDAD EN DUCTOS DE TRANSPORTE			
(INTEGRITY ASSESSMENT PROGRAM (IAP))			
ALGORITMO DE EVALUACIÓN DE RIESGOS EN SISTEMAS DE DUCTOS DE TRANSPORTE DE GAS			
RIESGO TOTAL = PROBABILIDAD DE FALLA x CONSECUENCIA DE FALLA			
FACTORES DE PROBABILIDAD DE FALLA (LOF)	%	FACTORES DE CONSECUENCIA DE FALLA (COF)	%
Corrosión Externa (CE)	35	Impacto a la población (IOP)	40
Corrosión Interna (CI)	5	Impacto al Ambiente (IOE)	35
Daños por Terceras Partes (TP)	30	Impacto al negocio (IOB)	25
Movimientos de Terreno (GM)	15	Porcentaje total de COF=	100
Diseño y Materiales (DM)	5		
Sistema y Operación (SO)	10		
Corrosión por Esfuerzos (SCC)	0		
Porcentaje total de LOF=	100		

Figura 2.11 Calificaciones relativas para la evaluación de un ducto de gas

Asignación de peso a las variables: El número de variables incluidas por cada tipo de riesgo (LOF) o cada tipo de consecuencia (COF) determina la influencia de cada variable dentro de un índice particular a partir de que el riesgo total es distribuido entre todas las variables. Así, con el mayor número de variables incluidas en el índice, será menor el papel de cada variable por la disolución del efecto si todas las ponderaciones suman un 100% (ver tabla 2.3).



Tabla 2.3 Pesos de las variables del Tercera Partes (TP)

Factor Terceras Partes (TP)	Peso
Perdida Mínima de Recubrimiento	20%
Nivel de Actividad	20%
Instalaciones Superficiales	10%
Sistema One- Call	15%
Educación Pública	15%
Condiciones de Derecho de Vía	5%
Frecuencia de Patrullaje	5%
Peso total de la variable	100%

Asignación de calificación a los atributos: Los atributos reflejan las características del ambiente de un ducto que son difíciles o imposibles de cambiar. Son características en las cuales el operador tiene muy poco o ningún control.

El atributo recibe su puntuación basado en una escala de el cero (0) representa el menor riesgo y el 10 representa el mayor riesgo.

Dependiendo del tipo de amenaza, el atributo puede incrementar o reducir el riesgo. Por ejemplo, cuando se considera la corrosión externa como tipo de amenaza y la variable tipo de suelo, el atributo de suelo rocoso alrededor de un ducto puede dañar potencialmente el recubrimiento y dañar la distribución de la protección catódica y puede ser percibida generalmente como un aumento en el riesgo. En contraste, cuando se considera el clima como un tipo de amenaza de fuerza externa y la variable tipo de suelo, el atributo suelo rocoso alrededor de un ducto reduce la probabilidad de movimiento y reduce el riesgo.¹¹

2.3.2 Obtención del riesgo relativo del ducto.

El algoritmo evalúa el riesgo para cada uno de los segmentos de un ducto, de acuerdo al puntaje de las variables que lo afectan. La asignación de ese puntaje está en función de los datos e información específica requerida en las variables para la longitud de ducto bajo análisis.¹²

2.3.3 Resultados

Los resultados del IAP proporcionan las calificaciones relativas de riesgo de cada tramo del ducto (ROF), que permiten identificar a los factores con mayor contribución al riesgo y localización de puntos débiles del ducto.

¹¹ Curso introductorio para el uso y manejo del programa de administración de integridad IMP (IAP v6.3)

¹² W. Kent Muhlbauer Pipeline Risk “Management Manual”, Tercera Edición, E.U.A. 2002.

El IAP y la metodología de Kent Muhlbauer proporcionan valores de riesgo relativo, sin embargo no proporcionan los rangos que pueden ser administrables, por lo que se requiere de un parámetro llamada banda de riesgos, que ya está definida para el sistema de ductos de Pemex.

Fundamentos de la banda de riesgos.

Se debe comprender que el fin último de una evaluación de riesgo no es solo conocer el nivel de riesgo, si no que este permita tomar decisiones de tipo económica para su mitigación. Para el caso de los ductos es necesario saber cuánto se está dispuesto a invertir para mitigar el riesgo o para enfrentar el impacto de este, en otras palabras no siempre se pueden atender todos los riesgos de un sistema ya que implicaría una gran inversión, por es importante priorizar los riegos en un ducto.

Sin embargo los modelos de evaluación de riesgo solo proporcionan valores de riesgo que se comparan entre ellos y permite saber cual es más alto respecto al otro (ver figura 2.12) es muy útil, sin embargo contar con una referencia que involucre el riesgo con costos y criterios de cómo administrarlos es aun más útil, a esta referencia se le llama banda de riesgos (ver figura 2.13).¹³

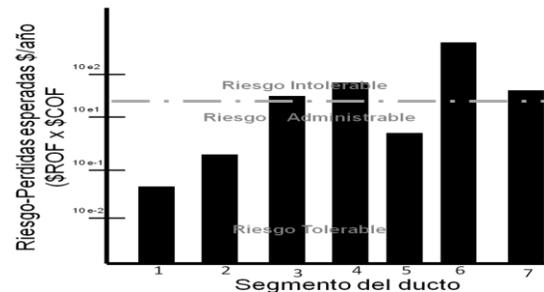
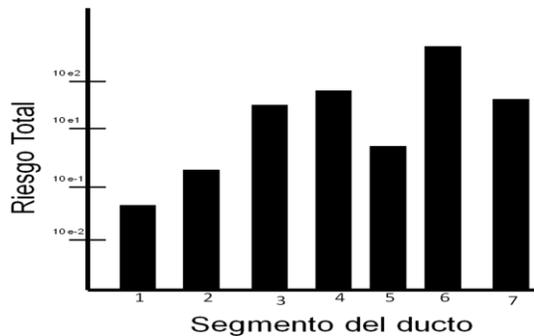


Figura 2.12 Referencia Riesgo total

Figura 2.13 Referencia Bandas de riesgo

Para determinar la banda de riesgos se hace el uso de un modelo híbrido de riesgos que consiste en la integración de las medidas de riesgo obtenidas del modelo IAP y las del modelo de valores para monetizar el riesgo, definiendo y aplicando el criterio de riesgo tolerable.¹⁴

Modelo Híbrido de Riesgos

Modelo del IAP. Son corridas las bases de datos de los sistemas de ductos y se obtiene un índice de resultados, los cuales son representados por el COF y el LOF (Consecuencia de Falla y Probabilidad de Falla respectivamente). Se hace uso del historial de fallas del ducto y de la base de datos.

¹³ Curso introductorio para el uso y manejo del programa de administración de integridad IMP (IAP v6.3)

¹⁴ Curso introductorio para el uso y manejo del programa de administración de integridad IMP (IAP v6.3)

Modelo de Valor. Los valores de COF y LOF son transformados a \$COF y \$LOF por medio del Modelo de Valor. Se hace uso de estadísticas de eventos por año, de los costos implicados, entre otros.

Criterio de Riesgo Tolerable. El criterio de riesgo se desarrolla para definir lo que se considera como riesgo tolerable. Así, cada operador de ductos reconoce que ningún riesgo es aceptable, pero hay un nivel de riesgo que es tolerable. El criterio de riesgo tolerable se expresa en \$/km se aplica a los resultados de riesgos monetizados (\$COF y \$LOF) y se obtiene los puntos en los cuales se tiene la necesidad de definir acciones de riesgo (ver figura 2.14). Esos puntos representan la banda de riesgo.

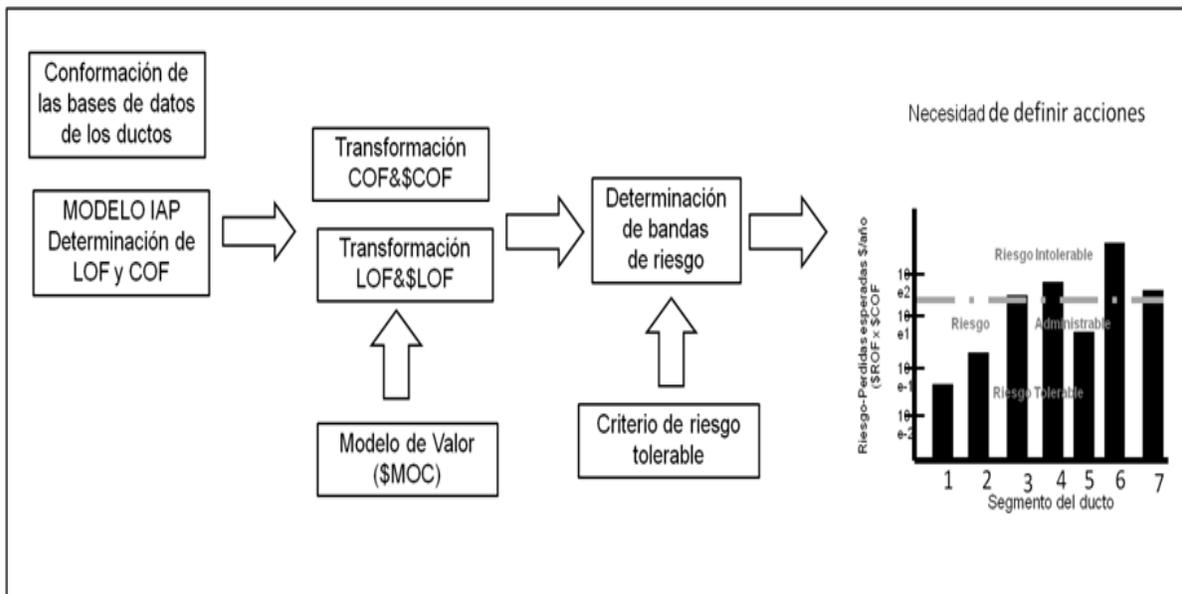


Figura 2.14 Procedimiento para determinación del riesgo tolerable y las bandas de riesgo

De esta manera Pemex ha desarrollado una banda de riesgos para el sistema de ductos, que es aplicable para los valores de riesgos obtenidos en el IAP o para cualquier otro programa que emplea valores relativos del riesgo.

Banda de riesgos: Una banda de riesgos es una herramienta de referencia de valores de riesgo administrable, tolerable e intolerable y de este modo pueda compararse con los valor relativo de riesgo obtenido para cada tramo de un ducto. Para el sistema de transporte en ductos de gas e hidrocarburos esta banda está definida con los valores observados en la grafica (ver figura 2.15).

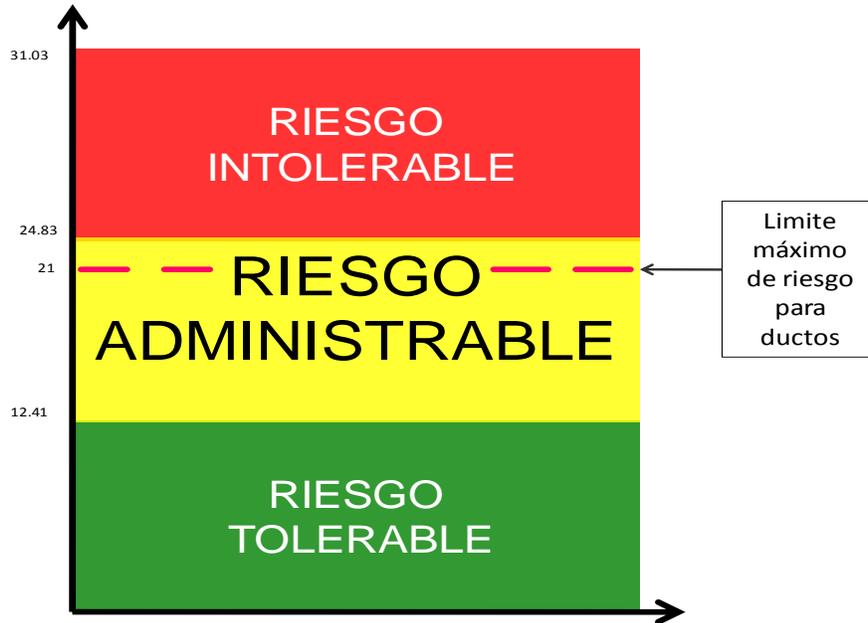


Figura 2.15 Banda de riesgos para ductos de gas e hidrocarburos.

Así al obtener al riesgo relativo de cada tramo, las bandas son la referencia para saber cual tramo esta con riesgo tolerable o no y esta información es útil para priorizar la evaluación y administración de proyectos de mitigación y control de riesgos.

Existen tres parámetros para evaluar el nivel de riesgo que puede o pudiera tener un ducto una vez realizada la evaluación de riesgo¹⁵.

Riesgo Tolerable. Es el nivel de riesgo para el cual no se requieren inversiones para mitigación. Este rango representa un nivel por debajo de la cual una inversión no reditúa beneficios.

Riego Administrable. Es el nivel en donde se requiere invertir en aquellas áreas que proporcionan un periodo de retorno adecuado en términos de la reducción de riesgo

Riesgo Intolerable. Es el nivel para el cual es necesario invertir sin importar las relaciones costo-beneficio para reducir riesgo.

¹⁵ Manual de apoyo del programa de evaluación de integridad de ductos de PEMEX Refinación.



CAPÍTULO 3

DESARROLLO DEL MODELO (ALGORITMO) DE EVALUACIÓN DE RIESGOS EN POLIDUCTOS.

Explicar el desarrollo del modelo (Algoritmo) de evaluación de riesgo en poliductos.



3.1. Plan para el desarrollo del modelo de evaluación de riesgo para poliductos

Para llevar a cabo las actividades relacionadas con el proceso de desarrollo del modelo se definen lo siguiente:

OBJETIVO	El objetivo es el desarrollo del modelo (algoritmo) de evaluación de riesgo en poliductos, sustentada en el método relative ranking.
ALCANCE	El alcance es establecer la metodología a emplear cuando se desarrolla el modelo de evaluación de riesgos en sistemas de poliductos, sustentada en el método relative ranking.
USOS	<ul style="list-style-type: none">*Se dispondrá de una modelo aplicable para la evaluación de riesgos en poliductos.*El desarrollo de nuevos modelos de riesgo para la evaluación de sistemas similares a partir de la metodología propuesta.
USUARIOS	<ul style="list-style-type: none">*A estudiantes de ingeniería química y carreras afines, para referencia de la metodología y modelos de la evaluación del riesgo en poliductos.*A personal técnico, personal especializado (multidisciplinario), para la aplicación del modelo.
RECURSOS	<ul style="list-style-type: none">*Pipeline Risk “Management Manual”, W. Kent Muhlbauer, Tercera Edición, E.U.A. 2002.*Manual del usuario IAP versión 5.5 capítulo 10.*Normatividad: PEMEX, ASME, NOM.*Asesoría de especialistas en seguridad y análisis de riesgos en ducto del IMP.
DISEÑO	<ul style="list-style-type: none">*El modelo considera las causas de falla. Corrosión, sabotaje, movimientos de tierra, terceras partes, error humano, etc.*El modelo considera consecuencias, seguridad pública, medio ambiente, costos de interrupción del servicio, seguridad a los empleados, etc.*El modelo refleja la historia operativa del ducto, las filosofías del riesgo, consecuencias en su jerarquía

3.2. Proceso del desarrollo del modelo de evaluación de riesgo en poliductos.

Para el desarrollo del modelo de evaluación de riesgos en poliducto (ver figura 3.1) usamos como fundamento la metodología de evaluación de riesgo en ductos desarrollada por Kent Muhlbauer y es descrita en su manual “Pipeline Risk” y se toma como punto de partida el modelo de evaluación de riesgos que se tiene actualmente para los ductos que transportan gas.

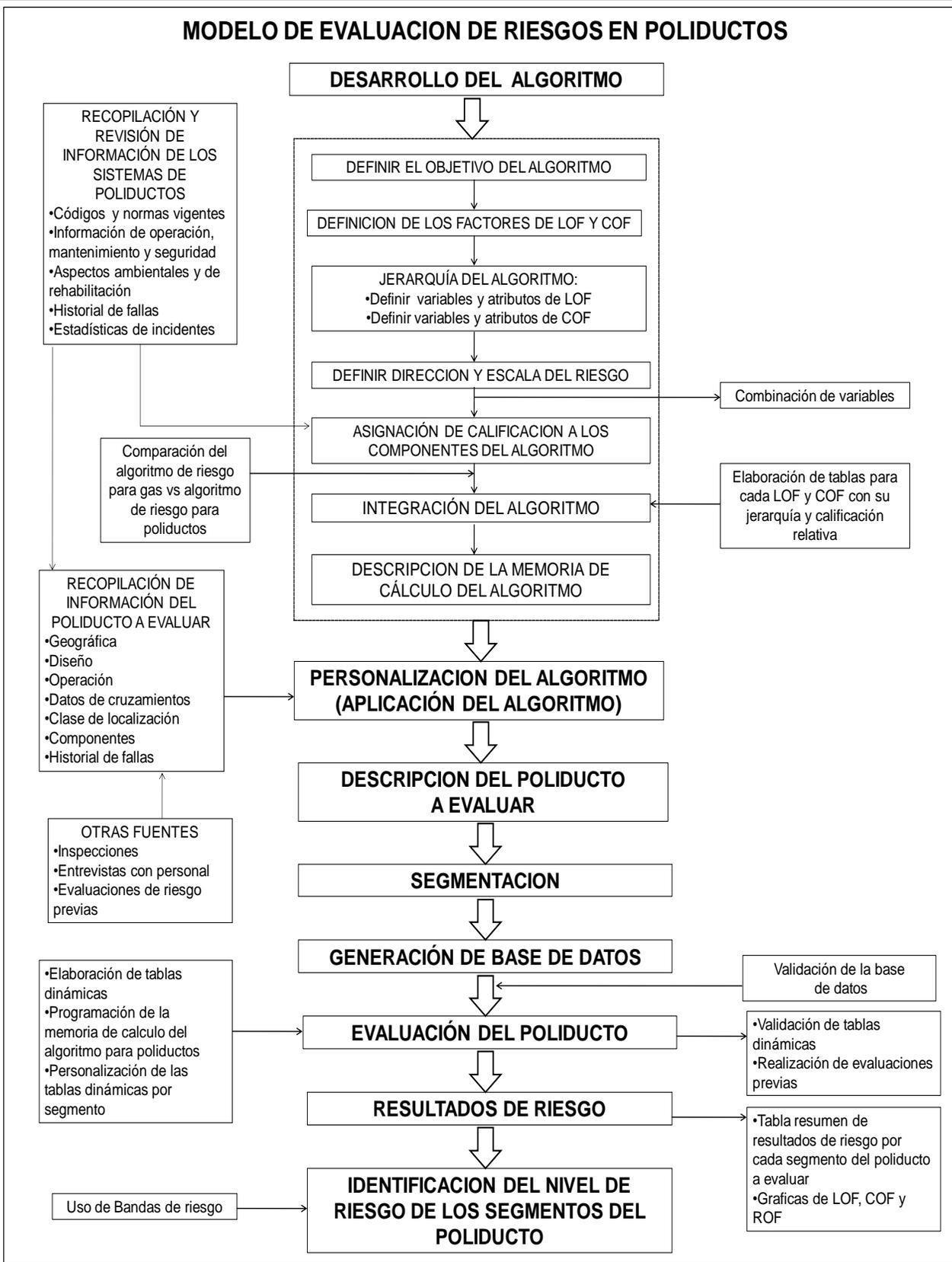


Figura 3.1. Modelo de evaluación de riesgo en poliductos



3.3. Metodología para el diseño de modelo de evaluación de riesgos en poliductos.

3.3.1. Recopilación y revisión de información.

Para el desarrollo del método de evaluación de riesgos en poliducto usamos como fundamento la metodología de evaluación de riesgo en ductos desarrollada por Kent Muhlbauer y es descrita en su Manual "Pipeline Risk" y será necesario tomar como punto de partida el modelo de evaluación que se tiene actualmente para los ductos de que transportan gas, la finalidad de considerar esta actividad es seguir la estructura o agrupación de las variables que serán definidas para el nuevo algoritmo, así como definir el método del cálculo del riesgo y tomar los criterios de ponderación y calificación de variables y atributos.

A continuación se resume los datos más representativos, resultado de la revisión de la documentación acerca de la operación, monitoreo, aspectos ambientales o circundantes al poliducto, que serán utilizados en la asignación de ponderación de los factores y la contribución de sus respectivas variables y atributos.

El derrame de las sustancias transportadas a través de poliductos puede poner en peligro a las personas que vivan o se encuentren próximas al lugar de la fuga. El grado de peligro está en función de las características de las sustancias transportadas, del diámetro del poliducto, de la presión a que se encuentran en el interior del poliducto y de las condiciones en que sean liberadas.

Por ejemplo, gasolina se transportan en forma líquida, por lo cual de suceder una fuga pueden evaporarse rápidamente y siendo un líquido extremadamente inflamable, puede incendiarse fácilmente a temperatura normal, sus vapores son más pesados que el aire por lo que se dispersarán por el suelo y se concentrarán en las zonas bajas y si una cantidad considerable de gasolina es liberada a la atmósfera que alcancen una fuente de ignición, pueden provocar una explosión, cuando se encuentre en concentraciones dentro del intervalo de explosividad; De igual manera el líquido derramando que contamine ropa, trapo o materiales similares y almacenados en espacios cerrados, pueden sufrir combustión espontánea.

En general los productos se transportados en poliductos son líquidos inflamables, se evaporan rápidamente y forman una mezcla explosiva; esta mezcla puede formar una nube y desplazarse a distancias considerables en la dirección del viento, antes de su posible ignición, esto en caso de fuga y de derrame las consecuencias no son menores

Dentro del marco del historial de incidentes registrados, los sistemas de ductos son los que tienen mayor número de registros de anomalías en términos generales, en estos términos, se infiere en el sistema de interés, los poliductos que adquiere cierta relevancia, por ser un sistema que transporta y contiene un producto con características peligrosas, por el otro su instalación recorre gran parte del territorio

nacional, están expuestas en grandes áreas abiertas, lo que los hacen vulnerables a la acción de terceros y los efectos que en un momento podrían tener en caso de un fuga o eventualidad.

Y considerando que el transporte de los hidrocarburos y productos terminados por poliducto continúa siendo la opción más económica y segura para abastecer los mercados, el impacto económico que sufre cuando ocurren incidentes es grande y considerable.

3.3.2. Objetivo del modelo de evaluación riesgo en poliductos.

Medir los niveles de riesgo en los poliductos a través de un algoritmo y reglas que usan información disponible y datos relacionados del poliducto, para la identificación y la evaluación de sus riesgos potenciales y sus consecuencias, expresados en seis factores probabilidad de falla (LOF) y tres factores de probabilidad de consecuencias (COF).

3.3.3. Definición de los factores de probabilidad y consecuencia de falla

La probabilidad de falla está definida en función de 6 factores:

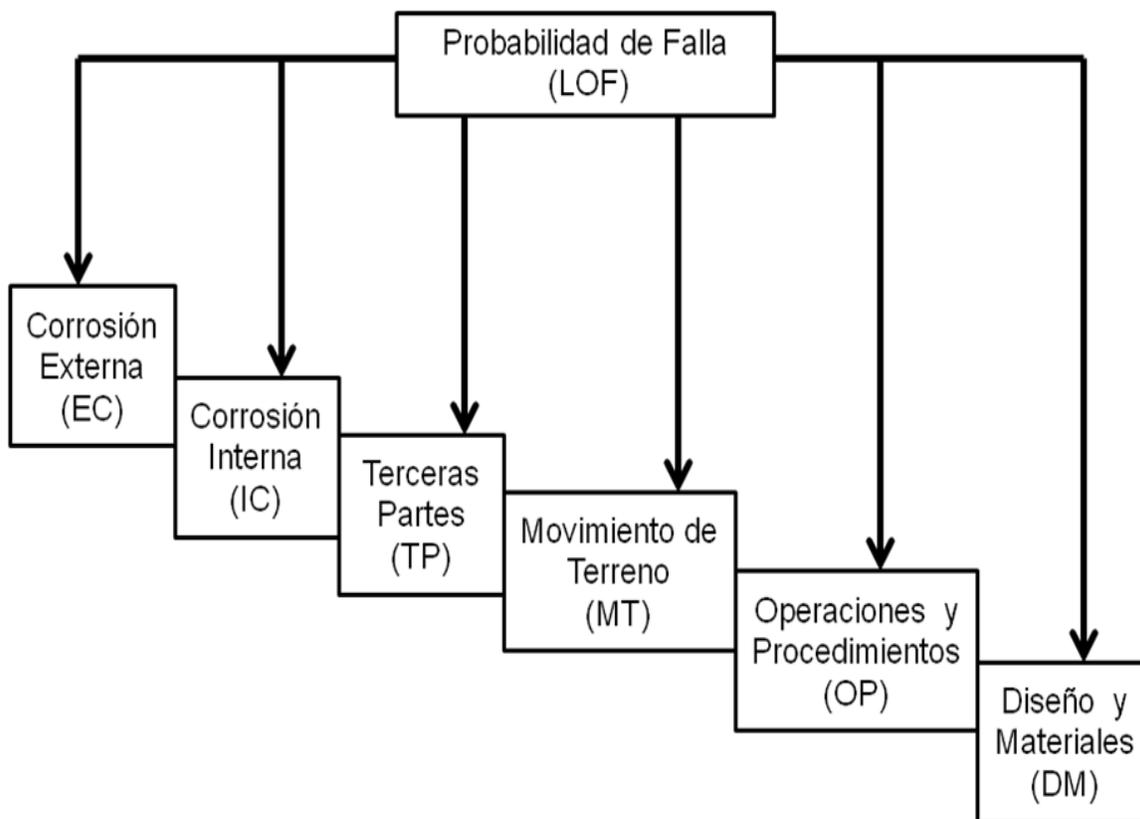


Figura 3.2 Probabilidad de Falla (LOF)

La consecuencia de falla está definida en función de 3 impactos:

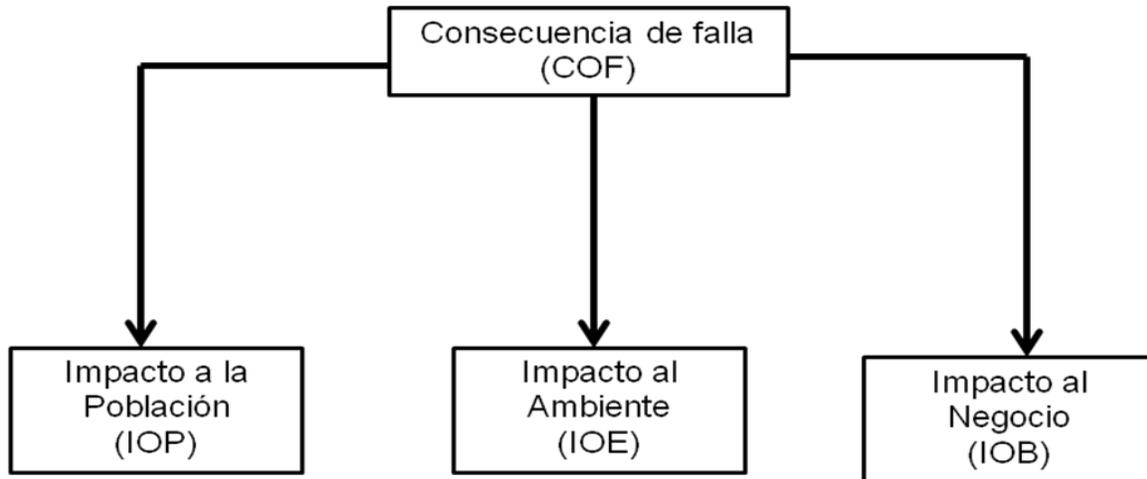


Figura 3.3 Consecuencia de Falla (COF)

Estos factores de fallas serán de gran utilidad porque facilitarán la evaluación, permite la identificar con claridad todos los mecanismos de falla posibles que se pueden presentar en cualquier momento, a continuación descripción de cada uno de ellos:

3.3.3.1. Corrosión Externa (EC).

Este factor se refiere a las condiciones externas que afectan la integridad del poliducto y las protecciones con las que cuenta para evitar dicha corrosión.

La corrosión es una de las causas más frecuentes de rupturas de estructuras metálicas en contacto con electrolitos (aguas y suelos), por tal motivo a nivel mundial se dedican grandes esfuerzos destinados a evitar estos daños, los cuales generan un alto impacto en el ambiente, metas de producción, costos de operación, penalizaciones y mantenimiento, traduciéndose en pérdidas equivalentes entre 3 y 5 % del PIB de los países industrializados¹.

Se entiende por corrosión a la interacción de un metal con el medio que los rodea, produciendo el consiguiente cambio en sus propiedades físicas y químicas (ver figura 3.4).



Figura 3.4 Corrosión externa en ducto

¹ W. Kent Muhlbauer Pipeline Risk “Management Manual”, Tercera Edición, E.U.A. 2002.

La característica fundamental de este fenómeno, es que sólo ocurre en presencia de un electrolito, ocasionando regiones plenamente identificadas, llamadas anódicas y catódicas: una reacción de oxidación es una reacción anódica, en la cual los electrones son liberados dirigiéndose a otras regiones catódicas y en la región catódica se producirá la disolución del metal (corrosión).

Los enlaces metálicos tienden a convertirse en enlaces iónicos, esto es favorecido por que el material pueda en cierto momento transferir y recibir electrones, creando zonas catódicas y zonas anódicas en su estructura. La rapidez a que un material se corroe es lenta y continua, todo dependiendo del ambiente donde se encuentre, a medida que pasa el tiempo se va creando una capa fina de material en la superficie que van formándose inicialmente como manchas hasta que lleguen a aparecer imperfecciones en la superficie del metal (ver figura 3.5).



Figura 3.5 Corrosión externa en accesorios

Este mecanismo que es analizado desde un punto de vista termodinámico y electroquímico, indica que el metal tiende a retornar al estado primitivo o de mínima energía, siendo la corrosión por lo tanto la causante de grandes daños económicos en instalaciones enterradas. Por esta razón, es necesaria la oportuna utilización de la técnica de protección catódica.

Por otro lado se designa químicamente “corrosión por suelos”, a los procesos de degradación o agresividad que son observados en estructuras enterradas. La intensidad de esta degradación dependerá de varios factores, tales como el contenido de humedad, composición química, pH del suelo, entre otras.

En la práctica, suele utilizarse comúnmente el valor de la resistividad eléctrica del suelo como índice de su agresividad; por ejemplo un terreno muy agresivo se caracteriza por la presencia de iones tales como cloruros, tendrá el valor de resistividad baja debido a la alta facilidad que tiene de transportar este tipo de iones.

3.3.3.2. Corrosión Interna (IC).

Este se refiere a las variables que afectan la parte interna del poliducto y están relacionados con las propiedades del producto, así como a las condiciones en que se maneja el flujo, ya que el poliducto está sujeto a corrosión sobre todo en las zonas de las soldaduras y ligaduras.

No obstante que antes de prestar el servicio de transporte, algunos de los hidrocarburos (líquidos o gaseosos) son sometidos a diversos procesos de eliminación de impurezas, estos pueden conservar contaminantes que pueden afectar la integridad física de las instalaciones del poliducto.

Esta corrosión es provocada por la existencia de los agentes residuales que son imposibles de detectar en los flujos de transporte por poliductos, resaltando: bióxido de carbono (CO_2), oxígeno (O_2), ácido sulfhídrico (H_2S) y microorganismos, los cuales en presencia de humedad, temperatura, presión, y condiciones operativas particulares, pueden provocar efectos sinérgicos o individuales, con los consecuentes daños por corrosión en el interior de los poliductos (ver figura 3.6).

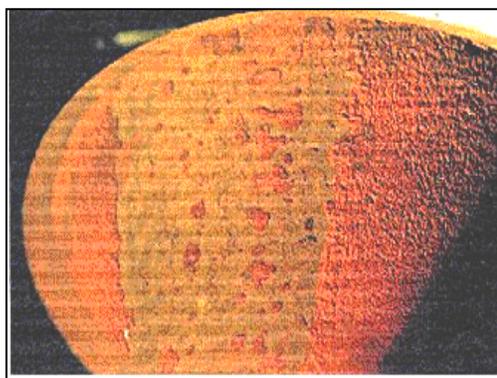


Figura 3.6 Corrosión interna en poliductos

Es de importancia fundamental conocer algunas condiciones a las cuales trabaja el producto transportado por el poliducto, entre las que se encuentra: tipo de flujo y composición del fluido que transporta el poliducto, la temperatura, presión, volumen y pH del energético, control de calidad del energético transportado, dimensiones del ducto y cualquier otra información relacionada con la instalación².

Para controlar la corrosión interior en los poliductos que transportan hidrocarburos líquidos y gaseosos que contengan agentes agresivos o corrosivos, se han hecho usos de diversas metodologías tomadas de referencia y prácticas recomendadas a nivel nacional e internacional, como lo son las pruebas de laboratorio y de campo, especificaciones de calidad y selecciones de los inhibidores de corrosión.

² NRF 005-PEMEX-2000 “Protección interior con inhibidores”.

La más común es la utilización de inhibidores de corrosión, este es un compuesto químico o formulación, ya sea orgánico o inorgánico, que se adiciona al fluido transportado.

Algunas de las condiciones que deben tomarse en cuenta para la selección de un inhibidor de la corrosión son: conocer el historial de servicio prestado por el poliducto que se va a proteger, el historial de la limpieza interior en el mismo, la composición del fluido, la relación flujo/volumen, la relación agua/aceite, la temperatura del fluido, conocer las evaluaciones de compatibilidad del inhibidor con el fluido mismo, así como considerar las características particulares del fluido y del yacimiento de procedencia, volumen del producto manejado, especificaciones del poliducto, servicio para el que fue diseñado, antecedentes de fugas por corrosión interior, así como el costo beneficio³.

3.3.3.3. Terceras Partes (TP)

Este factor se relaciona con las actividades del personal no relacionado con la operación del poliducto y que lo pueden afectar, estas actividades pueden ser construcción, actividad agrícola, tomas clandestinas, entre otras⁴.

Existen diferentes razones por las cuales continúan los daños por terceras partes en los poliductos de transporte:

- Los contratistas ignoran los procedimientos adecuados para llevar a cabo una excavación (ver figura 3.7).
- Existen errores en equipos radio detección (PCM) al ubicar la posición de los poliductos.
- Los diagramas unifilares tienen errores en coordenadas UTM.



Figura 3.7 Excavación en derecho de vía.

³ W. Kent Muhlbauer Pipeline Risk “Management Manual”, Tercera Edición, E.U.A. 2002.

⁴ W. Kent Muhlbauer Pipeline Risk “Management Manual”, Tercera Edición, E.U.A. 2002.



La probabilidad de un daño accidental por terceras partes hacia el poliducto depende de la facilidad con la cual la instalación puede ser alcanzada por un tercero y la frecuencia y el tipo de actividades realizadas cerca de la instalación.

Un problema que por su naturaleza ha tomado una alarmante gravedad, es el de tomas clandestina, en donde la tendencia ha registrado un incremento de esta actividad en los últimos años. Cada toma clandestina pone en riesgo a la población, al medio ambiente y golpea las finanzas del país. En el año 2007, en los meses de julio y septiembre, las instalaciones de PEMEX fueron objeto de atentados por terceros en Guanajuato, Querétaro, Veracruz y Tlaxcala, interrumpiendo al abasto de gas natural, gas LP, crudo y refinados⁵

Estos eventos generaron un impacto mayor, debido a que afectaron a la cadena de valor de PEMEX y el mercado energético nacional con la consiguiente afectación económica del país.

Por otra parte, el crecimiento de la mancha urbana, ha provocado que algunas terminales, ductos o poliductos se encuentren inmersas en las ciudades incrementando las condiciones de riesgo.

3.3.3.4. Movimiento de Terreno (MT)

Bajo ciertas condiciones, el poliducto puede ser sometido a esfuerzos debido a los movimientos del terreno. Estos movimientos que pueden ser repentinos y catastróficos pueden ocasionar deformaciones en el poliducto.

Este factor permite evaluar el impacto que tienen las características del terreno donde se encuentra instalado el poliducto.

La presencia de una pendiente con inclinación hacia abajo provoca fenómenos de hundimientos. El hundimiento repentino puede causar las fuerzas de corte, así como tensiones plegados.

La congelación es otro fenómeno que implican efectos de temperatura y humedad que causan movimientos de suelo. Un hielo o lentes de hielo que se forman en el suelo, el suelo se gasta debido a la congelación de la humedad. Esta expansión puede elevar la presión sobre el poliducto. El aumento de la presión del poliducto depende parcialmente de la profundidad de las heladas, los ductos que son rígidos más fácilmente están dañados por este fenómeno.

El poliducto generalmente se coloca a profundidades por debajo de la helada línea para evitar problemas de presión de las heladas.

⁵ Intervención del Ing. Mario Nieto Garza, Subdirector de Distribución de Pemex Refinación, en el Foro de Debate sobre la Reforma Energética del Senado de la República, México, D.F, Junio de 2008.

Muchos poliductos atraviesan zonas de arcilla que son particularmente susceptibles a la expansión y la contracción debida a los cambios de humedad. Estos movimientos del terreno ocasionan esfuerzos en el material, ya sea del suelo contra el poliducto que pueden dañar el revestimiento del poliducto, así como inducir contra la pared del poliducto (ver figura 3.8). Una buena instalación y práctica evitan la incrustación del ducto directamente en esos suelos.



Figura 3.8 Poliducto enterrado

En otras palabras este factor evalúa el impacto que tienen las características geográficas donde se localiza un poliducto, por lo que se debe tener en cuenta que el impacto debe variar de zona a zona, existen lugares en donde el terreno es más blando, tiene más humedad, genera más arcilla o es más seco y esto invariablemente causara algún efecto en el recubrimiento. Se ha determinado que las variables de probabilidad de movimiento del terreno, monitoreo de movimiento de terreno, espesor de la pared del poliducto y los lastres son de gran relevancia para este factor.

3.3.3.5. Operación y Procedimientos (OP).

El error humano es uno de los factores más difíciles de cuantificar, sin embargo se pueden llevar a cabo una serie de acciones para minimizarla, a continuación se enlistan algunas:

- La capacitación del operador.
- El personal adecuado para la manipulación del equipo o para efectuar una acción en cuanto se presente una falla en el poliducto.
- Los procedimientos que cada operador está obligado a conocer.
- Los procedimientos de operación, de mantenimiento preventivo y correctivo, así como de falla y mitigación (ver figura 3.9).



Figura 3.9 Operación y procedimientos del sistema de poliductos.



Proveer normas y procedimientos a seguir en la operación, mantenimiento, seguridad y protección al medio ambiente en una estación de servicio (poliducto), tiene la finalidad de evitar riesgos que pongan en peligro la integridad física de las personas, el entorno ecológico y las instalaciones.⁶

3.3.3.6. Diseño y Materiales (DM)

Este factor considera para la evaluación las características de diseño del poliducto⁷, desde la presión de diseño, presión de operación, el incremento de presión ocasionado por el calentamiento del fluido transportado, la temperatura de diseño y de operación hasta los efectos por expansión térmica y por contracción en los sistemas de poliductos.

Pero también se consideran las que están en función de las anteriores, como el espesor nominal de pared del poliducto, este espesor por lo general tiene un sobre diseño de espesor que proporcionará cierta protección adicional contra la corrosión y daños externos. Esta protección adicional, más allá de los requerimientos, se debe considerar en la evaluación del riesgo. Podría considerar el recubrimiento para proteger al poliducto de la corrosión y daños externos.

Al evaluar una variedad de materiales de un ducto, deben hacerse distinciones en los puntos fuertes de materiales. En términos de protección de riesgos de daños exteriores. El evaluador debe hacer esta distinción cuando se desea comparar los riesgos asociados con los poliductos construidos de diferentes materiales.

La elección del material es uno de los puntos con mayor importancia en el diseño del poliducto, ya que este puede darnos datos de suma importancia tales como rugosidad, flexibilidad, defectos al momento de su instalación como al soldar si este se fractura o se agrietara, al igual que con su tiempo de vida media.

El factor diseño y materiales también debe considerara los cambios de dirección requeridos para apegarse al contorno de la zanja ya que probablemente deba realizarse el doblado del poliducto de acuerdo a los radios mínimos indicados, estos dobleces deben hacerse sin alterar las dimensiones de la sección transversal de la tubería recta y deben quedar libre de arrugas, grietas u otras evidencias de daño mecánico.

Considerando lo anterior el poliducto debe diseñarse con la suficiente flexibilidad para absorber una posible expansión o contracción que pueda ocasionar esfuerzos en el material, mayores a los permisibles indicados en esta sección.

La flexibilidad se debe obtener mediante el uso de codos, omegas y cambios de dirección o utilizando juntas de expansión para absorber los cambios térmicos. Si se utilizan juntas de expansión, se deben instalar anclas de resistencia y rigidez

⁶ Manuel de operación, mantenimiento, seguridad y protección al ambiente, Cap. 7

⁷ W. Kent Muhlbauer Pipeline Risk "Management Manual, Tercera Edición, E.U.A. 2002.

suficiente para soportar las fuerzas en los extremos debidas a la presión del fluido u otras causas (ver figura 3.10).



Figura 3.10 Poliducto anclado

La expansión térmica del poliducto enterrado puede causar movimientos en los puntos terminales, cambios de dirección y cambio de dimensiones, acercándose o rebasando los esfuerzos permisibles. Dichos movimientos puedan reducirse a través de anclajes.

3.3.3.7. Impacto a la Población (IOP)

La cercanía de la población con un poliducto, es un factor que causa que el daño se incremente debido a la actividad humana.

La densidad de la población es llamada “clases de localización, clasificadas en cuatro tipos. Estas son áreas desde la rural hasta la urbana.⁸

Estas clases son determinadas por la exanimación de un área de 200 x 1600 m, en ambos lados de la línea central del poliducto y a lo largo de este, tal como se muestra en la figura 3.11.

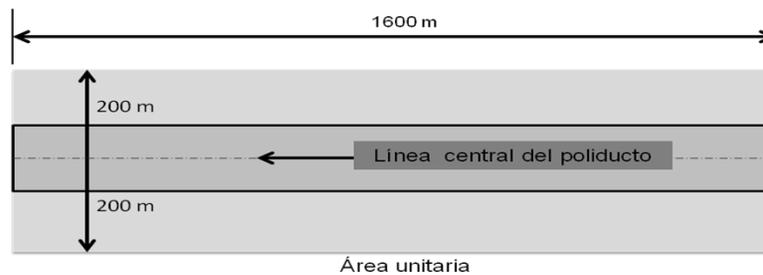


Figura 3.11 Área permisible

Clase de localización 1: Es la que tiene 10 o menos construcciones para ocupación humana en un área unitaria o en los casos en donde el poliducto se localice en terrenos despoblados, desiertos, de pastoreo y granjas.

Clase de localización 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 y ranchos.

⁸ ASME B31.8S - 2004 “Managing system Integrity of gas pipelines”.



Clase de localización 3: Es aquella área en donde se cumpla una de las siguientes condiciones:

- Cuando en un área unitaria existan 46 o más construcciones destinadas a ocupación humana o habitacional.
- Cuando exista una o más construcciones a menos de 100 m del eje del poliducto y se encuentra ocupada normalmente por 20 o más personas.
- Cuando el poliducto 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.
- Cuando exista un área al aire libre bien definida a menos de 100 m del eje del poliducto y esta 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 reunión⁹.
- Cuando el poliducto 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.

Clase de localización 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 de aforo; o bien, existan numerosas instalaciones subterráneas¹⁰.

Otro de las variables que afectan a la población es el grado de dispersión de una fuga y el problema que esta puede ocasionar al sistema y a la comunidad.

Una de las formas más graves de contaminación es la de la ingestión de contaminantes a través del agua potable, flora y fauna comestibles que se encuentren cerca del sitio de una fuga.

Otra forma de contaminación, es mediante la inhalación por fuga y el contacto con la piel, a consecuencia del mismo impacto.

3.3.3.8. Impacto al Ambiente (IOE)

En este tipo de impacto cuenta mucho el daño que se ocasiona a los ecosistemas que rodean el área por el cual cruza el poliducto (ver figura 3.12), siendo esto un peligro potencial debido a que puede presentar alguna fuga hacia las aéreas circundantes, y estas puedan ocasionar daños severos al ambiente ya sea por contaminación de agua, (en caso de que el poliducto este sumergido o cruce un cuerpo de agua) dañando de esa manera a la fauna que viva en dicho ecosistema.

⁹ Norma DOT, Parte 192, Subparte A.

¹⁰ Norma ASME B31.8S - 2004 "Managing system Integrity of gas pipelines"



Figura 3.12 Impacto al ambiente

Otra forma de contaminación que puede generarse al existir una fuga es que se 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.

3.3.3.9. Impacto al Negocio (IOB)

Cuando un poliducto se encuentra en operación y se presenta una fuga o alguna otra falla, por la cual debe suspenderse el servicio; se deben considerar elementos como volumen perdido y el tipo de material perdido, así como los clientes y/o servicios afectados, es decir, se debe notificar al acreedor del servicio en cuanto tiempo este se reanudara. Ya que cualquiera de estas situaciones implica pérdidas monetarias, dependiendo si estas consecuencias fueron catastróficas o insignificantes, así como si los daños a la propiedad fueron considerables o leves, esto debido al constante incremento del costo de equipos, primas de seguros, además de posibles pérdidas humanas por incidentes (ver figura 3.13).



Este factor de falla por impacto al negocio se encarga de identificar esas pérdidas y su relación con los factores de riesgo y consecuencias, que pueden darse a conocer con el análisis de riesgo

Figura 3.13 Factor de falla por impacto al negocio

3.3.4. Jerarquía del algoritmo de poliductos

La jerarquía del algoritmo en poliducto (ver figura 3.14), establece la influencia de cuatro variables para la probabilidad de falla (LOF) y dos variables para la consecuencia de falla (COF), cada variable con sus respectivos atributos, de tal manera que al realizar la evaluación de riesgo, los resultados reflejen realmente las expectativas de riesgo en el poliducto.

Jerarquía del algoritmo para Poliductos

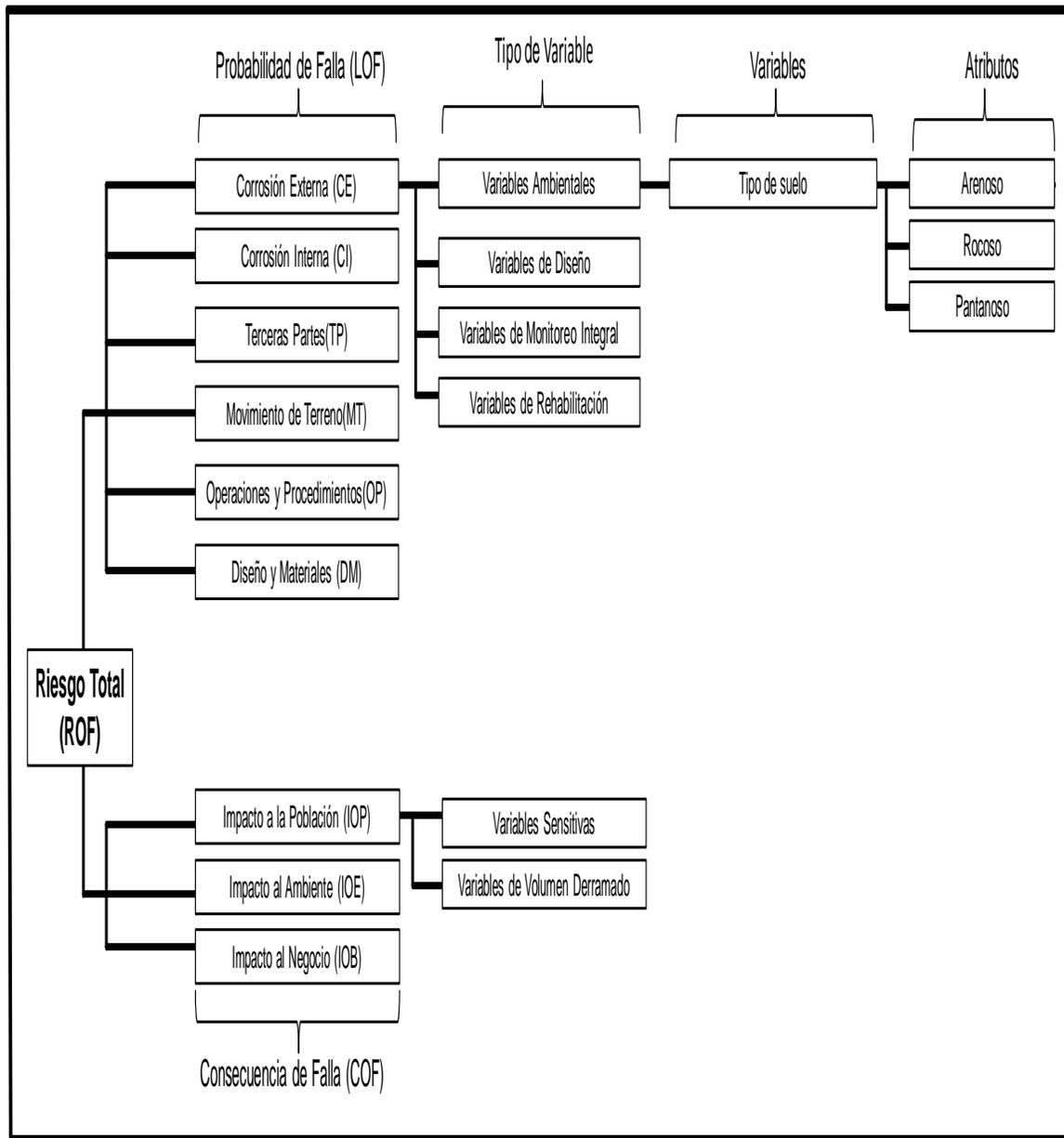


Figura 3.14 Jerarquía de Algoritmo para Poliducto



Donde:

- **Las variables ambientales:** evalúan las condiciones ambientales que ejercen cierta influencia sobre el poliducto.
- **Las variables de diseño:** evalúan las condiciones asociadas con el diseño del poliducto que no pueden cambiar fácilmente.
- **Las variables de monitoreo integral:** evalúan los datos de pruebas no destructivas o de inspección, esta variable refleja el conocimiento real del desempeño del poliducto, o desconocimiento del mismo. balancean el riesgo (reducen o incrementan).
- **Las variables de rehabilitación:** evalúan las pruebas de desempeño o disponibilidad de resultados de inspección, pues se asigna el riesgo con base a las validaciones realizadas en el poliducto respecto a su capacidad para operar. balancean el riesgo (reducen o incrementan) con base al desempeño real del poliducto.
- **Las variables de sensibilidad:** evalúan la afectación no intencional y la sensibilidad de la variable en un evento en donde se libera producto.
- **Las variables de volumen derramado:** evalúan la relación con la cantidad y producto derramado. ubicación (receptor), características del producto manejado (factor de peligro) y protecciones o atenuantes del riesgo (factor de reducción).
- **Los atributos :** Se refiere a las características específicas de una variable

A continuación se muestra la jerarquía de los factores de probabilidad de falla (LOF) y consecuencia de falla (LOF) (Diagramas 3.1- 3.9).



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA DE MÉXICO
FACULTAD DE ESTUDIOS SUPERIORES ZARAGOZA

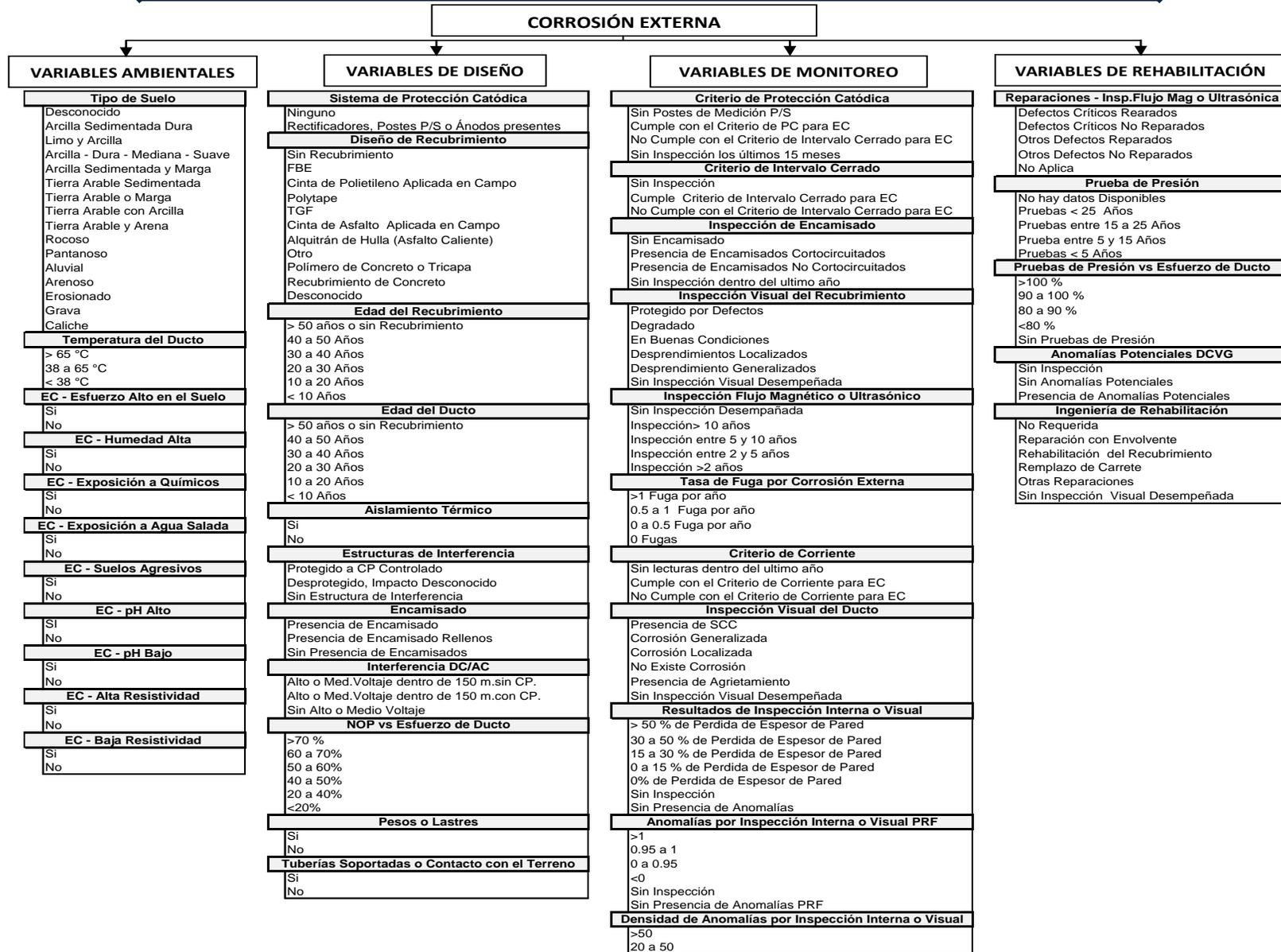


Diagrama 3.1 Jerarquía del factor corrosión externa



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO
FACULTAD DE ESTUDIOS SUPERIORES ZARAGOZA

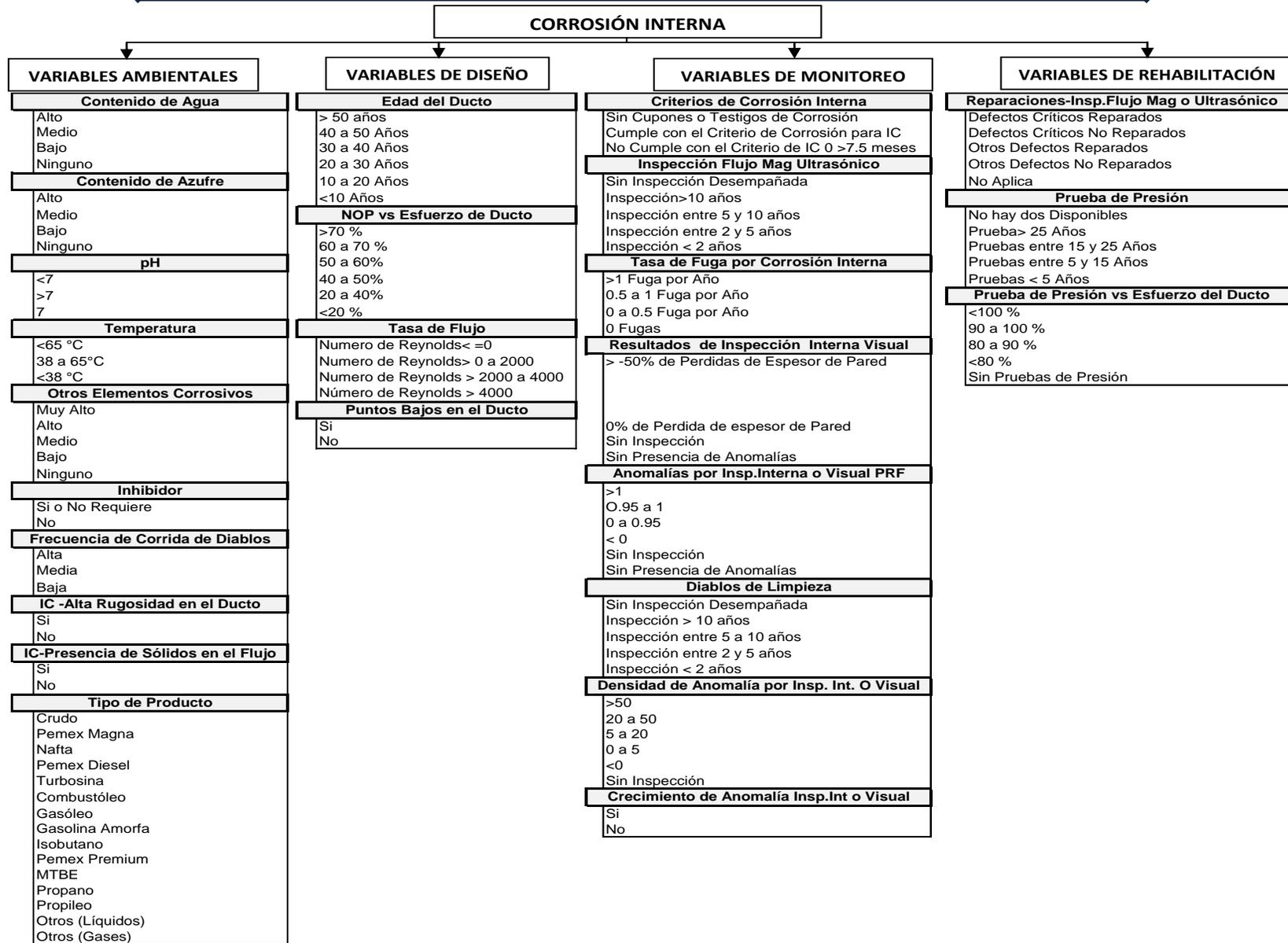


Diagrama 3.2 Jerarquía del factor corrosión interna



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA DE MÉXICO
FACULTAD DE ESTUDIOS SUPERIORES ZARAGOZA

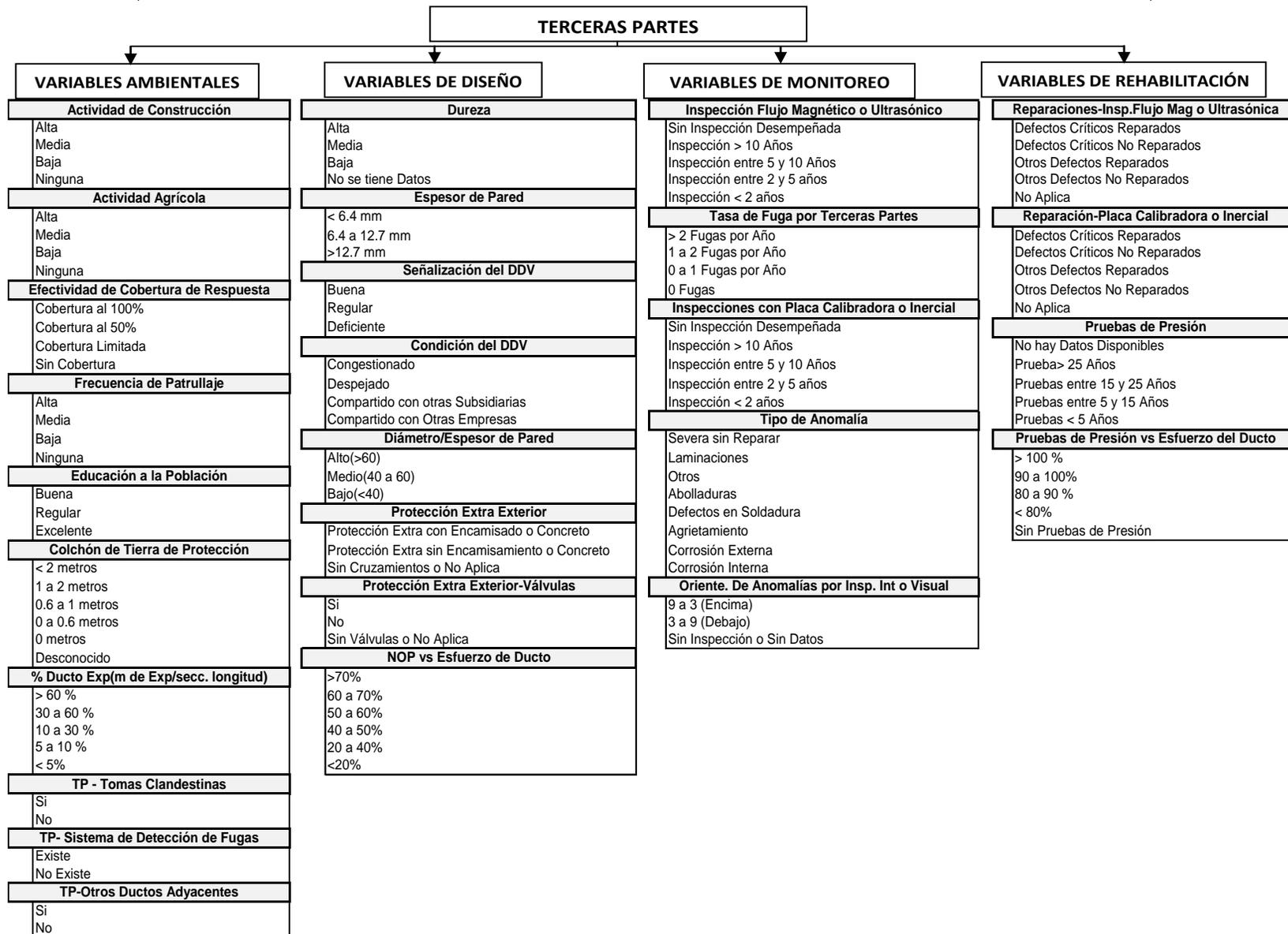


Diagrama 3.3 Jerarquía del factor terceras partes

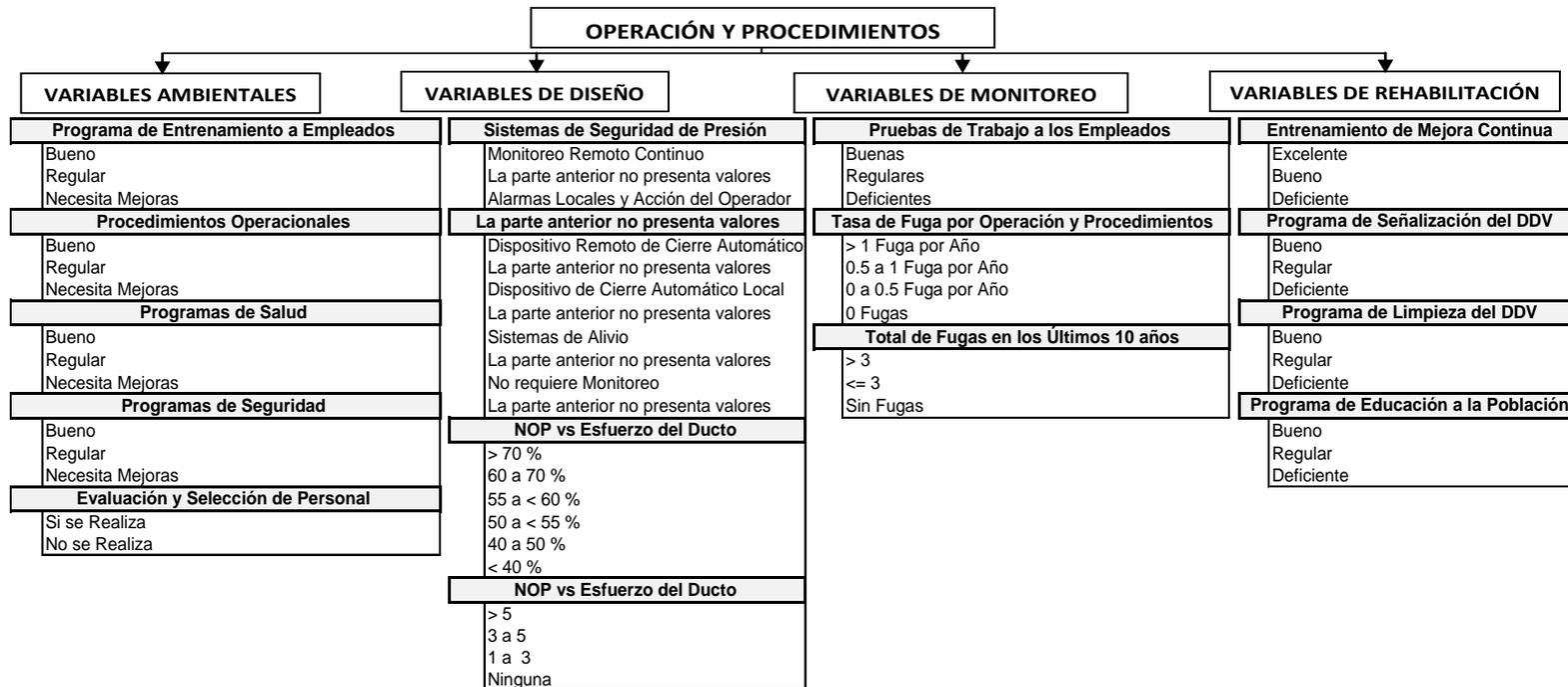


Diagrama 3.4 Jerarquía del factor operación y procedimientos

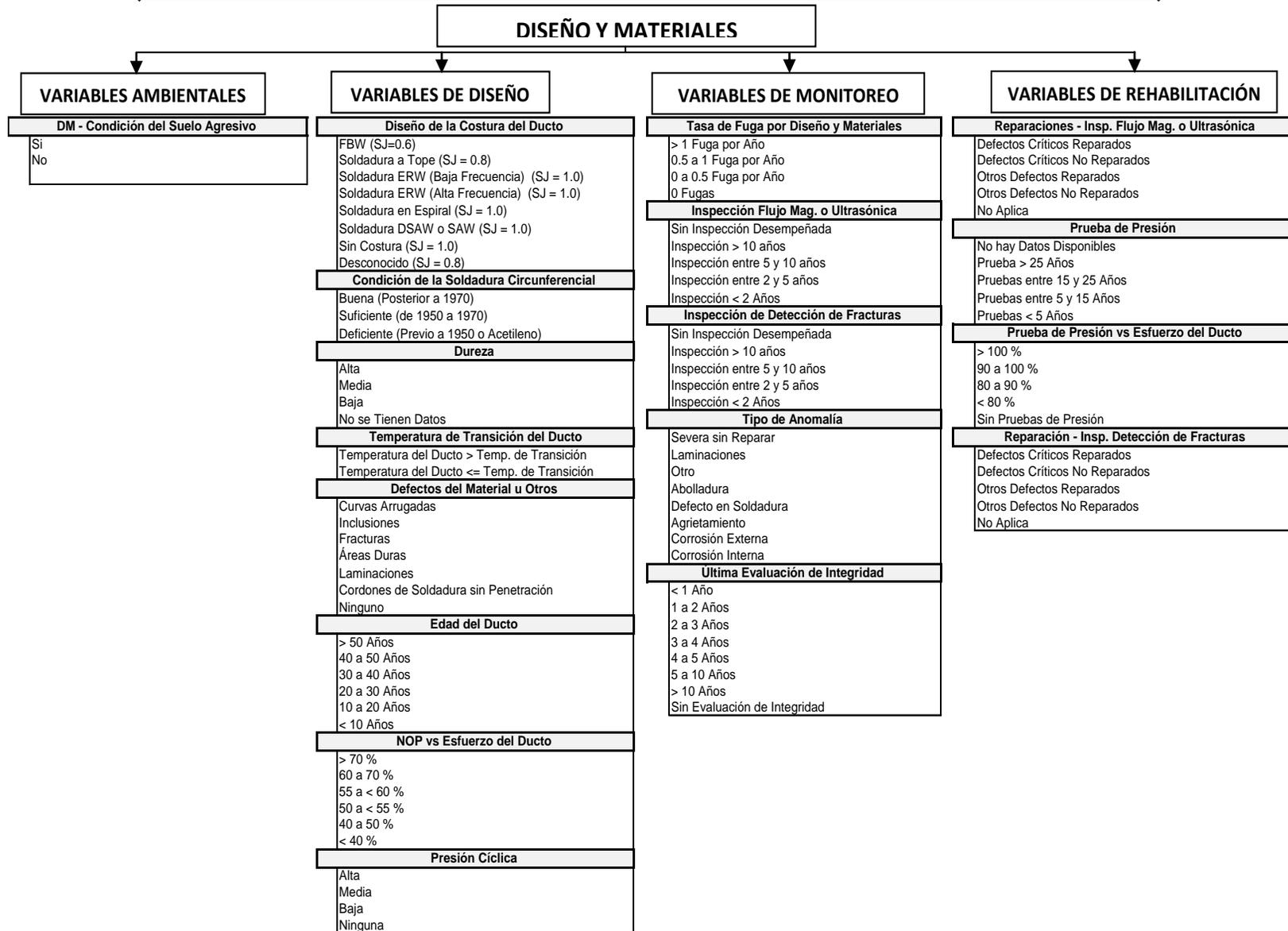


Diagrama 3.5 Jerarquía del factor diseño y materiales

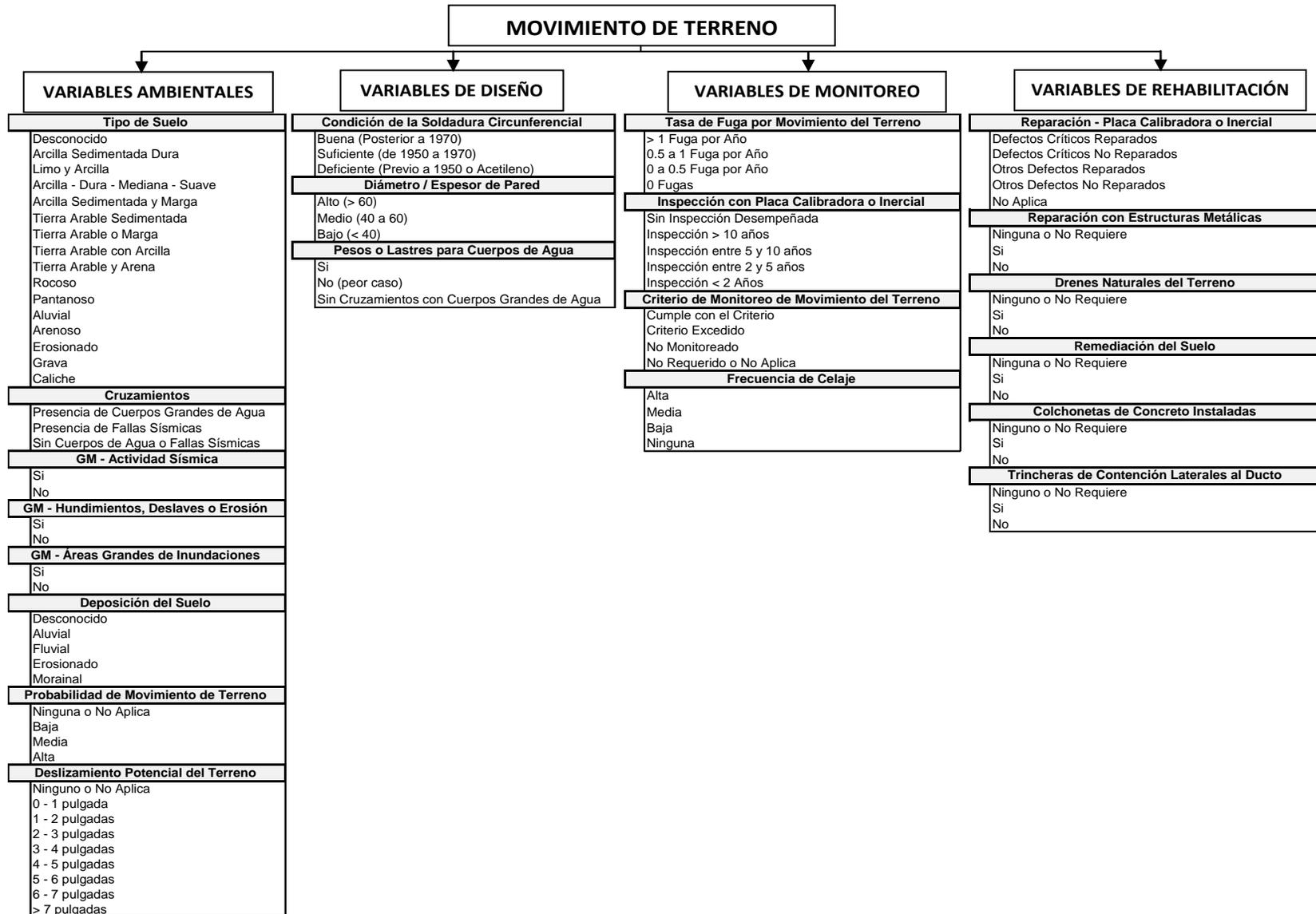


Diagrama 3.6 Jerarquía del factor movimiento de terreno

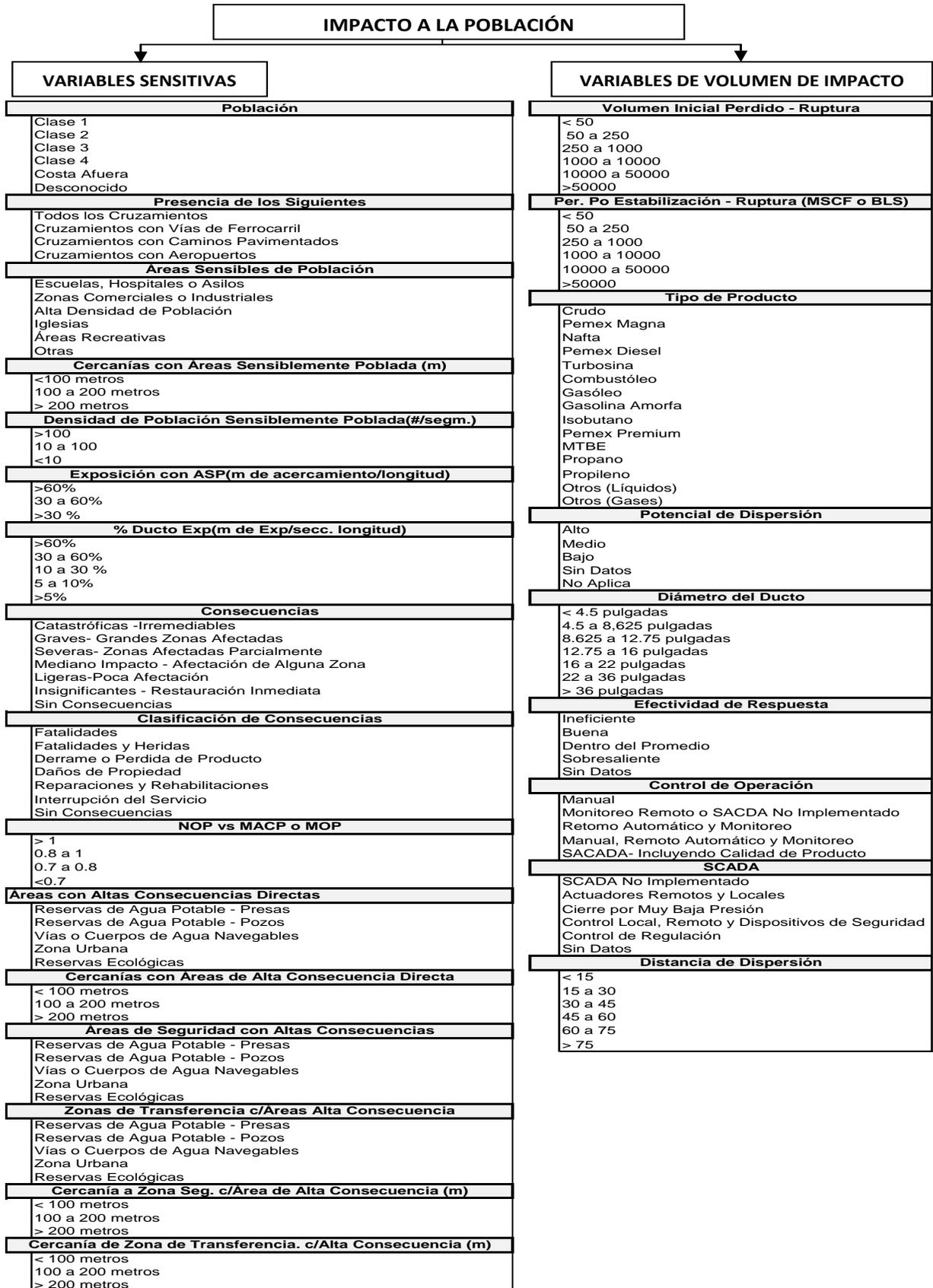


Diagrama 3.7 Jerarquía del factor impacto a la población

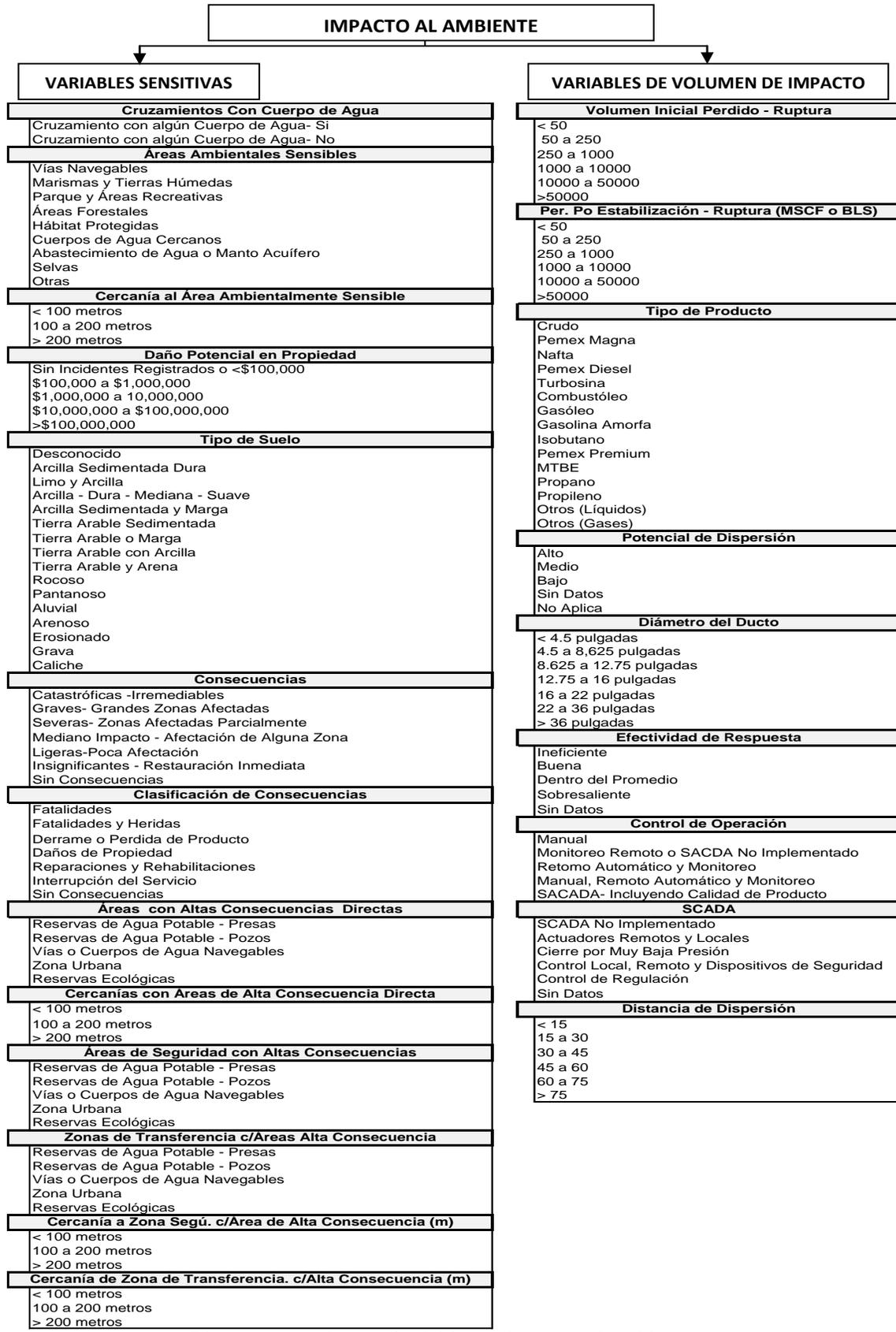


Diagrama 3.8 Jerarquía del factor impacto al ambiente

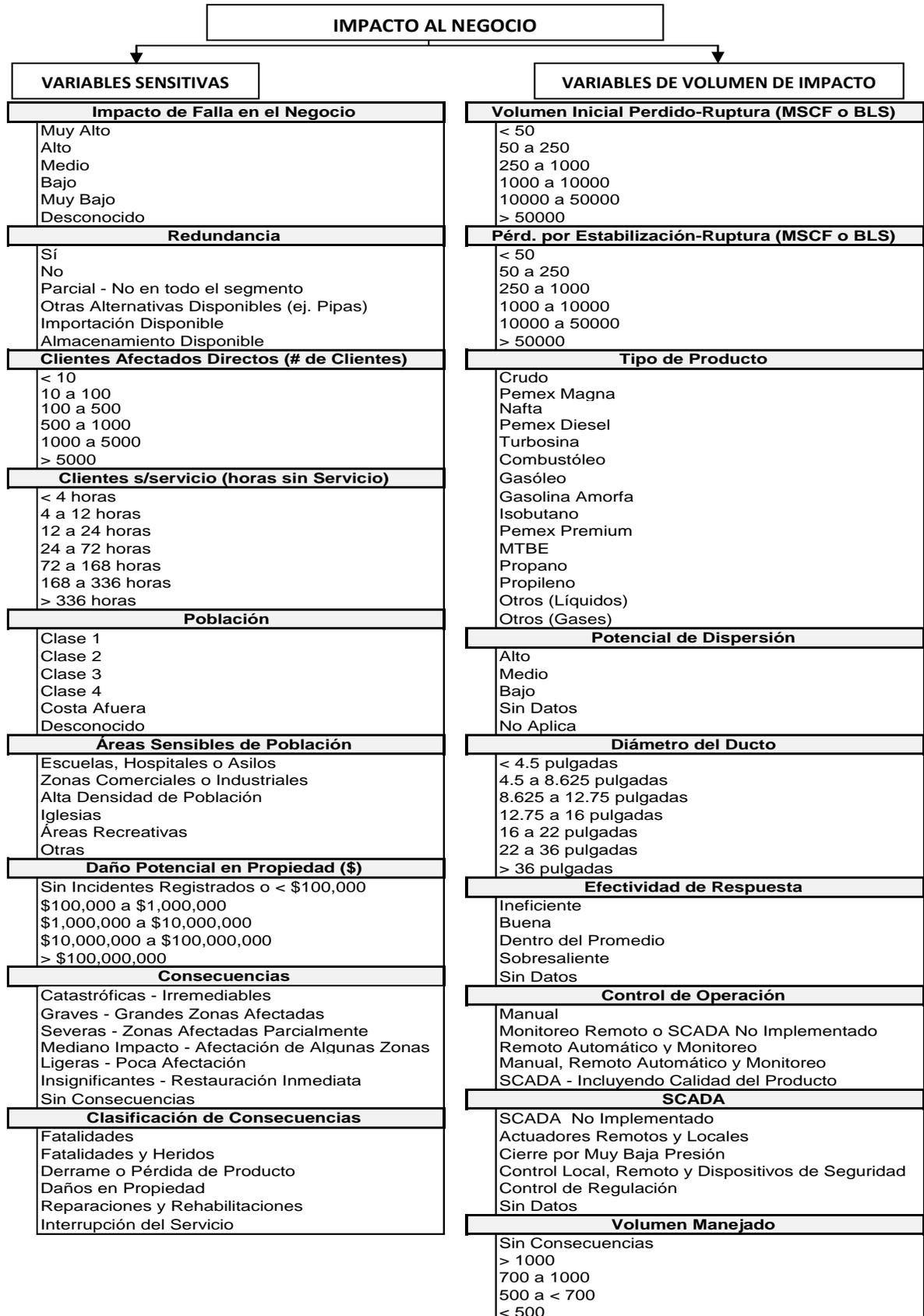


Diagrama 3.9 Jerarquía del factor impacto al negocio

3.3.5. Escala y dirección del riesgo

- La dirección del riesgo en el algoritmo de riesgo en poliductos se dirige hacia aumentar la puntuación en riesgo: los puntos más altos significan más riesgo.
- La escala de riesgo en el algoritmo de riesgo en poliductos establece que la escala de calificaciones para los incrementos de riesgo es positivas mientras que para los reductores de riesgo es negativa (ver figura 3.15).

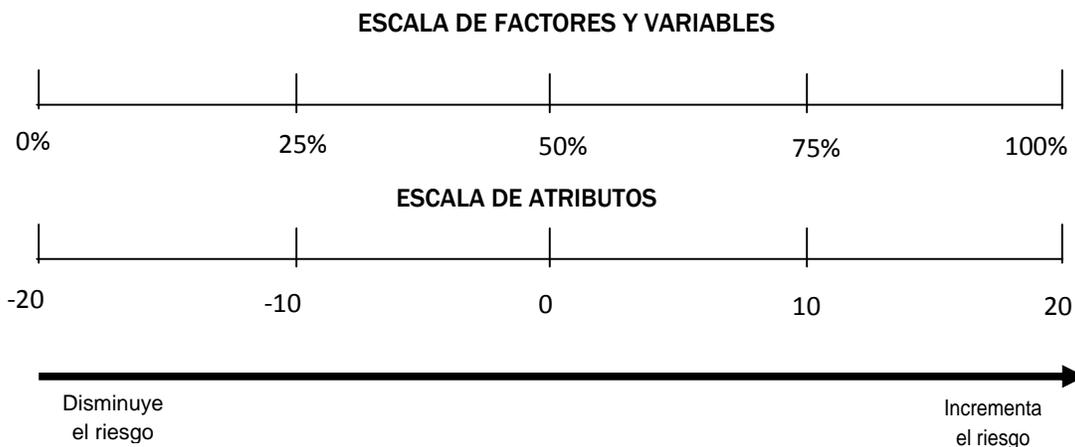


Figura 3.15 Escalas de calificaciones

3.3.5.1. Combinación de variables

En la escala de riesgo podemos notar que algunas variables indican aumento de riesgo y otras disminución de riesgo, el aumento de niveles de prevención debería llevar a disminuir el riesgo mientras muchos atributos añadirán riesgos por ello se establece una convención de signo (positivo contra negativo), la combinación de estas permitirán conocer la aportación de cada variable al riesgo, ejemplo:

$$\text{Variable de riesgo} = (\text{suma de incrementos de riesgo}) + (\text{suma de reductores de riesgo})$$

Para la escala ya definida el cálculo será de esta manera:

$$\text{Daño por corrosión} = (\text{medio ambiente}) + ((\text{recubrimiento}) + (\text{protección catódica}))$$

Donde los valores de las puntuaciones pueden ser:

$$(\text{Daño por corrosión}) = (24) + (-5+-2) = 17$$

3.3.6. Asignación de ponderaciones relativas a factores de probabilidad falla (LOF) y consecuencias de falla (COF).

Los puntajes de los valores de probabilidad de falla o consecuencias de fallas (ponderaciones relativas), son los valores que reflejan su importancia relativa, y se basan en la influencia de las amenazas e impactos para reducir o incrementar el riesgo, así como a las estadísticas de incidentes disponibles.

En base al historial de fallas e incidentes y la descripción de cada factor de falla, e procede a asignar la ponderación a los factores de falla, destacando los factores de terceras partes y su impacto al negocio (ver figura 3.16).

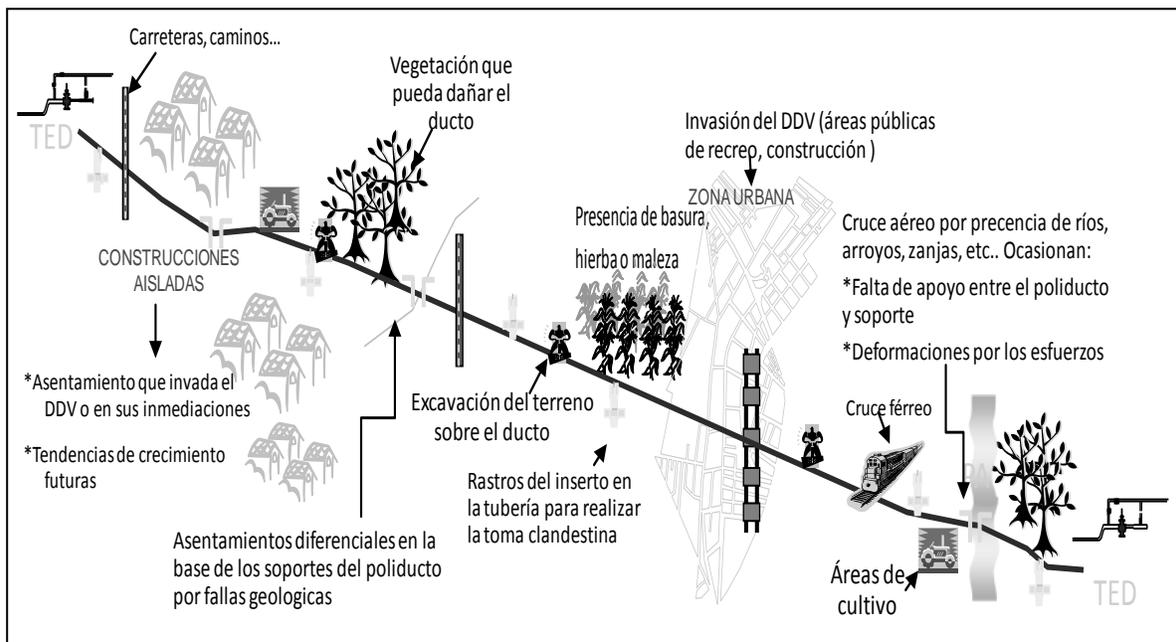


Figura 3.16 Factores de falla con más relevancia

Partiendo de que se tiene identificado el factor de terceras partes (TP), con mas contribución para la probabilidad de falla (LOF) y el impacto al negocio (IOB) con mayor contribución para la consecuencia de falla (COF), estos serán la referencia para analizar los restantes y definir su atribución.

Paralelamente se hace uso de la siguiente referencia (tabla 3.1)

Tabla 3.1 Característica de los factores

FACTOR	CARACTERÍSTICAS
CORROSION EXTERNA (CE)	DEPENDIENTES DEL TIEMPO
CORROSION INTERNA(CI)	
DISEÑO Y MATERIALES(DM)	ESTABLE
TERCERAS PARTES(TP)	INDEPENDIENTES DEL TIEMPO
MOVIMINETO DE TERRENO(MT)	
OPERACIONES Y PROCEDIMINETOS(OP)	



Corrosión externa (CE)- los sistemas de poliductos se extiende por gran parte del territorio nacional y atraviesa campos, bosques, selvas, desiertos, zonas urbanas incluso zonas agrícolas, ríos, etc. Si este factor evalúa básicamente un cambio químico en el material del ducto resultado de la interacción del material con la atmosfera, entonces se considera un factor con gran contribución al riesgo.

Corrosión interna (CI): Los hidrocarburos que transporta un poliducto son productos finales, no son corrosivos y si este factor básicamente evalúa el daño causado por una reacción entre la pared de tubo interior y el producto transportado (Corrosividad del producto), este no contribuye al riesgo, tendrá una ponderación baja.

Operación y procedimientos (OP): un poliducto trasporta hidrocarburos altamente peligrosos e inflamables (la mayoría combustibles), y como se muestra en la figura 3.16 atraviesa manchas urbanas poblaciones pequeñas, medianas, zonas rurales, etc, y en caso de un fuga o derrame la gente debe estar informada correctamente para disminuir el impacto a la población, al negocio y ambiental.

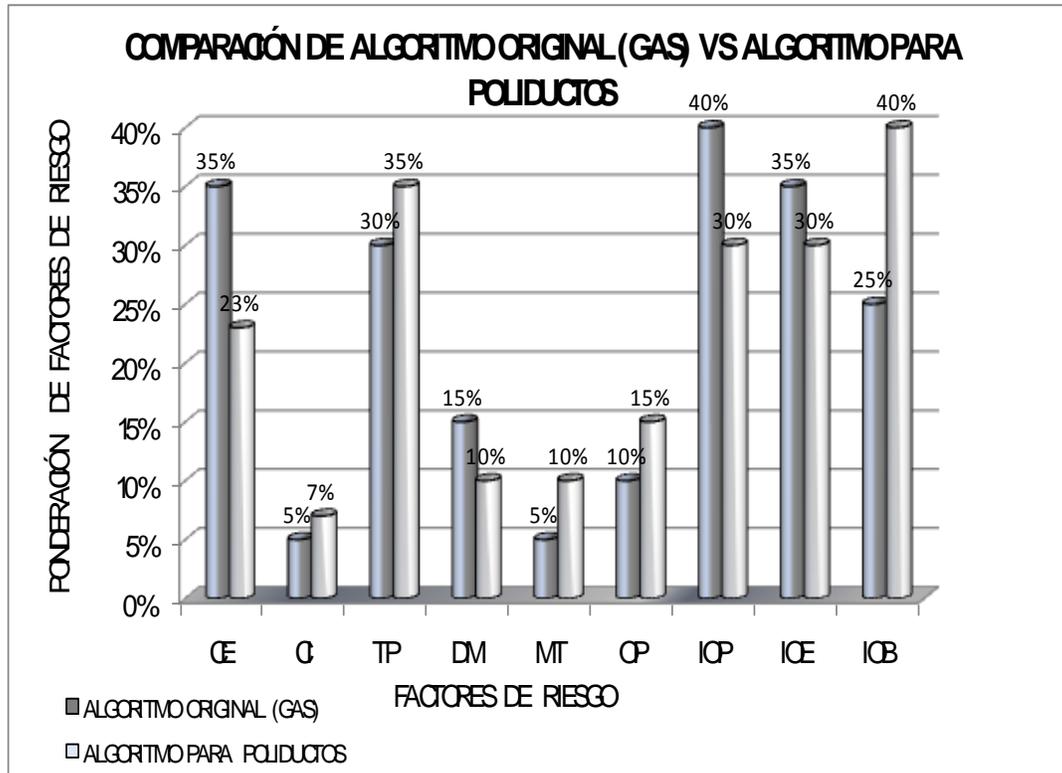
La ponderación para diseño y materiales (DM) y movimiento de terreno (MT) será de ajuste, al igual que los impactos al ambiente (IOE) y a la población (IOP).

La Tabla 3.2, se muestra la ponderación asignada a los factores de probabilidad de falla (LOF) y consecuencia de falla (COF) para el algoritmo de evaluación de riesgo en poliductos.

Tabla 3.2 Ponderación definida para cada factor de falla

ALGORITMO DE EVALUACION DE RIESGO EN POLIDUCTOS			
Riesgo total = Probabilidad de falla x Consecuencia de falla			
FACTORES DE PROBABILIDAD DE FALLA (LOF)		FACTORES DE CONSECUENCIA DE FALLA (OF)	
	%		%
Corrosión Externa (CE)	23	Impacto a la población (IOP)	30
Corrosión Interna (CI)	7	Impacto al Ambiente (IOE)	30
Terceras Partes (TP)	35	Impacto al negocio (IOB)	40
Diseño y Materiales(DM)	10		
Movimiento de Terreno(MT)	10	TOTAL=	100
Operación y Procedimientos (OP)	15		
	TOTAL= 100		

La siguiente grafica se observan los diferentes valores de las ponderaciones de los factores en común entre el algoritmo diseñado para evaluación de ductos que transportan gas¹¹, que se usa para referencia de este trabajo y el algoritmo desarrollado para poliductos.



Grafica 3.1 Comparación de algoritmos

3.3.6.1. Asignación de pesos relativos a las variables de probabilidad falla y consecuencias de falla

Los pesos relativos de las variables de riesgo, es decir sus valores de punto posibles máximos o factores de ajuste, reflejan la importancia relativa de aquel aspecto a la contribución de riesgo. La importancia está basada en el papel de la variable en la adición o reducción del riesgo. Se determina la influencia de cada variable dentro de un factor a partir de que el riesgo total es distribuido entre todas las variables.

Cabe señalar, que entre mayor número de variables en el cálculo del riesgo por cada factor, se reduce más la contribución de cada una de estas, es decir, que entre más número de variables, éstas contribuirán en menor puntaje en el cálculo del LOF, sin embargo, siempre y cuando la suma de todas las contribuciones acumule el 100%. En el esquema (ver figura 3.17), se muestra como ejemplo la asignación de pesos de las variables para el factor de terceras parte (TP) del algoritmo de riesgo en poliducto.

¹¹ Manual del usuario IAP versión 5.5 capítulo 10.

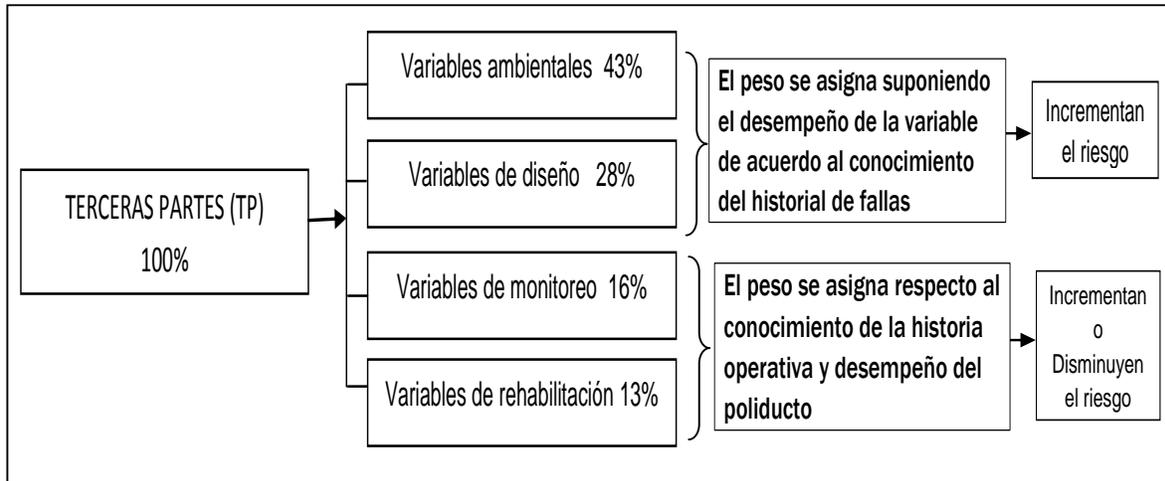


Figura 3.17 Esquema de la Asignación y contribución de pesos relativos para las variables

Se muestra como ejemplo la asignación de pesos relativo a las variables ambientales del algoritmo de riesgo en poliductos (ver tabla 3.3).

Tabla 3.3 Asignación de pesos relativos para las variables

TERCERAS PARTES (TP)	
Variables Ambientales	Peso relativo
Actividad de Construcción	5%
Actividad Agrícola	5%
Efectividad de Cobertura de Respuesta	2%
Frecuencia de Patrullaje	5%
Educación a la Población	3%
Colchón de Tierra de Protección	3%
% Ducto Exp (m de Exp/secc. longitud)	2%
TP - Tomas Clandestinas	7%
TP- Sistema de Detección de Fugas	6%
Otros ductos Adyacentes	5%
Total	43%

Reflejan la importancia relativa de aquel aspecto que contribuya al riesgo

3.3.6.2. Asignación de calificaciones relativas a los atributos de probabilidad falla y consecuencias de falla

Estos atributos son elegidos o definidos de acuerdo a las posibles características que pueden tener las variables, se asigna su calificación de acuerdo a la criticidad del riesgo de la variable que pertenecen, el papel del factor se basa en la adición o reducción del riesgo.

Se muestra un ejemplo de los valores asignados a los atributos para de algunas variables ambientales del algoritmo de riesgo en poliductos (ver tabla 3.4).

Tabla 3.4 Asignación de pesos relativos para las variables

Variables Ambientales	
Educación a la Población	Calificación relativa
Buena	0
Regular	8
Excelente	-5
TP - Tomas Clandestinas	
Si	10
No	0
Actividad de Construcción	
Alta	40
Media	20
Baja	10
Ninguna	0

Su calificación refleja reducción al riesgo

Su calificación refleja contribución al riesgo

De esta manera se van asignando los valores relativos a cada elemento del algoritmo, de tal modo que este permita y sea utilizado para calcular la contribución discreta de cada variable y combinación de atributo.

3.3.7. Integración de Algoritmo.

Una vez que se califica todos los elementos del algoritmo, se integra la información de cada factor de probabilidad de falla (LOF) y consecuencia de falla (COF), los cuales se reflejan en una tabla, se muestra un ejemplo de la estructura y contenido de las tablas elaboradas para cada factor (ver figura 3.18).

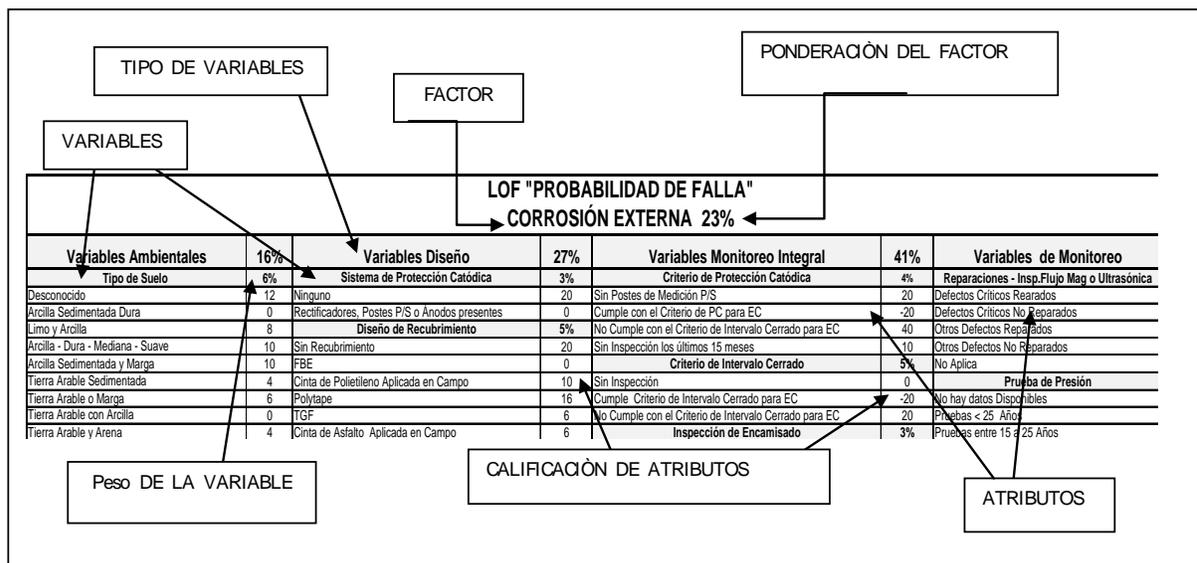


Figura 3.18 Contenido de las tablas para cada factor

Se muestran las tablas para cada factor de probabilidad de falla (LOF) y consecuencia de falla (COF), sus variables y atributos, con las ponderaciones, pesos y calificaciones asignadas (ver tablas 3.5-3.13).



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA DE MÉXICO
FACULTAD DE ESTUDIOS SUPERIORES ZARAGOZA



Tabla 3.5 Corrosión Externa
LOF "PROBABILIDAD DE FALLA"
CORROSIÓN EXTERNA 23%

Variables Ambientales	16%	Variables Diseño	27%	Variables Monitoreo Integral	41%	Variables de Rehabilitación	16%
Tipo de Suelo	6%	Sistema de Protección Catódica	3%	Criterio de Protección Catódica	4%	Reparaciones - Insp.Flujos Mag o Ultrasonica	8%
Desconocido	12	Ninguno	20	Sin Postes de Medición P/S	20	Defectos Críticos Rearados	0
Arcilla Sedimentada Dura	0	Rectificadores, Postes P/S o Anodos presentes	0	Cumple con el Criterio de PC para EC	-20	Defectos Críticos No Reparados	40
Limo y Arcilla	8	Diseño de Recubrimiento	5%	No Cumple con el Criterio de Intervalo Cerrado para EC	40	Otros Defectos Reparados	0
Arcilla - Dura - Mediana - Suave	10	Sin Recubrimiento	20	Sin Inspección los últimos 15 meses	10	Otros Defectos No Reparados	30
Arcilla Sedimentada y Marga	10	FBE	0	Criterio de Intervalo Cerrado	5%	No Aplica	0
Tierra Arable Sedimentada	4	Cinta de Polietileno Aplicada en Campo	10	Sin Inspección	0	Prueba de Presión	2%
Tierra Arable o Marga	6	Polytape	16	Cumple Criterio de Intervalo Cerrado para EC	-20	No hay datos Disponibles	20
Tierra Arable con Arcilla	0	TGF	6	No Cumple con el Criterio de Intervalo Cerrado para EC	40	Pruebas < 25 Años	15
Tierra Arable y Arena	4	Cinta de Asfalto Aplicada en Campo	6	Inspección de Encamisado	3%	Pruebas entre 15 a 25 Años	8
Rocoso	16	Alquitrán de Hulla (Asfalto Caliente)	6	Sin Encamisado	0	Prueba entre 5 y 15 Años	5
Pantansoso	25	Otro	0	Presencia de Encamisados Cortocircuitados	15	Pruebas < 5 Años	-5
Aluvial	3	Polimero de Concreto o Tricapa	0	Presencia de Encamisados No Cortocircuitados	-10	Pruebas de Presión vs Esfuerzo de Ducto	2%
Arenoso	14	Recubrimiento de Concreto	8	Sin Inspección dentro del último año	2	>100 %	-20
Erosionado	10	Desconocido	10	Inspección Visual del Recubrimiento	5%	90 a 100 %	2
Grava	4	Edad del Recubrimiento	4%	Protegido por Defectos	-20	80 a 90 %	5
Caliche	4	> 50 años o sin Recubrimiento	25	Degradado	5	<80 %	8
Temperatura del Ducto	1%	40 a 50 Años	20	En Buenas Condiciones	-10	Sin Pruebas de Presión	0
> 65 °C	25	30 a 40 Años	16	Desprendimientos Localizados	10	Anomalías Potenciales DCVG	2%
38 a 65 °C	12	20 a 30 Años	12	Desprendimiento Generalizados	20	Sin Inspección	10
< 38 °C	0	10 a 20 Años	5	Sin Inspección Visual Desempeñada	0	Sin Anomalías Potenciales	0
EC - Esfuerzo Alto en el Suelo	1%	< 10 Años	0	Inspección Flujo Magnético o Ultrasonico	10%	Presencia de Anomalías Potenciales	10
Si	10	Edad del Ducto	3%	Sin Inspección Desempeñada	20	Ingeniería de Rehabilitación	2%
No	0	> 50 años o sin Recubrimiento	15	Inspección > 10 años	-1	No Requerida	0
EC - Humedad Alta	1%	40 a 50 Años	12	Inspección entre 5 y 10 años	-3	Reparación con Envolvente	5
Si	10	30 a 40 Años	9	Inspección entre 2 y 5 años	-6	Rehabilitación del Recubrimiento	2
No	0	20 a 30 Años	6	Inspección >2 años	-10	Reemplazo de Carrete	0
EC - Exposición a Químicos	1%	10 a 20 Años	3	Tasa de Fuga por Corrosión Externa	2%	Otras Reparaciones	2
Si	10	< 10 Años	0	>1 Fuga por año	20	Sin Inspección Visual Desempeñada	10
No	0	Aislamiento Térmico	1%	0.5 a 1 Fuga por año	15		
EC - Exposición a Agua Salada	1%	Si	30	0 a 0.5 Fuga por año	10		
Si	10	No	0	0 Fugas	0		
No	0	Estructuras de Interferencia	1%	Criterio de Corriente	2%		
EC - Suelos Agresivos	1%	Protegido a CP Controlado	6	Sin lecturas dentro del último año	7		
Si	10	Desprotegido, Impacto Desconocido	30	Cumple con el Criterio de Corriente para EC	-10		
No	0	Sin Estructura de Interferencia	0	No Cumple con el Criterio de Corriente para EC	5		
EC - pH Alto	1%	Encamisado	3%	Inspección Visual del Ducto	2%		
Si	10	Presencia de Encamisado	10	Presencia de SCC	25		
No	0	Presencia de Encamisado Rellenos	5	Corrosión Generalizada	15		
EC - pH Bajo	1%	Sin Presencia de Encamisados	0	Corrosión Localizada	10		
Si	10	Interferencia DC/AC	2%	No Existe Corrosión	-10		
No	0	Alto o Med.Voltaje dentro de 150 m.sin CP.	10	Presencia de Agrietamiento	7		
EC - Alta Resistividad	1%	Alto o Med.Voltaje dentro de 150 m.con CP.	7	Sin Inspección Visual Desempeñada	0		
Si	10	Sin Alto o Medio Voltaje	0	Resultados de Inspección Interna o Visual	4%		
No	0	NOP vs Esfuerzo de Ducto	3%	> 50 % de Pérdida de Espesor de Pared	40		
EC - Baja Resistividad	1%	>70 %	25	30 a 50 % de Pérdida de Espesor de Pared	30		
Si	10	60 a 70%	20	15 a 30 % de Pérdida de Espesor de Pared	10		
No	0	50 a 60%	15	0 a 15 % de Pérdida de Espesor de Pared	0		
		40 a 50%	14	0% de Pérdida de Espesor de Pared	-10		
		20 a 40%	10	Sin Inspección	7		
		<20%	0	Sin Presencia de Anomalías	0		
		Pesos o Lastres	1%	Anomalías por Inspección Interna o Visual PRF	2%		
		Si	10	>1	20		
		No	0	0.95 a 1	10		
		Tuberías Soportadas o Contacto con el Terreno	1%	0 a 0.95	5		
		Si	20	<0	0		
		No	0	Sin Inspección	5		
				Sin Presencia de Anomalías PRF	-10		
				Densidad de Anomalías por Inspección Interna o Visual	2%		
				>50	20		
				20 a 50	10		



Tabla 3.6 Corrosión interna

LOF "PROBABILIDAD DE FALLA" CORROSIÓN INTERNA 7%							
Variables Ambientales	34%	Variables Diseño	14%	Variables Monitoreo Integral	39%	Variables de Rehabilitación	13%
Contenido de Agua	3%	Edad del Ducto	6%	Criterios de Corrosión Interna	6%	Reparaciones-Insp.Flujos Mag o Ultrasonico	7%
Alto	10	> 50 años	10	Sin Cupones o Testigos de Corrosión	10	Defectos Críticos Reparados	0
Medio	8	40 a 50 Años	9	Cumple con el Criterio de Corrosión para IC	0	Defectos Críticos No Reparados	40
Bajo	6	30 a 40 Años	7	No Cumple con el Criterio de IC 0 >7.5 meses	10	Otros Defectos Reparados	0
Ninguno	0	20 a 30 Años	6	Inspección Flujo Mag Ultrasonico	7%	Otros Defectos No Reparados	30
Contenido de Azufre	6%	10 a 20 Años	4	Sin Inspección Desempeñada	10	No Aplica	0
Alto	10	<10 Años	1	Inspección >10 años	10	Prueba de Presión	3%
Medio	7	NOP vs Esfuerzo de Ducto	5%	Inspección entre 5 y 10 años	6	No hay dos Disponibles	15
Bajo	5	>70 %	10	Inspección entre 2 y 5 años	2	Prueba > 25 Años	0
Ninguno	0	60 a 70 %	8	Inspección < 2 años	0	Pruebas entre 15 y 25 Años	-1
pH	3%	50 a 60%	6	Tasa de Fuga por Corrosión Interna	8%	Pruebas < 5 y 15 Años	-5
<7	10	40 a 50%	4	>1 Fuga por Año	10	Pruebas < 5 Años	-10
>7	7	20 a 40%	2	0.5 a 1 Fuga por Año	6	Prueba de Presión vs Esfuerzo del Ducto	3%
7	0	<20 %	0	0 a 0.5 Fuga por Año	4	<100 %	-15
Temperatura	2%	Tasa de Flujo	2%	0 Fugas	0	90 a 100 %	-5
<65 °C	7	Numero de Reynolds <= 0	0	Resultados de Inspección Interna Visual	5%	80 a 90 %	5
38 a 65 °C	4	Numero de Reynolds > 0 a 2000	2	> -50% de Perdidas de Espesor de Pared	10	<80 %	10
<38 °C	0	Numero de Reynolds > 2000 a 4000	7		8	Sin Pruebas de Presión	0
Otros Elementos Corrosivos	5%	Numero de Reynolds > 4000	10		6		
Muy Alto	10	Puntos Bajos en el Ducto	1%		4		
Alto	10	Si	10	0% de Perdida de espesor de Pared	0		
Medio	8	No	0	Sin Inspección	10		
Bajo	4			Sin Presencia de Anomalías	-10		
Ninguno	0			Anomalías por insp.Interna o Visual PRF	3%		
Inhibidor	3%			>1	20		
Si o No Requiere	0			0.95 a 1	10		
No	10			0 a 0.95	5		
Frecuencia de Corrida de Diablos	5%			< 0	-10		
Alta	0			Sin Inspección	5		
Media	5			Sin Presencia de Anomalías	-10		
Baja	10			Diablos de Limpieza	5%		
IC -Alta Rugosidad en el Ducto	1%			Sin Inspección Desempeñada	10		
Si	10			Inspección > 10 años	7		
No	0			Inspección entre 5 a 10 años	5.0		
IC-Presencia de Sólidos en el Flujo	1%			Inspección entre 2 y 5 años	0		
Si	10			Inspección < 2 años	-5		
No	0			Densidad de Anomalia por Insp. Int. O Visual	2%		
Tipo de Producto	5%			>50	20		
Crudo	10			20 a 50	10		
Pemex Magna	2			5 a 20	5		
Nafta	6			0 a 5	2		
Pemex Diesel	3			<0	0		
Turbosina	2			Sin Inspección	5		
Combustóleo	8			Crecimiento de Anomalia Insp.Int o Visual	3%		
Gasóleo	8			Si	20		
Gasolina Amorfa	6			No	0		
Isobutano	4						
Pemex Premium	2						
MTBE	10						
Propano	3						
Propileo	5						
Otros (Líquidos)	5						
Otros (Gases)	5						

Tabla 3.7 Terceras Partes

LOF "PROBABILIDAD DE FALLA" TERCERAS PARTES 35%							
Variables Ambientales	43%	Variables Diseño	28%	Variables Monitoreo Integral	16%	Variables de Rehabilitación	13%
Actividad de Construcción	5%	Dureza	3%	Inspección Flujo Magnético o Ultrasonico	4%	Reparaciones-Insp.Flujo Mag o Ultrasonica	5%
Alta	40	Alta	-5	Sin Inspección Desempeñada	5	Defectos Críticos Reparados	-10
Media	20	Media	5	Inspección > 10 Años	-1	Defectos Críticos No Reparados	10
Baja	10	Baja	10	Inspección entre 5 y 10 Años	-2	Otros Defectos Reparados	-5
Ninguna	0	No se tiene Datos	8	Inspección entre 2 y 5 años	-5	Otros Defectos No Reparados	5
Actividad Agrícola	5%	Espesor de Pared	3%	Inspección < 2 años	-10	No Aplica	0
Alta	40	< 6.4 mm	15	Tasa de Fuga por Terceras Partes	3%	Reparación-Placa Calibradora o Inercial	3%
Media	20	6.4 a 12.7 mm	8	> 2 Fugas por Año	40	Defectos Críticos Reparados	-10
Baja	10	>12.7 mm	3	1 a 2 Fugas por Año	20	Defectos Críticos No Reparados	10
Ninguna	0	Señalización del DDV	3%	0 a 1 Fugas por Año	5	Otros Defectos Reparados	-5
Efectividad de Cobertura de Respuesta	2%	Buena	1	0 Fugas	0	Otros Defectos No Reparados	8
Cobertura al 100%	0	Regular	5	Inspecciones con Placa Calibradora o Inercial	5%	No Aplica	0
Cobertura al 50%	8	Deficiente	10	Sin Inspección Desempeñada	5	Pruebas de Presión	2%
Cobertura Limitada	12	Condición del DDV	5%	Inspección > 10 Años	-1	No hay Datos Disponibles	0
Sin Cobertura	30	Congestionado	20	Inspección entre 5 y 10 Años	-2	Prueba> 25 Años	0
Frecuencia de Patrullaje	5%	Despejado	0	Inspección entre 2 y 5 años	-3	Pruebas entre 15 y 25 Años	0
Alta	2	Compartido con otras Subsidiarias	10	Inspección < 2 años	-10	Pruebas entre 5 y 15 Años	-5
Media	15	Compartido con Otras Empresas	16	Tipo de Anomalia	2%	Pruebas < 5 Años	-10
Baja	25	Diámetro/Espesor de Pared	3%	Severa sin Reparar	20	Pruebas de Presión vs Esfuerzo del Ducto	3%
Ninguna	30	Alto(>60)	16	Laminaciones	10	> 100 %	-10
Educación a la Población	3%	Medio(40 a 60)	6	Otros	2	90 a 100%	-3
Buena	0	Bajo(<40)	0	Abolladuras	2	80 a 90 %	0
Regular	8	Protección Extra Exterior	4%	Defectos en Soldadura	7	< 80%	10
Excelente	-5	Protección Extra con Encamisado o Concreto	-6	Agrietamiento	5	Sin Pruebas de Presión	0
Colchón de Tierra de Protección	3%	Protección Extra sin Encamisamiento o Concreto	20	Corrosión Externa	10		
< 2 metros	-4	Sin Cruzamientos o No Aplica	0	Corrosión Interna	10		
1 a 2 metros	0	Protección Extra Exterior-Válvulas	3%	Orient. De Anomalías por Insp. Int o Visual	2%		
0.6 a 1 metros	4	Si	-6	9 a 3 (Encima)	10		
0 a 0.6 metros	16	No	12	3 a 9 (Debajo)	20		
0 metros	20	Sin Válvulas o No Aplica	0	Sin Inspección o Sin Datos	5		
Desconocido	16	NOP vs Esfuerzo de Ducto	4%				
% Ducto Exp(m de Exp/secc. longitud)	2%	>70%	14				
> 60 %	12	60 a 70%	0				
30 a 60 %	10	50 a 60%	7				
10 a 30 %	8	40 a 50%	5				
5 a 10 %	2	20 a 40%	2				
< 5%	0	<20%	0				
TP - Tomas Clandestinas	7%						
Si	10						
No	0						
TP- Sistema de Detección de Fugas	6%						
Existe	-10						
No Existe	10						
TP-Otros Ductos Adyacentes	5%						
Si	10						
No	0						



Tabla 3.8 Operaciones y Procedimientos

LOF "PROBABILIDAD DE FALLA"							
OPERACIÓN Y PROCEDIMIENTOS 15%							
Variables Ambientales	38%	Variables Diseño	28%	Variables Monitoreo Integral	17%	Variables de Rehabilitación	17%
Programa de Entrenamiento a Empleados	10%	Sistemas de Seguridad de Presión	10%	Pruebas de Trabajo a los Empleados	5%	Entrenamiento de Mejora Continua	5%
Bueno	0	Monitoreo Remoto Continuo	0	Buenas	0	Excelente	-5
Regular	5	La parte anterior no presenta valores	5	Regulares	5	Bueno	0
Necesita Mejoras	10	Alarmas Locales y Acción del Operador	2	Deficientes	10	Deficiente	10
Procedimientos Operacionales	10%	La parte anterior no presenta valores	5%	Tasa de Fuga por Operación y Procedimientos	6%	Programa de Señalización del DDV	4%
Bueno	0	Dispositivo Remoto de Cierre Automático	0	> 1 Fuga por Año	20	Bueno	0
Regular	7	La parte anterior no presenta valores	3	0.5 a 1 Fuga por Año	10	Regular	5
Necesita Mejoras	12	Dispositivo de Cierre Automático Local	0	0 a 0.5 Fuga por Año	5	Deficiente	10
Programas de Salud	6%	La parte anterior no presenta valores	3	0 Fugas	0	Programa de Limpieza del DDV	4%
Bueno	0	Sistemas de Alivio	0	Total de Fugas en los Últimos 10 años	6%	Bueno	-5
Regular	5	La parte anterior no presenta valores	10	> 3	20	Regular	0
Necesita Mejoras	10	No requiere Monitoreo	0	<= 3	0	Deficiente	10
Programas de Seguridad	10%	La parte anterior no presenta valores	0	Sin Fugas	0	Programa de Educación a la Población	4%
Bueno	0	NOP vs Esfuerzo del Ducto	10%			Bueno	-5
Regular	6	> 70 %	12			Regular	0
Necesita Mejoras	12	60 a 70 %	10			Deficiente	10
Evaluación y Selección de Personal	2%	55 a < 60 %	7				
Si se Realiza	10	50 a < 55 %	6				
No se Realiza	0	40 a 50 %	5				
		< 40 %	0				
		NOP vs Esfuerzo del Ducto	8%				
		> 5	0				
		3 a 5	2				
		1 a 3	4				
		Ninguna	10				



Tabla 3.9 Diseño y Materiales

LOF "PROBABILIDAD DE FALLA"

DISEÑO Y MATERIALES 10%

Variables Ambientales	3%	Variables Diseño	59%	Variables Monitoreo Integral	18%	Variables de Rehabilitación	20%
DM - Condición del Suelo Agresivo	3%	Diseño de la Costura del Ducto	15%	Tasa de Fuga por Diseño y Materiales	5%	Reparaciones - Insp. Flujo Mag. o Ultrasonica	5%
Si	20	FBW (SJ=0.6)	15	> 1 Fuga por Año	20	Defectos Críticos Reparados	-10
No	0	Soldadura a Tope (SJ = 0.8)	10	0.5 a 1 Fuga por Año	10	Defectos Críticos No Reparados	15
		Soldadura ERW (Baja Frecuencia) (SJ = 1.0)	0	0 a 0.5 Fuga por Año	5	Otros Defectos Reparados	-5
		Soldadura ERW (Alta Frecuencia) (SJ = 1.0)	0	0 Fugas	0	Otros Defectos No Reparados	5
		Soldadura en Espiral (SJ = 1.0)	0	Inspección Flujo Mag. o Ultrasonica	4%	No Aplica	0
		Soldadura DSAW o SAW (SJ = 1.0)	0	Sin Inspección Desempeñada	5	Prueba de Presión	5%
		Sin Costura (SJ = 1.0)	0	Inspección > 10 años	-1	No hay Datos Disponibles	15
		Desconocido (SJ = 0.8)	10	Inspección entre 5 y 10 años	-5	Prueba > 25 Años	5
		Condición de la Soldadura Circunferencial	9%	Inspección entre 2 y 5 años	-8	Pruebas entre 15 y 25 Años	0
		Buena (Posterior a 1970)	0	Inspección < 2 Años	-10	Pruebas entre 5 y 15 Años	-5
		Suficiente (de 1950 a 1970)	5	Inspección de Detección de Fracturas	5%	Pruebas < 5 Años	-10
		Deficiente (Previo a 1950 o Acetileno)	10	Sin Inspección Desempeñada	0	Prueba de Presión vs Esfuerzo del Ducto	5%
		Dureza	5%	Inspección > 10 años	-1	> 100 %	-10
		Alta	-5	Inspección entre 5 y 10 años	-5	90 a 100 %	-5
		Media	0	Inspección entre 2 y 5 años	-8	80 a 90 %	0
		Baja	5	Inspección < 2 Años	-10	< 80 %	15
		No se Tienen Datos	8	Tipo de Anomalía	2%	Sin Pruebas de Presión	0
		Temperatura de Transición del Ducto	3%	Severa sin Reparar	20	Reparación - Insp. Detección de Fracturas	5%
		Temperatura del Ducto > Temp. de Transición	0	Laminaciones	10	Defectos Críticos Reparados	-10
		Temperatura del Ducto <= Temp. de Transición	9	Otro	5	Defectos Críticos No Reparados	30
		Defectos del Material u Otros	7%	Abolladura	5	Otros Defectos Reparados	-5
		Curvas Arrugadas	10	Defecto en Soldadura	5	Otros Defectos No Reparados	10
		Inclusiones	8	Agrietamiento	10	No Aplica	0
		Fracturas	30	Corrosión Externa	5		
		Áreas Duras	5	Corrosión Interna	2		
		Laminaciones	6	Última Evaluación de Integridad	2%		
		Cordones de Soldadura sin Penetración	9	< 1 Año	0		
		Ninguno	0	1 a 2 Años	1		
		Edad del Ducto	8%	2 a 3 Años	2		
		> 50 Años	15	3 a 4 Años	3		
		40 a 50 Años	10	4 a 5 Años	4		
		30 a 40 Años	8	5 a 10 Años	5		
		20 a 30 Años	5	> 10 Años	8		
		10 a 20 Años	2	Sin Evaluación de Integridad	10		
		< 10 Años	0				
		NOP vs Esfuerzo del Ducto	8%				
		> 70 %	14				
		60 a 70 %	10				
		55 a < 60 %	7				
		50 a < 55 %	6				
		40 a 50 %	5				
		< 40 %	0				
		Presión Cíclica	4%				
		Alta	20				
		Media	10				
		Baja	5				
		Ninguna	0				



Tabla 3.10 Movimiento de terreno

LOF "PROBABILIDAD DE FALLA" MOVIMIENTO DEL TERRENO 10%							
Variables Ambientales	36%	Variables Diseño	15%	Variables Monitoreo Integral	20%	Variables de Rehabilitación	29%
Tipo de Suelo	9%	Condición de la Soldadura Circunferencial	5%	Tasa de Fuga por Movimiento del Terreno	5%	Reparación - Placa Calibradora o Inercial	9%
Desconocido	6	Buena (Posterior a 1970)	5	> 1 Fuga por Año	20	Defectos Críticos Reparados	-15
Arcilla Sedimentada Dura	0	Suficiente (de 1950 a 1970)	10	0.5 a 1 Fuga por Año	10	Defectos Críticos No Reparados	15
Limo y Arcilla	4	Deficiente (Previo a 1950 o Acetileno)	20	0 a 0.5 Fuga por Año	5	Otros Defectos Reparados	-7
Arcilla - Dura - Mediana - Suave	5	Diámetro / Espesor de Pared	7%	0 Fugas	0	Otros Defectos No Reparados	7
Arcilla Sedimentada y Marga	5	Alto (> 60)	10	Inspección con Placa Calibradora o Inercial	8%	No Aplica	0
Tierra Arable Sedimentada	2	Medio (40 a 60)	5	Sin Inspección Desempeñada	5	Reparación con Estructuras Metálicas	5%
Tierra Arable o Marga	3	Bajo (< 40)	0	Inspección > 10 años	1	Ninguna o No Requiere	0
Tierra Arable con Arcilla	2	Pesos o Lastres para Cuerpos de Agua	3%	Inspección entre 5 y 10 años	-1	Si	0
Tierra Arable y Arena	2	Si	0	Inspección entre 2 y 5 años	-2	No	10
Rocoso	8	No (peor caso)	10	Inspección < 2 Años	-5	Drenes Naturales del Terreno	2%
Pantanoso	10	Sin Cruzamientos con Cuerpos Grandes de Agua	0	Criterio de Monitoreo de Movimiento del Terreno	2%	Ninguno o No Requiere	0
Aluvial	8			Cumple con el Criterio	-20	Si	0
Arenoso	7			Criterio Excedido	20	No	10
Erosionado	10			No Monitoreado	14	Remediación del Suelo	3%
Grava	2			No Requerido o No Aplica	0	Ninguna o No Requiere	0
Caliche	8			Frecuencia de Celaje	5%	Si	0
Cruzamientos	8%			Alta	2	No	10
Presencia de Cuerpos Grandes de Agua	20			Media	15	Colchonetas de Concreto Instaladas	5%
Presencia de Fallas Sísmicas	24			Baja	25	Ninguno o No Requiere	0
Sin Cuerpos de Agua o Fallas Sísmicas	0			Ninguna	30	Si	-10
GM - Actividad Sísmica	3%					No	10
Si	20					Trincheras de Contención Laterales al Ducto	5%
No	0					Ninguno o No Requiere	0
GM - Hundimientos, Deslaves o Erosión	5%					Si	-10
Si	20					No	10
No	0						
GM - Áreas Grandes de Inundaciones	5%						
Si	20						
No	0						
Deposición del Suelo	1%						
Desconocido	0						
Aluvial	2						
Fluvial	3						
Erosionado	10						
Morainial	8						
Probabilidad de Movimiento de Terreno	2%						
Ninguna o No Aplica	0						
Baja	5						
Media	10						
Alta	20						
Deslizamiento Potencial del Terreno	3%						
Ninguno o No Aplica	0						
0 - 1 pulgadas	4						
1 - 2 pulgadas	6						
2 - 3 pulgadas	8						
3 - 4 pulgadas	10						
4 - 5 pulgadas	12						
5 - 6 pulgadas	14						
6 - 7 pulgadas	16						
> 7 pulgadas	20						

Tabla 3.11 Impacto a la Población
COF "CONSECUENCIA DE FALLA"
IMPACTO A LA POBLACIÓN 30%

Variables Sensitivas	72%	Variables de Volumen Impacto	28%
Población	15%	Volumen Inicial Perdido - Ruptura	4%
Clase 1	0	< 50	1
Clase 2	10	50 a 250	3
Clase 3	15	250 a 1000	4
Clase 4	20	1000 a 10000	5
Costa Afuera	3	10000 a 50000	10
Desconocido	25	>50000	20
Presencia de los Siguientes	5%	Per. Po Estabilización - Ruptura (MSCF o BLS)	4%
Todos los Cruzamientos	20	< 50	1
Cruzamientos con Vías de Ferrocarril	10	50 a 250	3
Cruzamientos con Caminos Pavimentados	10	250 a 1000	4
Cruzamientos con Aeropuertos	10	1000 a 10000	5
Áreas Sensibles de Población	10%	10000 a 50000	10
Escuelas, Hospitales o Asilos	20	>50000	20
Zonas Comerciales o Industriales	20	Tipo de Producto	4%
Alta Densidad de Población	20	Crudo	16
Iglesias	10	Pemex Magna	20
Áreas Recreativas	10	Nafta	20
Otras	5	Pemex Diesel	16
Cercanías con Áreas Sensiblemente Poblada (m)	6%	Turbosina	16
<100 metros	20	Combustóleo	16
100 a 200 metros	5	Gasóleo	18
> 200 metros	0	Gasolina Amorfa	20
Densidad de Población Sensiblemente Poblada(#/segm.)	4%	Isobutano	12
>100	20	Pemex Premium	20
10 a 100	10	MTBE	18
<10	5	Propano	18
Exposición con ASP(m de acercamiento/longitud)	4%	Propileno	16
>60%	20	Otros (Líquidos)	10
30 a 60%	10	Otros (Gases)	10
>30 %	5	Potencial de Dispersión	3%
% Ducto Exp(m de Exp/secc. longitud)	3%	Alto	0
>60%	20	Medio	3
30 a 60%	10	Bajo	5
10 a 30 %	7	Sin Datos	7
5 a 10%	4	No Aplica	0
>5%	0	Diámetro del Ducto	2%
Consecuencias	2%	< 4.5 pulgadas	0
Catastróficas -Irremediables	20	4.5 a 8,625 pulgadas	1
Graves- Grandes Zonas Afectadas	10	8.625 a 12.75 pulgadas	2
Severas- Zonas Afectadas Parcialmente	7	12.75 a 16 pulgadas	3
Mediano Impacto - Afectación de Alguna Zona	5	16 a 22 pulgadas	4
Ligeras-Poca Afectación	3	22 a 36 pulgadas	6
Insignificantes - Restauración Inmediata	0	> 36 pulgadas	10
Sin Consecuencias	0	Efectividad de Respuesta	3%
Clasificación de Consecuencias	5%	Ineficiente	20
Fatalidades	25	Buena	0
Fatalidades y Heridas	15	Dentro del Promedio	5
Derrame o Perdida de Producto	7	Sobresaliente	-10
Daños de Propiedad	5	Sin Datos	10
Reparaciones y Rehabilitaciones	8	Control de Operación	5%
Interrupción del Servicio	-2	Manual	5
Sin Consecuencias	0	Monitoreo Remoto o SACDA No Implementado	4
NOP vs MACP o MOP	1%	Retomo Automático y Monitoreo	3
> 1	20	Manual, Remoto Automático y Monitoreo	2
0.8 a 1	15	SACADA- Incluyendo Calidad de Producto	-5
0.7 a 0.8	8	SCADA	2%
<0.7	4	SCADA No Implementado	6
Áreas con Altas Consecuencias Directas	4%	Actuadores Remotos y Locales	4
Reservas de Agua Potable - Presas	20	Cierre por Muy Baja Presión	3
Reservas de Agua Potable - Pozos	20	Control Local, Remoto y Dispositivos de Seguridad	2
Vías o Cuerpos de Agua Navegables	10	Control de Regulación	1
Zona Urbana	25	Sin Datos	0
Reservas Ecológicas	5	Distancia de Dispersión	1%
Cercanías con Áreas de Alta Consecuencia Directa	3%	< 15	1
< 100 metros	15	15 a 30	2
100 a 200 metros	7	30 a 45	4
> 200 metros	1	45 a 60	6
Áreas de Seguridad con Altas Consecuencias	3%	60 a 75	8
Reservas de Agua Potable - Presas	20	> 75	10
Reservas de Agua Potable - Pozos	20		
Vías o Cuerpos de Agua Navegables	10		
Zona Urbana	25		
Reservas Ecológicas	5		
Zonas de Transferencia c/Áreas Alta Consecuencia	3%		
Reservas de Agua Potable - Presas	20		
Reservas de Agua Potable - Pozos	20		
Vías o Cuerpos de Agua Navegables	10		
Zona Urbana	25		
Reservas Ecológicas	5		
Cercanía a Zona Seg. c/Área de Alta Consecuencia (m)	2%		
< 100 metros	15		
100 a 200 metros	7		
> 200 metros	1		
Cercanía de Zona de Transferencia. c/Alta Consecuencia (m)	2%		
< 100 metros	15		
100 a 200 metros	7		
> 200 metros	1		

Tabla 3.13 Impacto al Ambiente

COF "CONSECUENCIA DE FALLA"			
IMPACTO AL AMBIENTE 30%			
Variabes Sensitivas	74%	Variabes de Volumen Impacto	26%
Cruzamientos Con Cuerpo de Agua	8%	Volumen Inicial Perdido - Ruptura	2%
Cruzamiento con algún Cuerpo de Agua- Si	10	< 50	0
Cruzamiento con algún Cuerpo de Agua- No	0	50 a 250	4
Áreas Ambientales Sensibles	15%	250 a 1000	8
Vías Navegables	5	1000 a 10000	12
Marismas y Tierras Húmedas	8	10000 a 50000	16
Parque y Áreas Recreativas	12	>50000	20
Áreas Forestales	10	Per. Po Estabilización - Ruptura (MSCF o BLS)	2%
Hábitat Protegidas	20	< 50	0
Cuerpos de Agua Cercanos	20	50 a 250	4
Abastecimiento de Agua o Manto Acuifero	20	250 a 1000	8
Selvas	15	1000 a 10000	12
Otras	10	10000 a 50000	16
Cercanía al Área Ambientalmente Sensible	5%	>50000	20
< 100 metros	20	Tipo de Producto	3%
100 a 200 metros	5	Crudo	20
> 200 metros	0	Pemex Magna	18
Daño Potencial en Propiedad	10%	Nafta	18
Sin Incidentes Registrados o <\$100,000	4	Pemex Diesel	18
\$100,000 a \$1,000,000	7	Turbosina	18
\$1,000,000 a 10,000,000	11	Combustóleo	20
\$10,000,000 a \$100,000,000	13	Gasóleo	20
>\$100,000,000	15	Gasolina Amorfa	18
Tipo de Suelo	2%	Isobutano	4
Desconocido	7	Pemex Premium	18
Arcilla Sedimentada Dura	4	MTBE	20
Limo y Arcilla	2	Propano	4
Arcilla - Dura - Mediana - Suave	10	Propileno	10
Arcilla Sedimentada y Marga	5	Otros (Líquidos)	18
Tierra Arable Sedimentada	10	Otros (Gases)	6
Tierra Arable o Marga	10	Potencial de Dispersión	4%
Tierra Arable con Arcilla	10	Alto	0
Tierra Arable y Arena	10	Medio	3
Rocoso	5	Bajo	5
Pantanosos	10	Sin Datos	7
Aluvial	5	No Aplica	0
Arenoso	0	Diámetro del Ducto	2%
Erosionado	0	< 4.5 pulgadas	0
Grava	0	4.5 a 8,625 pulgadas	1
Caliche	0	8,625 a 12.75 pulgadas	5
Consecuencias	5%	12.75 a 16 pulgadas	6
Catastróficas -Irremediables	20	16 a 22 pulgadas	7
Graves- Grandes Zonas Afectadas	10	22 a 36 pulgadas	8
Severas- Zonas Afectadas Parcialmente	7	> 36 pulgadas	10
Mediano Impacto - Afectación de Alguna Zona	5	Efectividad de Respuesta	2%
Ligeras-Poca Afectación	2	Ineficiente	20
Insignificantes - Restauración Inmediata	0	Buena	0
Sin Consecuencias	0	Dentro del Promedio	5
Clasificación de Consecuencias	5%	Sobresaliente	-10
Fatalidades	20	Sin Datos	10
Fatalidades y Heridas	15	Control de Operación	5%
Derrame o Perdida de Producto	10	Manual	5
Daños de Propiedad	10	Monitoreo Remoto o SACDA No Implementado	5
Reparaciones y Rehabilitaciones	2	Retomo Automático y Monitoreo	4
Interrupción del Servicio	0	Manual, Remoto Automático y Monitoreo	3
Sin Consecuencias	0	SACADA- Incluyendo Calidad de Producto	-5
Áreas con Altas Consecuencias Directas	5%	SCADA	3%
Reservas de Agua Potable - Presas	20	SCADA No Implementado	10
Reservas de Agua Potable - Pozos	20	Actuadores Remotos y Locales	5
Vías o Cuerpos de Agua Navegables	6	Cierre por Muy Baja Presión	0
Zona Urbana	25	Control Local, Remoto y Dispositivos de Seguridad	2
Reservas Ecológicas	20	Control de Regulación	5
Cercanías con Áreas de Alta Consecuencia Directa	3%	Sin Datos	0
< 100 metros	20	Distancia de Dispersión	3%
100 a 200 metros	10	< 15	0
> 200 metros	0	15 a 30	2
Áreas de Seguridad con Altas Consecuencias	5%	30 a 45	4
Reservas de Agua Potable - Presas	20	45 a 60	6
Reservas de Agua Potable - Pozos	20	60 a 75	8
Vías o Cuerpos de Agua Navegables	6	> 75	20
Zona Urbana	25		
Reservas Ecológicas	20		
Zonas de Transferencia c/Áreas Alta Consecuencia	5%		
Reservas de Agua Potable - Presas	20		
Reservas de Agua Potable - Pozos	20		
Vías o Cuerpos de Agua Navegables	6		
Zona Urbana	25		
Reservas Ecológicas	20		
Cercanía a Zona Segú. c/Área de Alta Consecuencia (m)	3%		
< 100 metros	20		
100 a 200 metros	10		
> 200 metros	0		
Cercanía de Zona de Transferencia. c/Alta Consecuencia (m)	3%		
< 100 metros	20		
100 a 200 metros	10		
> 200 metros	0		

Tabla 3.14 Impacto al Negocio

COF "CONSECUENCIA DE FALLA"			
IMPACTO AL NEGOCIO 40%			
Variables Sensitivas	70%	Variables de Volumen Impacto	33%
Impacto de Falla en el Negocio	15%	Volumen Inicial Perdido-Ruptura (MSCF o BLS)	3%
Muy Alto	30	< 50	1
Alto	20	50 a 250	2
Medio	15	250 a 1000	4
Bajo	5	1000 a 10000	5
Muy Bajo	2	10000 a 50000	10
Desconocido	5	> 50000	20
Redundancia	10%	Pérd. por Estabilización-Ruptura (MSCF o BLS)	3%
Sí	-40	< 50	1
No	20	50 a 250	2
Parcial - No en todo el segmento	10	250 a 1000	4
Otras Alternativas Disponibles (ej. Pipas)	5	1000 a 10000	6
Importación Disponible	3	10000 a 50000	10
Almacenamiento Disponible	2	> 50000	20
Cientes Afectados Directos (# de Clientes)	5%	Tipo de Producto	3%
< 10	2	Crudo	16
10 a 100	4	Pemex Magna	20
100 a 500	8	Nafta	16
500 a 1000	12	Pemex Diesel	20
1000 a 5000	16	Turbosina	20
> 5000	20	Combustóleo	16
Cientes s/servicio (horas sin Servicio)	5%	Gasóleo	18
< 4 horas	2	Gasolina Amorfa	18
4 a 12 horas	4	Isobutano	18
12 a 24 horas	6	Pemex Premium	20
24 a 72 horas	8	MTBE	16
72 a 168 horas	12	Propano	10
168 a 336 horas	16	Propileno	10
> 336 horas	20	Otros (Líquidos)	18
Población	10%	Otros (Gases)	10
Clase 1	5	Potencial de Dispersión	3%
Clase 2	10	Alto	0
Clase 3	15	Medio	3
Clase 4	20	Bajo	5
Costa Afuera	5	Sin Datos	7
Desconocido	25	No Aplica	0
Áreas Sensibles de Población	5%	Diámetro del Ducto	5%
Escuelas, Hospitales o Asilos	20	< 4.5 pulgadas	0
Zonas Comerciales o Industriales	20	4.5 a 8.625 pulgadas	1
Alta Densidad de Población	30	8.625 a 12.75 pulgadas	2
Iglesias	10	12.75 a 16 pulgadas	3
Áreas Recreativas	5	16 a 22 pulgadas	4
Otras	5	22 a 36 pulgadas	6
Daño Potencial en Propiedad (\$)	5%	> 36 pulgadas	10
Sin Incidentes Registrados o < \$100,000	1	Efectividad de Respuesta	2%
\$100,000 a \$1,000,000	2	Ineficiente	20
\$1,000,000 a \$10,000,000	6	Buena	0
\$10,000,000 a \$100,000,000	8	Dentro del Promedio	5
> \$100,000,000	10	Sobresaliente	-10
Consecuencias	10%	Sin Datos	10
Catastróficas - Irremediables	20	Control de Operación	4%
Graves - Grandes Zonas Afectadas	10	Manual	15
Severas - Zonas Afectadas Parcialmente	7	Monitoreo Remoto o SCADA No Implementado	15
Mediano Impacto - Afectación de Algunas Zonas	5	Remoto Automático y Monitoreo	5
Ligeras - Poca Afectación	3	Manual, Remoto Automático y Monitoreo	0
Insignificantes - Restauración Inmediata	0	SCADA - Incluyendo Calidad del Producto	-15
Sin Consecuencias	-2	SCADA	5%
Clasificación de Consecuencias	5%	SCADA No Implementado	15
Fatalidades	20	Actuadores Remotos y Locales	5
Fatalidades y Heridos	15	Cierre por Muy Baja Presión	0
Derrame o Pérdida de Producto	7	Control Local, Remoto y Dispositivos de Seguridad	-5
Daños en Propiedad	5	Control de Regulación	5
Reparaciones y Rehabilitaciones	3	Sin Datos	0
Interrupción del Servicio	10	Volumen Manejado	5%
		Sin Consecuencias	0
		> 1000	5
		700 a 1000	4
		500 a < 700	3
		< 500	2

3.3.8 Memoria de cálculo del algoritmo para determinar el riesgo en el modelo de evaluación de riesgo en poliductos.

El algoritmo evalúa el riesgo de acuerdo a la calificación de las variables que lo afectan. El algoritmo compara los valores de referencia establecidos por el método de relative ranking con los datos reales para cada variable.

Por lo tanto, el modelo es controlado por los datos e información específica requerida en las variables para el tramo del ducto bajo análisis. En el siguiente diagrama se muestra la memoria de cálculo para obtener del valor de riesgo en el modelo de evaluación de riesgos en ductos.

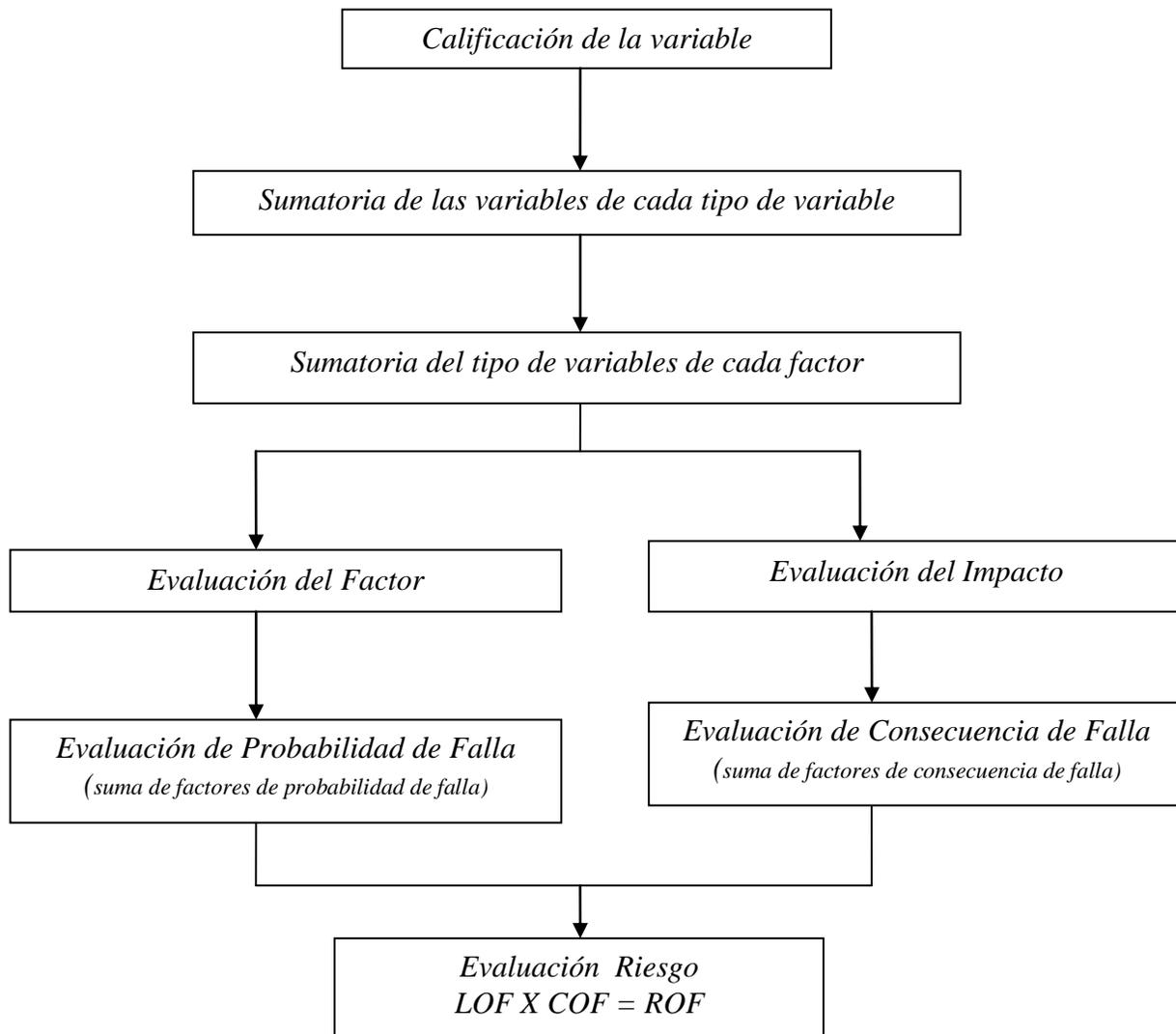


Diagrama 3.10 Memoria de cálculo para evaluar el riesgo



3.3.9 Flexibilidad del algoritmo

Esta metodología y el propio diseño del algoritmo permiten ajustar los valores de peso de cada uno de las variables de acuerdo a las condiciones operativas del poliducto a evaluar, tomando como base la información de datos estadísticos de fallas.

También permite que el usuario pueda definir variables, atributos, ajustar los rangos de estos o modificar la escala, con los valores que al usuario le sean más cómodos manejar.

La metodología debe ser flexible para incorporar los nuevos datos, para aplicarse tanto a segmentos pequeños como grandes.

La simplicidad del algoritmo consiste en la facilidad de establecer en papel u hoja de cálculo y migrar al software las bases de datos. El algoritmo es utilizado para calcular la contribución discreta de cada variable y combinación de atributo.

Sin embargo, la plantilla del algoritmo no representa ningún estándar específico de la industria. El usuario es responsable de la selección de variables y la adaptación del algoritmo. La base para un plan exitoso de evaluación de riesgo en poliductos, depende de la habilidad, conocimiento y experiencia de un grupo multidisciplinario para definir precisamente fallas pasadas específicas para las condiciones de diseño y monitoreo integral de un sistema de poliductos.

Esta flexibilidad es de gran utilidad al personalizar el algoritmo para evaluar un poliducto.



CAPÍTULO 4

APLICACIÓN A UN SEGMENTO EXISTENTE DEL POLIDUCTO DE 12” MINATITLÁN - MÉXICO

Aplicación del modelo de evaluación de riesgo en poliductos al segmento existente en Arroyo Moreno-Zapoapita perteneciente al poliducto de 12” Minatitlán - México.

Para la aplicación del modelo (algoritmo) de evaluación de riegos en poliductos desarrollado, se ha elegido el segmento Arroyo Moreno-Zapoapita correspondiente al poliducto de 12" de Minatitlán –México.

4.1 Descripción del poliducto Minatitlán- México

El poliducto Minatitlán-México parte de la Refinería Lázaro Cárdenas del Río localizada en Minatitlán, Ver. y abastece de Pemex Magna y Pemex Diesel, a las Terminales de Almacenamiento y Distribución (TAD) de Tierra Blanca, Ver., Veracruz, Ver., Escamela, Ver., Puebla, Pue. y Azcapotzalco, D.F. (ver figura 4.1).



Figura 4.1. Poliducto Minatitlán- México

Recorre una distancia de 593.618 kilómetros entre la refinería de Minatitlán y la terminal de Azcapotzalco, tiene una longitud de 694.688 kilómetros de ductos y se divide en 11 tramos de diferentes diámetros (ver Tabla 4.1).



Tabla 4.1 Segmentación del poliducto Minatitlán- México

Poliducto Minatitlán- México				
TRAMO	DIAMETRO	LONGITUD (km)	SECTOR	ESTACION DE BOMBEO
Minatitlán -Maltrata	12"	338.516	Minatitlán	Nuevo Teapan
			Mendoza	Arroyo Claro
				Arroyo Moreno
				Zapoapita
				Cuidad Mendoza
				Maltrata
Maltrata-Tepeaca	20"	74.117	Mendoza	
Tepeaca-San Martin Texmelucan	12"	59.363	Mendoza	
San Martin Texmelucan-Nanacamilpa	20"	32.350	Mendoza	San Martin Texmelucan
Nanacamilpa-Venta de Carpio	12"	54.275	México	
Venta de Carpio-Azcapotzalco	16"	35.000	México	
Ramales				
Km 211+157 Tierra Blanca (L1)	8"	1.400		
Km 211+157 Tierra Blanca (L2)	8"	1.400		
Km 303 +336 Escamela	8"	0.020		
Km438+410 Puebla	8"	0.350		
Tierra Blanca Veracruz	8"	97.900		
Total		694.688		

El tramo Maltrata-Tepeaca tiene de 20" de diámetro y 74.114 kilómetros de longitud, se encuentra a cargo del Sector Mendoza y tiene una estación de bombeo en Maltrata.

El tramo Tepeaca-San Martín Texmelucan tiene de 12" de diámetro y 59.363 kilómetros de longitud, se encuentra a cargo del Sector Mendoza y tiene una estación de bombeo en San Martín Texmelucan, Puebla; después de esta estación queda a cargo del sector México de la Subgerencia de Ductos Centro.

En el kilómetro 215+616 salen dos ramales de 8" de diámetro y 1.4 kilómetros de longitud que abastecen a la terminal de Tierra Blanca. De ahí parte el ramal Tierra Blanca.- Veracruz de 8" de diámetro y 97.9 kilómetros de longitud que abastece a la terminal de Veracruz.

En el kilómetro 303+336 sale un ramal de 8" de diámetro y 0.020 kilómetros de longitud que abastece a la terminal de almacenamiento y distribución de Escamela.

En el kilómetro 438+410 sale un ramal de 8" de diámetro y 0.350 kilómetros de longitud que abastece a la terminal de almacenamiento y distribución de Puebla, Pue.

El tramo San Martín Texmelucan-Nanacamilpa tiene 20" de diámetro y 54.275 kilómetros de longitud, se encuentra a cargo del Sector Mendoza, mientras que el tramo Nanacamilpa-Venta de Carpio tiene 12" de diámetro y 54.275 kilómetros de longitud y el tramo Venta de Carpio-Azcapotzalco tiene 16" de diámetro y 35 kilómetros de longitud.

4.1.1 Descripción del segmento Arroyo Moreno- Zapoapita.

El segmento Arroyo Moreno-Zapoapita tiene de 12" de diámetro y 40 kilómetros de longitud, se encuentra a cargo del Sector Mendoza y tiene una estación de bombeo en Arroyo Moreno y otra en Zapoapita. Cruza por los poblados Omealca, Xuchiles Barrio de Guadalupe y la patrona, atraviesa el Río Blanco (ver figura 4.2).

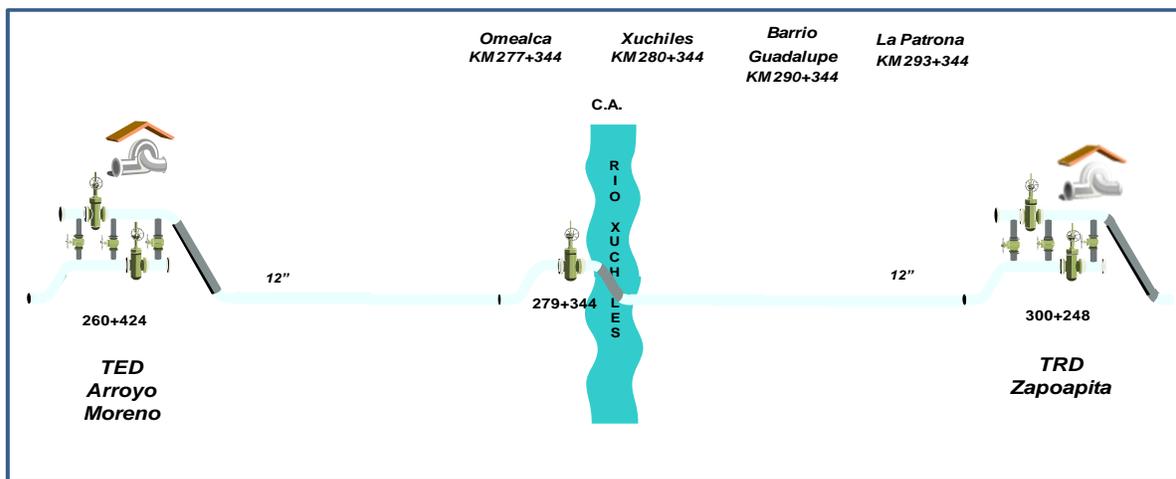


Figura 4.2. Segmento Arroyo Moreno- Zapoapita 12"

4.2 Segmentación del segmento Arroyo Moreno- Zapoapita.

El tipo de segmentación aplicada es de longitud fija en tramos 5 kilómetros, en total se tienen ocho tramos para segmento Arroyo Moreno- Zapoapita 12", (ver figura 4.3).

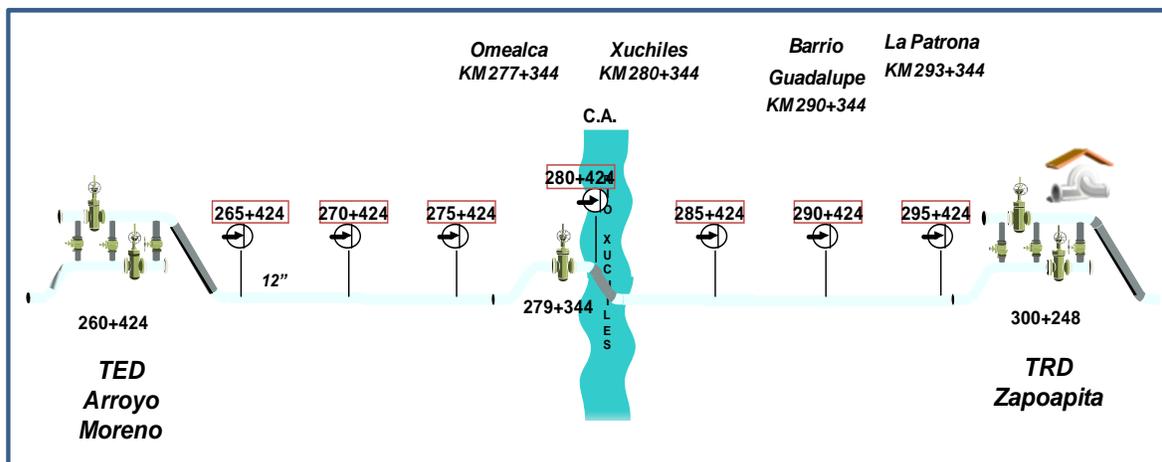


Figura 4.3. Ocho Tramos del segmento Arroyo Moreno- Zapoapita 12"



4.3 Recopilación y preparación de datos

4.3.1 Información soporte

Se realiza una recolección de información del segmento existente en Arroyo Moreno – Zapoapita perteneciente al poliducto de 12” Minatitlán - México.

Dicha información es referida a:

- **Información Geográfica:** elevación de terreno, colchón de cobertura sobre el ducto, coordenadas geográficas, identificación de puntos bajos.
- **Información del Producto:** tipo de producto, contenido de agua y azufre, pH, elementos corrosivos, inhibidor de corrosión, densidad, viscosidad, etc.
- **Información Operativa:** Presión, Temperatura, flujos volumétricos.
- **Información de diseño:** diámetros, espesores, tipos de soldaduras, dureza, recubrimientos internos y externos, características especiales, envoltentes.
- **Datos de cruzamientos:** carreteros, ferrocarril, caminos de terracería, cuerpos de agua, pasos aéreos, poblaciones.
- **Información de válvulas y de componentes:** como postes restrictivos, de toma de potenciales, rectificadores, cupones de corrosión y señalamientos.
- **Información sobre clases de localización:** cercanía con áreas ambientalmente sensibles y de población, tipo de suelo así como identificación de cualquier tipo de problemática como zonas de inundación, deslaves, historiales de fuga.
- **Información disponible referente al monitoreo** y desempeño del ducto como lo es el sistema de protección catódica, velocidad de corrosión, valores de corriente y amperaje de los rectificadores y todas las inspecciones de las cuales se disponga.

4.3.2 Generación de la base de datos

Con la información soporte se genera de la base de datos del segmento existente Arroyo Moreno- Zapoapita, perteneciente al poliducto de 12” Minatitlán- México.

Se ordena para una mejor manipulación, quedando de la siguiente manera:

- Perfil Topográfico
- Información del producto
- Información de Diseño
- Características del ducto
- Envoltentes
- Cruces
- Válvulas y trampas de envío/recibo de diablos



- Componentes o Instalaciones
 - Postes de restricción
 - Rectificadores
 - Postes de medición tubo/suelo
- Áreas Sensitivas
- Clasificación de la población
- Tipo de suelo
- Histórico de Fugas
- Monitoreo de corrosión
 - Cruzamiento Encamisado
 - Rectificadores
 - Cupón de corrosión
- Potenciales
- Inspección con diablo instrumentado
- Daños por Terceras Partes
- Factores de impacto por fuga
- Programas y procedimientos

A continuación se enlistan errores más comunes que se tienen al realizar la base de datos por lo que una vez generada se tiene que revisar a detalle.

- Datos que no corresponden al segmento de Ducto en cuestión.
- Traslape de datos.
- Datos incorrectos.
- Atributos inválidos.
- Fechas no validas.
- Espacios en blanco.
- Espacios no validos.
- Revisiones duplicadas.
- Fechas en blanco.
- Fechas vigentes.
- Datos fuera de rango.
- Exista discontinuidad de datos.

4.4 Base de datos el segmento existente Arroyo Moreno- Zapoapita, perteneciente al poliducto de 12” Minatitlán- México.

A continuación se muestra la base de datos generada para el segmento existente Arroyo Moreno- Zapoapita, perteneciente al poliducto de 12” Minatitlán- México.

4.4.1 Perfil Topográfico.

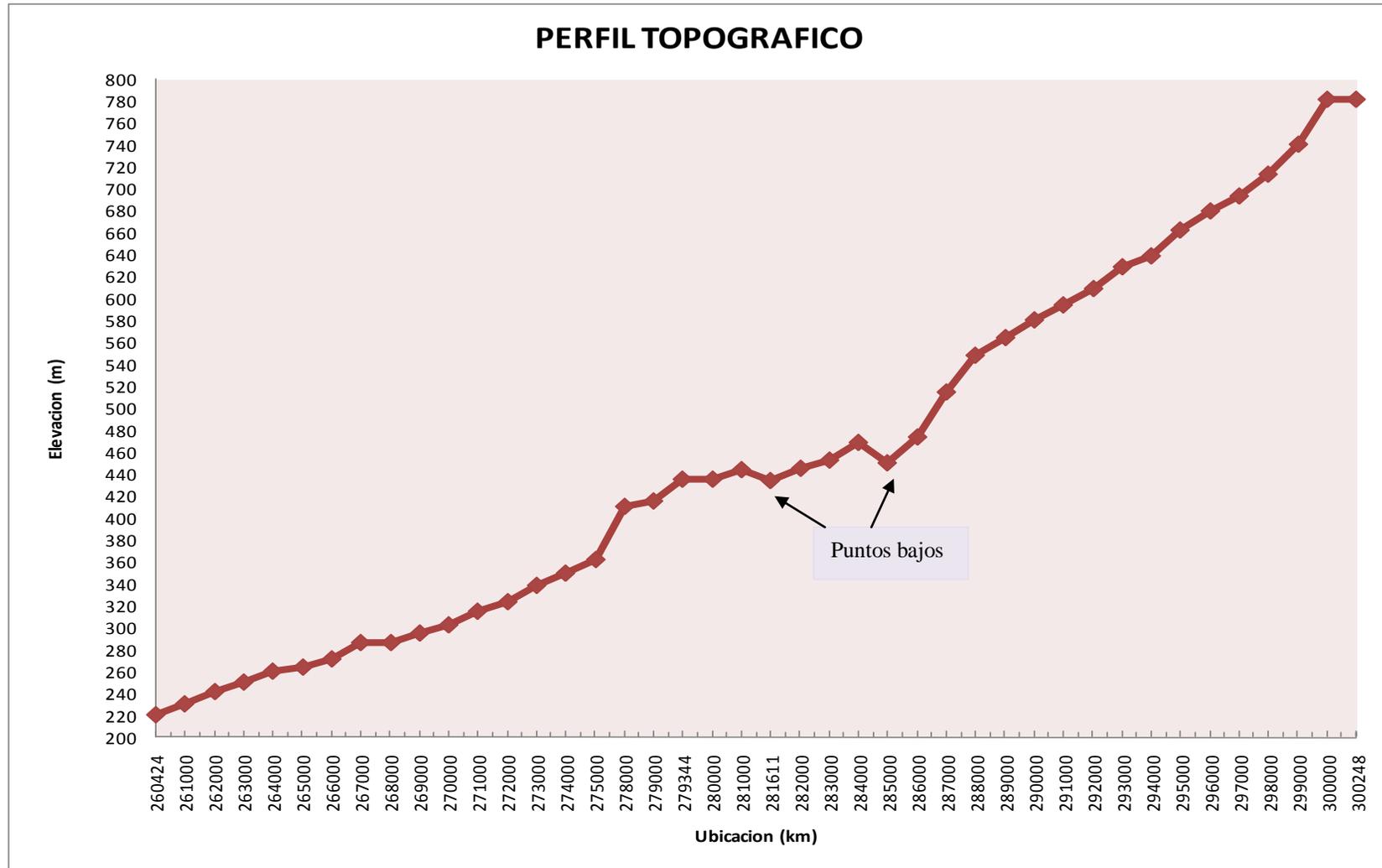


Figura 4.1 Perfil topográfico: Puntos bajo

Tabla 4.2. Datos del Perfil topográfico del segmento Arroyo Moreno- Zapoapita¹

Ubicación (km)	Elevacion (m)	Cruces - Instalaciones	Ubicación (km)	Elevacion (m)	Cruces - Instalaciones
260,424	220	TED	281,611	434	Cruce
261,000	230		282,000	445	
262,000	241		283,000	453	
263,000	250		284,000	469	
264,000	260		285,000	450	
265,000	264		286,000	474	
266,000	272		287,000	515	
267,000	286		288,000	549	
268,000	286		289,000	564	
269,000	295		290,000	581	
270,000	302		291,000	595	
271,000	315		292,000	609	
272,000	324		293,000	629	
273,000	338		294,000	639	
274,000	350		295,000	663	
275,000	362		296,000	680	
278,000	410		297,000	694	
279,000	415		298,000	714	
279,344	435	Válvula	299,000	741	
280,000	435		300,000	782	
281,000	444		300,248	782	TRD

TED: Terminal de envío de diablos de Arroyo Moreno

TRD: Terminal de recibo de diablos de Zapoapita

Ubicación geográfica:

Latitud: 19°

Longitud: 97°

Colchón de cobertura: es de 2m para todo el ducto

4.4.2 Información del producto.

El producto transportado entre el segmento Arroyo Moreno-Zapoapita para el caso de la generación de la base de datos es la gasolina PEMEX Magna la cual cuenta con un pH igual a 7, densidad relativa de 0.78 y no contiene otros elementos corrosivos.

Al inicio del sistema le es inyectado el inhibidor de corrosión AT-AC18 con el objeto de disminuir la corrosión interna. Además de no contar con la presencia de sólidos.

¹ Datos obtenidos del censo de instalaciones TED Arroyo Moreno y TRD Zapoapita y del perfil del D.D.V. poliducto 12"

4.4.3 Información de diseño del poliducto.

4.4.3.1 Características del poliducto.

En la siguiente tabla se muestran las características de diseño del poliducto.

Tabla 4.3 Características del poliducto

Diámetro	12
Espesor	0.251 pulgadas
Fecha de instalación	01/01/1962
Grado (PSI)	X52
Cordón de soldadura	DSAW
Fecha de fabricación	01/01/1961
Nombre del fabricante	Desconocido
Tipo de recubrimiento externo	Alquitrán de Hulla

4.4.3.2 Envolvertes.

En el segmento existente en Arroyo Moreno- Zapoapita perteneciente al poliducto de 12" Minatitlán-México se realizaron trabajos de rehabilitación en el periodo 1996-2002 por medio de envolvertes de acero al carbón (12" x 0.30 mts)

4.4.4 Cruces.

En el segmento existente en Arroyo Moreno- Zapoapita perteneciente al poliducto de 12" Minatitlán-México, existen tres tipos de cruces: un aéreo, dos pavimentados y dos férreos (ver figura 4.4).

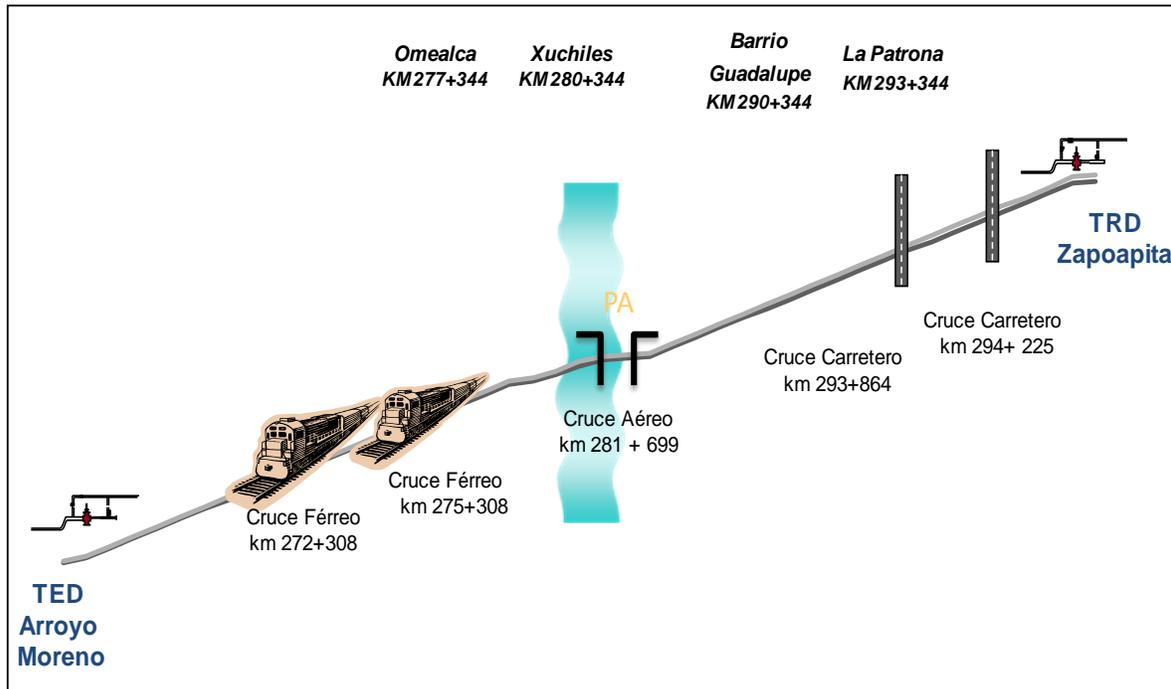


Tabla 4.4 Cruces del segmento Arroyo Moreno – Zapoapita

4.4.5 Válvulas y trampas de envío /recibo de diablos.

Tabla 4.4 Válvulas, TED y TRD del segmento Arroyo Moreno - Zapopaita

Ubicación (km)	Nombre	Tipo de Válvula	MAOP	Tamaño de Válvula	Libraje	Max. Presión de Diseño	Características Adicionales
260,425	TED ARROYO MORENO	Compuerta	1440	12"	600	1565	Motor eléctrico, bridada, aislada, protección extra exterior
279,344	OMEALCA	Compuerta	1440	12"	600	1565	Motor eléctrico, bridada, aislada, protección extra exterior
300,248	TRD ZAPOAPITA	Compuerta	1440	12"	600	1565	Motor eléctrico, bridada, aislada, protección extra exterior

4.4.6 Componentes o instalaciones.

Son todos aquellos componentes o instalaciones que sirven como puntos de referencia para monitorear la corrosión, los cuales se describen a continuación.

4.4.6.1 Postes de restricción.

Este segmento cuenta con señalamientos restrictivos a cada kilómetro a lo largo de todo el D. D.V.

4.4.6.2 Rectificadores.

Este segmento cuenta con cinco rectificadores a largo del D.D.V.

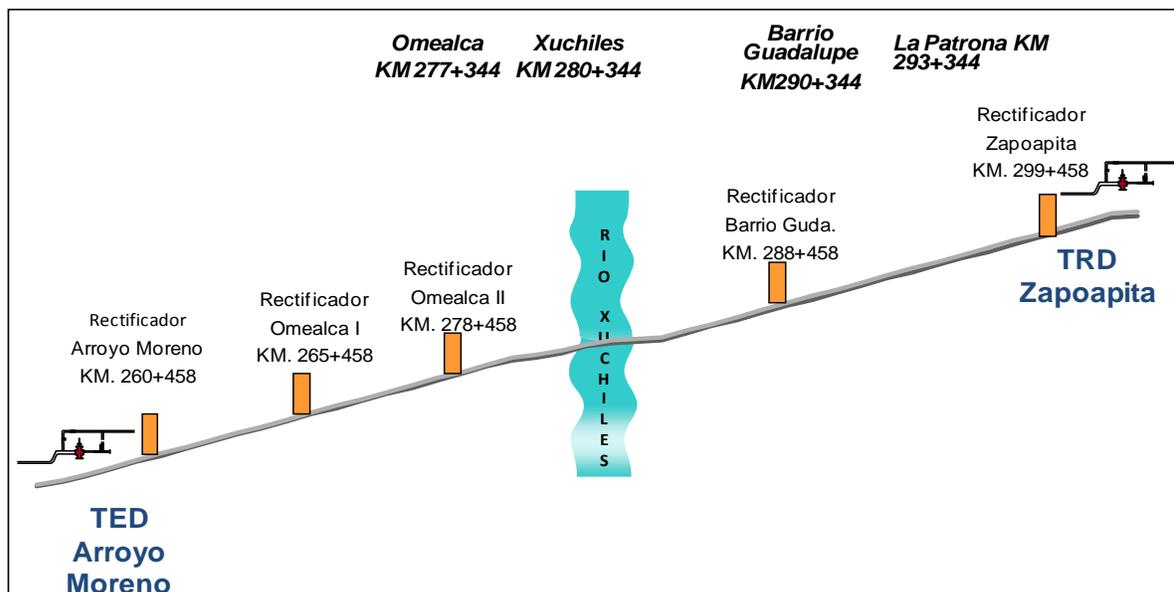


Figura 4.5 Rectificadores del segmento Arroyo Moreno - Zapopaita

4.4.6.3 Postes de medición tubo/ suelo

Para la medición del desempeño del sistema de protección catódica el segmento cuenta con postes de medición de potenciales tubo/suelo ubicados a cada kilometro.

4.4.7 Áreas sensitivas

Tabla 4.5 Áreas Sensitiva del segmento Arroyo Moreno - Zapoapita

Inicio (km)	Fin (km)	Tipo de área	Proximidad (m)
277,344	278,344	Población media (Omealca)	10
280,899	281,700	Campo de futbol(Xuchiles)	10
290,200	290,900	Baja densidad de población	50
293,900	294,200	Baja densidad de población	20
281,611	281,786	Rio Xuchiles	0

4.4.8 Clasificación de Población

Con el tipo de clase indicamos la cantidad de población existente, en las diferentes zonas por donde pasa el polducto.(ver figura 4.6)

Tabla 4.6 Clasificación de población del segmento Arroyo Moreno - Zapoapita

Inicio (km)	Fin (km)	Clase actual	Fecha de levantamiento de la clase actual de población	Nombre de la población
260,000	276,000	Clase 1	27/05/2004	Despoblado
277,344	278,344	Clase 2	27/05/2004	Omealca
280,899	281,700	Clase 2	27/05/2004	Xuchiles
290,200	290,900	Clase 2	27/05/2004	Barrio de Guadalupe
293,900	294,200	Clase 2	27/05/2004	La Patrona
295,000	300,00	Clase 1	27/05/2004	Despoblado

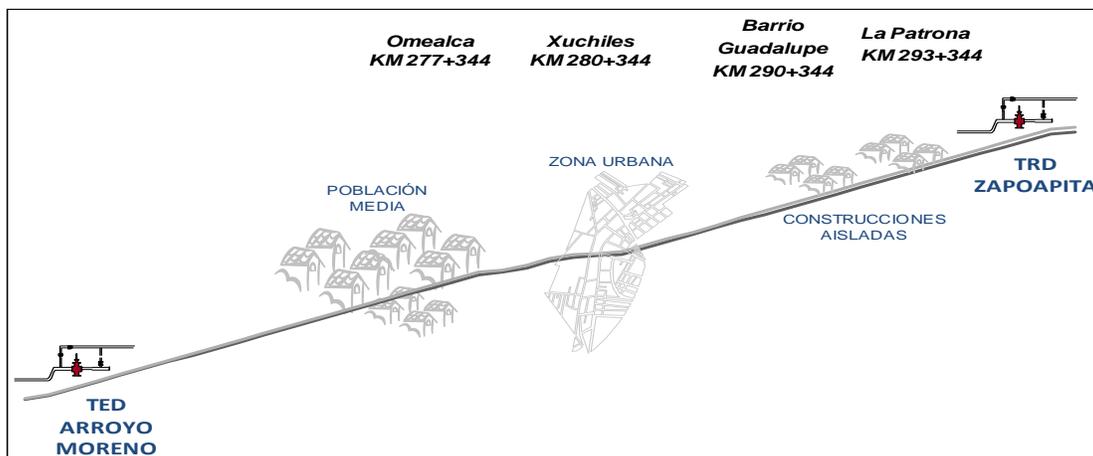


Figura 4.6 Esquema de la población del segmento Arroyo Moreno – Zapoapita



4.4.9 Tipo de suelo

El segmento Arroyo Moreno-Zapoapita pertenece al sector de ductos Mendoza, este segmento está localizado en el estado de Veracruz cruzando por los poblados de Omealca, Xuchiles, Barrio de Guadalupe y La Patrona.

A lo largo de todo el segmento se tiene un tipo de suelo de tierra arable o marga, con áreas de cultivo en el km 278+344 y próximo al Rio Xuchiles.

Este segmento presenta una alta resistividad del suelo debido a su configuración topográfica. No hay actividad sísmica, deslaves, hundimientos o erosión.

4.4.10 Historial de fugas

Tabla 4.7 Histórico de fugas del segmento Arroyo Moreno - Zapoapita

KILOMETRO	FACTOR ASOCIADO A LA FUGA	FECHA
261,402	Terceras Partes	09/03/1996
265,225	Terceras Partes	4/22/2002
265,420	Terceras Partes	01/09/2003
267,325	Terceras Partes	5/28/2002
268,300	Terceras Partes	1/21/2004
269,694	Terceras Partes	11/05/2002
270,424	Terceras Partes	07/08/2001
270,981	Terceras Partes	10/14/1996
274,744	Terceras Partes	2/26/2003
282,304	Terceras Partes	11/29/2002
282,604	Terceras Partes	08/12/2000
282,750	Terceras Partes	12/14/2000
282,754	Terceras Partes	10/26/1996
282,904	Terceras Partes	01/01/1996
286,589	Terceras Partes	7/25/1996
288,280	Terceras Partes	09/07/1998
289,800	Terceras Partes	10/03/1999
291,977	Terceras Partes	11/19/2002
292,042	Terceras Partes	11/13/2001
295,885	Terceras Partes	05/06/1996
297,237	Terceras Partes	10/18/1996
297,237	Terceras Partes	05/03/1996
298,248	Terceras Partes	12/31/2002



4.4.11 Monitoreo de Corrosión

En esta sección se muestra las lecturas del sistema de protección catódica para los diferentes componentes que la integran.

4.4.11.1 Cruzamientos Encamisados

Tabla 4.8 Lecturas en los cruzamientos encamisado del segmento Arroyo Moreno - Zapopapita

Designación	Nombre de la camisa	Voltaje	Cortocircuitado	Fecha de lectura
CF-01	KM 275+308 CRUCE F.F.C.C. CORDOBA-TIERRA BLANCA	-0.35	No	01/06/2004
		-0.13	No	31/12/2003
		-0.35	No	30/06/2003
CF-02	KM 275+308 CRUCE F.F.C.C. CORDOBA-TIERRA BLANCA	-1.07	Yes	01/06/2004
		-0.94	Yes	31/12/2003
		-1.07	Yes	30/06/2003
CR-02	294+225 CRUCE CARRETERA CUICHAPA A LA PATRONA	-0.27	No	01/06/2004
		-0.27	No	31/12/2003
		-0.27	No	30/06/2003

4.4.11.2 Lecturas de Rectificadores

Tabla 4.9 Lecturas en los rectificadores del segmento Arroyo Moreno - Zapopapita

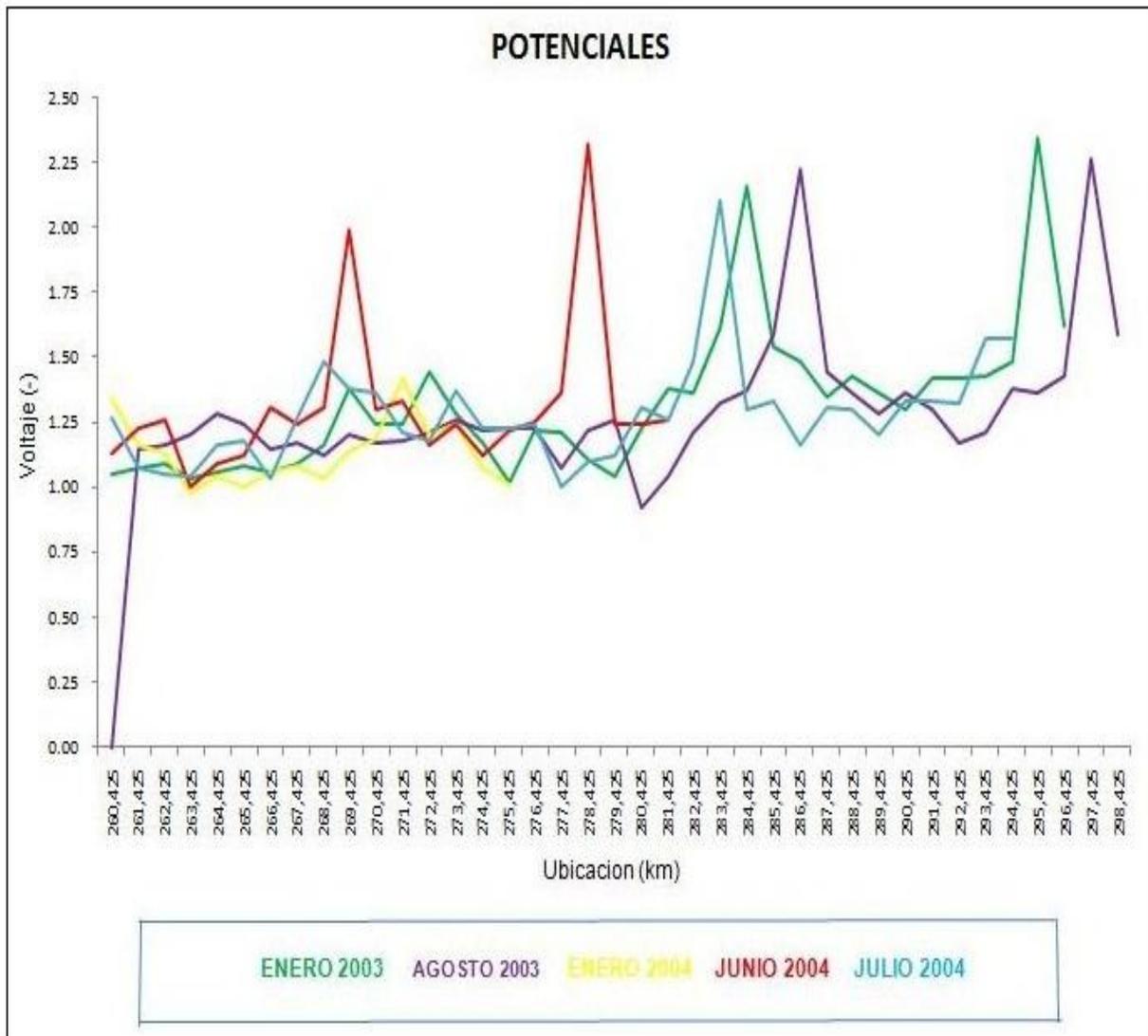
Nombre del rectificador	Voltaje	Amperaje	Densidad de corriente	Fecha de lectura
ZAPOAPITA	55.60	15.80	0.26	12/30/2004
	56.10	18.50	0.31	12/23/2004
	53.70	16.60	0.28	12/9/2004
	50.20	16.80	0.28	11/18/2004
	48.90	15.80	0.26	11/15/2004
BARRIO DE GUADALUPE	19.60	7.70	0.08	12/30/2004
	19.23	7.30	0.07	12/23/2004
	18.56	7.20	0.07	12/9/2004
	19.16	8.70	0.09	11/25/2004
	18.78	6.90	0.07	11/18/2004
OMEALCA II	16.80	3.00	0.04	12/30/2004
	15.73	8.10	0.12	12/23/2004
	15.80	8.50	0.12	12/9/2004
	15.82	8.50	0.12	11/25/2004
	15.80	7.60	0.11	11/18/2004
OMEALCA I	9.16	5.40	0.06	12/28/2004
	9.16	5.90	0.07	12/21/2004
	9.15	5.90	0.07	12/7/2004
	9.12	5.90	0.07	11/23/2004
	9.24	6.80	0.08	11/16/2004
ARROYO MORENO	31.40	27.90	0.44	12/28/2004
	31.70	28.60	0.45	12/22/2004
	31.20	30.50	0.48	12/7/2004
	31.20	31.80	0.50	11/23/2004
	31.80	33.60	0.53	11/16/2004

4.4.11.3 Cupón de corrosión

Tabla 4.10 Cupón de corrosión del segmento Arroyo Moreno - Zapopaita

CUPON DE CORROSION		
Nombre	Fecha de lectura	myp
NE1017.ZAPO	12/28/2004	1.05317
	11/03/2004	0.56908
	8/31/2004	1.07549
	4/21/2004	0.73111

4.4.12 Potenciales (Postes de medición tubo/suelo)

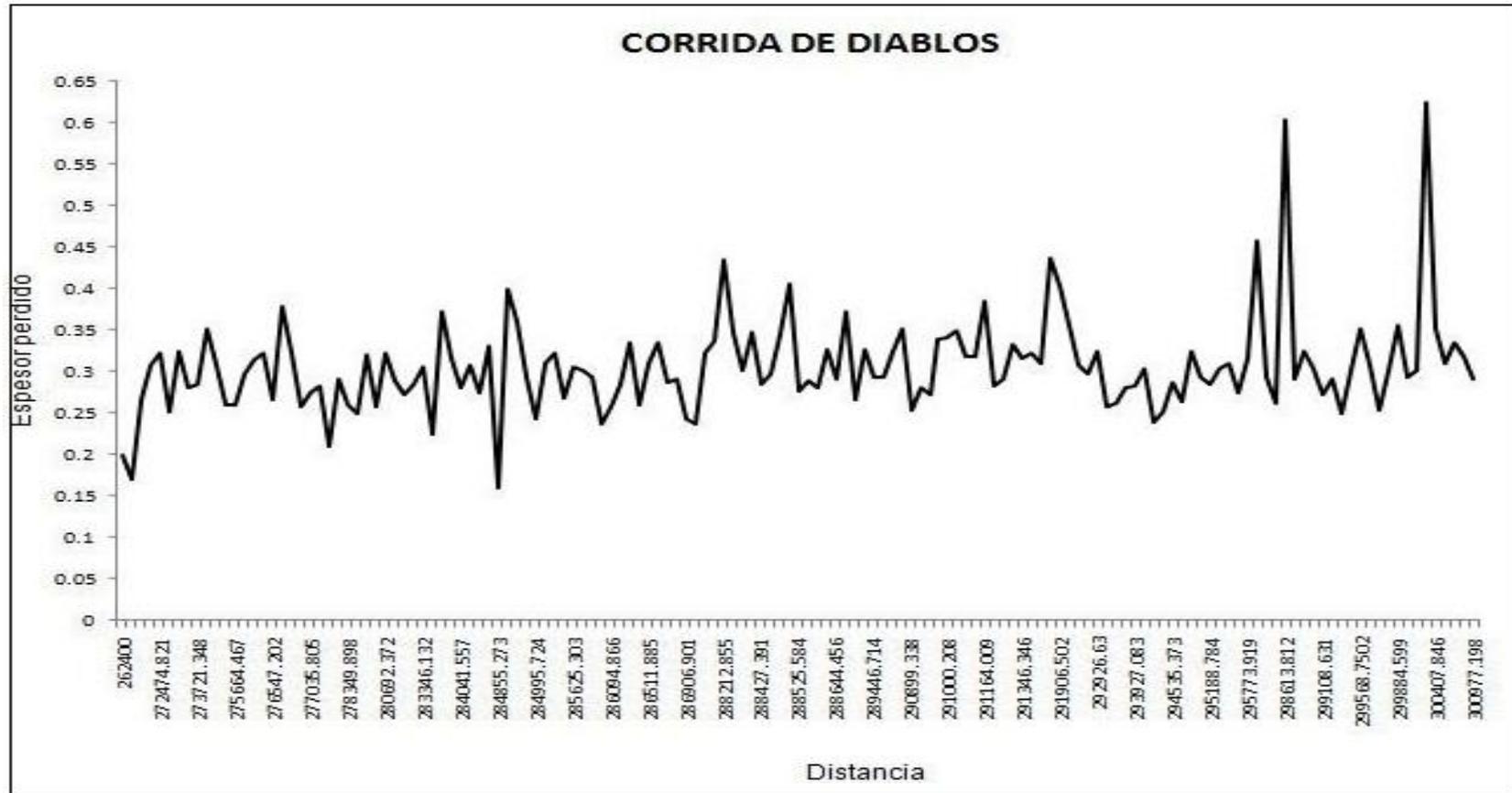


Grafica 4.2. Registro del potencial correspondiente al segmento Arroyo Moreno - Zapopaita



4.4.13 Inspección con diablo instrumentado

Se realizó dos corridas de diablos de limpieza por medio de un diablo de copas, una inspección en línea el 1 de febrero de 1997 por medio de un equipo de flujo magnético realizado por la compañía Betco. En la siguiente grafica se muestran las pérdidas de espesor detectadas a lo largo de la trayectoria del ducto.



Grafica 4.3 Corrida de diablos del al segmento Arroyo Moreno - Zapoapita



4.4.14 Daño potencial por terceras partes

A lo largo del segmento Arroyo Moreno-Zapoapita se cuenta con una cobertura al 100% de recepción, para el caso de necesitar comunicación en una emergencia. Como parte de un programa de inspección el derecho de vía se tiene una alta frecuencia de celaje.

4.4.15 Factores de Impacto por fuga.

Tabla 4.11 Factores de impacto por fuga del segmento Arroyo Moreno - Zapoapita

Factores de Impacto por Fuga	
Monto por daño en propiedad	1 a 10 millones de pesos
Impacto al negocio	Medio
# de clientes afectados en caso de fuga	2
Tiempo fuera de servicio en caso de fuga (hrs)	8
Volumen liberado en caso de fuga (%)	1
Tiempo en detectar fuga (min)	10
Frecuencia de presiones cíclicas	Baja
Redundancia	Almacenamiento disponible
Potencial de Dispersión	Alto
Efectividad de respuesta	Bueno
Consecuencia en caso de incidente	Severa-Zonas Afectadas Parcialmente
Clasificación de consecuencia en caso de incidente	Derrame o pérdida de producto
Tipo de operación	Manual
SCADA	No implementado

4.4.16 Programas y procedimientos.

Tabla 4.12 Programas y procedimientos segmento Arroyo Moreno - Zapoapita

Programas y procedimientos	
Condición de la señalización en el DDV	Regular
Programas de limpieza en DDV	Regular
Programa de capacitación a los empleados	Buena
Evaluación a los empleados	Buena
Procedimientos de operación	Bueno
Pruebas antidoping	Bueno
Programas de seguridad	Bueno
Capacitación continua	Bueno
Celaje	Alta

4.5 Evaluación del poliducto

Para poder realizar la evaluación del poliducto se elaboro una herramienta a la cual le llamaremos hojas dinámicas que permitieran la aplicación del modelo (algoritmo) desarrollado.

4.5.1 Elaboración de hojas dinámicas para la aplicación del modelo.

Las hojas dinámicas se elaboraron bajo el ambiente del programa Microsoft Office Excel. Se tomo como base las tablas diseñadas para mostrar las ponderaciones y calificaciones de los LOF's, COF's, así como las variables y atributos de estas usadas en el Capitulo 3 (ver figura 4.7).

LOF "PROBABILIDAD DE FALLA" CORROSIÓN EXTERNA 23%							
Variables Ambientales	16%	Variables Diseño	27%	Variables Monitoreo Integral	41%	Variables de Rehabilitación	16%
Tipo de Suelo	6%	Sistema de Protección Catódica	3%	Criterio de Protección Catódica	4%	Reparaciones - Insp.Flujo Mag o Ultrasonica	8%
Desconocido	12	Ninguno	20	Sin Postes de Medición P/S	20	Defectos Críticos Reparados	0
Arcilla Sedimentada Dura	0	Rectificadores, Postes P/S o Anodos presentes	0	Cumple con el Criterio de PC para EC	-20	Defectos Críticos No Reparados	40
Limo y Arcilla	8	Diseño de Recubrimiento	5%	No Cumple con el Criterio de Intervalo Cerrado para EC	40	Otros Defectos Reparados	0
Arcilla - Dura - Mediana - Suave	10	Sin Recubrimiento	20	Sin Inspección los últimos 15 meses	10	Otros Defectos No Reparados	30
Arcilla Sedimentada y Margal	10	FBE	0	Criterio de Intervalo Cerrado	5%	No Aplica	0
Tierra Arable Sedimentada	4	Cinta de Polietileno Aplicada en Campo	10	Sin Inspección	0	Prueba de Presión	2%
Tierra Arable o Margal	6	Polytape	16	Cumple Criterio de Intervalo Cerrado para EC	-20	No hay datos Disponibles	20
Tierra Arable con Arcilla	0	TIGF	6	No Cumple con el Criterio de Intervalo Cerrado para EC	20	Pruebas < 25 Años	15
Tierra Arable y Arena	4	Cinta de Asfalto Aplicada en Campo	6	Inspección de Encamisado	3%	Pruebas entre 15 a 25 Años	8
Rocoso	16	Alquitrán de Hulla (Asfalto Caliente)	6	Sin Encamisado	0	Prueba entre 5 y 15 Años	5
Pantansoso	25	Otro	0	Presencia de Encamisados Cortocircuitados	15	Pruebas < 5 Años	-5
Aluvial	3	Polimero de Concreto o Tricapa	0	Presencia de Encamisados No Cortocircuitados	-10	Pruebas de Presión vs Esfuerzo de Ducto	2%
Arenoso	14	Recubrimiento de Concreto	8	Sin Inspección dentro del ultimo año	2	>100 %	-20
Erosionado	10	Desconocido	10	Inspección Visual del Recubrimiento	5%	80 a 100 %	2
Grava	4	Edad del Recubrimiento	4%	Protegido por Defectos	-20	80 a 90 %	5
Caliche	4	> 50 años o sin Recubrimiento	25	Degradado	5	<80 %	8
Temperatura del Ducto	1%	40 a 50 Años	20	En Buenas Condiciones	-10	Sin Pruebas de Presión	0
> 65 °C	25	30 a 40 Años	16	Desprendimientos Localizados	10	Anomalías Potenciales DCVG	2%
38 a 65 °C	12	20 a 30 Años	12	Desprendimiento Generalizados	20	Sin Inspección	10
< 38 °C	0	10 a 20 Años	5	Sin Inspección Visual Desempeñada	0	Sin Anomalías Potenciales	0
EC - Esfuerzo Alto en el Suelo	1%	< 10 Años	0	Inspección Flujo Magnético o Ultrasonico	10%	Presencia de Anomalías Potenciales	10
Si	10	Edad del Ducto	3%	Sin Inspección Desempeñada	20	Ingeniería de Rehabilitación	2%
No	0	> 50 años o sin Recubrimiento	15	Inspección > 10 años	-1	No Requerida	0
EC - Humedad Alta	1%	40 a 50 Años	12	Inspección entre 5 y 10 años	-3	Reparación con Envoltivo	5
Si	10	30 a 40 Años	9	Inspección entre 2 y 5 años	-6	Rehabilitación del Recubrimiento	2
No	0	20 a 30 Años	6	Inspección > 2 años	-10	Reemplazo de Carrete	0
EC - Exposición a Químicos	1%	10 a 20 Años	3	Tasa de Fuga por Corrosión Externa	2%	Otras Reparaciones	2
Si	10	< 10 Años	0	>1 Fuga por año	20	Sin Inspección Visual Desempeñada	10
No	0	Aislamiento Térmico	1%	0.5 a 1 Fuga por año	15		
EC - Exposición a Agua Salada	1%	Si	30	0 a 0.5 Fuga por año	10		
Si	10	No	0	0 Fugas	0		
No	0	Estructuras de Interferencia	1%	Criterio de Corriente	2%		
EC - Suelos Agresivos	1%	Protegido a CP Controlado	6	Sin lecturas dentro del ultimo año	7		
Si	10	Desprotegido, Impacto Desconocido	30	Cumple con el Criterio de Corriente para EC	-10		
No	0	Sin Estructura de Interferencia	0	No Cumple con el Criterio de Corriente para EC	5		
EC - pH Alto	1%	Encamisado	3%	Inspección Visual del Ducto	2%		
Si	10	Presencia de Encamisado	10	Presencia de SCC	25		
No	0	Presencia de Encamisado Rellenos	5	Corrosión Generalizada	15		
EC - pH Bajo	1%	Sin Presencia de Encamisados	0	Corrosión Localizada	10		
Si	10	Interferencia DC/AC	2%	No Existe Corrosión	-10		
No	0	Alto o Med Voltaje dentro de 150 m.sin CP.	10	Presencia de Agrietamiento	7		
EC - Alta Resistividad	1%	Alto o Med Voltaje dentro de 150 m.con CP.	7	Sin Inspección Visual Desempeñada	0		
Si	10	Sin Alto o Medio Voltaje	0	Resultados de Inspección Interna o Visual	4%		
No	0	NOP vs Esfuerzo de Ducto	3%	> 50 % de Pérdida de Espesor de Pared	40		
EC - Baja Resistividad	1%	>70 %	25	30 a 50 % de Pérdida de Espesor de Pared	30		
Si	10	60 a 70%	20	15 a 30 % de Pérdida de Espesor de Pared	10		
No	0	50 a 60%	15	0 a 15 % de Pérdida de Espesor de Pared	0		
		40 a 50%	14	0% de Pérdida de Espesor de Pared	-10		
		20 a 40%	10	Sin Inspección	7		
		<20%	0	Sin Presencia de Anomalías	0		
		Pesos o Lastres	1%	Anomalías por Inspección Interna o Visual PRF	2%		
		Si	10	>1	20		
		No	0	0.95 a 1	10		
		Tuberías Soportadas o Contacto con el Terreno	1%	0 a 0.95	5		
		Si	20	<0	0		
		No	0	Sin Inspección	5		
				Sin Presencia de Anomalías PRF	-10		
				Densidad de Anomalías por Inspección Interna o Visual	2%		
				>50	20		
				20 a 50	10		

Figura 4.7 Tabla del factor corrosión externa con todos sus variables y atributos.

Estas tablas se modificaron de tal modo que nos permitiera visualizar cada factor de manera más simple y se automatizo la elección del atributo (ver figura 4.8).

CORROSIÓN EXTERNA 23%	
Tipo de Variable	Calificación de Atributo
VARIABLES AMBIENTALES	
Tipo de Suelo	Tierra Arable o Marga
Temperatura del Ducto	Desconocido
EC - Esfuerzo Alto en el Suelo	Arcilla Sedimentada Dura Limo y Arcilla
EC - Humedad Alta	Arcilla - Dura - Mediana - Suave
EC - Exposición a Químicos	Arcilla Sedimentada y Marga
EC - Exposición a Agua Salada	Tierra Arable Sedimentada
EC - Suelos Agresivos	Tierra Arable con Arcilla
EC - pH Alto	Tierra Arable y Arena
EC - pH Bajo	Rocoso
EC - Alta Resistividad	Pantanosos
EC - Baja Resistividad	Aluvial
VARIABLES DE DISEÑO	
Sistema de Protección Catódica	Rectificadores, Postes P/S o Anodos presentes
Diseño de Recubrimiento	Alquitran de Hulla (Asfalto Caliente)
Edad del Recubrimiento	40 a 50 Años
Edad del Ducto	40 a 50 Años
Aislamiento Térmico	No
Estructuras de Interferencia	Protegido a CP Controlado
Encamisado	Sin Presencia de Encamisados
Interferencia DC/AC	Sin Alto o Medio Voltaje
NOP vs Esfuerzo de Ducto	50 a 60%
Pesos o Lastres	Si
Tuberías Soportadas o Contacto con el Terreno	No
VARIABLES DE MONITOREO INTEGRAL	
Criterio de Protección Catódica	No Cumple con el Criterio de Intervalo Cerrado para EC
Criterio de Intervalo Cerrado	Sin Inspección
Inspección de Encamisado	Sin Encamisado
Inspección Visual del Recubrimiento	Sin Inspección Visual Desempeñada
Inspección Flujo Magnético o Ultrasonico	Inspección > 10 años
Tasa de Fuga por Corrosión Externa	0 Fugas
Criterio de Corriente	No Cumple con el Criterio de Corriente para EC
Inspección Visual del Ducto	Sin Inspección Visual Desempeñada
Resultados de Inspección Interna o Visual	Sin Inspección
Anomalías por Inspección Interna o Visual PRF	0.95 a 1
Densidad de Anomalías por Inspección Interna o Visual	>50
VARIABLES DE REHABILITACION	
Reparaciones - Insp. Flujo Mag o Ultrasonica	Defectos Críticos Reparados
Prueba de Presión	No hay datos Disponibles
Pruebas de Presión vs Esfuerzo de Ducto	Sin Pruebas de Presión
Anomalías Potenciales DCVG	Sin Inspección
Ingeniería de Rehabilitación	Otras Reparaciones

Figura 4.8 Tabla automatizada para elección del atributo.

Cada una de las tablas se programaron para que al calificar la base de datos pudiera realizarse el cálculo de la calificación relativa del factor conforme al algoritmo desarrollado (ver figura 4.9.).

CORROSIÓN EXTERNA 23%					
Tipo de Variable	Calificación de Atributo	Calificación de Variable	Calificación de Tipo de Variable	Calificación LOF: CE	
VARIABLES AMBIENTALES			0.22	5.77	
Tipo de Suelo	Tierra Arable o Marga	0.12	<div style="border: 1px solid black; padding: 5px; display: inline-block;"> Al seleccionar </div>	<div style="border: 1px solid black; padding: 5px; display: inline-block;"> Los cálculos se realizan </div>	
Temperatura del Ducto	< 38 °C	0			
EC - Esfuerzo Alto en el Suelo	No	0			
EC - Humedad Alta	No	0			
EC - Exposición a Químicos	No	0			
EC - Exposición a Agua Salada	No	0			
EC - Suelos Agresivos	No	0			
EC - pH Alto	No	0			
EC - pH Bajo	No	0			
EC - Alta Resistividad	Sí	0.1			
EC - Baja Resistividad	No	0			
VARIABLES DE DISEÑO					2.07
Sistema de Protección Catodica	Rectificadores, Postes P/S o Anodos presentes	0			<div style="border: 1px solid black; padding: 5px; display: inline-block;"> Los cálculos se realizan </div>
Diseño de Recubrimiento	Alquitran de Hulla (Asfalto Caliente)	0.3			

Figura 4.9 Tabla programada para el cálculo de la calificación relativa

Ya que todas las tablas se programaron se generaron todas las hojas dinámicas de cada factor para cada tramo (de 5 kilometro cada uno), en total 72 hojas dinámicas (ver figura 4.10).

CORROSIÓN EXTERNA 23%													
Segmento Arroyo Moreno - Zapopita Kilometro 280+424 a 285+424													
Tipo de Variable	Calificación de Atributo	Calificación de Variable	Calificación de Tipo de Variable	Calificación LOF: CE									
VARIABLES AMBIENTALES			0.22	5.77									
Tipo de Suelo	Tierra Arable o Marga	0.12	<div style="border: 1px solid black; padding: 5px; display: inline-block;"> Hoja dinámica personalizada para cada tramo </div>	<table border="1"> <thead> <tr> <th>KM</th> </tr> </thead> <tbody> <tr><td>260+424 a 265+424</td></tr> <tr><td>265+424 a 270+424</td></tr> <tr><td>270+424 a 275+424</td></tr> <tr><td>275+424 a 280+424</td></tr> <tr><td>280+424 a 285+424</td></tr> <tr><td>285+424 a 290+424</td></tr> <tr><td>290+424 a 295+424</td></tr> <tr><td>295+424 a 300+424</td></tr> </tbody> </table>	KM	260+424 a 265+424	265+424 a 270+424	270+424 a 275+424	275+424 a 280+424	280+424 a 285+424	285+424 a 290+424	290+424 a 295+424	295+424 a 300+424
KM													
260+424 a 265+424													
265+424 a 270+424													
270+424 a 275+424													
275+424 a 280+424													
280+424 a 285+424													
285+424 a 290+424													
290+424 a 295+424													
295+424 a 300+424													
Temperatura del Ducto	< 38 °C	0											
EC - Esfuerzo Alto en el Suelo	No	0											
EC - Humedad Alta	No	0											
EC - Exposición a Químicos	No	0											
EC - Exposición a Agua Salada	No	0											
EC - Suelos Agresivos	No	0											
EC - pH Alto	No	0											
EC - pH Bajo	No	0											
EC - Alta Resistividad	Sí	0.1											
EC - Baja Resistividad	No	0											
VARIABLES DE DISEÑO			2.07										
Sistema de Protección Catodica	Rectificadores, Postes P/S o Anodos presentes	0	<div style="border: 1px solid black; padding: 5px; display: inline-block;"> Los cálculos se realizan </div>										
Diseño de Recubrimiento	Alquitran de Hulla (Asfalto Caliente)	0.3											
Edad del Recubrimiento	40 a 50 Años	0.8											

Figura 4.10 Hoja dinámica personalizada

Finalmente se generó una tabla resumen en la que se enlazan todas las calificaciones de cada factor y para cada tramo (72 hojas dinámicas), en esta también se programó el cálculo de LOF, COF y ROF conforme al algoritmo desarrollado (ver figura 4.11).

KM	PROBABILIDAD DE FALLA						CONSECUENCIA DE FALLA				RIESGO DE FALLA	
	EC	IC	TP	OP	DM	MT	LOF	IOE	IOB	IOP	COF	ROF
	23%	7%	35%	15%	10%	10%		30%	40%	30%		
260+424 a 265+424	4.8700	2.2800	3.0700	1.6200	4.2700	2.4000	3.2642	5.1500	5.1700	1.9400	4.1950	13.6933
265+424 a 270+424	5.5700	3.4300	2.9600	1.9000	2.8200	1.8500	3.3092	2.9000	6.1700	2.5300	4.0970	13.5578
270+424 a 275+424							0.0000					0.0000
275+424 a 280+424							0.0000					0.0000
280+424 a 285+424							0.0000					0.0000
285+424 a 290+424							0.0000					0.0000
290+424 a 295+424							0.0000					0.0000
295+424 a 300+424							0.0000					0.0000

KM	PROBABILIDAD DE FALLA						CONSECUENCIA DE FALLA				RIESGO DE FALLA	
	EC	IC	TP	OP	DM	MT	LOF	IOE	IOB	IOP	COF	ROF
	23%	7%	35%	15%	10%	10%		30%	40%	30%		
260+424 a 265+424	4.8700	2.2800	3.0700	1.6200	4.2700	2.4000	3.2642	5.1500	5.1700	1.9400	4.1950	13.6933
265+424 a 270+424	5.5700	3.4300	2.9600	1.9000	2.8200	1.8500	3.3092	2.9000	6.1700	2.5300	4.0970	13.5578
270+424 a 275+424							0.0000					0.0000
275+424 a 280+424							0.0000					0.0000
280+424 a 285+424	Σ(calificación de cada LOF * ponderación de cada LOF)											0.0000
285+424 a 290+424												0.0000
290+424 a 295+424												0.0000
295+424 a 300+424												0.0000

Figura 4.11 Tabla resumen programada para el cálculo de ROF

Se realizaron gráficas de la tabla resumen, con la finalidad de visualizar claramente los valores de LOF COF y ROF obtenido para cada tramo del polducto, así como si estos se encuentran en el riesgo tolerable (ver figura 4.11).

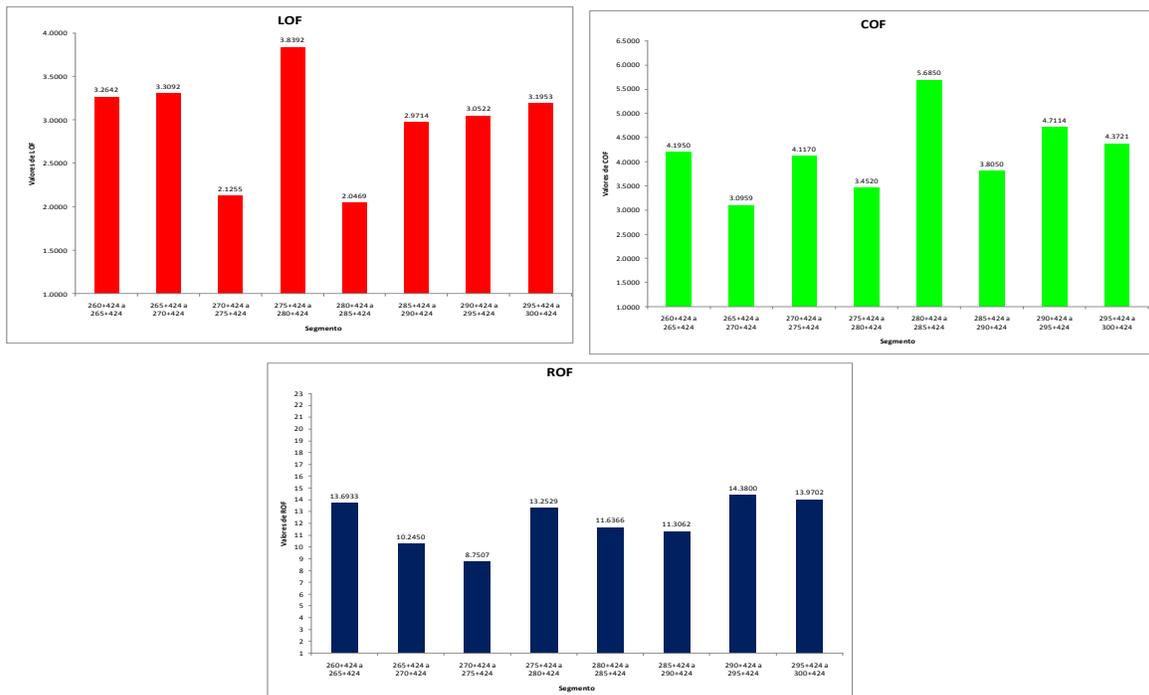


Figura 4.11 Gráficas resumen de LOF COF y ROF

4.5.1.1 Validación de las hojas dinámicas.

Una vez que todas las hojas dinámicas se enlazaron (72 hojas), se procedió a realizar una evaluación preliminar calificando todas las hojas con las calificaciones más altas con la finalidad de detectar errores en la programación o la falta de enlaces.

Como resultado se ajustaron detalles de vínculos y formulas, por lo que se procedió a evaluar nuevamente con la calificación más altas, para verificar que todo funcionara correctamente con las hojas dinámicas, a este paso le llamamos validación.

4.5.2 Evaluación de los ocho tramos pertenecientes al segmento Arroyo Moreno- Zapoapita.

Con la base de datos y las hojas dinámicas se lleva a cabo la evaluación de los 8 tramos pertenecientes al segmento Arroyo Moreno- Zapoapita.

Aquí se va calificando cada factor con el uso de la base de datos, se identifica la información que pertenece a cada tramo para poder calificar (ver figura 4.11).
Ejemplo: Para calificar el factor de terceras partes tramo 275+424 al 280+424

Terceras Partes 35 %				
Con áreas de cultivo en el km Arroyo Moreno - Zapoapita Kilometro 275+424 a 280+424				
	Calificación de Atributo	Calificación de Variable	Calificación de Tipo de Variable	Calificación LOF: CE
VARIABLES AMBIENTALES			3.66	6.38
Actividad de Construcción	Baja	0.5		
Actividad Agrícola	Alta	2		
Efectividad de Cobertura de Respuesta	Cobertura al 100%	0		
Frecuencia de Celaje	Alta	0.1		
Educación a la Población	Regular	0.24		
Colchon de Tierra de Protección	0.6 a 1 metros	0.12		
% Ducto Exp(m de Exp/secc. longitud)	< 5%	0		
TP - Tomas Clandestinas	Si	0.7		
TP- Sistema de Detección de Fugas	No Existe	0		
TP-Otros Ductos Adyacentes	No	0		
Variables Diseño				
Dureza	Alta	-0.15		
Espesor de Pared	< 6.4 mm	0.45		
Señalización del DDV	Buena	0.03		
Condición del DDV	Congestionado	1		
Diametro/Espesor de Pared	Medio(40 a 60)	0.18		
Protección Extra Exterior	Sin Cruzamientos o No Aplica	0		
Protección Extra Exterior-Valvulas	Si	-0.18		
NOP vs Esfuerzo de Ducto	50 a 60%	0.28		
Variables Monitoreo Integral			0.86	
Inspección Flujo Magnético o Ultrasonico	Inspección > 10 Años	-0.04		
Tasa de Fuga por Terceras Partes	1 a 2 Fugas por Año	0.6		
Inspecciones con Placa Calibradora o Inercial	Inspección entre 5 y 10 Años	-0.1		

Ubicación (km)	Nombre	Tipo de Válvula
260,425	TED ARROYO MORENO	Compuerta
279,344	OMEALCA	Compuerta

Figura 4.10 Uso de base de datos para calificar los factores.

A continuación se muestran las hojas dinámicas con todos los factores calificados del tramo 280+424 al 285+424 (Tabla 4.13- Tabla 4.20).



Evaluación del Factor Corrosión Externa (CE)

Tabla 4.13 Corrosión Externa del tramo 280+424 al 285+424

CORROSIÓN EXTERNA 23%				
Segmento Arroyo Moreno - Zapopita Kilometro 280+424 a 285+424				
Tipo de Variable	Calificación de Atributo	Calificación de Variable	Calificación de Tipo de Variable	Calificación LOF: CE
VARIABLES AMBIENTALES			0.22	5.77
Tipo de Suelo	Tierra Arable o Marga	0.12		
Temperatura del Ducto	< 38 °C	0		
EC - Esfuerzo Alto en el Suelo	No	0		
EC - Humedad Alta	No	0		
EC - Exposición a Químicos	No	0		
EC - Exposición a Agua Salada	No	0		
EC - Suelos Agresivos	No	0		
EC - pH Alto	No	0		
EC - pH Bajo	No	0		
EC - Alta Resistividad	Sí	0.1		
EC - Baja Resistividad	No	0		
VARIABLES DE DISEÑO			2.07	
Sistema de Protección Catódica	Rectificadores, Postes P/S o Anodos presentes	0		
Diseño de Recubrimiento	Alquitran de Hulla (Asfalto Caliente)	0.3		
Edad del Recubrimiento	40 a 50 Años	0.8		
Edad del Ducto	40 a 50 Años	0.36		
Aislamiento Térmico	No	0		
Estructuras de Interferencia	Protegido a CP Controlado	0.06		
Encamisado	Sin Presencia de Encamisados	0		
Interferencia DC/AC	Sin Alto o Medio Voltaje	0		
NOP vs Esfuerzo de Ducto	50 a 60%	0.45		
Pesos o Lastres	Sí	0.1		
Tuberías Soportadas o Contact con el Terreno	No	0		
VARIABLES DE MONITOREO INTEGRAL			2.48	
Criterio de Protección Catódica	No Cumple con el Criterio de Intervalo Cerrado para EC	1.6		
Criterio de Intervalo Cerrado	Sin Inspección	0		
Inspección de Encamisado	Sin Encamisado	0		
Inspección Visual del Recubrimiento	Sin Inspección Visual Desempeñada	0		
Inspección Flujo Magnético o Ultrasonico	Inspección > 10 años	-0.1		
Tasa de Fuga por Corrosión Externa	0 Fugas	0		
Criterio de Corriente	No Cumple con el Criterio de Corriente para EC	0.1		
Inspección Visual del Ducto	Sin Inspección Visual Desempeñada	0		
Resultados de Inspección Interna o Visual	Sin Inspección	0.28		
Anomalías por Inspección Interna o Visual PRF	0.95 a 1	0.2		
Densidad de Anomalías por Inspección Interna o Visual	>50	0.4		
VARIABLES DE REHABILITACION			1	
Reparaciones - Insp. Flujo Mag o Ultrasonica	Defectos Críticos Reparados	0		
Prueba de Presión	No hay datos Disponibles	0.4		
Pruebas de Presión vs Esfuerzo de Ducto	Sin Pruebas de Presión	0		
Anomalías Potenciales DCVG	Sin Inspección	0.2		
Ingeniería de Rehabilitación	Otras Reparaciones	0.4		



Evaluación del Factor Corrosión Interna (CI)

Tabla 4.14 Corrosión Interna del tramo 280+424

CORROSIÓN INTERNA 7%				
Segmento Arroyo Moreno - Zapopita Kilometro 280+424 a 285+424				
Tipo de Variable	Calificación de Atributo	Calificación de Variable	Calificación de Tipo de Variable	Calificación LOF: CI
VARIABLES AMBIENTALES			0.65	3.39
Contenido de Agua	Ninguno	0		
Contenido de Azufre	Bajo	0.3		
pH	7	0		
Temperatura	<38 °C	0		
Otros Elementos Corrosivos	Ninguno	0		
Inhibidor	Si o No Requiere	0		
Frecuencia de Corrida de Diablos	Media	0.25		
IC -Alta Rugosidad en el Ducto	No	0		
IC-Presencia de Solidos en el Flujo	No	0		
Tipo de Producto	Pemex Magna	0.1		
VARIABLES DE DISEÑO			0.94	
Edad del Ducto	40 a 50 Años	0.54		
NOP vs Esfuerzo de Ducto	50 a 60%	0.3		
Tasa de Flujo	Numero de Reynolds< =0	0		
Puntos Bajos en el Ducto	Si	0.1		
VARIABLES DE MONITOREO INTEGRAL			1.35	
Criterios de Corrosion Interna	Cumple con el Criterio de Corrosion para IC	0		
Inspeccion Flujo Mag.o Ultrasonico	Inspeccion>10 años	0.7		
Tasa de Fuga por Corrosion Interna	0 Fugas	0		
Resultados de Inspeccion Interna Visual	Sin Inspeccion	0.5		
Anomalias por Insp.Interna o Visual PRF	0.95 a 1	0.3		
Diablos de Limpieza	Inspeccion < 2 años	-0.25		
Densidad de Anomalia por Insp. Int. O Visual	Sin Inspeccion	0.1		
Crecimiento de Anomalia Insp.Int o Visual	No	0		
VARIABLES DE REHABILITACION			0.45	
Reparaciones-Insp.Flujo Mag o Ultrasonico	Defectos Criticos Reparados	0		
Prueba de Presion	Nohay dos Disponibles	0.45		
Prueba de Presion vs Esfuerzo del Ducto	Sin Pruebas de Presion	0		



Evaluación del Factor Terceras Partes (TP)

Tabla 4.15 Terceras Partes del tramo 280+424 al 285+424

TERCERAS PARTES 35%				
Segmento Arroyo Moreno - Zapopita Kilometro 280+424 a 285+424				
Tipo de Variable	Calificación de Atributo	Calificación de Variable	Calificación de Tipo de Variable	Calificación LOF: TP
VARIABLES AMBIENTALES			1.66	2.96
Actividad de Construcción	Baja	0.5		
Actividad Agrícola	Ninguna	0		
Efectividad de Cobertura de Respuesta	Cobertura al 100%	0		
Frecuencia de Celaje	Alta	0.1		
Educación a la Población	Regular	0.24		
Colchón de Tierra de Protección	0.6 a 1 metros	0.12		
% Ducto Exp(m de Exp/secc. longitud)	< 5%	0		
TP - Tomas Clandestinas	Si	0.7		
TP- Sistema de Detección de Fugas	No Existe	0		
TP-Otros Ductos Adyacentes	No	0		
VARIABLES DE DISEÑO			1.19	
Dureza	Alta	-0.15		
Espesor de Pared	>12.7 mm	0.09		
Señalización del DDV	Buena	0.03		
Condición del DDV	Congestionado	1		
Díametro/Espesor de Pared	Medio(40 a 60)	0.18		
Protección Extra Exterior	Protección Extra con Encamisado o Concreto	-0.24		
Protección Extra Exterior-Valvulas	Sin Valvulas o No Aplica	0		
NOP vs Esfuerzo de Ducto	50 a 60%	0.28		
VARIABLES DE MONITOREO INTEGRAL			0.61	
Inspección Flujo Magnético o Ultrasonico	Inspección > 10 Años	-0.04		
Tasa de Fuga por Terceras Partes	0 Fugas	FALSO		
Inspecciones con Placa Calibradora o Inercial	Sin Inspección Desempeñada	0.25		
Tipo de Anomalia	Corrosión Interna	0.2		
Orient. De Anomalías por Insp. Int o Visual	9 a 3 (Encima)	0.2		
VARIABLES DE REHABILITACION			-0.5	
Reparaciones-Insp.Flujo Mag o Ultrasonica	Defectos Críticos Reparados	-0.5		
Reparación-Placa Calibradora o Inercial	No Aplica	0		
Pruebas de Presión	No hay Datos Disponibles	0		
Pruebas de Presión vs Esfuerzo del Ducto	Sin Pruebas de Presión	0		



Evaluación del Factor Movimiento de Terreno (MT)

Tabla 4.18 Movimiento de Terreno del tramo 280+424 al 285+424

MOVIMIENTO DEL TERRENO 10%						
Segmento Arroyo Moreno - Zapoaipita Kilometro 280+424 a 285+424						
Tipo de Variable	Calificación de Atributo	Calificación de Variable	Calificación de Tipo de Variable	Calificación LOF: MT		
VARIABLES AMBIENTALES			1.87	4.00		
Tipo de Suelo	Tierra Arable o Marga	0.27				
Cruzamientos	Presencia de Cuerpos Grandes de Agua	1.6				
GM - Actividad Sísmica	No	0				
GM - Hundimientos, Deslaves o Erosión	No	0				
GM - Areas Grandes de Inundaciones	No	0				
Deposición del Suelo	Desconocido	0				
Probabilidad de Movimiento de Terreno	Ninguna o No Aplica	0				
Deslizamiento Potencial del Terreno	Ninguno o No Aplica	0				
VARIABLES DE DISEÑO					0.85	
Condición de la Soldadura Circunferencial	Suficiente (de 1950 a 1970)	0.5				
Diámetro / Espesor de Pared	Medio (40 a 60)	0.35				
Pesos o Lastres para Cuerpos de Agua	Sí	0				
VARIABLES DE MONITOREO INTEGRAL			0.78			
Tasa de Fuga por Movimiento del Terreno	0 Fugas	0				
Inspección con Placa Calibradora o Inercial	Sin Inspección Desempeñada	0.4				
Criterio de Monitoreo de Movimiento del Terreno	No Monitoreado	0.28				
Frecuencia de Celaje	Alta	0.1				
VARIABLE DE REHABILITACION			0.5			
Reparación - Placa Calibradora o Inercial	No Aplica	0				
Reparación con Estructuras Metálicas	Sí	0				
Drenes Naturales del Terreno	No	0.2				
Remediación del Suelo	No	0.3				
Colchonetas de Concreto Instaladas	Sí	-0.5				
Trincheras de Contención Laterales al Ducto	No	0.5				



Evaluación del Factor Operación y Procedimientos (OP)

Tabla 4.16 Operación y Procedimientos del tramo 280+424 al 285+424

OPERACIÓN Y PROCEDIMIENTOS 15%				
Segmento Arroyo Moreno - Zapopita Kilometro 280+424 a 285+424				
Tipo de Variable	Calificación de Atributo	Calificación de Variable	Calificación de Tipo de Variable	Calificación LOF: OP
VARIABLES AMBIENTALES			0.2	1.9
Programa de Entrenamiento a Empleados	Bueno	0		
Procedimientos Operacionales	Bueno	0		
Programas de Salud	Bueno	0		
Programas de Seguridad	Bueno	0		
Evaluación y Selección de Personal	Sí se Realiza	0.2		
VARIABLES DE DISEÑO			1.5	
Sistemas de Seguridad de Presión	Monitoreo Remoto Continuo	0		
NOP vs Esfuerzo del Ducto	55 a < 60 %	0.7		
Numero de valvulas operando manualmente	Ninguna	0.8		
VARIABLES DE MONITOREO INTEGRAL			0	
Pruebas de Trabajo a los Empleados	Buenas	0		
Tasa de Fuga por Operación y Procedimientos	0 Fugas	0		
Total de Fugas en los Últimos 10 años	Sin Fugas	0		
VARIABLES DE REHABILITACION			0.2	
Entrenamiento de Mejora Continua	Bueno	0		
Programa de Señalización del DDV	Regular	0.2		
Programa de Limpieza del DDV	Regular	0		
Programa de Educación a la Población	Regular	0		



Evaluación del Factor Diseño y Materiales (DM)

Tabla 4.17 Diseño y Materiales del tramo 280+424 al 285+424.

DISEÑO Y MATERIALES 10%				
Segmento Arroyo Moreno - Zapopita Kilometro 280+424 a 285+424				
Tipo de Variable	Calificación de Atributo	Calificación de Variable	Calificación de Tipo de Variable	Calificación LOF: DM
VARIABLES AMBIENTALES			0	2.11
DM - Condición del Suelo Agresivo	No	0		
VARIABLES DE DISEÑO			1.76	
Diseño de la Costura del Ducto	Soldadura DSAW o SAW (SJ = 1.0)	0		
Condición de la Soldadura Circunferencial	Suficiente (de 1950 a 1970)	0.45		
Dureza	Alta	-0.25		
Temperatura de Transición del Ducto	Temperatura del Ducto > Temp. de Transición	0		
Defectos del Material u Otros	Ninguno	0		
Edad del Ducto	40 a 50 Años	0.8		
NOP vs Esfuerzo del Ducto	55 a < 60 %	0.56		
Presión Cíclica	Baja	0.2		
VARIABLES DE MONITOREO INTEGRAL			0.1	
Tasa de Fuga por Diseño y Materiales	0 Fugas	0		
Inspección Flujo Mag. o Ultrasónica	Inspección > 10 años	-0.04		
Inspección de Detección de Fracturas	Sin Inspección Desempeñada	0		
Tipo de Anomalía	Corrosión Interna	0.04		
Última Evaluación de Integridad	5 a 10 Años	0.1		
VARIABLES DE REHABILITACION			0.25	
Reparaciones - Insp. Flujo Mag. o Ultrasónica	Defectos Críticos Reparados	-0.5		
Prueba de Presión	No hay Datos Disponibles	0.75		
Prueba de Presión vs Esfuerzo del Ducto	Sin Pruebas de Presión	0		
Reparación - Insp. Detección de Fracturas	No Aplica	0		



Evaluación del Factor Impacto a la Población (IOP)

Tabla 4.21 Impacto a la Población del tramo 280+424 al 285+424

IMPACTO A LA POBLACION 30%				
Segmento Arroyo Moreno - Zapopita Kilometro 280+424 a 285+424				
Tipo de Variable	Calificación de Atributo	Calificación de Variable	Calificación de Tipo de Variable	Calificación LOF: IOP
VARIABLES SENSITIVAS			6.03	7.39
Poblacion	Clase 2	1.5		
Presencia de los Siguiete		FALSO		
Areas Sensibles de Poblacion	Otras	0.5		
Cercanias con Areas Sensiblemente Poblada (m)	<100 metros	1.2		
Densidad de Poblacion Sensiblemente Poblada(#/segm.)	>100	0.8		
Exposicion con ASP(m de acercamiento/longitud)	>30 %	0.2		
% Ducto Exp(m de Exp/secc. longitud)	>5%	0		
Consecuencias	Severas- Zonas Afectadas Parcialmente	0.14		
Clasificacion de Consecuencias	Sin Consecuencias	0		
NOP vs MACP o MOP	> 1	0.2		
Areas con Altas Consecuencias Directas	Vías o Cuerpos de Agua Navegables	0.4		
Cercanias con Areas de Alta Consecuencia Directa	< 100 metros	0.45		
Areas de Seguridad con Altas Consecuenias	Vías o Cuerpos de Agua Navegables	0.3		
Zonas de Transferencia c/Areas Alta Consecuencia	Vías o Cuerpos de Agua Navegables	0.3		
Cercania a Zona Seg. c/Area de Alta Consecuencia (m)	> 200 metros	0.02		
Cercania de Zona de Transferencia. c/Alta Consecuencia (m)	> 200 metros	0.02		
VARAIBLES DE VOLUMEN IMPACTADO			1.36	
Volumen Inicial Perdido - Ruptura	50 a 250	0.12		
Perdida por estabilizacion - Ruptura (MSCF o BLS)	50 a 250	0.12		
Tipo de Producto	Pemex Magna	0.80		
Potencial de Dispersion	Alto	0		
Diametro del Ducto	8.625 a 12.75 pulgadas	0.04		
Efectividad de Respuesta	Buena	0		
Control de Operación	Retomo Automatico y Monitoreo	0.15		
SCADA	SCADA No Implementado	0.12		
Distancia de Dispersion	< 15	0.01		



Evaluación del Factor Impacto al Ambiente (IOE)

Tabla 4.19 Impacto al Ambiente del tramo 280+424 al 285+424.

IMPACTO AL AMBIENTE 30%						
Segmento Arroyo Moreno - Zapopita Kilometro 280+424 a 285+424						
Tipo de Variable	Calificación de Atributo	Calificación de Variable	Calificación de Tipo de Variable	Calificación LOF: IOE		
VARIABLES SENSITIVAS			5.35	6.60		
Cruzamientos Con Cuerpo de Agua	Cruzamiento con algun Cuerpo de Agua- Si	0.80				
Cercania al Area Ambientalmente Sensible	< 100 metros	1.00				
Daño Potencial en Propiedad	\$1,000,000 a 10,000,000	1.10				
Tipo de Suelo	Tierra Arable o Marga	0.20				
Consecuencias	Sin Consecuencias	0.00				
Clasificacion de Consecuencias	Sin Consecuencias	0.00				
Areas con Altas Consecuencias Directas	Vias o Cuerpos de Agua Navegables	0.30				
Cercanias con Areas de Alta Consecuencia Directa	< 100 metros	0.60				
Areas de Seguridad con Altas Consecuenias	Vias o Cuerpos de Agua Navegables	0.30				
Zonas de Transferencia c/Areas Alta Consecuencia	Vias o Cuerpos de Agua Navegables	0.30				
Cercania a Zona Seg. c/Area de Alta Consecuencia (m)	> 200 metros	0.00				
Cercania de Zona de Transferencia. c/Alta Consecuencia (m)	> 200 metros	0.00				
VARIABLES DE VOLUMEN IMPACTADO					1.25	
Volumen Inicial Perdido - Ruptura	50 a 250	0.08				
Perdida por Estabilizacion - Ruptura (MSCF o BLS)	50 a 250	0.08				
Tipo de Producto	Pemex Magna	0.54				
Potencial de Dispersion	Alto	0.00				
Diametro del Ducto	8.625 a 12.75 pulgadas	0.10				
Efectividad de Respuesta	Buena	0.00				
Control de Oeracion	Manua, Remoto Automatico y Monitoreo	0.15				
SCADA	SCADA No Implementado	0.30				
Distancia de Dispersion	< 15	0.00				



Evaluación del Factor Impacto al Negocio (IOB)

Tabla 4.20 Impacto al Negocio del tramo 280+424 al 285+424.

IMPACTO AL NEGOCIO 40%				
Segmento Arroyo Moreno - Zapopita Kilometro 280+424 a 285+424				
Tipo de Variable	Calificación de Atributo	Calificación de Variable	Calificación de Tipo de Variable	Calificación LOF: IOB
Variables Sensitivas			4.1	5.67
Impacto de Falla en el Negocio	Medio	2.25		
Redundancia	Almacenamiento Disponible	0.2		
Clientes Afectados Directos (# de Clientes)	< 10	0.1		
Clientes s/servicio (horas sin Servicio)	4 a 12 horas	0.2		
Población	Clase 2	1		
Areas Sensibles de Población	Otras	0.25		
Daño Potencial en Propiedad (\$)	\$1,000,000 a \$10,000,000	0.3		
Consecuencias ***	Sin Consecuencias	-0.2		
Clasificación de Consecuencias		FALSO		
Variables de Volumen Impactado				
Volumen Inicial Perdido-Ruptura (MSCF o BLS)	50 a 250	0.06		
Pérd. por Estabilización-Ruptura (MSCF o BLS)	50 a 250	0.06		
Tipo de Producto	Pemex Magna	0.6		
Potencial de Dispersión	Alto	0		
Diámetro del Ducto	8.625 a 12.75 pulgadas	0.1		
Efectividad de Respuesta	Buena	0		
Control de Operación	Manual, Remoto Automático y Monitoreo	0		
SCADA	SCADA No Implementado	0.75		
Volumen Manejado	Sin Consecuencias	0		

4.6 Resultados

4.6.1 Resultados de evaluaciones previas.

Como se observa la base de datos es la herramienta que nos proporciona la información para realizar la evaluación del poliducto, calificando los factores para cada tramo, por lo que la manipulación de esta es primordial, de otro modo se pueden obtener resultados poco exactos; Así que se realizaron varias evaluaciones del segmento Arroyo Moreno Zapopita, contando con el apoyo de expertos en la tema² para la orientación y supervisión del uso de la base de datos para cada evaluación.

A continuación se muestran las tablas resumen (ver tablas 4.22-4.24) de las evaluaciones realizadas.

Tabla 4.22 Tabla resumen de la primera evaluación

KM	PROBABILIDAD DE FALLA							CONSECUENCIA DE FALLA			RIESGO DE FALLA	
	EC	IC	TP	OP	DM	MT	LOF	IOE	IOB	IOP	COF	ROF
	23%	7%	35%	15%	10%	10%		30%	40%	30%		
260+424 a 265+424	4.8700	2.2800	3.0700	1.6200	4.2700	2.4000	3.2642	5.1500	5.1700	1.9400	4.1950	13.6933
265+424 a 270+424	5.5700	3.4300	2.9600	1.9000	2.8200	1.8500	3.3092	2.9000	6.1700	2.5300	4.0970	13.5578
270+424 a 275+424	2.8900	3.0500	4.1200	1.9000	2.4200	1.0500	2.9522	3.4000	6.0700	2.2300	4.1170	12.1542
275+424 a 280+424	2.3700	3.5300	6.3800	1.4200	2.3600	3.6500	3.8392	2.9000	6.1700	1.9400	3.9200	15.0497
280+424 a 285+424	5.7700	3.3900	2.9600	1.9000	2.1100	4.0000	3.4964	6.6000	5.6700	7.3900	6.4650	22.6042
285+424 a 290+424	5.5700	3.4900	2.9600	1.9000	2.7600	1.8500	3.3074	2.3900	5.6200	2.8000	3.8050	12.5847
290+424 a 295+424	2.8700	2.4300	4.5600	1.9000	2.3600	1.0500	3.0522	2.9000	6.5700	8.1300	5.9370	18.1209
295+424 a 300+424	2.3700	3.2900	4.5600	1.4200	2.3600	2.3500	3.0554	2.9000	6.5200	4.9400	4.9600	15.1548

Tabla 4.23 Tabla resumen de la segunda evaluación

KM	PROBABILIDAD DE FALLA							CONSECUENCIA DE FALLA			RIESGO DE FALLA	
	EC	IC	TP	OP	DM	MT	LOF	IOE	IOB	IOP	COF	ROF
	23%	7%	35%	15%	10%	10%		30%	40%	30%		
260+424 a 265+424	4.8700	2.2800	3.0700	1.3200	4.2700	2.4000	3.2192	9.5000	6.4200	5.6300	7.1070	22.8789
265+424 a 270+424	5.5700	3.4300	2.9600	1.9000	2.8200	1.8500	3.3092	7.2500	6.5200	6.9200	6.8590	22.6978
270+424 a 275+424	2.7700	2.1500	4.1200	1.9000	2.4200	1.0500	2.8616	10.1500	6.4200	7.1500	7.7580	22.2003
275+424 a 280+424	2.3700	3.5300	6.3800	1.4200	2.3600	3.6500	3.8392	7.6500	6.5200	7.3800	7.1170	27.3236
280+424 a 285+424	6.5700	2.4300	3.8700	1.4200	4.2100	2.4000	3.9097	6.6500	6.4200	5.7800	6.2970	24.6194
285+424 a 290+424	5.5700	3.5900	2.9600	1.9000	2.8200	1.8500	3.3204	7.2500	6.6700	8.4200	7.3690	24.4680
290+424 a 295+424	3.6200	2.5300	6.5200	1.9000	2.4200	1.0500	3.9237	8.6000	7.1700	8.9500	8.1330	31.9115
295+424 a 300+424	3.5600	3.5900	5.8800	1.4200	2.9600	2.3500	3.8721	9.5500	7.0200	8.4100	8.1960	31.7357

Tabla 4.24 Tabla resumen de la tercera evaluación

KM	PROBABILIDAD DE FALLA							CONSECUENCIA DE FALLA			RIESGO DE FALLA	
	EC	IC	TP	OP	DM	MT	LOF	IOE	IOB	IOP	COF	ROF
	23%	7%	35%	15%	10%	10%		30%	40%	30%		
260+424 a 265+424	4.8700	2.1800	3.0700	1.3200	4.2100	2.4000	3.2062	6.6500	6.4200	5.6300	6.2520	20.0452
265+424 a 270+424	5.5700	3.4300	2.9600	1.9000	2.8200	1.8500	3.3092	7.2500	6.5200	6.9200	6.8590	22.6978
270+424 a 275+424	3.6200	2.2500	6.3200	1.9000	2.4200	0.7500	3.8041	7.3000	6.9200	8.9900	7.6550	29.1204
275+424 a 280+424	3.1200	3.3900	5.3800	1.4200	2.3600	2.3500	3.5219	8.7500	6.5200	6.8800	7.2970	25.6993
280+424 a 285+424	5.7700	2.3900	3.8000	1.9000	4.2100	4.0000	3.9304	7.4500	6.4200	6.1400	6.6450	26.1175
285+424 a 290+424	5.5700	3.4900	2.9600	1.9000	2.7600	1.8500	3.3074	7.2500	6.5200	7.0400	6.8950	22.8045
290+424 a 295+424	2.8700	2.4300	4.5600	1.9000	2.3600	1.0500	3.0522	8.1000	6.4200	7.4500	7.2330	22.0766
295+424 a 300+424	2.3700	3.2900	4.5600	1.4200	2.3600	2.3500	3.0554	8.5000	6.5200	6.8800	7.2220	22.0661

² Especialistas en seguridad en ductos e instalaciones petroleras del IMP

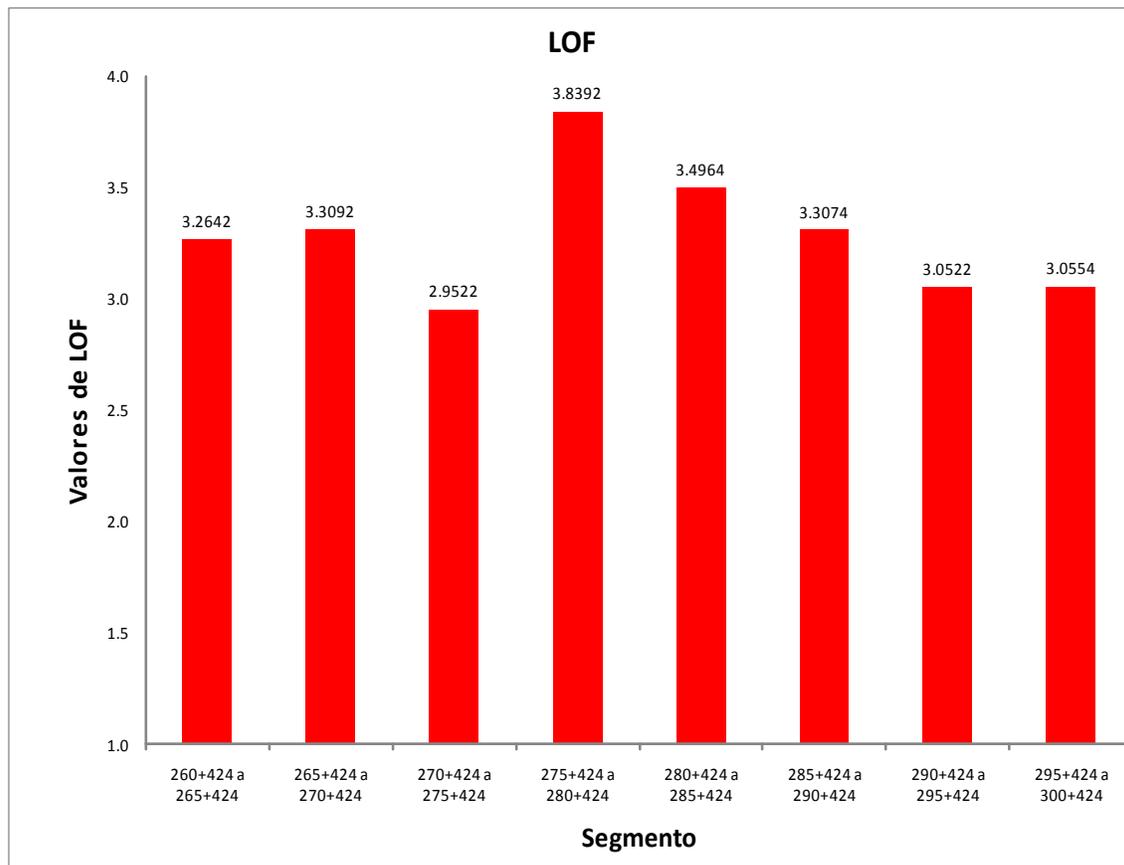
4.6.2 Resultados de la evaluación de riesgo del segmento Arroyo Moreno-Zapoapita

Finalmente con mejor dominio de la base de datos se obtiene la evaluación a considerar para el segmento Arroyo Moreno-Zapoapita (ver tabla 2.25)

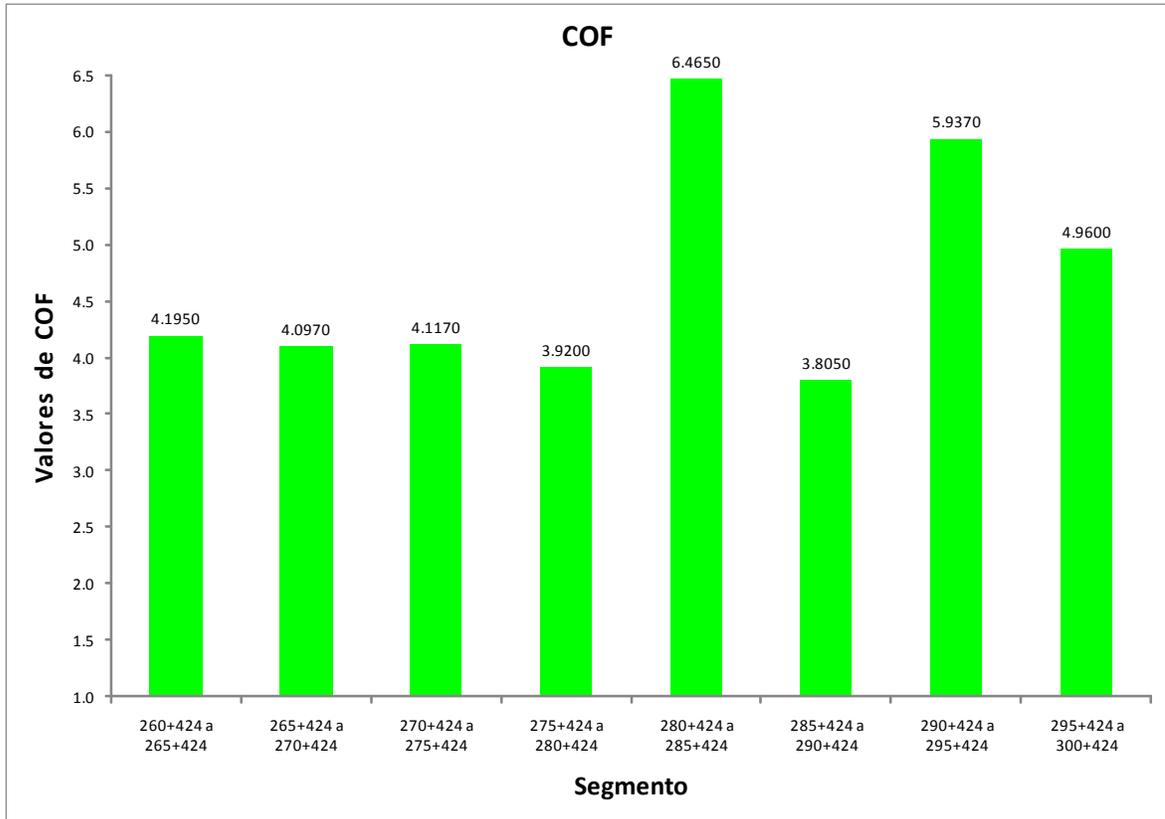
Tabla 4.25 Tabla resumen de la evaluación de riesgo del segmento Arroyo Moreno-Zapoapita

KM	PROBABILIDAD DE FALLA						CONSECUENCIA DE FALLA			RIESGO DE FALLA		
	EC	IC	TP	OP	DM	MT	LOF	IOE	IOB	IOP	COF	ROF
	23%	7%	35%	15%	10%	10%		30%	40%	30%		
260+424 a 265+424	4.8700	2.2800	3.0700	1.6200	4.2700	2.4000	3.2642	5.1500	5.1700	1.9400	4.1950	13.6933
265+424 a 270+424	5.5700	3.4300	2.9600	1.9000	2.8200	1.8500	3.3092	2.9000	6.1700	2.5300	4.0970	13.5578
270+424 a 275+424	2.8900	3.0500	4.1200	1.9000	2.4200	1.0500	2.9522	3.4000	6.0700	2.2300	4.1170	12.1542
275+424 a 280+424	2.3700	3.5300	6.3800	1.4200	2.3600	3.6500	3.8392	2.9000	6.1700	1.9400	3.9200	15.0497
280+424 a 285+424	5.7700	3.3900	2.9600	1.9000	2.1100	4.0000	3.4964	6.6000	5.6700	7.3900	6.4650	22.6042
285+424 a 290+424	5.5700	3.4900	2.9600	1.9000	2.7600	1.8500	3.3074	2.3900	5.6200	2.8000	3.8050	12.5847
290+424 a 295+424	2.8700	2.4300	4.5600	1.9000	2.3600	1.0500	3.0522	2.9000	6.5700	8.1300	5.9370	18.1209
295+424 a 300+424	2.3700	3.2900	4.5600	1.4200	2.3600	2.3500	3.0554	2.9000	6.5200	4.9400	4.9600	15.1548

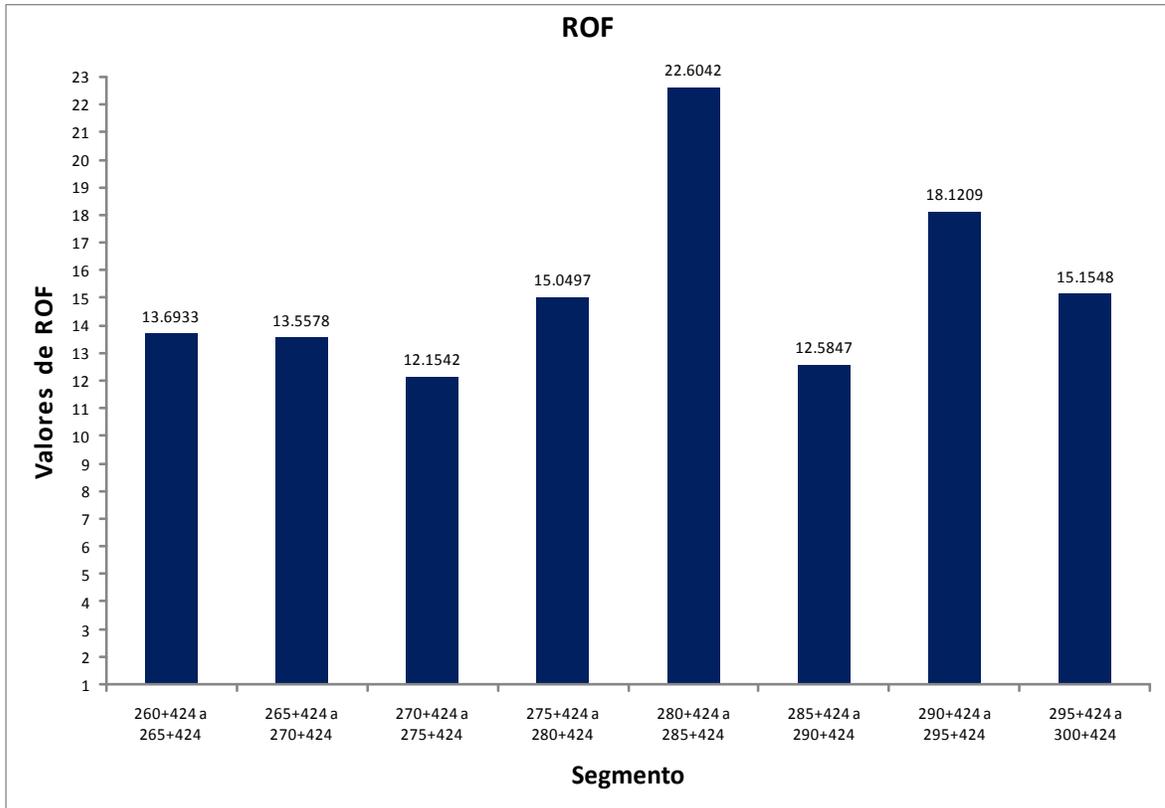
Se observa que el valor de riesgo para los tramos del poliducto Minatitlán – México es muy similar y que el tramo del km 275+424 a 280+424 tiene el valor más alto de riesgo para la probabilidad de falla, mientras que el tramo del km 280+424 a 285+424 tiene un valor más alto de riesgo para la consecuencia de falla (ver grafica 4.4- 4.6).



Grafica 4.4 Resultados de riesgo para la probabilidad de falla (LOF)

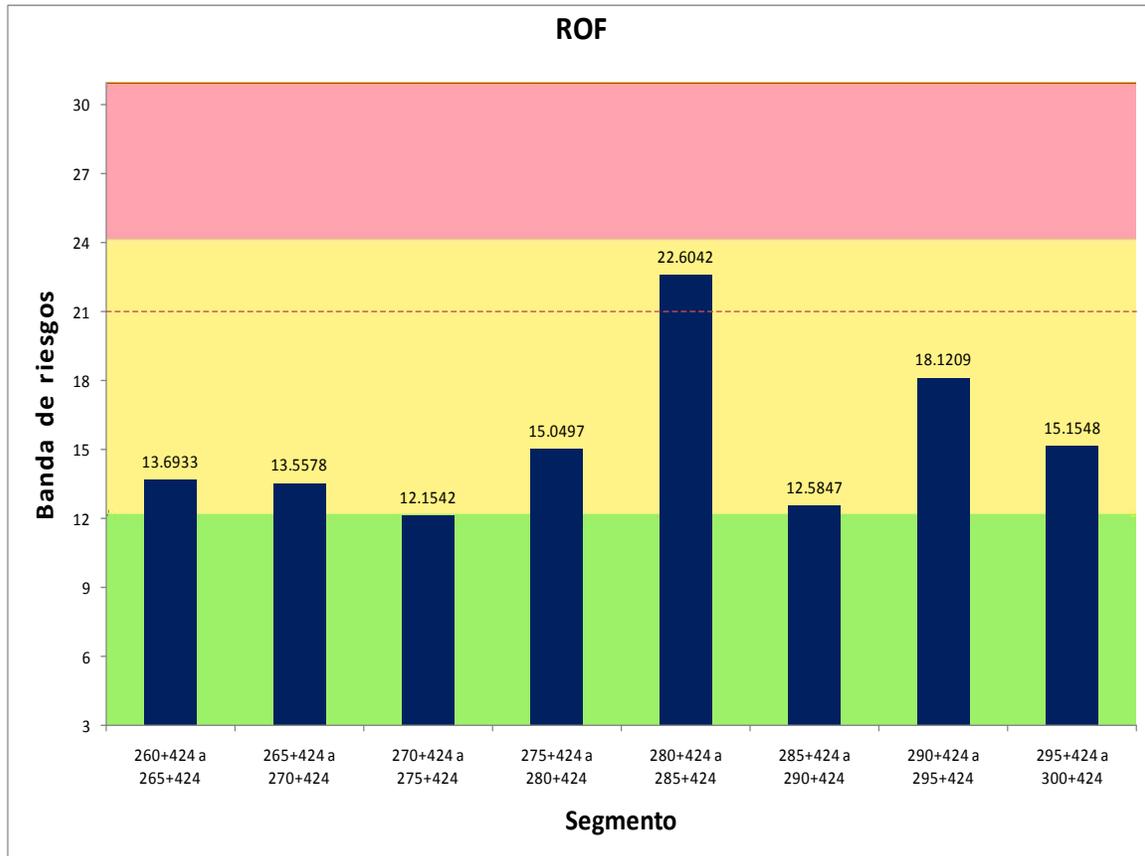


Grafica 4.5 Resultados de riesgo para la consecuencia de falla (COF)



Grafica 4.6 Resultados de riesgo relativo (ROF) para cada tramo

Con la banda de riesgo se identifico que el tramo que corresponde al km 280+424 al 285+424 del poliducto Minatitlán – México tiene el valor de riesgo que rebasa el valor máximo de riesgo en ductos (ver grafica 4.7).



Grafica 4.7 Resultados de riesgo relativo (ROF) para cada tramo

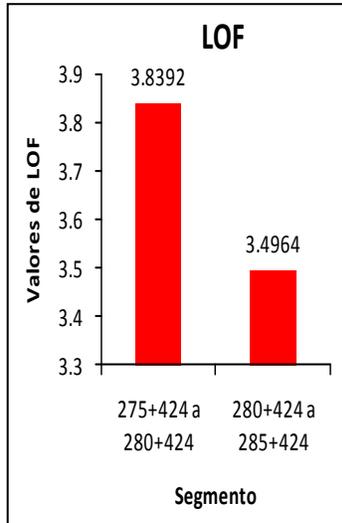
4.6.2.1. Análisis de resultados de la evaluación de riesgo del segmento Arroyo Moreno-Zapoapita

En las graficas 4.4 y 4.5 se observo que el tramo del km 275+424 a 280+424 tiene el valor más alto de riesgo para la probabilidad de falla y el tramo del km 280+424 a 285+42 que tiene un valor más alto de riesgo para la consecuencia de falla, sin embargo al observar la grafica 4.6 el riesgo total mas alto es para el tramo del km 280+424 a 285+424. Se pretende identificar cuáles factores son los que contribuyen al incremento del riesgo, comenzando por la probabilidad de falla (LOF) (ver tabla 4.26).

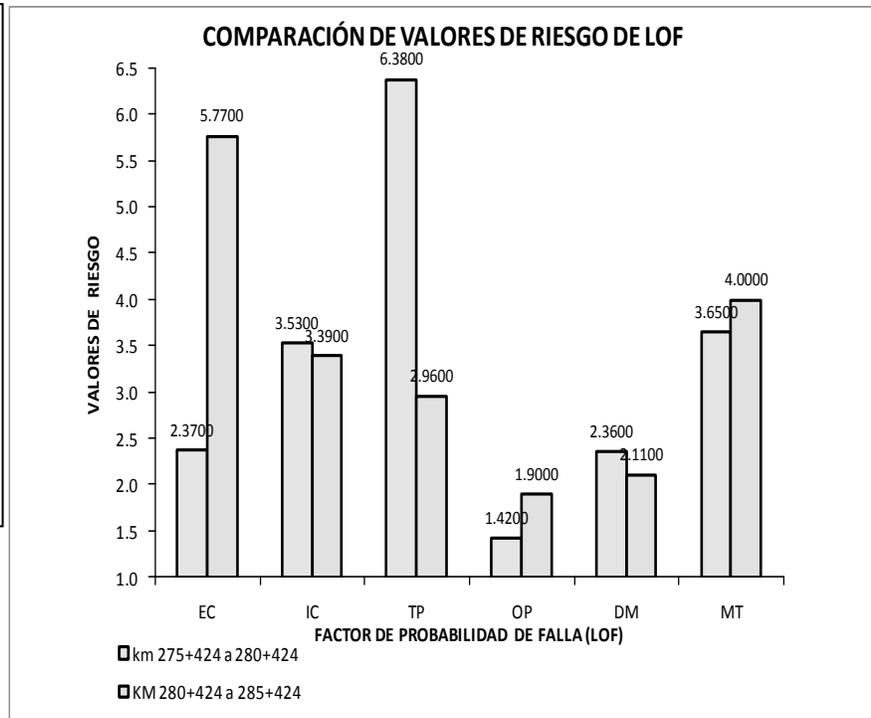
Tabla 4.26 Tabla resumen: segmentos con valores altos en LOF

KM	PROBABILIDAD DE FALLA						LOF	CONSECUENCIA DE FALLA			RIESGO DE FALLA		
	EC	IC	TP	OP	DM	MT		IOE	IOB	IOP		COF	ROF
	23%	7%	35%	15%	10%	10%		30%	40%	30%			
260+424 a 265+424	4.8700	2.2800	3.0700	1.6200	4.2700	2.4000	3.2642	5.1500	5.1700	1.9400	4.1950	13.6933	
265+424 a 270+424	5.5700	3.4300	2.9600	1.9000	2.8200	1.8500	3.3092	2.9000	6.1700	2.5300	4.0970	13.5578	
270+424 a 275+424	2.8900	3.0500	4.1200	1.9000	2.4200	1.0500	2.9522	3.4000	6.0700	2.2300	4.1170	12.1542	
275+424 a 280+424	2.3700	3.5300	6.3800	1.4200	2.3600	3.6500	3.8392	2.9000	6.1700	1.9400	3.9200	15.0497	
280+424 a 285+424	5.7700	3.3900	2.9600	1.9000	2.1100	4.0000	3.4964	6.6000	5.6700	7.3900	6.4650	22.6042	
285+424 a 290+424	5.5700	3.4900	2.9600	1.9000	2.7600	1.8500	3.3074	2.3900	5.6200	2.8000	3.8050	12.5847	
290+424 a 295+424	2.8700	2.4300	4.5600	1.9000	2.3600	1.0500	3.0522	2.9000	6.5700	8.1300	5.9370	18.1209	
295+424 a 300+424	2.3700	3.2900	4.5600	1.4200	2.3600	2.3500	3.0554	2.9000	6.5200	4.9400	4.9600	15.1548	

Los valores más altos para la probabilidad de falla (LOF), pertenecen a los tramos del km 275+424 a 280+424 (ver grafica 4.8) y del km 275+424 a 280+424, la grafica 4.9 permite identificar con claridad los factores con mayor contribución al riesgo.



Grafica 4.8 Valores de LOF más altos



Grafica 4.9 Comparación de valores de riesgo de LOF de los tramos con valores más altos

Para el tramo del km 275+424 a 280+424 el factor con mayor contribución es el de terceras partes (TP) y para el tramo del km 280+424 a 285+424 es de corrosión externa (EC), esto se debe a:

En el tramo del km 275+424 a 280+424 cuenta con una actividad agrícola alta, con menor espesor de pared pues no existen cruces de ningún tipo, (el cruce aéreo del km 280 se considero para la evaluación dentro del tramo del km 280+424 a 285+424, es por eso que este tramo si cuenta con protección extra con encamisado). También cuenta con historial de fugas el que también indica que no se han reparado los defectos del tramo.

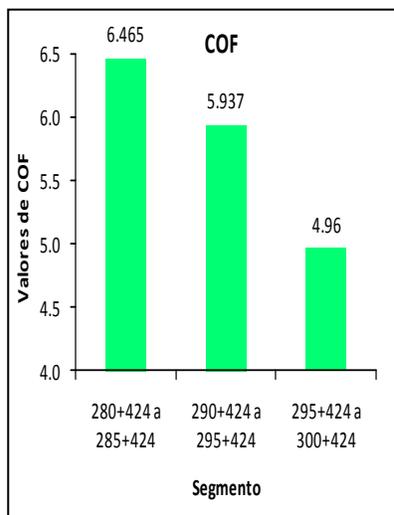
Mientras que el tramo del km 280+424 a 285+424 debido al paso del rio Xuchiles en este tramo, el factor de corrosión externa (CE) es uno de los que más contribuye al riesgo, sobre todo porque el tramo no cumple con el criterio de protección catódica. Además de otras variables como la edad del ducto, no se realizo una inspección visual, la corrida de diablos es mayor a 10 años, no hay datos de prueba de presión.

En la tabla 4.27 podemos ver qué tramos son los que tienen mayor valor de riesgo para la consecuencia de falla (COF).

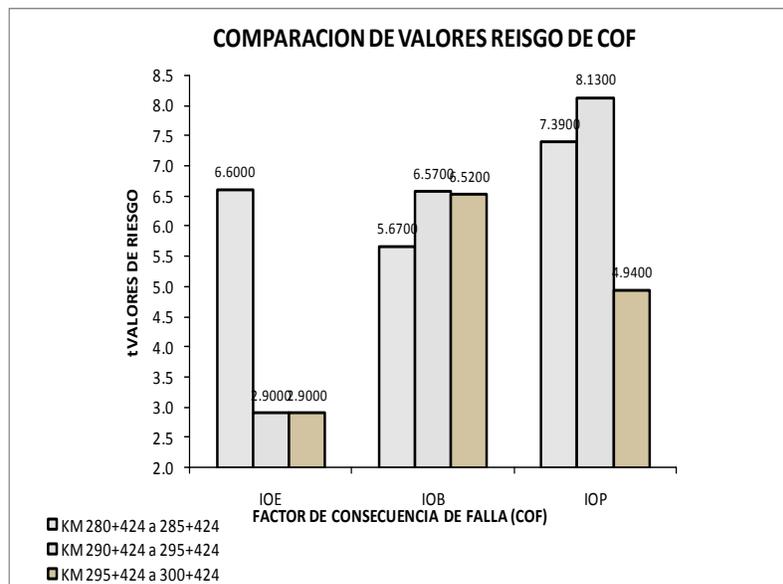
Tabla 4.27 Tabla resumen: segmentos con valores altos en COF

KM	PROBABILIDAD DE FALLA						CONSECUENCIA DE FALLA			RIESGO DE FALLA		
	EC	IC	TP	OP	DM	MT	LOF	IOE	IOB	IOP	COF	ROF
	23%	7%	35%	15%	10%	10%		30%	40%	30%		
260+424 a 265+424	4.8700	2.2800	3.0700	1.6200	4.2700	2.4000	3.2642	5.1500	5.1700	1.9400	4.1950	13.6933
265+424 a 270+424	5.5700	3.4300	2.9600	1.9000	2.8200	1.8500	3.3092	2.9000	6.1700	2.5300	4.0970	13.5578
270+424 a 275+424	2.8900	3.0500	4.1200	1.9000	2.4200	1.0500	2.9522	3.4000	6.0700	2.2300	4.1170	12.1542
275+424 a 280+424	2.3700	3.5300	6.3800	1.4200	2.3600	3.6500	3.8392	2.9000	6.1700	1.9400	3.9200	15.0497
280+424 a 285+424	5.7700	3.3900	2.9600	1.9000	2.1100	4.0000	3.4964	6.6000	5.6700	7.3900	6.4650	22.6042
285+424 a 290+424	5.5700	3.4900	2.9600	1.9000	2.7600	1.8500	3.3074	2.3900	5.6200	2.8000	3.8050	12.5847
290+424 a 295+424	2.8700	2.4300	4.5600	1.9000	2.3600	1.0500	3.0522	2.9000	6.5700	8.1300	5.9370	18.1209
295+424 a 300+424	2.3700	3.2900	4.5600	1.4200	2.3600	2.3500	3.0554	2.9000	6.5200	4.9400	4.9600	15.1548

Y en las graficas podemos identificar con más facilidad los factores de impacto que más contribución tienen (ver grafica 4.10 y 4.11).



Grafica 4.10 Valores de COF más altos



Grafica 4.11 Comparación de valores de riesgo de LOF de los tramos con valores más altos tramo

En los km 280+424 a 285+424 y 290+424 a 295+424 el factor con mayor contribución es el impacto a la población (IOP), mientras que para el tramo del km 295+424 a 300+424 es el impacto al negocio (IOB), esto se debe a:

A que en los tramos del km 280+424 a 285+424 y 290+424 a 295+424 se encuentran las poblaciones de Xuchiles y Barrio de Guadalupe respectivamente, la gasolina Pemex Magna puede causar diversos problemas a la salud. Otras variables son que no está implementado el SCADA y que el sistema de operación es manual.

Para el tramo del km 295+424 a 300+424 el impacto al negocio (IOB) es el factor con mas contribución, esto se debido a que los derrames y perdidas que se han

tenido en este tramo de gasolina Pemex Magna son más frecuentes que en los otros.

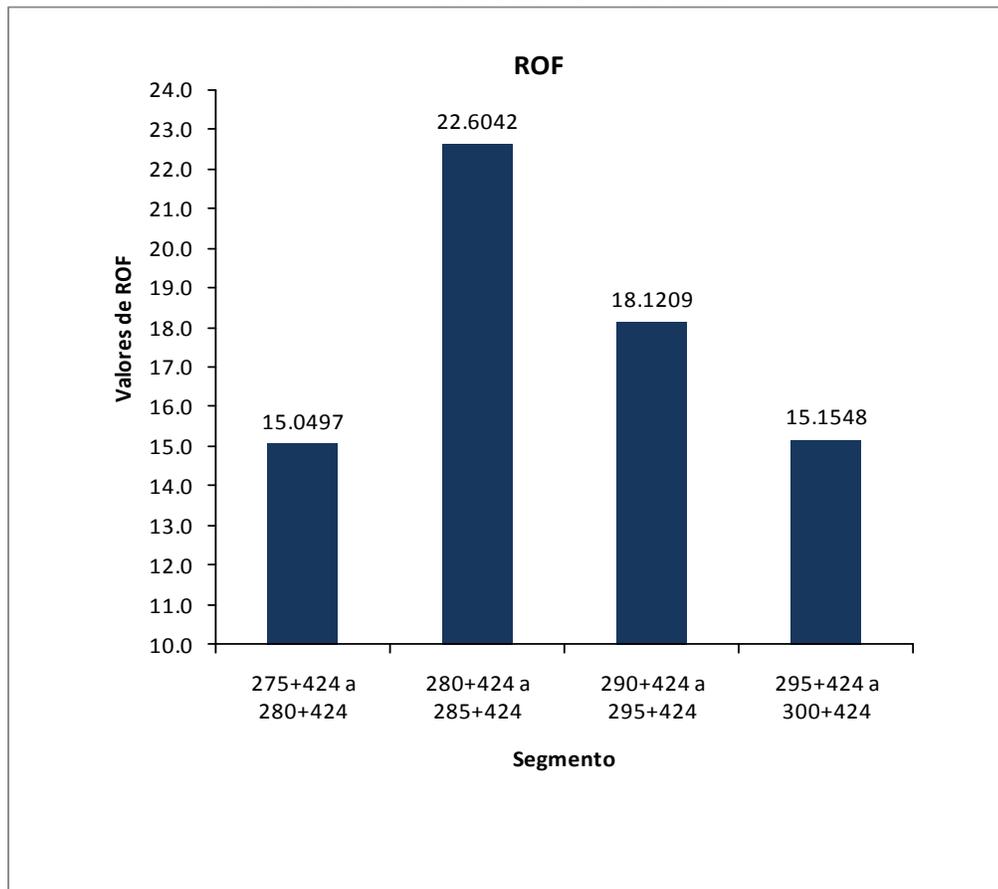
Finalmente y después de identificar que tramos del segmento del poliducto México- Zapoapita tienen los valores de riesgo más altos en la probabilidad de falla (LOF) y en la consecuencia de falla (COF), así como identificar los factores que contribuyeron a aumentar el riesgo. Se observa en la siguiente tabla los tramos con valores más altos en riesgo total (ROF), (ver tabla 4.28).

Tabla 4.28 Tabla resumen con los segmentos de valores altos en ROF

KM	PROBABILIDAD DE FALLA						CONSECUENCIA DE FALLA			RIESGO DE FALLA		
	EC	IC	TP	OP	DM	MT	LOF	IOE	IOB	IOP	COF	ROF
	23%	7%	35%	15%	10%	10%		30%	40%	30%		
260+424 a 265+424	4.8700	2.2800	3.0700	1.6200	4.2700	2.4000	3.2642	5.1500	5.1700	1.9400	4.1950	13.6933
265+424 a 270+424	5.5700	3.4300	2.9600	1.9000	2.8200	1.8500	3.3092	2.9000	6.1700	2.5300	4.0970	13.5578
270+424 a 275+424	2.8900	3.0500	4.1200	1.9000	2.4200	1.0500	2.9522	3.4000	6.0700	2.2300	4.1170	12.1542
275+424 a 280+424	2.3700	3.5300	6.3800	1.4200	2.3600	3.6500	3.8392	2.9000	6.1700	1.9400	3.9200	15.0497
280+424 a 285+424	5.7700	3.3900	2.9600	1.9000	2.1100	4.0000	3.4964	6.6000	5.6700	7.3900	6.4650	22.6042
285+424 a 290+424	5.5700	3.4900	2.9600	1.9000	2.7600	1.8500	3.3074	2.3900	5.6200	2.8000	3.8050	12.5847
290+424 a 295+424	2.8700	2.4300	4.5600	1.9000	2.3600	1.0500	3.0522	2.9000	6.5700	8.1300	5.9370	18.1209
295+424 a 300+424	2.3700	3.2900	4.5600	1.4200	2.3600	2.3500	3.0554	2.9000	6.5200	4.9400	4.9600	15.1548

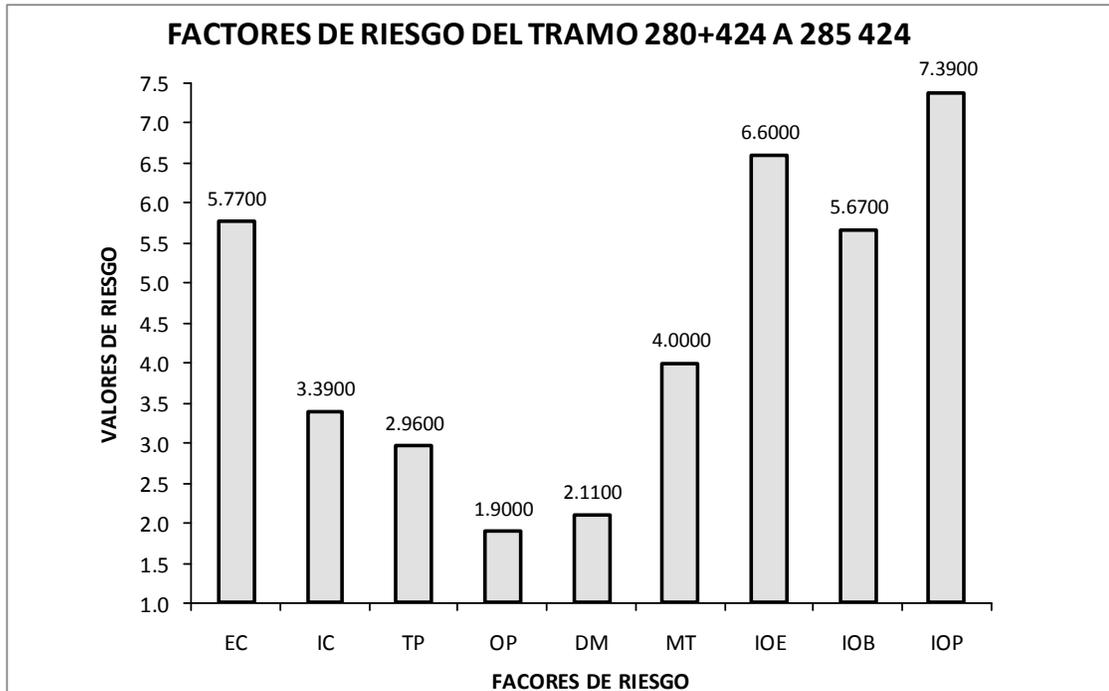
La grafica 4.12 permite identificar que el tramo del km 280+424 a 285+424, es el que tiene el valor de riesgo mayor.

Grafica 4.12 Valores de ROF mas altos



El tramo del km 280+424 a 285+424 tiene un valor más alto de riesgo, no solo por lo que se menciono anteriormente, el valor alto de los factores de corrosión externa (CE) e impacto a la población (IOP), es decir la presencia del rio Xuchiles, la población de Xuchiles tienen efectos en otros factores(ver grafica 4.13).

Grafica 4.13 Valores de riesgo en los factores del ramo del km 280+424 a 285+424



Como se observa el movimiento de terreno (MT), también tiene una contribución considerable, esto es por la humedad del terreno, la presencia de puntos bajos en el kilometro 285+424, la contribución de el impacto negocio (IOB) esencialmente consiste en el producto perdido (Pemex Magna) cuando hay derrame y las perdidas implícitas cuando el cliente no recibe el producto.

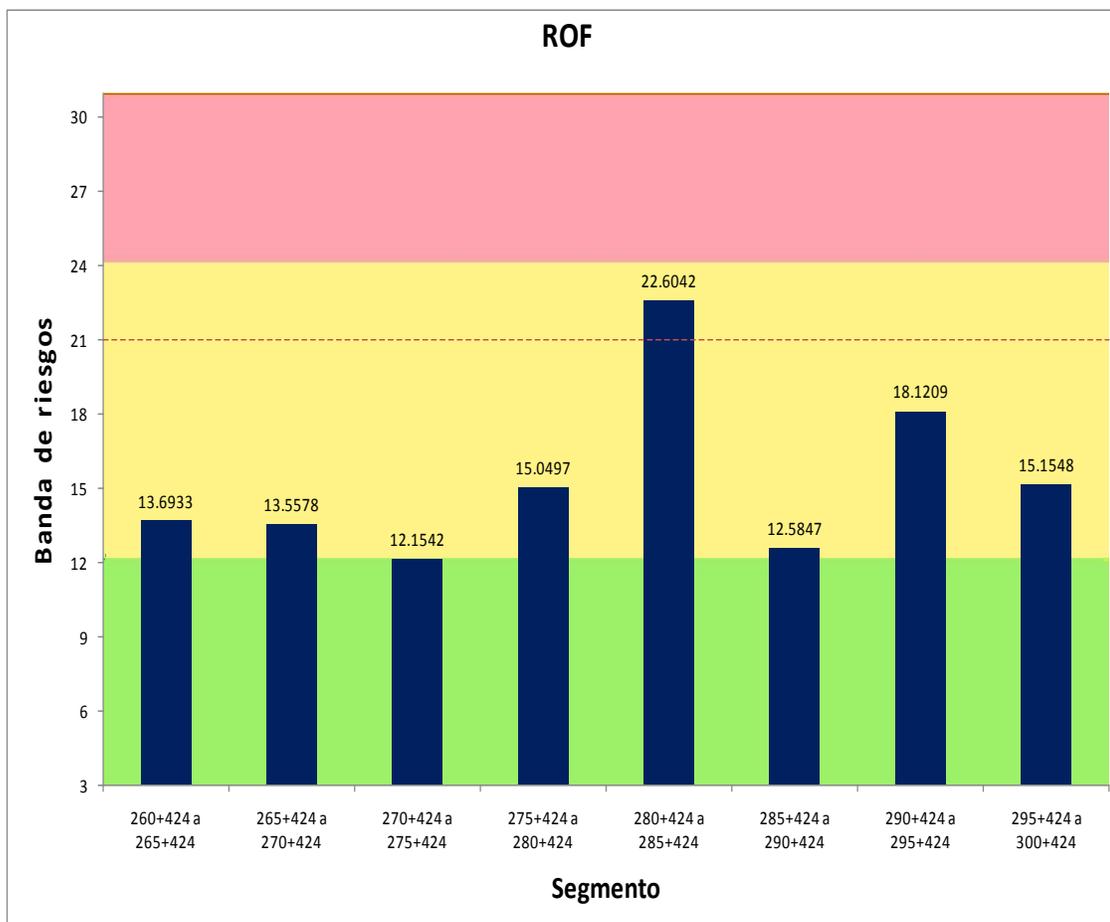
Y el factor que hace la gran diferencia a los otros tramos es el impacto al ambiente (IOB), debido a la existencia del rio Xuchiles incrementa el riesgo de las variables sensitivas ya que esta se considera una zona de transferencia con áreas de alta consecuencia por su cercanía al poliducto, el sistema de operación es manual, no está implementado el SCADA.; de este modo este al realizar el cálculo del riesgo total este tramo resulta con riesgo más alto, pues a diferencia del cálculo de la probabilidad de falla (LOF) y consecuencia de falla (COF) que solo contempla la sumatoria de los valores relativos de riesgo obtenidos, este ultimo calculo contempla la ponderación de afectación del factor (ver tabla 4.29).

Tabla 4.26 Tabla resumen: tramo con mayor riesgo relativo

KM	PROBABILIDAD DE FALLA							CONSECUENCIA DE FALLA				RIESGO DE FALLA
	EC	IC	TP	OP	DM	MT	LOF	IOE	IOB	IOP	COF	ROF
	23%	7%	35%	15%	10%	10%		30%	40%	30%		
260+424 a 265+424	4.8700	2.2800	3.0700	1.6200	4.2700	2.4000	3.2642	5.1500	5.1700	1.9400	4.1950	13.6933
265+424 a 270+424	5.5700	3.4300	2.9600	1.9000	2.8200	1.8500	3.3092	2.9000	6.1700	2.5300	4.0970	13.5578
270+424 a 275+424	2.8900	3.0500	4.1200	1.9000	2.4200	1.0500	2.9522	3.4000	6.0700	2.2300	4.1170	12.1542
275+424 a 280+424	2.3700	3.5300	6.3800	1.4200	2.3600	3.6500	3.8392	2.9000	6.1700	1.9400	3.9200	15.0497
280+424 a 285+424	5.7700	3.3900	2.9600	1.9000	2.1100	4.0000	3.4964	6.6000	5.6700	7.3900	6.4650	22.6042
285+424 a 290+424	5.5700	3.4900	2.9600	1.9000	2.7600	1.8500	3.3074	2.3900	5.6200	2.8000	3.8050	12.5847
290+424 a 295+424	2.8700	2.4300	4.5600	1.9000	2.3600	1.0500	3.0522	2.9000	6.5700	8.1300	5.9370	18.1209
295+424 a 300+424	2.3700	3.2900	4.5600	1.4200	2.3600	2.3500	3.0554	2.9000	6.5200	4.9400	4.9600	15.1548

Para concluir el análisis de resultados de la evaluación de riesgo del segmento Arroyo Moreno-Zapoapita, hacemos uso de la banda de riesgos establecida para ductos por PEMEX y observamos que el valor de riesgo relativo obtenido en el tramo del km 280+424 a 285+424, es mayor al valor máximo de riesgo de la banda (ver grafica 4.14), por lo que se requiere implementar estrategias para la mitigación de los riesgos que sean prioritarios para este tramo.

Grafica 4.7 Resultados de riesgo relativo (ROF) para cada tramo





CONCLUSIONES



El objetivo general del trabajo presente se cumplió ya que se estableció un modelo (algoritmo) para la evaluación de riesgos en poliductos, mediante la aplicación del Relative Ranking (Calificación Relativa), haciendo uso del procedimiento y metodología de evaluación de riesgo "Relative Ranking" establecida por Kent Muhlbauer y del modelo de evaluación de riesgos en gasoductos, que está bajo el ambiente del programa de evaluación de integridad (IAP) que actualmente es utilizado por PEMEX.

El modelo para la evaluación de riesgos en poliductos, mediante la aplicación del Relative Ranking (Calificación Relativa) desarrollado, tiene como objetivo principal cuantificar el riesgo relativo (ROF) de los segmentos de un poliducto, mediante la identificación de los riesgos potenciales y la calificación relativa de estos, esta relación se expreso en un algoritmo que de manera lógica y ordenada combina jerárquicamente la probabilidad de falla (LOF) definida en seis factores: corrosión externa (CE) 23%, corrosión interna (CI) 7%,terceras partes(TP) 35%, diseño y materiales(DM)10%,movimientodeterreno(MT)5%,operación y procedimientos(OP) 10% y para las consecuencias de falla (COF) y las consecuencias resultantes de esas fallas, definidas en tres factores: impacto al ambiente (IOE)30%, impacto a la población (IOP)30% e impacto al negocio(IOB) 40%.El modelo se utiliza para identificar el riesgo relativo en los segmentos de un poliducto y es una herramienta de gran ayuda para la toma de decisiones de tipo administrativas respecto a la asignación de recursos para mitigar los riesgos identificados.

Este modelo es el reflejo de un planteamiento claro y conciso de los objetivos específicos, los cuales también se alcanzaron, citando la conclusión para cada uno de ellos a continuación:

- Se establece el contexto general del trabajo de tal manera que deja ver con claridad los puntos del tema en los que se debe ahondar al establecer un modelo y la elección de la metodología para ello.
- Se describe ampliamente la red de poliductos en México, la cual permite conocer como se lleva a cabo la distribución de los productos terminados ya que es la columna vertebral que da riqueza y vida productiva a la nación y comprender que es la forma más económica y segura de abastecer oportunamente a los mercados, en otras palabras se manifiesta la importancia del poliducto.
- Se detalla que la importancia de la evaluación de riegos es debido a que es la etapa dentro de un proceso de administración de riesgo, donde se identifican los riegos por medio de un método de evaluación y hace uso de modelos de riesgo para calcularlo.



- Se describe el método relative ranking descrito por Kent Muhlbauer que consiste en relacionar la identificación de riesgos en siete factores de probabilidad de falla (LOF), tres factores de consecuencia de falla (COF), la asignación de valores relativos cada uno de ellos y el conjunto de criterios y/o normas de evaluación utilizadas para identificar el riesgo relativo para los segmentos de un ducto expresado claramente en un algoritmo.
- Se describe de manera amplia y clara el procedimiento que se llevo a cabo durante el desarrollo del modelo (algoritmo) para la evaluación de riesgos en poliductos, mediante la aplicación del Relative Ranking (Calificación Relativa), dejando explícito que la metodología en la que está basado es la establecida por Kent Muhlbauer descrita en su manual "Pipeline Risk" y que una referencia empleada es el modelo de evaluación de riesgos en gasoductos que está bajo el ambiente del Programa de Evaluación de Integridad (IAP).
- Se establece la memoria de cálculo del algoritmo de evaluación de riesgos en poliductos, mediante la aplicación del "Relative Ranking" (Calificación Relativa), y la flexibilidad del algoritmo que tiene para que sea utilizado en la evaluación de otros poliductos que transporten combustibles distintos, o si se desea usar como referencia para el uso de ductos que transporten líquidos o gases peligroso.
- Se realizó la aplicación del modelo de evaluación de riesgo, evaluándose el segmento existente en Arroyo Moreno - Zapoapita perteneciente al poliducto de 12" Minatitlán – México, se segmentó en ocho tramos de cinco kilómetros cada uno, se generó una base de datos con la recopilación de información del poliducto y se identificaron que factores y consecuencias de falla lo afectan, obteniéndose el valor de riesgo relativo de cada tramo, se identificó que el kilómetro 280+424 a 285+424 tiene el valor de riesgo más alto de todo el segmento, también se identificó que los factores con mayor contribución al riesgo son corrosión externa (CE), corrosión interna (CI), movimiento de terreno (MT), impacto al ambiente (IOE) e impacto a la población (IOP).

Este trabajo de tesis también permite presentar un panorama del área de seguridad en instalaciones de transporte de hidrocarburos, la cual es muy poco conocida y que sin embargo es un campo en el que se puede desempeñar la profesión de ingeniero químico, ya que muchos factores de los que depende la seguridad de un ducto o poliducto son independientes al tiempo como la operabilidad, clima, catástrofes naturales entre otros, por lo que el continuo monitoreo, evaluaciones de tipo integral y de riesgo son necesarias constantemente, para proporcionar un buen servicio al cliente, para proteger el medio ambiente y la población. Ya que sin estas evaluaciones existirían grandes pérdidas económicas y humanas.



Es importante mencionar que se abarcan temas que son propios de la industria petrolera, desde la estructura de la red de poliductos de PEMEX hasta los métodos y software que son utilizados actualmente para la evaluación de riesgo en ductos, lo cual no fue sencillo de abordar pues la terminología en la literatura es muy técnica y directa, a pesar del uso de manuales que describen el método relative ranking usado en evaluaciones para ductos que transportan hidrocarburos, no existe ninguno que explique con exactitud muchos de los términos o simplemente cada literatura usa términos y procedimientos particulares, en otras palabras omiten pasos, por lo que el apoyo de gente especializada fue indispensable para la comprensión del tema.

A esto se suma que para el uso del modelo (algoritmo) para la evaluación de riesgos en poliductos, mediante la aplicación del Relative Ranking (Calificación Relativa) desarrollado, se debe contar con información e historiales de falla o de evaluaciones anteriores para su aplicación. Y que el tenerla no garantiza un resultado legítimo del riesgo pues se requiere de experiencia y conocimiento del poliducto para aplicar criterios y llevar a cabo la lectura de la información para asignar calificaciones y después evaluar. Lo cual también fue una de las partes que mayor dificultad represento en este trabajo como se observo en el capítulo 4 al realizar varias evaluaciones bajo supervisión de especialistas, por falta de dominio en la información soporte.

Así bien el presente trabajo cumplió con el objetivo de obtener una herramienta que evalué el riesgo en poliductos y a la vez ser una referencia para el estudio del riesgo en este tipo de instalaciones.



BIBLIOGRAFÍA



MANUALES

- W. Kent Muhlbauer, “Pipeline Link Risk Management”, Tercera Edición, Houston Texas EUA, 2002.
- Manual de Apoyo del programa de evaluación de integridad de ductos de Pemex Refinación.
- Manual del usuario IAP versión 5.5

TESIS

- Chávez Márquez José Luis, Evaluación de riesgo en estaciones de bombeo mediante la aplicación de la calificación relativa, UNAM, 2009.
- González Evaristo, Evaluación de riesgo de procesos en la torre despropanizadora en una planta de FCC, UNAM, 2003.
- Rodríguez Cortes René, Evaluación del nivel de riesgo en sistemas de ductos, que transportan hidrocarburos, utilizando la metodología del relative ranking, UNAM, 2000.

NORMAS

- NRF 005-PEMEX-2000 “Protección interior con inhibidores”.
- NRF 018-PEMEX-2007 “Estudio del Riesgo”.
- NRF-030-PEMEX-2033 “Diseño, construcción, inspección y mantenimiento de ductos terrestres para transporte y recolección de hidrocarburos”.
- NOM-027-SESH-2010 “Administración de la integridad de ductos de recolección y transporte de hidrocarburos”.
- ASME B31.8S - 2004 “Managing system Integrity of gas pipelines”.
- ASME B31.4-2002 “Pipeline Transportation Systems for Liquid Hydrocarbons and Other Liquids”.
- DOT 192 Subparte A.

GUIA

- Guía de Procedimientos para el Análisis del Riesgo” de la División Battelle Columbus del Instituto Americano de Ingenieros Químicos, 1985.



LIBROS

- J.M. Storch de García, Manual de seguridad industrial en plantas químicas y petroleras -Fundamentos, evaluación de riesgo y diseño- Vol. I y II, McGraw-Hill, 2000.
- Kolloru Rao, Manual de evaluación y administración de riesgos, Mc Graw Hill, 1999.
- Grimaldi Simonds, La seguridad industrial- su administración, Ediciones Alfa-Omega, Mexico, 1996.

REVISTAS CIENTIFICAS

- Revista científica, ESIME-IPN Enero- Marzo de 2007 Vol.1.

OTROS

- Discurso del Ingeniero Mario Nieto Garza, subdirector de distribución PEMEX Refinación en el foro de debate sobre Reforma energética del senado de la republica en la ciudad de México, Junio 2008.
- Taller introductorio al manejo del software Integrity Assessment Program IAP, Instituto Mexicano del Petróleo, México, Enero-2010.
- Taller de trabajo para la validación del algoritmo del área tuberías e infraestructuras, Instituto Mexicano del Petróleo, México, Diciembre-2009.
- Curso introductorio para el uso y manejo del programa de administración de integridad IMP (IAP-DIV6.3), Instituto Mexicano del Petróleo, Septiembre-2006.



GLOSARIO



Administración de Riesgos. Es el conjunto de acciones para controlar el riesgo y están plasmadas en una estrategia de mitigación del riesgo.

Atributo. Se refiere a la información específica que afecta a cada variable “información raíz”.

Confiabilidad: Es la probabilidad de que un equipo, maquinaria o un sistema cumpla con sus funciones satisfactoriamente bajo condiciones específicas, en un cierto período de tiempo.

Consecuencia de falla. Está en función de los seis factores de falla y el resultado de la afectación de cada uno o más de estos factores.

Derechos de vía. Es la franja de terreno donde se alojan los ductos, requerida para la construcción, operación, mantenimiento e inspección de los sistemas para el transporte y distribución de hidrocarburos.

Diablo. Equipo con libertad de movimiento que es insertado en el ducto para realizar funciones de limpieza e inspección del mismo.

Diablo de limpieza. Herramienta para limpieza interior del ducto.

Diablo geómetra. Herramienta que se utiliza para verificar la existencia de abolladuras, dobleces y geometría interna del ducto.

Diablo Simulador. Su propósito es verificar que el diablo instrumentado pase a lo largo de todo el ducto.

Diablo Instrumentado. Herramienta inteligente utilizada para registrar daños y defectos en la pared del ducto.

Ducto. Sistema de tubería con diferentes componentes tales como: válvulas, bridas, accesorios, espárragos, dispositivos de seguridad o alivio, etc., por medio del cual se transportan los hidrocarburos (Líquidos o Gases).

Ducto enterrado. Es aquel ducto terrestre que está alojado bajo la superficie del suelo.

Ducto sumergido. Es aquel ducto terrestre que debido a su trayectoria puede encontrarse sobre el lecho de un cuerpo de agua (pantano, río, laguna, lago, etc.) o enterrado en él.

Envolvertes. Tipo de reparación que se realiza a un ducto.

Evaluación de riesgos. Proceso de análisis sistemático, que permite conocer los riesgos y poder administrarlos.

Falla. Es el incumplimiento de una función, es decir la desviación de las condiciones normales de operación.

Factor de probabilidad de falla. Se refiere a los aspectos de diseño y medio ambiente que afectan la integridad del ducto

Fatiga: Es la debilidad de un material debido a ciclos repetidos de estrés y dependerá del número y magnitud de estos. La falla por fatiga ha sido identificada como la mayor causa de falla de materiales. Datos históricos de falla no indican que esta sea un mecanismo de falla dominante en ductos, sin embargo es un aspecto de riesgo. Una falla por fatiga es una falla frágil que puede ocurrir sin advertencia alguna y causar grandes consecuencias.



Mantenimiento: Considerar la supervisión de las actividades relacionadas al mantenimiento es parte fundamental de la supervisión de un ducto costa fuera.

MAOP: Máxima presión interna permisible, especificada por la normatividad aplicable para la operación de un ducto.

Modelo: Conjunto de reglas que se usan para describir un fenómeno .

MOP: Máxima presión interna que se espera durante la operación de un ducto, la cual normalmente no puede superar la presión de operación máxima permisible.

Margen de seguridad: A la relación de cómo el ducto fue diseñado y como es actualmente operado.

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

Protección: Es el bloqueo de corrientes protectoras. Camisas de ductos, especialmente donde tales ductos son cubiertos es un ejemplo común del potencial o creación de efectos de bloqueo. Ciertos sólidos o tipos de rocas, recubrimientos de concreto, y otras estructuras enterradas son también ejemplos.

Ponderación: Es darle un porcentaje de afectación a factores, impactos y variables de un algoritmo para la evaluación del riesgo.

Pruebas de presión. Es aquella que debe someterse a una prueba de presión para comprobar su hermeticidad. La prueba se debe hacer después de la corrida con el equipo medidor de la geometría y con el equipo de limpieza interior.

Riesgo. Probabilidad de que un evento pueda causar una pérdida o un daño.

Revestimiento. Es una protección contra golpes, se le considera una protección de cubierta.

Recubrimiento. Es la defensa contra la corrosión subterránea, este funge como un aislante del ducto, debe ser resistente al paro de electricidad y agua

SCADA (Registro de datos y control de supervisión), es una aplicación de software diseñada para funcionar sobre computadoras en el control de producción, proporcionando comunicación con los dispositivos de campo y controlando el proceso automáticamente desde la computadora.

Segmento. Es una parte continua de 20 a 50 km de longitud en promedio, con capacidad de aislamiento en cada extremo. Los segmentos por lo general inician y terminan en puntos aislados.

Tubería. Componente de diferentes materiales que se utilizan dentro de un sistema de ductos.

Trampa de diablos. Dispositivo utilizado para fines de envío o recibo de diablos de inspección o limpieza interna del ducto.

Incertidumbre: Expresión del grado de desconocimiento de una condición. La evaluación de riesgo es un proceso de medición, el proceso es realizado por personas y herramientas las que no están exentas de generar error en dicha medición. Además que las cosas que han sido medidas están en constante cambio. Falta de información.

Variable. Es aquella que determina el tipo de elementos característicos de cada factor.



Velocidad de corrosión. Es la pérdida metálica por unidad de tiempo, esta es medida en (pulgada/año).

Voltaje. Una medida de la fuerza electromotriz entre dos puntos.

ABREVIATURAS:

CIS: Inspección de Intervalo Cerrado

COF: Consecuencia de la falla.

DCVG: Gradiente de voltaje de corriente directa.

DDV: Derecho de vía.

DM: Factor de probabilidad de falla de Diseño y Materiales.

EC: Factor de probabilidad de falla de Corrosión Externa.

HCA: Área de Alta Consecuencia.

IC: Factor de Probabilidad de falla de Corrosión Interna.

IOB: Impacto al Negocio.

IOE: Impacto al Ambiental.

IOP: Impacto a la Población

LOF: Probabilidad de falla.

MO: Factor de probabilidad de falla de Movimiento de Terreno.

OP: Factor de probabilidad de falla de Operaciones y Procedimientos.

PCM: Mapeo de corrientes en ductos.

PEP: Pemex exploración y producción.

PGPB: Pemex gas y petroquímica básica.

PPQ: Pemex petroquímica.

PR: Pemex refinación.

ROF: Riesgo de falla.

TAD: Tanque de almacenamiento y distribución.

TED: Trampa de envío de diablos.

T.M: Terminal marítima.

TRD: Trampa de recibo de diablos.

UTM: Unidades de coordenadas rectangulares.