



INSTITUTO POLITÉCNICO NACIONAL

**ESCUELA SUPERIOR DE INGENIERÍA MECÁNICA Y ELÉCTRICA
UNIDAD ZACATENCO**

SECCIÓN DE ESTUDIOS DE POSGRADO E INVESTIGACIÓN

**“METODOLOGÍA PARA ESTIMAR UMBRALES
DE DAÑO Y PERIODOS DE INSPECCIÓN
ÓPTIMOS EN LOS SISTEMAS DE DUCTOS TERRESTRES”**

T E S I S

QUE PARA OBTENER EL GRADO DE:

MAESTRO EN CIENCIAS EN INGENIERÍA DE SISTEMAS

PRESENTA:

ING. SILVIA LAURA HERNÁNDEZ MEJÍA

DIRECTORES DE TESIS:

**M. en C. LEOPOLDO ALBERTO GALINDO SORIA
DR. JORGE LUIS ALAMILLA LÓPEZ**



México, D.F., Diciembre 2013

INSTITUTO POLITÉCNICO NACIONAL

SECRETARIA DE INVESTIGACIÓN Y POSGRADO

CARTA DE CESIÓN DE DEREHOS

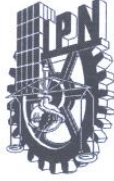
En la Ciudad de México, Distrito Federal, el día 4 de Abril del año 2013, la que suscribe Ing. Silvia Laura Hernández Mejía alumna del Programa de Maestría en Ciencias en Ingeniería de Sistemas con número de registro B081687 adscrito a la Sección de Estudios de Posgrado e Investigación de la E.S.I.M.E Unidad Zacatenco, manifiesta ser autora intelectual del presente Trabajo de Tesis bajo la dirección del M. en C. Leopoldo Alberto Galindo Soria y Dr. Jorge Luis Alamilla López, y cede los derechos del trabajo titulado “METODOLOGÍA PARA ESTIMAR UMBRALES DE DAÑO Y PERIODOS DE INSPECCIÓN ÓPTIMOS EN LOS SISTEMAS DE DUCTOS TERRESTRES”, al Instituto Politécnico Nacional para su difusión, con fines Académicos y de Investigación.

Los usuarios de la información no deben reproducir el contenido textual, gráficas o datos del trabajo sin el permiso expreso del autor y/o director del trabajo. Este puede ser obtenido escribiendo a la siguiente dirección de correo electrónico: aurahm22@gmail.com

Si el permiso se otorga, el usuario deberá dar el agradecimiento correspondiente y citar la fuente del mismo.

Silvia Laura Hernández M.

Ing. Silvia Laura Hernández Mejía



INSTITUTO POLITÉCNICO NACIONAL SECRETARÍA DE INVESTIGACIÓN Y POSGRADO

ACTA DE REVISIÓN DE TESIS

En la Ciudad de México, D. F. siendo las 14:00 horas del día 4 del mes de Abril del 2013 se reunieron los miembros de la Comisión Revisora de la Tesis, designada por el Colegio de Profesores de Estudios de Posgrado e Investigación de E.S.I.M.E.-ZAC. para examinar la tesis titulada:

“METODOLOGÍA PARA ESTIMAR UMBRALES DE DAÑO Y PERÍODOS DE INSPECCIÓN ÓPTIMOS EN LOS SISTEMAS DE DUCTOS TERRESTRES”

Presentada por el alumno:

HERNÁNDEZ

Apellido paterno

MEJÍA

Apellido materno

SILVIA LAURA

Nombre(s)

Con registro:

| | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|
| B | 0 | 8 | 1 | 6 | 8 | 7 |
|---|---|---|---|---|---|---|

aspirante de:

MAESTRO EN CIENCIAS EN INGENIERÍA DE SISTEMAS

Después de intercambiar opiniones los miembros de la Comisión manifestaron **APROBAR LA TESIS**, en virtud de que satisface los requisitos señalados por las disposiciones reglamentarias vigentes.

LA COMISIÓN REVISORA

Directores de tesis

M. ENC. LEOPOLDO ALBERTO GALINDO SORIA

Presidente

DR. JAIME REYNALDO SANTOS REYES

Tercer Vocal

DR. JORGE ARMANDO ROJAS RAMÍREZ

DR. JORGE LUIS ALAMILLA LÓPEZ

Segundo Vocal

DR. JORGE LUIS ALAMILLA LÓPEZ

Secretario

DRA. CECILIA HERNÁNDEZ AGUILAR

PRESIDENTE DEL COLEGIO DE PROFESORES

DR. MAURO ALBERTO ENCISO AGUILAR
SECCIÓN DE ESTUDIOS DE POSGRADO E INVESTIGACIÓN

RESUMEN

METODOLOGÍA PARA ESTIMAR UMBRALES DE DAÑO Y PERIODOS DE INSPECCIÓN ÓPTIMOS EN LOS SISTEMAS DE DUCTOS TERRESTRES

El presente documento, resume el trabajo realizado y logros obtenidos en el desarrollo y aplicación de la “Metodología para estimar umbrales de daño y periodos de inspección óptimos en los sistemas de ductos terrestres”, fundamentada en la necesidad que hoy en día existe en las industrias que utilizan los ductos terrestres como medios de transporte de sus productos; esta tesis fue enfocada en la industria petrolera.

A lo largo de la historia petrolera, se han originado accidentes a causa de instalaciones obsoletas, falta de mantenimiento e inclusive por los altos costos que estos tienen; estos accidentes han tenido fatales consecuencias como son pérdidas de vida humana, daños ambientales, pérdidas humanas y pérdidas económicas.

Lo anterior, hace necesario contar con una metodología que apoye en la disminución de riesgos, incrementando los periodos de inspección y mantenimientos óptimos en los sistemas de ductos a bajos costos.

Para ello y como punto de partida, fue necesario tener una visión sistémica del problema, identificando cada uno de los factores que están involucrados; posteriormente a través del análisis de la información recopilada y la aplicación de modelos matemáticos previamente desarrollados se estiman los umbrales de daño localizados a lo largo del ducto, y finalmente se establecen los periodos de inspección óptimos para el tramo de ducto en análisis

Derivado de lo antes descrito y con el fin de diseñar, proponer, desarrollar en este contexto una metodología para apoyo a la industria petrolera se desarrolló esta tesis; así mismo dicha metodología será aplicada en un caso real de la industria petrolera, con el fin de verificar su viabilidad.

ABSTRACT

This document summarizes the work and achievements in the development and implementation of the "Methodology for Estimating damage thresholds and optimal inspection periods in underground pipeline systems", based on the need that exists today in the industries that uses underground pipelines as a means of transportation of their products; this thesis was focused on the oil industry.

Throughout oil history, have been accidents due to deterioration of facilities, lack of maintenance and even by the high costs they have, these accidents have had fatal consequences such as loss of human life, environmental damage and economic losses.

This makes it necessary to have a methodology to support in reducing risk, increasing periods of optimal inspection and maintenance of pipeline systems at low costs.

To this end and as a starting point, it was necessary to take a systemic view of the problem, identifying each of the factors that are involved; then through the analysis of the information collected and the application of mathematical models previously developed are estimated damage thresholds located along the pipeline, and finally establishing the optimal inspection periods for the section of pipeline that have been analyzed.

Derivative as described above and in order to design, propose, develop in this context a methodology to support the oil industry this thesis was developed, likewise this methodology will be applied in a real case of the oil industry in order to verify its viability.

AGRADECIMIENTOS

A Dios por darme la oportunidad de vivir, por darme salud y sobre todo por permitirme llegar a la culminación de una meta más de mi vida.

A mi familia, gracias por darme uno de los tesoros más valiosos “su amor y comprensión” sin ustedes no hubiera sido posible llegar hasta esta etapa. Gracias por infundir en mí el deseo de superación.

A mi mamá por ser mi apoyo incondicional, por confiar en mí, por su amor; pero sobre todo por aguantar mis malos genios y desveladas;

A mi papá por cada una de sus enseñanzas y por todo su apoyo.

A mis hermanos por apoyarme en todo, por ser personas maravillosas y mi gran ejemplo a seguir. Gracias por su cariño y sus consejos.

A Toño, el gran amor de mi vida, gracias por la paciencia y el apoyo que me has brindado para poder llegar a la culminación de esta etapa. Muchas gracias por ser parte de mi vida.

A mis profesores y asesores, Prof. Leopoldo Galindo y Dr. Jorge Luis Alamilla gracias por dedicarme tiempo suficiente para compartirme parte de sus conocimientos y así poder adquirir las herramientas necesarias para la culminación de este trabajo. Gracias por sus valiosas contribuciones y por el tiempo dedicado para la revisión de esta tesis.

A mis compañeros, de la maestría y del IMP, mil gracias por compartir sus experiencias laborales conmigo, por ayudarme directa o indirectamente en la elaboración de esta tesis.

| INDICE GENERAL | | |
|--|---|------|
| | | Pág. |
| Índice general | | |
| Índice de tablas | | v |
| Índice de figuras | | v |
| Índice de gráficos | | vi |
| Siglas, Abreviaturas y Acrónimos | | vii |
| Glosario de términos | | viii |
| INTRODUCCIÓN Y PRESENTACIÓN AL PROYECTO DE TESIS. | | |
| 0.1 | Introducción al Proyecto de Tesis | Xi |
| 0.2 | Marco metodológico para el desarrollo de tesis. | xii |
| 0.3 | Presentación del Documento del Proyecto de Tesis. | xiv |
| 0.4 | Presentación del Diagrama de Visión Sistémica. | xvi |
| CAPÍTULO I. – MARCO CONCEPTUAL Y CONTEXTUAL. | | |
| 1.0 | Introducción | 1 |
| 1.1 | Marco Conceptual | 3 |
| 1.1.1 | Elaboración de la pirámide conceptual | 3 |
| 1.1.2 | Descripción de los Términos de la Pirámide Conceptual. | 4 |
| 1.2 | Marco Contextual | 8 |
| 1.2.1 | Descripción del Medio Ambiente Temporal | 8 |
| 1.2.2 | Marco contextual espacial | 9 |
| 1.2.3 | Marco contextual técnico | 9 |
| 1.3 | Subsistemas que Participan en la Estimación de Umbrales de Daño y Periodos de Inspección Óptimos en los Sistemas de Ductos Terrestres | 14 |
| 1.4 | Resumen de Capítulo | 16 |
| CAPÍTULO 2. – ANÁLISIS DE LA SITUACIÓN ACTUAL | | |
| 2.0 | Introducción. | 17 |
| 2.1 | Análisis, Evaluación y Diagnóstico de las Metodologías Actuales | 17 |
| 2.2 | Estándares y Mejores Prácticas utilizadas en los sistemas de ductos | 17 |

INDICE GENERAL

| | | Pág. |
|---|--|------|
| 2.3 | Comparación y evaluación de sistemas de análisis de riesgo | 21 |
| 2.4 | Diagnóstico de los sistemas actuales utilizados en la evaluación de riesgo en ductos | 24 |
| 2.5 | Justificación de Proyecto de Tesis | 25 |
| 2.6 | Definición de Objetivos del Proyecto de Tesis | 25 |
| 2.6.1 | Definición de Objetivo | 25 |
| 2.6.2 | Definición de Objetivos Particulares | 26 |
| 2.7 | Resumen de Capítulo | 26 |
| CAPÍTULO 3. – DESARROLLO DE LA METODOLOGÍA PROPUESTA | | |
| 3.0 | Introducción. | 27 |
| 3.1 | Descripción del problema. | 27 |
| 3.1.1 | Etapa I. Conocer el Medio Ambiente. | 30 |
| | Subetapa 1.1 Conocer el Medio Ambiente General | 30 |
| | Subetapa 1.2 Conocer el Medio Ambiente Particular | 30 |
| | Subetapa 1.3 Identificar los Procesos Actuales | 30 |
| | Subetapa 1.4 Identificar y Recopilar Todo Tipo de Documentación. | 31 |
| 3.1.2 | Etapa II. Analizar, Evaluar y Estimar Riesgos. | 32 |
| | Subetapa 2.1 Identificación del Riesgo en el Sistema | 33 |
| | Subetapa 2.2 Análisis del Riesgo en el Ducto | 33 |
| | Subetapa 2.3 Estimación del Riesgo | 34 |
| 3.2.3 | Etapa III. Establecer Modelos Matemáticos. | 35 |
| | Subetapa 3.1 Desarrollo de Modelo Costo – Riesgo. | 35 |
| | Subetapa 3.2 Modelo de confiabilidad. | 42 |
| | Subetapa 3.3. Modelo de evolución de daños por corrosión externa. | 48 |
| 3.2.4 | Etapa IV. Calibración de Base de Datos. | 51 |
| 3.2.5 | Etapa V. Síntesis de Metodología | 53 |
| CAPÍTULO 4. – APLICACIÓN DE LA METODOLOGÍA PROPUESTA | | |
| 4.0 | Introducción | 56 |

INDICE GENERAL

| | | Pág. |
|-------|--|-----------|
| 4.1 | Etapa 1. Conocer el Medio Ambiente | 56 |
| | Subetapa 1.1 Conocer el Medio Ambiente General | 56 |
| | Subetapa 1.2 Conocer el Medio Ambiente Particular | 57 |
| | Subetapa 1.3 Identificar los Procesos Actuales | 57 |
| | Subetapa 1.4 Identificar y Recopilar Todo Tipo de Documentación. | 58 |
| 4.2 | Etapa 2. Analizar, Evaluar y Estimar Riesgos. | 63 |
| | Subetapa 2.1 Identificación del Riesgo en el Sistema | 63 |
| | Subetapa 2.2 Análisis del Riesgo en el Ducto | 65 |
| | Subetapa 2.3 Estimación del Riesgo | 68 |
| 4.3 | Etapa 3. Establecer Modelos Matemáticos. | 68 |
| | Subetapa 3.1 Desarrollo de Modelo Costo – Riesgo. | 68 |
| | Subetapa 3.2 Modelo de confiabilidad. | 68 |
| | Subetapa 3.3. Modelo de evolución de daños por corrosión externa. | 68 |
| 4.4 | Etapa 4. Creación de Base de Datos. | 68 |
| 4.5 | Etapa 5. Síntesis de la Metodología | 74 |
| | | |
| | CAPÍTULO 5. – VALORACIÓN DE OBJETIVOS, TRABAJOS FUTUROS Y CONCLUSIONES. | 80 |
| 5.1 | Valoración de los objetivos. | 81 |
| 5.1.1 | Valoración de objetivo general | 81 |
| 5.1.2 | Valoración de objetivos específicos | 81 |
| 5.2 | Conclusiones de Trabajo de Tesis. | 82 |
| 5.3 | Trabajos Futuros | 83 |
| | | |
| | BIBLIOGRAFÍA | 84 |
| | REFERENCIAS DE INTERNET | 87 |

| ÍNDICE DE TABLAS | | |
|-------------------------|--|------|
| | | Pág. |
| Tabla. 0.1 | Marco Metodológico para el Desarrollo del Proyecto de Tesis (Elaboración propia, basado en [Galindo, 2008]) | xiii |
| Tabla 1.1 | Sistema de Ductos de la Industria Petrolera Mexicana | 10 |
| Tabla 1.2. | Reporte de fallas reportadas en EE.UU | 11 |
| Tabla 2.1 | Comparación de sistemas de análisis de riesgo | 21 |
| Tabla 3.1 | Información general del ducto | 31 |
| Tabla 3.2 | Matriz de niveles de riesgo | 35 |
| Tabla 3.3 | Pruebas realizadas por diferentes autores. | 44 |
| Tabla 3.4 | Constantes de parámetros físicos | 49 |
| Tabla 4.1 | Datos generales de Ducto | 58 |
| Tabla 4.2 | Condiciones de Operación | 59 |
| Tabla 4.3 | Características de crudo | 59 |
| Tabla 4.4 | Corrosión en función de la resistividad | 60 |
| Tabla 4.5 | Corrosividad del suelo en función de pH. | 61 |
| Tabla 4.6 | Corrosividad del suelo en función del potencial Redox | 62 |
| Tabla 4.7 | Corrosividad de suelo en función de sus propiedades fisicoquímicas. | 66 |
| Tabla 4.8 | Características de los PIG's inteligentes ultrasónicos | 67 |

ÍNDICE DE FIGURAS

| | | Pág. |
|-------------|---|------|
| Figura 0.1 | Estructura del documento de Proyecto de Tesis. | xvi |
| Figura 1.1. | Pirámide conceptual adaptada [Galindo 2008] | 3 |
| Figura 1.2. | Diagrama general de clasificación de sistemas de transporte por tuberías. | 7 |
| Figura 1.3. | Cronología mundial del petróleo y los sistemas de ductos. | 8 |
| Figura 1.4. | Industria Petrolera Mexicana | 9 |
| Figura 1.5. | Resumen de Instalaciones | 10 |
| Figura 1.6. | Relación en porcentaje de fallas típicas en EE.UU. de transporte de gas natural y líquidos peligrosos. | 12 |
| Figura 1.7 | Histórico de fallas en la Industria Petrolera Mexicana | 13 |
| Figura 1.8 | Visión sistémica de elementos involucrados para la estimación de umbrales de daño y periodos de inspección óptimos en los sistemas de ductos terrestres. [Elaboración propia, 2012] | 14 |
| Figura 2.1 | Administración de Riesgo en Ductos | 18 |
| Figura 2.2 | Técnicas para la evaluación de sistemas de Ductos Terrestres. | 19 |
| Figura 2.3 | Características principales de IAP (<u>Integrity Assessment Program</u>) | 20 |
| Figura 2.4 | Pasos a seguir para la evaluación de riesgo. | 20 |
| Figura 3.1 | Mapa de ruta de la metodología propuesta [Elaboración propia]. | 28 |
| Figura 3.2 | Mapa del proceso metodológico para el desarrollo de una metodología propuesta en esta tesis | 29 |
| Figura 3.3 | Método general de evaluación de riesgo | 34 |
| Figura 3.4 | Modelo Costo - Riesgo | 37 |
| Figura 3.5 | Representación de geometría simple de un daño | 43 |
| Figura 3.6 | Modelo ASSY | 45 |
| Figura 3.7 | Representación gráfica de superficie de falla | 47 |
| Figura 3.8 | Papel de probabilidad función tipo Gumbel | 51 |

ÍNDICE DE FIGURAS

| | | Pág. |
|------------|---|------|
| Figura 3.9 | Evolución de la profundidad máxima a la corrosión con el tiempo en función de diferentes tipos de suelo con los datos obtenidos la base de datos de NBS | 52 |

ÍNDICE DE GRÁFICOS

| | | Pág. |
|--------------|--|------|
| Gráfica 4.1 | Resistividad vs Distancia | 61 |
| Gráfica 4.2 | pH vs Distancia | 62 |
| Gráfica 4.3 | Potencial redox a lo largo del ducto | 63 |
| Gráfica 4.4 | Relación de las propiedades fisicoquímicas del suelo con la corrosividad. | 66 |
| Gráfica 4.5 | Daños detectados vs pérdida de espesor | 69 |
| Gráfica 4.6 | Pronostico a 30 años vs datos generales de corrida de diablo | 70 |
| Gráfica 4.7 | Pronostico de pérdida de espesor de daños localizados | 71 |
| Gráfica 4.8 | Pronostico de daños considerando diferentes años | 72 |
| Gráfica 4.9 | Confiabilidad vs Valor presente de pérdidas esperadas | 73 |
| Gráfica 4.10 | Beta vs Costos esperados de inspección, reparación y falla. | 75 |
| Gráfica 4.11 | Índice de confiabilidad umbral de reparación en una evolución de daños a 30 años | 76 |
| Gráfica 4.12 | Evolución de daños 30 años posteriores a la última corrida de diablos cada 10 años | 77 |
| Gráfica 4.13 | Índice de confiabilidad umbral de reparación en una evolución de daños a 5 años | 78 |
| Gráfica 4.14 | Evolución de daños 30 años posteriores a la última corrida de diablos cada 5 años. | 79 |

| | | |
|--------------|--|----|
| Gráfica 4.15 | Índice de confiabilidad umbral de reparación en una evolución de daños a 8 años | 79 |
| Gráfica 4.16 | Evolución de daños 30 años posteriores a la última corrida de diablos cada 8 años. | 80 |

SIGLAS, ABREVIATURAS Y ACRÓNIMOS

| SIGLAS | SIGNIFICADO |
|----------|---|
| IMP | Programa de Administración de Integridad (Integrity Management Program) |
| PIRAMID, | Análisis de Riesgo en tuberías para el mantenimiento y decisiones de Inspección (Pipeline Risk Analysis for Maintenance and Inspection Decisions) |
| α | Coeficiente lineal de expansión térmica, en mm/mm/°C (pulg/pulg/°F). |
| DOT | Department of Transportation |
| D | Diámetro exterior nominal del tubo, en mm (pulg.) |
| SF | Esfuerzo de flexión equivalente, en kPa (lb/pulg ²). |
| Seq | Esfuerzo equivalente, en kPa (lb/pulg ²). |
| SL | Esfuerzo longitudinal, en kPa (lb/pulg ²). |
| tc | Espesor de pared adicional por corrosión, en mm (pulg.). |
| t | Espesor de pared de diseño por presión interna, en mm (pulg.). |
| tr | Espesor mínimo requerido por presión interna, en mm (pulg.). |
| tnom | Espesor nominal, en mm (pulg.). |
| ASSY | Modelo utilizado para calibración |
| OPS | Office of Pipeline Safety |
| pH | Potencial de Hidrógeno |
| P_R | Presión de demanda |
| P_D | Presión resistente |
| IAP | Programa de Evaluación de Integridad (Integrity Assessment Program) |
| SMYS | Specified Minimum Yielding Strength (Esfuerzo de Cedencia Mínimo Especificado), en kPa (lb/pulg ²). |

GLOSARIO

| | |
|---------------------------------|--|
| Administración de Riesgo | Estudio de los eventos que tienen efectos sobre la actividad de la empresa. |
| Análisis | Examen detallado de los hechos para conocer sus elementos constitutivos, sus características representativas, así como sus interrelaciones y la relación de cada elemento con él. |
| Anomalía | Cualquier daño mecánico, defecto o condiciones externas que pueden poner o no en riesgo la integridad del ducto |
| Confiabilidad | Probabilidad de que un sistema ejecute su función de intención sin fallar para un intervalo específico, bajo condiciones establecidas. |
| Corrosión: | Proceso electroquímico por medio del cual los metales refinados tienen a formar compuestos (óxidos, hidróxidos, etc.) termodinámicamente estables debido a la interacción con el medio. |
| Daño: | Maltrato o deterioro de un aparato u objeto |
| Defecto: | Carencia o imperfección de las características o cualidades propias de un objeto, las cuales son rechazadas por las normas o especificaciones |
| Diablo Instrumentado: | Dispositivo mecánico electrónico que permite la colecta de datos en todo el perímetro interno/externo y en la trayectoria total del ducto, inspecciona con procedimientos no destructivos la pared de la tubería para determinar el estado físico del mismo. |
| Ducto: | Sistema de tuberías con diferentes componentes tales como: válvulas, bridas, accesorios, espárragos, dispositivos de seguridad o alivio, etc., por medio del cual se transportan los Hidrocarburos (Líquidos y gases) |
| Ducto de Transporte | Tubería que transporta hidrocarburos, entre estaciones y/o plantas de proceso, bombeo, etc. |
| Espesor Nominal de pared | Espesor de pared de la tubería que es especificada por las normas de fabricación. |
| Evaluación | Proceso para conocer el estado actual, cuyas fases son las |

GLOSARIO

| | |
|---------------------------------|---|
| | siguientes: planificación, obtención de la información, formulación de juicios de valor y toma de decisiones. |
| Evaluación de Riesgo | Estudio de las causas de las posibles amenazas y probables eventos no deseados; así como los daños y consecuencias que estos pueden producir. |
| Integridad | Identificación de amenazas que actúan sobre us sistema de ductos. Estas amenazas son peligros que afectan a las tuberías disminuyendo de esta manera su vida útil, poniendo en riesgo a las personas, medio ambiente e infraestructura. |
| Inspección | Método de exploración física que se efectúa a simple vista o con apoyo de instrumentos, con el fin de detectar características físicas significativas. |
| Mantenimiento correctivo | Acción u operación que consiste en reparar los daños o fallas en los Ductos para disminuir riesgos en su integridad o para restablecer la operación del mismo. |
| Mantenimiento preventivo | Acción u operación que se aplica para reducir la ocurrencia de fallas, manteniendo en buenas condiciones y en servicio continuo a todos los elementos que integran un ducto terrestre. |
| Metodología: | Conjunto de métodos que rigen una investigación |
| Mejores prácticas | Acción que han rendido buen o incluso excelente servicio en un determinado contexto y que se espera que, en contextos similares, rindan similares resultados |
| Presión de diseño | Es la presión interna a la que se diseña el ducto y es igual a 1,1 veces la presión de operación máxima. |
| Probabilidad de Falla | Es la posibilidad que existe entre varias posibilidades, que un sistema tenga una falla. |
| Riesgo | Probabilidad de que una amenaza se convierta en un desastre |
| Sección: | Es una longitud determinada de tubería en la cual se realizan los cálculos de riesgo. El usuario puede definir secciones una vez construida la base |

GLOSARIO

| | |
|--------------------------|---|
| | de datos y puede especificar longitudes uniformes (1 Km., milla, pies, etc.). |
| Sistema: | Conjunto integrado, real o abstracto, de componentes o partes que se interrelacionan. Estos elementos pueden llamarse módulos. A su vez cada módulo puede ser un subsistema, dependiendo si sus propiedades lo definen a su vez o no como un sistema. |
| Trampa de diablos | Sistema estructural utilizado para fines de envío o recibo de diablos de inspección o limpieza interna del ducto |
| Tubería | Componente de diferentes materiales que se utilizan dentro de un sistema de ductos. |
| Umbral: | Frontera física que define la toma de decisión de dos acciones diferentes |
| Visión holística | Visión global, visión de un sistema, organización o individuo como un todo |

INTRODUCCIÓN Y PRESENTACIÓN AL PROYECTO DE TESIS

0.1 Introducción al Proyecto de Tesis

Los ductos representan el principal sistema de transporte y distribución de la producción en la industria petrolera, el uso de este modo de transporte se ha extendido en el mundo, por sus bajos costos operativos, a pesar de contar con índices de seguridad superiores a cualquier otro medio de transporte y normas sobre protección del medio ambiente estrictas, la mayoría de ductos en México cuentan con más de 30 años de servicio y el deteriorado estado físico de las tuberías hace urgente inspecciones y mantenimiento a los casi 34 mil kilómetros de ductos existentes para evitar fallas que pueden ocasionar una catástrofe humana, ecológica y económica.

La evaluación del riesgo comienza con una búsqueda sistemática de las posibles amenazas a la confiabilidad del ducto, la identificación estas amenazas potenciales no se deben limitar a la revisión de las categorías de riesgo conocidas, sino que debe concluir los pasos para la búsqueda de nuevas y únicas manifestaciones de riesgo, así como el estudio particular de casos específicos, es por ello la importancia de una completa evaluación del riesgo de los ductos de transporte.

Uno de los problemas presentados en los ductos es la corrosión externa, la cual provoca un riesgo latente debido a la pérdidas de espesor que ésta provoca; por lo cual, en el presente trabajo, se desarrolló una metodología basada en análisis de riesgo para estimar de manera óptima umbrales de daño producidos por corrosión externa, el tamaño y el número de éstos; así como, la determinación del tiempo a la siguiente inspección en ductos terrestres inspeccionados con equipo instrumentado con el fin de minimizar la probabilidad de futuros accidentes que afecten a la sociedad y al medio ambiente, reducir costos de mantenimiento, reparaciones, etc.

0.2 Marco metodológico para el desarrollo de tesis.

Una vez mostrada la introducción al proyecto de tesis, ahora en la Tabla 0.1 se presenta el marco sistémico y metodológico, basado en el desarrollo de una Metodología para su creación [Galindo, 2008] en el que se describen cada una de las actividades a emplear para realizar la creación del proyecto de tesis. Es importante señalar que para el desarrollo de cada actividad se investigaron las mejores prácticas de ingeniería para asegurar un óptimo resultado de este trabajo.

Tabla. 0.1 Marco Metodológico para el Desarrollo del Proyecto de Tesis (Elaboración propia, basado en [Galindo, 2008])

| Marco Metodológico | | | |
|--|---|--|---|
| Metodología (¿Qué hacer?) | Técnica (¿Cómo hacer?) | Herramienta (¿Con qué hacer?) | Metas (¿Qué obtener?) |
| Analizar el medio ambiente | Identificar y analizar las fuentes de información | Biblioteca, internet, experiencia de personal, etc. | Conocer el medio ambiente |
| Definir una metodología para el desarrollo de la tesis | Metodología realizada por el M.en C. Leopoldo Galindo Soria | Procesador de palabras, internet, libros, revistas, etc. | Obtener la metodología adecuada para hacer la tesis |
| Identificar el problema | Problema actual en las empresas petroleras | Internet, Libros, reportes, informas técnicos, etc. | Obtener un tema de beneficio para desarrollo de la tesis |
| Recopilar información | Consulta de artículos, normas, tesis anteriores, etc. | Archivero, carpetas electrónicas | Conocer del tema y obtener una visión global del problema |
| Analizar y Clasificar información | Agrupar la información por módulos y ordenarla | Procesador de palabras, archivero. | Comprender de una manera más específica la información |

| Marco Metodológico | | | |
|--|---|---|--|
| Metodología (¿Qué hacer?) | Técnica (¿Cómo hacer?) | Herramienta (¿Con qué hacer?) | Metas (¿Qué obtener?) |
| Analizar que se tiene y que se requiere hacer en el proyecto de tesis | Tabla comparativa de proyectos o metodologías existentes, y a partir de los resultados. | Procesador de palabras | Conocer a partir de donde se va a iniciar y a terminar el proyecto |
| Fijar metas y priorizar | Segmentar las actividades sin perder el enfoque del proyecto de tesis. | Procesador de palabras | Obtener las fases de proyecto de tesis, clasificarlas y priorizarlas |
| Construir plan de trabajo con actividades y tiempos asignados para cada una. | Realizar diagramas de actividades como tipo Gantt y PERT. | Hoja de cálculo, procesador de palabras | Obtención de plan de trabajo |
| Desarrollo del proyecto de tesis | Seguir la metodología propuesta | Computadora, programas, hoja de cálculo, etc. | Resultados para resolver problemática |
| Conclusión de proyecto de tesis | Análisis de resultados | Procesador de palabras | Conclusión de trabajo de tesis |
| Redacción del documento de tesis. | Seguir la metodología propuesta | Procesador de palabras, editor de imágenes, hoja de Cálculo | Realizar trámites administrativos. Tesis |

0.3 Presentación del Documento del Proyecto de Tesis.

El documento de tesis está constituido por 5 capítulos, los cuales conforman el contenido de investigación para la tesis, que a continuación se describe:

El marco metodológico describe las actividades para la elaboración de la tesis y en cada una de las mismas describe los pasos para su desarrollo, consiguiendo con ello desarrollar la tesis mediante un proceso sistemático.

Capítulo 1: Marco Conceptual y Contextual.

En este capítulo se presenta Marco Conceptual que resumen los principales conceptos involucrados en esta tesis, así mismo se presenta el marco contextual el cual da un panorama del estado actual de la Industria petrolera a nivel mundial y particularmente en México.

Capítulo 2: Análisis de la Situación Actual.

Presenta un análisis de la ambiente actual en el que se encuentra nuestro caso de estudio, se realiza un diagnostico y un análisis de los principales sistemas utilizados en la Industria Petrolera para el análisis del riesgo a causa de corrosión externa en los ductos de transporte terrestre, y de esta forma se logra justificar el desarrollo del proyecto de tesis aquí propuesto.

Capítulo 3: Desarrollo de la Metodología Propuesta.

Se muestra el desarrollo paso a paso la metodología propuesta en esta tesis, para la estimación de umbrales de daño y periodos de inspección óptimos en los sistemas de ductos terrestres; se describe de manera específica su desarrollo, así como cada una de los pasos a seguir.

Capítulo 4: Aplicación de la Metodología Propuesta en un caso real.

Se presenta un caso de estudio, es decir, la forma en cómo se aplica la metodología propuesta en un caso real de la industria petrolera mexicana, en el cual se implemento la metodología utilizando datos reales de un ducto en análisis.

Capítulo 5: Valoración de Objetivos, conclusiones y trabajos futuros.

En este último capítulo, se presenta la valoración de los objetivos propuestos al inicio de esta tesis, a través de los cuales se plantean los trabajos futuros necesarios y se exponen las conclusiones del proyecto de Tesis.

0.4 Presentación del Diagrama de Visión Sistémica.

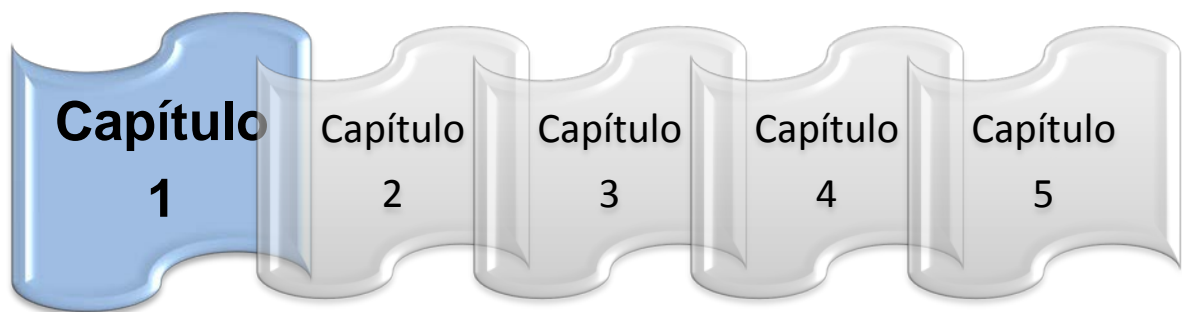
A continuación, se presenta el modelo: Antes, cambio y después [Basado en Galindo, 2008]; en él, se plantea el medio ambiente general de la problemática actual de la presencia de corrosión en los ductos terrestres, con el fin de mostrar el cambio que se obtiene a partir de la aplicación de la metodología propuesta en esta tesis.



Figura 0.1 Estructura del documento de Proyecto de Tesis.

Capítulo 1.-

Marco Conceptual y Contextual.



Presentación del Capítulo 1.

El siguiente capítulo comprende el Marco Conceptual, el cual consta de definiciones necesarias y representadas en una pirámide conceptual para el desarrollo de esta tesis; así mismo contiene el Marco Contextual que describe un poco de historia de la industria petrolera en el mundo y específicamente en México. También, se muestra un diagrama indicando la situación actual y la futura utilizando el modelo propuesto.

CAPÍTULO I. – MARCO CONCEPTUAL Y CONTEXTUAL.

1.0 Introducción.

Los sistemas de ductos son considerados los principales medios de transporte para la distribución de hidrocarburos en la industria petrolera, dichos ductos están expuestos a un medio ambiente no homogéneo y el cual es químicamente agresivo para el acero, induciendo su deterioro por corrosión.

Hoy en día la corrosión es una de la causas principales de daños y deterioro de los sistemas de tuberías enterradas, lo cual a través del tiempo ocasiona fallas en los ductos; a pesar de estar en constante mantenimiento, existen factores físicos, químicos y biológicos por los que el acero sufre daños como son: el fluido que transporta, la temperatura, pH, composición química, contenido de sólidos y muchas otras variables que corroen de acero del ducto, teniendo como consecuencia desgaste, fallas por esfuerzo y reducción de su vida útil, entre otras. Estas fallas tienen como consecuencia pérdidas de producto, daños al medio ambiente, pérdidas humanas, etc.

Es importante mencionar que actualmente el precio de las inspecciones realizadas a los ductos tiene un costo muy elevado, por lo cual los sistemas son inspeccionados en intervalos de varios años, y esto puede contribuir a que los resultados obtenidos tengan cierta incertidumbre del estado del daño del sistema.

A través del tiempo se han ido desarrollando diversas técnicas para evaluar este problema con el propósito de disminuir las fallas, las técnicas más rigurosas se basan teoría de probabilidades, muchas de ellas implementadas en códigos y prácticas estándar de sistemas específicos. Para estimar la confiabilidad de sistemas, estas técnicas utilizan técnicas existentes como: Método de Monte Carlo, muestreo de importancia, simulación direccional, entre otros, los cuales consideran las incertidumbres asociadas a parámetros básicos; sin embargo, estas para evaluar y mantener la integridad de los sistemas estructurales es necesario implementar estas técnicas en un análisis de riesgo con el fin de tomar acciones óptimas de inspección y mantenimiento.

Actualmente, existen métodos de lucha contra la corrosión las cuales básicamente se basan en recubrimientos protectores y en la implementación de técnicas de soporte como la protección catódica.

Considerando lo anterior, se propone la creación de una metodología la cual está basada en estrategias óptimas en las que se tomen en cuenta las consecuencias de las decisiones, el desempeño del sistema en cada punto del sistema a analizar y su nivel de seguridad especificado en términos de confiabilidad. El siguiente trabajo: “Metodología para estimar los umbrales de daño y periodos de inspección óptimo en sistemas de ductos terrestres” tiene como objetivo desarrollar una metodología para el apoyo en la priorización de daños, ocasionados por corrosión, localizados en ductos terrestres que transportan hidrocarburos; así como la detección de las áreas específicas del ducto que se deben reparar o reemplazar en tiempos óptimos; y como manera de mejora se realizará una predicción de futuros daños con el fin de evitar o minimizar daños.

1.1 Marco Conceptual

La elaboración del marco conceptual ayuda a la identificación de los elementos involucrados, es decir, ayuda a especificar los elementos técnicos que se utilizarán en la elaboración de la tesis.

1.1.1 Elaboración de la pirámide conceptual

La siguiente representación gráfica conocida como “Pirámide Conceptual” [Galindo, 2008] tiene por objeto mostrar los elementos conceptuales involucrados en el proyecto de tesis, básicamente dicha pirámide nos ayuda a localizar y posteriormente conceptualizar cada una de las palabras bases en el título de la tesis, las cuales posteriormente se utilizaran en el desarrollo del proyecto de tesis.

Como parte fundamental del desarrollo de este trabajo se manejan innumerables términos técnicos con los cuales es necesario familiarizarse. Por lo cual, se anexa una lista con los términos técnicos de uso común y sus respectivas definiciones.

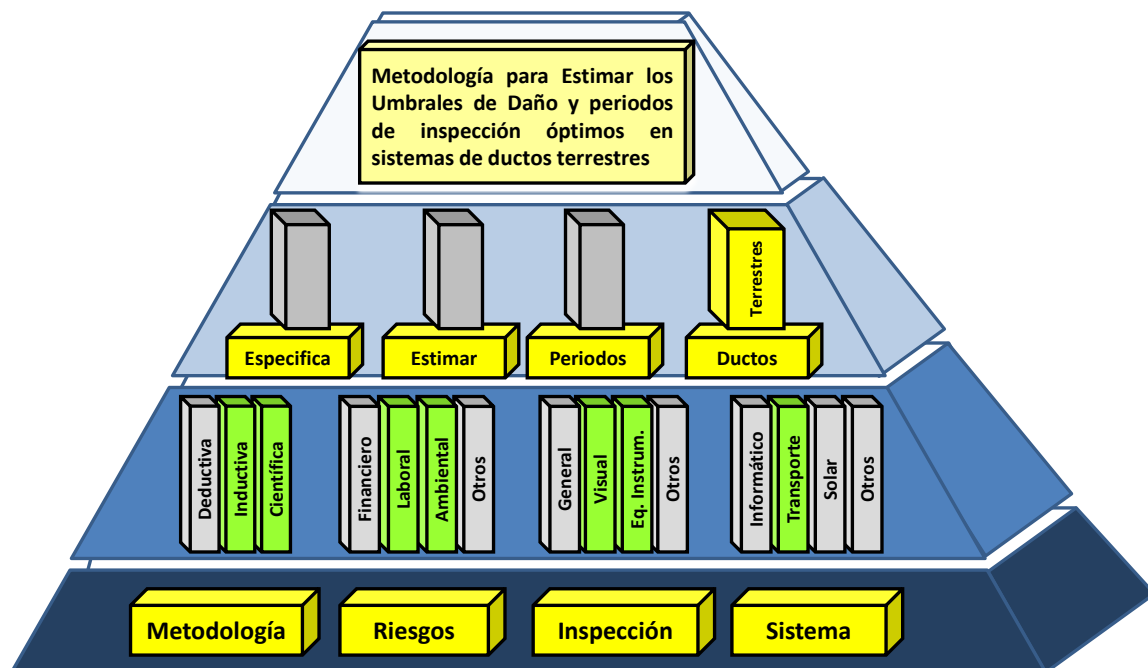


Figura 1.1. Pirámide conceptual adaptada [Galindo 2008]

1.1.2 Descripción de los Términos de la Pirámide Conceptual.

A fin de establecer los elementos que permitan construir la Metodología para estimar umbrales de daño y periodos de inspección óptimos en los sistemas de ductos terrestres, a continuación se describen los elementos estratégicos.

Ducto:

Sistema de tubería con diferentes componentes tales como: válvulas, bridas, accesorios, etc., por medio del cual se transportan los hidrocarburos [NRF-030-PEMEX-2009].

Ductos terrestre:

Es aquel ducto enterrado que se encuentra alojado generalmente por lo menos 1.0m. Bajo la superficie del terreno [NRF-030-PEMEX-2009].

Estimación:

Conjunto de técnicas que permiten dar un valor aproximado de un parámetro de una población a partir de datos proporcionados por una muestra. [[http: wikipedia.org](http://wikipedia.org)]

Equipo Instrumentado

Dispositivo mecánico electrónico que permite la colecta de datos en todo el perímetro interno/externo y en la trayectoria total del ducto, inspecciona con procedimientos no destructivos la pared de la tubería, para determinar el estado físico del mismo. [NRF-060-PEMEX-2012]

Inspección:

Exploración física que se realiza principalmente a través de la vista; su objetivo principal es la localización de características físicas significativas para determinar cuáles son normales y distinguirlas de aquellas anormales [[http: wikipedia.org](http://wikipedia.org)].

Inspección mediante equipo instrumentado:

Exploración física interna para la detección de corrosión y otras imperfecciones por medio de equipo instrumentadas.

Metodología:

Métodos de investigación que se siguen para alcanzar una gama de objetivos en una ciencia. Es el conjunto de procedimientos que se rigen en una investigación científica o en una exposición doctrinal. [Martínez, 1999].

Etapas específicas de un trabajo o proyecto que parte de una posición teórica y conlleva a una selección de técnicas concretas (o métodos) acerca del procedimiento para realizar las tareas vinculadas con la investigación, el trabajo o el proyecto.

Óptimo:

Punto de equilibrio en el que ninguno de los agentes afectados puede mejorar su situación sin reducir el bienestar de cualquier otro agente [[http: wikipedia.org](http://wikipedia.org)].

Periodo:

Intervalo de tiempo necesario para completar un ciclo repetitivo, o simplemente el espacio de tiempo que dura algo [[http: wikipedia.org](http://wikipedia.org)].

Riesgos:

Probabilidad de que suceda un evento, impacto o consecuencia adversa.

Riesgo ambiental:

Posibilidad de que se produzca un daño o catástrofe en el medio ambiente debido a un fenómeno natural o a una acción humana.

Riesgo laboral:

Riesgo referente a la salud laboral, es decir, se representa por la magnitud del daño que un factor de riesgo puede producir sobre los empleados.

Riesgo financiero:

Posibilidad de que se produzca una pérdida por deficiencias o fallas en las operaciones financieras

Sistema:

Un sistema es una reunión o conjunto de elementos relacionados, un sistema puede estructurarse de conceptos, objetos y sujetos, como en un sistema hombre-máquina que comprende las tres clases de elementos.

Serie de elementos interrelacionados entre sí, que realizan alguna actividad, función u operación. Se puede definir también como conjunto de componentes que interactúan para alcanzar algún objetivo. [Van Gigch, 2001].

Sistema Suave (Flexible):

Es la interrelación de funciones y procesos encaminados a resolver problemas o también interpretados como interrelación de procesos socio culturales capaces de interactuar de forma dinámica con su medio.

Conjunto de elementos relacionados, que interactúan de forma dinámica con su medio y socio-culturalmente abiertos. [Peón, 2009]

Sistema Duro (Rígido):

Conjunto de elementos relacionados, que interactúan de forma dinámica con su medio y los cuales se pueden mapear y moldear de forma cuantitativa. [Peón, 2009]

Son típicamente los encontrados en las ciencias físicas y a los cuales se les puede aplicar satisfactoriamente las técnicas tradicionales del método científico y del paradigma de la ciencia [Peón, 2009].

Umbral:

Cantidad o valor mínima de señal que ha de estar presente para ser registrada por un sistema.

Umbral de Daño:

Cantidad mínima de daño que debe estar presente para ser registrada en un sistema, es decir, la mínima cantidad de daño que debe tener el ducto antes de que presente alguna falla.

Como se comentó anteriormente, un sistema es un conjunto de partes o elementos organizadas y relacionadas, que interactúan entre sí, para llegar a un mismo objetivo. Los sistemas tienen límites que los diferencian del ambiente, este límite puede ser físico o conceptual. Si hay algún intercambio entre el sistema y el ambiente el sistema es abierto, de lo contrario el sistema sería cerrado. El ambiente es el medio externo que envuelve física o conceptual a un sistema. El ambiente también puede ser una amenaza para el sistema.

En particular, un sistema de transporte por ducto es un conjunto de ductos que sirve como medio de transporte multifásico, que dependiendo al producto que transporta recibe diferentes nombres.

Los principales sistemas de transporte por tubería son los siguientes:

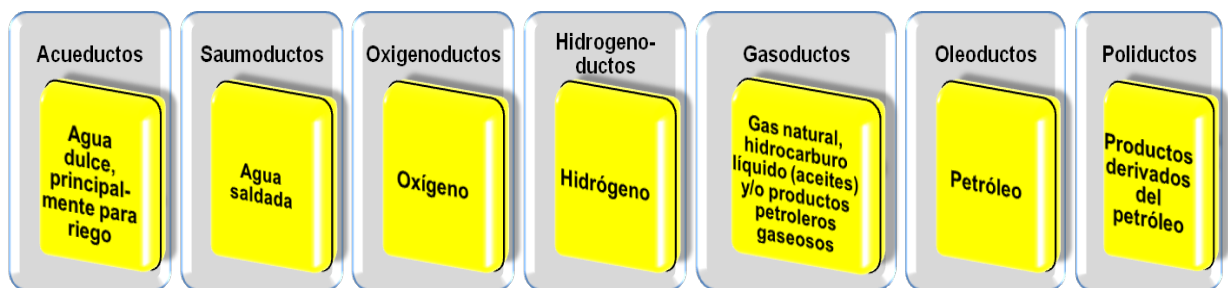


Figura 1.2. Diagrama general de clasificación de sistemas de transporte por tuberías.

Cada uno de los sistemas, son utilizados para transportar un tipo de producto debido a que su diseño debe cubrir un estándar de fabricación el cual indica el espesor, material, recubrimiento, etc., así como su normatividad la cual establece los requisitos mínimos de seguridad.

A continuación se describe el marco contextual, donde se ubica el medio ambiente temporal, el marco contextual espacial y el marco contextual técnico.

1.2 Marco Contextual

El marco contextual se proyecto de tesis, se dividió en tres secciones, las cuales son:

- a) Medio Ambiente Temporal.
- b) Marco Contextual Espacial.
- c) Marco Contextual Técnico.

1.2.1 Descripción del Medio Ambiente Temporal

El uso de los ductos se ha incrementado y ha evolucionado con el del tiempo. En la industria China se utilizaba el bambú en la construcción de tuberías para transportar el agua que escurría por las cañadas y arroyuelos, conduciéndola de esta forma para abastecimiento de la población. Así mismo, se presentaron una sucesión de inventos y aplicaciones de recursos para emplear tuberías como medios de transporte, destacando algunos de los siguientes:

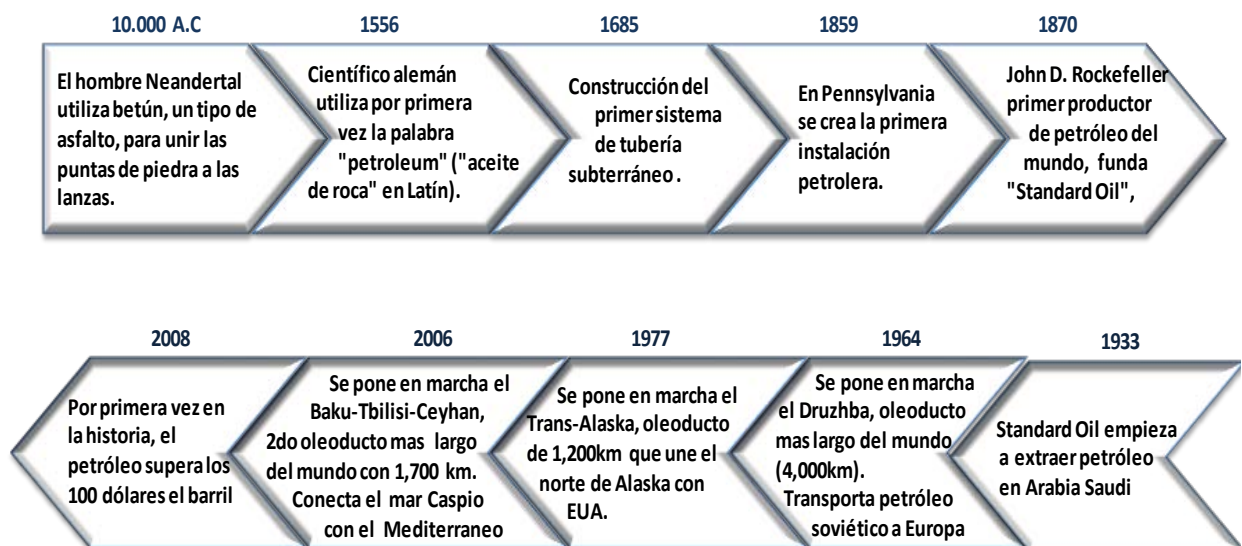


Figura 1.3. Cronología mundial del petróleo y los sistemas de ductos.

Mientras tanto, en México el 18 de marzo de 1938 en apoyo a los obreros y a la fundación de PETROMEX (ahora PEMEX) se declara la expropiación petrolera por el presidente Lázaro Cárdenas del Rio, a raíz de eso y a través de grandes acontecimientos, hoy en día México es considerado uno de los primeros 10 países exportadores de petróleo crudo con una producción de 2,594 miles de barriles diarios, superado por países como Arabia saudita, China, Irán, Rusia.

1.2.2 Marco contextual espacial

La industria petrolera representa a la actividad socio-económica más compleja que realiza la humanidad, pues intervienen de manera directa actividades que van desde la planeación de la exploración hasta la comercialización de productos derivados, como son el plástico, pasando por toda una serie de etapas de exploración, explotación, refinación y petroquímica en donde se realiza tanto investigación como desarrollo tecnológico.

En la figura 1.4 se representa de manera general algunas de las principales áreas más importantes de la industria petrolera en México.

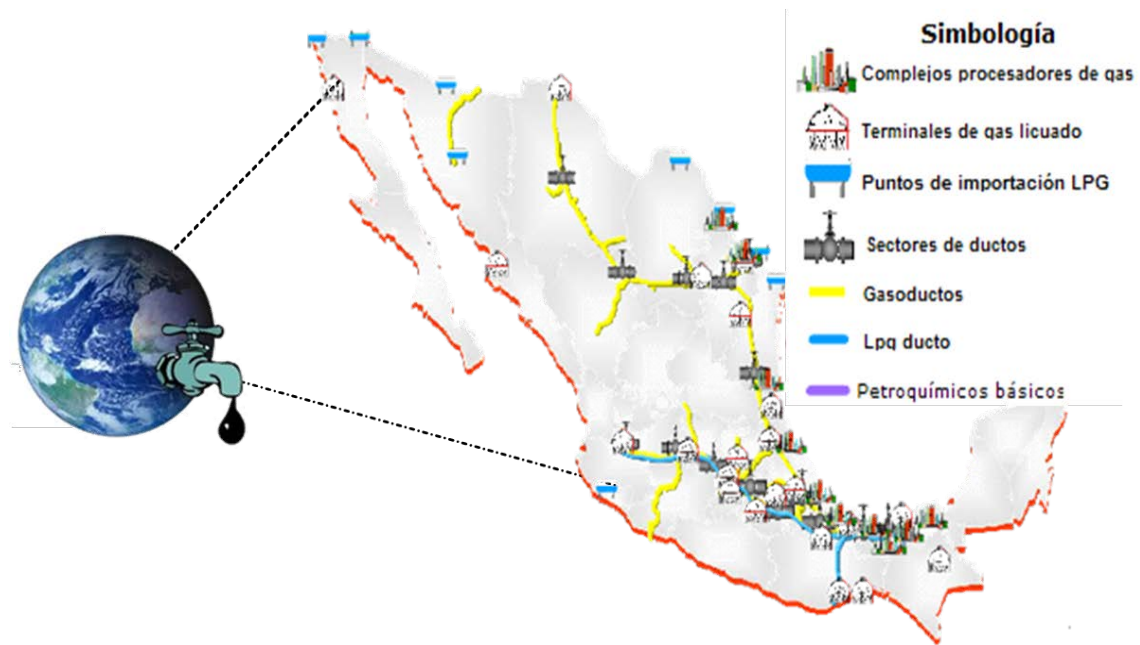


Figura 1.4. Industria Petrolera Mexicana

Actualmente la red de los principales ductos de Petróleos Mexicanos tiene una antigüedad promedio de 35 años y alcanzan una longitud aproximada de 55 mil kilómetros, sin contar los más de 14 mil kilómetros de líneas de descarga de pozos en operación, de los cuales el 67% de ellos son ductos de transporte en operación que varían desde 4" hasta 48" de diámetro, para transporte y distribución de líquidos y gaseosos.

1.2.3 Marco contextual técnico

Tomando información de datos publicados en la página Web de Petróleos Mexicanos [www.pemex.com], el sistema de ductos está compuesto por 70 estaciones de compresión y 99 estaciones de bombeo, distribuidos de la siguiente forma:

Tabla 1.1 Sistema de Ductos de la Industria Petrolera Mexicana

| Pemex Gas y Petroquímica Básica | Pemex Exploración y Producción | Pemex Refinación |
|--|--|--|
| 8,985 km de gasoductos | 10 mil 691 km de ductos de transporte Operando (en los que se encuentran ductos Marinos) | 5,197 km de oleoductos para suministro de crudo a seis refinерías |
| 3,051 km de ductos de gas LP y petroquímicos básicos | | |
| 498 km de ductos petroquímicos secundarios | 18 mil 074 km de ductos de descarga y producción de pozos. | 8,835 km de poliductos para transporte de refinados a Terminales de Almacenamiento |
| 20 terminales de distribución de gas LP | | |
| 10 centros procesadores de gas. | | |

En la figura 1.5 se presenta un resumen general de las instalaciones que tiene la industria petrolera mexicana.



Figura 1.5 Resumen de instalaciones [www.pemex.com]

1.2.3.1 Principales daños en Ductos

Los ductos son diseñados para garantizar una máxima confiabilidad con base en diversos parámetros de diseño los cuales consideran presión, temperatura y demandas a las que está sometida la tubería. La vida útil de un ducto es de aproximadamente 20 años; sin embargo, ésta depende principalmente del mantenimiento preventivo a que sea sometido; por ejemplo actualmente la Industria petrolera mexicana cuenta con ductos en operación los cuales tienen más de 35 años y aun se encuentran en buen estado.

En la industria de la transportación por ducto, así como en muchas otras industrias, la prevención se considera la mejor forma de mantenimiento; actualmente se pueden encontrar muchas formas de mantenimiento preventivo, pero la más importante es aquella que tiene que ver con el control o mitigación de la corrosión, debido a que hoy en día éste es el principal problema (fenómeno físico) que afecta a los ductos.

Según estadísticas presentadas por la industria petrolera, la principal causa de falla en los ductos mexicanos para el transporte de crudo, gas natural, y gasolina es la corrosión externa. Un ejemplo de esto, son los accidentes reportados en Estados Unidos de Norte América, según la DOT (Department of Transportation) y la OPS (Office of Pipeline Safety), más del 30% de fallas son atribuidas a corrosión interna y externa. La tabla siguiente muestra las principales causas de falla en ductos y el porcentaje con que se encuentran.

Tabla 1.2. Reporte de fallas reportadas en EE.UU

| Causa de la Falla | Gas Natural 1985 - 1995 ^A (%) | Líquidos peligrosos (1986 - 1996) ^B % |
|---------------------------------|---|---|
| Daño mecánico por terceros | 36 | 33 |
| Corrosión Interna | 9 | 10 |
| Corrosión externa | 15 | 32 |
| Relacionados al clima | 11 | 3 |
| Tubo previamente dañado | 5 | 8 |
| Sold. Long. defectuosa | 3 | 6 |
| Desconocido | 4 | 0 |
| Sold. Circ. defectuosa | 3 | 3 |
| Sold. de fabricación defectuosa | 2 | 2 |

| Causa de la Falla | Gas Natural 1985 - 1995 _A (%) | Líquidos peligrosos (1986 - 1996) _B % |
|---|---|---|
| Tubo defectuoso | 2 | 3 |
| Daño en la construcción | 1 | 0 |
| Varios | 8 | 0 |
| Agrietamiento por corrosión y esfuerzos | 1 | 0 |

(A) 595 incidentes reportados, excluyendo fallas en ductos de distribución de gas y fallas relacionadas con instalaciones como estaciones de compresión.

(B) 1,368 incidentes reportados, excluyendo fallas relacionadas con instalaciones como estaciones de bombeo.

A continuación, de manera gráfica se muestra la relación de las fallas típicas encontradas en la Industria Petrolera dentro de los EE.UU.

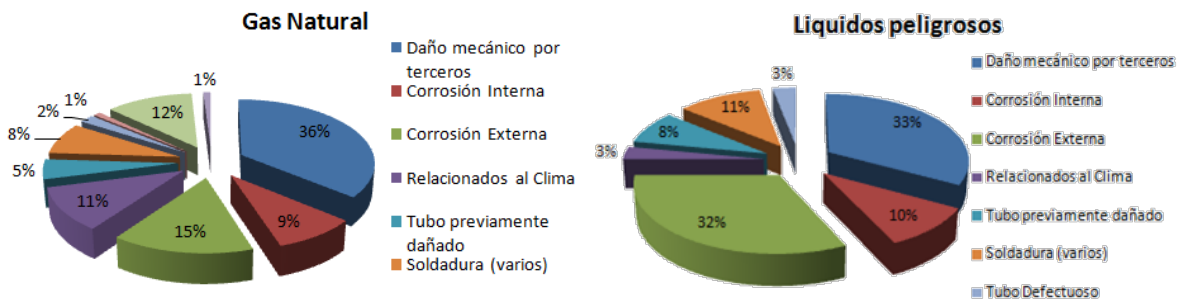


Figura 1.6. Relación en porcentaje (%) de fallas típicas en EE.UU. de transporte de gas natural y líquidos peligrosos.

Por lo tanto en México, existe una similitud en los tipos de accidentes registrados en la industria petrolera, un ejemplo muy conocido es la explosión ocurrida en 1984 en San Juan Ixhuatepec, mejor conocido como “San Juanico” donde se originó una explosión debido a la ruptura de una tubería de 8” de diámetro que transportaba Gas LP (licuado de petróleo) desde tres refinerías diferentes, hasta la planta de almacenamiento cerca de los parques de tanques; el sobrellenado de uno de los depósitos y sobrepresión en la línea de transporte de retorno, fueron uno de los probables factores que, con la falta de funcionamiento de las válvulas de alivio del depósito de sobrellenado, provocó una fuga de gas durante casi diez minutos.

Otras de las evidencias de los daños provocados por ductos en alto riesgo es la siguiente:



“El 16 de febrero de 1995 una explosión ocurrida en el sureste mexicano (Tabasco) provocó la muerte de siete personas, lesiones graves a 23 y daños en las viviendas de 118 familias. La aseguradora Lloyd's Register dictaminó que los ductos se encontraban adelgazados a más del 50%, tras doce años de corrosión que no fue detectada por la empresa”

“El 26 de julio de 1996 ocurrió otra explosión en las instalaciones de la planta de Pemex en Cactus, Chiapas. La consultora Pennoni International de México efectuó una auditoría y encontró 252 deficiencias, 64% consideradas de alto riesgo”

A continuación en la siguiente gráfica se muestra un histórico de Fallas que hasta el 2008 se han presentado en la Industria Petrolera Mexicana.

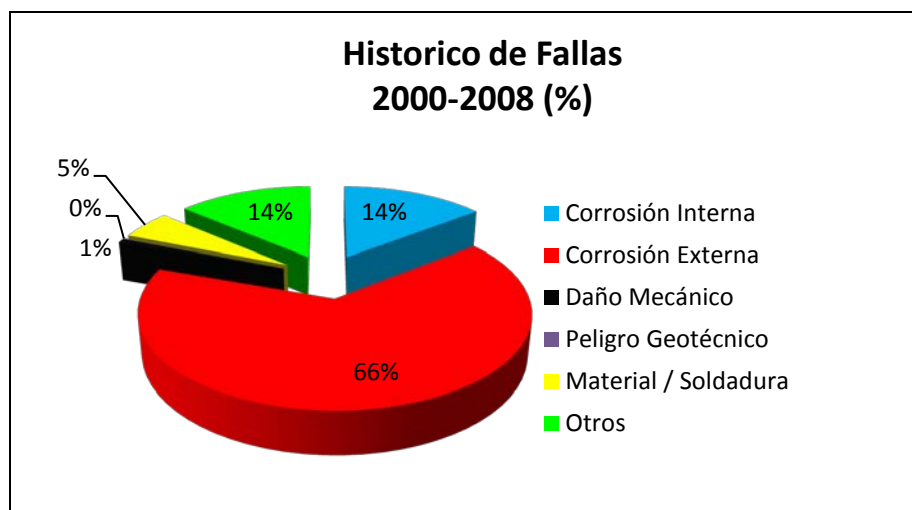


Figura 1.7 Histórico de fallas en la Industria Petrolera Mexicana [www.pemex.com]

Como se puede ver en la figura 1.7, en México la corrosión externa representa un 65% de fallas presentada en los ductos, por lo cual es considerada la primera causa de incidentes.

En el siguiente gráfico, se puede observar que a pesar de que las estadísticas nos indican un decremento en el número de incidentes presentados en los últimos años.

Es decir, tanto la corrosión interna como la externa son las anomalías más frecuentes en los ductos terrestres utilizados en el transporte de hidrocarburos, por tal razón y como una forma de evitar futuros accidentes, es necesario que las empresas petroleras inviertan más en sus

programas de mantenimiento de ductos e instalaciones, así como en nuevas metodologías para la predicción de fallas las cuales podrán ayudar a evitar futuros daños y optimizar costos.

1.3 Subsistemas que Participan en la Estimación de Umbrales de Daño y Periodos de Inspección Óptimos en los Sistemas de Ductos Terrestres.

Para la conformación de una metodología para la estimación de umbrales de daño y periodos de inspección óptimos en los sistemas de ductos terrestres, se identificaron los elementos o subsistemas que se muestran en la siguiente figura; es decir, ¿Qué es necesario para conformar una metodología específica para ductos terrestres?

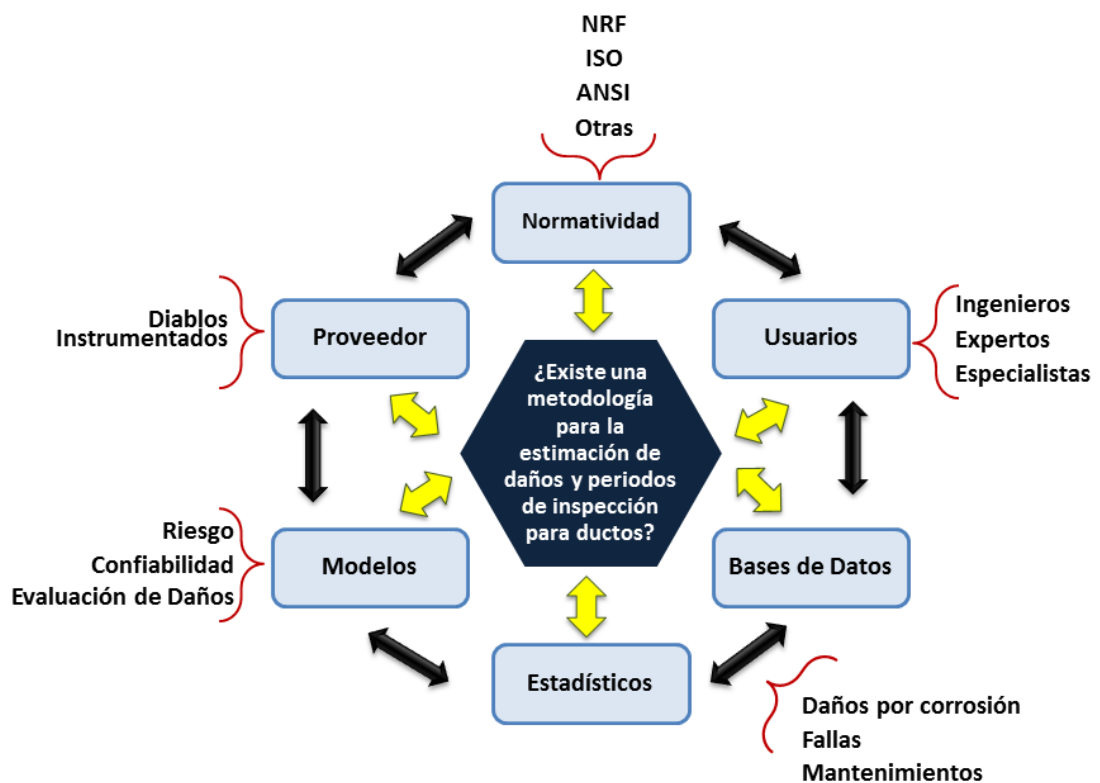


Figura 1.8 Visión sistémica de elementos involucrados para la estimación de umbrales de daño y periodos de inspección óptimos en los sistemas de ductos terrestres. [Elaboración propia, 2012]

En la figura anterior, se puede observar que el flujo de los subsistemas no tiene un orden específico, es decir que los elementos tienen una interrelación entre sí.

Tomando como referencia la información antes descrita y considerando que actualmente no se cuenta con una metodología que ayude en la estimación de umbrales y periodos de inspección óptimos en los sistemas de ductos terrestre, en esta tesis se propone desarrollar una Metodología que agrupe, direcciona y orqueste a todos los elementos del sistema en un solo proceso; además de que se estandarice con el fin de que pueda ser operado a través del tiempo considerable con el fin de estimar poder estimar los umbrales de daño ocasionados por la presencia de la corrosión externa en los ductos terrestres, así como establecer periodos de inspección óptimos para dichos sistemas.

1.4 Resumen de Capítulo

En este capítulo se expusieron los antecedentes, a partir de los cuales se origina la iniciativa de contar con una Metodología para estimar umbrales de daño y periodos de inspección óptimos en los sistemas de Ductos Terrestres.

Marco Conceptual: Esta sección está representada por la Pirámide Conceptual, la cual nos ayuda a identificar el punto de referencia sistémico donde se exhiben los elementos totales sobre los cuales se desarrolla la siguiente propuesta de Tesis, así mismo se realiza la descripción de los conceptos generales. Finalmente se realiza un diagrama donde se indican los subsistemas que participan en la estimación de umbrales de daño y periodos de inspección óptimos en los sistemas de Ductos terrestres.

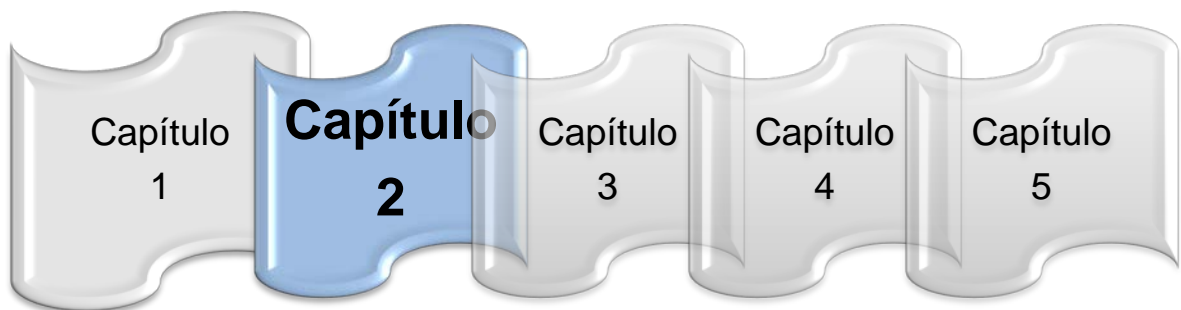
En el Marco Contextual se describe de forma global la visión que va de lo general a lo particular. El Marco contextual espacial nos ayuda a describir de forma general los sistemas involucrados dentro de la industria petrolera, hasta llegar a lo particular que es ductos terrestres que transportan hidrocarburos.

Por último se presenta una visión global o sistémica del producto principal de la tesis, así como los sistemas involucrados.

En el capítulo siguiente, se muestra un análisis de los sistemas semejantes al propuesto en esta tesis, con el fin de realizar una evaluación y realizar un diagnóstico de su funcionamiento.

Capítulo 2.-

Análisis de la Situación Actual.



Presentación del Capítulo 2

Una vez definido los conceptos y contexto en que se desenvuelve la problemática, es preciso fundamentar y justificar mediante un análisis la razón por la cual se propone la creación de una nueva metodología como un apoyo en la evaluación de los daños ocurridos en los ductos terrestres para la disminución de costos de mantenimiento y sobre todo de riesgos.

CAPÍTULO II. – ANÁLISIS DE LA SITUACIÓN ACTUAL

2.0 Introducción.

En el capítulo anterior, se revisó el marco conceptual y contextual, en donde se realizó una pirámide conceptual la cual describe los elementos principales involucrados en esta tesis; así mismo se generó un diagrama mostrando la visión sistémica.

Ahora en este capítulo, se muestra de manera resumida una línea de tiempo de la historia mundial y nacional del petróleo, con el fin de identificar de manera general los sistemas involucrados dentro de la industria petrolera.

2.1 Análisis, Evaluación y Diagnóstico de las Metodologías Actuales.

Actualmente, la industria petrolera ha sido motivo del desarrollo de diversas metodologías para el análisis de sus ductos, posteriormente dichas metodologías han sido implementadas en sistemas computacionales con el fin de facilitar su operación, sin embargo, en el afán de abarcar un mayor campo de aplicación, no se ha realizado un análisis de la situación actual, es decir no se han identificado las áreas de oportunidad dentro de los problemas que hoy en día presenta la industria petrolera.

2.2 Estándares y Mejores Prácticas Utilizadas en los Sistemas de Ductos

A lo largo de la historia, todas las industrias sin importar el ramo al que pertenezcan, han desarrollado técnicas para establecer y constituir un programa de mejora, considerando que en medida que éste se apoye en enfoques utilizados en la práctica mundial se obtendrán mejores resultados.

Por tal motivo la industria petrolera, para llevar a cabo la Evaluación y Administración de Riesgo de todos los Sistemas de Ductos, aplica metodologías las cuales permiten identificar y priorizar los proyectos para la reducción de Riesgos, así como las acciones de mantenimiento requeridas en los sistemas de ductos de terrestres.

La industria petrolera a través de la administración del riesgo realiza un análisis, evaluación y control o reducción de los riesgos a que está expuesta la industria petrolera con el fin de

eliminarlos, reducirlos, a los costos más bajos posibles, para minimizar los efectos económicos adversos y sus consecuencias en la población y medio ambiente.

La administración del riesgo en los ductos comprende la evaluación de las probabilidades de ocurrencia de eventos negativos o no deseados, multiplicados por la severidad en caso de ocurrencia de los mismos. A través de un indicador de riesgo, es posible evaluar, priorizar y seleccionar las acciones y proyectos que permitan administrar los riesgos con base en las reglas de operación del negocio.

La figura 2.1 muestra los elementos que intervienen para la obtención de los objetivos para la administración de riesgos.



Figura 2.1 Administración de Riesgo en Ductos

Como se mencionó anteriormente, actualmente existen diversas técnicas utilizadas para realizar la evaluación de daños en los sistemas de ductos, en la figura 2.2 se identifican algunos de los elementos principales en la evaluación de los sistemas.



Figura 2.2 Técnicas para la Evaluación de Sistemas de Ductos Terrestres.

Para facilitar su aplicación, dichas técnicas fueron implementadas en sistemas computacionales, las cuales son utilizadas con el fin de realizar la evaluación de daños de corrosión interna y externa de los sistemas de ductos utilizados por la industria petrolera.

Entre los sistemas computacionales más utilizados están:

IAP, Programa de Evaluación de Integridad (Integrity Assessment Program) [Manual de apoyo para manejo del IAP,2003]

Sistema computacional utilizado básicamente para obtener el perfil de riesgo a lo largo de la longitud de un segmento de ducto, se proporciona de manera gráfica, resaltando de manera automática la sección de más alto riesgo y en forma tabular mostrando cada uno de los Factores de Probabilidad de Falla y los Impactos de Consecuencia de Falla.

Características principales

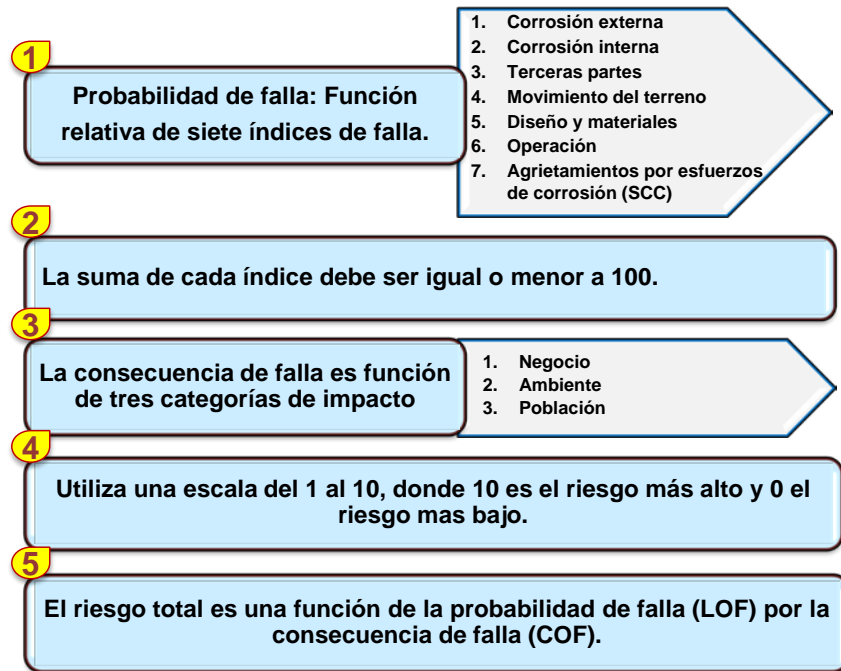


Figura 2.3 Características principales de IAP (Integrity Assessment Program)

Dentro de la metodología utilizada por el IAP, sigue una serie de pasos para realizar la evaluación de riesgo, los cuales se muestran en la figura siguiente:

Pasos para la evaluación de Riesgo

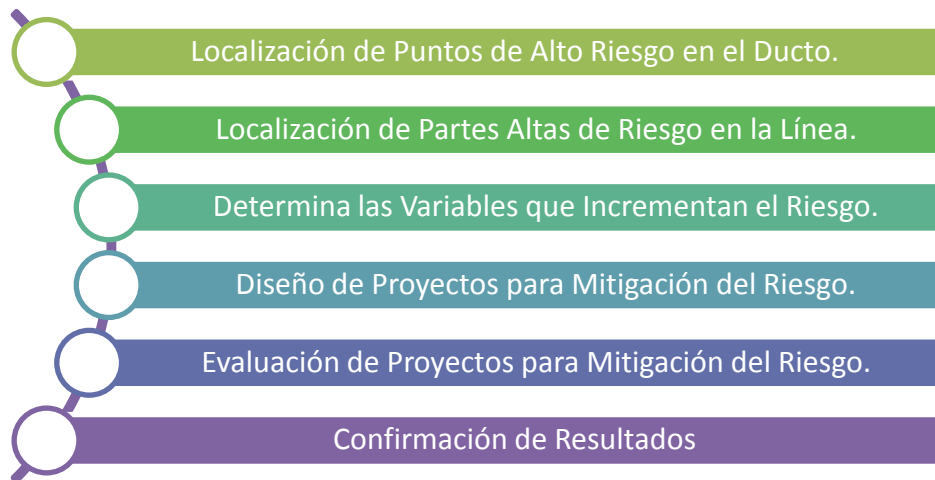


Figura 2.4 Pasos a seguir para la evaluación de riesgo.

Otro de los sistemas computacionales utilizados actualmente es el siguiente:

IMP, Programa de Administración de Integridad (Integrity Management Program)
[<http://www.phmsa.dot.gov/pipeline/imp>]

Software utilizado para evaluar la integridad del ducto, analizando los aspectos medulares de la vida del ducto como son: diseño, mantenimiento, operación, etc.

Este sistema es utilizado básicamente en estaciones de Bombeo, compresión, medición y regulación.

Por último, pero no menos importante es:

PIRAMID, Análisis de Riesgo en tuberías para el mantenimiento y decisiones de Inspección (Pipeline Risk Analysis for Maintenance and Inspection Decisions) [<http://www.piramid.ca>]

Software utilizado para la evaluación del riesgo del ducto, obteniendo los segmentos de ducto donde los posibles incidentes pueden ser mayores y de esta forma realizar la toma de decisiones para la reducción de dichos riesgos.

A continuación se presenta un análisis y la evaluación de tres de los sistemas computacionales mas utilizados para la evaluación de riesgos en los ductos por la industria petrolera.

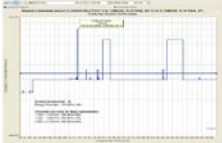
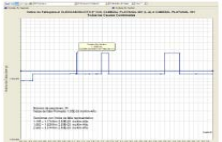
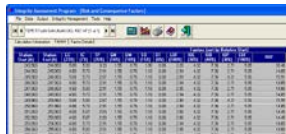
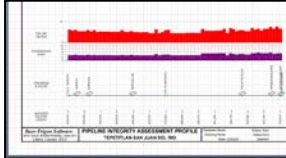

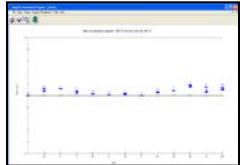
2.3 Comparación y evaluación de sistemas de análisis de riesgo.

En la tabla siguiente se enlistan las características de los modelos actuales para la evaluación del riesgo en empresas petroleras.

Tabla 2.1 Comparación de sistemas de análisis de riesgo

| | PIRAMID Pipeline risk Analysis for Maintenance & Inspection Decisions | IAP Integrity Assessment Program | IMP Integrity Management Program |
|----------|--|--|--|
| Objetivo | Evaluar el riesgo en ductos que transporten hidrocarburos, utilizando algoritmos de evaluación de riesgo relativo. | | |

| | PIRAMID Pipeline risk Analysis for Maintenance & Inspection Decisions | IAP Integrity Assessment Program | IMP Integrity Management Program |
|--|---|---|---|
| Qué tipo de riesgo es calculado | <p>Calcula varias probabilidades de falla por corrosión interna, externa, impacto del equipo o daño mecánico peligro geotécnico en el sistema histórico.</p> <p>Utiliza como base, los resultados obtenidos a partir de la inspección en de equipo instrumentado.</p> | <p>La jerarquía para evaluar el riesgo total involucra la probabilidad de falla (seis tipos de falla), por las consecuencias de falla (tres tipos de impactos), a través de más de 200 variables, que producen valores que permiten identificar el riesgo, para ponderarlo y tomar decisiones adecuadas en cuanto a la canalización de recursos económicos y humanos (Asignación de Proyectos).</p> | <p>Calcula el riesgo en base a 8 Factores de Probabilidad de falla y 3 Impactos de Consecuencia de Falla</p> |
| Variables Utilizadas | <p>Este proceso analítico involucra la incorporación de información de:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1) diseño, construcción, 2) operación 3) mantenimiento 4) pruebas 5) inspección 6) cualquier otra relacionada con el sistema de ductos | <p><u>Variables de Factores de Riesgo:</u></p> <ol style="list-style-type: none"> a) Variables ambientales b) Variables de Diseño c) Variables de Monitoreo y desempeño del ducto d) Variables de Rehabilitación <p><u>Variables de Consecuencia de Riesgo</u></p> <ol style="list-style-type: none"> a) Variables Sensitivas b) Variables de Volumen Impactado: Afectación al medio Ambiente | <p><u>Factores de Probabilidad de Falla</u></p> <ol style="list-style-type: none"> a) Mecánico b) Materiales c) Operación y/o Mantenimiento incorrecto d) Instrumentación e) Fabricación/Construcción f) Fuerzas Ambientales g) Eléctrico h) Terceras partes y Seguridad i) Corrosión externa, interna diseño, operación. <p><u>Impactos de consecuencia de Falla</u></p> <ol style="list-style-type: none"> a) Impacto a la Población b) Impacto al Ambiente <p>El Modelo considera Variables cualitativas y cuantitativas divididas en tres grupos (Exposición, Mitigación y Resistencia) y que integran información de Diseño, operación, mantenimiento, seguridad.</p> |

| | PIRAMID Pipeline risk Analysis for Maintenance & Inspection Decisions | IAP Integrity Assessment Program | IMP Integrity Management Program |
|---|--|---|--|
| Resultados obtenidos por el software | <p>De manera general los valores que se toman es el riesgo (\$/Km-año) y el índice de falla (Inc./Km-año).</p> <p>- Índice de riesgo</p>  <p>- Índice de Fallas</p>  | <p>Tiene la opción de representar los resultados ya sea de forma tabulada (gráficos) y figuras; además permite calcular MAOP, severidad de anomalías y defectos con base a criterio B31G, volúmenes de ruptura o fuga, perfiles de presión etc.</p>   | <p>Los resultados se dan en forma tabular y después se llevan a un graficador. Después de estos resultados se emite una serie de posibles escenarios para determinar el impacto que tendría un evento no deseado.</p>   |
| El software indica las acciones a realizar para combatir el riesgo calculado | <p>El software tiene una aplicación para mostrar acciones que se pueden efectuar y como se comporta el riesgo y la probabilidad de falla a futuro</p> | <p>Se puede realizar un análisis especializado de los resultados de riesgo, para cuantificar los efectos asociados para reducir el riesgo, de una variable determinada, así mismo permite crear y personalizar proyectos y actividades para minimizar el riesgo, también se puede realizar comparaciones de acciones a seguir para determinar cuál es la mejor opción determinando el costo beneficio. Cabe mencionar que es necesario que el modulo que realiza esta actividad este cargado en el sistema.</p> | <p>El software permite realizar diagramas de Tornado (graficas de dispersión) donde se visualizan las variables que contribuyen a incrementar el Riesgo y también aquellas que lo minimizan. Para un componente o elemento específico de la Instalación.</p> |
| Ventajas del Software | <p>Sirve como referencia para planear un mantenimiento para las zonas más críticas de los ductos de acuerdo a los parámetros establecidos por la SDC.</p> | <p>El software esta adecuado a la evaluación de ductos, evaluando la integridad del ducto, así como el riesgo intrínseco de este. Recomendando acciones correctivas para los puntos donde se tengan problemas.</p> | <p>Mayor robustez en su plataforma (SQL Server) para almacenamiento de datos. Utilización de un modelo de evaluación probabilístico. Mejor adaptación a un ambiente cliente servidor, con control de acceso.</p> |

| | PIRAMID Pipeline risk Analysis for Maintenance & Inspection Decisions | IAP Integrity Assessment Program | IMP Integrity Management Program |
|-------------|--|--|--|
| Desventajas | No es un software comercial | El software es vendido solo a operadores administradores de Ductos | El software es vendido solo a administradores de ductos. La calibración del modelo requiere de un gran análisis dependiendo de los componentes considerados. La totalidad de los resultados no se entregan en forma grafica, se hace uso de otras herramientas para graficar. |

A continuación se presenta un diagnostico de los sistemas antes descritos.

2.4 Diagnóstico de los sistemas actuales utilizados en la evaluación de riesgo en ductos.

Después de la evaluación realizada a los sistemas computacionales actuales utilizados por la industria petrolera para la evaluación del riesgo en ductos, se diagnosticó que existen varias metodologías empeladas a través de sistemas computacionales para realizar dicha evaluación; sin embargo ninguna de estas hace referencia a una estimación de daños, así como periodos de inspección óptimos para los sistemas de ductos.

Los sistemas computacionales a través de la metodología utilizada realizan una identificación del riesgo, posteriormente se analizan y evalúan los resultados, finalmente se emite un control de reducción de riesgos; a pesar de esto; las 3 metodologías presentadas no tienen como objetivo principal la evaluación de los daños ocasionados por corrosión externa en ductos terrestre, es decir, los parámetro utilizados son más amplios debido a las múltiples variables que analizan para obtener una serie de datos; en cuanto a la estimación de daños y periodos de inspección óptimos , dichas metodología por si solas no indican no arrojan dicha información, es necesario utilizar herramientas de apoyo para la obtención de los resultados deseados.

En base a lo anterior se obtiene la justificación del proyecto de tesis.

2.5 Justificación de Proyecto de Tesis

En base al análisis, evaluación y diagnóstico anterior, se concluye que: No existe actualmente una metodología basada en estrategias óptimas donde se consideren las consecuencias de las decisiones, por tal motivo se justifica el desarrollo de una **metodología que estime los umbrales de daño y periodos de inspección óptimos en los sistemas de ductos terrestres**, con el fin de:

- Tener una metodología que nos ayude al análisis de cualquier daño localizado en ducto provocado por corrosión externa.
- Disminución en la afectación de todo un sistema de ductos, provocando grandes pérdidas económicas, y en el peor de los casos pérdidas de vidas humanas y daño ecológico severo.
- Reducción de costos en el mantenimiento debido al alto costo de las inspecciones, los sistemas son inspeccionados en intervalos de varios años, y con ello se obtiene información con cierta certidumbre del estado de daño del sistema, lo que trasciende en decisiones de inspección y mantenimiento.
- Evitar la toma de decisiones a partir de la aplicación de metodologías basadas en criterios subjetivos y estadísticas gruesas de eventos.

Para lograr lo anterior, se tienen que cumplir los siguientes objetivos:

2.6 Objetivos del Proyecto de Tesis

Con el fin de conseguir lo descrito anteriormente, es necesario establecer una serie de objetivos los cuales son el fundamento para el desarrollo del proyecto de tesis.

2.6.1 Definición del Objetivo

Diseñar, proponer, desarrollar y aplicar una metodología para estimar de manera óptima umbrales de daño por corrosión externa y periodos de inspección óptimos en los sistemas de ductos terrestres.

2.6.2 Definición de Objetivos Particulares

- a) Detectar necesidades y áreas de oportunidad en las industrias que utilicen como medio de transporte de sus productos los ductos, con el fin de disminuir riesgos.
- b) Identificar y conocer el medio ambiente general para determinar el marco contextual y conceptual de la situación en estudio.
- c) Analizar, evaluar y diagnosticar la situación actual de los modelos utilizados por la industria petrolera para el análisis de daños localizados en ductos terrestres.
- d) Proponer y desarrollar una metodología con el fin de estimar los umbrales y periodos de inspección óptimos en los sistemas de ductos terrestres.
- e) Aplicar la metodología propuesta en un caso real, para estimar los umbrales de daños localizados en un ducto específico y los periodos de inspección óptimos para garantizar una disminución en el riesgo en dicho ducto.

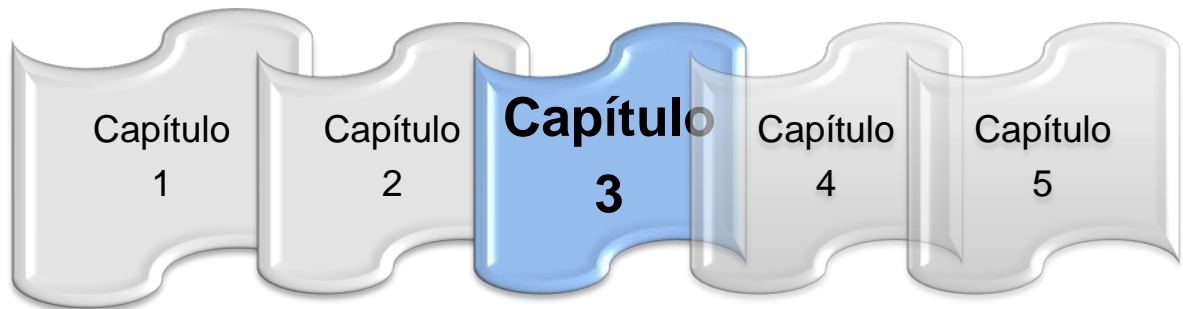
2.7 Resumen de Capítulo

En este capítulo, se realizó un Análisis, Evaluación y Diagnóstico de las Metodologías existentes utilizadas por la industria petrolera para la evaluación de riesgo. De manera resumida se obtuvieron las principales ventajas y desventajas de las metodologías; en base a ello se establecieron los objetivos de esta tesis.

A continuación se presentará el desarrollo de la metodología objeto del proyecto de tesis.

Capítulo 3.-

Desarrollo de la Metodología Propuesta



Presentación del Capítulo 3

Después de haber realizado un análisis de los métodos utilizados actualmente por la industria petrolera para el apoyo en el análisis de los daños producidos por la corrosión externa en los ductos terrestres, así como la justificación y los objetivos a seguir, se continua con el desarrollo de la metodología propuesta.

CAPÍTULO III. – DESARROLLO DE LA METODOLOGÍA PROPUESTA

3.0 Introducción.

En el capítulo anterior, se realizó un análisis, evaluación y diagnóstico de las metodologías existentes utilizadas actualmente en la industria petrolera; al término del análisis se determinó que no existe una metodología que estime umbrales de daño y periodos de inspección óptimos en los sistemas de ductos terrestres, por tal razón se propone el desarrollo de esta tesis.

A continuación se describirá y desarrollará la metodología propuesta en esta tesis.

3.1 Metodología propuesta.

La metodología propuesta plantea una formulación para dar solución a la problemática descrita anteriormente, con el fin de asegurar el cumplimiento de los objetivos propuestos en esta tesis.

Con la visualización del mapa de ruta de la metodología propuesta, se muestra la visión holística, es decir, la metodología se dividió para así poder analizar cada una de las partes que la componen, de esta forma será mucho más fácil comprenderla y por consecuencia aplicarla a un caso práctico.

La metodología propuesta se divide en 5 etapas generales, las cuales se muestran a continuación:

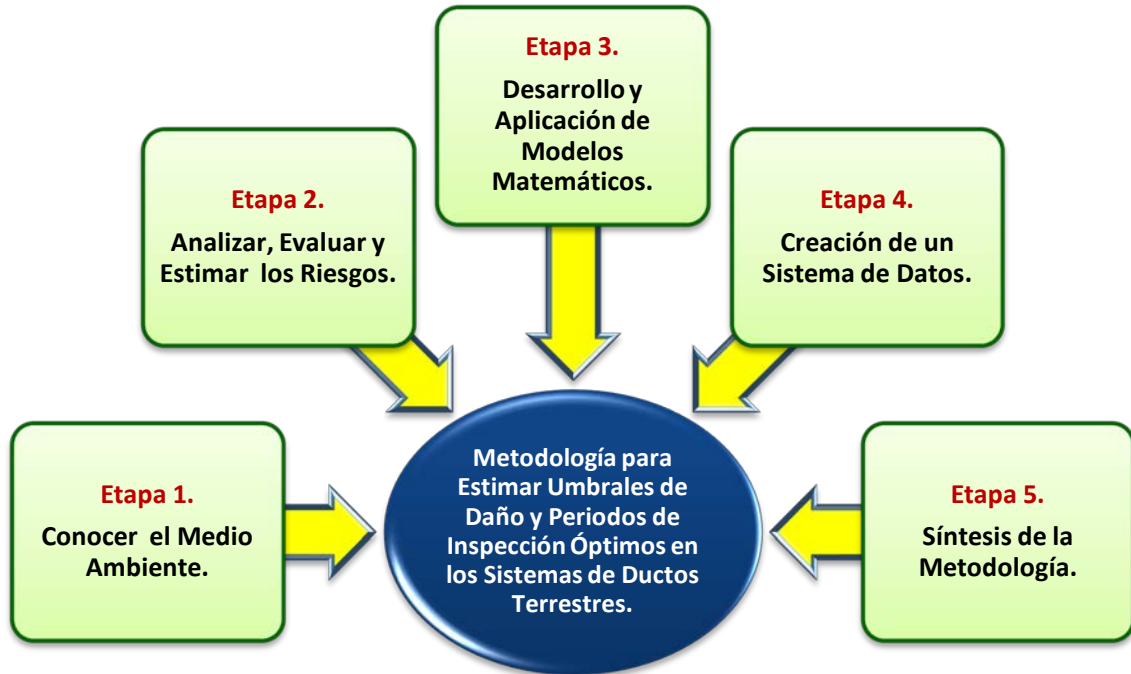


Figura 3.1 Mapa general de ruta de la metodología propuesta [Elaboración propia].

En seguida, se da una breve explicación acerca de cada una de las etapas que conforman la metodología de tesis propuesta.

Etapa 1. CONOCER EL MEDIO AMBIENTE.

En esta etapa se conocerá el medio ambiente donde se puede generar la problemática planteada en esta tesis.

Etapa 2. ANALIZAR, EVALUAR Y ESTIMAR RIESGOS.

Una vez conocido el medio ambiente donde se va a generar la problemática, se realiza un análisis y estimación de la ocurrencia de los posibles riesgos a localizar en nuestro campo de estudio.

Etapa 3. DESARROLLO Y APLICACIÓN DE MODELOS MATEMÁTICOS.

En esta etapa se desarrollarán y establecerán modelos matemáticos necesarios para comprender el desempeño de los sistemas de ductos terrestres en cuanto a confiabilidad del ducto, evolución de daños causados por corrosión externa, así como costo – riesgo.

Etapa 4. CREACIÓN DE UN SISTEMA DE DATOS.

A partir del resultado del desarrollo de los modelos matemáticos y la recopilación de la información se realizará una base de datos con el fin de que posteriormente se realice una calibración para obtener los parámetros de comparación obteniendo una máxima exactitud en los resultados.

Etapa 5. SINTESIS DE LA METODOLOGÍA.

Finalmente se realizará una síntesis de la metodología la cual indica los pasos a realizar para la obtención de la estimación de umbrales de daño y periodos de inspección óptimos en los sistemas de ductos terrestres.

A continuación, en la siguiente figura se muestra la Estructura Detallada de la Metodología propuesta con sus 5 etapas.

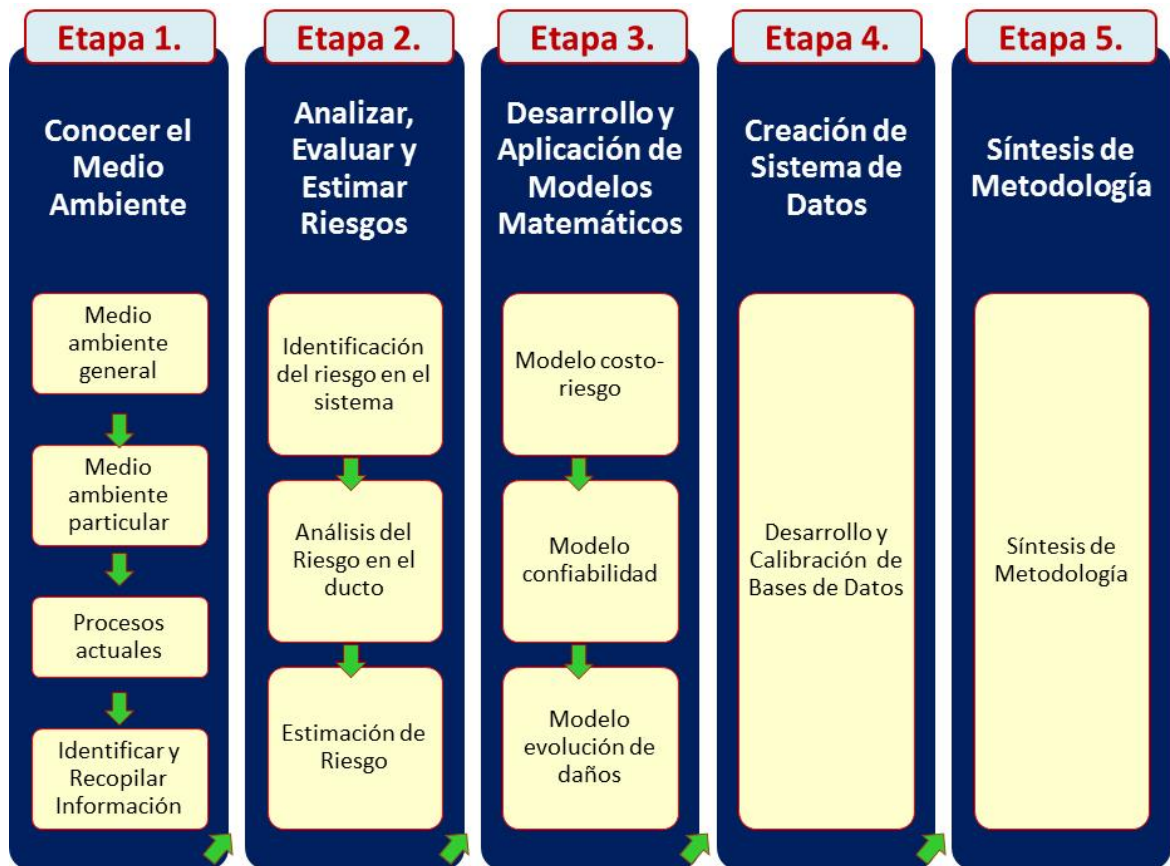


Figura 3.2 Mapa del proceso metodológico para el desarrollo de una metodología propuesta en esta tesis.

A continuación, se describe en forma más detallada cada una de las etapas de la Metodología para estimar umbrales de daño y periodos de inspección óptimos en los sistemas de ductos terrestres.

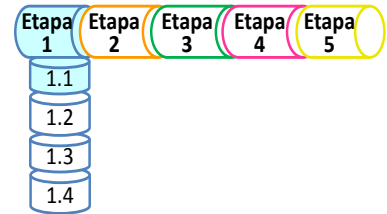
3.1.1 Etapa I. CONOCER EL MEDIO AMBIENTE.



Debido a que la industria petrolera mexicana es muy extensa, ésta primera etapa de la metodología, se enfocará únicamente a conocer el medio ambiente del área donde se presenta la problemática propuesta en esta tesis.

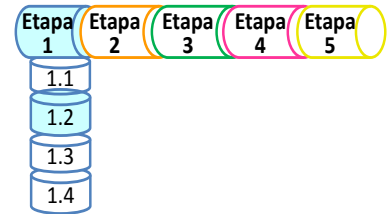
3.1.1.1 Subetapa 1.1 Conocer el Medio Ambiente General

Esta etapa nos permite conocer el macro sistema, es decir, conocer de manera los sistemas de ductos terrestres, los diversos métodos de transporte y su evolución.; hasta llegar al punto donde se puede originar la problemática planteada en esta tesis.



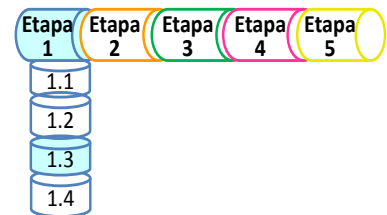
3.1.1.2 Subetapa 1.2 Conocer el Medio Ambiente Particular

Posterior al análisis del ambiente general, se realiza el análisis particular del ducto terrestre a utilizar en esta tesis; se comienza el análisis de los peligros a los que están expuestos los ductos, es decir la causa principal que pone en riesgo su funcionamiento.



3.1.1.3 Subetapa 1.3 Identificar los Procesos Actuales (¿Cómo lo hacen?)

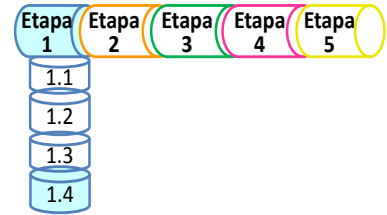
Identificación de metodologías, técnicas y/o procesos utilizados actualmente se utilizan para el análisis y/o evaluación de los ductos; específicamente las metodologías que sirven como apoyo en la detección y análisis de los daños provocados por la corrosión externa en los ductos terrestres. Cabe indicar que



para facilitar el uso de estas metodologías se han diseñado interfaces a partir de sistemas computacionales.

3.1.1.4 Subetapa 1.4 Identificar y Recopilar todo tipo de Documentación.

Posterior a la identificación y análisis de los procesos actuales, donde se comprobó que no existe una metodología que cubra los objetivos planteados en esta metodología.



A continuación se inicia con la selección de toda la información existente del ducto a analizar, es necesario recopilar, revisar, integrar la información relevante para conocer el estado actual del ducto, es necesario identificar las localizaciones específicas que representan un riesgo y entender las consecuencias que un incidente tendría con relación a la población, al medio ambiente y al negocio.

Como información principal debemos conocer los datos generales (diseño) del ducto, sobre la operación, fallas; así como las condiciones o acciones que contribuyan al crecimiento de los defectos, como pueden ser las deficiencias que tenga en la protección catódica, o la reducción de las propiedades del ducto. Asimismo, es necesaria la información relacionada con las técnicas de mitigación empleadas.

A continuación, se enlista información que es importante ser considerada como básica para iniciar el análisis del ducto.

Tabla 3.1 Tabla de información general del Ducto (Inicio)

| Diseño | |
|--------|--------------------------|
| 1. | Espesor de pared |
| 2. | Diámetro |
| 3. | Propiedades del material |
| 4. | Año de instalación |
| 5. | Cruces o encamisados |

| Construcción | |
|--------------|-----------------------|
| 1. | Prueba Hidrostática |
| 2. | Tipo de Suelo |
| 3. | Protección Catódica |
| 4. | Tipo de recubrimiento |

| Construcción | |
|--------------|------------------|
| 5. | Tipo de servicio |

| Operación Básica | |
|------------------|---|
| 1. | Reportes de Inspección |
| 2. | Monitoreo de la corrosión externa e interna |
| 3. | Contacto con otros ductos |
| 4. | Reparaciones |
| 5. | Vandalismos |
| 6. | Volumen transportado |
| 7. | Presiones de operación Máxima / Mínima normales |
| 8. | Historial de fugas / fallas |
| 9. | Condiciones del recubrimiento |
| 10. | Temperatura del ducto |

Así como es importante la recopilación de la información del ducto, es aún más importante conocer las características del tipo de suelo donde se encuentra el ducto a analizar; básicamente se examina la resistividad del suelo que nos ayuda a identificar que tan corrosivo es el suelo; potencial de hidrógeno para identificar su acidez, potencial redox para verificar el proceso de oxidación y reducción del suelo.

Es importante recopilar toda la información necesaria, la no disponibilidad de datos no debe ser una justificación para excluir del análisis del ducto; así como la vigencia de dicha información; Se debe utilizar toda la información disponible del ducto, evitando hacer generalizaciones de la información.

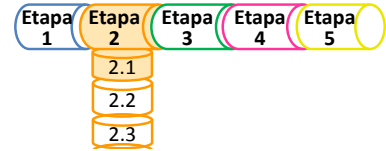
3.1.2 Etapa 2. ANALIZAR, EVALUAR Y ESTIMAR RIESGOS.

Después de conocer el medio ambiente particular y general, la identificación de los procesos que actualmente utiliza la industria, y finalmente iniciar con la recopilación de la información del ducto a analizar, se continúa con el análisis, evaluación y finalmente la estimación de riesgos; es decir, se determina la probabilidad de ocurrencia de los riesgos dentro del



sistema de ductos en estudio; de esta manera podremos obtener las vulnerabilidades frente a las pérdidas y valoración del riesgo.

3.1.2.1 Subetapa 2.1 Identificación del riesgo en el sistema.

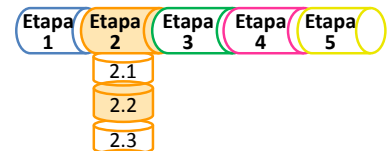


El análisis de riesgo es el estudio de las causas de las posibles amenazas y probables eventos no deseados, así como los daños y consecuencias que estos puedan producir, es decir, mientras mayor sea la vulnerabilidad mayor es el riesgo, pero cuando más factible es el daño, mayor es el peligro.

De manera general los riesgos se identifican aludiendo al daño al que se refiere o la exposición que se considera causante del daño; es decir, es la “probabilidad de daño” bajo determinadas circunstancias.

El riesgo presentado en el sistema de ductos no solo involucra el ducto como tal, si nos las amenazas y riesgos ocasionadas al medio ambiente, a los recursos humanos y pérdidas económicas.

3.1.2.2 Subetapa 2.2 Análisis del Riesgo en el ducto.



Posterior al análisis de los riesgos presentados en el sistema de ductos, se continúa con el análisis del riesgo presentado en el ducto.

El riesgo en el ducto se evalúa mediante la medición de dos parámetros: magnitud de la pérdida o daño posible, y la probabilidad que dicha pérdida o daño llegue a ocurrir.

La evaluación de riesgo es la parte medular del “Riesgo”, es por eso que se dice que dicho proceso es subjetivo, debido a que la incertidumbre asociada a la medición de cada uno de los parámetros es por lo general grande. Un riesgo con gran magnitud de pérdida o daño y una baja probabilidad de ocurrencia debe ser de forma distinta que un riesgo con una reducida magnitud de pérdida o daño y una alta probabilidad de ocurrencia.

El fundamento previo e inexcusable de la evaluación de riesgo es, la planificación preventiva y, que ésta ha de incluir la priorización de las actividades previstas, la evaluación ha de contemplar, necesariamente algún tipo de medida de los riesgos, que permitan su jerarquización.

Los resultados obtenidos del análisis, van a permitir aplicar alguno de los métodos para el tratamiento de los riesgos, que involucra identificar el conjunto de opciones que existen para tratar los riesgos, evaluarlas, preparar planes para este tratamiento y ejecutarlos.

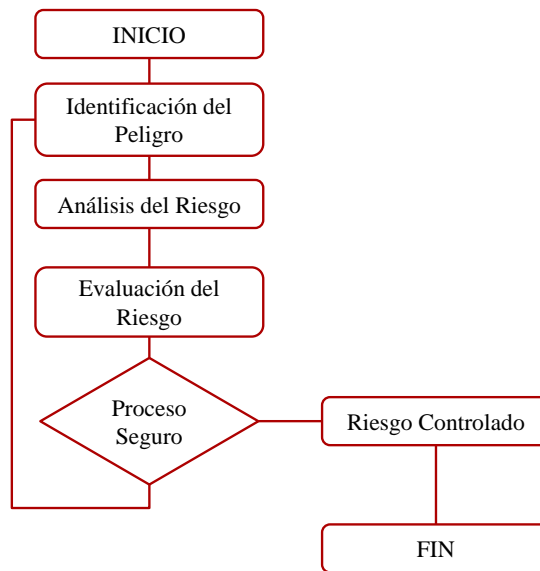
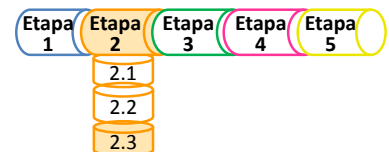


Figura 3.3 Método general de evaluación de riesgo

3.1.2.3 Subetapa 2.3 Estimación del Riesgo

Para cada uno de los peligros se deberá estimar el riesgo, determinar la severidad del daño (consecuencias) y la probabilidad de que ocurra el daño.



Para determinar la severidad del daño, es necesario considerar lo siguiente:

En cuanto a la probabilidad de que ocurra el daño, se puede graduar desde baja a alta según el siguiente criterio.

- Probabilidad alta: Es el daño que ocurrirá siempre o casi siempre

- Probabilidad media: El daño que ocurre solo en algunas ocasiones.
- Probabilidad baja: El daño ocurrido rara vez.

La figura siguiente, ayuda en la estimación de los niveles de riesgo de acuerdo a la probabilidad estimada y sus consecuencias esperadas.

Tabla 3.2 Matriz de niveles de riesgo

| | | CONSECUENCIAS | | |
|--------------|-----------|--------------------------|----------------|-----------------------------|
| | | Ligeramente Dañinos (LD) | Dañinos (D) | Extremadamente Dañinos (ED) |
| PROBABILIDAD | Alta (A) | Trivial (T) | Tolerable (TO) | Moderado (MO) |
| | Media (M) | Tolerable (TO) | Moderado (MO) | Importante (I) |
| | Baja (B) | Moderado (MO) | Importante (I) | Intolerable (IN) |

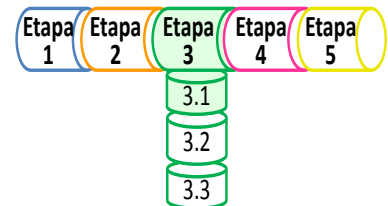
3.1.3 Etapa 3. DESARROLLO Y APLICACIÓN DE MODELOS MATEMÁTICOS.

En esta fase se establecen modelos matemáticos necesarios para comprender el desempeño de los sistemas de ductos, así mismo, se establecerá la técnica óptima para estimar umbrales de daño y periodos de inspección en los ductos terrestres., también se identificarán los factores principales que participan en la evolución de los daños provocados por la corrosión externa asociados a intervalos de tiempo (t).



3.1.3.1 Subetapa 3.1 Desarrollo de Modelo Costo – Riesgo.

Para esta metodología se diseño un Modelo Costo – Riesgo, el cual permite determinar el nivel óptimo de riesgo y el nivel adecuado de mantenimiento, con el fin de obtener el máximo beneficio o mínimo impacto al negocio, lo cual significa que el ducto continúe su operación continua garantizando una



máxima producción. Para garantizar la seguridad del ducto, se requiere que la operación del ducto se detenga con cierta frecuencia para poder realizar mantenimiento y ganar confiabilidad en el sistema.

La probabilidad de falla es una característica inevitable de cualquier sistema de ingeniería y solo se puede reducir a cero eliminando el sistema. Dado que esta opción es inaceptable pues se requiere el sistema para brindar cierto servicio o solución, la decisión reside en el nivel de riesgo que se está dispuesto a brindar para la seguridad del funcionamiento del sistema asociado con un cierto costo.

El riesgo puede aminorarse reduciendo la probabilidad de falla durante la ocurrencia de un evento peligroso o reduciendo las consecuencias de falla; cabe recordar que es importante que la producción deba ser mayor que los gastos.

Los sistemas de ductos son diseñados y utilizados en la industria petrolera con el fin de soportar cargas de presión que inducen esfuerzos de presión relativamente bajos comparados con los esfuerzos resistentes del sistema, sin embargo dicha capacidad resistente se ve disminuida cuando la pared del ducto se ve afectada por procesos de corrosión entre otros factores, los cuales ocurren a lo largo de la vida útil del ducto. Por esta razón, los grupos encargados de tomar decisiones, realizan inspecciones regularmente en periodos de varios años por medio de dispositivos electrónicos, los cuales proporcionan información del estado de deterioro del sistema, posteriormente se realiza un análisis con el fin de poder decidir qué zonas del sistema de ductos es necesario reparar.

El modelo costo – riesgo permite determinar el nivel óptimo de riesgo y la cantidad adecuada de mantenimiento para obtener el máximo beneficio o mínimo impacto en el negocio.

La figura 3.4 muestra gráficamente el modelo mencionado, en el cual destacan 3 curvas que varían con el tiempo.

- Curva de nivel de riesgo (Riesgo= Probabilidad de Falla x Consecuencia), asociado a diferentes periodos de tiempo o frecuencias de mantenimiento.

- Curva de costos de mantenimiento, en el cual se simulan los costos de diferentes frecuencias para la acción de mantenimiento propuesta
- Curva de impacto total, que resulta de la suma punto a punto de la curva de riesgos y la curva de los costos de mantenimiento. El mínimo de esta curva, representa la frecuencia para la cual la suma de los costos de la política de mantenimiento con nivel de riesgo asociado a esta política son mínimos; es decir hay un mínimo impacto posible en el negocio. Este mínimo está ubicado sobre el valor que pueda traducirse como el periodo o frecuencia óptima para la realización de una actividad de mantenimiento. Un desplazamiento hacia la derecha de este punto implicaría “asumir mucho riesgo” y un desplazamiento a la izquierda del mismo implicaría “gastar demasiado dinero”

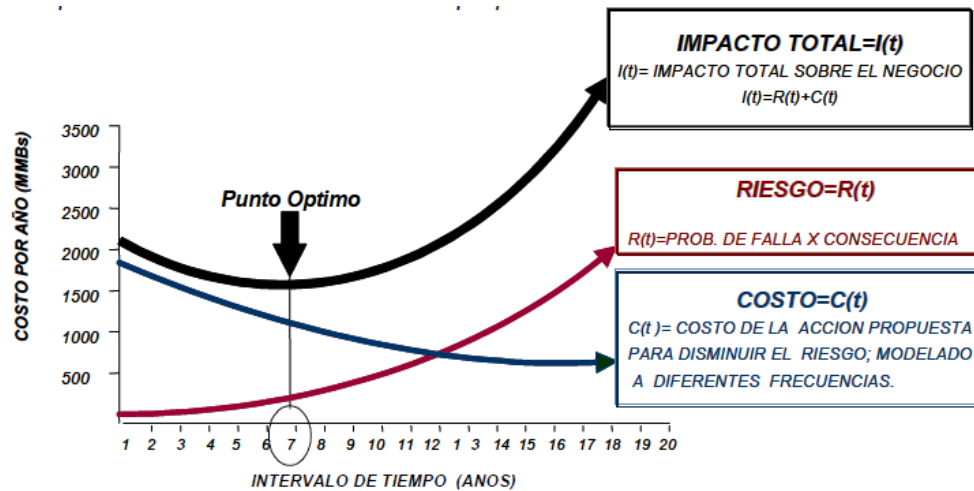


Figura 3.4 Modelo Costo - Riesgo

En el modelo de costo-riesgo nuestras variables a controlar son:

- Tiempo de inspección
- Nivel de deterioro de sistema, es decir profundidad de corrosión.
- Pérdidas económicas.

Las pérdidas económicas corresponden al ciclo de vida del sistema estructural y se expresan en valor presente. Se asume que después de que ocurre una falla en un segmento del sistema, este es reconstruido inmediatamente. Para evaluar el sistema, la línea es dividida en segmentos de igual longitud, aproximadamente de 2 o 3 m que equivalen a una longitud de excavación promedio. En el caso de que segmentos contiguos contengan daños, estos se

consideran como un solo segmento. Los segmentos a verificar mediante inspecciones directas son aquellas que corresponden a las probabilidades de falla relativamente más altas.

La formulación es de aplicación práctica, apegada a las condiciones de operación y de trabajo actuales de la industria petrolera. Para lograr lo anterior, se dará respuesta a las siguientes preguntas:

1. ¿Cuál es el nivel de seguridad mínimo de operación del sistema?
2. ¿Cuáles son las tasas de corrosión en el sistema?
3. ¿Qué zonas del ducto deben de repararse después de llevar a cabo una inspección?
4. ¿Cuál será la condición futura del ducto?
5. ¿Cuándo se debe realizar la próxima inspección?
6. ¿Cuál es el tiempo a la siguiente reparación?

Minimizar pérdidas económicas.

Consiste en disminuir costos en inspecciones, mantenimientos y reparaciones de los daños.

El propósito es minimizar las pérdidas económicas para un vector de parámetros de control q . Este vector de parámetros está caracterizado por el umbral de reparación expresado en términos de la profundidad de daño normalizada d^*/w_0 , el número de sitios $n_R = n_R(d^*/w_0)$ a verificar y en su caso reparar, el tiempo a la siguiente inspección Δt , el cual se asume constante durante el ciclo de vida de la estructura.

Debido a la relación funcional entre el umbral de reparación y el número de sitios a verificar, este último se estima a partir del valor asociado al umbral de reparación, aquí la función de utilidad se expresa en términos de una función de pérdida global, que matemáticamente se representa como sigue:

$$\min\{[E C_1(q) + C_R(q) + C_F(q)]\} \quad (3.1)$$

Donde:

$E[\cdot]$ es el operador esperanza.

C_I , C_R y C_F son respectivamente los valores de las pérdidas económicas asociadas al ciclo de vida debido a inspección, mantenimiento preventivo y falla.

Como se comentó anteriormente, la norma vigente de mantenimiento de ductos lleva a ciertos inconvenientes; los modelos desarrollados pueden emplearse para proponer modificaciones al documento normativo. Sin embargo este no es el propósito de este trabajo, por lo que se considera que la ecuación 3.1, se aplica bajo la siguiente restricción: el sistema se repara al tiempo t si la presión remanente al tiempo $t + \Delta t$, escalada por el factor ζ_R , es menor que la presión de operación, es decir se repara si:

$$P_M(t + \Delta t)\zeta_R \leq P_0 \quad (3.2)$$

Estrictamente la disminución de la presión remanente en el tiempo es función de la evolución de los daños. Por simplicidad, para este caso específico, la presión remanente al tiempo $t + \Delta t$, se asociará con un tamaño de daño con una probabilidad de excedencia del 5%. Es importante notar que la restricción anterior no violenta o contradice la normatividad vigente; por el contrario la satisface y se aplica adecuadamente.

Otra restricción en el proceso de minimización está asociado al tiempo de vida t_V que se desea extender; por tanto el número de inspecciones al sistema es $n_1 = t_V/\Delta t$. De acuerdo con lo anterior, el valor esperado de los costos de inspección se obtiene de la siguiente manera:

$$E[C_I] = \sum_{i=0}^{n_1-1} C_I \exp(-\gamma i \Delta t) \quad (3.3)$$

$$i = 0, 1, \dots, n_1 - 1$$

Donde el costo de inspección $C_I = C_I(\Delta t) = C_{I_0}(1 + \alpha_1)^{i \Delta t}$, $i = 0, 1, \dots, n_1 - 1$, es función del tiempo. El término C_{I_0} indica el costo inicial o actual del costo de inspección, α_1 es la fracción de incremento anual del costo de inspección, en esta expresión $i \Delta t$ denota el número de años.

La función que denota el inverso del logaritmo natural $\exp(\cdot)$ considera la actualización a valor presente, donde $\gamma \approx 0.05$ es la tasa de interés.

Un problema que es inevitable tomar en cuenta es el tipo de reparación que debe realizarse, es decir, el tipo y reparación a utilizar.

- a) Reparación del defecto (reparación local) donde no se satisfacen las especificaciones descritas.
- b) Reparación es por segmento de ducto, conocida en la práctica como sustitución de carrete. Este tipo de reparación ocurre cuando a lo largo de un segmento de ducto de al menos unos 5-10 m de longitud existen daños. Un ejemplo de este tipo de reparación ocurre cuando un solo defecto no satisface las especificaciones, no obstante existen una serie de daños pequeños a lo largo de un segmento que satisfacen dicha especificación. En este caso puede optarse por cambiar todo el segmento.

De este planteamiento surge el siguiente cuestionamiento: Dado que es necesario reparar, ¿Cual es la probabilidad que se emplee algún tipo de reparación en particular?
Por otra parte el valor presente de los costos de mantenimiento o reparación se obtiene de la siguiente forma:

$$E[C_R] = \sum_{i=0}^{n_I-1} \sum_{j=1}^{n_{SR} \leq n_S} \left[C_{R_0 P_{R_j}} (d^*(i\Delta t)) + C_{R_1} (1 - P_{R_j}(d^*(i\Delta t))) \right] \exp(-\gamma i\Delta t) \quad (3.4)$$

Rigurosamente los costos de reparación y la probabilidad de que se repare el j -ésimo segmento dependerán del nivel de daño encontrado durante la excavación. Según la norma de referencia *NRF-030-PEMEX-2009* si la profundidad máxima de daño d encontrada es mayor que $d^* = 0.1w_0$ entonces es necesario realizar un encamisado, y si el daño es suficientemente largo, entonces es necesario reemplazar el tramo de ducto en cuestión. (Ver anexo 1)

En este caso el costo de reparación puede representarse mediante la siguiente ecuación:

$$C_{R_0} = C_{R_{00}} \left[1 + \alpha_{21} \left(\frac{l_s}{3} - 1 \right) \right] (1 + \alpha_{20})^{i\Delta t} \quad l_s \geq 3 \quad (3.5)$$

Donde el primer término del lado derecho de la igualdad, representa el costo inicial de reparación $C_{R_{00}}$, el cual incluye costos de excavación, material, mano de obra, transporte y renta de equipo en un segmento de 3m, l_s es la longitud del segmento. El término del lado derecho α_{20} representa el incremento anual expresado como una fracción de $C_{R_{00}}$. El término multiplicativo $\alpha_{21} \left(\frac{l_s}{3} - 1 \right)$ describe el incremento económico como función de la longitud de segmento, el cual es expresado como fracción del costo de reparación $C_{R_{00}}$. Por el contrario, si la profundidad máxima de daño d encontrada es menor que $d^* = 0.1 w_0$ entonces es necesario realizar únicamente un esmerilado. En este caso el costo de reparación puede representarse mediante la siguiente ecuación:

$$C_I = C_I(i\Delta t) = C_{R_{01}}(1 + \alpha_{01})^{i\Delta t} \quad (3.6)$$

Por otra parte la probabilidad de que se repare con alguna de las técnicas (esmerilado, envolvente, cambio de carrete o tramo) dependerá de la profundidad del daño, por lo tanto esta se puede expresar como sigue:

$$P_{R_j}(i\Delta t) = \begin{cases} F_{D_j}(d^*(i\Delta t)) & \text{si } d_j \leq d^* \\ 1 - F_{D_j}(d^*(i\Delta t)) & \text{si } d_j > d^* \end{cases} \quad (3.7)$$

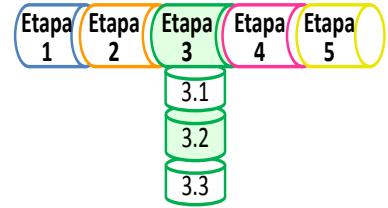
Por otra parte los costos de falla se pueden cuantificar como sigue:

$$E[C_F] = \sum_{i=0}^{n_I-1} \sum_{j=1}^{n_S} \left[C_{F_L} P_{L_j}(i\Delta t) + C_{F_R} (1 - P_{L_j}(i\Delta t)) \right] \int_{i\Delta t}^{(i+1)\Delta t} f_{F_j}(x) \exp(-\gamma x) dx \quad (3.8)$$

Donde C_{F_L} es el costo de falla por fuga, mientras que C_{F_R} es el costo de falla por ruptura. En forma similar $P_{L_j}(i\Delta t)$ es la probabilidad de que el sistema en el j -ésimo daño falle en forma de fuga, la cual es dependiente del tamaño del daño y consecuentemente del tiempo. Por el contrario $1 - P_{L_j}(i\Delta t)$ es la probabilidad de que el sistema falle por ruptura. Mientras que $f_{F_j}(x)$ es la función de densidad de probabilidad de falla, asociada al j -ésimo daño.

3.1.3.2 Subetapa 3.2 Modelo de confiabilidad.

El modelo de confiabilidad que formará parte de la metodología desarrollada en esta tesis, permite modelar y comprender el desempeño de los sistemas de ductos dependiendo del medio ambiente en el que se encuentren, así mismo, ayudará en la evaluación de los componentes del sistema y a la toma de decisiones preventivas y correctivas en los ductos.



En condiciones de operación, la falla de un ducto con un defecto de corrosión ocurrirá cuando la presión resistente P_R , sea menor que la presión de demanda P_D . Si estas presiones se obtienen de modelos matemáticos y se tratan como inciertas, entonces se pueden expresar respectivamente como:

$$P_R = P_R(X_R, Z_R, l, d) \text{ y } P_D = P_D(X_D, Z_D) \tag{3.9}$$

Donde X_R es un vector integrado por variables aleatorias, que describen la geometría del tubo (diámetro, espesor de pared) y la función constitutiva del acero. X_D es un vector de variables aleatorias que describen la variación de la presión de demanda en el punto (X, Y) , en este caso X describe la posición longitudinal del tubo y, Y la posición vertical con respecto a un sistema cartesiano adecuado. Z_R y Z_D son vectores de parámetros conocidos.

Las características geométricas del defecto de corrosión están dadas por la función $d(X_0, Y_0)$, que de manera práctica en este trabajo se expresan mediante una forma geométrica simple, con longitud l , proyectada en la dirección longitudinal del tubo, y por la profundidad máxima d .

La figura siguiente muestra la representación geométrica simple en los ejes x,y las dimensiones del ducto, considerando como:

x: Longitud (l)

y: Profundidad máxima (d)

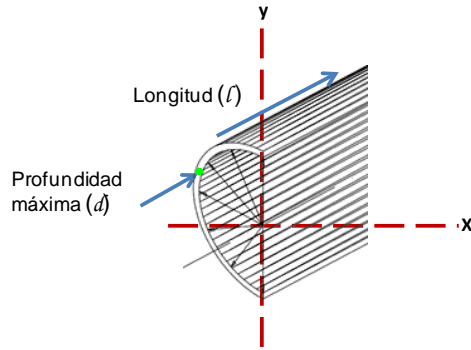


Figura 3.5 Representación de geometría simple de un daño

Con base en lo anterior la falla del tubo se puede representar por medio del margen de seguridad:

$$W(X, Z, l, d) = P_R(X_R, Z_R, l, d) - P_D(X_D, Z_D) \quad (3.10)$$

de manera que la condición de falla se presentará cuando:

$$W(X, Z, l, d) \leq 0 \quad (3.11)$$

Donde, $X = \{X_R, X_D\}$ y $Z = \{Z_R, Z_D\}$

Así, la probabilidad de falla del sistema con un defecto de corrosión de longitud y profundidad máxima dadas, con coordenadas (X, Y) , se puede estimar por medio de la ecuación:

$$P_F(l, d) = P[W(X, Z, l, d) \leq 0] \quad (3.12)$$

Función de Estado Límite.

La función de Estado límite indica el área donde se viola el criterio establecido, es decir que sobre pasa la región segura para entrar a la región de falla.

La función indica el límite entre la región segura y la región de falla como se muestra en la figura 3.7. En el caso de los ductos, la resistencia a presión de una tubería disminuye con la presencia de corrosión, la cual se representa de la siguiente forma:

$$P_R = K\sigma_0 \left(\frac{n}{e}\right)^n \frac{t_{ER}}{r_0} \tag{3.13}$$

Cabe indicar que la relación de espesor de la pared y el diámetro es aproximadamente menos de 0,05.

Donde:

$t_{ER} = t_0 - d_{max}(1 - g_d^{min})$ es un espesor reducido

t_0 = Espesor de pared original

d_{max} es la profundidad máxima del daño y el parámetro

$g_d^{min} = \min_{x_0 \in [\hat{a}, \hat{b}]} \{g^d(x)\}$, que cuantifica la contribución del material remanente en cada punto por defecto, donde $[\hat{a}, \hat{b}]$ es el intervalo en el que el material corroído existe.

En este caso el material remanente se define como el metal existente por encima del umbral de profundidad máxima.

En la figura se muestran presiones de falla experimental son comparadas con la calculada,

usando la ecuación $k = \left\{ \frac{1}{2e^n} \left(\frac{2+\sqrt{3}}{2\sqrt{3}} \right)^{n+1} \right\} \text{ ASSY}$ (3.14)

Dónde:

k es una constante y su valor depende del criterio de falla (criterio ASSY)

Para este fin se reportaron 56 pruebas, realizadas por diferentes autores utilizando diferentes criterios, las cuales fueron asociadas con defectos de corrosión donde son usados para calibrar este modelo:

Tabla 3.3 Pruebas realizadas por diferentes autores.

| Modelo | No. De pruebas |
|-----------------|----------------|
| Vieth y Kiefner | 10 |
| Mok et al | 7 |
| Cronin | 23 |
| Hopkins | 5 |
| Manucci et al | 4 |
| Choi | 7 |

De acuerdo a estas pruebas el error que se define como el cociente de la presión de falla predicha dividida por la presión experimental correspondiente, se obtiene para cada prueba y criterio de rendimiento.

En el criterio de ASSY, la media obtenida es 0.98 y la desviación estándar es 0.14. Estos parámetros estadísticos fueron considerando estimando ($P_{LongGroove} \approx P_{Plain}^*$), para este caso, las presiones de falla fueron denotadas por símbolos relleno como se muestra en

la Figura 3.6. En general, se puede afirmar que las predicciones obtenidas usando el criterio ASSY son más precisas usando cualquier otro criterio. Los círculos muestran los defectos reales de corrosión, los cuadrados indican daños del tipo ranura, maquinados.

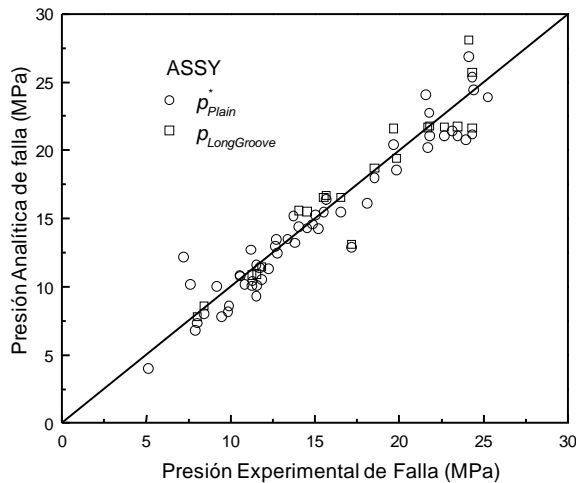


Figura 3.6 Modelo ASSY

Una fuente de incertidumbre está asociada con el tipo de fluido transportado, lo cual implica fluctuaciones de presión debido a la rugosidad y de la pared del ducto y de la posición del ducto como consecuencia del tipo de terreno y la profundidad en la que se encuentra. De acuerdo con lo anterior, la función estado límite asociada con la falla debido a la presión puede representarse de la siguiente forma:

$$W = (\varepsilon_1 P_R^d - P_D) \leq 0 \tag{3.15}$$

Donde P_R^d es la variable aleatoria de la presión resistente asociada con los defectos de corrosión de geometría conocida, el cual es una función de las propiedades geométricas y mecánicas del material. La variable aleatoria ε_1 considera el error en las predicciones del modelo mecánico, mientras que la función aleatoria P_D , dada por la ecuación de Bernoulli's ((Benedict, 1980), describe la variación de la presión del fluido que ejerce el fluido en La zona de defecto con coordenadas (X, Y) . La presión a lo largo del ducto es una función de cuatro factores como se muestra en la siguiente ecuación:

$$P_D = \varepsilon_2 \bar{P}_0 - \varepsilon_3 \gamma (Y - Y_0) + \gamma f \frac{\bar{Q}_c^2}{4g\pi^2 R_0^5} ((X - X_0)^2 + (Y - Y_0)^2)^{1/2} + \gamma h_b \quad (3.16)$$

El primero factor del lado derecho de la ecuación cuantifica la presión y su variabilidad en el punto de referencia (X_0, Y_0) , ε_2 es una variable aleatoria que considera las fluctuaciones de presión alrededor de una presión media \bar{P}_0 del fluido en el punto de referencia $(X_0 - Y_0)$. El segundo término cuantifica el cambio de presión debido a la altura del punto de referencia; ε_3 es una variable aleatoria que considera la incertidumbre en la presión del ducto con respecto a la profundidad, γ es la densidad media del fluido transportado. . El tercer término cuantifica las pérdidas de presión por fricción con la longitud e incluye las incertidumbres que intervienen, este término es una función del gasto \bar{Q}_c , constante gravitacional g , γ diámetro medio del ducto, \bar{R}_0 radio medio del tubo de la distancia relativa al punto de referencia del factor de fricción f , que depende de la viscosidad del fluido y de la rugosidad de las paredes del ducto. Finalmente, el cuarto término considera el posible aumento o disminución de la presión debido a la operación de una bomba o turbina en el segmento considerado, h_b es la carga expresada en altura; sin embargo en este caso se considerará $h_b = 0$

En la figura siguiente se muestra la representación gráfica de la superficie de falla.

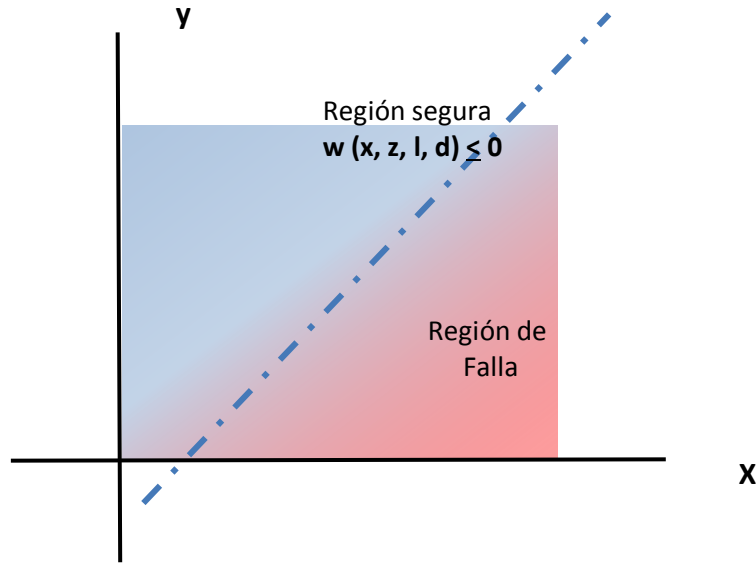


Figura 3.7 Representación gráfica de superficie de falla

Debido al proceso de medición del equipo, la longitud y profundidad máxima de daño son inciertas, además de que evolucionan con el tiempo t , por lo que se tratarán en lo que sigue como variables aleatorias y se denotarán respectivamente como $l = l(t)$ y $d = d(t)$, con función de densidad de probabilidad conjunta

$$f(d(t), l(t)) = f(l|d(t))f(d(t)) \quad (3.17)$$

De aquí se tiene que la probabilidad de falla asociada a un daño de longitud y profundidad incierta se puede escribir como:

$$P_F(t) = \int_0^\infty \int_0^{w_0} P[W(X, Z, l(t), d(t)) \leq 0] f(l|d(t))f(d(t)) dd dl \quad (3.18)$$

Por otra parte, si en un segmento de longitud dada existen n_D daños de corrosión, entonces la falla del sistema puede expresarse como la unión de los siguientes eventos:

$$U_i^{n_D}(W_i(\cdot) \leq 0) \quad (3.19)$$

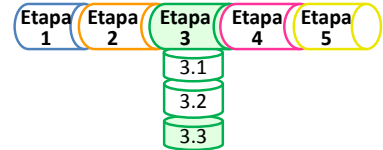
De aquí que la probabilidad de falla asociada al segmento de longitud dada se puede expresar como sigue:

$$P_F(t) = \int_0^\infty \int_0^{w_0} P[U_{i=1}^{n_D} W_i(X_i, Z_i, l_i(t), d_i(t)) \leq 0] f(l_i|d_i(t))f(d_i(t)) dd dl \quad (3.20)$$

En esta ecuación el sub índice $i = 1, \dots, n_D$, corresponde al i-ésimo daño por corrosión. Se considera que las integrales actúan sobre las funciones de densidad de probabilidad conjunta de cada daño.

3.1.3.3 Subetapa 3.3 Modelo de evolución de daños por corrosión externa.

En esta etapa se desarrolla el modelo de evolución de daños por corrosión externa, indicando los requisitos mínimos para la prevención de la corrosión externa, considerando factores como pueden ser: medio ambiente, pH de la solución, agentes oxidantes, temperatura, entre otros.



De acuerdo a la CID-NOR- N-SI-0001 “Requisitos mínimos de seguridad para el diseño, construcción operación, mantenimiento e inspección de ductos de transporte” indica los requisitos mínimos para la prevención de la corrosión exterior, pero a pesar de existir métodos para dicha problemática los daños existentes en los ductos en uso van evolucionando de acuerdo a varios factores como pueden ser: medio ambiente, pH de la solución, agentes oxidantes, temperatura, entre otros.

Por tal motivo y considerando cada uno de los factores se indica la siguiente ecuación que representa la evolución de los daños:

$$d(t + \delta) = d(t) + \int_t^{t+\delta} v(x)dx \tag{3.21}$$

Basada en esta expresión, los daños de corrosión asociados con un intervalo de tiempo $[0,t]$ y una segunda aproximación escrita de la siguiente forma:

$$d(t) = V_p t + \frac{V_0 - V_p}{q_0} [1 - \exp(-q_0 t)] \tag{3.22}$$

Por lo tanto, los parámetros ambientales: pH, ρ, E_{Redox} y E_{s-d} , son exponencialmente relacionados con la tasa de daños. En este caso, el objetivo es relacionar los parámetros ambientales V_p a través de la siguiente ecuación:

$$V_p = C_0 \exp[-(q_1 pH + q_2 \rho + q_3 E_{redox} + q_4 E_{s-d})] \quad (3.23)$$

Donde V_p Tasa media del valor del proceso de corrosión, C_0 Factor de escala, pH Potencial de Hidrógeno, ρ Resistividad, E_{redox} Potencial Redox, E_{s-d} Potencial suelo-ducto, $q_1 - q_4$ Constantes relacionadas al medio ambiente.

La tabla 3.4 muestra los valores de cada una de las constantes involucradas. Los valores de las constantes se obtuvieron ajustando adecuadamente la función 3.24 a un conjunto de mediciones de campo.

Tabla 3.4 Constantes de parámetros físicos

| Parámetros fisicoquímicos | Parámetros | |
|--|------------|---------|
| | Constantes | Valores |
| Potencial de Hidrogeno (pH) | q_1 | 0.6623 |
| Resistividad (ρ)/ Ωm | q_2 | 0.0069 |
| Potencial Redox (E_{redox}) /mV/SHE | q_3 | 0.0027 |
| Potencial suelo-estructura | q_4 | 0.9810 |
| Velocidad de Corrosión inicial/mm y^{-1} | V_0 | 0.6743 |
| Constante 1/año | q_0 | 1.7326 |
| Constante 2/mm y^{-1} | C_0 | 12.2652 |

En forma general, la desviación estándar se considera similar a la de un proceso de difusión y se especifica de la siguiente forma:

$$\sigma_{dmax}(t) = \sigma_0 \sqrt{t} \quad (3.24)$$

Donde $\sigma_0 = 0.14$ se obtuvo a partir de un ajuste realizado mediante mínimos cuadrados. Aquí se consideró que la distribución de probabilidades de las profundidades de los daños obedece a una distribución de Gumbel. Una forma clásica de verificar lo anterior es trazar los datos medidos en un papel de probabilidad, sin embargo, el inconveniente de que cada conjunto de parámetros físico-químicos sea asociado con una sola medición de los daños dificulta la verificación del tipo de función de valor extremo que caracteriza cada medición.

Una forma de superar los inconvenientes es transformar cada una de las mediciones y funciones de probabilidad en un espacio normalizado de la siguiente forma:

$$F_{Y_i}(y) = \exp[-\exp(-\alpha_i(y - \mu_i))] \quad (3.25)$$

La cual es una función de distribución acumulada asociada con el i -ésimo conjunto de parámetros físico-químicos X_i que a su vez están asociados con la i -ésima profundidad medida, d_i .

α_i y μ_i , Son parámetros asociados con la esperanza $E[Y_i(t_i, X_i)]$ y varianza $\text{var}[Y_i(t_i, X_i)]$ de $Y_i = Y_i(t_i, X_i)$ Como se muestra a continuación:

$$E[Y_i(t_i, X_i)] = \mu_i + \frac{\gamma}{\alpha_i} \quad (3.26)$$

$$\text{var}[Y_i(t_i, X_i)] = \frac{\pi^2}{6\alpha_i^2} \quad (3.27)$$

Donde $E[\cdot]$ es la Esperanza, $\text{var}[\cdot]$ Varianza, $\gamma \approx 0.57722$ constante de Euler. Si la variable aleatoria de Gumbel Y_i está relacionada con la variable aleatoria $S_i = \alpha_i(Y_i - \mu_i)$, este último también será del tipo Gumbel con los parámetros $\alpha = 1$ y $\mu = 0$. Por lo tanto si el conjunto de medidas $Y_i = d_i$ con los valores α_i y μ_i , se transforma un conjunto estandarizado de los valores $s_i = \alpha_i(d_i - \mu_i)$, por lo tanto este conjunto debe cumplir con la función estandarizada de Gumbel, especificada como:

$$F_s(s) = \exp[-\exp(-s)] \quad (3.28)$$

El enfoque anterior es general, debido a que cualquier otra función de valores extremos (tipo II o tipo III) puede ser transformada en una función tipo Gumbel. Esta función de valor extremo proviene de una función de distribución generalizada. Después de analizar los datos en diferentes papeles de probabilidad como se muestra en la figura 3.8, se determinó que la profundidad máxima de daños por corrosión satisface una función de distribución de probabilidad de Gumbel. Esto puede ser fácilmente verificado por el conjunto de los valores

estandarizados S_i debido a que tiene un comportamiento lineal en el papel de probabilidad Gumbel.

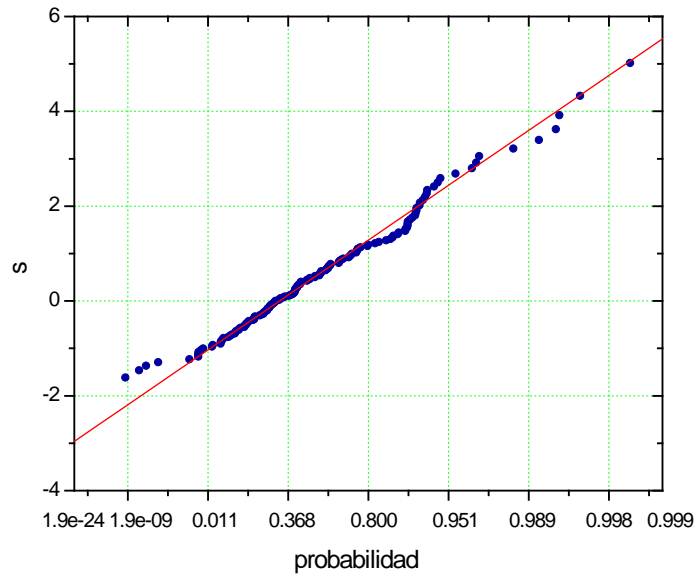


Figura 3.8 Papel de probabilidad función tipo Gumbel

3.1.4 Etapa 4. CREACIÓN DE SISTEMA DE DATOS.



En la etapa de calibración de Base de Datos se realiza una comparación entre varias fuentes de información, con el objetivo de ir ajustando los datos para tener una mayor exactitud posible a la realidad en nuestra metodología.

A continuación se muestra la profundidad máxima de los daños de corrosión reportados por Denison y Romanoff. Estos daños fueron medidos sobre bloques de acero inmerso en tres diferentes tipo de suelo: suelos orgánicos oxidantes (Gráficas 5a1-a3), suelo inorgánico reducido (Gráfica 5b1-b3) y orgánico reducido (5c1-c3). Los valores de daños medidos son mostrados con símbolos, unidos por líneas continuas para indicar la evolución de los posibles daños, sin embargo la unión con dichas líneas no corresponden exactamente a la evolución del daño, ya que cada símbolo corresponde a un bloque particular y es independiente de los otros. La conexión entre las medidas es que éstas pertenecen a

entornos similares, ya que los bloques fueron inmersos juntos. Como resultado, en algunos casos, el daño parece disminuir con el tiempo, lo cual es físicamente imposible.

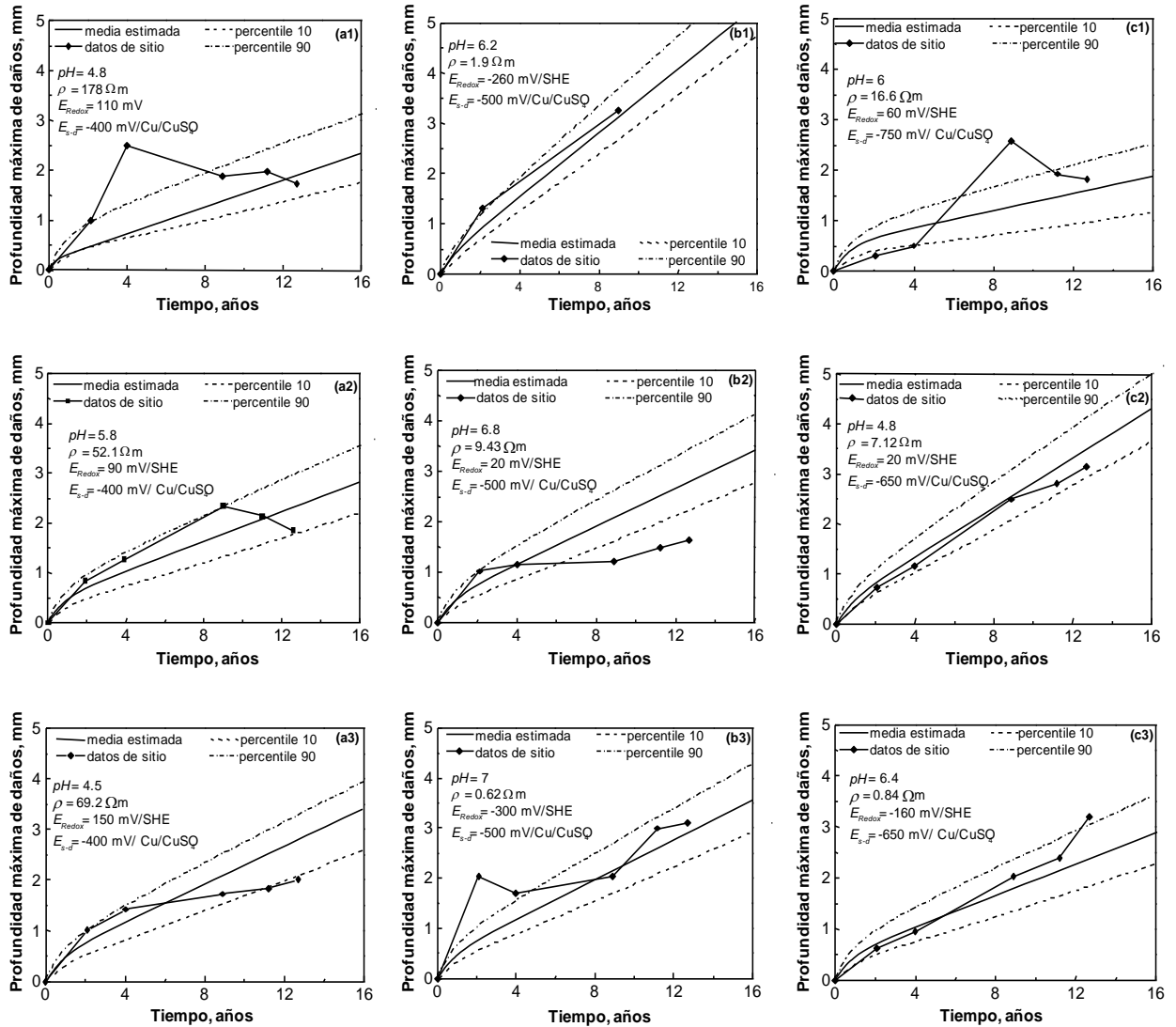


Figura 3.9 Evolución de la profundidad máxima a la corrosión con el tiempo en función de diferentes tipos de suelo con los datos obtenidos la base de datos de NBS

La línea discontinua 3.9 representa los percentiles 10 y 90 correspondientes. Los parámetros de los valores ambientales utilizados en este modelo, corresponden a las mediciones en sitio.

Por otra parte, el análisis considera que el tiempo de nucleación de los daños corresponde al tiempo en que los bloques fueron enterrados. En la figura anterior se muestra que los valores pronosticados por el modelo concuerdan con las mediciones, excepto en la gráfica 3.9-b2. Cabe señalar que la aplicación del modelo es independiente de la clasificación del suelo mencionado porque el suelo corrosivo es la función de los factores descritos anteriormente. Como se muestra en la figura 3.9-a1 en suelos inorgánicos oxidantes es menor los valores de la profundidad de los daños, debido a que el oxígeno a la corrosión es más estable (el óxido formula películas de protección) los daños son asociados con mayores resistividades las cuales no aparecen en los otros dos tipos de suelo.

De acuerdo a los resultados, el modelo describe con gran aproximación los resultados de los daños medidos, así como su evolución. En este caso la robustez de los modelos radica en el hecho de que si los parámetros ambientales de la base de datos de NBS no se utilizaron para obtener los parámetros de el modelo propuesto, un buen acuerdo entre las medidas y los daños estimados logrados.

3.1.5 **Etapa 5. SINTESIS DE METODOLOGÍA.**

Finalmente, al término del desarrollo de la metodología, se establecen una serie de pasos para que sean utilizados en la aplicación de un caso práctico.



Después de haber descrito cada uno de los componentes de la metodología propuesta, y obteniendo los modelos matemáticos que nos ayudarán a satisfacer un balance entre pérdidas económicas debido a inspección, mantenimiento, fallas y el nivel de seguridad del tubo.

Es importante recordar que esta metodología es exclusivamente para ductos enterrados los cuales sufren de diversos daños debido al contacto que tienen con agentes agresivos que provocan la corrosión externa.

La metodología consiste en 8 pasos a seguir, los cuales facilitan el proceso de aplicación:

1. El sistema se clasifica y numera en segmentos contiguos de longitud dada.

Tomando como referencia los datos obtenidos de la información proporcionada por las corridas de diablo del ducto a analizar, los segmentos contiguos de aproximadamente 2 o 3 m. que tienen defectos de corrosión externa se consideran como un solo segmento, es decir son agrupados y considerados como un solo segmento, para posteriormente asignar un numero consecutivo. Esta actividad se realiza cuantas veces sea necesario hasta terminar de asignar la numeración del sistema a analizar.

2. Calcular la probabilidad de falla de cada uno de los segmentos.

La probabilidad de falla nos indica la frecuencia con la que el evento asociado a la corrosión exterior se produce, dicha probabilidad se expresa en términos de un índice de confiabilidad. Actualmente existen varios métodos para su cálculo, por lo cual se utiliza el método que se desee.

3. Se fija un valor de confiabilidad β^* , el cual está asociado a un umbral de mantenimiento.

El índice de confiabilidad se define como la distancia entre la región de falla y la media del margen de seguridad, la cual se debe expresar en términos de desviaciones estándar. Dicho índice en este caso va a ser un valor propuesto de acuerdo a normatividad.

4. Ordenar los segmentos de acuerdo al valor de probabilidad de falla estimado.

Después de haber obtenido el índice de confiabilidad el cual nos indica la probabilidad de falla obtenida en el análisis, se procede a realizar una re-numeración de cada uno de los segmentos de mayor a menor de acuerdo al valor obtenido.

5. Se calculan los costos de inspección, mantenimiento y fallas.

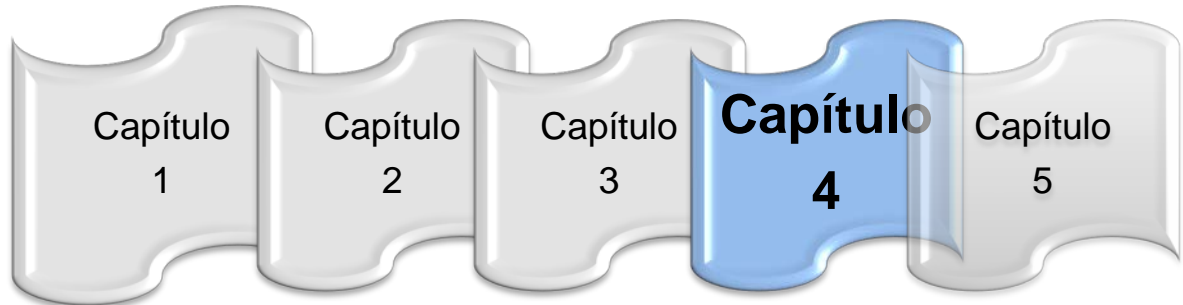
A continuación se realiza el cálculo de los costos, los cuales varían de acuerdo a la probabilidad de falla, a su tipo y a la reparación o mantenimiento que ésta necesite para así poder calcular un costo total.

6. Los pasos 3 a 5 se repiten un número suficiente de veces, de tal manera que se puede construir una curva de costos esperados totales como función de β^* .

7. Se selecciona el índice de confiabilidad β_{opt} el cual corresponde al valor de β^* que está asociado al costo total esperado mínimo.

Capítulo 4.-

Aplicación de la Metodología Propuesta



Presentación del Capítulo 4

En el capítulo anterior se describió la metodología propuesta en esta Tesis.

A continuación se detallará un caso de estudio, tomando como referencia datos reales de un ducto el cual presenta corrosión externa. Se realizará una evaluación de daños, así como un pronóstico de fallas con el fin de evitar futuros accidentes.

CAPITULO IV. – APLICACIÓN DE LA METODOLOGÍA PROPUESTA

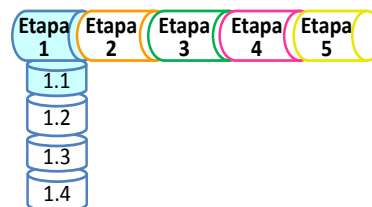
4.0 Introducción.

Después de haber analizado y explicado paso a paso la metodología propuesta en esta tesis, a continuación se presentará un caso de estudio, el cual se parte de datos reales.

4.1 Etapa I. CONOCER EL MEDIO AMBIENTE.



4.1.1 Subetapa 1.1 Conocer el Medio Ambiente General



Actualmente existen diversos métodos de transporte de hidrocarburos en la industria petrolera, a través del paso del tiempo dichos métodos han ido evolucionando. Para el

transporte terrestre, durante algún tiempo, resultó muy beneficioso el ferrocarril pero conforme aumentaba la producción petrolera las empresas desarrollaban medios de transporte para este sector, tenían la necesidad de mejorar su sistema de seguridad así como su capacidad de carga. Fue a partir de la Segunda Guerra mundial que se comenzó la fabricación de tuberías de grandes diámetros para el tendido de ductos que recorrerían largas distancias, y fue así como se empezaron a emplear los primeros oleoductos, gasoductos y poliductos.

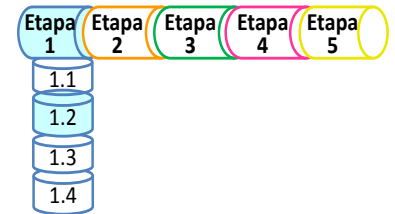
Hoy en día aproximadamente el 61% de hidrocarburos son transportados por ductos, debido a que es un medio de transporte eficiente, más seguro y de bajo costo.

La industria petrolera mexicana, actualmente cuenta con una red de ductos terrestres y marinos de más de 65,339 km, dichos ductos están en constantes peligros potenciales entre los cuales se encuentran peligros naturales, deterioro con el tiempo, errores de operación, daños por terceros, entre otros.

Para la elaboración del caso real de esta tesis se analizó un sistema, específicamente un tramo de ducto terrestre existente perteneciente a la industria petrolera mexicana, debido a un acuerdo de confidencialidad no se especifica el sistema que se está analizando, lo cual no es un impedimento para la obtención de resultados confiables.

4.1.2 Subetapa 1.2 Conocer el medio Ambiente Particular

Posterior al análisis del ambiente general, se realiza el análisis particular del ducto terrestre a utilizar en esta tesis; el cual es un sistema ubicado en la zona sur de México, el cual transporta una mezcla de crudo.



Existen diversos peligros, entre los que se encuentran:

1. Dependientes del tiempo.
 - a) Corrosión Interna
 - b) Corrosión Externa
 - c) Agrietamiento por corrosión y esfuerzo (SCC)

2. Estables
 - a) Defectos de Fabricación
 - b) Soldadura
 - c) Equipo

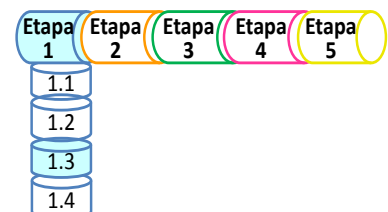
3. Independientes del tiempo
 - a) Daños mecánicos o por terceros
 - b) Procedimientos de operación incorrectos o no aplicados
 - c) Clima y fuerzas externas

En esta tesis, la metodología propuesta se enfoca en los ductos terrestres que sufren como daño principal la corrosión externa, de esta forma nuestro campo de estudio se va acotando.

4.1.3 Subetapa 1.3 Identificar los Procesos Actuales (¿Cómo lo hacen?)

Actualmente existen diversas metodologías, técnicas y/o procesos que se utilizan en el apoyo para la evaluación de las fallas localizadas en los ductos.

Durante el capítulo 2 se realizó el análisis de algunas de las



más importantes en el análisis de los ductos, específicamente se analizó las que se utilizan en el apoyo para la detección y análisis de los daños provocados por la corrosión externa en los ductos terrestres. Para facilitar el uso de estas metodologías se han diseñado interfaces a partir de sistemas computacionales

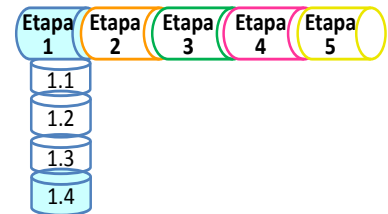
Se identificaron 3 de las interfaces más utilizadas las cuales a pesar de tener un sinfín de ventajas, no cubre los objetivos propuestos en esta tesis; por tal motivo se continúa con el desarrollo de la metodología.

Sin embargo a pesar de existir diversas metodologías, tanto su aplicación como la obtención de resultados requieren mucho tiempo, inclusive hoy en día no existe una metodología particular para la estimación de los umbrales de daño ocasionados por la corrosión externa, así como los periodos de inspección óptimos en los sistemas de ductos.

En el capítulo 2 “Análisis de la Situación Actual” se describe de manera detallada los modelos que actualmente se utilizan en la evaluación de riesgos en ductos.

4.1.4 Subetapa 1.4 Identificar y Recopilar todo tipo de Documentación.

Para comenzar el análisis particular de un ducto, es necesario recopilar, revisar, integrar la información relevante para conocer el estado actual del ducto.



Características del ducto y condiciones de operación

Tabla 4.1 Datos generales de ducto

| Características Físicas Ducto | |
|--------------------------------------|--------------|
| Año de construcción | 1980 |
| Diámetro nominal | 30" |
| Espesor | 0.312" (8mm) |
| Grado | X52 |
| Longitud (Tramo) | 23.464 km |
| Producto Transportado | Crudo |

Tabla 4.2 Condiciones de operación

| Operación | |
|--|---------|
| Presión de bomba (kg/cm ²) | 40 |
| Velocidad de Fluido (mm/s) | 150 |
| Densidad de Fluido (gr/cm ³) | 8.8E-01 |
| Viscosidad (Kgm/(m*s)) | 0.1696 |

Tabla 4.3 Características de crudo

| Características típicas del crudo | |
|--|-------------|
| ° API (Gravedad) | 32.0 – 33.0 |
| Viscosidad (SSU °100 F) | 60 |
| Agua y Sedimentos (% Vol) | 0.5 |
| Azufre (100%) | 3.4 |
| Presión de Vapor Reducida (PVR) (libras/Pulg ²) | 6.0 |
| Punto de escurrimiento (°F) | -25 |

Análisis fisicoquímico de suelo

Características del suelo

El suelo generalmente es un medio heterogéneo que propicia muchas variaciones en la velocidad de corrosión de los metales, existen diferentes tipos de suelos los cuales contienen componentes que mezclados pueden generar diversos grados de agresividad.

Como se mencionó anteriormente, en la metodología propuesta en esta tesis se incluyen componentes elementales que influyen en la presencia de corrosión en ductos enterrados, por lo cual es necesario conocer el valor de estos factores, así mismo su importancia que repercute en el grado de afectación sobre el recubrimiento del ducto y posteriormente en el metal.

La agresividad del suelo se mide generalmente a través de su resistividad, potencial de hidrógeno (pH) y potencial redox.

a) Resistividad (ρ)

La resistividad del suelo depende de factores tales como porosidad, contenido de humedad, concentración de iones, temperatura, salinidad, etc.

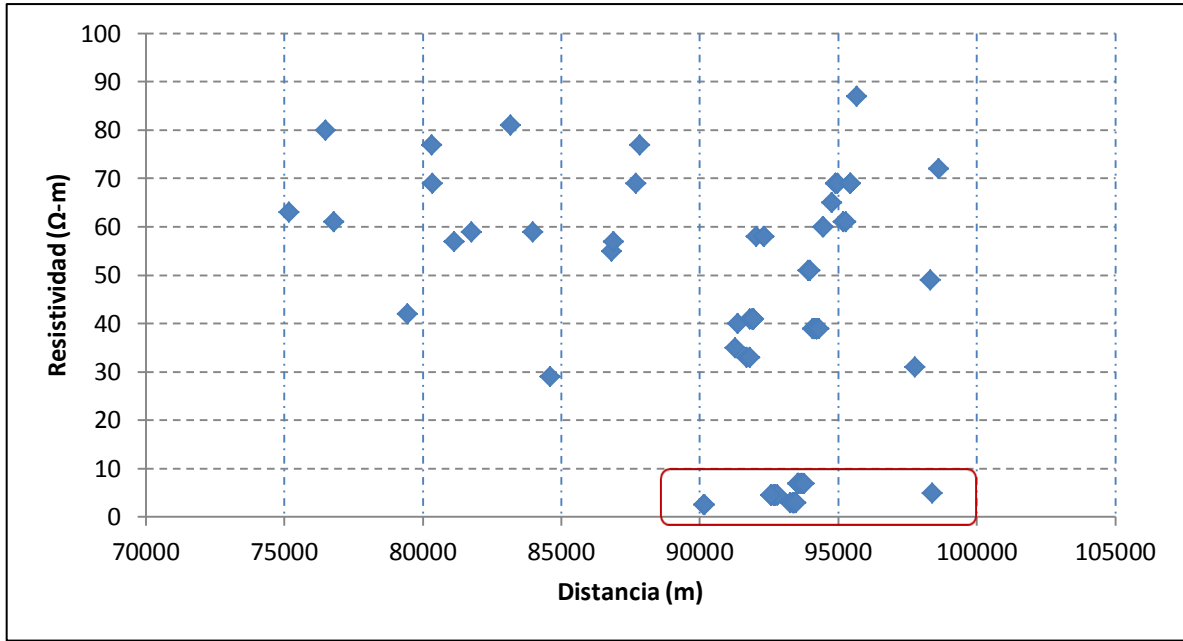
La resistividad es una propiedad significativa a la hora de evaluar la corrosividad del suelo. Existe una relación directa entre esa propiedad y la corrosión. En general, se considera que en suelos con resistividad baja, la corrosión del metal es más agresiva. Sin embargo, esta dependencia se revierte en metales con protección catódica.

En la Tabla 4.4 se muestran las características corrosivas de los suelos en función de la resistividad.

Tabla 4.4 Corrosión en función de la resistividad

| Resistividad (Ω-m) | Características corrosivas del suelo |
|---|---|
| $0 < \rho < 9$ | Muy corrosivo |
| $9 < \rho < 23$ | Corrosivo |
| $23 < \rho < 50$ | Moderadamente corrosivo |
| $50 < \rho < 100$ | Bajo corrosivo |
| $50 < \rho > 100$ | No corrosivo |

Considerando la información y datos del ducto para el caso de estudio, se analizaron los datos de resistividad a lo largo del ducto, y se observó que el suelo en general tiende a ser moderadamente corrosivo, esto significa que la probabilidad de que el ducto presente corrosión debido a la resistividad encontrada en el suelo es pequeña. Sin embargo, como se puede ver en la gráfica 4.1, en el tramo localizado entre el kilómetro 90 y 100 se encontraron sitios de baja resistividad (menores de 9 Ω -m) lo cual indica que en dichos puntos el ducto es susceptible a presentar un alto grado de corrosión en caso de que el metal entre en contacto con el suelo, es decir, que existiera algún daño en el recubrimiento.



Gráfica 4.1 Resistividad vs distancia

b) Potencial de Hidrógeno (pH)

Los suelos muy ácidos pueden motivar una rápida corrosión del metal y la agresividad del suelo aumenta con el incremento de la acidez (disminución del pH); en corrosión de aceros y sus aleaciones el pH determina el tipo y estabilidad de la corrosión. La Tabla 4.5 presenta las características corrosivas del suelo en función del pH.

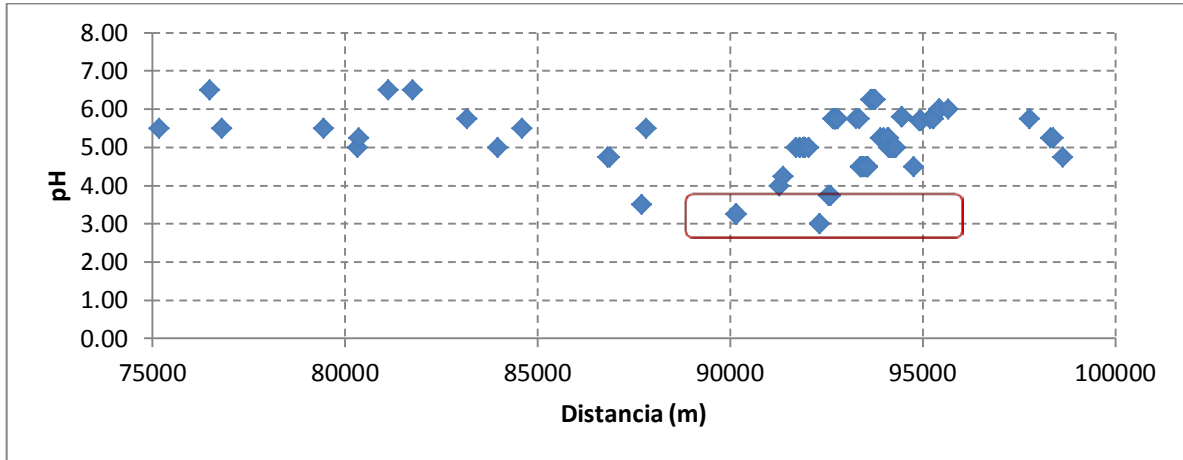
Tabla 4.5 Corrosividad del suelo en función de pH.

| pH | Características corrosivas del suelo |
|--------------------------|--------------------------------------|
| ≤ 5 | Muy corrosivo |
| 5 | Corrosivo |
| $5 < \text{pH} \leq 6$ | Moderadamente corrosivo |
| $6 < \text{pH} \leq 6.5$ | Poco corrosivo |
| > 6.5 | No corrosivo |

De este caso de estudio, de igual forma se analizaron los datos de pH a lo largo del ducto cuyos resultados se analizan en la gráfica 4.2, donde se observa que el tipo suelo en general tiende a ser moderadamente ácido, es decir, moderadamente corrosivo debido a que la

mayoría de los valores de pH mostrados oscilan de 4 a 6, lo cual indica que la agresividad del suelo debido al tipo de pH incrementa la probabilidad de que el ducto presente corrosión moderada.

Sin embargo, en la tabla 4.3 podemos ver que existen valores de pH bajos los cuales se localizan entre el kilometro 87 al 92 cuyos valores oscilan entre 3 y 3.5. Esto indica que en estos sitios el suelo tiende a ser altamente corrosivo.



Gráfica 4.2 pH vs distancia

c) Potencial redox (E_{redox})

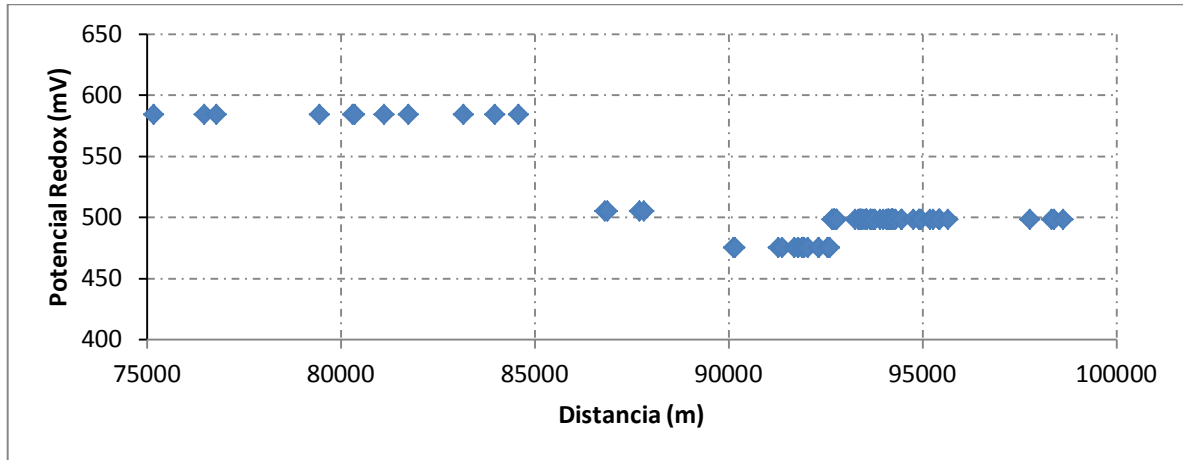
Es el proceso de oxidación y reducción del suelo, es decir el potencial electroquímico de un suelo o sedimento el cual está determinado por la especie química activa más abundante y su E_{redox}

Tabla 4.6 Corrosividad del suelo en función del potencial Redox

| Potencial Redox | Corrosividad del suelo |
|-----------------|-------------------------|
| < 100 mV | Muy corrosivo |
| 100-200 mV | Corrosivo |
| 200-400 mV | Moderadamente corrosivo |
| >400 mV | Poco corrosivo |

De los datos obtenidos para el caso de estudio se analizó el potencial redox a lo largo del ducto. Los resultados se muestran en la gráfica 4.3. Analizando los resultados de esta gráfica podemos decir que en general es un suelo poco corrosivo, es decir, que el suelo es muy reductor y por lo tanto carece de oxígeno lo cual indica que los valores mayores de 400

mV presentan probabilidad mínima de que se genere corrosión en la superficie del ducto si existiera un daño en el recubrimiento.



Gráfica 4.3 Potencial redox a lo largo del ducto

4.2 Etapa 2. ANALIZAR, EVALUAR Y ESTIMAR RIESGOS.

El riesgo se evalúa mediante la medición de dos parámetros:



magnitud de la pérdida o daño posible, y la probabilidad que

dicha pérdida o daño llegue a ocurrir; en este caso uno de los parámetros importantes a evaluar es el tipo de suelo y la afectación que origina con el metal del ducto.

4.2.1 Subetapa 2.1 Identificación del riesgo en el sistema

En el estudio de riesgo se analizan las posibles amenazas y probables eventos no deseados.



En el análisis del sistema de ductos es necesario examinar cada uno de los componentes que integran dicho sistema, donde se involucran diversas variables.



El riesgo presentado en el sistema de ductos no solo involucra el ducto como tal, si nos las amenazas y riesgos ocasionadas al medio ambiente, a los recursos humanos y pérdidas económicas.

- a) Riesgo Laboral, implica la magnitud del daño que se puede producir sobre los empleados, a causa o con ocasión del trabajo., con consecuencias negativas a la salud; dichos riesgos si no son tratados y erradicados de la empresa, existe la probabilidad de que se produzca lo que se define como accidentes y enfermedades profesionales, de diversas índoles y gravedad en el trabajador.

Los riesgos laborales deben ser resueltos por medio de medidas de prevención y protección, por medio de diversas disciplinas, en las que destacan la higiene, la medicina del trabajo, la ergonomía, etc.



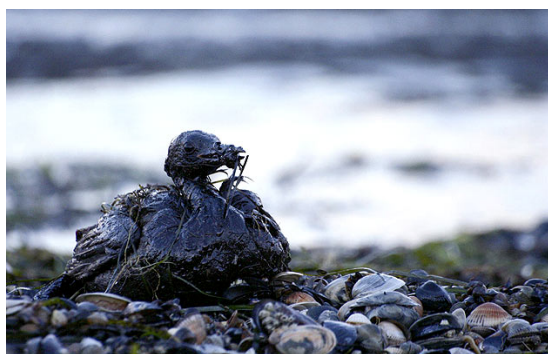
- b) Riesgo financiero, implica la posibilidad de pérdidas por deficiencias o fallas en las operaciones financieras, tales como mal programación de recursos humanos y/o mantenimientos a ductos, desvío de fondos, o cualquier otro evento externo que pueda afectar el proyecto involucrado.



- c) Riesgos Operativo son las fallas o perdida de potencial debido a la deficiencia en los procesos, el personal, la tecnología o eventos externos.

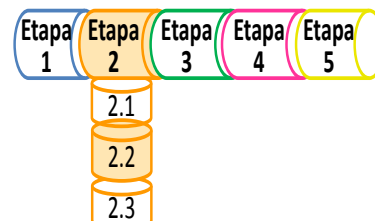
- d) Riesgo Ambiental se relaciona con los daños o catástrofes que se puedan presentar en el medio ambiente donde se encuentra el sistema en cuestión.

Se trata de un peligro ambiental al que pueden ser sometidos los diversos elementos que se incluyen en el medio ambiente incluido los seres humanos. A este problema se le asocia una probabilidad de suceso y una gravedad de sus consecuencias. Entre algunos problemas ambientales se encuentra el daño ecológico afectando el medio ambiente y las especies humanas y animales.



4.2.2 Subetapa 2.2 Análisis del Riesgo en el ducto.

El riesgo se evalúa mediante la medición de dos parámetros: magnitud de la pérdida o daño posible, y la probabilidad que dicha pérdida o daño llegue a ocurrir.



Análisis de relación entre la resistividad, pH y Potencial redox

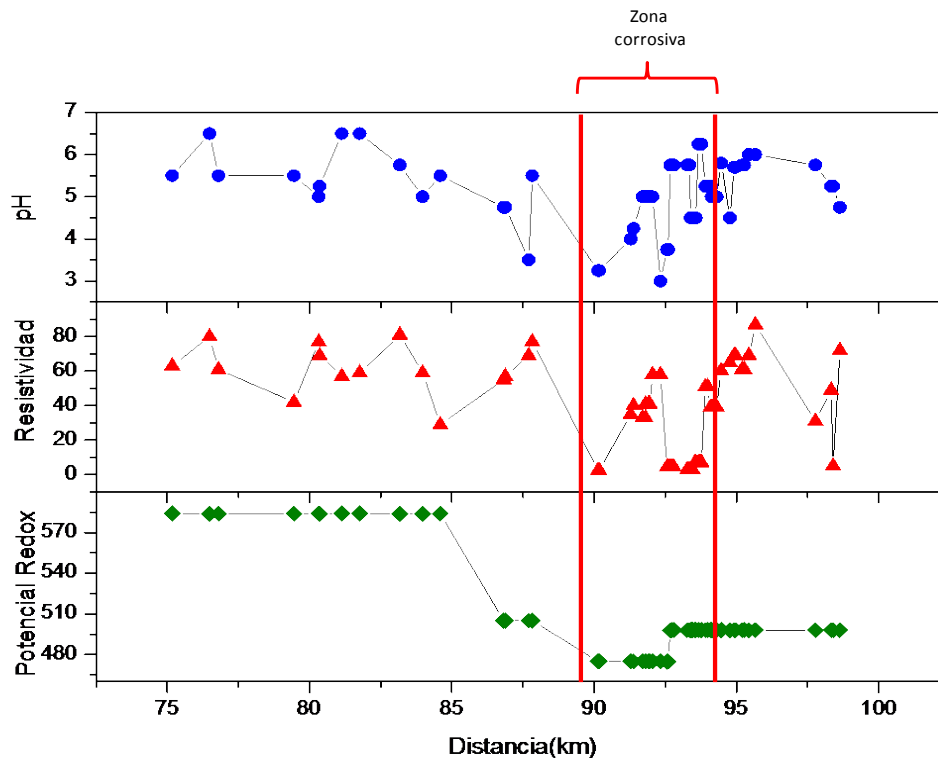
En esta sección se evalúa la correlación de las principales propiedades fisicoquímicas del suelo que afectan el proceso de corrosión en los ductos.

De acuerdo a las propiedades del suelo mostradas en la tabla 4.7, podemos definir que el ducto analizado para este proyecto de tesis se encuentra en un tipo de suelo no homogéneo, sin embargo la correlación de estas variables indica que el suelo en general tiende a ser moderadamente corrosivo, exceptuando que existen puntos de alta corrosividad entre los km 87-92.

Tabla 4.7 Corrosividad de suelo en función de sus propiedades fisicoquímicas.

| Propiedad de Suelo | Característica |
|--------------------|-------------------------|
| pH | Corrosivo |
| Resistividad | Moderadamente corrosivo |
| Potencial redox | Poco corrosivo |

Para realizar un análisis más detallado de la relación que existe entre las 3 variables fisicoquímicas que afectan la corrosión del ducto, se graficaron estas propiedades de manera conjunta como se muestra en la figura 4.4. Del análisis de esta grafica podemos observar como las tres propiedades fisicoquímicas del suelo están inter-relacionadas y presentan los mismos sitios de alta corrosividad (km 87-92). En este tramo tanto el pH y la resistividad son bajos, lo cual es indicativo de un suelo altamente agresivo.



Gráfica 4.4 Relación de las propiedades fisicoquímicas del suelo con la corrosividad.

La resistividad del suelo depende de su estructura, permeabilidad, contenido de agua (humedad) y contenido de iones, es evidente que la resistividad varía dependiendo a las estaciones del año, precipitación pluvial, actividad agrícola etc. En cuanto al pH los suelos

muy ácidos motivan una rápida corrosión, es importante mencionar que la mayoría de los suelos tienden a tener un pH entre 5.0 y 7.0, en cuyo caso la corrosión depende de otros factores. En nuestro caso los rangos de pH encontrados van de 3 a 7 lo cual nos indica que se trata de suelo moderadamente ácido por lo tanto son pocas las probabilidades que las características del suelo originen corrosión en el ducto debido al pH.

Análisis de daños (Pérdida de metal)

1) Inspección en línea

La inspección en línea del ducto se realizó mediante un dispositivo llamado Diablo instrumentado (*smart pig*) equipado con ultrasonido, el cual detecta la pérdida de metal en el ducto tanto de superficies internas como externas. Aunque cada diablo instrumentado tiene características diversas dependiendo del proveedor, existe una serie de valores que se pueden utilizar como guía para su uso.

Tabla 4.8 Características de los PIG´s inteligentes ultrasónicos

| | |
|---|---|
| 1) Rendimiento típico | Exactitud en la medida de profundidad: +/- 0.020" |
| | Confiabilidad: 95% |
| | Exactitud en la medida de ancho: +/- 0.03" |
| | Exactitud en la medida de longitud: +/- 0.13" |
| 2) Requiere liquido como medio conector | |
| 3) Discriminación de defecto interno/externo | |
| 4) Los PIG´s (diablo instrumentado) estándar de UT no localizan grietas | |
| 5) Alcance 0 – 900 Km | |
| 6) Niveles de detección alta resolución $\pm 10\%$ | |
| 7) Niveles de detección muy alta resolución $\pm 5\%$ | |

El costo de una inspección con un diablo instrumentado inteligente depende de las características del dispositivo “pig”, así como de la calidad de detección y medición, la longitud y las condiciones de la tubería, el acceso, etc.

No existe una regla para el cálculo, debido a que cada proveedor puede definir el precio.

4.2.3 **Subetapa 2.3** Estimación del Riesgo en el ducto.

Al término de la identificación y análisis del riesgo del sistema de ductos a analizar se estiman los niveles de riesgo de acuerdo a la probabilidad estimada y sus consecuencias esperadas. Estos niveles se describen en el Capítulo IV.

4.3 **Etapa 3. DESARROLLO Y APLICACIÓN DE MODELOS MATEMÁTICOS.**

Aplicación de los modelos matemáticos desarrollados en el capítulo 3.



4.3.1 **Subetapa 3.1** Desarrollo de Modelo Costo – Riesgo.

El Desarrollo de Modelo Costo-Riesgo no es necesario realizarlo de manera independiente en esta subetapa de la metodología, en este caso es presentado de manera particular en la etapa 5 en la presentación de resultados de caso real.

4.3.2 **Subetapa 3.2** Modelo de Confiabilidad.

El Modelo de Confiabilidad no es necesario realizarlo de manera independiente en esta subetapa de la metodología, en este caso es presentado de manera particular en la etapa 5 en la presentación de resultados de caso real.

4.3.3 **Subetapa 3.3** Modelo de evolución de daños por corrosión externa.

El Modelo de evolución de daños por corrosión externa no es necesario realizarlo de manera independiente en esta subetapa de la metodología, en este caso es presentado de manera particular en la etapa 5 en la presentación de resultados de caso real.

4.4 **Etapa 4. CREACIÓN DE SISTEMA DE DATOS**



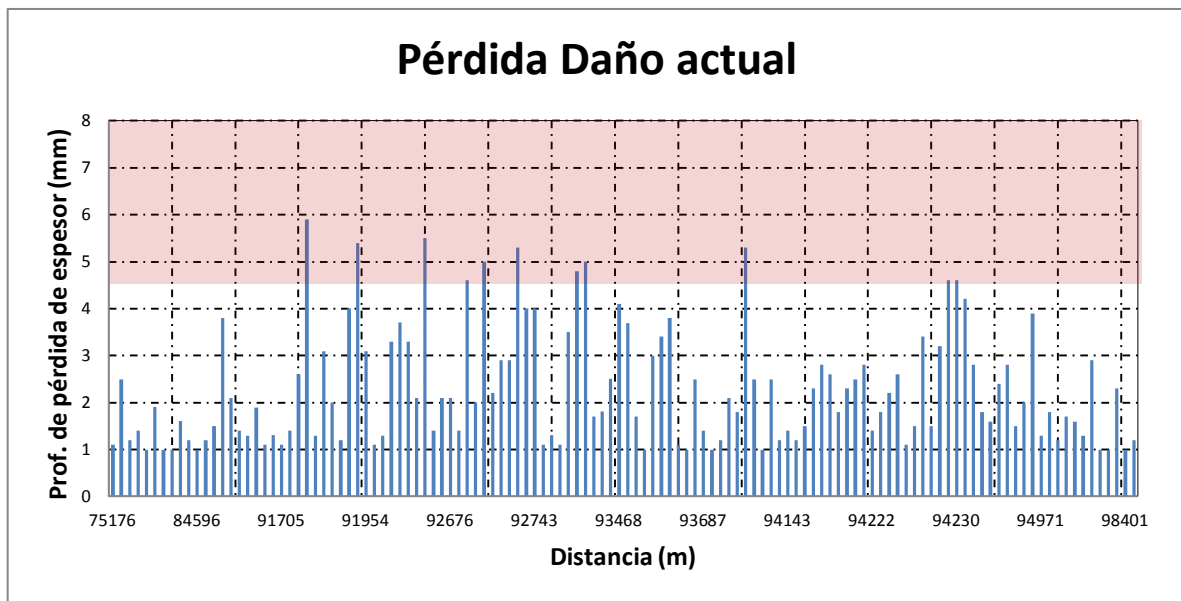
En la etapa de calibración de Base de Datos se realizó una comparación entre varias fuentes de información, con la información recopilada al inicio de la metodología se generó un sistema de datos como apoyo para la calibración de nuestros datos, con el fin de obtener parámetros de comparación con una máxima exactitud en la evolución de los daños localizados en nuestro ducto.

RESULTADOS

Análisis de datos vs modelo matemático pronóstico

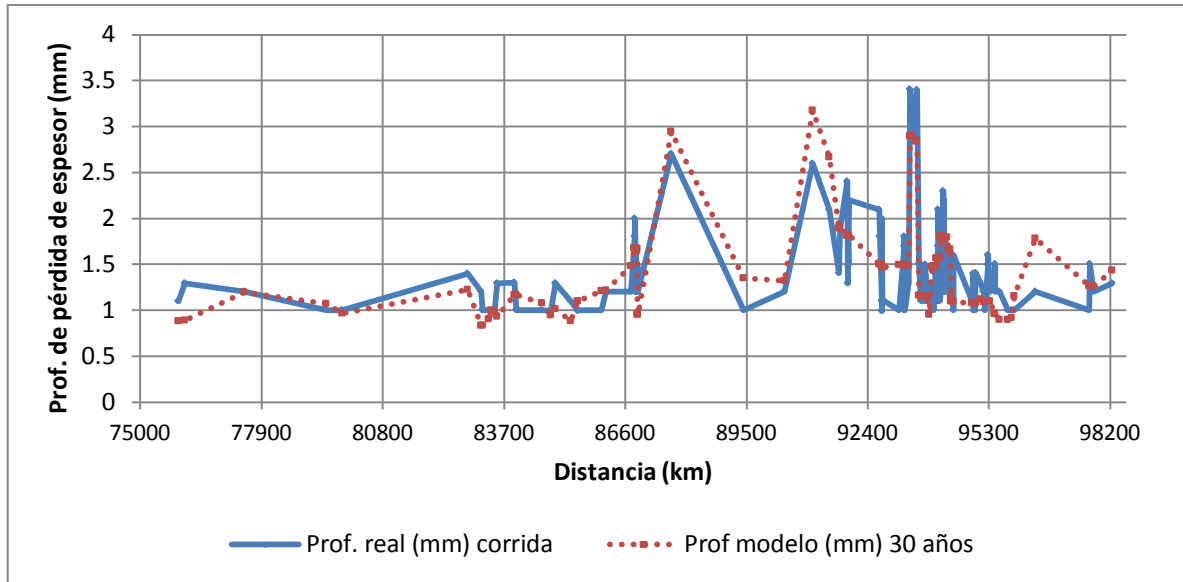
Al terminar la corrida de diablos, es necesario realizar una evaluación de los resultados obtenidos. Dicho análisis se realiza en base a la norma NRF-060-PEMEX-2012. Se debe representar en forma gráfica las imperfecciones detectadas en comparación con los niveles de seguridad indicados. Posteriormente se seleccionará tres anomalías (de preferencia aquellas que presenten mayor riesgo a la operación) para realizar una verificación y calificación de las precisiones encontradas en campo, estas actividades se deben prolongar hasta que los resultados obtenidos en campo se encuentren dentro de las tolerancias permitidas originalmente.

La gráfica de la figura 4.5 muestra la pérdida de espesor en los daños por corrosión encontrados a lo largo del ducto. Considerando que el espesor del ducto es de 0.312" (8mm) se identifica como peligrosa la pérdida de metal debido a la corrosión a partir del 50% del espesor total del ducto, debido a que en esos puntos el ducto sufre de un adelgazamiento de material y por lo tanto genera un riesgo en el ducto.



Gráfica 4.5 Daños detectados vs pérdida de espesor

De acuerdo a la metodología propuesta en esta tesis, a partir de los valores obtenidos de la corrida de diablo, así como los resultados del análisis fisicoquímico del suelo se puede pronosticar el comportamiento que tendrán los daños actuales en función del tiempo, así mismo a partir de la velocidad de corrosión se identifican los daños que sufrirán una mayor afectación con el paso del tiempo.



Gráfica 4.6 Pronostico a 30 años vs datos generales de corrida de diablo

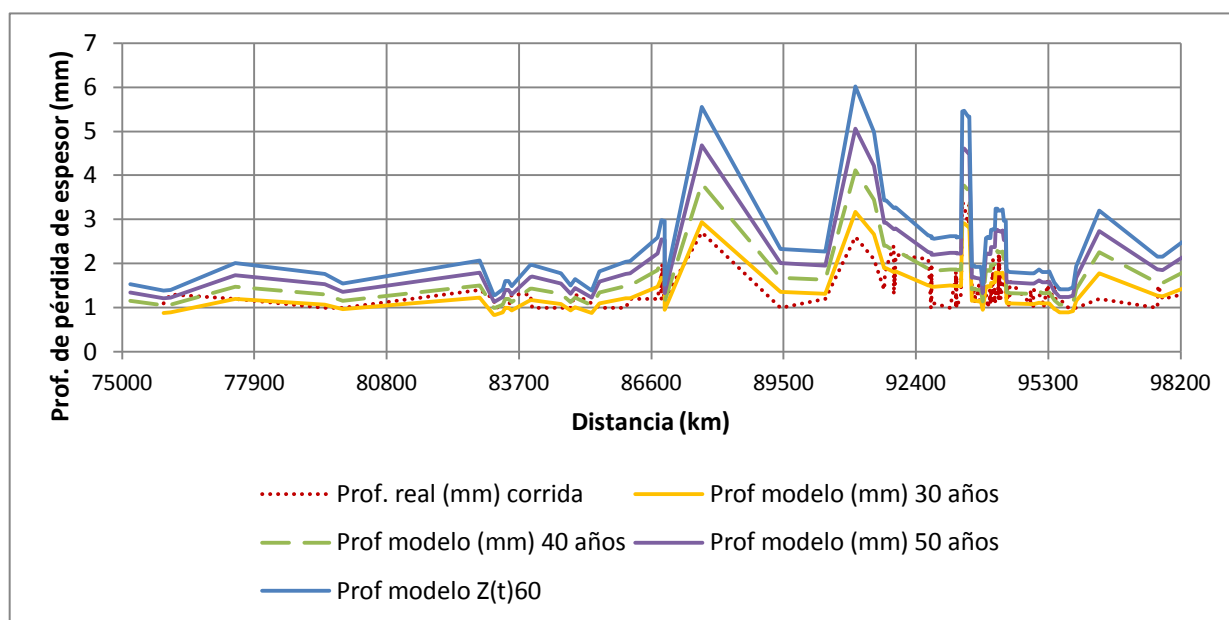
En el gráfico 4.6, el perfil de la línea continua representa la información original proveniente de la corrida de diablo y la línea punteada indica el resultado obtenido a partir del modelo de evolución de daños por corrosión externa presentado en esta tesis (línea punteada).

La gráfica de línea continua muestra la predicción de los daños a partir de la construcción del ducto hasta 30 años, lo cual es el tiempo que el ducto lleva en funcionamiento; como se puede ver en la gráfica, los datos obtenidos de la corrida de diablo y los resultados de la aplicación del modelo propuesto en esta tesis tienen una variación mínima, lo cual indica que el modelo para pronosticar tiene un margen de error de 2%, es decir, presenta un alto grado de certidumbre.

Los ductos son diseñados para tener un tiempo de vida útil de 30 años, difícilmente en la industria petrolera estos son sustituidos al término de este tiempo y considerando que la mayoría siguen en funcionamiento con sus respectivo mantenimiento y/o reparaciones hasta que tengan un daño irreparable, se realizó un pronóstico de 30 años más, es decir, un pronóstico para 60 años desde su instalación, considerando que hasta el día de hoy el ducto

en análisis cuenta con 30 años en servicio, a través del modelo propuesto en esta tesis podemos identificar el crecimiento que tendrán cada uno de estos daños sin considerar que llegarán a tener algún mantenimiento preventivo o predictivo.

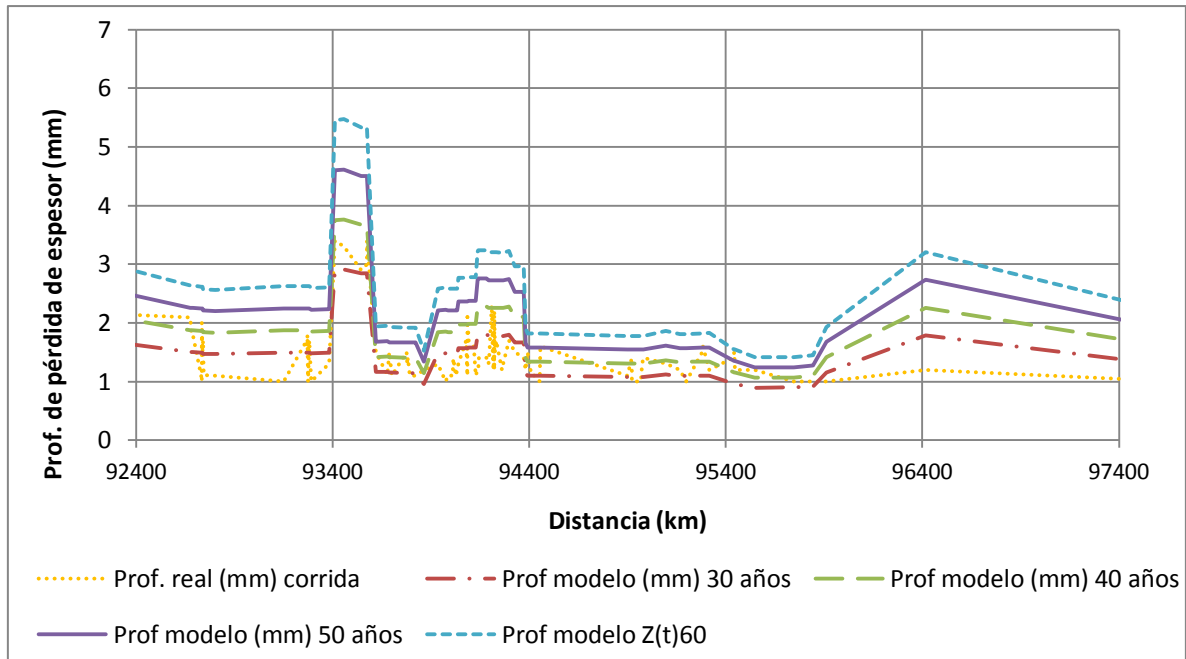
Para realizar un análisis más específico de la evolución de los daños, se decidió tomar solo una muestra de los daños encontrados en el ducto. Los puntos localizados en los kilómetros 87, 91, 94 de la gráfica 4.7 presentan una velocidad de corrosión mayor debido a que dicha sección de suelo es más vulnerable, es decir el suelo en esas secciones es altamente agresivo debido al valor bajo de pH y resistividad.



Gráfica 4.7 Pronostico de pérdida de espesor de daños localizados

De manera particular se realiza un análisis al tramo que se encuentra entre el kilómetro 92 y 96, debido a que los resultados obtenidos de la corrida de diablo no corresponden a los valores obtenidos después de aplicar la metodología propuesta en esta tesis, esto significa que la tendencia no tiene un patrón similar como en el resto del ducto.

En la gráfica 4.8 se encuentra el tramo antes mencionado, a partir de una análisis estadístico en el cual se puede ver que la información obtenida a partir de la corrida de diablos muestra pérdidas de espesor muy variada, a pesar de que las características del suelo son homogéneas, nos lleva a pensar que hubo un error en la medición e incluso que por causas externas, el diablo (PIG) detectó una pérdida de espesor mayor a la real.



Gráfica 4.8 Pronóstico de daños considerando diferentes años

Sin embargo, debido a la falta de información y descartando la idea de un error en las mediciones, se puede pensar que el aumento de espesor en algunas zonas específicas es debido a alguna reparación realizada en algún mantenimiento en el ducto.

Modelo Costo – Riesgo.

Después del análisis de los resultados obtenidos a partir de la corrida de diablos, se detectaron las secciones del ducto que presentan mayor vulnerabilidad debido al estudio fisicoquímico del suelo, así mismo se realizó un pronóstico del comportamiento de los daños en 3 décadas posteriores a la actual, es decir, considerando que actualmente el ducto tiene 30 años de vida, los pronósticos realizados fueron para 30, 40, 50 y 60 años.

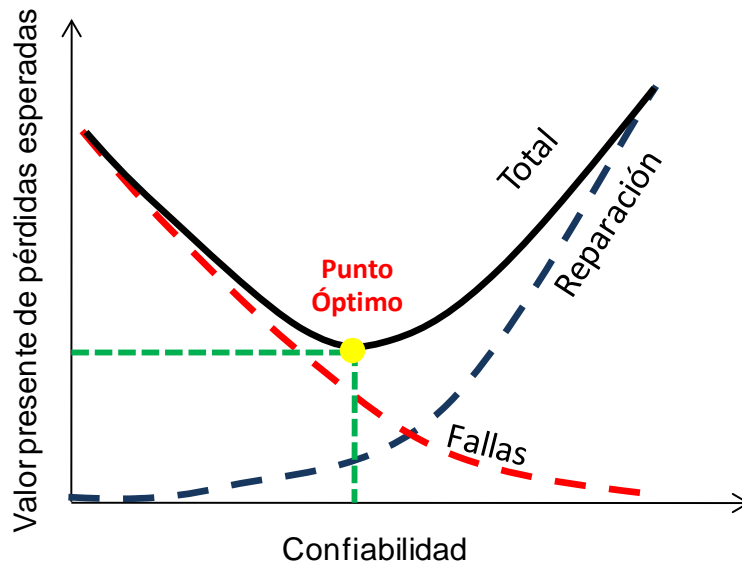
Como primer punto se demostró la validez del modelo matemático propuesto en esta tesis, por lo cual se comprobó que los resultados originales de la corrida de diablo fueran congruentes con los resultados obtenidos después de la aplicación del modelo matemático.

Es importante recordar que la metodología propuesta es exclusivamente para ductos enterrados los cuales pueden sufrir diversos daños debido al contacto que tienen con agentes agresivos que provocan la corrosión externa dicha metodología consta de una serie

de pasos los cuales principalmente ayudarán a encontrar un balance entre pérdidas económicas debido a inspección, mantenimiento, fallas y el nivel de seguridad del tubo.

Tomando como referencia la filosofía de Inspección Basada en Riesgo o por sus siglas en inglés RBI (Risk Based Inspection), la cual tiene por objetivo administrar la integridad de ductos en forma óptima mediante la planeación de Inspecciones y mantenimiento basado en análisis de riesgo, y considerando los resultados obtenidos a través de la metodología, lo que se busca es obtener que el sistema tenga una mayor confiabilidad cuando la probabilidad de una posible falla se presente, pero al mismo tiempo se debe buscar que los costos de reparación sean mínimos. Cabe recordar que es necesario realizar un cálculo de costos, los cuales varían de acuerdo a la probabilidad de falla, a su tipo y a la reparación o mantenimiento obteniendo un costo total.

Con base a lo anterior se busco el punto óptimo basado en un análisis económico. En la gráfica 4.9 se muestra la relación entre el costo de reparación y el costo de fallas, mientras más número de fallas sean reparadas la confiabilidad del ducto aumenta, sin embargo la curva de costos también aumenta. De manera contraria si el número de fallas no son reparadas el nivel de confiabilidad del ducto disminuye al igual que los costos.



Gráfica 4.9 Confiabilidad vs Valor presente de pérdidas esperadas

De acuerdo al nivel de confiabilidad, la gráfica 4.10 muestra que Por tal razón, es necesario localizar el punto óptimo entre el número de reparaciones que deben realizarse siempre y cuando el nivel de confiabilidad del ducto sea el máximo y los costos no se exceden, por lo tanto se localizó ese punto realizando una sumatoria entre ambas gráficas (Reparaciones y fallas), obteniendo como resultado el Índice de confiabilidad o Punto Óptimo.

4.5 Etapa 5. SÍNTESIS DE METODOLOGÍA



Con el fin agilizar la aplicación de la metodología propuesta en esta tesis, se desarrolló un sistema computacional en Borland C++, en donde se programaron los modelos matemáticos ya antes descritos (ver capítulo 3) así como el proceso a seguir para la obtención de resultados.

Recordando la síntesis metodológica descrita en el capítulo anterior

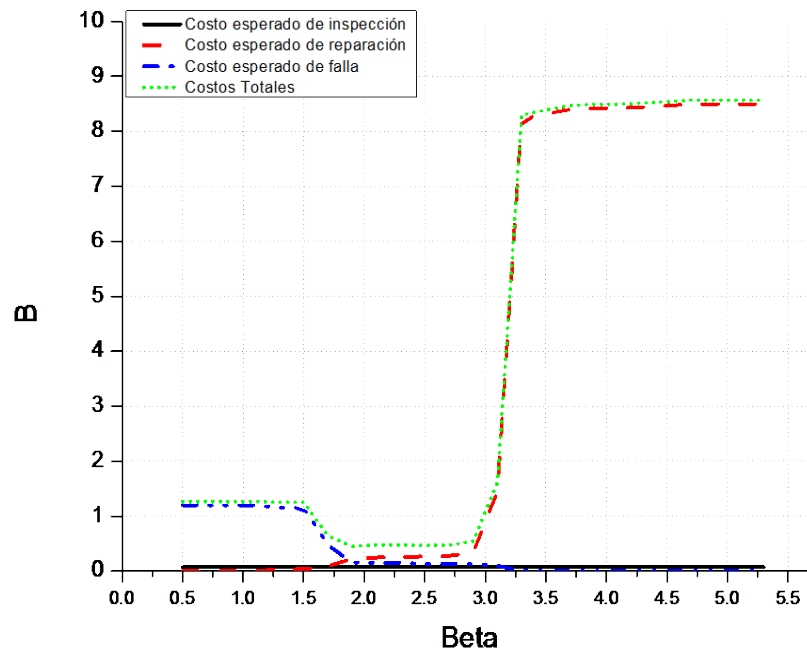
1. El sistema se clasifica y numera en segmentos contiguos de longitud dada.
2. Se calcula la probabilidad de falla de cada uno de los segmentos.
3. Se fija un valor de confiabilidad β^* , el cual está asociado a un umbral de mantenimiento.
4. Ordenar los segmentos de acuerdo al valor de probabilidad de falla estimado.
5. Calcular los costos de inspección, mantenimiento y fallas.
6. Repetir paso 3 y 5 de tal manera que se pueda construir una curva de costos esperados y totales como función de β^* .
7. Se selecciona el índice de confiabilidad de β_{Opt} el cual corresponde al valor de β^* que está asociado al costo total esperado mínimo.

Dicha aplicación se ejecutó 3 veces considerando los pronósticos de 5, 8 y 10 años, así mismo se tomo como base los valores obtenidos de la corrida de diablos, los resultados del análisis fisicoquímico del suelo, así como las características físicas del ducto y las condiciones de operación.

Al aplicar la “Metodología para estimar los umbrales de daño y periodos de inspección óptimos en los sistemas de ductos terrestres” se obtuvieron los siguientes resultados de acuerdo a la predicción del riesgo a 10 años a partir de la última corrida de diablos realizada al ducto en análisis.

La gráfica 4.10 indica el comportamiento que el ducto tiene en relación a los costos, es decir considerando: costos de tiempo de inspección, costos de reparación y costos de falla, se realiza un promedio para encontrar el índice de confiabilidad β^* .

Como se menciona anteriormente, se realizaron corridas a 5, 8 y 10 años posterior a la fecha de la última corrida de diablos, la gráfica siguiente indica el resultado obtenido a 10 años, es decir, considerando los datos iniciales se pronostico el costo esperado que se llevaría al realizar las inspecciones y reparaciones, así como el costo que generaría que el ducto presentara diversas fallas. Considerando todos los datos anteriores, se pudo obtener el índice de confiabilidad de acuerdo a los costos esperados.

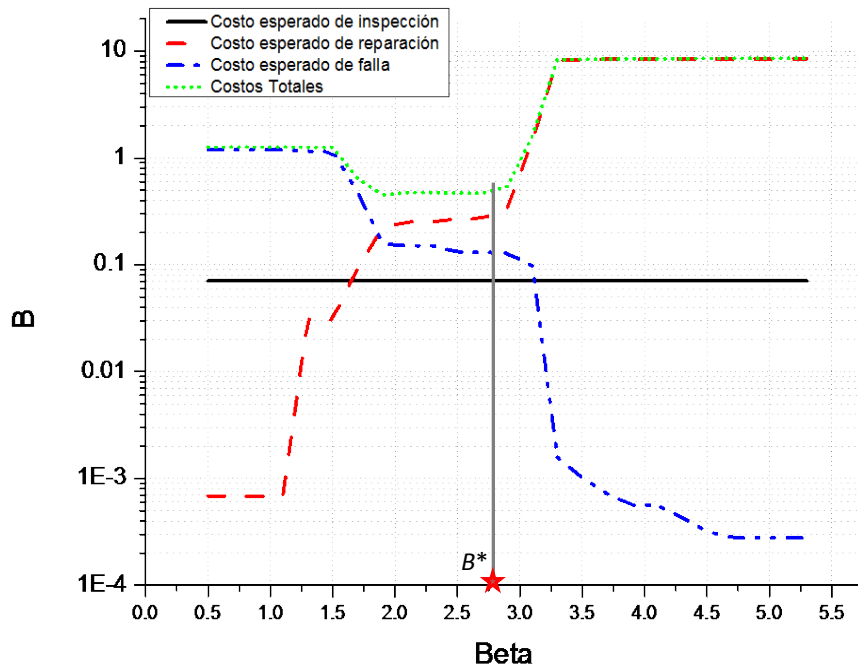


Gráfica 4.10 Beta vs Costos esperados de inspección, reparación y falla.

De acuerdo a la gráfica anterior se puede comprobar que el costo de inspección esperado es “casi cero” debido a que se considera que durante la vida útil del ducto, éste no genere

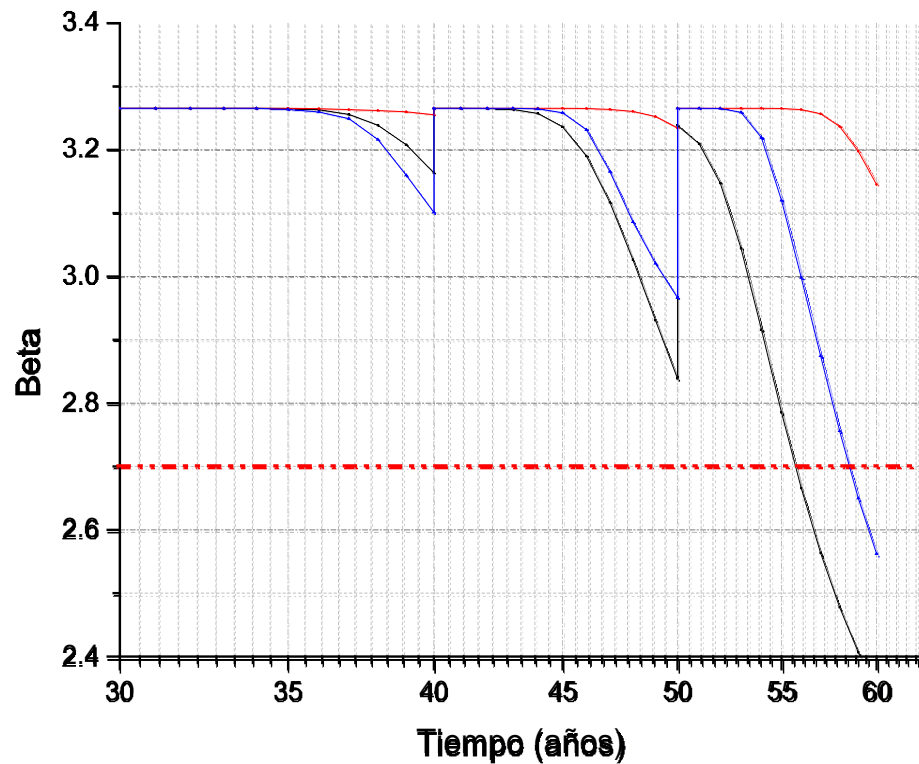
ningún costo de mantenimiento, el costo estimado de reparación está en función al costo esperado de inspección, es decir, que mientras se localicen mayores daños en el ducto será necesario invertir en su reparación, por lo cual a partir de estas gráficas podemos obtener el punto óptimo, entendiéndose por óptimo la minimización de las consecuencias esperadas y así la obtención de la satisfacción de los niveles adecuados de confiabilidad.

El índice de confiabilidad β^* obtenido fue de 2.7 y en función de este valor se obtienen los tiempos de inspección óptimos para tener la mayor confiabilidad en el ducto en base a los daños a reparar de acuerdo a su criticidad y velocidad de corrosión.



Gráfica 4.11 Índice de confiabilidad umbral de reparación en una evolución de daños a 30 años

Los daños localizados en el ducto son evaluados de acuerdo al índice de confiabilidad obtenida, la siguiente gráfica ayuda en la priorización e identificación de los daños detectados a lo largo del ducto. De acuerdo a la metodología presentada en la tesis después de haber obtenido el valor de beta óptimo, se grafican los daños localizados con el fin de dar prioridad a los daños que ocasionen mayor riesgo. En la gráfica 4.11 se muestra la evolución de los daños localizados a través de tiempo, como ya se menciono anteriormente, se realizó el pronóstico de 30 años de vida del ducto a partir de la ultima corrida de diablos que se le realizó al ducto.



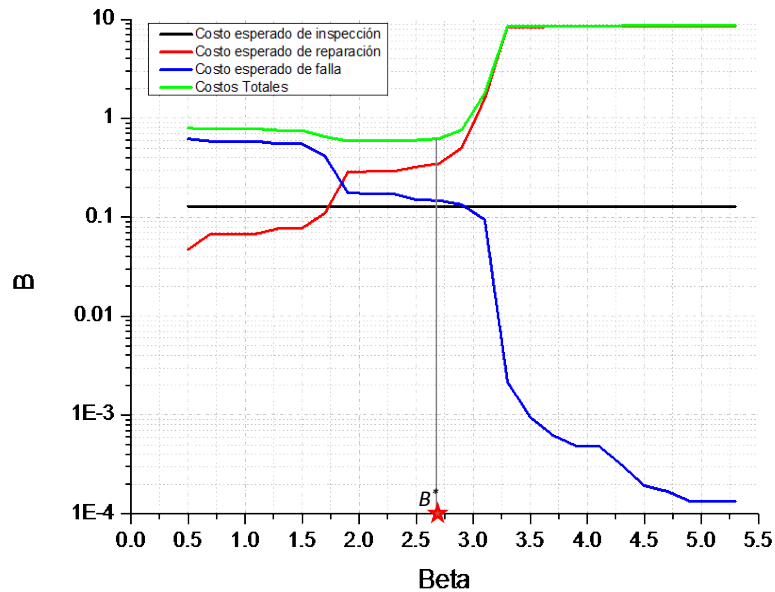
Gráfica 4.12 Evolución de daños 30 años posteriores a la última corrida de diablos cada 10 años

Debido a que la información localizada a lo largo del ducto es numerosa, en este caso se utilizó tan solo una muestra de la información total con el fin de tener una mejor apreciación del resultado obtenido a partir del uso de la metodología propuesta en esta tesis. En el gráfico 4.12 se puede observar que la evolución de los daños durante los primeros años no sobrepasa el *umbral de reparación*, es decir, que los daños reflejados en la gráfica no muestran una amenaza para el ducto debido a que la evolución que tienen es muy lenta, pasados 20 años a partir de la última corrida realizada es cuando presenta un incremento pero es hasta 10 años después cuando sobrepasa el umbral lo cual significa que podría ocasionar una falla en el sistema de ductos. Cabe indicar que no es necesario esperar a que la falla incrementé, si no que gracias al apoyo de la metodología presentada en la tesis se podrán priorizar y seleccionar los daños a reparar optimizando costos y evitando futuros accidentes.

Con el fin de verificar la certidumbre de la metodología, se realizaron diversas corridas aplicando el software desarrollado para esta metodología, obteniendo los siguientes resultados. Los dos corridas realizadas fueron simulando 5 y 8 años.

Simulación 5 años

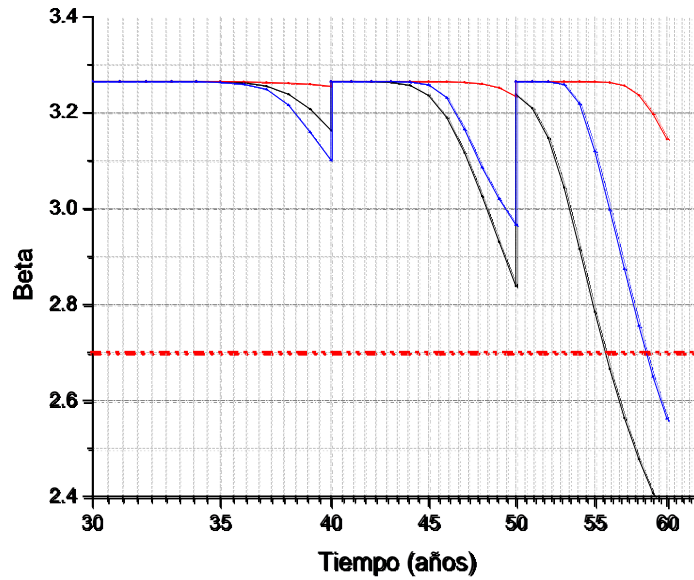
En las graficas presentadas a continuación se muestra una $B^*=2.7$ lo cual significa que el umbral de reparación se encuentra localizado en el mismo punto que la simulación anterior.



Gráfica 4.13 Índice de confiabilidad umbral de reparación en una evolución de daños a 5 años

La siguiente gráfica representa los puntos que sobrepasan el umbral de reparación, similar que en el caso anterior dichos puntos superan el umbral pasados aproximadamente 28 años posteriores a la ultima inspección realizada a partir de diablos instrumentados.

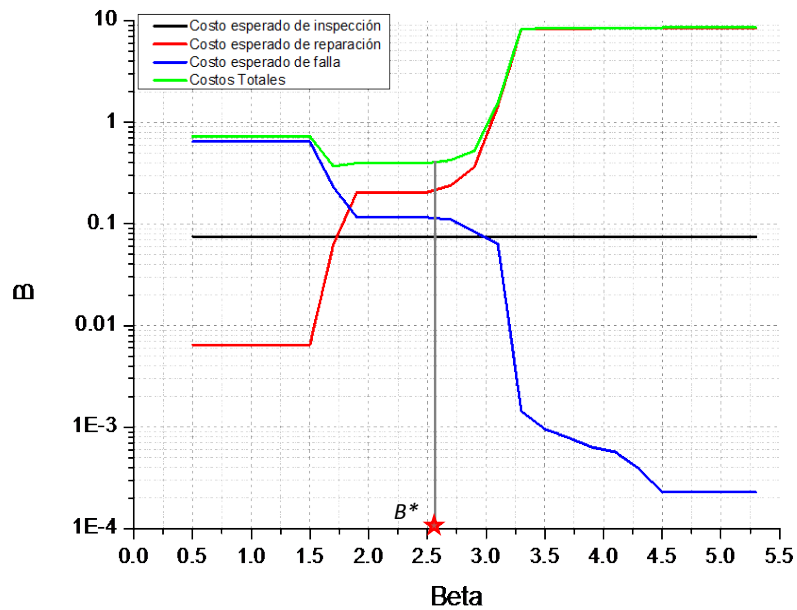
Como se puede apreciar en el gráfico, en el transcurso de los primeros años los daños no presentan un gran incremento, lo cual significa que en cuestiones económicas no es indispensable realizar alguna reparación urgente, sin embargo es necesario programar una actividad de mantenimiento de acuerdo a las características que presente el daño, esto se debe realizar con el fin de retrasar el daño presentado en el ducto.



Gráfica 4.14 Evolución de daños a 30 años posteriores a la última corrida de diablos cada 5 años.

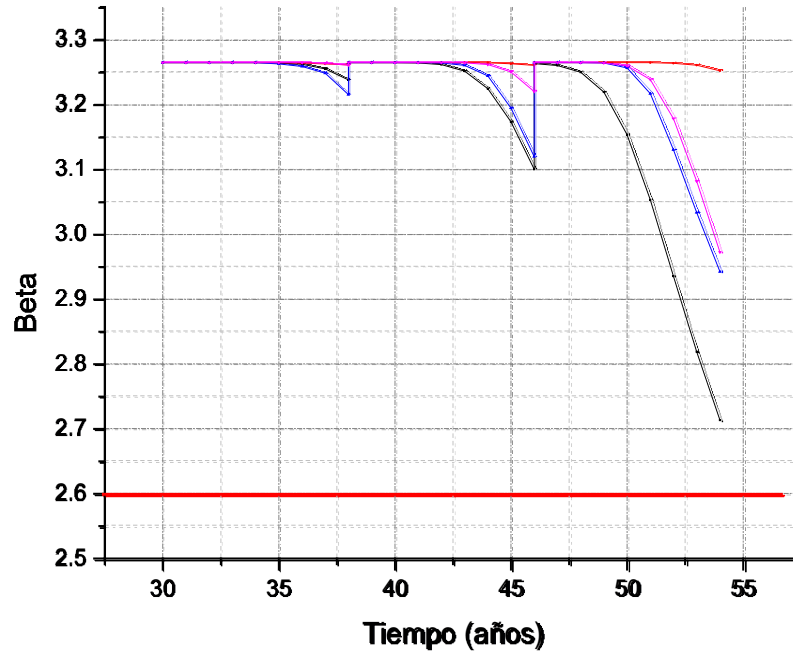
Simulación 8 años

Finalmente en la corrida realizada para una evaluación cada 8 años representa una B^* de 2.6 lo cual indica que es menos a lo estimado en las dos corridas anteriores, pero que la diferencia es mínima.



Gráfica 4.15 Índice de confiabilidad umbral de reparación en una evolución de daños a 8 años

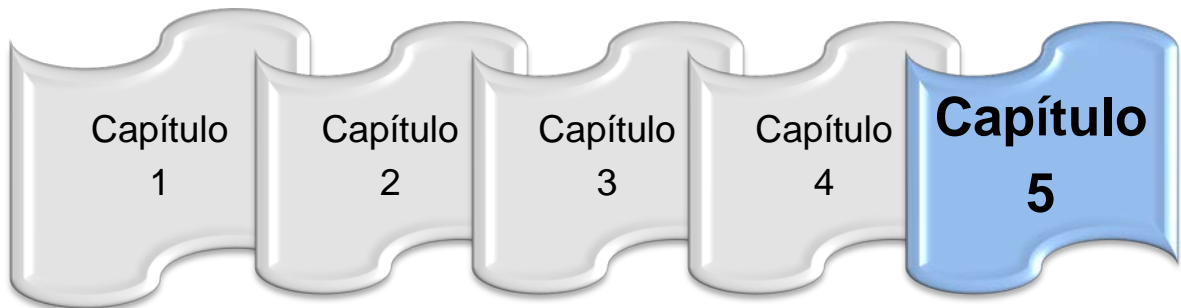
La representación de los daños indica que la muestra de daños graficados representa un avance mínimo, por lo cual al paso de 30 años posteriores a la última corrida no superan el límite del índice de confiabilidad.



Gráfica 4.16 Evolución de daños a 30 años posteriores a la última corrida de diablos cada 8 años.

Capítulo 5.-

Valoración de Objetivos, Conclusiones y Trabajos Futuros



Presentación del Capítulo 5.

En el capítulo anterior se describió el caso de estudio, se describieron los resultados así como las gráficas obtenidas a partir de la aplicación de la metodología propuesta en esta Tesis.

A continuación se realizará el análisis final indicando las ventajas de la tesis y futuros trabajos.

CAPÍTULO V. – VALORACIÓN DE OBJETIVOS, CONCLUSIONES Y TRABAJOS FUTUROS.

5.1 Valoración de los objetivos.

Al término del desarrollo de esta tesis se verifica el cumplimiento de los requerimientos funcionales identificados en la justificación de dicho trabajo, por lo cual se continúa con la valoración del cumplimiento de los objetivos

5.1.1 Valoración de objetivo general

El desarrollo de una metodología basada en análisis de riesgo para estimar umbrales de daño y periodos de inspección óptimos en los sistemas de ductos terrestres fue el objetivo general de esta tesis, por cual en cada uno de los capítulos presentados se describe y explica de manera explícita el trabajo realizado, con lo cual se comprueba el cumplimiento de objetivo general.

5.1.2 Valoración de objetivos específicos

Después de haber analizado y explicado paso a paso la metodología propuesta en esta tesis, a continuación se presentará un caso de estudio, el cual se parte de datos reales.

A continuación se enlistan los objetivos presentados al inicio de esta tesis, así como la justificación para su cumplimiento.

- a) Identificar y conocer el medio ambiente general para determinar el marco contextual y conceptual de la situación en estudio.

A partir de la búsqueda de información y un análisis, se realizó la identificación del medio ambiente global en el que se rodea la industria petrolera y de manera particular la situación en la que actualmente se encuentra México.

Debido a que el tema de estudio es muy extenso se tuvo que delimitar a un caso muy particular, cabe indicar que “delimitar” no significa reducir los elementos de estudio, si no, analizar únicamente el universo que contempla nuestro campo de estudio.

- b) Analizar, evaluar y diagnosticar la situación actual de los modelos utilizados por la industria petrolera para el análisis de daños localizados en ductos terrestres.

Se realizó un análisis de los modelos que actualmente la industria petrolera utiliza para la evaluación de sus ductos en cuanto a “riesgo y confiabilidad”, en este caso encontraron distintos software los cuales no son comerciales y que únicamente las industrias del ramo petrolero tienen su acceso. Se identificó que actualmente no existe un software que tenga características similares de la metodología presentada en esta tesis, adicionalmente se comprobó que cada programa cumple tan solo una o dos funciones necesarias, pero lo más importantes es que no se encontró una que realice un pronóstico de daños. Por lo cual se comprueba que la metodología mostrada presenta una innovación en el ramo petrolero y de cualquier industria que utilice los ductos como medio de transporte para sus productos.

- c) Proponer y desarrollar la metodología propuesta con el fin de cubrir los alcances planteados.

En base al estudio realizado de los sistemas existentes, y comprobando que hoy en día no hay un software que presente todas las cualidades requeridas para el pronóstico de daños en un ducto terrestre, se propuso el desarrollo de la Metodología para estimar umbrales de daño y periodos de inspección óptimos en los sistemas de ductos terrestres, limitándonos exclusivamente a los daños producidos por la corrosión externa del ducto terrestre.

5.2 Conclusiones de Trabajo de Tesis.

El resultado, del análisis y desarrollo de este trabajo de Tesis esta contenido en los siguientes puntos:

- Se desarrollo una metodología que estima umbrales de daño y periodos de inspección óptimos en los sistemas de ductos terrestres.
- La metodología se basa en un balance entre pérdidas económicas debido a inspección, mantenimiento, fallas y el nivel de seguridad del tubo.
- La aplicación de la metodología parte de información obtenida de corridas de diablo instrumentado (profundidad y longitud de daño).
- La metodología desarrollada en esta tesis tiene una visión holística, es decir, la metodología se dividió en 5 etapas para así poder analizar cada una de las partes que la componen.
- Para esta metodología se diseño un Modelo Costo – Riesgo, él cual permite determinar el nivel óptimo de riesgo y el nivel adecuado de mantenimiento.
- La metodología se aplico satisfactoriamente a un caso de estudio.
- Se realizó un análisis de corrosividad en función de la fisicoquímica del suelo y se correlacionó con los daños reportados por el diablo instrumentado.
- Se realizó un pronóstico del comportamiento de los daños en 3 décadas posteriores a la actual, es decir, considerando que actualmente el ducto tiene 30 años de vida, los pronósticos realizados fueron para 30, 40, 50 y 60 años.
- Con la aplicación de la metodología propuesta se determinan periodos óptimos de inspección y mantenimiento, con lo cual se pretende reducir el número de fallas y costos.

Para el desarrollo de esta tesis se puso en práctica los conocimientos adquiridos en la Maestría en Ciencias en Ingeniería de Sistemas, la cual es impartida e

5.3 Trabajos Futuros.

En la industria hablar de daños nos hace pensar en una inmensa cantidad de sucesos destructibles ya sea económicos, ambientales, laborables o personales, pero en este caso especifico hablar de umbrales de daño nos llega a la mente la localización del origen del daño que es la localización del punto donde debe haber una “disminución de riesgo”.

Hoy en día el riesgo es una problemática no solo en la industria petrolera si no en la vida diaria, cada una de las actividades que realizamos involucra cierto tipo de riesgo pero el hecho de pensar en tener una metodología que ayude a disminuir e inclusive a prevenir accidentes sería de gran ayuda para todos nosotros.

Esta tesis como se indico al principio se limito a la industria petrolera, específicamente a los ductos terrestres los cuales sufren inmensidad de daños los cuales al paso del tiempo son un foco de un riesgo latente; que hoy se presentó tuvo como objetivo principal la selección de daños provocados por corrosión externa, pero en la industria petrolera existen daños provocados por corrosión externa, daños a terceros, etc. Es por eso que se propone la adecuación y aplicación de esta metodología para daños diferentes a la corrosión externa.

Cabe destacar que la industria petrolera no es la única industria que utiliza los ductos como medio de transporte, pero considerando que los factores involucrados serían diferentes, la metodología presentada se podrá enfocar a cualquier tipo de industria.

Bibliografía

Bibliografía

1. [CID-NOR-N-SI-0001]
Requisitos mínimos de seguridad para el diseño , construcción, operación, mantenimiento e inspección de ductos de transporte, 1998. Rev 0.
2. [C. Cano Gurrión, 2007]
Análisis de Riesgo con el software PIRAMID a ductos de transporte por el método de confiabilidad
3. [F.Caleyo, 2010]
Métodos de evaluación de defectos de corrosión, Dr. Francisco Caleyo 2010.
4. [NOM-008-SECRE-1999]
Control de corrosión externa en tuberías de acero enterradas y/o sumergidas. México D.F. 1999
5. [NRF-001-PEMEX-2007]
Tubería de acero para recolección y transporte de hidrocarburos. México D.F.2007 Rev. 0
6. [NRF-018-PEMEX-2008]
Estudios de riesgo. Coatzacoalcos, Veracruz 2008. Rev 0.
7. [NRF-030-PEMEX-2009]
Diseño, construcción, inspección y mantenimiento de ductos terrestres para transporte y recolección de hidrocarburos. México D.F. 2009 Rev 0.
8. [NRF-060-PEMEX-2012]
Inspección de ductos de transporte mediante equipos instrumentados. México D.F. Rev 1.
9. [J.C. Massa-A.Giudici, 2010]
Daños por efectos de oxidación en gasoductos, Julio C.Massa - Alejandro J. Giudici, 2010.
10. [J.L. Alamilla, 2010]
Confiabilidad Estructural, Apuntes de Curso, J.L.Alamilla, México D.F. 2010
11. [J.L. Alamilla, M.A. Espinosa-Medina, E.Sosa, 2009]
Modeling steel corrosion damage in soil environment, México D.F. 2010
12. [M.Yañez, Y.Perdomo-H.Gómez,2010]

- Ingeniería de confiabilidad; pilar fundamental del mantenimiento, Yañes M. Perdomo - H. Gomez de la Vega, 2010.
13. [J Nethleroth & T Bubenik, Battelle Topical Report for the Gas Research Institute, 1999]
 14. [L.Galdindo, 2008]
Una metodología Básica para el Desarrollo de Sistemas, México D.F., 2008
 15. [L.Lara, E.Heredia, 2001]
L.Lara Mendez, E. Heredia Z. Análisis de riesgo y confiabilidad estructural aplicado al diseño de Ductos Marinos, Mérida Yucatán 2001.
 16. [M.Gutierrez P.,2010]
Riesgo e integridad de ductos de transporte de hidrocarburos, 2010.
 17. 'Magnetic Flux Leakage Technology for Natural Gas Pipeline Inspection' [Tecnología de "pig" de flujo magnético para la inspección de tuberías para gas natural]
 18. [Peón, 2009]
Teoria general de sistemas, Apuntes de curso, 2009.
 19. [800-16700-DCO-SCM-GT-001,2008]
Guía técnica de confiabilidad operacional para la mejor práctica. Costos de mantenimiento y ciclo de vida de los activos.
 20. [O.Adame-E.Vera, 2009]

Metodología para evaluación de oleoductos aplicado a corrosión externa, Colombia 2009.
 21. [R. Rodriguez, 2010]
Gestión de Riesgos en Ductos, Brasil 2010.
 22. [K. Muhlbauer, 3ra Edición, 2004]
Pipeline risk management manual, Ideas, techniques and resources, USA, 2004.

Referencias de Internet

| DIRECCIÓN INTERNET | DESCRIPCIÓN |
|---|---|
| 1. Petróleos Mexicanos | www.pemex.com |
| 2. Instituto Mexicano del Petróleo | www.imp.mx |
| 3. Petróleos de Venezuela | http://www.pdvsa.com/PESP/Pages_pes_p/aspectostecnicos/transporte/transporte_hidro.html |
| 4. Portal de Información & Negocios para la Industria del Petróleo, Gas & Minería | www.petrolnews.net |
| 5. Economía Minera y Petrolera | http://economiamineraypetrolera.wordpress.com/2012/07/01/transporte-de-hidrocarburos-9/ |
| 6. Instituto Nacional de Ecología y Cambio Climático, México | http://www2.ine.gob.mx/publicaciones/libros/509/analisis.pdf |
| 7. Wikipedia | http://wikipedia.org |
| 8. Inspección de Tuberías con herramientas instrumentadas | http://www.produotec.net/inspec_tuberia.htm |
| 9. Biblioteca virtual de desarrollo sostenible y salud ambiental | http://www.bvsde.paho.org/sde/ops-sde/bvsde.shtml |
| 10. Diario Oficial de la Federación | http://dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5086678&fecha=09/04/2009 |