



# UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

---

---

FACULTAD DE ESTUDIOS SUPERIORES ZARAGOZA

APLICACIÓN DE DIABLOS INSTRUMENTADOS EN EL  
ANÁLISIS DE INTEGRIDAD APLICADO A DUCTOS DE  
TRANSPORTE DE HIDROCARBUROS LÍQUIDOS

TESIS

Que para obtener el título de:

INGENIERO QUÍMICO

Presenta:

BAUTISTA RODRÍGUEZ MIGUEL ANGEL

DIRECTOR DE TESIS:

I.Q.: René de la Mora Medina



México, D.F. 2009



Universidad Nacional  
Autónoma de México



**UNAM – Dirección General de Bibliotecas**  
**Tesis Digitales**  
**Restricciones de uso**

**DERECHOS RESERVADOS ©**  
**PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL**

Todo el material contenido en esta tesis esta protegido por la Ley Federal del Derecho de Autor (LFDA) de los Estados Unidos Mexicanos (México).

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



**UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO**  
**FACULTAD DE ESTUDIOS SUPERIORES**  
**\*ZARAGOZA\***  
**JEFATURA DE LA CARRERA DE INGENIERÍA**  
**QUÍMICA**

**OFICIO: FESZ/JCIQ/022/09**

**ASUNTO: Asignación de Jurado**

**ALUMNO: BAUTISTA RODRÍGUEZ MIGUEL ANGEL**  
**P R E S E N T E**

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

<b>PRESIDENTE</b>	<b>I. Q. Rene de la Mora Medina</b>
<b>VOCAL</b>	<b>I. Q. Salvador Jacinto Gallegos Ramales</b>
<b>SECRETARIO</b>	<b>I. Q. Dominga Ortiz Bautista</b>
<b>SUPLENTE</b>	<b>I. Q. Cuauhtémoc Lagos Chávez</b>
<b>SUPLENTE</b>	<b>I. Q. Delfino Galicia Ramírez</b>

Sin más por el momento, reciba un cordial saludo.

**A T E N T A M E N T E**  
**“POR MI RAZA HABLARÁ EL ESPÍRITU”**

**México D. F., a 21 de Agosto de 2009**

**JEFA DE LA CARRERA**

  
**I. B. Q. HILDA OLVERA DEL VALLE**





UNIVERSIDAD NACIONAL  
AUTÓNOMA DE  
MÉXICO

---

## *Agradecimientos*

### *A mis padres:*

*A mi señor padre que sin escatimar en esfuerzo y sacrificio nos ha procurado; que con su ejemplo, consejos y cariño siempre me ha motivado y apoyado en mi desarrollo personal y profesional, a el que ha sido apoyo esencial durante mi carrera. Gracias Papá*

*A mi señora madre que con su cariño y dulzura siempre me ha apoyado, que cuando he necesitado una palabra de aliento ella siempre ha encontrado la ideal, a ella que con su sacrificio y dedicación ha sido apoyo esencial durante mi carrera. Gracias Mamá*

### *A mis Hermanos y sobrina*

*Ma. de la Cruz, Roberto y Guadalupe C. (Sobrina)*

*Que día a día me han demostrado su apoyo y cariño, que con sus palabras me han dado el incentivo de seguir superándome.*

*Gracias a todas aquellas personas que me han dado su apoyo y amistad desinteresadamente (Tíos, Primos y Amigos.)*



UNIVERSIDAD NACIONAL  
AUTÓNOMA DE  
MÉXICO

---

## ÍNDICE

Resumen.....	1
Introducción.....	3
Objetivos.....	5
Capítulo 1 “GENERALIDADES”	
1.- Generalidades.....	6
1.1.- Que es el Petróleo.....	6
1.2.- Teorías del Origen del Petróleo.....	7
1.2.1.- Teoría (Inorgánica) Abiógena.....	8
1.2.1.1.- Teoría de Metales Alcalinos o de Berthelot.....	8
1.2.1.2.- Teoría de los Carburos Metálicos o de Mendeleef.....	8
1.2.1.3.- Teoría de la Caliza, el Yeso y el Agua.....	9
1.2.2.- Teoría Orgánica.....	10
1.3.- Propiedades del Petróleo.....	11
1.3.1.- Densidad °API.....	11
1.3.2.- Contenido de Azufre.....	12
1.3.3.- Clasificación del petróleo según su Gravedad API.....	12
1.3.4.- Residuo de Carbón.....	13
1.3.5.- Contenido en Sales.....	13
1.3.6.- Contenido de Nitrógeno.....	13
1.3.7.- Contenido de Oxígeno.....	13
1.3.8.- Contenido en Metales.....	14
1.3.9.- Poder Calorífico.....	14
1.3.10.- Poder Calorífico Superior.....	14
1.3.11.- Poder Calorífico Inferior.....	14



1.3.12.- Densidad Relativa.....	14
1.4.- Composición del Petróleo.....	15
1.5.- Gas Natural.....	17
1.5.1.- Propiedades del Gas Natural.....	18
1.5.1.1.- Poder Calorífico Superior.....	18
1.5.1.2.- Poder Calorífico Inferior.....	18
1.5.1.3.- Limite de Inflamabilidad.....	18
1.5.1.4.- Limite Inferior de Explosividad.....	18
1.5.1.5.- Limité Superior de Explosividad.....	19
1.5.1.6.- Viscosidad.....	19
1.5.1.7.- Temperatura de Ignición.....	19
1.5.2.- Composición del Gas Natural.....	19
1.6.- Infraestructura Terrestre para el Transporte de Hidrocarburos.....	21
1.6.1.- Sistemas de Transporte de Hidrocarburos.....	22
1.6.2.- Sistema de Distribución de Hidrocarburos en México.....	23
1.6.3.- Estación de Compresión .....	29
1.6.4.- Estación de Bombeo.....	30
1.7.- Ductos.....	31
1.7.1.- Definiciones.....	31
1.7.2.- Clasificación de los Ductos.....	32
1.7.2.1.- Línea de Descarga.....	32
1.7.2.2.- Línea de Recolección.....	32
1.7.2.3.- Línea Principal.....	33
1.7.3.- Tipos de Tuberías.....	33
1.7.3.1.- Tubería Metálica.....	33
1.7.3.2.- Tubería de Plástico.....	34



1.7.4.- Clasificaciones principales de los tubos y ejemplo de aplicaciones...	35
1.7.5.- Normas de Diseño para Ductos.....	36
1.7.6.- Construcción de Ductos.....	38
1.7.6.1.- Tubería con Costura.....	40
1.7.6.2.- Tubería Soldada por Arco Sumergido.....	40
1.7.6.3.- Tubería Soldada por Resistencia Eléctrica.....	41
1.7.6.4.- Tubería sin Costura.....	42
1.8.- Instalación de Ductos.....	42
1.9.- Evaluación de Integridad.....	49
1.10.- Diablo Instrumentado.....	50
1.10.1.- Definición.....	50
1.10.2.- Tipos de Diablos Inteligentes.....	50
1.10.3.- Tipos de Diab. Instr. para la Inspección de Ductos.....	51
1.10.4.- Aplicaciones.....	51
1.10.4.1.- Diablo Instrumentado de Flujo Magnético.....	51
1.10.4.2.- Diablo Instrumentado Ultrasónico.....	52
 Capítulo 2 “EVALUACIÓN DE INTEGRIDAD”	
2.- Evaluación de Integridad.....	53
2.1.-Integridad en Ductos.....	53
2.2.- Mantenimiento Convencional de Ductos.....	53
2.2.1- Mantenimiento Predictivo.....	53
2.2.1.1.- Inspección.....	54
2.2.1.2.- Sistema y Dispositivos de Seguridad.....	55
2.2.1.3.- Equipos y Conexiones.....	55
2.2.1.4.- Inspección Visual.....	55



2.2.2.- Mantenimiento Preventivo.....	56
2.2.2.1.- Análisis Químicos.....	56
2.2.2.2.- Inhibidores de Corrosión.....	56
2.2.2.3.- Recubrimiento Exterior de Ductos.....	57
2.2.2.4.- Tipos de Revestimiento en Tuberías.....	58
2.2.2.5.- Recubrimiento Interior de Ductos.....	59
2.2.2.6.- Reg. del Cntr. y Eval. de la corrosión interior.....	60
2.2.3.- Mantenimiento Correctivo.....	61
2.2.3.1.- Tipos de Reparación.....	61
2.2.3.2.- Tipos de Camisas.....	61
2.2.3.2.1.- Camisas Metálicas.....	62
2.2.3.2.2.- Camisas no Metálicas.....	63
2.2.3.2.3.- Camisas Mecánicas.....	64
2.2.4.-Deterioro de Componentes Estructurales.....	64
2.3.- Formas de Degradación de un Ducto y las Características que Influyen su Detección.....	66
2.3.1.- Corrosión.....	66
2.3.2.- Falla de Material.....	68
2.3.3.- Defectos de Construcción.....	68
2.4.- Clasificación de Anomalías en Ductos en Función de su Severidad.....	68
2.4.1.- Presión de Diseño (Pd).....	69
2.4.2.- Presión Máxima de Operación Permisible.....	69
2.4.3.- Presión de Operación (Pop).....	69
2.4.4.- Hallazgos.....	69
2.4.5.- Tiempo de Vida Remanente (TVR).....	70
2.4.6.- Recomendación.....	70
2.5.- Conformación del Análisis de Integridad.....	70





2.5.1.- Principios del Análisis de Integridad.....	73
2.5.2.- Criterios del Análisis de Integridad.....	74
2.5.3.- Procedimiento del Análisis de Integridad.....	78
2.5.4.- Prioridades de Acción Correctiva.....	81
2.6.- Métodos de Análisis de Integridad.....	82
2.6.1.- Análisis de Integridad en Ductos sin Equipo Instrumentado.....	82
2.6.2.- Análisis de Integridad en Ductos con Equipo Instrumentado.....	83
2.7.- Metodología General.....	83
 Capítulo 3 “DIABLOS INSTRUMENTADOS”	
3.- Diablos Instrumentados.....	86
3.1.- Historia de los Diablos.....	86
3.2.- Herramientas para la Inspección en Línea de Ductos.....	87
3.3.- Función de los Diablos.....	89
3.3.1.- De Uso Útil.....	90
3.3.1.1.- Diablos de Discos Bi-Direccionales.....	92
3.3.1.2.- Diablos de Copa Estándar.....	92
3.3.1.3.- Diablos de Copa Cónica.....	92
3.3.1.4.- Diablos de Poliuretano.....	92
3.3.2.- Diablos Inteligentes.....	93
3.3.2.1.- Diablos Geómetra ó Simulador.....	93
3.3.2.2.- Diablos Instrumentados.....	93
3.4.- Tipos de diablos Instrumentados para la Inspección de Ductos.....	96
3.4.1.- Diablos Instrumentados de Flujo Magnético.....	96
3.4.2.- Diablos Instrumentados Ultrasónico.....	98
3.5.- Datos Registrados por los Diablos.....	100



## Capítulo 4 “APLICACIÓN (CASO DE ESTUDIO)”

4.- Caso de Estudio.....	103
4.1.- Descripción de un sistema de Ductos de Transporte de Hidrocarburos Líquidos.....	103
4.2.- Descripción del Sistema a Evaluar.....	105
4.3.- Interpretación de los Datos Obtenidos de una Corrida de Diablos.....	106
4.4.- Inspección con Diablo Instrumentado Ultrasonico.....	108
4.5.- Descripción de Datos de la Corrida de Diablo.....	114
4.6.- Evaluación de la Resistencia Remanente.....	116
4.7.- Determinación de la Longitud Máxima Permisible de Corrosión ASME B-31G.....	117

## Capitulo 5 "RESULTADOS Y ANÁLISIS DE RESULTADOS"

5.1.- Resultados.....	121
5.2.- Análisis de Resultados.....	122

Conclusiones.....	123
-------------------	-----

Bibliografía.....	125
-------------------	-----

## Anexos

Anexo A: Definiciones y Abreviaturas.....	126
Anexo B: Procedimiento para Envío y Recibo de Diablo.....	131
Anexo C: Equipo Utilizado en Inspecciones Internas .....	137
Anexo D: Normas Internacionales para Diseño y Construcción de Ductos.....	138



## Resumen

El petróleo es la fuente de energía más importante en la actualidad; además es materia prima en numerosos procesos de la industria química, en el mundo del petróleo los oleoductos y los buques tanque son los medios por excelencia para el transporte del crudo, la capacidad de transporte de los oleoductos varía y depende del tamaño de la tubería, es decir, entre más grande sea el diámetro, mayor es la capacidad. Estas líneas de acero pueden ir sobre la superficie o bajo tierra y atraviesan la más variada topografía.

Adentrándose un poco más acerca de la función principal que los ductos a cargo de PEMEX tiene el transporte de hidrocarburos por todo el territorio nacional, y con ello la importancia que es el mantener en optimas condiciones su funcionalidad, se emplean diferentes análisis para lograr conocer el estado actual en que se encuentran dichas instalaciones, para poder tomar medidas preventivas antes de que un evento ocurra y con ello perjudique a la instalación, población o medio ambiente.

Un análisis de integridad es aplicable a ductos terrestres desde la trampa de envío (TED) de diablos en una estación de compresión o bombeo de hidrocarburos y hasta la trampa de recibo de diablos (TRD) en otra estación de compresión, bombeo, medición o en algunos casos puede ser de 30 a 50 Kms.; a exactitud de los resultados del análisis es función únicamente de la exactitud de los datos proporcionados y de la veracidad del reporte de la inspección no destructiva.

Para poder lograr esto se llevan a cabo inspecciones, las cuales constan de una serie de métodos que ayudan a identificar el estado actual en el que se encuentra la instalación, dentro de todas estas metodologías existe una que ha sido llevada cabo con una eficiencia y que ha evolucionado a través de los años, la inspección de ductos empleando diablos instrumentados.

Un análisis de Integridad realizado a un ducto empleando como herramienta un diablo instrumentado, contribuye a verificar el estado en el que se encuentra el ducto y con ello que la operación de dicho ducto se realice de manera mas segura estableciendo las condiciones de operación adecuadas para su funcionamiento y asi proteger no solo la instalación si no también a la población y medio ambiente que se encuentran alrededor del ducto.



## Introducción

El transporte de hidrocarburos líquidos a través de líneas terrestres es una parte fundamental de la infraestructura de Pemex Refinación y Pemex Petroquímica para poder mover los productos a lo largo del territorio o de un centro de almacenamiento a otro, es decir que es parte fundamental de la cadena de valor, sin la continuidad entre sus procesos no hay generación de valor agregado, la continuidad del flujo del petróleo genera, los 365 días del año, las 24 horas del día, riqueza y vida productiva a la Nación.

La red de transporte y almacenamiento, se extiende por todo el territorio nacional, campos, bosques, selvas, desiertos, ríos, lagunas, poblaciones y ciudades, se convierten en el campo de operación de esta importante actividad, que permite el abasto oportuno y suficiente de hidrocarburos, la red de los principales ductos de Petróleos Mexicanos tiene una antigüedad promedio de 30 años. El sistema de Transporte de Hidrocarburos por Ducto a cargo de Petróleos Mexicanos está conformado por 55 mil 331 kilómetros, de los cuales 37 mil 257 — el 67 por ciento— son ductos de transporte en operación que varían desde 4” hasta 48” de diámetro, para transporte y distribución de hidrocarburos líquidos y gaseosos.

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

En particular Pemex Refinación cuenta con 5,197 km. de oleoductos para suministro de crudo a seis refinerías y 8,835 kms. de poliductos para transporte de refinados a Terminales de Almacenamiento.

Pemex Gas cuenta con un sistema integrado por 8,985 km. de gasoductos, 3,051 km. de ductos de gas LP y petroquímicos básicos, 498 km. de ductos petroquímicos secundarios, 20 terminales de distribución de gas LP y 10 centros procesadores de gas.

Pemex Exploración y Producción cuenta con 10 mil 691 km. de ductos de transporte operando, entre los que se encuentran los ductos marinos, y 18 mil 074 Km. de ductos de descarga y producción de pozos.



Ante la necesidad de mantener e incrementar la Confiabilidad de los Sistemas de Transportación de Hidrocarburos Líquidos por Ducto y con objeto de disminuir la probabilidad de accidentes, el presente trabajo describe como la aplicación de diablos instrumentados en la inspección interna de ductos ayuda a la realización de un análisis de integridad y así tomar acciones inmediatas con medidas que faciliten la implantación y/o permanencia de Soluciones Sistémicas en el mediano y largo plazo.

La inspección en la industria de los Sistemas de Ductos se está enfocando al manejo de 4 categorías de Inspección:

- Inspección en Línea (ILI) empleando Diablos inteligentes
- Por medio de Pruebas Hidrostáticas
- Evaluación Directa
- Otras Tecnologías comprenden técnicas nuevas y futuras

Un diablo instrumentado o inteligente es un aparato que se utiliza en las inspecciones internas de ductos, el cual dependiendo de sus características va a poder detectar desde pequeñas áreas con corrosión hasta perdidas de material, fisuras y defectos en soldadura a través del ducto, gracias a la tecnología con la que cuentan estos aparatos los cuales en un principio eran de tal simplicidad que solamente se utilizaban para la limpieza interna de la tubería, hoy en día los diablos instrumentados cuentan con diferentes tecnologías; las más destacadas son; por flujo magnético (MFL) y ultrasónico, ambos diablos cuentan con sus beneficios y limitaciones por lo que cada uno está diseñado para trabajar en condiciones de operación distintas.

En el presente trabajo se aborda en el capítulo 1 las generalidades que se tienen para adentrarnos este tipo de temas como lo es el uso de diablos instrumentados en un análisis de integridad, tomando el cuenta lo que es el petróleo, donde fue su origen, sus propiedades y la de sus derivados; además de abordarse temas como son las estaciones de rebombeo las cuales se utilizan para poder transportar el crudo de una instalación de almacenamiento hasta una refinería, se describe las teorías que se han planteado a lo largo de todo el tiempo en cuanto al origen del petróleo, se describe el uso de la infraestructura empleada para el transporte de hidrocarburos líquidos, y así mismo los



instrumentos que son empleados en un análisis de integridad para conocer el estado actual de un ducto y con ello prevenir accidentes y corregir fallas en el ducto.

En el capítulo 2 se describe en que consiste un análisis de integridad aplicado a ductos que transportan hidrocarburos líquidos, describiendo desde lo que es un mantenimiento predictivo, un mantenimiento preventivo y un mantenimiento correctivo, sus principios y aplicaciones de cada uno de ellos, además se describe como se clasifican las fallas y a su vez la prioridad que se le debe dar a cada una de ellas; todo esto debido a que en un análisis de integridad se puede conocer dichas fallas y así poder repararlas o incluso reemplazar el ducto para evitar que ocurra un accidente.

En lo que se refiere al capítulo 3 se toma y describe el tema de los diablos, se empieza con una reseña histórica acerca de los diablos en general, de ahí se continúa con la descripción de los tipos de diablos que existen y cual es la utilidad de cada uno de ellos, una vez descrito esto se realizó la descripción de los diablos inteligentes desglosándolos de acuerdo a su tecnología utilizada (Flujo magnético y ultrasónicos), describiendo sus características para cada uno de ellos y finalmente los datos que registran (corrosión, pérdida de metal, etc.) en un software especializado, al inspeccionar un ducto.

En lo que se refiere al capítulo 4 se aborda la descripción de un sistema de transporte por ducto el cual transporta hidrocarburos líquidos, la descripción del sistema en el cual se llevo a cabo la inspección interna del ducto empleando un diablo instrumentado y así mismo la interpretación de los datos obtenidos mediante esta herramienta, con estos datos se puede calcular la resistencia remanente del ducto y por medio del ASME B-31G la longitud máxima permisible de corrosión con la cual se puede establecer la prioridad que tiene ese ducto para aplicarle un mantenimiento.

En el capítulo 5 se enuncian los resultados, análisis de resultados y conclusiones que se obtienen del presente trabajo, el cual esta realizado basándose en la información mas reciente.



## Objetivos

### General:

- Describir la utilidad de los diablos instrumentados para inspección de ductos de transporte de hidrocarburos líquidos, basados en los datos de la corrida de diablos instrumentados.

### Particulares:

- Investigar y describir en que consiste la evaluación de integridad y como es utilizada para la verificación del estado de ductos implementando diablos instrumentados para ello.
- Describir la metodología para llevar a cabo una evaluación de integridad en ductos de transporte terrestre de hidrocarburos.
- Describir los tipos de diablos instrumentados para la inspección de ductos.
- Proceso de análisis de los datos de la corrida de diablos instrumentados en la evaluación de integridad en un ducto de transporte de hidrocarburos líquidos.



UNIVERSIDAD NACIONAL  
AUTÓNOMA DE  
MÉXICO

# **CAPITULO 1**

# **GENERALIDADES**





## 1.- Generalidades

### 1.1. Que es el Petróleo

El petróleo es la fuente de energía más importante en la actualidad; además es la materia prima en numerosos procesos de la industria química. El origen del petróleo es similar al del carbón. En ambos casos, se hallan en las rocas sedimentarias, pero el petróleo procede de la descomposición de materia orgánica (especialmente restos de animales grandes masas de plancton en un medio marino). Su explotación es un proceso costoso que sólo está al alcance de grandes empresas.

El petróleo es un recurso fósil que se emplea como energía primaria; sustituyó al carbón que era la fuente principal de energía a finales del Siglo XIX. El porcentaje respecto al total de la energía primaria consumida, en un país industrializado, ha ido aumentando desde principios de siglo hasta hace pocos años. La crisis del petróleo en 1973, motivada por la alarmante subida del precio del petróleo decretada por la OPEP (Organización de Países Exportadores de Petróleo), ha estabilizado el consumo, consiguiendo incluso que varios países diversifiquen su dependencia energética y hagan descender las cifras de las importaciones de petróleo.

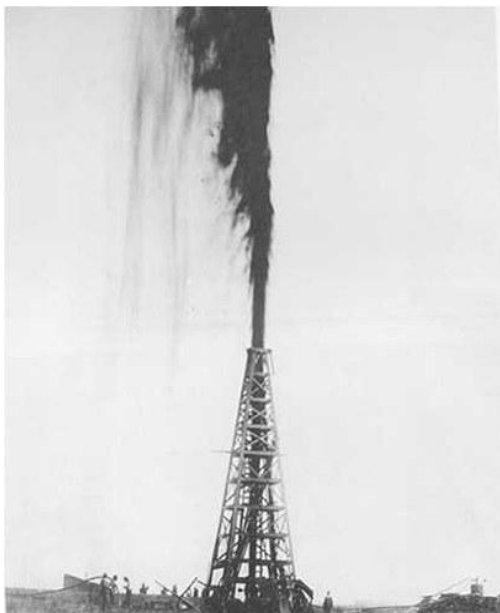


Fig. 1.1 Primer pozo perforado en Pensilvania



El producto es un compuesto químico complejo en el que coexisten partes sólidas, líquidas y gaseosas. Lo forman, por una parte, unos compuestos denominados hidrocarburos, formados por átomos de carbono e hidrógeno y, por otra, pequeñas proporciones de nitrógeno, azufre, oxígeno y algunos metales.

Su color es variable, entre el ámbar y el negro y el significado etimológico de la palabra petróleo es aceite de piedra, por tener la textura de un aceite y encontrarse en yacimientos de roca sedimentaria.

Se conoce que la formación del petróleo está asociada al desarrollo de rocas sedimentarias depositadas en ambientes marinos o próximos al mar, y que es el resultado de procesos de descomposición de organismos de origen vegetal y animal, que en tiempos remotos quedaron incorporados en esos depósitos. El petróleo no se encuentra distribuido de manera uniforme en el subsuelo, deben confluír por lo menos cuatro condiciones básicas para que éste se acumule: una roca permeable, de forma tal que bajo presión el petróleo pueda moverse a través de los poros microscópicos de la roca; una roca impermeable, que evite la fuga del aceite y gas hacia la superficie; el yacimiento debe comportarse como una trampa, ya que las rocas impermeables deben encontrarse dispuestas de tal forma que no existan movimientos laterales de fuga de hidrocarburos; y debe existir material orgánico suficiente y necesario para convertirse en petróleo por el efecto de la presión y temperatura que predomine en el yacimiento. En su estado natural se le atribuye un valor mineral; es susceptible de generar, a través de procesos de transformación industrial, productos de alto valor, como son los combustibles, lubricantes, ceras, solventes y derivados petroquímicos.

## **1.2.- Teorías del Origen del Petróleo**

El origen del petróleo ha sido un tópico de interés para muchos investigadores. Saber su origen es muy complicado. Una gran mayoría de químicos y geólogos dicen que tiene un origen orgánico, mientras que otros científicos piensan que se forman en la Naturaleza por un método abiótico. De este modo tenemos dos teorías:

- Teoría inorgánica (abiótica)
- Teoría orgánica



El método abiógeno considera que las sustancias inorgánicas, mediante transformaciones químicas, forman el petróleo. Pero es conocido que el petróleo tiene sustancias orgánicas. El problema que se plantea es saber que transformaciones dan lugar a materia orgánica a partir de materia inorgánica. Dentro de estas teorías se encuentran las más conocidas que son la teoría de los metales alcalinos o de Berthelot, la teoría de los carburos metálicos o teoría de Mendeleeff, teoría de del origen cósmico, entre otras.

### **1.2.1.- Teoría (Inorgánica) Abiógena**

#### **1.2.1.1.- Teoría de Metales Alcalinos o de Berthelot**

En el año de 1866, Berthelot señala que en el interior de la tierra existen metales alcalinos en estado libre y que el bióxido de carbono podía reaccionar con ellos para formar carburos y estos al reaccionar con el agua generaron acetileno, el demostró que si el acetileno se calienta a una temperatura de  $900^{\circ}\text{C}$ , aproximadamente, se polimeriza en benceno y si el benceno se calienta a condiciones apropiadas pierde hidrogeno y los residuos se combinan para formar difenilo ( $\text{C}_{12}\text{H}_{10}$ ).

Los hidrocarburos de más alta graduación pueden ser generados del acetileno y estos actuando unos sobre otros y a altas temperaturas forman hidrocarburos más complejos. Todas las reacciones descritas en esta teoría pueden verificarse en laboratorio, solamente que la debilidad de esta teoría estriba en suponer que en la tierra existen metales alcalinos libres.

#### **1.2.1.2.- Teoría de los Carburos Metálicos o de Mendeleeff**

En el año de 1877 Mendeleeff presento esta teoría basada es la presunción de que en la tierra existen carburos de hierro en estado nativo y que las aguas de infiltración, al reaccionar con estos carburos de hierro, podrían formar hidrocarburos. Se supone que esta teoría fue inspirada en los experimentos de Hahn, Cloez y Williams, quienes demostraron que los hidrocarburos podrían producirse tratando el hierro fundido y el ferromanganeso con ácidos y agua.

Las teorías de Berthelot y Mendeleeff se basan que en la tierra existen metales alcalinos y carburos metálicos, elementos cuya presencia en estado libre no se conoce en la



naturaleza, pues son muy inestables, y en caso de que hayan existido, debieron haber sido destruidos por la acción de las aguas.

Además son productos de altas temperaturas y por consiguiente su existencia estaría asociada o íntimamente ligada a fenómenos volcánicos. Los investigadores prácticamente han descartado estas teorías, ya que la mayor parte de los campos petroleros hasta hoy conocidos no están asociados con fenómenos volcánicos y la mayoría de ellos se encuentran muy alejados de las zonas de actividad ígnea.

Es una de las teorías más antiguas, fundada en la hipótesis de que el petróleo y el gas natural formen parte constitutiva de la materia nebulosa original o de las capas de gases que envolvieron a la materia original, de donde se formó la tierra. La hipótesis continúa diciendo que conforme se iba enfriando el globo terráqueo, el petróleo se precipitó de la atmósfera de gases, penetró en los poros de las rocas para llegar a constituir con el tiempo los yacimientos actuales. Uno de los principales apoyos de esta teoría es que en algunos meteoritos se han encontrado hidrocarburos y también que la composición de la tierra es similar a la de dichos meteoritos.

### **1.2.1.3.- Teoría de la Caliza, el Yeso y el Agua**

En esta teoría se supone que cuando los carbonatos y sulfatos de calcio se sujetan a la acción del agua caliente, forman hidrocarburos como los que constituyen el petróleo, las calizas, el yeso y el agua existen en abundancia y están íntimamente asociados en la naturaleza, por otra parte, contienen todos los elementos necesarios para la formación de hidrocarburos y es posible que bajo condiciones favorables de presión y temperatura, el petróleo se puede formar de esta manera, pero las reacciones químicas en las que se apoya esta teoría no han sido explicadas a satisfacción.

Estas teorías no han sido aceptadas por la mayoría de los investigadores, por que algunas suponen que en la tierra no hay condiciones y materiales que a la fecha no se sabe que existan. No explican la gran abundancia de petróleo en las cuencas sedimentarias, ni tampoco la variedad en la composición de los hidrocarburos encontrados en el petróleo; por otra parte, si el petróleo fuera de origen inorgánico, sería lógico encontrar chapopoterías o emanaciones de gases de hidrocarburos en áreas en donde existen extensos afloramientos de rocas ígneas y metamórficas.



### 1.2.2.- Teoría Orgánica

La teoría orgánica dice que el petróleo y el gas se forman a partir de las sustancias orgánicas de las rocas sedimentarias. Consideramos que el primer material orgánico que se acumula en las rocas sedimentarias está formado por residuos muertos de la microflora y de la micro fauna (plancton,...) que se desarrollan en el agua del mar y a las cuales se añaden restos animales y vegetales por transporte.

En las capas superiores de las rocas sedimentarias esta materia orgánica sufre descomposición por acción de  $O_2$  y bacterias. Se desprenden en este proceso  $CO_2$ ,  $N_2$ ,  $NH_3$ ,  $CH_4$ ,  $C_2H_6$ . A la vez se forman los primeros productos líquidos solubles en agua. El material más estable respecto a la acción química y bacteriana queda en las zonas sedimentarias.

A medida que pasa el tiempo, las rocas sedimentarias van quedando enterradas por otras capas que se superponen a lo largo de mucho tiempo. Aquí hay un medio reductor, hay temperaturas más altas (de hasta  $200^{\circ}C$ ), presiones considerables (10-30Mpa), y además toda esta masa estará encajonada entre otras rocas, las cuales pueden tener sustancias que funcionen como catalizadores de la reacción (arcillas). Todo esto hace que se produzcan una serie de transformaciones.

La teoría actual considera que es en esta etapa cuando las sustancias orgánicas, especialmente los lípidos (grasas, ceras,...), sufren la descomposición debido a los efectos térmicos y catalíticos dando lugar a los hidrocarburos constituyentes del petróleo. Este proceso es largo y complicado, por lo que los detalles de los mecanismos de este proceso están todavía sin aclarar. Existen teorías sobre algunas etapas.

Como el material orgánico inicial del cual procede el petróleo se encuentra disperso, los productos resultantes de su transformación (gas o petróleo) también estarán dispersos en la roca madre petrolífera, normalmente arcilla.

El petróleo es líquido y el gas es gas, por lo que tendrán mayor movilidad que el carbón, igual que el agua que queda como residuo. Así podrán moverse, de forma que normalmente las bolsas de petróleo y gas emigran, por lo que no se encontraran en



donde se formaron originalmente. Los geólogos denominan a este fenómeno migración, que puede ser primaria o secundaria.

Como resultado de la migración primaria, el petróleo y el gas se van a colocar en las rocas vecinas, siempre que sean porosas. Las causas de esto pueden ser un desalojamiento forzado, difusión (el petróleo busca otro sitio; los que más se difunden serán los gases), desplazamiento debido al agua, presión por causa de los estratos, filtración por los poros de las rocas encajonantes, puede viajar como mezcla de gas y vapor cuando hay grandes temperaturas y presiones.

Esta masa de petróleo y gas va a moverse posteriormente hacia arriba, en lo que se denomina migración secundaria, a través de los estratos porosos y como consecuencia de la gravedad o de la presión de las placas tectónicas. Emigra hasta llegar a la roca impermeable que no permite la difusión a través de ella. Esto se denomina trampa estratigráfica para la bolsa de petróleo. Hay tres tipos de trampa estratigráfica:

- Anticlinal
- Domo salino: la sal va solidificando y hace de cuña, penetrando hasta la parte impermeable.
- Falla: Se produce cuando los estratos rompen, quedando una capa porosa frente a otra impermeable. Así frena el paso del petróleo o del gas, produciéndose una acumulación que crea el yacimiento.

En un yacimiento siempre tendremos el casquete formado por gas que está siempre en equilibrio con el petróleo líquido.

### **1.3.- Propiedades del Petróleo**

El petróleo es muy complejo y sobre él se necesitan realizar pruebas analíticas relativamente sencillas y los resultados de las mismas se utilizan junto con correlaciones empíricas para la evaluación del crudo de Petróleo como materia prima de una refinería.

#### **1.3.1.- Densidad °API**

La densidad del Petróleo se expresa en términos de densidad API; se relaciona con el peso específico de tal manera que un incremento en la densidad API corresponde a un



descenso en el peso específico. Las unidades de densidad API son °API y pueden ser calculados a partir del peso específico con la siguiente ecuación 1.1:

$$^{\circ}API = \frac{141.5}{pes.esp.} - 131.5$$

Ec.1.1

El peso específico y la densidad API, se refieren al peso por unidad de volumen a 60 °F, el peso específico del Petróleo puede variar desde menos de 10 °API a más de 50 °API, pero la mayoría de los crudos se hallan comprendidos en el intervalo de 20 °API a 45 °API.

### 1.3.2.- Contenido de Azufre

El contenido de azufre y la densidad API son las propiedades que tienen mayor influencia en el valor del crudo del Petróleo. El contenido de azufre se expresa como tanto por ciento en peso de azufre y varia desde 0.04% para un petróleo parafínico hasta un 5.0% para un asfáltico y dichas concentraciones dependen de la región geográfica de donde se extrae el Petróleo y de la antigüedad del yacimiento. El Petróleo con un contenido mayor al 0.5% de azufre requieren generalmente un proceso mas extenso que los que poseen un contenido de azufre inferior, aunque en ambos casos ocasiona un gran impacto económico a la industria petrolera debido a la corrosión. Aunque el termino de Petróleo ácido o amargo hacia referencia inicialmente a los petróleos que contenían sulfuro de hidrogeno disuelto independientemente del contenido total en azufre, ha venido a significar cualquier petróleo con un contenido en azufre suficientemente alto para requerir un procesado especial. No existe una línea divisora clara entre los Petróleos ácidos o amargos y dulces, pero el contenido en azufre del 0.5% es utilizado como un criterio frecuente para clasificarlo.

### 1.3.3.- Clasificación del petróleo según su gravedad API

El petróleo es clasificado en liviano, mediano, pesado y extrapesado, de acuerdo a su medición de gravedad API.



<b>Aceite crudo</b>	<b>Densidad ( g/ cm3)</b>	<b>Densidad grados API</b>
Extrapesado	>1.0	<10.0
Pesado	1.0 - 0.92	10.0 - 22.3
Mediano	0.92 - 0.87	22.3 - 31.1
Ligero	0.87 - 0.83	31.1 - 39
Superligero	< 0.83	> 39

Tabla 1.1. Base de Datos de PEMEX

#### **1.3.4.- Residuo de Carbón**

El residuo de carbón se determina por destilación a un coque residual en ausencia de aire. El residuo de carbón se relaciona aproximadamente con el contenido asfáltico del Petróleo y con la fracción de aceite lubricante que puede recuperarse. En la mayoría de los casos cuanto menor es el contenido en carbón más valioso es el Petróleo.

#### **1.3.5.- Contenido en Sales**

Si el contenido en sales del Petróleo, cuando se expresa como NaCl, es mayor que 10 lb/ 1000 bl., generalmente es necesario desalar el Petróleo antes de su procesado. Si no se elimina la sal, pueden encontrarse problemas serios de corrosión.

#### **1.3.6.- Contenido de Nitrógeno**

Un contenido alto de nitrógeno es indispensable ya que los compuestos orgánicos nitrogenados son causa de serios envenenamientos en los catalizadores utilizados en el procesado. El petróleo que contiene nitrógeno en cantidades superiores al 0.25% en peso requieren procesos especiales para eliminar al nitrógeno.

#### **1.3.7.- Contenido de Oxígeno**

El contenido de oxígeno es normalmente menor de 2.0 5 aunque se han reportado cantidades mayores y la causa posible de esto es porque el petróleo se ha expuesto prolongadamente al aire de la atmósfera durante o después de su extracción. Sin





embargo, el contenido de oxígeno del Petróleo también aumenta con la temperatura de ebullición de las fracciones.

### **1.3.8.- Contenido en Metales**

El contenido en metales del petróleo puede variar desde unas pocas partes por millón hasta más de 1000 ppm y en contrapartida a sus concentraciones relativamente bajas, son de considerable importancia. Cantidades diminutas de algunos de estos metales (níquel, vanadio y cobre) pueden afectar seriamente las actividades de los catalizadores y dar lugar a un producto de valor inferior. Las concentraciones de vanadio superiores a las de 2 ppm en los fuelóleos pueden dar lugar a corrosiones serias en los álabes de la turbina y al deterioro en el recubrimiento de hornos refractarios y chimeneas.

### **1.3.9.- Poder Calorífico**

El poder calorífico se refiere al calor desprendido por la combustión de la cantidad unitaria del combustible.

### **1.3.10.- Poder Calorífico Superior**

Es el calor desprendido cuando todos los productos de la combustión se enfrían a la temperatura ambiente. Este incluye el calor sensible y latente de vaporización del agua contenida en los productos de la combustión.

### **1.3.11.- Poder Calorífico Inferior**

Es el poder calorífico superior menos los calores sensibles y latentes del agua de los productos de la combustión cuando estos se enfrían a 15.5 °C.

### **1.3.12.- Densidad Relativa**

Es la relación entre la densidad de una sustancia y la del agua a la misma temperatura generalmente especificada de 15.6 °C.



## 1.4.- Composición del Petróleo

El petróleo está formado por hidrocarburos, que son compuestos de hidrógeno y carbono, en su mayoría parafinas, naftenos y aromáticos junto con cantidades variables de derivados hidrocarbonados de azufre, oxígeno y nitrógeno. Cantidades variables de gas disuelto y pequeñas proporciones de componentes metálicos. También puede contener, sales y agua en emulsión o libre, sus componentes útiles se obtienen por destilación fraccionada en las refinerías de petróleo y los componentes no deseados, como azufre, oxígeno, nitrógeno, metales, agua, sales, etc., se eliminan mediante procesos físico-químicos. El número de compuestos es muy grande, la mayoría de hidrocarburos aislados se clasifican como:

*Hidrocarburos parafínicos:* Son hidrocarburos saturados homólogos del metano ( $\text{CH}_4$ ). Su fórmula general es  $\text{C}_n\text{H}_{2n+2}$

*Ciclo parafinas-Naftenos:* Son hidrocarburos cíclicos saturados, derivados del ciclo pentano ( $\text{C}_5\text{H}_{10}$ ) y del ciclohexano ( $\text{C}_6\text{H}_{12}$ ). Muchos de estos hidrocarburos contienen grupos metilo en contacto con cadenas parafínicas ramificadas. Su fórmula general es  $\text{C}_n\text{H}_{2n}$

*Hidrocarburos aromáticos:* Son hidrocarburos cíclicos insaturados constituidos por el benceno ( $\text{C}_6\text{H}_6$ ) y sus homólogos. Su fórmula general es  $\text{C}_n\text{H}_n$ .

La composición del petróleo dependerá del yacimiento, de la zona donde se haya formado. Tiene menos cenizas que las puede tener un sólido fósil. El crudo tiene cantidades apreciables de sales como NaCl, Ca, Mg,.. Debido a su formación en aguas marinas o salobres. Esto es un problema, porque los cloruros van a provocar corrosión, sobre todo los de Mg. Para ello, al entrar en el proceso de refinación se va a realizar antes que nada un proceso de desalado.

Los compuestos orgánicos del petróleo son hidrocarburos de diversos tipos. La composición de un crudo de petróleo es bastante uniforme en cuando al contenido de C, H, S, N. La composición del gas es más variable. Dependerá del petróleo que proceda de su composición.



Dependiendo de la zona donde se forma el crudo tendremos más proporción de unos compuestos u otros. Es importante saber la composición del crudo, puesto que según su composición podremos obtener unos productos u otros del crudo.

Sin embargo, sea cual sea la procedencia del crudo, se va a mantener constante el contenido en C y H<sub>2</sub>, aunque tengan distintos compuestos hidrocarbonados (siempre dentro de una familia de crudos).

Los compuestos de naturaleza inorgánica son los que contienen N, S, O<sub>2</sub> y elementos metálicos. Se encuentran en menores proporciones que, las cuales van a depender de la naturaleza del crudo. Es interesante conocer la composición en elementos orgánicos, porque dependiendo de esta, se somete al crudo a uno u otro tratamiento, para obtener un producto u otro.

Algunos ejemplos de compuestos inorgánicos son:

- compuestos sulfurados mercaptano
- compuestos de O<sub>2</sub>
- compuestos de N<sub>2</sub>
- compuestos de metales (Li, Na, V, (va unido a compuestos nitrogenados)

### Composición y Propiedades del Crudo Típico.

Componentes	
H <sub>2</sub> S	0.1375 %
CO <sub>2</sub>	0.0219 %
N <sub>2</sub>	0.000084 %
Metano	0.2156 %
Etano	0.5370 %
Propano	1.4245 %
i-Butano	0.5566 %



n-Butano	1.8226 %
i-Pentano	1.5577 %
n-Pentano	2.3642 %
n-Hexano	4.4991 %
Heptano	5.0023 %
Octano	7.2171 %
Nonano	6.0752 %
Decano	6.1121 %
Pentadecano y más pesados	62.4565 %
<b>Propiedades</b>	
Calor de Combustión (Btu/lb)	19711.0
Viscosidad (Cp)	0.7
Peso Molecular Promedio (gr/mol)	267.755
Densidad (lb/ft <sup>3</sup> )	53.04

Tabla 1.2. Base de Datos de PEMEX

## 1.5.- Gas Natural

El gas natural puede tener impurezas químicas que tienen algún valor para otros usos distintos al de combustible, por lo general estas impurezas se retiran antes de que sea entubado el gas a los consumidores. El gas natural que usan muchos consumidores como combustible en los hogares y en la industria, se conoce también como gas seco o gas dulce.



El gas natural (metano) no es venenoso, pero puede causar asfixia en lugares cerrados, también es explosivo bajo ciertas condiciones.

El gas natural está formado en una porción mayor de dos hidrocarburos ligeros, como son el metano y el etano que son gases no licuables a temperaturas ordinarias y bajo presiones débiles.

### **1.5.1.- Propiedades del Gas Natural**

#### **1.5.1.1.- Poder Calorífico Superior**

El poder calorífico superior de un gas es la energía liberada por unidad de volumen del mismo. Para un gas el poder calorífico se expresa en Kcal/m<sup>3</sup> a 760 mmHg y 15.6 °C saturado superior y se puede calcular para una mezcla de gases multiplicando el porcentaje de cada componente presente por su poder calorífico, sumando los productos y dividiendo entre cien.

#### **1.5.1.2.- Poder Calorífico Inferior**

El poder calorífico inferior de un gas es el poder calorífico superior menos el calor latente del agua producida por combustión del hidrógeno contenido en el gas (libre o combinado) a temperatura superior a la del ambiente, es decir, menos de 445 Kcal/m<sup>3</sup> de hidrogeno a pts. Saturado a 890 Kcal/ ft<sup>3</sup> a pts saturado= 8.879 Kcal/m<sup>3</sup> a pts, saturado.

#### **1.5.1.3.- Limite de Inflamabilidad**

Este límite o también conocido como límite de explosividad, es el porcentaje volumétrico del gas natural en el aire que delimita el intervalo en el cual puede tener lugar la combustión de manera sostenida.

#### **1.5.1.4.- Limite Inferior de Explosividad**

Es el valor mínimo de la concentración de gas natural en el aire, debajo del cual no se presenta una mezcla explosiva o inflamable. Para el gas natural es del 5% de gas en aire en condiciones de presión y temperatura normales.



### 1.5.1.5.- Límite Superior de Explosividad

Es el valor máximo de la concentración de gas natural en el aire, arriba del cual no se presenta una mezcla explosiva o inflamable. Para el gas natural es del 15% de gas aire en condiciones normales de presión y temperatura.

### 1.5.1.6.- Viscosidad

La viscosidad aumenta con la temperatura para los gases y disminuye para los líquidos. La viscosidad cinemática es la viscosidad absoluta dividida por la densidad (Ec. 1.2).

$$\text{Viscosidad Cinemática} = \frac{\text{Viscosidad Absoluta a } t^{\circ}}{\text{Densidad a } t^{\circ}} \quad \text{Ec. 1.2}$$

La temperatura, viscosidad y densidad deben expresarse en unidades de un mismo sistema.

### 1.5.1.7.- Temperatura de Ignición

Es la temperatura de ignición espontánea, temperatura mínima del gas a la cual puede mantenerse la combustión por si misma. Corresponde a la mínima que debe mantener la fuente de ignición para encender una mezcla carburada dentro del rango de inflamabilidad.

### 1.5.2.- Composición Típica del Gas Natural

Componentes	
Nitrógeno	1.1885% Mol
Bióxido de Carbono	0.8125% Mol
Metano	88.0585% Mol
Etano	9.264% Mol
Propano	0.6715% Mol



UNIVERSIDAD NACIONAL  
AUTÓNOMA DE  
MÉXICO

<b>Componentes</b>	
i-Butano	0.0045% Mol
n-Butano	0.0145% Mol
i-Pentano	0.0055% Mol
n-Pentano	0.0055% Mol
n- Hexanos	0.0105% Mol
Heptanos	0.0135% Mol
Octanos	0.014% Mol
Nonanos	0.0135% Mol
Decanos	0.01% Mol
TOTAL	100.0865
<b>Propiedades</b>	
Peso molecular promedio.	18.205 (gr/mol)
Densidad Relativa	0.61
Densidad (lb/ft <sup>3</sup> )	0.048
Temperatura (°F)	77.0
Calor específico a presión constante (Cp) (Btu/lb °F)	0.6430
Conductividad térmica (Btu /lb F)	0.0204
Nivel de Inflamabilidad y Explosividad	4.5% a 14.5% en volumen.
Calor de Combustión (Btu/lb)	19545.4

Tabla 1.3. Base de Datos de PEMEX



## 1.6.- Infraestructura Terrestre para el Transporte de Hidrocarburos

En el mundo del petróleo los oleoductos y los buques tanque son los medios por excelencia para el transporte del crudo. El paso inmediato al descubrimiento y explotación de un yacimiento es su traslado hacia los centros de refinación o a los puertos de embarque con destino a la exportación. Para ello se construye un oleoducto, trabajo que consiste en unir tubos de acero a lo largo de un trayecto determinado, desde el campo productor hasta el punto de refinación y/o de embarque.



Fig. 1.2

La capacidad de transporte de los oleoductos varía y depende del tamaño de la tubería. Es decir, entre más grande sea el diámetro, mayor es la capacidad. Estas líneas de acero pueden ir sobre la superficie o bajo tierra y atraviesan la más variada topografía.



Fig. 1.3

En la parte inicial del oleoducto una "estación de bombeo" impulsa el petróleo y, dependiendo de la topografía por donde éste pase, se colocan estratégicamente otras estaciones para que le permitan superar sitios de gran altura. Los oleoductos disponen también de válvulas que permiten controlar el paso del petróleo y atender oportunamente situaciones de emergencia.





El gas natural se transporta en idénticas circunstancias, pero en este caso la tubería se denomina "gasoducto". Hay ductos similares que cumplen funciones específicas: poliductos para gasolinas, acpm y otros derivados; propanoductos para gas propano, combustoleoductos para combustóleo.

El sistema de Transporte de Hidrocarburos por Ducto a cargo de Petróleos Mexicanos está conformado por 55 mil 331 kilómetros, de los cuales 37 mil 257 son ductos de transporte en operación que varían desde 4" hasta 48" de diámetro, para transporte y distribución de hidrocarburos líquidos y gaseosos.

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

En particular Pemex Refinación cuenta con 5,197 km. de oleoductos para suministro de crudo a seis refinerías y 8,835 kms. de poliductos para transporte de refinados a Terminales de Almacenamiento.

Pemex Gas cuenta con un sistema integrado por 8,985 km. de gasoductos, 3,051 km. de ductos de gas LP y petroquímicos básicos, 498 km. de ductos petroquímicos secundarios, 20 terminales de distribución de gas LP y 10 centros procesadores de gas.

Pemex Exploración y Producción cuenta con 10 mil 691 km. de ductos de transporte operando, entre los que se encuentran los ductos marinos, y 18 mil 074 kms. de ductos de descarga y producción de pozos.

#### **1.6.1.- Sistema de Transporte de Hidrocarburos**

En México la mayoría del hidrocarburo que se obtiene de los yacimientos existentes en el país es transportado a las refinerías, plantas de tratamiento, a través de una red de 77 terminales de almacenamiento y distribución, más de 3,500 auto tanques y 530 carros tanques. Adicionalmente se distribuyen combustibles mediante más de cinco mil estaciones de servicio que tienen suscritos contratos de franquicia y suministro con Pemex. La capacidad nacional de almacenamiento es superior a los 16.6 millones de barriles nominales, con 621 tanques. A diciembre del 2007 se tenía un parque vehicular



de auto tanques para reparto local de petrolíferos de 1,324 unidades, 48% con una edad mayor a 8 años

La mayor parte del gas natural y los condensados se canalizan hacia PEMEX Gas y Petroquímica Básica, donde se realiza su procesamiento mediante el cual se separan los diferentes productos como el gas seco, el etano, el gas licuado y las naftas, principalmente.

Para ello, se cuenta con 19 plantas de endulzamiento, 14 criogénicas y dos de absorción, con una capacidad de proceso de más de 4,500 millones de pies cúbicos diarios.

El gas seco que se obtiene del proceso, junto con el que proviene directamente de los campos, se destina principalmente al autoconsumo de Pemex y a satisfacer la demanda tanto del sector eléctrico como de la industria en general. Pemex Petroquímica elabora productos derivados del metano, etano, propileno y aromáticos en ocho complejos, los cuales comprenden 43 plantas con una capacidad instalada de casi 12 millones de toneladas al año.

Dada la alta demanda que tienen los hidrocarburos para producir energía y en algunos casos las limitaciones que existen en el almacenamiento del hidrocarburo, es indispensable el transporte por medio de oleoductos y gasoductos, los cuales conforman ya el conjunto del Grupo Pemex que cuenta con 57 mil kilómetros de oleoductos, gasoductos y poliductos, así como con 19 buques de flota mayor y 93 embarcaciones menores para el transporte de hidrocarburos a través del país.

### **1.6.2.- Sistema de Distribución de Hidrocarburos en México**

Los ductos son la columna vertebral para la distribución de productos del Sistema Nacional de Refinación, dependiendo de ellos más del 83% del suministro de crudo a las Refinerías y el transporte de la producción de productos destilados hacia las Terminales de Almacenamiento y Distribución ubicadas a lo largo de todo el territorio nacional.

PEMEX Refinación tiene alrededor de 14,032 Km. de ductos para la función de transporte clasificados de acuerdo al servicio que ofrecen en:



Tipo de ducto	Longitud (Km.)
Oleoductos	5,197
Combustoleoductos	192
Poliductos	8,628
Gasoductos	15
<b>Total</b>	<b>14,032</b>

### Oleoductos en la República Mexicana



Fig. 1.4



## Sistema de poliductos en la República Mexicana



Fig. 1.5

PEMEX Refinación se refiere es aquel que se encarga de transformar el crudo en combustibles de uso generalizado como gasolinas, turbosina, diesel y combustóleo los cuales son energéticos que comercializa y distribuye a todo el país por medio de 6 refinерías, 77 centros de ventas, 7554 estaciones de servicio esto aunado cuenta con 5,197 km. de oleoductos para suministro de crudo a las seis refinерías y 8,628 km. de poliductos para transporte de refinados a terminales de almacenamiento.

### Instalaciones Pemex

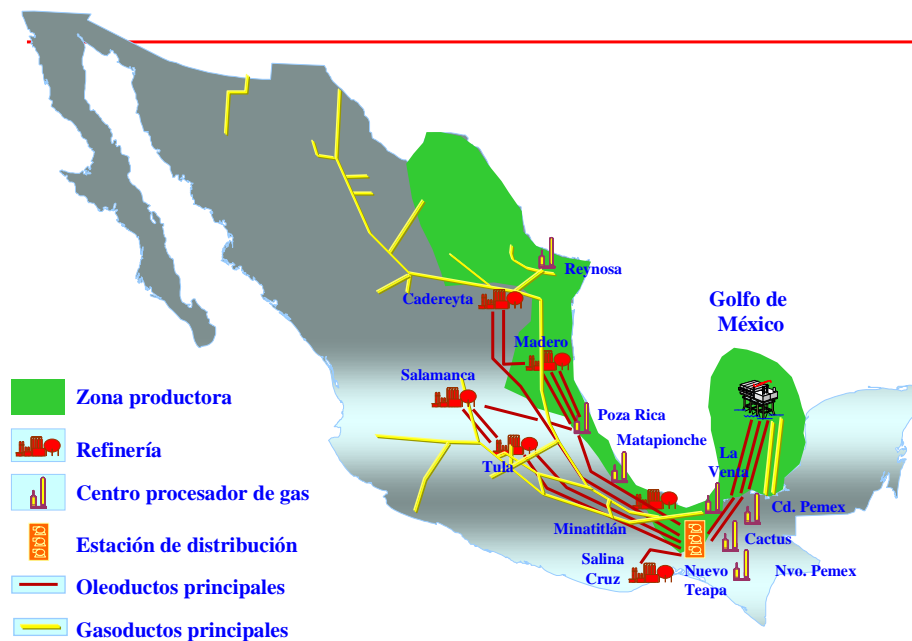


Fig. 1.6

La Red Nacional de Oleoductos hacia las 6 Refinerías del SNR está integrada por los siguientes ductos:

- **Refinerías Madero y Cadereyta**

Oleoducto 30"-24"-20"Ø Nuevo Teapa – Madero – Cadereyta.

Oleoducto 24"Ø Nuevo Teapa – Madero – Cadereyta.

- **Refinerías Tula y Salamanca**

Oleoducto 30"-24"Ø Nuevo Teapa – Venta de Carpio – Tula.

Oleoducto 24"Ø Nuevo Teapa – Venta de Carpio – Tula.

- **Refinería Salamanca**

Oleoducto 24"Ø Poza Rica – Salamanca.

Oleoducto 20"-24"Ø Tula – Salamanca

- **Refinería Salina Cruz**

Oleoducto 48"Ø Nuevo Teapa – Salina Cruz.



Oleoducto 30"Ø Nuevo Teapa – Salina Cruz.

- **Refinería Minatitlán**

Oleoducto 24"Ø Nuevo Teapa – Minatitlán.

Oleoducto 18"-14"/12"Ø Nuevo Teapa – Minatitlán.

En la actualidad PEMEX Gas y Petroquímica Básica cuenta con una importante infraestructura terrestre en donde se tiene una gran red de ductos para el transporte de gas distribuidos a lo largo de la República Mexicana en las Regiones Norte, Centro y Sur como se indica a continuación:

#### Ductos de PGPB.

Región	Producto	Ductos	Longitud (km)
<b>Norte</b>	Gas Natural	44	4,694
	LPG	1	34
<b>Centro</b>	Gas Natural	11	2,295
	LPG	5	1,021
<b>Sur</b>	Gas Natural	44	2,028
	LPG	7	780
	Petroquímicos Básicos	21	1,216
<b>Total</b>		<b>133</b>	<b>12,068</b>



## Sistema nacional de ductos de Gas Natural y LPG

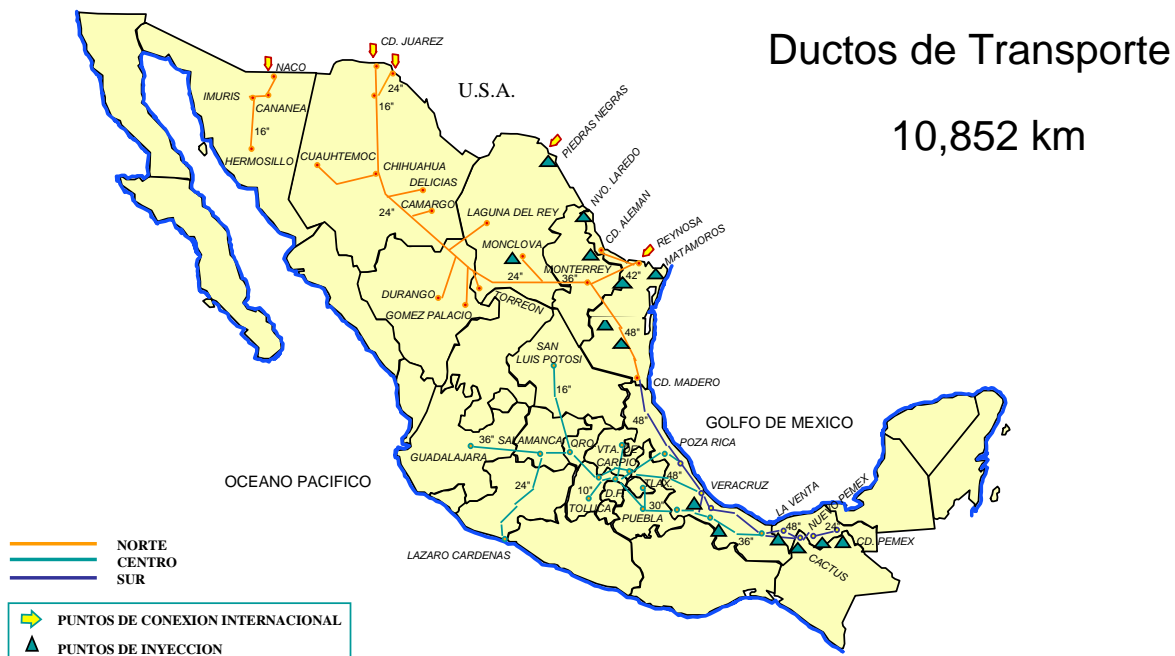


Fig. 1.7

En lo que respecta a los ductos de transporte de gas LP, México cuenta con una red de 1835 kilómetros de longitud. En la actualidad, tres de los ductos principales de PGPB transportan un volumen global promedio de 235 mbd. El ducto Cactus-Guadalajara, cuya extensión total es de 1,231 kilómetros moviliza cerca de 89% del volumen de los tres ductos principales, el 7.5% adicional corresponde al ducto HBBS-Estación Méndez y el 3.5% restante al de Jáltipan-Salina Cruz.

El LPG-Ducto Cactus-Tula-Guadalajara es la columna vertebral de este sistema de transporte.

Adicionalmente se localizan a lo largo del LPG-Ducto las siguientes instalaciones:

- **5 Estaciones de Bombeo.**
  - Estación de Bombeo No. 3 Arroyo Moreno
  - Estación de Bombeo No. 4 Zapoapita
  - Estación de Bombeo No. 5 Cd. Mendoza



Estación de Bombeo No. 6 Maltrata

Estación de Bombeo No. 7 San Martín Texmelucan

- **5 Estaciones de Regulación y Medición:**

Estación de Regulación y Medición de Jáltipan

Estación de Regulación y Medición de Venta de Carpio

Estación de Regulación y Medición de Palmillas

Estación de Regulación y Medición de Valtierra

- **4 Estaciones de Medición:**

Estación de Medición de Cosoleacaque (Fuera de operación)

Estación de Medición de la Refinería de Minatitlán

Estación de Medición de Santa Ana

- **Estaciones de regulación de Presión:**

Estación de Regulación de Presión de Necaxa

Estación de Regulación de Presión de Medias Lomas

### **1.6.3.- Estación de Compresión**

Es utilizada durante el transporte de gas. El gas es necesario comprimirlo para disminuir su gran volumen y para manejarlo en condiciones de seguridad para las instalaciones, el personal y el medio ambiente se requiere disponer de instalaciones adecuadas para lograr todo esto; para asegurar un flujo constante en el transcurso de su transporte debe ser re comprimido en estaciones localizadas cada 60 a 80 Km. a lo largo del ducto de transporte.

La infraestructura de transporte del Sistema Nacional de Gasoductos (SNG) está constituida por ductos de diferentes diámetros y longitudes, trampas de diablos, válvulas de seccionamiento, válvulas troncales, pasos aéreos y cruces de ríos, carreteras y ferrocarriles. A lo largo del ducto existen estaciones de compresión, las cuales permiten incrementar la presión para hacer llegar el producto a su destino.





El SNG consta de 8,700 kilómetros de ductos interconectados de diferentes diámetros y longitudes, que cruzan el territorio nacional a través de 19 entidades federativas con el objeto de satisfacer la demanda de gas natural en el territorio nacional. Adicionalmente, el tramo correspondiente al sistema Naco-Hermosillo tiene una longitud de 340 Km. y se cuenta con 2,270 Km. de ductos privados de transporte abierto, de los cuales 720 Km. son de uso propio, con lo que se tiene un total de más de 11,300 Km. para el transporte de gas natural en el país.

México cuenta actualmente con 11300 Km. de gasoductos, y 20 estaciones de compresión que sirven para elevar la presión del gas extraído de pozos y yacimientos para su transporte y distribución, así como con 200 puntos de medición de gas a lo largo de toda la trayectoria de los 11300 Km. de gasoductos.

#### **1.6.4.- Estación de Bombeo**

Las estaciones de bombeo son estructuras destinadas a elevar un fluido desde un nivel energético inicial a un nivel energético mayor. Su uso es muy extendido en los varios campos de la ingeniería, así, se utilizan en:

Redes de abastecimiento de agua potable: donde su uso es casi obligatorio, salvo en situaciones de centros poblados próximos de cadenas montañosas, con manantiales situados a una cota mayor.

Red de alcantarillado: cuando los centros poblados se sitúan en zonas muy planas, para evitar que las alcantarillas estén a profundidades mayores a los 4 - 5 m.

Sistema de drenaje: cuando el terreno a drenar tiene una cota inferior al recipiente de las aguas drenadas.

Un gran número de plantas industriales Así mismo, PEMEX cuenta con sistemas de estaciones de bombeo a lo largo de toda la trayectoria de ductos que existen en territorio nacional en donde se manejan líquidos derivados del petróleo, así como el mismo petróleo crudo extraído de pozos marinos por medio de plataformas.

Generalmente las estaciones de bombeo constan de las siguientes partes:

- Rejas
- Cámara de succión



- Las bombas propiamente dichas
- Línea de impulsión

En cuanto a Servicios Auxiliares estos son:

- Dispositivos de protección contra el golpe de ariete
- Línea de alimentación de energía eléctrica o instalación para almacenamiento de combustible
- Sistema de monitoreo y telecomunicaciones.

## 1.7.- Ductos

### 1.7.1.- Definiciones

**Tubo:** Pieza hueca, rígida y alargada, generalmente cilíndrica, a veces abierto por sus extremos, a veces de por uno de ellos que tiene diversas aplicaciones, como dejar correr o para contener líquidos, gases, sustancias cremosas, etc.

**Ducto:** Un ducto esta compuesto de tubos que cumple la función de transportar fluidos. Se suele elaborar con materiales muy diversos. Cuando el fluido transportado es petróleo, se utiliza la denominación específica de oleoducto, mientras que cuando el fluido transportado es gas, se utiliza la denominación específica de gasoducto. Un ducto para el transporte de hidrocarburos se extiende entre trampas de diablos (una de envío y otra de recibo), o de no existir ésta, hasta la primera válvula de aislamiento dentro de las fronteras de estaciones de almacenamiento, compresión, bombeo, etc. Se incluyen tanto los sistemas de transporte de hidrocarburos líquidos (petróleo crudo, condensados, gasolina natural y productos derivados de la refinación del petróleo) como los sistemas de transporte de hidrocarburos gaseosos (gas natural derivado de la extracción, gas asociado o residual, gas natural procesado y gas L.P.).

Un oleoducto es el conjunto de instalaciones que sirve de transporte por tubería de los productos petrolíferos líquidos, en bruto o refinados. El término oleoducto comprende no sólo la tubería en sí misma, sino también las instalaciones necesarias para su explotación: depósitos de almacenamiento, estaciones de bombeo, red de transmisiones, conexiones y distribuidores, equipos de limpieza, control medioambiental, etc.



El diámetro de la tubería de un oleoducto oscila entre 10 centímetros y un metro. Los oleoductos de petróleo crudo comunican los depósitos de almacenamiento de los campos de extracción con los depósitos costeros o, directamente, con los depósitos de las refinerías.



Fig. 1.8 Tubería antes de ser soldada

## 1.7.2.- Clasificación de los Ductos

La mayor parte de los ductos caen dentro de las tres clasificaciones que son: línea de descarga, línea de recolección y línea principal. Aquellos que no caen dentro de estas clasificaciones realizan funciones de recuperación secundaria, inyección de agua, o inyección de gas.

### 1.7.2.1.- Línea de Descarga

Esta tubería es la que conduce los hidrocarburos del pozo a la plataforma. Esta diseñada para soportar presiones y temperaturas altas de hasta 980 Kg/cm<sup>2</sup> y 175°C respectivamente, comúnmente son de diámetros pequeños (4in) y son las primeras en instalarse.

### 1.7.2.2.- Línea de Recolección

Las tuberías utilizadas para el transporte de hidrocarburos de distintas unidades de producción a un punto central se denominan sistemas de recolección. Normalmente este



tipo de tuberías miden entre 4 y 8 in de diámetro y unos pocos metros o varios kilómetros de longitud. Aunque relativamente pequeñas y cortas, su número y complejidad las convierten en una de las principales ramas de la industria de los ductos de hidrocarburos. Están diseñadas para operar en un rango de presión de 70 a 140 Kg/cm<sup>2</sup>.

En la actualidad existen tres principales categorías de ductos, los de Petróleo llamados oleoductos, que pueden usarse para transportar crudo y otros productos derivados, los de gas o gasoductos que como su nombre lo indica se usan para transmisión de gas natural, y los oleo gasoductos que son usados para el transporte de petróleo y gas a la vez.

### **1.7.2.3.- Línea Principal**

Esta línea transporta hidrocarburos desde los sistemas de recolección, para ser almacenados y/o procesados. Estos sistemas comúnmente son de grandes diámetros, 36 in. Están diseñadas para operar con presiones similares a las líneas de recolección.

### **1.7.3.- Tipos de Tuberías**

Una gran variedad de tubos y otros conductos se encuentra disponible para el abastecimiento de líquidos y gases.

Se necesita adquirir familiaridad con los tubos y sus accesorios no solamente para realizar dibujos de tubería, sino porque el tubo se utiliza frecuentemente como material de construcción. Es necesario también tener en cuenta el conocimiento de las roscas de tubo ya que con frecuencia es necesario representar y especificar agujeros aterrajados para recibir tubos de abastecimiento de líquidos y gases.

#### **1.7.3.1.- Tubería Metálica**

El tubo estándar norteamericano de acero o de hierro dulce o forjado hasta de 12 in. de diámetro se designa por su diámetro interno nominal, el cual difiere algo del diámetro interno real. Se encuentran en uso común tres tipos de tubo: estándar, extra fuerte o reforzado y doblemente reforzado. En el mismo tamaño nominal, los tres tipos tienen el mismo diámetro exterior que el tubo estándar, encontrándose el incremento de espesor de los tipos extra fuerte y doblemente reforzado en la parte interior. Así, el diámetro exterior del tubo de 1 in. Nominal, en los tres tipos, es de 1.315 in., siendo el diámetro



interior del tipo estándar 1.05 in., del tipo reforzado 0.951 in y del doblemente reforzado 0.587 in.

Todos los tubos de diámetro mayor de 12 in se designan por sus diámetros exteriores y se especifican por su diámetro exterior y el espesor de pared. Los tubos para calderas, de todos los tamaños, se designan por sus respectivos diámetros exteriores.

Los tubos de latón, cobre, acero inoxidable y aluminio tienen los mismos diámetros nominales que los de hierro, pero tienen secciones de pared más delgadas.

El tubo de plomo y los revestidos interiormente de plomo se usan en trabajos de química. El tubo de fundición se emplea en las condiciones subterráneas de agua o gas y para desagües de edificios.

Muchos otros tipos de tubo se encuentran en uso más o menos general y se conocen por sus nombres comerciales, tales como tubo hidráulico, tubo comercial para revestimiento de pozos, tubo API etc.

La mayoría de las instalaciones de tubería de diámetro pequeño de casa habitación, edificios e industrias, para la conducción de agua caliente y fría, se hacen con tuberías de cobre y accesorios para junta soldada.

### **1.7.3.2.- Tubería de Plástico**

Como el tubo de plástico no se corroe y tiene resistencia para un amplio grupo de sustancias químicas industriales, se emplea mucho en lugar del tubo metálico. El cloruro de polivinilo, el polietileno y el estireno son los materiales plásticos básicos. El cloruro de polivinilo es el de uso más extenso. No sostiene la combustión, no es magnético ni produce chispas, no comunica olor ni sabor alguno a su contenido, es ligero, tiene baja resistencia al movimiento de fluidos, resiste a la intemperie y se dobla con facilidad y se une por medio de cementos adherentes disueltos, o bien, en los de gran peso, por medio de rosca. Sus limitaciones principales son su mayor costo, su bajo límite de temperatura y sus bajos límites de presión. Además, no es resistente a todos los disolventes, requiere más soportes y se contrae o dilata más que el acero.

El tubo metálico revestido interiormente de plástico tiene la ventaja de combinar la resistencia mecánica del metal con la resistencia química del plástico.



#### 1.7.4.- Clasificaciones principales de los tubos y ejemplos de aplicaciones

Identificación del tubo	Usos
Estándar	Tubo para servicio mecánico (estructural), tubo para servicio de baja presión, tubo para refrigeración (para maquinas de hielo), tubo para pistas de hielo, tubo para desflemadoras.
De presión	Tubo para conducir líquidos, gases o vapores, servicio para temperatura o presión elevadas, o ambas cosas.
Para conductos	Tubo con extremos roscados o lisos para gas, petróleo o vapor de agua.
Para pozos de agua	Tubo, escareado y mandrilado, para hincar y de revestimiento para pozos de agua, tubo hincado para pozos, tubo para bombas, tubo para bombas de turbina.
Artículos tubulares para campos petrolíferos	Tubo de revestimiento para pozos, cañería de perforación

Tabla 1.4. Base de Datos

Dentro de todo esto se incluyen los accesorios para tubos que son las piezas usadas para conectar y formar la tubería. Generalmente son de fundición o de fundición maleable, excepto los acoplamientos o coples, los cuales son de hierro forjado o maleable. El latón y otras aleaciones se emplean para usos especiales. Los accesorios de acero soldados a tope se emplean para unir tuberías de acero. Los accesorios para junta soldada con soldadura de hojalatero se emplean unir tubos de cobre. Los accesorios de fundición, del tipo de enchufe y cordón, se emplean para unir tubos de fundición.

Los codos se utilizan para cambiar la dirección de una tubería, ya sea a 90 o a 45. El codo de servicio, o codo macho y hembra, tiene rosca macho en uno de sus extremos, lo cual elimina una junta si se emplea como accesorio. Las tees conectan tres tubos y las cruces cuatro. Las laterales se fabrican con la tercera abertura a 45 o 60 del eje principal del accesorio.



Las secciones rectas de tubo se fabrican en longitudes de 12 a 20 pies y se conectan por medio de coples. Estos son cilindros cortos, roscados en su interior. Un cople a la derecha tiene roscas a la derecha en ambos extremos. Para cerrar un sistema de tubería, aunque es preferible una unión, se usa algunas veces un cople a derecha y a izquierda.

La forma usual de unir tubos es por medio del atornillado de bridas fundidas o forjadas que forman parte integral del tubo o accesorio, bridas roscadas, bridas sueltas sobre los tubos con los extremos montados y bridas dispuestas para soldarse. La brida roscada es satisfactoria para presiones de vapor bajas y medias. La unión montada se permite en los mismos tamaños y capacidades nominales de servicio que las juntas con bridas integrales; es muy usada en los trabajos de alta calidad. Con la junta de anillo se puede mantener una presión mayor con el mismo esfuerzo total en los tornillos que la que se puede tener con el tipo de junta de empaquetadura plana. La junta soldada elimina la posibilidad de fugas entre la brida y el tubo; se emplea con éxito en las tuberías sujetas a altas temperaturas y presiones y fuertes deformaciones por dilatación.

#### **1.7.5.- Normas de Diseño para Ductos**

Es necesario realizar un diseño eficaz y seguro de los ductos de transporte para la seguridad pública, la protección al ambiente y la economía de la empresa. La ingeniería de diseño debe considerar todas las situaciones a que se verá expuesta la tubería durante las etapas de instalación, operación y mantenimiento; entre ellas se encuentra, la protección para evitar daños a la tubería debidos a condiciones externas poco usuales, como son los cruzamientos de carreteras. Algunas de las medidas protectoras que se pueden proporcionar son: el revestimiento del tubo con otro tubo de acero de mayor diámetro, el agregar recubrimiento protector de concreto, incrementar el espesor del tubo y/o bajar la línea a una mayor profundidad.

La información mínima requerida para el diseño son: las condiciones de operación, las propiedades físicas y composición química del producto a transportar, el gasto, el perfil hidráulico, la ruta y las condiciones ambientales del derecho de vía.

A continuación se presenta un listado de las normas de mayor relevancia utilizadas para el diseño, construcción e inspección de ductos terrestres para el transporte y recolección de hidrocarburos.



### **NRF-030-PEMEX-2006: Diseño, construcción, inspección y mantenimiento de ductos terrestres para transporte y recolección de hidrocarburos.**

Esta norma desarrollada por PEMEX toma en cuenta las características y condiciones propias de nuestro país de acuerdo a años de experiencia en trabajos de diseño, inspección y mantenimiento de ductos, buscando siempre mejorar las condiciones de operación y seguridad de estas instalaciones. Además de aplicarse al sistema de transporte de hidrocarburos gaseosos el criterio de clasificación de áreas, en esta norma, se incorporan criterios de inspección orientados a reflejar la situación general del ducto de una manera completa, así como la frecuencia con la que se debe realizar.

### **NRF-001-PEMEX-2007: Tubería de Acero para Recolección y Transporte de Hidrocarburos Amargos**

Esta norma establece requisitos para la fabricación de acero al carbono microaleado, tubería de línea con y sin costura, pruebas, documentación y registros del fabricante de tubería para los sistemas de ductos de recolección y transporte de hidrocarburos amargos y no amargos.

### **NRF-004-PEMEX-2003: Protección con Recubrimientos Anticorrosivos a Instalaciones Superficiales de Ductos.**

Esta norma establece las especificaciones y requisitos que deben cumplirse para la preparación de superficie, aplicación, inspección y los criterios de aceptación para los trabajos relacionados con los sistemas de recubrimientos anticorrosivos, para las instalaciones superficiales de ductos que transportan hidrocarburos y sus derivados.

Esta norma no aplica para instalaciones superficiales de ductos cuya temperatura de operación este fuera del rango de -2 a 80°C. Además esta norma solo aplica a sistemas de ductos de tubería de acero al carbón.

### **NRF-005-PEMEX-2000: Protección Interior de Ductos Con Inhibidores.**

En esta norma se establecen los criterios, metodologías, requisitos mínimos de calidad, especificaciones y pruebas de laboratorio y campo, que deben cumplir los inhibidores de corrosión que suministren las compañías fabricantes, ya sea a través de adquisiciones o por licitaciones de contratos.





Esta norma establece los criterios generales y requisitos mínimos de calidad que deben cumplirse para la selección, evaluación y aplicación de inhibidores de corrosión en los sistemas de ductos de los organismos subsidiarios de Petróleos Mexicanos.

### **NRF-096-PEMEX-2004: Conexiones y Accesorios para Ductos de Recolección y Transporte de Hidrocarburos**

Esta norma de referencia es aplicable a la fabricación y pruebas de accesorios, bridas, empaques, juntas aislantes, espárragos, tuercas y contratuerkas para tuberías terrestres y marinas de transporte y recolección de hidrocarburos tanto amargos como no amargos.

Esta norma para fines de aplicación se consideran tanto los sistemas de transporte de hidrocarburos líquidos (petróleo crudo, condensados, gasolina natural y productos derivados de la refinación del petróleo) como los sistemas de transporte de hidrocarburos gaseosos (gas natural derivado de la extracción, gas asociado o residual).

### **ASME B.31.8**

Base de ingeniería con los requerimientos mínimos de seguridad en el diseño y construcción de tuberías de operación con presión interna. Este código ha sido empleado comúnmente en Norteamérica inclusive antes de su aceptación en 1951 por el Instituto Nacional Americano de Estándares, cuyas siglas en inglés son (ANSI).

#### **1.7.6.- Construcción de Ductos**

Muchos de los ductos usados hoy en día son construidos bajo las especificaciones de American Petroleum Institute (API), antes que una compañía pueda construir un ducto o ampliar otro existente deberá obtener lo que se denomina un “certificado de conveniencia y necesidad pública”. Este permiso significa que la compañía ha demostrado tener contratos con productores de hidrocarburos que le permitan un suministro suficiente durante un periodo razonable de tiempo, habitualmente 20 años. La compañía también debe demostrar que cuenta con un mercado para los hidrocarburos al otro extremo de la línea, y que existe una demanda suficiente de más energía por parte de los consumidores presentes y futuros. La compañía debe demostrar que tiene la capacidad de ingeniería y los recursos financieros adecuados para construir una línea que opere con seguridad y eficiencia.

Cuando estos factores han sido tomados en consideración y la compañía ha obtenido el certificado y se ha hecho un estudio de impacto ambiental aprobado por las autoridades correspondientes, en México es la secretaria del medio ambiente y recursos naturales (SEMARNAT) se puede iniciar la construcción de los ductos.

En general el proceso de fabricación es de dos tipos de tuberías la soldada y sin costura. Esta designación se refiere al como cada tubería es fabricada y no al como son conectadas en campo. Las tuberías sin costura son las realizadas mediante el forjado de un sólido redondo, llamado comúnmente “lingote”, éste es calentado y perforado mediante la rotación simultánea (no con broca, en razón de su mayor costo) y el paso obligado sobre una junta perforada y su reducción mediante el laminado y el estiramiento. Puede citarse también, que se producen tubos y tuberías sin costura mediante la extracción, el colado en moldes estáticos o centrífugos, la forja y la perforación. La tubería sin costura es igual de resistente a lo largo de toda su pared, tiene con frecuencia la superficie interna excéntrica con relación a la externa lo que da como resultado un espesor no uniforme de las paredes como lo muestra la Fig. 1.9.

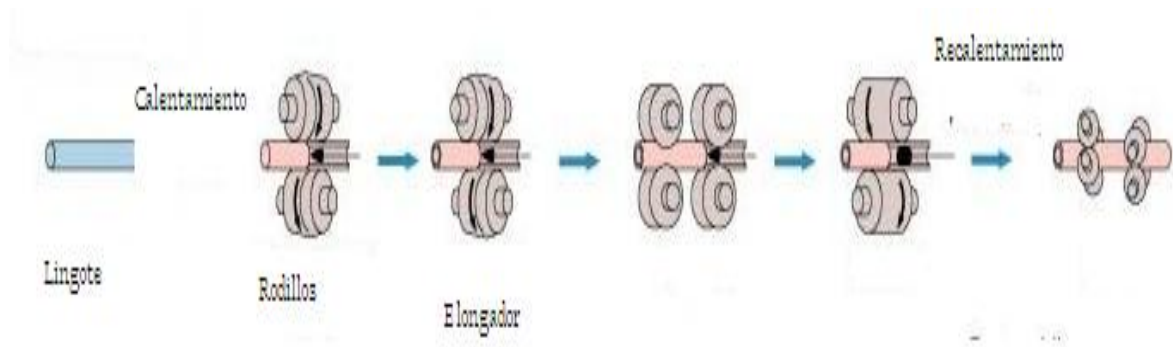


Fig. 1.9 Tubería sin Costura

Las tuberías soldadas tienen severos procesos de fabricación los cuales difieren uno del otro por el tipo de costuras y por el tipo de equipo soldado. Se atribuye a las soldaduras del 60 al 100% de la resistencia de las paredes de la tubería dependiendo de los procedimientos de soldadura e inspección. Se pueden obtener diámetros mayores y razones más bajas de espesores de las paredes con respecto al diámetro en las tuberías soldadas que en las tuberías sin costura, además de obtenerse un espesor uniforme de sus paredes. En este tipo de tubería es muy común que se presenten prematuramente fugas pequeñas cuando se manejan fluidos corrosivos o se expone la tubería a corrosión



externa, esto es debido a que muchas veces la soldadura no es homogénea en toda la línea de costura.

Las tuberías son unidas por diferentes métodos para formar con ello extensas redes de tuberías o ductos, para la construcción de ductos y tuberías se emplean los siguientes métodos.

#### 1.7.6.1.- Tubería con Costura

Producto tubular fabricado mediante el conformado en frío de lámina, placa o rollo, unido por un proceso de soldadura a temperatura de fusión, con o sin la aplicación de metal de aporte y, con o sin el empleo de presión.

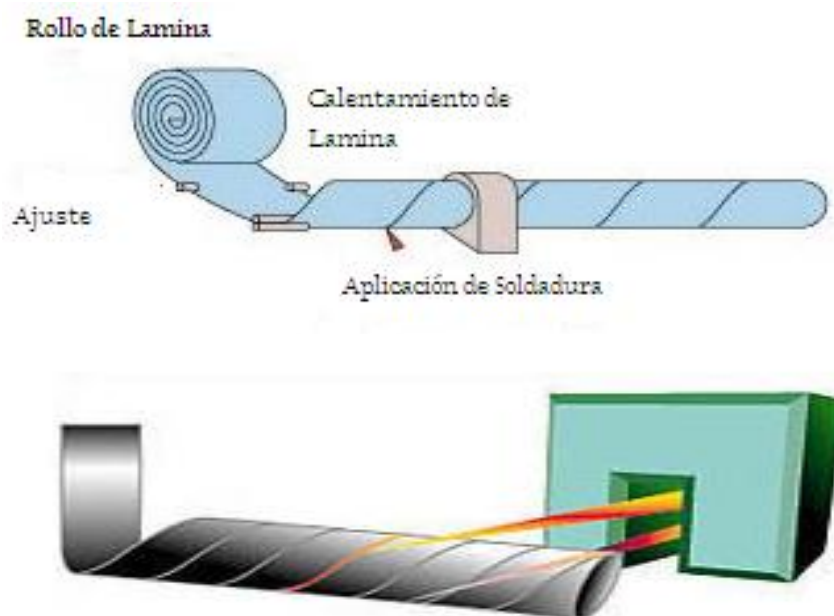


Fig. 1.10 Tubería con costura

#### 1.7.6.2.- Tubería Soldada por Arco Sumergido

Producto tubular fabricado por el conformado de lámina o placa y unido posteriormente por un proceso de soldadura que produce coalescencia de los metales por el calentamiento de ellos, mediante un arco o arcos entre un electrodo o electrodos consumibles y la pieza de trabajo; el arco y el metal fundido se protegen de la atmósfera

por un fundente; no se emplea presión y parte o el total del metal de aporte se obtiene del electrodo(s) como lo muestra la Fig. 1. 11.

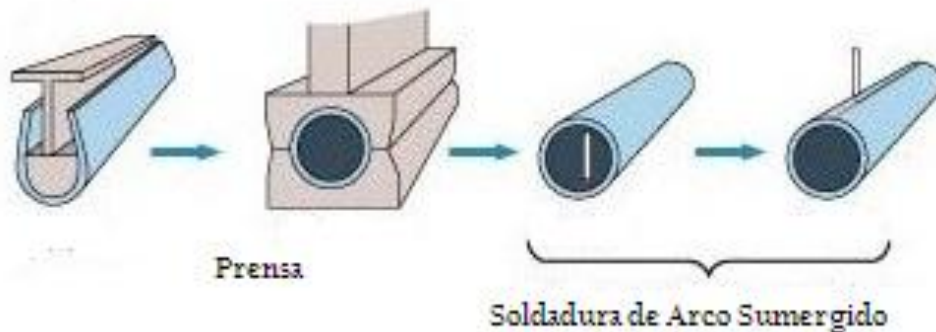


Fig. 1. 11

### 1.7.6.3.- Tubería Soldada por Resistencia Eléctrica

Producto tubular fabricado por medio de un proceso, en el que los bordes juntos y alineados se presionan mecánicamente, formando una costura por la fusión de los bordes, debido al calor que se genera por la resistencia que opone el material al fluir una corriente eléctrica a través de él. No se requiere material de aporte. Posterior a este proceso, la costura debe tratarse térmicamente mediante normalizado, a fin de eliminar las líneas de flujo y homogeneizar la micro estructura del material del tubo.



Fig. 1. 12 Tubería soldada por resistencia Eléctrica



### 1.7.6.4.- Tubería sin Costura

Producto tubular fabricado mediante el conformado en caliente del acero para formar una tubería sin el uso de algún proceso de soldadura.

### 1.8.- Instalación de Ductos

Para la instalación adecuada de un ducto es necesario llevar a cabo una serie de pasos y revisiones antes de dejar listo este para su operación, en primera instancia se debe de revisar el derecho de vía, esto se refiere a la zona en donde se va a colocar el ducto el cual debe de tener un ancho mínimo de 10 a 25 metros de acuerdo a la siguiente tabla

Diámetro (pulg)	Ancho del derecho de vía (metros)		
	A	B	C
De 4 a 8	10	3	7
De 10 a 18	13	4	9
De 20 a 36	15	5	10
Mayores de 36	25	10	15

Tabla 1.5. NRF-030-PEMEX

A: Ancho total del derecho de vía.

B: Ancho de la zona de alojamiento del material producto de la excavación, medido desde el centro de la zanja.

C: Ancho de la zona de alojamiento de la tubería durante el tendido, medido desde el centro de la zanja.

La separación entre ductos dentro de la misma zanja debe ser de 1.00 m como mínimo y la separación entre ductos en diferente zanja debe ser de 2 m como mínimo de paño a paño como lo muestra la Fig. 1. 13.



Fig. 1. 13



Para el enterrado del ducto terrestre se debe de tener en cuenta los siguientes criterios esto debido al riesgo que se toma al manejar ductos con sustancias altamente peligrosas como lo son los hidrocarburos.

El colchón mínimo de suelo que debe tener el ducto es el indicado en las siguientes tablas para Gas y Líquido respectivamente.

### Colchón mínimo de suelo en línea regular para Gas.

Localización	Excavación Normal (m)	Excavación en Roca <sup>(1)</sup> (m)	
		<sup>(2)</sup> ≤ 20"	<sup>(2)</sup> < 20"
Clase 1	0.60	0.30	0.45
Clase 2	0.75	0.45	0.45
Clase 3 y 4	0.75	0.60	0.60
Cunetas en caminos públicos y cruces con ferrocarril (todas las localizaciones).	0.90	0.60	0.60

Tabla 1.6. NRF-030-PEMEX

- (1) La excavación en roca es excavación que requiere explosivos.  
(2) Diámetro de la tubería.

### Colchón mínimo de suelo en línea regular para líquido.

Localización	Excavación Normal <sup>(2)</sup> (m)	Excavación en Roca <sup>(1)</sup> (m)
Área industrial, comercial o residencial.	0.90	0.60
Cruces de ríos y arroyos.	1.20	0.45
Cunetas en caminos públicos y cruces con ferrocarril <sup>(3)</sup> .	0.90	0.60
Cualquier otra área.	0.75	0.45

Tabla 1.7. NRF-030-PEMEX

- (1) La excavación en roca requiere explosivos o algún medio equivalente.  
(2) El Colchón mínimo para ductos que transportan dióxido de carbono, LPG, o anhídrido de amonio líquido debe ser de 1.20 m, para excavación normal en los tres primeros tipos de localización; y de 0.90 m para excavación normal en cualquier otra área.  
(3) En los cruces con vías de comunicación de primer orden (caminos públicos y ferrocarriles), la tubería debe colocarse a una profundidad tal que la suma de las cargas vivas y muertas sea mínima.



Para vías fluviales mayores a 30 metros de ancho debe realizar un estudio específico del cruce.

El tubo enterrado directamente sin el uso de camisas de protección, debe instalarse a una profundidad con un espesor mínimo de capa de tierra sobre el lomo de la tubería de 3 m. en todo el ancho del derecho de vía que se cruce, ya sea en calles pavimentadas, caminos de terracería vecinales y/o estatales o accesos a predios particulares por donde circulen vehículos pesados, tractores, maquinaria pesada y/o vehículos de carga. Lo anterior con el fin de garantizar que en ninguno de los casos la suma de esfuerzos circunferenciales debidos a la presión interna de diseño y a las cargas externas exceda el 90% del esfuerzo mínimo de fluencia especificado (SMYS) de la tubería conductora, debiéndose revisar por fatiga a causa de los esfuerzos cíclicos.



Fig. 1. 14 Instalación de Tubería con Encamisado

Así mismo, por seguridad tanto de la tubería como de la población que se encuentra dentro del área que abarca el derecho de vía donde se pueden presentar accidentes es necesario que la tubería cuente con válvulas de seccionamiento para limitar el riesgo y daño ocasionado por rotura del ducto, así como facilitar el mantenimiento del sistema. Dichas válvulas se deben instalar en lugares de fácil acceso y protegerlas de daños o alteraciones. Así mismo, se debe considerar una infraestructura para su fácil operación.



La localización de las válvulas se hará preferentemente en los lugares que por necesidad de operación sea conveniente instalarse como:

- a)** En cada conexión ramal al ducto principal, de manera que su ubicación sea lo más cercano a ésta.
- b)** Antes y después de cruces con ríos, lagos o lagunas que tengan más de 30 m de ancho.
- c)** Antes y después del cruce de fuentes de abastecimiento de agua para consumo humano.
- d)** En caso de ductos de conducción de líquidos con pendientes pronunciadas (ascendentes o descendentes), y cerca de centros de población, debe prevenirse el desalojo del contenido del ducto en caso de fuga, considerando la instalación de válvulas de retención antes de la válvula de seccionamiento más próxima corriente arriba o también instalar un mayor número de válvulas de seccionamiento accionadas por actuador para una rápida operación. En cualquier caso, la ubicación de las válvulas debe considerar la seguridad pública y no rebasar con la carga hidrostática, la presión interna de diseño de la tubería y la capacidad de presión de los componentes del ducto. Asimismo, de optarse por la instalación de válvulas de retención, deben considerarse los arreglos necesarios que permitan las corridas de diablos tanto de limpieza como instrumentados de última generación.

El ducto debe de contar con válvulas de seccionamiento a lo largo de su trayectoria, instalándose como a continuación se menciona pero sin exceder la distancia marcada de acuerdo con su clase de localización:

- a)** En ductos ubicados en clase 1, cada 32 (treinta dos) kilómetros;
  - b)** En ductos ubicados en clase 2, cada 24 (veinticuatro) kilómetros;
  - c)** En ductos ubicados en clase 3, cada 16 (dieciséis) kilómetros, y
  - d)** En ductos ubicados en clase 4, cada 8 (ocho) kilómetros
- e)** Las válvulas de relevo que se instalen en ductos de gas, deben localizarse donde el gas pueda salir a la atmósfera sin provocar riesgo.





La separación de las válvulas de seccionamiento puede ser ligeramente ajustada sin exceder el 10% con la finalidad de permitir que la válvula sea instalada en un lugar más accesible.

Las válvulas de seccionamiento deben cumplir con las siguientes características:

- 1.- Las válvulas deben ser de paso completo.
- 2.- La clasificación presión – temperatura de la válvula debe ser igual o mayor a las condiciones de operación del ducto.
- 3.- Estar ubicadas en lugares protegidos con el fin de evitar daños y acceso a personal no autorizado. Asimismo, deben ser instaladas con suficiente espacio para trabajos de operación y mantenimiento.
- 4.- Tener mecanismos automáticos de fácil y rápida operación. En ductos con diámetro de 12 in y mayores, se deben instalar dispositivos que en caso de falla del automático sea factible su operación en forma manual (Fig. 1. 15).
- 5.- Estar debidamente soportadas y ancladas para evitar esfuerzos no permisibles en el ducto.
- 6.- Las válvulas de seccionamiento pueden confinarse en registros y los mecanismos de operación de la válvula deben quedar sobre el nivel del terreno.

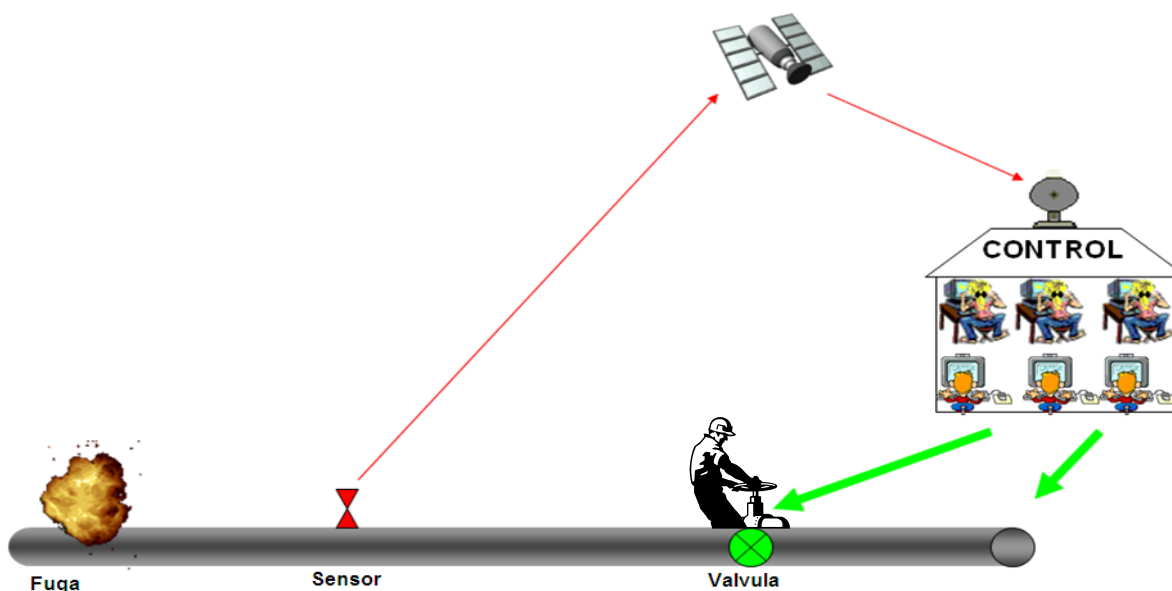


Fig. 1. 15 Válvula Operada Remota y Localmente



## Espaciamiento máximo de las válvulas de seccionamiento Para ductos que transportan gas.

Clasificación por Clase de Localización	Espaciamiento máximo (km)
1	30
2	20
3	10
4	5

Tabla 1.8. NRF-030-PEMEX

Así mismo también se colocaran letreros que informen tanto del paso de una tubería subterránea como de posibles desfuegos y otros instrumentos que puedan poner en determinado momento en peligro a la población (Fig. 1. 16).

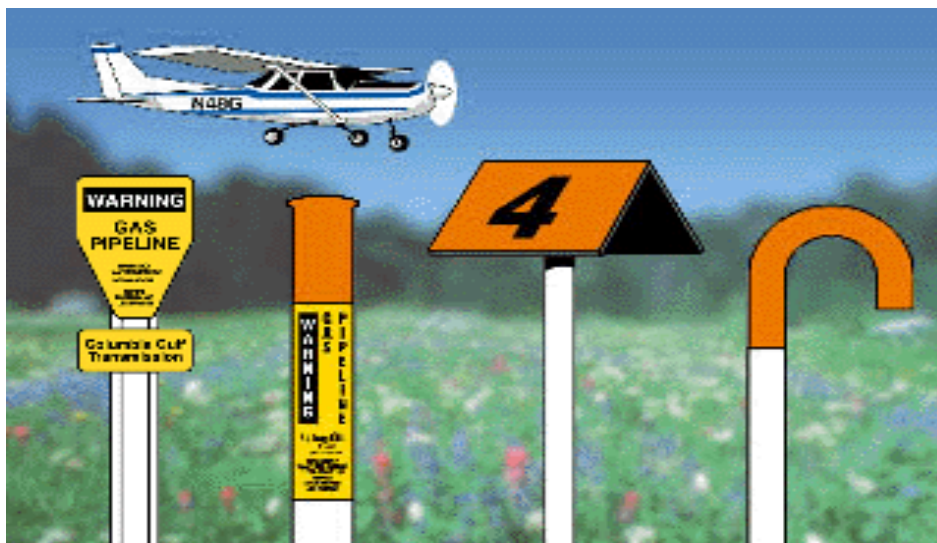


Fig. 1. 16 Letreros Restrictivos

Se colocarán trampas de diablos según se considere necesario para una eficiente operación y mantenimiento del ducto.

Todas las trampas de diablo deben quedar con anclajes y soportes adecuados para evitar que se transmitan esfuerzos originados por la expansión y contracción de la tubería, a las instalaciones y equipos conectados. La trampa de diablo y sus componentes preferentemente deben probarse simultáneamente con la tubería de transporte y bajo las mismas condiciones.



Comúnmente los sistemas de ductos para transporte de hidrocarburos cruzan en su ruta con una serie de obstáculos artificiales y naturales como son: ríos, lagos, pantanos, montañas, poblados, carreteras, vías férreas, tuberías, canales, etc.

Los cruzamientos de los ductos con ríos o cuerpos de agua, requieren de un análisis y diseño para disminuir el riesgo de contaminación en caso de fuga del hidrocarburo. Estos cruzamientos pueden realizarse de dos formas: aéreos y subfluviales. Para el primer caso se debe construir un sistema de soportería para la tubería por medio de pilas, armaduras y cables (similar a un puente). Debe evitarse la colocación de curvas verticales en la zona del cauce, procurando que el tramo de tubería (lingada) sea recto y sus extremos estén bien empotrados en los taludes de las orillas.

Mientras que para el segundo caso, la tubería debe instalarse bajo el fondo del río, a una profundidad mínima para garantizar que el ducto quede fuera de una posible erosión del agua a todo lo ancho del cauce.

Para efectuar los cruzamientos subfluviales deben usarse tubos lastrados o cruces direccionados con el fin de garantizar la estabilidad del ducto. Dependiendo de las especificaciones de las entidades que tienen a su cargo las vías de comunicación, los cruzamientos pueden realizarse colocando un encamisado. Los cruces deben ser perpendiculares al eje longitudinal de carreteras o vías férreas, en caso de no ser posible se permite una desviación máxima de  $30^{\circ}$  con respecto a la normal.

La tubería de transporte de hidrocarburos dentro de una tubería de protección (camisa), debe instalarse a una profundidad de 1.5 m. como mínimo. La tubería y la camisa deben ser concéntricas y se conservarán en esa posición por medio de aisladores y centradores de fábrica. El espacio anular entre la tubería y el tubo protector debe estar sellado en los dos extremos y relleno con material que evite la entrada de agua, debiendo realizarse esta operación tan pronto como se haya introducido el ducto dentro de la camisa. La camisa debe diseñarse para soportar cargas externas y debe tener orificios para colocar ventilas hacia el exterior. La tubería y la camisa deben quedar eléctricamente aisladas.



## **1.9.- Evaluación de Integridad**

La integridad de la tubería garantiza que este sea seguro y que permanezca intacto. Incluye cada aspecto del diseño, inspección, administración y el mantenimiento de los ductos.

El término integridad de ductos incluye una serie de actividades multidisciplinarias orientadas a reducir la probabilidad de ocurrencia de fallas en los ductos optimizando la integridad mecánica de los mismos mediante la introducción de mejoras en las actividades de inspección, operación y mantenimiento. De esta manera, al mantener la integridad mecánica de los ductos enterrados se logra proteger a la población y al medio ambiente de riesgos relacionados con las eventuales fallas, previniendo eventuales cortes en el servicio protegiendo y preservando los activos de las empresas.

### **Aplicaciones**

El análisis de integridad es aplicable a ductos terrestres desde la trampa de envío (TED) de diablos en una estación de compresión o bombeo de hidrocarburos y hasta la trampa de recibo de diablos (TRD) en otra estación de compresión, bombeo o medición y sus alcances son los siguientes:

- 1.- Solo aplica a líneas fabricadas con tubería de acero al carbono y unidos por soldadura.
- 2.- Establece los criterios para la evaluación de severidad de defectos que estén presentes en el ducto, según su tipo y tamaño, así como los requerimientos de inspección no destructiva.
- 3.- Especifica los datos e información que son necesarios para calcular la resistencia residual y la vida residual de los tramos del ducto analizado.
- 4.- Establece los criterios de aceptación, reparación o retiro de los tramos del ducto con defectos para garantizar la seguridad durante su operación.

Para realizar un análisis de integridad, es necesario contar con la información mínima necesaria que en forma resumida contiene lo siguiente:

- 1.- Datos de diseño y construcción
- 2.- Datos de operación



3.- Reporte de las condiciones actuales de servicio y máximas posibles.

4.- Reporte del historial

Entendiéndose la integridad mecánica como la capacidad del ducto para contener un fluido a presión en su interior, soportar las cargas externamente impuestas y mantener su forma y continuidad sin presentar fugas, agrietamientos o rupturas.

La exactitud de los resultados del análisis es función únicamente de la exactitud de los datos proporcionados y de la veracidad del reporte de la inspección no destructiva.

## **1.10.- Diablos Instrumentado**

### **1.10.1.- Definición**

Para la realización de un análisis de integridad en un ducto se emplea una inspección en línea utilizando herramientas conocidas como diablos los cuales son dispositivos que juegan un papel muy importante en cuanto a inspección de ductos se refieren a que estos son dispositivos que se insertan dentro de los ductos por medio de trampas de diablos, las cuales están equipadas con compuertas que permiten insertar y/o extraer el diablo, los diablos viajan a lo largo del ducto impulsados con el flujo del producto transportado.

Los diablos colaboran con la operación y eficiencia al:

- Eliminar sustancias y desechos que puedan obstruir la tubería y formar células corrosivas
- Ayudar a detectar defectos
- Presentar una alternativa a la prueba hidrostática.

### **1.10.2.- Tipos de Diablos Inteligentes**

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

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



### **1.10.3.- Tipos de Diablos Instrumentados para la Inspección de Ductos**

#### **1.- Diablo Instrumentado de Flujo Magnético**

Este opera cuando la tubería se magnetiza y toda pérdida de metal provocará que los campos magnéticos se distorsionen. Un detector capta esta distorsión. Estos diablos pueden recorrer Sistemas de Tuberías para Gas o Líquido y miden incluso pérdidas de material en tuberías de pared delgada.

#### **2.- Diablo Instrumentado Ultrasónico**

Los diablos de ultrasonido utilizan transductores ultrasónicos que tienen una distancia fija a la pared del tubo. Es requerido un acoplamiento del flujo entre el transductor y la pared del tubo. Los transductores emiten pulsos de sonido los cuales son reflejados en las superficies internas y externas de la pared del tubo. El tiempo transcurrido en la detección de estos dos ecos, da una medida directa del espesor de pared remanente de la tubería.

El tiempo que pasa entre la emisión del impulso y el primer eco es usado para determinar la distancia del transductor a la pared interna del tubo, cualquier aumento en distancia del aislamiento conjuntamente con una disminución del espesor de pared indica pérdida interna del metal.

### **1.10.4.- Aplicaciones**

#### **1.10.4.1.- Diablo Instrumentado de Flujo Magnético**

- a) Ofrecen una medición relativa de la profundidad del defecto, es decir un porcentaje del espesor de la pared de la Tubería.
- b) Entre mas sensores existan, mayor será la resolución y por lo tanto se tiene mejor dimensionamiento de los defectos angostos.
- c) Se ven limitados por el espesor de pared. Normalmente debe ser mayor de 18 mm de WT en tuberías hasta de 16" y 30 mm en tuberías de diámetro mayor a 16".
- d) Pueden detectar grietas en soldadura circunferencial
- e) No detectan grietas axiales
- f) La medición indirecta permite cuantificación limitada, dado que las señales del defecto son comparadas con las de los defectos de referencia



- g) El rango óptimo de velocidad generalmente es de 3 – 5 mph
- h) La medición no se ve afectada por el fluido que este presente en la línea y requiere una limpieza moderada.

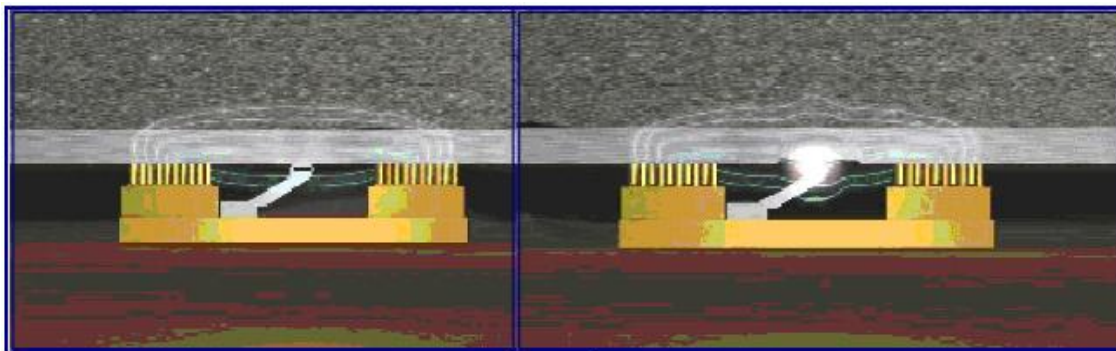


Fig. 1 17 Principio de detección de defectos por fuga de flujo magnético

#### 1.10.4.2.- Diablos Instrumentado Ultrasónico

- a) Estos Diablos normalmente solo recorren tuberías para líquidos, pero pueden medir pérdidas de material en tuberías mucho más gruesas
- b) Da una medida absoluta de la profundidad del defecto
- c) Son muy susceptibles a la velocidad
- d) La medición directa permite un dimensionamiento confiable y buena repetibilidad
- e) Cuando hay mayor presencia de corrosión se tiene mayor perdida de la señal. La amplitud de las reflexiones ultrasónicas puede caer por debajo del límite o del nivel de detección
- f) El rango optimo de velocidad para este tipo de diablos es de menos de 2 mph y es preferido para el monitoreo de corrosión.

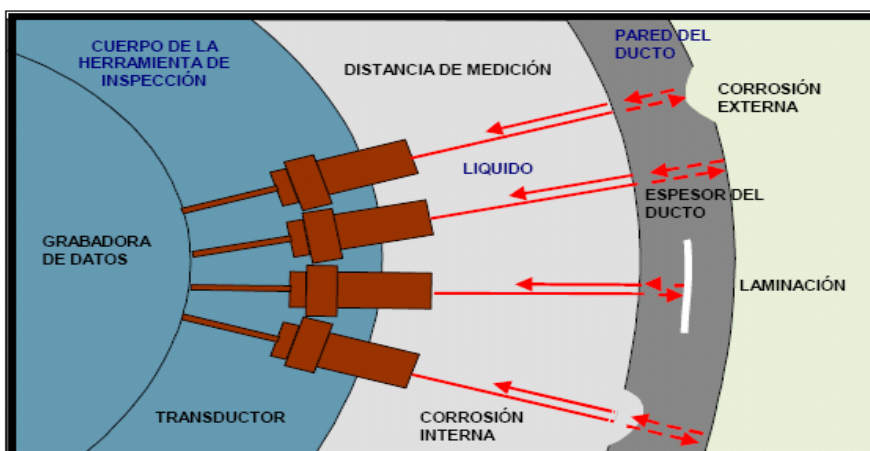


Fig. 1 .18 Principio de detección de defectos con diablo ultrasónico.



UNIVERSIDAD NACIONAL  
AUTÓNOMA DE  
MÉXICO

---

# **CAPITULO 2**

# **EVALUACIÓN DE INTEGRIDAD**





## **2.- Evaluación de Integridad**

### **2.1.- Integridad en Ductos**

El término integridad de ductos incluye una serie de actividades multidisciplinarias orientadas a reducir la probabilidad de ocurrencia de fallas en los ductos optimizando la integridad mecánica de los mismos mediante la introducción de mejoras en las actividades de inspección, operación y mantenimiento. De esta manera, al mantener la integridad mecánica de los ductos enterrados se logra proteger a la población y al medio ambiente de riesgos relacionados con las eventuales fallas, previniendo eventuales cortes en el servicio protegiendo y preservando los activos de las empresas.

El diagnóstico integral de los ductos se realiza mediante tareas que conlleven a un adecuado análisis de los mismos, las cuales se enumeran a continuación:

- 1.- Integridad Mecánica (Gestión de la inspección y mantenimiento)
- 2.- Análisis de Riesgo
- 3.- Vías alternas de Operación
- 4.- Nivel de Seguridad
- 5.- Planes y Respuesta a Emergencias

La integridad de los ductos garantiza que estos sean seguros y que permanezcan intactos. Incluye cada aspecto del diseño, inspección, administración y el mantenimiento de los ductos.

### **2.2.- Mantenimiento Convencional de Ductos**

El mantenimiento de ductos desde sus primeros años destaca por ser realizado en gran parte por medio de administración directa a través de mano de obra calificada y experta el mantenimiento convencional en ductos se realiza principalmente aplicando las tres fases del mantenimiento: predictivo, preventivo y correctivo.

#### **2.2.1.- Mantenimiento Predictivo**

Este tipo de mantenimiento se realiza mediante actividades predictivas con las cuales se recaba información acerca del estado físico en el que se encuentra el ducto, esto se realiza por medio de ensayos no destructivos.



Para efectos de mantenimiento predictivo es muy importante llevar desde el diseño, construcción y durante la vida de la instalación, un registro estadístico de todas las intervenciones, modificaciones, ajustes y cambios que se realicen, no solamente a los sistemas de prevención de corrosión si no que a la instalación misma; además del historial de la tubería se deben registrar los datos del estudio, diseño, instalación, operación y ajustes de los sistemas de protección catódica, potenciales , investigaciones del estado del recubrimiento y aislamiento eléctrico, costos y cualquier otro dato que pudiese ser importante para determinar la rentabilidad de la inversión que se realiza para la conservación del ducto.

Se registraran también los programas y ejecución de las corridas de diablos, análisis químicos, evaluaciones de la velocidad de corrosión y diagramas de instalaciones de evaluación y dosificación; así mismo, se llevara una estadística y registro de los recubrimientos aplicados, preparación de superficie y el comportamiento del recubrimiento de acuerdo a las pruebas de laboratorio y campo realizadas.

#### **2.2.1.1.- Inspección**

La finalidad de la inspección en los sistemas de tuberías de transporte de hidrocarburos es comprobar periódicamente que se mantiene en las condiciones originales de proyecto y construcción. Los resultados obtenidos de la inspección deben reportarse a todas las dependencias involucradas, las cuales corregirán las anomalías existentes para asegurar la operación de los sistemas de tuberías de transporte.



Fig. 2.1 inspección de un ducto



### **2.2.1.2.- Sistemas y Dispositivos de Seguridad**

Se debe de inspeccionar los sistemas y dispositivos de seguridad, tales como limitadores de presión o temperatura, reguladores, instrumentos de control, válvulas de alivio, etc., todo ello para determinar si:

- a) Están debidamente instalados y protegidos de materias extrañas o de otras condiciones que pudieran impedir su operación apropiada.
- b) Están ajustadas para funcionar a la temperatura o presión correcta.
- c) Están en buenas condiciones mecánicas, eléctricas y/o electrónicas.
- d) La calibración de las válvulas de alivio debe estar acorde con la norma de seguridad NO.09.0.03, "Periodos máximos permisibles para la inspección y calibración de válvulas de alivio", NO.09.0.04, "Reglamentación con respecto a la instalación de válvulas de bloqueo en las válvulas de seguridad".

### **2.2.1.3.- Equipos y Conexiones**

Se debe de inspeccionar el equipo instalado con el propósito de localizar y reportar fallas, con base a los resultados obtenidos se elaborará un programa para la corrección de las anomalías.

Así mismo, el derecho de vía debe ser inspeccionado periódicamente para la verificación de las condiciones de la superficie y sus zonas adyacentes, observando indicios de fugas, actividades de instalaciones y demás factores que afecten la seguridad y la operación del ducto. Se debe de prestar atención especial a actividades tales como construcción de caminos, desasolve de zanjas, cunetas e invasiones al derecho de vía. Los cruces bajo el agua deben ser inspeccionados periódicamente para determinar que el colchón sea suficiente, la acumulación de desechos o cualesquiera otras condiciones que afecten la seguridad y la protección de los cruces, como resultado de inundaciones, tempestades o sospechas de daños mecánicos.

### **2.2.1.4.- Inspección Visual**

Este es un método para detectar y dimensionar defectos en la superficie exterior de la pared del ducto, siempre que ésta se encuentre al descubierto, ya sea por ser una instalación aérea o por la práctica de excavación, generalmente el recubrimiento que tiene



el ducto es removido con la finalidad de obtener una mejor percepción de la falla si es que esta existe y es visible.

Los defectos detectables por inspección visual incluyen: picaduras, abolladuras, entallas, fugas, defectos externos de uniones soldadas, deformación, pliegues, defectos de recubrimiento, vibración y contacto físico con cuerpos y estructuras ajenas al ducto.

### **2.2.2.- Mantenimiento Preventivo**

En este tipo de mantenimiento como su nombre lo indica es prevenir que el ducto falle o sufra algún accidente debido al tipo de producto que esta manejando o al medio al cual esta expuesto (ambiente corrosivo) para ello se emplean diferentes tipos de recubrimientos tanto internos como externos en la etapa de construcción e instalación del ducto que ayudan a reducir este tipo de problemas.

La protección interior de un ducto es considerada desde la ingeniería de diseño, la cual en algunos casos incluye el tratamiento con inhibidores de corrosión, incluyendo el suministro, instalación y operación del equipo y accesorios necesarios, el tratamiento de fluidos antes de entrar al ducto, recubrimiento interior del ducto o la combinación de estos métodos.

#### **2.2.2.1.- Análisis Químicos**

Se deberán tomar muestras representativas para determinar los contaminantes corrosivos y productos de corrosión, estas tomas de muestras las deben hacer personal capacitado siguiendo el procedimiento adecuado sin descuidar los aspectos de seguridad.

Si hay agua líquida en el sistema, se debe investigar si contiene dióxido de carbono, ácido sulfhídrico, bacterias, ácidos y cualquier otro contaminante corrosivo y la frecuencia de los análisis se fijará de acuerdo a las variaciones que se tengan en la calidad del fluido.

#### **2.2.2.2.- Inhibidores de Corrosión**

Cuando se transporta fluidos corrosivos se debe de considerar la adición de inhibidores de corrosión como una medida para la mitigación de esta, hay numerosos tipos de formulaciones de inhibidores de corrosión, cada uno con características químicas, físicas y de manejo particulares, la selección adecuada de un inhibidor de corrosión depende: del costo-beneficio, compatibilidad y posibilidades de que tenga efectos nocivos en procesos



posteriores, así mismo se deberán considerar las pruebas de laboratorio, pruebas de campo, experiencia en la industria y recomendaciones del fabricante, así como su eficiencia, grado de solubilidad, proporción requerida de inyección.



Fig. 2.2

### 2.2.2.3.- Recubrimiento Exterior de Ductos

Todo sistema de tuberías en terradas o sumergidas debe contar con un control de corrosión externa, los componentes del sistema incluidos en el control de corrosión son: estaciones de bombeo o compresión, terminales, áreas de tanques; la prevención de corrosión exterior en ductos enterrados o sumergidos se lleva a cabo mediante la aplicación de recubrimientos anticorrosivos, complementados con sistemas de protección catódica.

Los recubrimientos anticorrosivos para las tuberías en terradas o sumergidas deben cumplir con las siguientes características.

- Alta resistencia eléctrica
- Impedir el paso de humedad
- El método de aplicación no debe afectar las propiedades de la tubería
- Una vez aplicado no debe manifestar defectos
- Debe tener buena adherencia Debe ser resistente a microorganismos
- Resistente al desprendimiento catódico
- Resistente al ataque químico
- Fácil de reparar



- Resistente a efectos térmicos
- Resistencia al impacto
- Resistencia a la fricción

Para asegurar que el sistema de recubrimiento es eficaz se debe realizar una inspección eléctrica y visual directa haciendo registros o excavaciones y así juzgar su comportamiento.

Así mismo se instalará sistemas de protección catódica necesaria por ánodos galvanicos o por un sistema de corriente impresa, debiéndose verificar que con el sistema instalado se alcance la protección total de la instalación, este sistema de protección catódica se instalara en forma simultánea a la construcción y al concluirla se realizarán los ajustes y refuerzos necesarios.

Estas tuberías en terradas que se van a proteger catódicamente, deben aislarse eléctricamente en todas las interconexiones con estructuras ajenas para ello se emplean juntas aislantes las cuales evitan que la corriente eléctrica negativa que se le aplica al ducto se disperse a otros componentes.

#### 2.2.2.4.- Tipos de Revestimiento en Tuberías

Revestimiento	Características	Limitaciones de Temperatura	Limitaciones
<b>Barniz de brea o bitumen (alquitrán)</b>	Mas de 80 años de uso Susceptibilidad mínima a los defectos Buena resistencia a la desconexión catódica BUENA ADHESION AL ACERO	65 °C	Fabricantes limitados Aplicadores limitados Preocupaciones con respeto a la salud y calidad del aire El bitumen resiste el crecimiento de la raíz No es resistente a los hidrocarburos
<b>Envoltura de cinta</b>	Mas de 30 años de uso Facilidad de aplicación Buena adhesión al acero	65 °C	Restricciones de manejo, transporte y aplicación Formación de burbujas (ampollas) por UV y defectos de temperatura – almacenamiento
<b>“Crosshead” – poliolfín extruido con adhesivo asfáltico/butílico</b>	Mas de 40 años de uso Susceptibilidad mínima a los defectos Facilidad de aplicación	65 °C	Adhesión al acero mínima almacenamiento limitado (excepto con carbón negro) Tendencia a propagar su desprendimiento a lo largo del ducto.
<b>Fusión bonded epoxy</b>	Mas de 35 años de uso Excelente resistencia a	90 °C	Se requiere una preparación de la superficie cuidadosa



	la desconexión catódica Excelente adhesión al acero Excelente resistencia a los hidrocarburos		Temperatura de aplicación alta Sujeta a imperfección del acero del tubo Baja resistencia al impacto y a la abrasión Alta absorción de humedad
<b>Piolefin de tres capas (FBE/copolimero adhesivo/poliolifin)</b>	Los requerimientos mas bajos de corriente La resistencia a la desconexión catódica mas alta Excelente adhesión al acero Excelente resistencia a los hidrocarburos Resistencia al alto impacto y a la abrasión	65 °C para PE 120 °C para PP	Se requiere una preparación de la superficie cuidadosa.

Tabla 2.1. Base de Datos

En la figura 2.3 se muestra como se realiza la aplicación de recubrimiento de pintura en la pared externa de un ducto



Fig. 2.3 Aplicación de recubrimiento externo

#### 2.2.2.5.- Recubrimiento Interior de Ductos

El recubrimiento interior de tuberías debe considerarse como otro recurso para el control de corrosión interior, ya que proporcionará una barrera física entre el acero y el fluido transportado; también se considera una solución en áreas especiales como en cabezales de estaciones o líneas de descarga de pozos de diámetro tal que no sea factible o económico usar alguna otra técnica de control de corrosión; el recubrimiento implementado debe ser resistente al ataque del fluido y de sus contaminantes corrosivos o inhibidores, además no debe de causar reacción alguna con el fluido transportado.



### 2.2.2.6.- Registros del Control y Evaluación de la Corrosión Interior

Los registros del control de la corrosión interior se deben documentar en forma clara, concisa y metódica incluyendo los siguientes puntos:

1. Análisis del flujo, incluyendo su velocidad y contenido de impurezas.
2. Consideraciones físicas del ducto: diámetro, longitud, espesor de pared, especificación del material, cambios de diámetro, recubrimiento interior, tipo, etc.
3. Consideración de tratamientos tales como: deshidratación de aireación, inhibidores, aditivos químicos, etc.
4. Equipo de monitoreo.
5. Inspección visual del ducto
6. Inspección y pruebas de testigos, probetas y otros recursos de monitoreo como muestras, análisis químicos y microbiológicos, inspección con diablo instrumentado, etc.
7. Corrida de “diablos” de limpieza incluyendo la fecha, tipo de “diablo”, cantidades de agua y sólidos removidos en cada tramo.
8. Tipo de inhibidor y dosificación.
9. Estadísticas de fallas, fugas y corridas de “diablos” de limpieza e instrumentados.

Así mismo, se debe de tomar en cuenta otro tipo de aspectos tales como:

- Mantener un apriete adecuado en los espárragos de las conexiones mecánicas para prevenir fugas.
- Se debe llevar un registro de cada fuga, en el que se indique localización, causa y tipo de reparación, etc.
- Mantener en buen estado la señalización, así como el mantener actualizado el tipo de localización de derecho de vía, para tomar las acciones conducentes y reducir al mínimo los riesgos de las instalaciones.
- El derecho de vía debe mantenerse para que conserve las condiciones originales de diseño y sirva de acceso razonable a las cuadrillas de mantenimiento las cuales realizan rondines cada quince días aproximadamente.
- Deben mantenerse las cunetas, diques y otras obras de drenaje para dar protección contra deslaves y erosión del derecho de vía.





- Se debe mantener aisladas eléctricamente las camisas de protección en los cruces con vías de comunicación.

### **2.2.3.- Mantenimiento Correctivo**

Este tipo de mantenimiento es ejecutado cuando el ducto por circunstancias ambientales, del terreno, humanas o de operación ha sufrido un percance y debe atenderse inmediatamente y ello requiere en muchos de los casos de reparaciones que mitiguen el riesgo a que ocurra un percance mayor e incluso el reemplazo de algunos tramos de ducto según sea el caso y la severidad del accidente. Con las actividades correctivas se logra restablecer la integridad de los ductos y ampliar su vida útil.

#### **2.2.3.1.- Tipos de reparación.**

Si no es posible dejar el ducto fuera de operación, las reparaciones pueden realizarse utilizando un a envolvente circunferencial llamada camisa completa, la cual puede ser soldada o atornillada. Una camisa es un elemento cilíndrico de alta resistencia mecánica y que envuelve completamente la zona dañada de una tubería, actuando como refuerzo mecánico para ayudar al ducto a soportar las expansiones causadas por la presión de operación o como un contenedor hermético para el caso de un tubo con fuga.



Fig. 2.4 Envolvente Circunferencial

#### **2.2.3.2.- Tipos de Camisas**

Por su función sobre el tubo, los encamisados se clasifican en dos tipos básicos:

TIPO A: Proveer un refuerzo mecánico al tubo, pero no es diseñado para contener la presión del fluido ni fugas.

TIPO B: Se conceptualiza como un recipiente a presión, diseñado para contener la presión de operación del ducto en caso de fuga.



Por su concepción de diseño como contenedor de presión, las camisas tipo B deben ser soldadas completamente al ducto, mientras que en las camisas tipo A la soldadura circunferencial es opcional y en algunos casos es prohibido.

En la actualidad existen en el mercado numerosos tipos de camisas cuyos diseños varían en función del material, la geometría y la forma en que se ajustan sobre el tubo. Por el material una camisa puede ser Metálica o No metálica

### 2.2.3.2.1.- Camisas Metálicas

Las camisas metálicas pueden ser fabricadas de a cero grado tubería o incluso forjadas en formas especiales como se muestra en la Fig. 2.5.

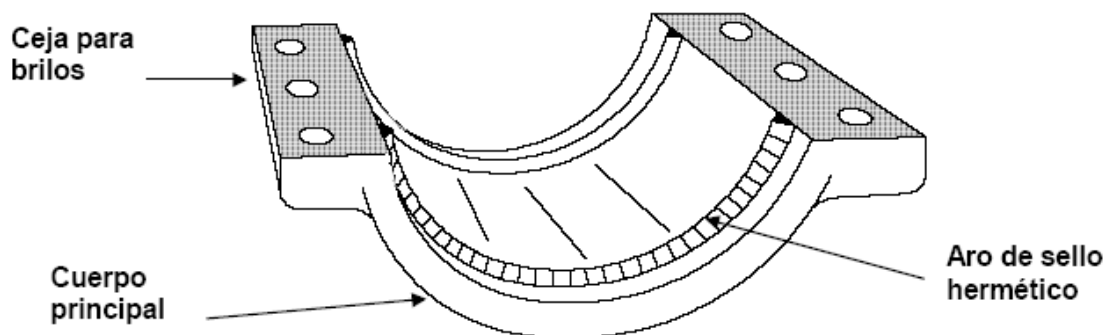


Fig. 2.5 Camisa Metálica

Una camisa metálica puede ser diseñada para ajustarse sobre el tubo, soldarse o atornillarse y puede ser conformada de manera especial para seguir la curvatura del tubo o el contorno de las coronas de soldadura del tubo base.

La camisa puede ser fabricada a partir de un tubo de un diámetro un poco mayor al del tubo a reparar, cortándose longitudinalmente a la mitad, o bien fabricadas por rolado de placa, forja o fundición. Una camisa típica es fabricada a partir de dos mitades de cilindro, que se colocan alrededor del tubo dañado, alineándose y uniéndose longitudinalmente. Los códigos para recipientes a presión y sistemas de tuberías requieren que la camisa sea diseñada para soportar como mínimo la presión de diseño del ducto.

La unión de las dos mitades de cilindro puede realizarse por soldadura o por birlos.



### **2.2.3.2.2.- Camisas no Metálicas**

Las camisas no metálicas son fabricadas por lo general de una cinta de material compuesto de fibras de alta resistencia de un polímero. El material compuesto mas frecuentemente usado es la fibra de vidrio en resina epóxica o de poliuretano. La cinta se aplica como un vendaje sobre el tubo, con la ayuda de un pegamento, con o sin tensión durante el enrollado. El material de la matriz del compuesto puede estar ya endurecido o ser activado durante la colocación. Cuando la resina y el pegamento endurecen, la camisa prácticamente forma una estructura monolítica sobre el tubo y proporciona un reforzamiento muy grande sobre el tubo.

Normalmente una camisa no metálica se diseña para que soporte una presión interna en el tubo de al menos 1.5 veces la presión de falla de un tubo sano. Además de constituir un refuerzo sobre el tubo, la camisa no metálica es un aislamiento que protege contra la corrosión exterior y el desgaste.

Las camisas no metálicas, prácticamente son fabricadas en el sitio de la reparación, por lo que la capacitación del personal que las instala y el correcto procedimiento son dos requisitos fundamentales.

La cinta es generalmente provista en forma de rollos de que se van enrollando sobre el tubo, con la aplicación de un adhesivo entre cada capa para constituir al final una estructura monolítica. La superficie del tubo a reparar debe estar seca, limpia de polvo, óxido y desechos y el acabado debe ser terso y uniforme. Al preparar el adhesivo y aplicarlo debe tenerse en cuenta la temperatura del tubo a reparar, ya que el tiempo de endurecimiento del adhesivo depende de la temperatura. Típicamente a 0°C el tiempo para aplicar el pegamento es de unos 45 minutos, mientras que a 40°C se reduce a 20 minutos. Una vez colocado el refuerzo, después de 2 a 4 horas ha alcanzado su resistencia máxima y se puede poner en servicio la línea.

En estas camisas se requiere que los defectos que impliquen pérdida de metal y deformación hacia el interior, como corrosión externa, abolladuras, etc. sean resanados con resina para restablecer la circunferencia del tubo, mientras que los defectos salientes como coronas altas, arrugas, etc., deben ser esmerilados hasta el nivel de la superficie.



Las camisas no metálicas no son aplicables cuando existen fugas, ni para reparar defectos agudos como grietas y entallas y tampoco se recomiendan para defectos con más de 80% de pérdida de metal de la pared, sin embargo, la principal limitación de los envoltentes no metálicos es la temperatura, la cual está limitada a unos 70°C.



Fig. 2.6 Camisa no Metálica

#### **2.2.3.2.3.- Camisas Mecánicas**

Las camisas mecánicas son camisas unidas por tornillos o birlos y que no se soldan al ducto. Para contener fugas, estas camisas cuentan con empaque de sello que se aprieta por medio de tornillos y dependiendo de la temperatura, tipo de empaque y diseño, pueden resistir hasta 100 kg/cm<sup>2</sup> (1400 psi), sin fugar. El origen de las camisas mecánicas se remonta a los coples usados para unir tuberías cuando aún no existía la soldadura; la gran ventaja de las camisas mecánicas es que no restringen la deformación longitudinal y al mismo tiempo restringen eficientemente los esfuerzos por flexiones y pandeos, resultando una excelente opción para la reparación de defectos circunferenciales además de servir como junta de expansión. La versatilidad de estas camisas las hace aptas para prácticamente cualquier tipo de reparación en servicio con la ventaja de que pueden aplicarse en ductos con fugas activas, en cualquier ambiente y pueden fabricarse incluso en diseños adaptados para casos especiales en periodos de tiempo muy cortos.

#### **2.2.4.- Deterioro de Componentes Estructurales**

Cuando una estructura se encuentra en servicio, esta sometida a la acción de diferentes fuerzas y acciones agresivas provenientes del servicio y del ambiente al que esta expuesta, que deterioran su estado físico. Este deterioro puede ser:



- Disminución de la resistencia del material
- Reducción de la sección transversal o del espesor de pared
- Aparición de grietas

Así mismo, los diversos tipos de deterioro tienen como consecuencias:

- Reducción en la capacidad de la estructura de soportar cargas
- Probabilidad de fallas inesperadas y catastróficas
- Reducción en la vida útil

En la práctica, existen muchos defectos y anomalías que afectan la resistencia de una estructura, pero si estos no crecen o se acumulan con el tiempo, el efecto será únicamente un riesgo de falla, si eventualmente la carga de servicio se incrementa hasta igualar el valor de resistencia residual.

Las condiciones de servicio severo y la inestabilidad de las condiciones de operación, aumentan el grado de deterioro, reduciendo de manera muy importante la vida útil de los ductos.

Las formas de daño más comunes que acortan la vida útil de un ducto son:

- Corrosión localizada
- Corrosión uniforme
- Erosión y desgaste
- Agrietamiento inducido por hidrógeno
- Agrietamiento por corrosión bajo esfuerzos

La susceptibilidad de un material a estas formas de daño depende de la interacción de varios factores entre los que destacan las propiedades mecánicas, la composición química, la microestructura, la composición, pH y temperatura del ambiente, la presión o carga de trabajo, la temperatura y condiciones de servicio y las formas de protección aplicadas, por lo que para la predicción de vida deben de analizarse todos y cada uno de los factores antes mencionados.

A partir de una inspección no destructiva se establece el tamaño, forma, tipo y distribución de los defectos presentes en la estructura.



## **2.3.- Formas de Degradación de un Ducto y las Características que Influyen en su Detección**

### **2.3.1.- Corrosión**

Los ductos que se encuentran a la intemperie, enterrados o en contacto con el agua, registran problemas de corrosión provocada por el mismo producto que dentro de ellos se desplaza o incluso por bacterias.

Según estudios del Programa de Ductos del Instituto Mexicano del Petróleo, en las tuberías que transportan crudo, gas, gasolina, etcétera, se desarrollan bacterias en las superficies internas y externas de los ductos, muchas de las cuales consumen hierro y al paso del tiempo provocan perforaciones milimétricas.

Cuando la corrosión se hace presente en algún ducto, al paso de los años las bacterias ocasionan fisuras de tamaños minúsculos que pueden terminar en accidentes. Éstas, están clasificadas en dos grupos: aeróbicos y anaeróbicos. Las primeras requieren oxígeno para su metabolismo y las otras no, además de que se alimentan de azufre que está presente en los hidrocarburos. Las bacterias viven en consorcios lo que es por demás increíble es que algunos de estos consorcios bacterianos son protectores del metal de los ductos, es decir, se adhieren a las paredes del tubo y están en competencia con las demás cepas presentes, protegiendo de esta manera al metal.

**Corrosión Externa:** la causa de esta falla puede ser el recubrimiento pobre o nulo, protección catódica deficiente.

**Características Distintivas:** Pérdida de metal y picadura

**Otras características relevantes para la detección:** Recubrimiento deficiente, protección catódica deficiente.



Fig. 2.7 Corrosión de Ductos

**Corrosión Interna:** Debido a un producto corrosivo en el gas, humedad, incrustaciones o sedimentos.

**Características Distintivas:** Pérdida de metal y picadura

**SCC:** Recubrimiento desprendido, protección catódica deficiente

**Características Distintivas:** Grietas múltiples, generalmente orientadas longitudinalmente

**Otras características relevantes para la detección:** Recubrimiento deficiente, protección catódica deficiente.

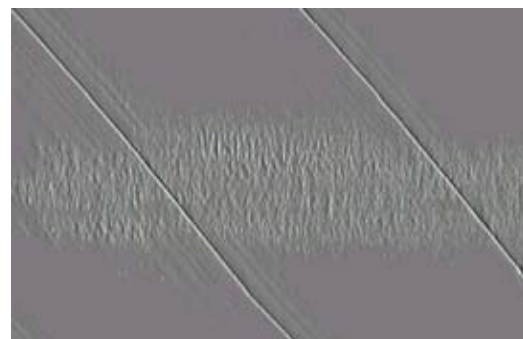
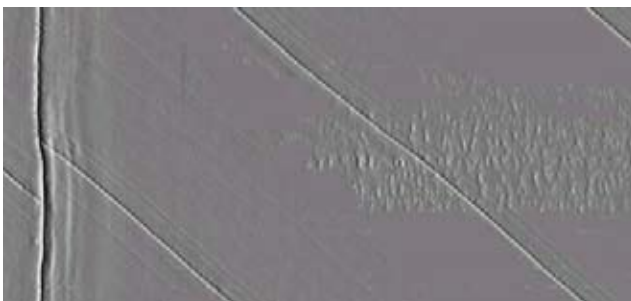


Fig. 2.8 Ejemplos de Corrosión Interna en Tubos con Espiral



### 2.3.2.- Falla de Material

**Costura Longitudinal:** Debido a soldadura deficiente, tensión mecánica, material base deficiente

**Características Distintivas:** Grietas orientadas longitudinalmente o falla de función en soldadura de costura

**Cuerpo del ducto:** Debido a la deficiencia en los métodos de corte de lingotes, forjado y de rolado

**Características Distintivas:** Laminaciones, hoyos, traslapes, costura traslapada, puntos defectuosos.

**Otras características relevantes para la detección:** Variación de la permeabilidad magnética en caso de puntos defectuosos

### 2.3.3.- Defectos de Construcción

**Soldadura Circunferencial:** Soldadura deficiente, esfuerzos mecánicos, mano de obra deficiente

**Características Distintivas:** Socavado, grietas, falla de fusión, falta de penetración, exceso de penetración, inclusiones de escoria, porosidad, quemaduras

**Otras características relevantes para la detección:** discontinuidades físicas y metalúrgicas con respecto al cuerpo del ducto

**Daño por equipo de construcción:** Impacto mecánico, mal manejo del ducto

**Características Distintivas:** Ralladuras, abolladuras, ralladuras y abolladuras combinadas arrugas y pliegues.

### 2.4.- Clasificación de Anomalías en Ductos en Función de su Severidad

Para una mejor comprensión de la severidad y prioridad de los defectos obtenidos en un Análisis de Integridad a continuación se definen los siguientes términos:





#### 2.4.1.- Presión de Diseño (Pd)

Es la presión máxima permitida calculada, siendo ésta mayor que la presión máxima de operación.

Generalmente esta se define en términos de la presión que produciría un esfuerzo circunferencial en la pared del tubo, igual a una fracción del esfuerzo de cedencia del material de fabricación de la tubería. La fracción es el factor de seguridad que depende principalmente del tipo de servicio. La presión de diseño se calcula con la siguiente ecuación (Ec. 2.1):

$$Pd = \frac{2 S_o t_n}{D} F_1 + Pe \quad \text{Ec. 2.1}$$

Donde  $S_o$  es el esfuerzo de cedencia,  $t_n$  es el espesor nominal del ducto,  $D$  es el diámetro del ducto,  $Pe$  es la presión externa por la columna hidrostática y  $F_1$  es el factor de seguridad.

#### 2.4.2.- Presión Máxima de Operación Permisible

Es la presión máxima en cualquier punto de la tubería que puede desarrollarse operando el ducto al 100% de su capacidad en condiciones de flujo regular, uniforme y constante; también debe tomarse en cuenta la columna estática sobre el punto considerado y la presión requerida para compensar las pérdidas por fricción.

#### 2.4.3.- Presión de Operación (Pop)

Es la presión manométrica a la cual se opera el ducto en condiciones normales y estables. Para efectos de análisis, estas mediciones de presión son tomadas en los orígenes de las líneas, ya que se desprecian las pérdidas por fricción, disminución de temperatura o reducción de flujo.

#### 2.4.4.- Hallazgos

Son anomalías que ponen en riesgo tanto al personal, la instalación y/o el medio ambiente, por violar códigos y normas tanto nacionales como internacionales, y procedimientos en la instalación.



#### **2.4.5.- Tiempo de Vida Remanente (TVR)**

Es el lapso de tiempo que transcurre desde que un defecto es detectado y analizado en su severidad, hasta que alcanza el tamaño crítico, que es el tamaño que produce una fuga o falla. Si el TVR es mayor que el tiempo esperado de servicio o el periodo de la próxima inspección no hay riesgo de falla, pero si TVR es menor que el tiempo esperado de servicio o el periodo de la próxima inspección integral, el defecto debe repararse. Si la reparación no es posible de realizar de inmediato, el TVR puede emplearse para establecer el plazo de la siguiente inspección. Si el TVR es menor de 6 meses, deberá tomarse una acción correctiva inmediata.

#### **2.4.6.- Recomendación**

Es la acción que deberá ser considerada por PEMEX para mejorar las condiciones reportadas como hallazgos, las cuales son Priorizadas en Alta, Media y Baja acorde a su impacto a la seguridad de las instalaciones, a la producción y al personal.

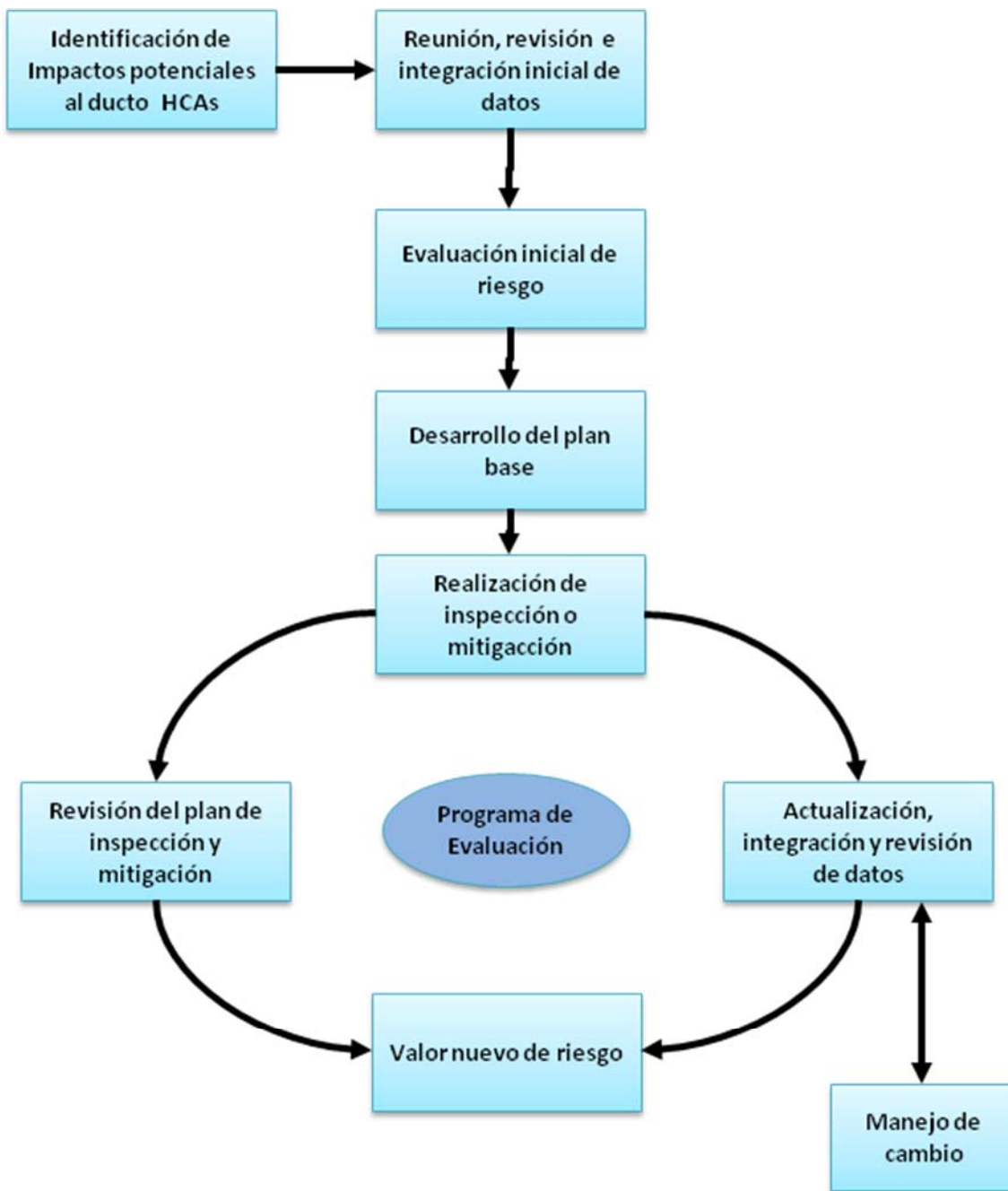
#### **2.5.- Conformación del Análisis de Integridad**

El objetivo de un análisis de integridad es el identificar desviaciones que pongan en riesgo al personal, las instalaciones o al medio ambiente y establecer recomendaciones para corregir dichas desviaciones en el corto y mediano plazo para reducir el riesgo y minimizar la posibilidad de que ocurran accidentes.

El proceso que se sigue para llevar a cabo de la manera más eficaz un análisis de integridad y obtener los mejores resultados que ayuden a la minimización de desviaciones que pongan en riesgo al personal, instalaciones y medio ambiente es el siguiente:



### Diagrama del programa para la administración de integridad



La técnica de Evaluación de Integridad esta enfocada a realizar un análisis de seguridad de la instalación, en las secciones de proceso, equipos y servicios auxiliares, para identificar deficiencias en el diseño, construcción y procedimientos de operación, mantenimiento y seguridad; que no son cubiertos por las normas, códigos, estándares y practicas de ingeniería. Así mismo, se verifica el estado mecánico de los equipos,



instrumentos y accesorios para cumplir en forma satisfactoria su función y evitar riesgos en las instalaciones, al personal y al medio ambiente.

Se emiten recomendaciones necesarias que ayudaran a reducir los accidentes o minimizar sus efectos en instalaciones.

Esta técnica se basa en la inspección visual de las instalaciones e incluye el llenado de listas de verificación asociadas a las diferentes áreas de proceso y de servicios, que tienen que ver con la instalación y a través de las cuales se puede verificar el estado del mantenimiento, inspección y seguridad de los equipos, dispositivos de control y seguridad asociados a una instalación.

La integridad física de las instalaciones se evalúa por lo general “In situ”, donde se revisan los procedimientos de operación, de mantenimiento e inspección, la disponibilidad de las protecciones al proceso, los planes de respuesta a emergencias, así como la documentación que permita disponer de elementos para evaluar la seguridad en la operación de instalaciones.

Además un análisis de Integridad se enfoca a identificar hallazgos y establecer recomendaciones, que presenten desviaciones respecto a la “Disciplina Operativa”, en particular en los siguientes elementos.

- Tecnología del Proceso
- Análisis de Riesgos
- Administración del Cambio
- Uso de Procedimientos y Practicas Seguras
- Planeación y Respuesta a Emergencias
- Integridad Mecánica.

La inspección en la industria de los Sistemas de Ductos se esta enfocando al manejo de 4 categorías de Inspección (evaluación) de la integridad:

- 1.- Inspección en Línea (ILI) empleando Diablos inteligentes
- 2.- Por medio de Pruebas Hidrostáticas
- 3.- Evaluación Directa



- Esta consiste en otros métodos diferentes al del empleo de diábolos o pruebas hidrostáticas, y puede incluir desde evaluaciones de recubrimientos o puede ser una mezcla de métodos
- Se pueden emplear diversos métodos para inspeccionar los ductos
- Inspecciones superficiales en Ductos terrestres en terrados para detectar problemas de corrosión, revestimientos, corrosión exterior.
- Excavar la tubería y medir pérdidas de espesor de pared (Medición directa)
- Si se combinan las dos técnicas (Directas e indirectas) se tiene una evaluación directa.

4.- Otras Tecnologías comprenden técnicas nuevas y futuras

### **2.5.1.- Principios del Análisis de Integridad**

El análisis de integridad consiste en la “Evaluación del estado estructural del ducto” basándose en la identificación del tipo y grado de severidad de los defectos presentes en él, a partir de los reportes de inspección no destructiva y la información técnica del ducto obtenida a través de su vida útil.

El Análisis de integridad se basa en el cálculo de:

1. La presión o carga máxima permisible de operación del ducto o tramo de ducto en presencia de defectos.
2. El tamaño máximo tolerable de defecto.
3. La rapidez de crecimiento del defecto.

El análisis de integridad es aplicable a ductos terrestres los cuales empiezan desde la trampa de envío de diábolos (TED), en la estación de compresión o bombeo y hasta la trampa de recibo de diábolos (TRD) en la siguiente estación para continuar así con el transporte de hidrocarburo por medio de ductos, sus alcances de análisis son los siguientes:

- Solo aplica a líneas fabricadas con tubería de acero al carbono y unidos por soldadura.
- Especifica los datos e información que son necesarios para calcular la resistencia residual y la vida residual de los tramos del ducto analizado.



- Establece los criterios de aceptación, reparación o retiro de los tramos del ducto con defectos para garantizar la seguridad durante su operación.

Para realizar un análisis de integridad, es necesario contar con la información mínima necesaria que en forma resumida contiene lo siguiente:

- Datos de diseño y construcción
- Datos de operación
- Reporte del historial

El criterio de análisis de integridad descrito está basado solo en la habilidad del ducto para mantener su integridad mecánica bajo presión interna, combinada con presión hidrostática y cargas del terreno por donde pasa el derecho de vía, movimientos del suelo. Entendiéndose la integridad mecánica como la capacidad del ducto para contener un fluido a presión en su interior, soportar las cargas externamente impuestas y mantener su forma y continuidad sin presentar fugas, agrietamientos o rupturas a todo lo largo de su trayectoria.

La exactitud de los resultados del análisis es función únicamente de la exactitud de los datos proporcionados y de la veracidad del reporte de la inspección.

En ausencia parcial de información del ducto, el analista necesariamente empleará su criterio para seleccionar los valores de entrada del análisis los cuales, en tal caso serán de un criterio conservador, es decir, se considerará, según el caso: el mayor esfuerzo, el ambiente más agresivo y las menores propiedades del material, todo ello con el fin de obtener un valor más verídico al momento de la realización del análisis de acuerdo a las consideraciones antes descritas.

### **2.5.2.- Criterios de Análisis de Integridad**

La base del diseño y evaluación de los ductos y en general de cualquier componente estructural o mecánico es el esfuerzo que este soporta. Si el esfuerzo es aceptable, es decir, se encuentra por debajo del valor del esfuerzo máximo permisible, el ducto es aceptable y puede seguir operando. Asimismo, la predicción de vida útil del ducto se realiza determinando la rapidez de crecimiento del defecto y calculando el tiempo en el



cual dicho defecto producirá un esfuerzo superior al valor permisible o una fuga en el ducto.

Los ductos terrestres enterrados están sujetos a condiciones de cargas las cuales producen los siguientes esfuerzos:

- Esfuerzo circunferencial por presión interna
- Esfuerzo circunferencial por presión externa en el ducto debido a la carga que el terreno ejerce sobre el ducto.
- Esfuerzo longitudinal debido a cambios de presión y temperatura. Para tramos rectos de gran longitud, la fricción de la tierra evitará incrementos de las mismas que se originan por esos esfuerzos, excepto en algunas decenas de metros adyacentes a los extremos y a las curvas de la línea.

La presencia de grietas debido a daño físico, fatiga, agrietamiento por corrosión, esfuerzos y defectos en soldaduras, es posible en líneas terrestres enterradas, por lo que el uso de la mecánica de fractura es obligatorio. Una amplia variedad de metodologías para evaluación de grietas han sido desarrolladas a partir de la mecánica de fractura la cual consiste en comparar la energía disponible para la propagación de una grieta en una estructura con la energía necesaria para producir su agrietamiento, pero sin duda la más ampliamente aceptada es la basada en los Diagramas de Análisis de Fallas (DAF).

Si el punto de evaluación cae dentro de la curva límite del DAF, la grieta es estable y no hay riesgo de falla y si el punto cae sobre la curva límite o fuera de ella, el riesgo de falla es inminente. Cabe aclarar que en mecánica de fractura se entiende por falla a la condición de propagación catastrófica de grieta y por lo tanto una fuga producida por una grieta pasante pero que no se propaga. Cuando se aplica la mecánica de la fractura a los defectos, todos los modos potenciales de falla deben ser identificados. Los modos de falla típicos que deben considerar son: Fractura, fatiga, fluencia o colapso plástico, fuga, corrosión y erosión, agrietamiento por esfuerzos corrosivos y fatiga por corrosión, pandeo.

La mecánica de la fractura puede ayudar a evaluar estructuras defectuosas, pero no debe aplicarse a estructuras que con toda claridad son inseguras, o que están mal diseñadas, construidas u operadas; la mecánica de la fractura es un sistema para evaluar la resistencia de un material en presencia de defectos, los parámetros de diseño de la



mecánica de la fractura incluyen: tenacidad, resistencia a la fluencia, esfuerzo aplicado, tamaño del defecto, temperatura, estado de esfuerzo y tasa de carga.

Se identificarán los peligros potenciales para el ducto que le sean aplicables, con base en los tipos previstos de defectos y modos de falla citados abajo, así como otros peligros potenciales que se hayan observado durante la etapa del análisis.

Los peligros potenciales se pueden agrupar en las siguientes nueve categorías, de acuerdo a su naturaleza y características de crecimiento como pueden ser de manera enunciativa los siguientes:

- 1.- Corrosión externa. Debe incluir la originada por influencia microbiológica (MIC).
- 2.- Corrosión interna. Debe incluir la originada por influencia microbiológica interna (MIC).
- 3.- Agrietamiento por corrosión bajo esfuerzos (SCC).
- 4.- Defectos de fabricación. Se deben considerar los defectos en la costura y en el metal base.
- 5.- Construcción. Incluir los defectos en la soldadura circunferencial, soldadura de fabricación, alineamiento y doblez por flexión o pandeo, daños en el recubrimiento, conexiones, dobleces, abolladuras, rasgaduras, o la combinación de éstos.
- 6.- Equipo. Se refiere a instalaciones diferentes a la tubería y a sus componentes.
- 7.- Daños por terceros. Se deben incluir aquellos daños que provocan una falla.
- 8.- Operaciones incorrectas. Se deben considerar las operaciones incorrectas como resultado de procedimientos de operación incorrectos, seguir procedimientos equivocadamente o no aplicar los procedimientos establecidos o la inexistencia de procedimientos para actividades críticas o peligrosas. También se consideran operaciones incorrectas aquellas operaciones no deseadas o no ordenadas en actuadores u otros componentes automáticos o controlados a distancia.
- 9.- Clima y fuerzas externas. Se deben incluir tormentas eléctricas, lluvia o inundaciones, huracanes, sismos, erosión y deslaves.

Para efecto de realizar la evaluación de la integridad, así como tomar medidas de mitigación, los peligros potenciales deben agruparse de acuerdo a los factores de tiempo y modos de falla de la siguiente manera:





- a) Dependientes del tiempo
  - 1. Corrosión externa
  - 2. Corrosión interna
  - 3. Agrietamiento por corrosión bajo esfuerzos (SCC)
- b) Estables
  - 1. Defectos de fabricación
    - 1.1. Costura defectuosa
    - 1.2. Metal base defectuoso
  - 2. Soldadura/fabricación
    - 2.1. Soldadura circunferencial o de fabricación defectuosa
    - 2.2. Doblez por flexión o pandeo
    - 2.3. Falla por alineamiento
  - 3. Equipo
    - 3.1. Falla del empaque tipo O
    - 3.2. Componente rayado o roto
    - 3.3. Mal funcionamiento del equipo de control o relevo
    - 3.4. Falla del sello/bomba
- c) Independientes del tiempo
  - 1. Daños mecánicos o por terceros
    - 1.1. Daño ocasionado por terceros (falla instantánea/inmediata)
    - 1.2. Tubería previamente dañada (modo de falla retardado)
    - 1.3. Vandalismo
    - 1.4. Impacto de objetos arrojados sobre el ducto
  - 2. Procedimientos de operación incorrectos o no aplicados
  - 3. Clima y fuerzas externas
    - 3.1. Tormentas eléctricas
    - 3.2. Viento, tormentas o inundaciones



3.3. Sismos

3.4. Deslaves

3.5. Huracanes

3.6. Erosión

### 2.5.3.- Procedimiento del Análisis de Integridad

La técnica de Evaluación de Integridad está enfocada a realizar un análisis de seguridad de ductos terrestres de transporte de hidrocarburos, para identificar desviaciones en el diseño, construcción y procedimientos de operación, mantenimiento y seguridad; que no son cubiertos por las normas, códigos, estándares y prácticas de ingeniería.

Esta técnica se basa en la observación directa de las instalaciones y en el llenado de listas de verificación asociadas a las diferentes áreas que tiene que ver con una instalación y a través de las cuales se puede revisar el estado del mantenimiento y seguridad de equipos y dispositivos asociados a una instalación.

#### Proceso del Análisis de Integridad

Conformación Del Grupo Multidisciplinario	Adecuación de Cuestionarios Técnicos	Recopilación De Información y/o Documentos del ducto a inspeccionar	Visita a la Instalación	Análisis final de la Instalación
-Seguridad -Operación -Instrumentos -Proceso -Sistema de Tuberías	-Descripción de la instalación (Ducto) -Diseño -Construcción -Operación -Mantenimiento -Corrosión	-Arreglos de Tuberías -Hojas de datos -Procedimientos -Plot Plan	-Inspección física -Revisión de documentación adicional - Determinación de Hallazgos	-Análisis de Cuestionarios -Revisión Final de Información -Determinación de hallazgos -Asignación de prioridad y categoría de hallazgos -Evaluación del estado actual de la instalación

Tabla 2.2. Base de Datos



Para la conformación del grupo multidisciplinario se debe tomar en cuenta la experiencia de cada una de las especialidades ya que el análisis de integridad debe ser minucioso sin dejar pasar el más mínimo de los detalles.

Para la adecuación de los cuestionarios técnicos de debe tomar en cuenta a cada una de las especialidades que participaran en la realización del análisis de integridad ya que este comprenderá desde el diseño, la descripción de la instalación (ducto), aspectos de operación, mantenimiento corrosión etc.

Para la recopilación, revisión e integración de datos, se debe recopilar información sobre la operación, mantenimiento, celaje, diseño, historial de operación y fallas, así como también de las condiciones o acciones que contribuyan al crecimiento de los defectos (por ejemplo deficiencias en la protección catódica), que reduzcan las propiedades de la tubería (por ejemplo la soldadura de campo) o relacionadas con defectos nuevos (por ejemplo excavaciones cerca de un ducto). Asimismo, es necesaria la información relacionada con las técnicas de mitigación empleadas y los procesos y procedimientos del sistema.

Se debe utilizar toda la información disponible del ducto, evitando hacer generalizaciones de la información.

De acuerdo a las consideraciones anteriores, el análisis de integridad de un ducto para el transporte de hidrocarburos líquidos (crudo) que haya sido inspeccionado no destructivamente mediante vehículo inteligente de inspección interna se puede realizar de acuerdo al siguiente procedimiento general:

**1.- Reporte de inspección no destructiva y de la información técnica del Ducto:** El reporte de la inspección no destructiva deberá contener la lista de defectos, la clave de identificación del defecto, su ubicación, tipo de defecto y dimensiones y un reporte gráfico de la forma, tamaño y localización de defectos en la tubería.

**2.- Análisis preliminar:** Se realizará un análisis preliminar de integridad, basado únicamente en la información recibida. Con estos datos se identificarán las formas de daño presentes y se relacionarán con las condiciones de servicio, ambientales, etc. Con esta información se determina la PMPO y se realiza una primera estimación de la vida remanente (VR), empleando los criterios descritos en la sección anterior y se presentan



las recomendaciones de inspección complementaria y de reparación de aquellos defectos seleccionados para tal efecto. El análisis preliminar contiene además los requerimientos de muestreo y pruebas de laboratorio que deberán realizarse en caso de que así se requiera y las recomendaciones provisionales de reparación.

**3.- Inspecciones complementarias:** Cuando así se determine, se realizarán inspecciones complementarias locales de indicaciones específicas para corroborar si la información proporcionada por el vehículo inteligente es correcta y adecuada.

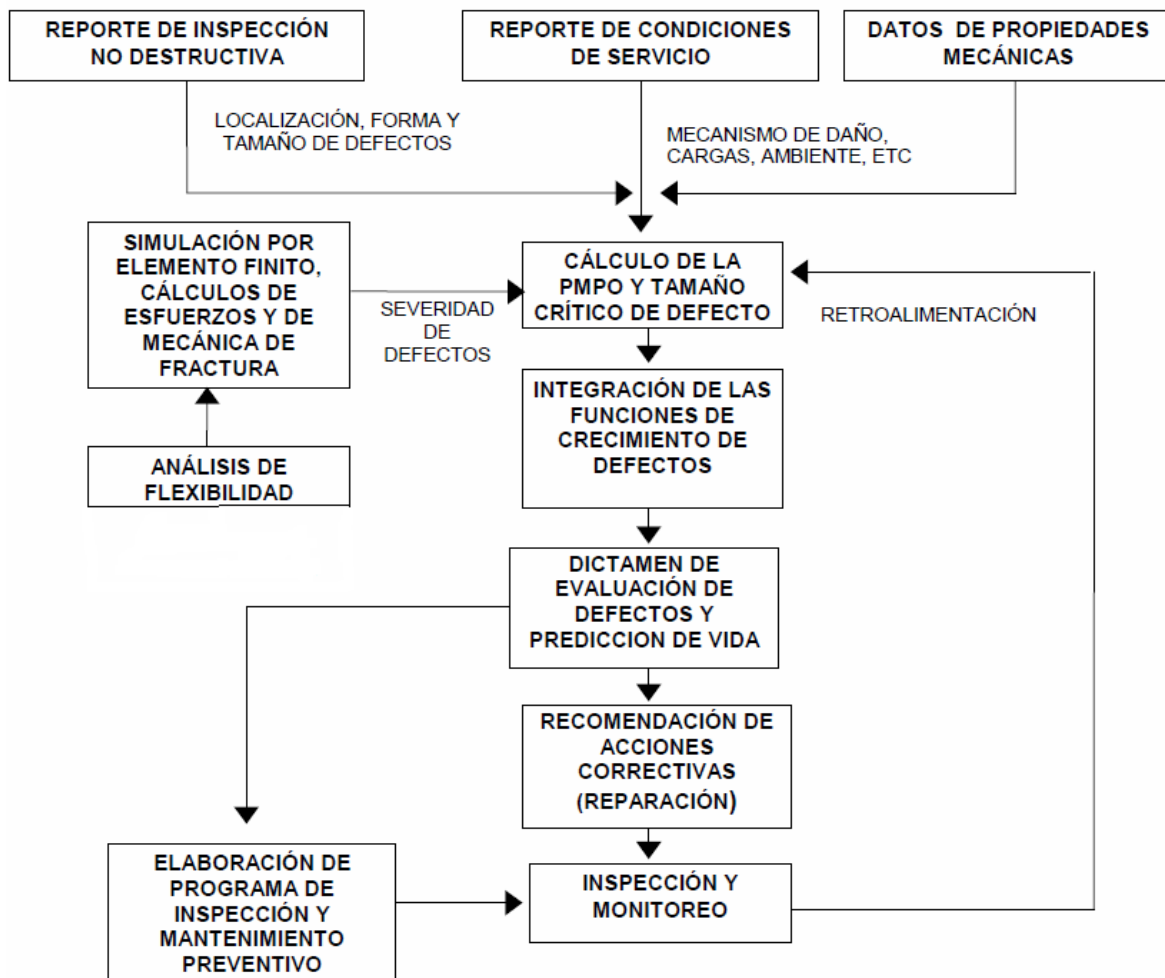
**4.- Análisis de resultados:** Con base en los resultados de la inspección complementaria y pruebas, se realizará el análisis de integridad final, el cual consiste en lo siguiente: a) Análisis determinístico de evaluación de severidad de defectos. b) Determinación de las formas y rapidez de deterioro operantes y cálculos de vida remanente c) Análisis probabilístico.

**5.- Reporte final:** Este documento contendrá la lista definitiva de reparaciones priorizada, los procedimientos de reparación, la presión o carga máxima permisible de operación, el programa de inspección a futuro y las recomendaciones de operación, inspección y mantenimiento para incrementar el nivel de seguridad de la instalación y extender su vida útil.

En la siguiente pagina se muestra un diagrama de flujo con el procedimiento en forma gráfica.



## Procedimiento de Análisis de Integridad



### 2.5.4.- Prioridades de Acción Correctiva

La prioridad de acción correctiva es un factor que define la urgencia con la que se debe tomar una acción correctiva en un tramo de ducto que se ha designado para reparación, de acuerdo a los hallazgos obtenidos mediante la inspección del ducto.

La Priorización de todos los hallazgos se hará aplicando los criterios que se indican:

- **Alta:** Son aquellos hallazgos que son incumplimientos a las normas, especificaciones y/o códigos establecidos y cuya severidad pone en peligro la seguridad e integridad de las instalaciones, seres humanos y/o medio ambiente.



Para estos hallazgos de categoría alta deben tomarse acciones inmediatas para que su corrección se realice máximo en seis meses.

- **Media:** Son aquellos hallazgos que son incumplimientos a las normas, especificaciones y/o códigos establecidos y cuya severidad puede poner en peligro la seguridad e integridad de las instalaciones, seres humanos y/o medio ambiente. Para estos hallazgos de categoría media deben tomarse acciones para que su corrección se realice máximo en un año.
- **Baja:** Son aquellos hallazgos que son incumplimientos a las normas, especificaciones y/o códigos establecidos y cuya severidad no es probable que ponga en peligro la seguridad e integridad de las instalaciones, seres humanos y/o medio ambiente. Para estos hallazgos de categoría baja deben tomarse acciones para que su corrección se realice máximo en dos años.

## **2.6.- Métodos de Análisis de Integridad**

Para efectuar un análisis de integridad en ductos existen dos metodologías, el método probabilístico y el determinístico, este último parte de los resultados de inspección no destructiva ya sea con equipo instrumentado de inspección interna o de tipo muestral, el análisis de integridad consiste en la evaluación de la severidad de los defectos presentes, cálculo de la presión máxima permisible de operación, predicción de vida útil y emitir recomendaciones de reparación.

### **2.6.1.- Análisis de Integridad en Ductos sin Equipo Instrumentado**

Para conocer el estado de un ducto, que por algún motivo, no se puede inspeccionar con un equipo instrumentado se tiene que realizar una inspección de carácter muestral, esto se lleva a cabo de la siguiente forma se selecciona un número de tramos de un ducto que conforme una muestra representativa del estado general de la tubería y que permita, sin necesidad de inspeccionar al 100% la totalidad de la tubería, inferir su estado de integridad estructural con un nivel de confianza de al menos el 96%. Debe ser posible la inspección por el lado externo de la tubería, mediante técnicas y procedimientos que garanticen la detección de cualquier defecto interno o externo contenido en la pared del tubo.

En la inspección muestral se busca la predicción del estado de un ducto con base en el estado de una muestra de tamaño limitado, que es estadísticamente confiable. Si bien es



cierto que en la inspección muestral no se revisa el 100% del ducto, sus procedimientos proporcionan la suficiente información para determinar la posibilidad de que existan daños severos no detectados en el tubo, así como para establecer las condiciones de operación que garanticen con el nivel de confianza aplicado al análisis, la operación segura del ducto. Este tipo de análisis parte de los resultados de inspección no destructiva, mediante las técnicas visual, líquidos penetrantes y por ultrasonido, que incluye inspección del cuerpo del tubo, costura longitudinal y uniones soldadas, para posteriormente realizar el análisis de integridad de los tramos inspeccionados evaluando la severidad de defectos encontrados y recomendar técnicas de reparación si es necesario basándose en el cálculo de la presión máxima permisible de operación, con base en su estado actual y la predicción de vida remanente del ducto.

### **2.6.2.- Análisis de Integridad en Ductos con Equipo Instrumentado**

Como su nombre lo indica la integridad del ducto es determinada a base de cálculos que requieren de información veraz y muy confiable; la información referente a la operación de los ductos es obtenida directamente del área operativa y las condiciones físicas de los ductos son obtenidas a partir de un reporte final de la inspección, el cual es el reporte de inspección interna del ducto con vehículo inteligente (Diablo Instrumentado).

### **2.7.- Metodología General**

Revisión de planos de construcción del ducto, reportes de inspección no destructiva del tramo establecido para su estudio, esto para establecer el posible estado físico y las formas de daño que potencialmente afectan al ducto.

Inspección física de todo el recorrido del ducto en el tramo referido, ello para identificar y medir las características físicas del ducto, sus soportes y su perfil actual, las condiciones de terreno y ambiente son muy importantes en este tipo de estudio y en general, todas aquellas relacionadas con los trabajos a realizar.

En la planeación de la inspección se determina la cantidad de tramos a revisar, esto se lleva a cabo de acuerdo a los siguientes criterios:

- Tramos en los que se hayan previsto daños
- Tramos en zonas críticas (zonas con alto nivel de riesgo que pongan en peligro el estado mecánico u operativo del ducto)



- Tramos en los que se hayan observado daños
- Al menos 50% de los tramos deben ser seleccionados al azar, para completar el muestreo

#### Técnicas de inspección

Las técnicas de ensayo no destructivo que se aplican durante un análisis de integridad son las siguientes:

- a) Inspección visual (IV)
- b) Ultrasonido (UT)
- c) Líquidos penetrantes (LP)

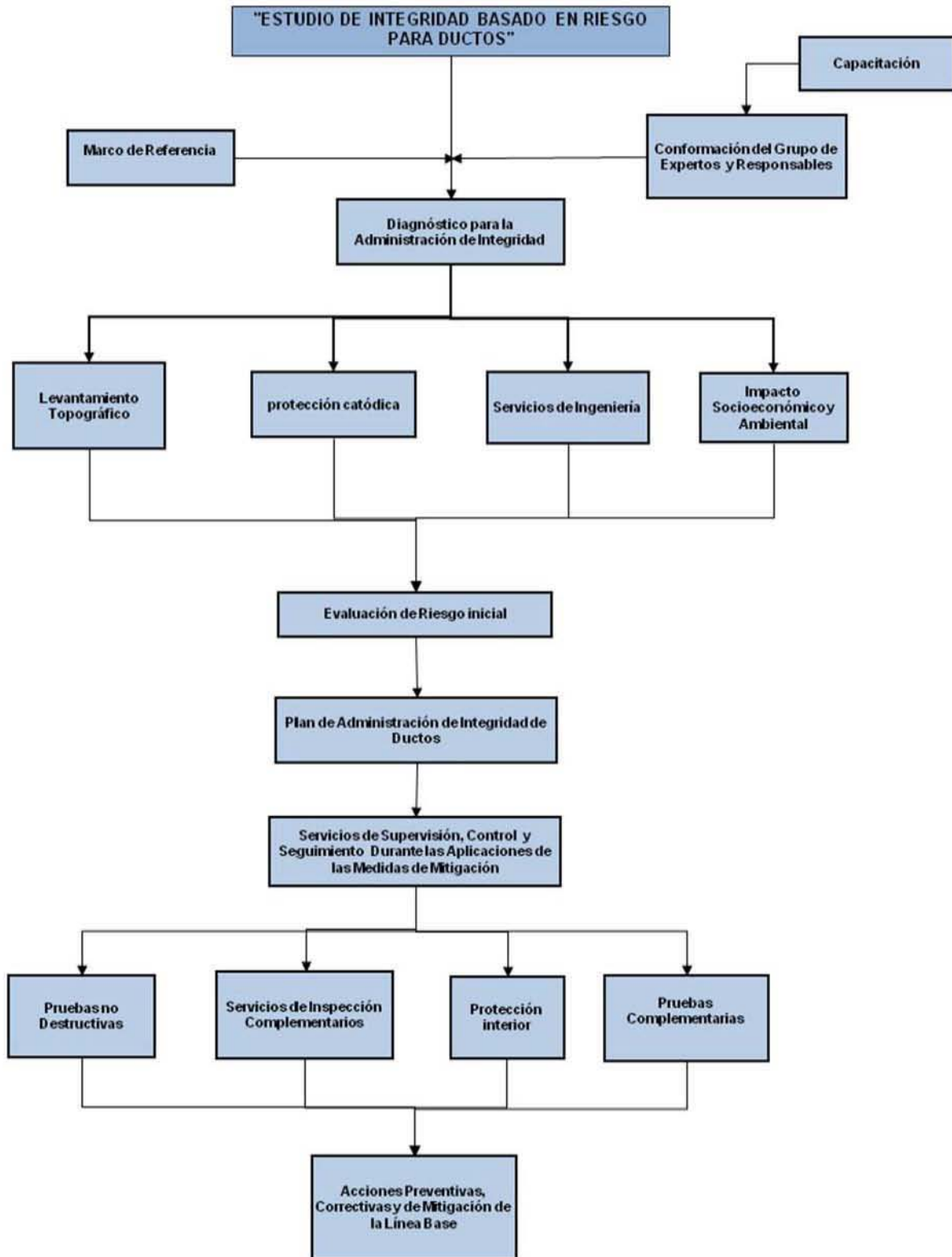
Al término de la inspección generalmente se debe incluir un reporte en el cual se especifique el estado en el que se encuentran los siguientes elementos: estado de la superficie del tubo, condiciones del terreno, localización de costuras, otros defectos, daño físico, deformación, curvatura del tramo, etc.

Así mismo, cada reporte debe contener la siguiente información:

- 1) Distancia absoluta del tubo inspeccionado
- 2) Diámetro, espesor medio y longitud del tramo inspeccionado
- 3) Esquema del tramo del ducto con la ubicación del defecto
- 4) Identificación y dimensiones de indicaciones
- 5) Localización de costuras.

En la siguiente página se muestra un diagrama de flujo con la metodología general que se sigue para la realización de un análisis de integridad empleado en ductos.







UNIVERSIDAD NACIONAL  
AUTÓNOMA DE  
MÉXICO

# **CAPITULO 3**

# **DIABLOS INSTRUMENTADOS**

### 3.- Diablos Instrumentados

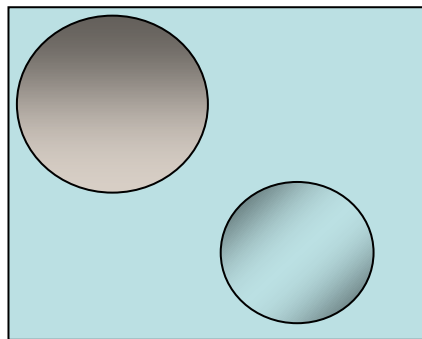
#### 3.1.- Historia de los Diablos

En 1870 el petróleo se transportaba en barriles por medio de carretillas jaladas por mulas y caballos, situación difícil que se complicaba aún más en época de lluvias y de nieve.

Posteriormente se Construyó una tubería para transportar el crudo, sin embargo después de un par de años el flujo disminuyó y hubo que aumentar la presión.

Para eliminar los depósitos de parafina se bombeó por la tubería una esfera constituida de trapos amarrados. Este primer diablo se mejoró al sustituirse por cuero, el que al mojarse se expande formando un sello ajustado que recorre la tubería.

En 1904 en Montana se estaba construyendo una tubería de 4 Pulg. Cuando de repente fue cubierto por un deslizamiento de rocas. Para detectar los daños de bombeo una bola de hule (Fig. 3.1) a lo largo del ducto pensando que si la bola salía libre de daño significaba que el ducto no se había dañado. La bola completa salió al otro lado del ducto pero arrastro desechos en su trayecto por lo que a partir de entonces se usan estas bolas de hule para limpieza.



**"Pigs" Esféricos:**  
Estos nunca deben  
usarse en líneas que  
no tengan instaladas  
Tee's de flujo  
especiales

Fig. 3.1 Diablos Esféricos. No deben usarse en ductos que no tengan Tee's de flujo especiales

El origen de los diablos es cuestionable. Los primeros diablos estaban hechos de almas de acero o tubo, con rebordes soldados a los extremos y copas de cuero o de hule, cuentan las primeras personas que instalaron las tuberías que cuando pasaba el dispositivo producía un ruido similar a un marrano chillando (PIG's). Fueron diseñados para abrirse camino por lo tanto estaban equipados con cepillos de alambre, elementos



raspadores y otros artefactos. A finales de 1960 se fabricaron los primeros diablos inteligentes.

### 3.2.- Herramientas para la Inspección en Línea de Ductos

Para la realización de un análisis de integridad en un ducto se emplea una inspección en línea utilizando herramientas conocidas como diablos los cuales son dispositivos que juegan un papel muy importante en cuanto a inspección de ductos se refieren, ya que estos son dispositivos que se insertan dentro de los ductos por medio de trampas de diablos, las cuales están equipadas con compuertas que permiten el insertar y/o extraer el diablo, los diablos viajan a lo largo del ducto impulsados con el flujo del producto transportado.

Existen dos tipos de trampas de Diablos.

- Lanzador
- Receptor

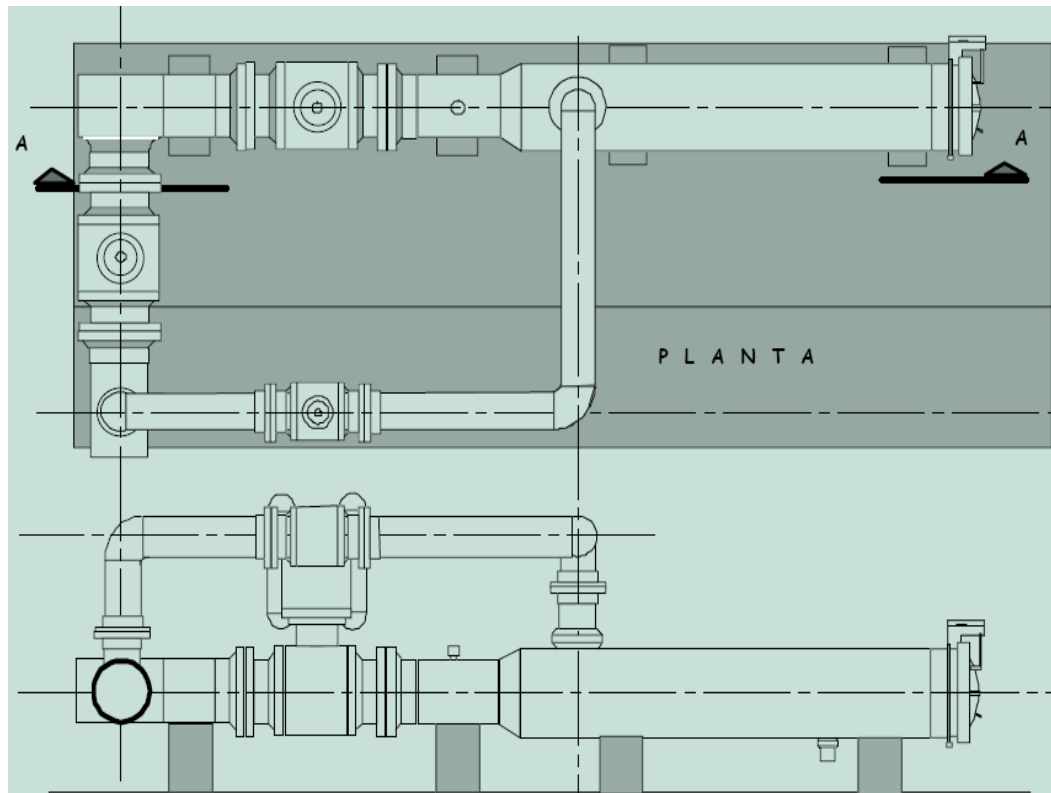


Fig. 3.2 Trampa de diablos típica con vista de planta y lateral.



Generalmente las trampas de diablos cuentan con los siguientes componentes:

- Cubeta o barril con tapa abisagrada y boquillas o preparaciones necesarias para igualar presión, drenar e instalar toda la instrumentación de este recipiente.
- Sección o carrete de conducción.
- Sección o carrete de derivación.
- Igualador de presión o ducto de pateo.
- Dren o purga.
- Actuadores para las válvulas principales.
- Instrumentación básica (presión, temperatura e indicador de paso de diablos).
- Dispositivo para alivio de sobrepresión (válvula relevo, seguridad o disco de ruptura).
- Patín estructural de soporte (cuando se solicite).
- Abrazaderas/correderas para mochetas soporte (cuando se soliciten).





Fig. 3.3 Trampas de de Envío de Diablos de 48" y 16"

### 3.3.- Función de los Diablos

Actualmente existen dos tipos principales de diablos:

- Los diablos de limpieza, diablos separadores.
- Diablos inteligentes que proporcionan información sobre la tubería y ubican las secciones con problemas.

Los diablos colaboran con la operación y eficiencia al:

- Eliminar sustancias y desechos que puedan obstruir la tubería y formar células corrosivas.
- Ayudar a detectar defectos.
- Presentar una alternativa a la prueba hidrostática.



Construcción	Operación	Inspección
<ul style="list-style-type: none"><li>- Eliminación de desechos de construcción</li><li>- Prueba de aceptación (Llenado de Agua)</li><li>- Inicio de Operaciones</li></ul>	<ul style="list-style-type: none"><li>- Limpieza de las paredes de la tubería</li><li>- Remoción de condensados</li><li>- Separación del Producto</li><li>- Aplicación de Inhibidores</li></ul>	<ul style="list-style-type: none"><li>- Revisión de daños físicos</li><li>- Detección de corrosión y otros defectos</li><li>- Detección de fugas</li><li>- Mapeo</li><li>- Profundidad de excavación de la línea y espaciamento entre soportes</li></ul>
Mantenimiento y Reparación	Renovación y Rehabilitación	Cese de Operaciones
<ul style="list-style-type: none"><li>- Inhibidores de corrosión, limpieza previa a la inspección</li><li>- Cese de Operaciones</li><li>- Aislamiento</li><li>- Reinicio de operaciones</li></ul>	<ul style="list-style-type: none"><li>- "Pigs" con geles</li><li>- Aplicación de revestimiento "In situ"</li><li>- Limpieza química, remoción de depósitos de calizas</li><li>- Limpieza para conversión de productos</li></ul>	<ul style="list-style-type: none"><li>- Remoción de producto</li><li>- Limpieza de las paredes de la tubería</li><li>- Inspección / Pruebas</li><li>- Inactivación de reacciones químicas (convertir en línea inerte).</li></ul>

Tabla 3.1. Tulum Fabricante de Diablos de Limpieza

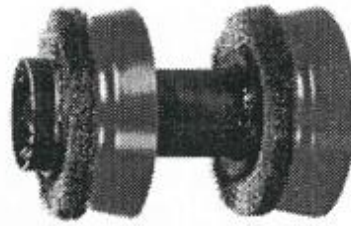
La función de estos diablos son los siguientes:

### 3.3.1.- De Uso Útil

*Diablo de limpieza:* Herramienta para limpieza interior del ducto.



Fig. 3.4 Diablo de Limpieza



“Pigs” para limpieza con cepillo



 <p>IP. SG2 Gauging Pig</p>	 <p>IP. SS 90-4 Separation/batching Pig</p>	 <p>IP. LS 90-4 Separation/batching Pig</p>	 <p>IP. BD Bi-directional Pig</p>
 <p>IP. Proteus Range</p>	 <p>IP. RCN Cleaning Pig</p>	 <p>IP. K3 Cleaning Pig</p>	 <p>IP. UG2 Cleaning Pig</p>
 <p>IP. Driving Cup</p>	 <p>IP. HS Hi-seal Bi-directional Pig</p>	 <p>Long Run Foam Pig</p>	 <p>Standard Foam Pig</p>

Fig. 3.5 Diferentes Instrumentos para limpieza de ductos.





Dentro de esta categoría existe gran diversidad en tipos de diablos como son:

#### **3.3.1.1.- Diablos de Discos Bi-Direccionales**

Estos diablos tienen gran eficiencia y economía en su utilización en aplicaciones de construcción de tubería de longitud media, así como para desplazamiento de agua, limpieza con cepillo o liberación de línea. También se utilizan para separar, bachear y durante la etapa de prueba hidrostática.

Su diseño para correr en ambas direcciones le permite al operador llenar la línea y desplazarlo hacia delante o hacia atrás, sin necesidad de sacar el diablo.

#### **3.3.1.2.- Diablos de Copa Estándar**

Los diablos modelo UC de dos copas se utilizan generalmente para bachear líquidos desiguales; existe una versión de tres copas la cual proporciona un sellado positivo entre las interfases del líquido y se utiliza ampliamente para limpieza ligera de tuberías y para operaciones de bacheo o separación. Las copas pueden cambiarse o adaptarse a diferentes configuraciones de acuerdo a lo requerido por la aplicación; este tipo de diablos puede correr en omegas o codos de 3D, sin ningún problema.

#### **3.3.1.3.- Diablos de Copa Cónica**

Este tipo de diablos son en su mayoría de cuerpos de acero, diseñados para una gran variedad de aplicaciones en ductos. Los usos mas comunes incluyen bacheo, eliminación de condensados, purgado o limpieza. Estos diablos de bacheo también se utilizan para recorrer la tubería en busca de anomalías; al adicionarle discos de sello solo mejora su desempeño en aplicaciones de bacheo, eliminación de parafina o eliminación de rebabas en tuberías de gas natural además facilita la integración de cepillos de limpieza en el cuerpo del diablo.

#### **3.3.1.4.- Diablos de Poliuretano**

Este tipo de diablos tienen la gran característica que son durables, mucho más ligeros que los de cuerpo de acero, económicos y fabricados totalmente en poliuretano. La versatilidad de su diseño proporciona la facilidad de utilizarlos en operaciones de bacheo, limpieza o separación. La adición de cepillos de plástico o de alambre incrementa su funcionalidad, también la flexibilidad de su espárrago central, fabricado de poliuretano



sólido, que permite un desgaste uniforme de los elementos de sellado, evitando un problema inherente con las flechas de acero las cuales son muy pesadas.

Este tipo de herramientas no cuenta con partes metálicas que se doblen, corroan o dañen el recubrimiento interior de la tubería, tiene un peso muy ligero y la facilidad de cambiar solamente las partes desgastadas y no todo el ensamble.

Diablos de Espuma de Poliuretano: Los Polly Pigs están fabricados en espuma de poliuretano de la más alta calidad. La naturaleza flexible de estos diablos permite su utilización en omegas de radio corto y reducciones inesperadas en el espesor del tubo.

El diseño básico de estas herramientas puede adaptarse a una gran variedad de recubrimientos de poliuretano rígido, para las diferentes necesidades, la adición de cepillos de alambre agresivos en el recubrimiento de poliuretano proporciona un limpiador durable y eficiente para aplicaciones de rebabas en tuberías. Los Polly Pigs son los limpiadores de tuberías más versátiles, además de su bajo costo y se utilizan ampliamente en un rango completo de aplicaciones.

### **3.3.2.- Diablos Inteligentes**

Los diablos inteligentes son aparatos usados para inspeccionar y registrar el estado del ducto. Los diablos inteligentes detectan los lugares afectados por corrosión y otros daños sobre el espesor y forma de las paredes del ducto.

#### **3.3.2.1.- Diablo Geómetra ó Simulador**

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

#### **3.3.2.2.- Diablo Instrumentado**

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

- Mediciones Geométricas
- Detección de Fugas
- Registros de Temperatura y Presión
- Medidas de Curvas
- Muestreo del Producto

- Mediciones de Deposito de Cera
- Detección de perdida de metal
- Perfil de la tubería
- Mapeo
- Inspección de la curvatura
- Inspección fotográfica
- Detección de grietas

Los diablos inteligentes (Fig. 3.6) más comúnmente empleados son: tipo geómetra y el de pérdida de metal, esto debido a que en su mayoría los defectos que presenta un ducto es abolladuras, golpes o corrosión y con ello pérdida de materias de construcción del ducto.

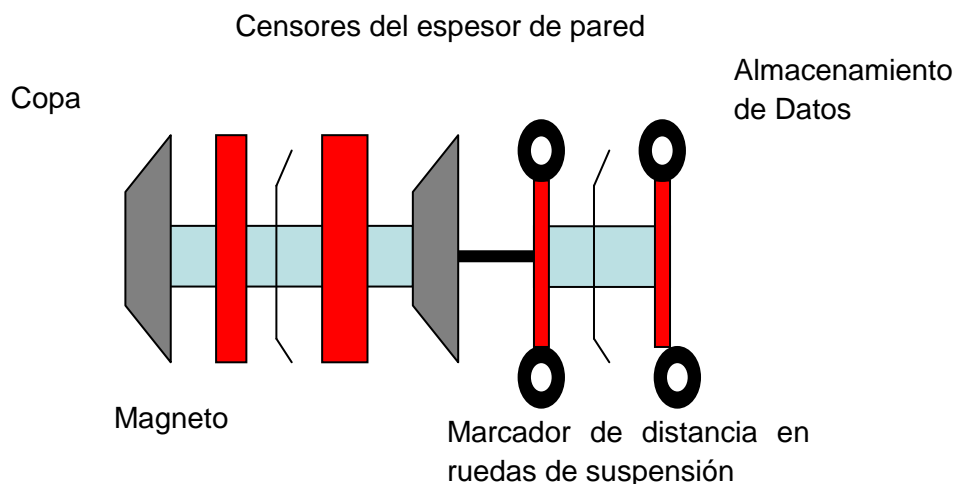


Fig. 3.6 Diablo Inteligente

El tipo de tubería que es ideal para el uso de un diablo instrumentado cumple con las siguientes características:

Debe ser totalmente recto de un extremo al otro, el diámetro interno constante y sin penetración de soldadura, debe ser totalmente redondo, la superficie interna cubierta con material epóxico o pulida, sin derivaciones, sin válvulas o dispositivos, bombeo de crudo ligero, sin refinar a una velocidad aproximada de 1m/s.

Por todo lo antes mencionado se puede dar cuenta que no todos los ductos se pueden inspeccionar con vehículos inteligentes o diablos inteligentes.



Si se va a correr un diablo instrumentado se requiere que la tubería este muy limpia, ya que la corrida de diablo de limpieza “Estándar” puede no ser suficiente para limpiar la tubería para poder correr un diablo inteligente, debido a esto, se debe que los diablos de flujo magnético (MFL) cuentan con poderosos cepillos y herramientas de limpieza que eliminan la cera y otros residuos que pudieran transmitir información errónea o destruir los sensores. Los diablos que usan tecnología ultrasónica presentan algunos problemas, ya que las sustancias residuales como la cera, pueden atenuar las señales, por lo tanto, la limpieza previa a la corrida de diablo es frecuentemente considerada como parte del programa. (Por ejemplo puede requerirse un diablo para limpieza magnética que elimine los desechos ferrosos).

Existen tolerancias que deben de ser tomadas en cuenta para que al utilizar un diablo instrumentado se puedan obtener resultados mas precisos en cuanto a la información recopilada por el vehículo de inspección, algunas de estas tolerancias se enuncian a continuación:

**Diámetro Interno:** Las tolerancias de tuberías estándar, pero se están desarrollando diablos de diámetro variable.

**Curvas de 3D:** Aunque la mayoría de los diablos pueden manejar curvas hasta de 1.5 D bajo ciertas condiciones.

**Curvas Forjadas:** Es mucho mejor tener el material adicional en el diámetro exterior.

**Derivaciones:** Los diablos de uso práctico pueden atravesar salidas del 70% (del diámetro nominal), mientras que los inteligentes pueden manejar hasta el 60%. Es un buen principio el instalar barras guías en los ramales mayores de 50%.

**Válvulas:** Deben estar completamente abiertas y con diámetros mayores o iguales al diámetro de la tubería. Sin embargo algunos diablos pueden manejar ciertas reducciones en válvulas.

Así mismo también existen limitaciones de operación que condicionan el desempeño de los diablos instrumentados las cuales son:

1. La mayoría de los diablos manejan velocidades entre 1 y 10 mph (0.5 a 4m/sec.).



2. Los diablos recientes cuentan con reguladores de velocidad (esto puede disminuir los costos de operación)
3. Los de uso práctico corren de 2 a 10 mph (3 a 16 Km/h) en tubería para líquidos y de 5 a 15 mph en tuberías para gas.
4. Los diablos tipo ultrasónicos son más susceptibles a la velocidad.
5. Los diablos de flujo magnético se ven limitados por el espesor de pared. Normalmente debe ser mayor de 18 mm de WT en tuberías hasta de 16" y 30 mm en tuberías de diámetro mayor a 16".
6. Mapeo inercial, un sistema de geo-posicionamiento GPS eliminará el empleo de Marcadores de Superficie.
7. Temperatura

Los diablos de uso práctico (limpieza y sello) se ven limitados por los sellos de elastómero o poliuretano; límite superior 60°C. Los diablos inteligentes se ven limitados por la electrónica límite Superior 60-75°C

#### 8. Presión

Los diablos de uso práctico no tienen límite de presión. Los diablos inteligentes tienen la instrumentación sellada dentro de contenedores herméticos a presión, lo que implica ciertas restricciones de presión, el límite es de 1000 psi, pero algunas pueden soportar hasta 2000 psi.

### **3.4.- Tipos de Diablos Instrumentados para la Inspección de Ductos**

1.- Diablos Instrumentados de Flujo Magnético

2.- Diablos Instrumentados Ultrasónicos

#### **3.4.1.- Diablos Instrumentados de Flujo Magnético**

El diablo instrumentado de flujo magnético opera de la siguiente manera:

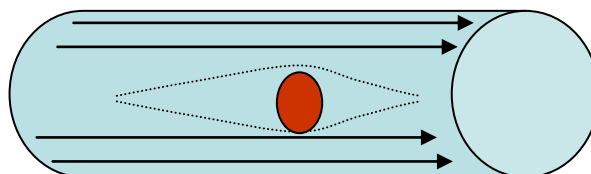
La tubería se magnetiza y toda pérdida de metal provocará que los campos magnéticos se distorsionen. Un detector capta esta distorsión. Estos diablos pueden recorrer sistemas de tuberías para gas o líquido y miden incluso pérdidas de material en tuberías de pared delgada.



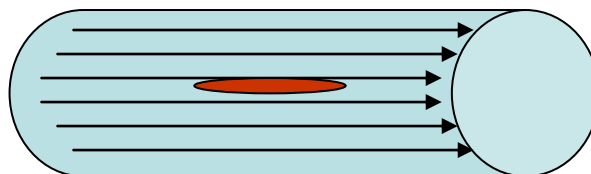
- a) Ofrecen una medición relativa de la profundidad del defecto, es decir un porcentaje del espesor de la pared de la tubería.
- b) Entre mas sensores existan, mayor será la resolución y por lo tanto se tiene mejor dimensionamiento de los defectos angostos.
- c) Se ven limitados por el espesor de pared. Normalmente debe ser mayor de 18 mm de WT en tuberías hasta de 16" y 30 mm en tuberías de diámetro mayor a 16".
- d) Pueden detectar grietas en soldadura circunferencial.
- e) No detectan grietas axiales.
- f) La medición indirecta permite la cuantificación limitada, dado que las señales del efecto son comparadas con las de los defectos de referencia.
- g) El rango óptimo de velocidad generalmente es de 3 – 5 mph.
- h) La medición no se ve afectada por el fluido que este presente en la línea.



Campo Magnético



Campo Magnético desestabilizado por el ancho del defecto, en esta orientación.



Campo Magnético no desestabilizado por defectos sin anchura, en esta orientación.

Fig. 3.7 principio de Flujo Magnético



La tecnología utilizada en un diablo de flujo magnético es la siguiente:

1.- Espesor máximo de Pared

- <de 10" diámetro = 0.5"
- >de 10" diámetro = 1 a 1.5"

2.- Alcance:

- Hasta 150 km para diámetro  $0 < 10''$
- Entre 140 y 800 Km. para  $> 10''$  (para tubos sin costura es menor y para diámetros mayores es el mas bajo)

3.- Localización:

- Para axiales es de  $+/- 200$  mm desde la soldadura de referencia
- Para circunferenciales es de  $+/- 5$  grados

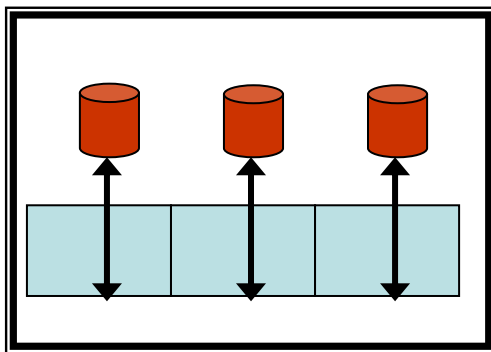
### 3.4.2.- Diablo Instrumentado Ultrasónico

El Diablo Instrumentado Ultrasónico opera de la siguiente manera:

Un transductor transmite señales perpendiculares a la superficie y recibe señales tanto internas como externas.

- a) Estos Diablos normalmente solo recorren tuberías para líquidos, pero pueden medir pérdidas de material en tuberías mucho más gruesas
- b) Da una medida absoluta de la profundidad del defecto
- c) Son muy susceptibles a la velocidad
- d) La medición directa permite un dimensionamiento confiable y buena repetibilidad
- e) Cuando hay mayor presencia de corrosión se tiene mayor pérdida de la señal. La amplitud de las reflexiones ultrasónicas puede caer por debajo del límite o del nivel de detección
- f) El rango óptimo de velocidad para este tipo de diablos es de menos de 2 mph y es preferido para el monitoreo de corrosión
- g) Se requiere de un líquido de acoplamiento entre el transductor y la pared del ducto. La presencia de cera o líquidos de dos fases no hace práctico el uso de estas herramientas

h) Para el uso en ductos de este tipo de diablos se requiere de una limpieza total



Requiere medio líquido conector

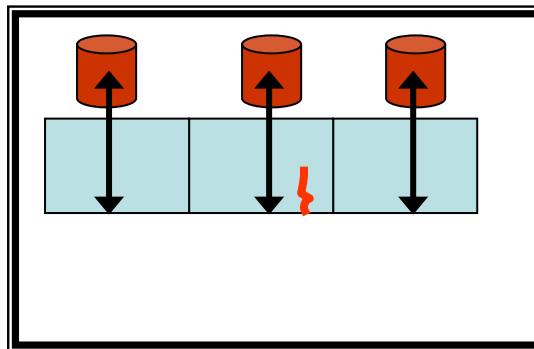
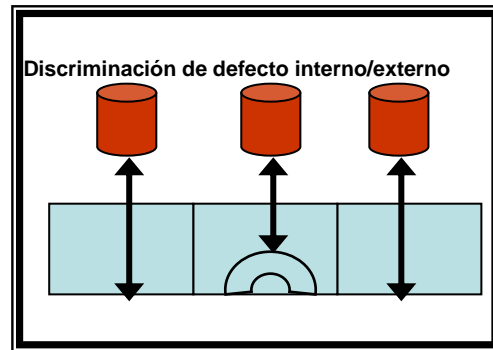


Fig. 3.8 Principio de diablo ultrasónico estándar

La tecnología utilizada en un diablo ultrasónico es la siguiente:

1.- Espesor máximo de Pared:

- Sin limite práctico

2.- Alcance:

- 90 hasta 900 Km.

3.- Localización:

- Para axiales es de  $\pm 200$  mm desde la soldadura de referencia
- Para circunferenciales es de 0.3 – 0.5" (espaciamiento de sensores)

El rendimiento típico de un diablo instrumentado ultrasónico (Fig. 3.9) es que permite una exactitud en la medida de profundidad igual a  $\pm 20\%$ , la confiabilidad es del 95%, la exactitud en la medida de lo ancho del defecto es de  $\pm 0.3\%$  y la exactitud a lo largo del mismo defecto es de  $\pm 0.13\%$ .





### Diagrama de Herramienta Instrumentada (Pipetronix)

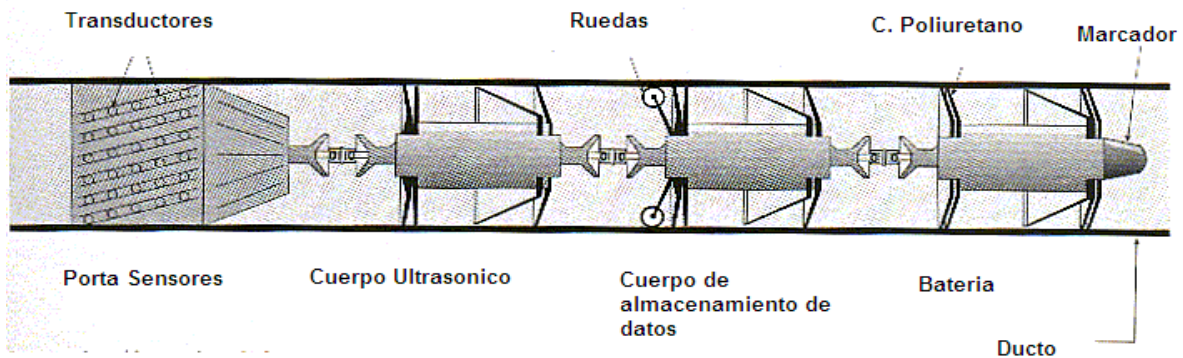


Fig. 3.9 Diablo Ultrasónico

### 3.5.- Datos Registrados por los Diablos

Después de haber realizado la corrida con diablos se debe de tener en cuenta que los diablos solamente registran los datos como lo muestran las figuras 3.11 y 3.12 ,y no los interpretan ya que esto depende del criterio del personal que este realizando la inspección, los diablos miden la fuga del flujo, no detectan profundidades y tampoco longitudes, los datos que son registrados por los diablos son procesados por un software y a su vez son revisados por analistas expertos los cuales implementan los criterios necesarios para un adecuado diagnóstico del estado en que se encuentra el ducto, ya que ellos trataran de discriminar entre corrosión, pérdida de metal y defectos de manufactura, en función de las características de la señal, forma, amplitud, etc.

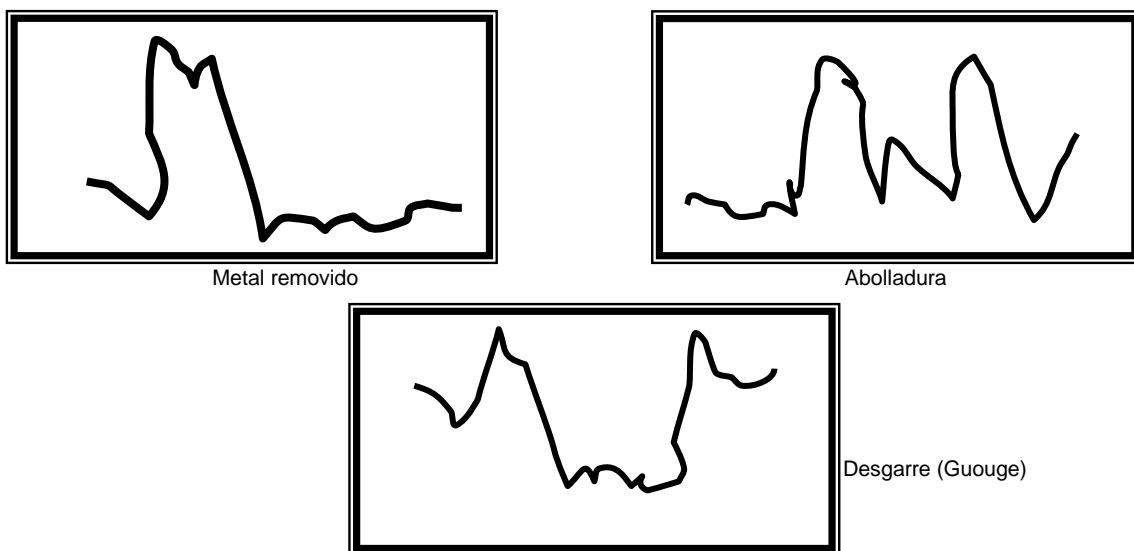


Fig. 3.10



La profundidad del defecto se infiere de la amplitud del cambio de la fuga del flujo, la longitud del defecto, es estimada por la distancia entre puntos donde la fuga está por encima del valor de la línea base, y el ancho se estima a partir del número de sensores que registran el cambio de la señal.

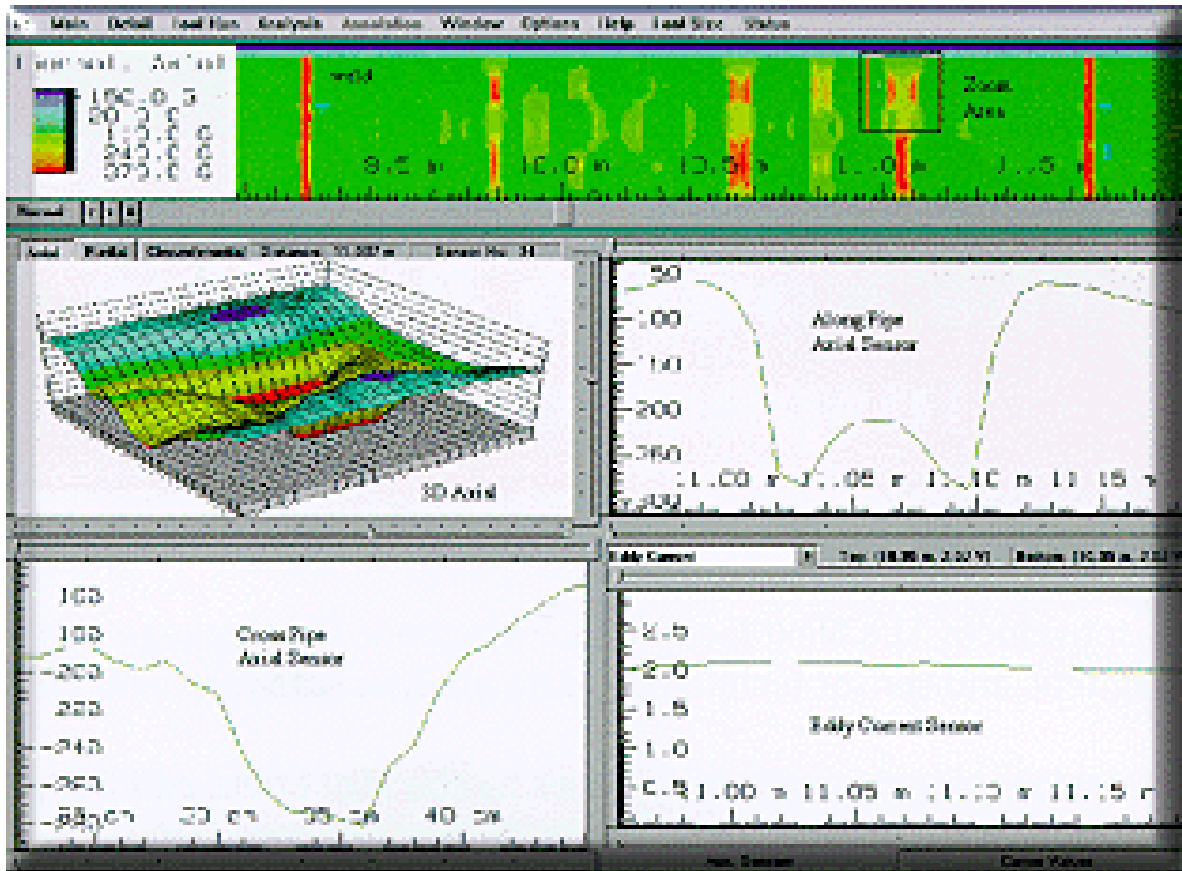


Fig. 3.11

Estimar el ancho del defecto no es inmediato. Eso se debe a que la señal se difunde en la sección circunferencial y la cantidad de difusión depende de la longitud, la profundidad y el ancho del defecto.

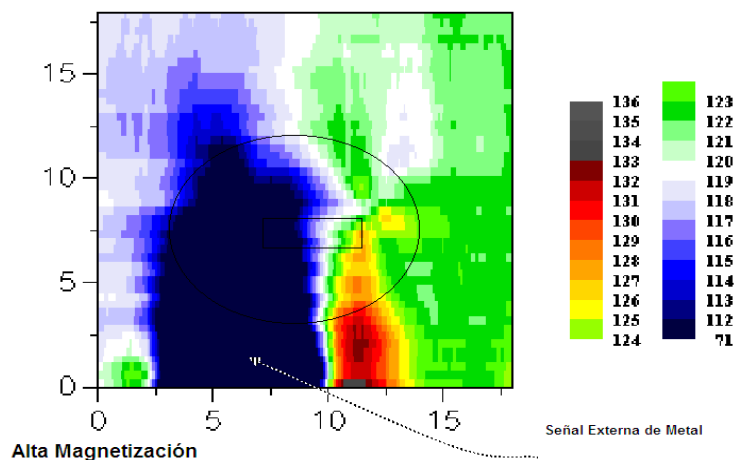


Fig. 3.12

Desde 1990 se utiliza la tecnología de inspección interior, pero es a partir de 1994 que se inicia un programa masivo de inspección utilizando los denominados "diablos instrumentados", con los que se ha revisado más del 60% del Sistema Nacional de Ductos.

Esto ha permitido la detección más confiable de las fallas, así como su mejor localización y determinación más precisa del grado de severidad de los daños, lo que a su vez está contribuyendo a una mayor efectividad en la reparación y rehabilitación de los ductos.

Utilizando el análisis de integridad como herramienta se ha podido resolver diferentes problemas que se generaban en el transporte de hidrocarburos por medio de ductos, con este eficiente estudio se pueden inspeccionar no solo ductos y tuberías que transportan hidrocarburos, si no que también todas aquellas tuberías que en su interior se transporte cualquier tipo de fluido, recordando que dependiendo el tipo de fluido con el que se esta trabajando y el medio ambiente en el cual se desarrolla dicho estudio, será la selección del tipo de dispositivo y método de inspección a realizar para así poder determinar la integridad de cualquier tipo de tubería, esto para poder minimizar los acontecimientos que pudiesen surgir por el estado en el que se encuentren las líneas de transporte en cualquier tipo de proceso o industria.



UNIVERSIDAD NACIONAL  
AUTÓNOMA DE  
MÉXICO

# **CAPITULO 4**

## **APLICACIÓN (CASO DE ESTUDIO)**



## 4.- Caso de Estudio

### 4.1.- Descripción de un sistema de Ductos de Transporte de Hidrocarburos Líquidos

Para efectos del presente trabajo, se describe a continuación cuales son las partes que integran un sistema de ductos de transporte de petróleo; el sistema generalmente esta constituido físicamente por los siguientes elementos: Trampa de envío de Diablos, Tramo de Tubería, Válvulas de Seccionamiento, Válvulas de Seguridad y Trampa de Recibo de Diablos, estos elementos se describen mas a detalle a continuación.

**Trampa de envío de diablos:** Dispositivo utilizado para fines de envío de diablo ya sea de limpieza o instrumentado de acuerdo a los requerimientos que se necesiten.

La trampa de diablos y sus componentes preferentemente deben probarse simultáneamente con la tubería de transporte y bajo las mismas condiciones. Todas las válvulas de la trampa de diablos deben contar con su tubería de drenaje para evitar su taponamiento.

La trampa de diablos y sus componentes deben instalarse conforme a proyecto y probarse a los mismos límites de presión que el ducto principal.

**Tramo de Tubería:** Es el componente que se utiliza dentro del sistema de ductos y sus dimensiones dependen principalmente de la cantidad de producto transportado, cuenta con diferentes componentes tales como: válvulas, bridas, accesorios, espárragos, dispositivos de seguridad o alivio, etc., por medio del cual se transportan los hidrocarburos líquidos o Gases.

**Válvulas de Seccionamiento:** Es un accesorio cuya función es utilizada para limitar el riesgo y daño ocasionado por rotura del ducto, las cuales deben proporcionar un sello seguro en ambos extremos, independiente de la presión de la línea; así como facilitar el mantenimiento del sistema (Fig. 4.1). Dichas válvulas se deben instalar en lugares de fácil acceso y protegerlas de daños o alteraciones. Así mismo, se debe considerar una infraestructura para su fácil operación. La localización de las válvulas se hará



preferentemente en los lugares que por necesidad de operación sea conveniente instalarse; Las válvulas deben seleccionarse de acuerdo a las características del fluido con el que estará en contacto, las condiciones operativas del sistema, así como contar con un sistema de drenado en su base controlado por válvulas de paso completo y de retención e interconectadas al sistema de desfogue o línea regular mediante tubería.

Los cruces deben considerarse como una obra especial debido a que requieren de consideraciones específicas para su diseño y construcción dado que interrumpen la instalación de la línea regular los tipos de cruces son:

- Cruzamiento con ríos o cuerpos de agua
- Cruzamiento con vías de comunicación

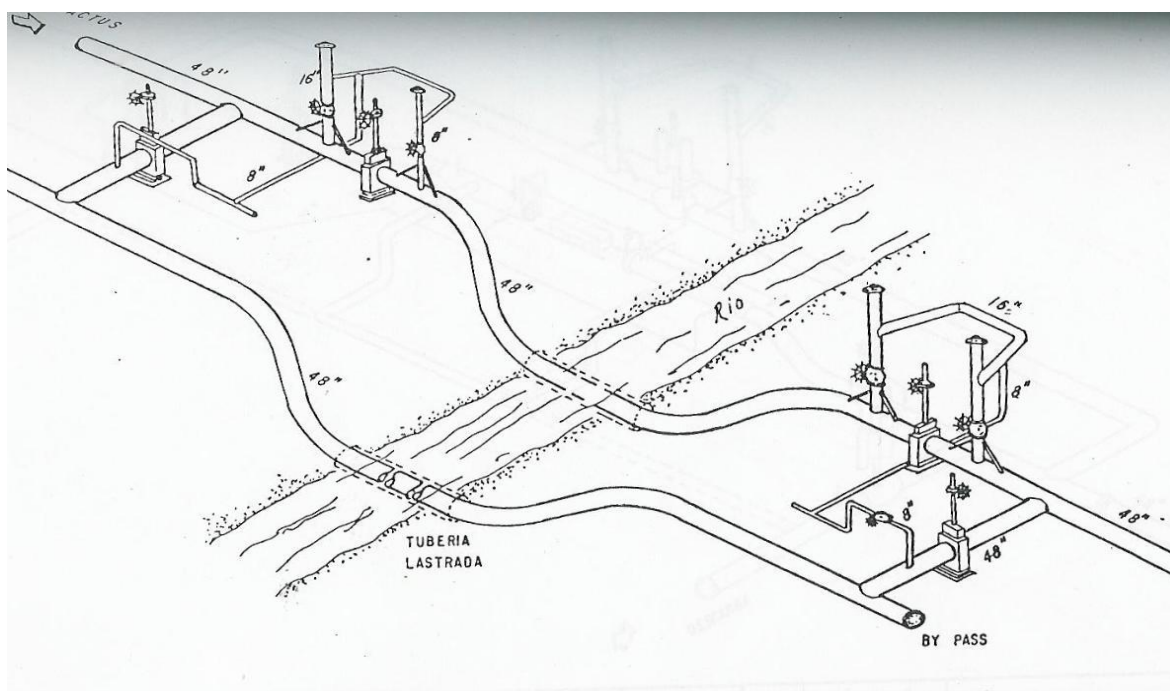


Fig. 4.1 Válvulas de seccionamiento al cruce con un río

**Válvulas de Seguridad:** Este tipo de accesorios no son necesarios en todos los sistemas de ductos ya que solamente responden en casos especiales de acuerdo al sistema diseñado, lo cual depende de la ubicación topográfica donde se encuentre instalado el ducto así como de la columna hidrostática que se debe vencer, estos accesorios están diseñados para aumentar la seguridad y disminuir el nivel de riesgo en el que se encuentra el sistema y sus alrededores.

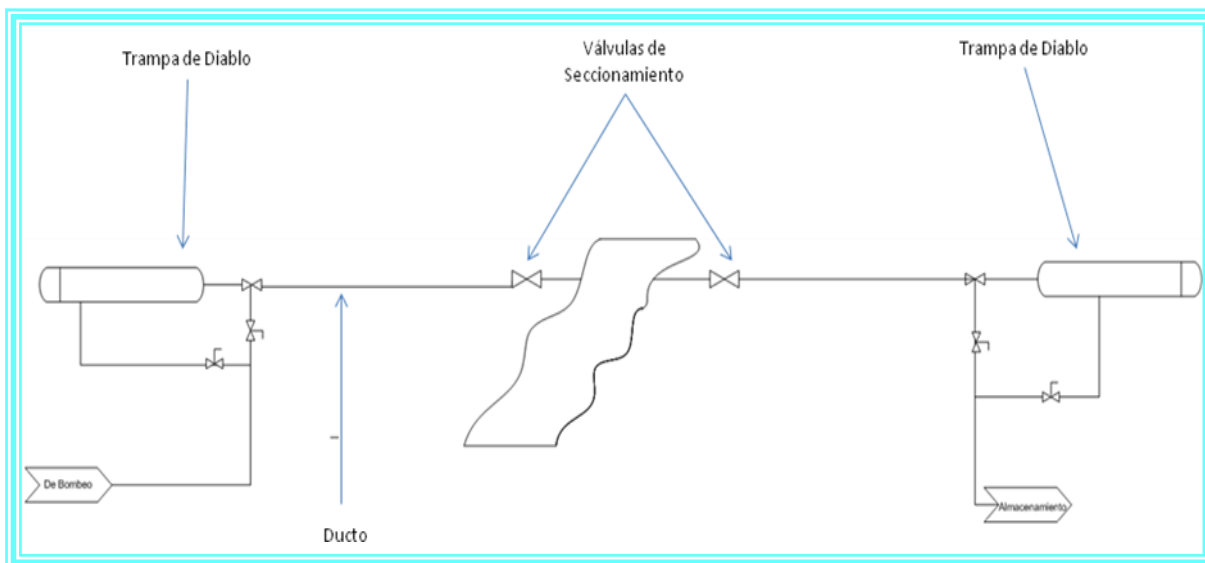


Fig. 4.2 Sistema de Ductos localizado entre dos trampas de diablo.

#### 4.2.- Descripción del Sistema a Evaluar

Para ejemplificar el presente trabajo se describe a continuación las condiciones de operación a las que se encuentra el sistema de ductos base en el cual se llevo a cabo una corrida de diablos, y con la metodología que se describe mas abajo se llega a complementar el análisis de integridad; el sistema cuenta con una longitud de 39.200 Km, la temperatura que se registra a la succión de 30°C, la presión de succión es de 939 PSI, la presión se atenúa a lo largo del trayecto, esto dependerá también del perfil topográfico ya que de acuerdo a ello la presión puede disminuir según sea el caso dependiendo de la columna hidrostática que se presente durante todo el trayecto, la presión de descarga es de 128 PSI, la temperatura de descarga es mantenida a unos 30°C aproximadamente manejando un flujo de 280000 barriles por día.

El sistema base cuenta con tres válvulas de seccionamiento a lo largo de toda su trayectoria en las cuales se manejan temperaturas de 30°C, a una presión de 525 PSI, esta válvulas cuentan con un dispositivo remoto de cierre automático y tiene redundancia con un dispositivo de cierre automático local esto para incrementar la seguridad de la instalación y el medio donde se encuentra instalado el sistema de ductos de transporte de hidrocarburos líquidos.



### 4.3.- Interpretación de los Datos Obtenidos de una Corrida de Diablos

De acuerdo a lo descrito en el Capítulo I el petróleo se clasifica de acuerdo a sus propiedades como son su viscosidad, cantidad de azufre, concentración de sólidos y cantidad de agua presente en el mismo; todo esto afecta de manera directa la integridad del tubo ya que con el paso del tiempo comienza a presentarse corrosión y pérdida de material, para lograr proteger a la tubería de todo esto, al diseñar una tubería se toma en cuenta proveer de un sistema de protección catódica al ducto, recubrimiento para su protección en el exterior del ducto, inyección de inhibidores de corrosión.

Cuando un ducto ya ha tenido una vida útil y las condiciones de operación comienzan a variar este lógicamente comienza a presentar deterioro debido a varios factores, entre ellos los factores que más influencia tienen son: las propiedades del petróleo que se transporta en el mismo ducto, las condiciones del terreno y daños por terceros los cuales se originan en su mayoría por golpes debido a excavaciones.

Todo esto conlleva a generar programas de inspección y mantenimiento en los cuales se incluye la limpieza del interior de los ductos empleando diablos de limpieza y para la inspección se utilizan diablos instrumentados los cuales pueden detectar pérdida de espesor a lo largo de todo el ducto.

La tubería que se inspecciona con un diablo instrumentado debe tener las siguientes características:

- Totalmente Recta de un extremo al otro
- Diámetro interno constante y sin penetración de soldadura
- Totalmente Redondo
- Superficie Interna cubierta con material epóxico o pulida
- Sin Derivaciones
- Sin válvulas o dispositivos
- Bombeo de Crudo ligero, sin refinar a una velocidad aprox. De 1m/s



Para fines del presente trabajo se manejan las inspecciones internas de un ducto con un diablo instrumentado, que se describe en el Capítulo III del presente trabajo de tesis explicando sus características principales así como el uso que se le da, este instrumento es capaz de la detección de pérdida de metal a lo largo de un tramo de ducto.

Para poder localizar dentro de un ducto en que posición se encuentra la pérdida de material, corrosión o cualquier otro defecto se toma como referencia el plano horario, es decir observando el ducto en la posición en la cual se introduce el diablo podemos definir cuatro posiciones principales las cuales son: las 12:00, las 15:00, las 18:00 y finalmente las 21:00 hrs principalmente con lo cual se puede manejar de una forma más precisa la información ver Fig. 4.3.

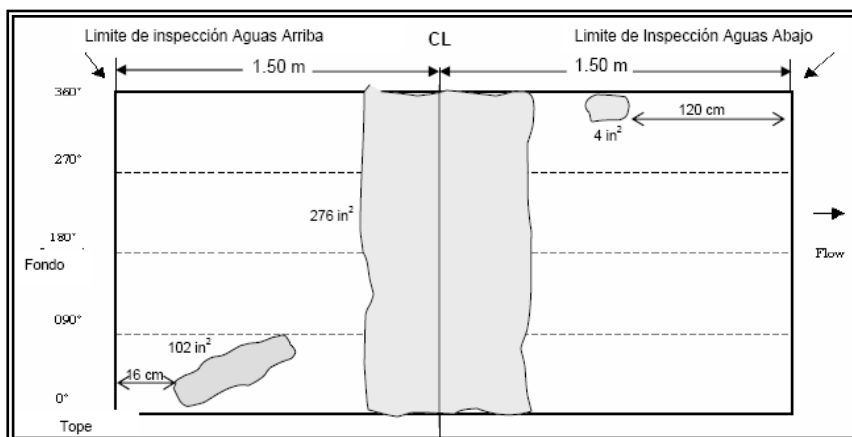


Fig. 4.3

Dentro de los mismos resultados registrados por el diablo instrumentado se maneja la longitud que se tiene de la falla esto es dado en mm, así como el ancho que se tiene de igual manera manejado en mm, y finalmente la profundidad que tiene la falla la cual tomando como referencia el espesor nominal que debe tener el ducto de acuerdo a su diámetro y este es manejado en porcentaje de pérdida del material.

Dentro de este tipo de registro es de vital importancia tomar en cuenta en que kilómetro se encuentra registrada dicha falla o pérdida de material esto con el fin de conocer el lugar exacto o kilometraje donde se debe de realizar la reparación en caso de requerirse



esta y de no ser así recurrir a la disminución de presión para así evitar que el ducto siga perdiendo material de una forma acelerada.

#### **4.4.- Inspección con Diablo Instrumentado Ultrasónico**

Se plantea que la inspección fue realizada con la ayuda de un diablo instrumentado del tipo ultrasónico el cual opera de la siguiente forma:

Los diablos de ultrasonido utilizan transductores ultrasónicos que tienen una distancia fija a la pared del tubo. Es requerido un acoplamiento del flujo entre el transductor y la pared del tubo. Los transductores emiten pulsos de sonido los cuales son reflejadas en las superficies internas y externas de la pared del tubo. El tiempo transcurrido en la detección de estos dos ecos da una medida directa del espesor de pared remanente de la tubería.

El tiempo que pasa entre la emisión del impulso y el primer eco es usado para determinar la distancia del transductor a la pared interna del tubo, cualquier aumento en distancia del aislamiento conjuntamente con una disminución del espesor de pared indica pérdida interna del metal.

Si se detecta una disminución en el espesor de pared pero la distancia del aislamiento se conserva constante entonces podemos asumir que se trata de una pérdida de metal exterior, laminaciones o inclusiones.

Estos instrumentos de inspección utilizan transductores ultrasónicos piezoeléctricos que emiten pulsos de sonido de 5 MHz y son colocados a una distancia constante a la pared del tubo; normalmente el transductor y el aislamiento de tal manera que el rayo ultrasónico tiene una extensión por debajo de los 10 mm. Consecuentemente, los poros mas pequeños que pueden detectarse con esta técnica son de aproximadamente 10 mm.

La frecuencia de muestreo depende de la frecuencia de la despedida del transductor ultrasónico y de la velocidad del diablo. En circunstancias óptimas la distancia axial del muestreo es cerca de 3 mm.

Para un monitoreo exacto de la pérdida de espesor de pared en tuberías la técnica ultrasónica es mas satisfactoria que la de fuga de flujo magnético; en tuberías de gas se pueden ejecutar las corridas de equipos ultrasónicos empleando baches de líquidos como el glicol.

La interpretación de señales de ultrasonido es más exacta que las emitidas por las de fuga de flujo magnético, las señales del aislamiento y del espesor de pared dan un mapeo de la pared del ducto mostrando todos los defectos de corrosión.

Una superficie rugosa puede originar la pérdida de la señal y se puede reconocer como tal, además las laminaciones, inclusiones, grietas en soldadura, válvulas y tees pueden ser fácilmente identificables.

Hoy en día la detección y dimensionamiento de daños están totalmente automatizados sin embargo la información es todavía verificada manualmente.

Los vehículos de inspección ultrasónicos tienen la ventaja de proveer una mejor cuantificación del tamaño de los defectos que los de fuga de flujo magnético.

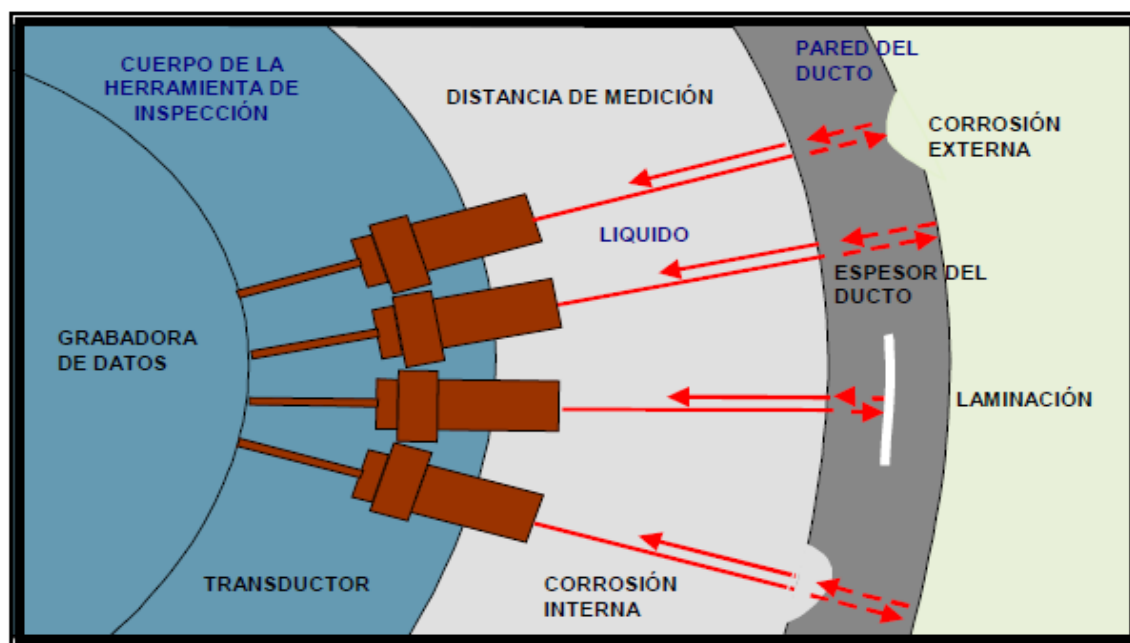


Fig. 4.4 Principio de detección de defectos con diablo ultrasónico.

Al realizar una corrida de diablo del tipo ultrasónico, se obtiene mediante un software gráficas (Fig. 4.5) las cuales describen el estado en el que se encuentra el ducto, específicamente detectando la corrosión y pérdida de material.



Fig. 4.5 Gráficos obtenidos después de la corrida de diablos

Esta información también indica entre otras cosas el kilometro donde se encuentra la falla para poder realizar otras pruebas mas específicas que ayuden a determinar con mas detalle la criticidad del hallazgo y así implementar un plan de mantenimiento adecuado.



A continuación se muestra parte de la tabla de resultados obtenidos mediante la inspección interna de un ducto utilizando un diablo instrumentado ultrasónico.

Núm. de Rev. : 061797										Listado por : Distancia									
Dist. de Bitac. a Anom.	Tipo de Anom.	Descrip. de Anom.	coment.	prof.			espesor			Refer. a Sold.		Refer. a Instalac.			Refer. a Marcad.				
				orient. reloj	max. [%]	clas. [mm]	long. [mm]	ancho [mm]	ERF	nom. [mm]	int.	dist. desde sold.	dist. de bitac. a sold.	dist. desde instal.	dist. de bitac. a instal.	tipo de instal.	dist. desde marcad.	dist. de bitac. a marcad.	nombre del marcad.
30.70	metal loss	gen. & pit.		10:45	12	E	36	66	0.92	7.92	NO	3.09	27.61	20.47	10.23	valve	-1.93	32.62	Arroyo Moreno
32.05	metal loss	gen. & pit.		00:30	11	E	37	40	0.91	7.92	NO	-2.83	34.88	21.82	10.23	valve	-0.57	32.62	Arroyo Moreno
32.22	metal loss	gen. & pit.		11:15	12	E	60	106	0.92	7.92	NO	-2.66	34.88	21.99	10.23	valve	-0.41	32.62	Arroyo Moreno
78.21	metal loss	gen. & pit.		06:40	17	E	5	5	0.91	7.92	YES	-1.92	80.13	67.98	10.23	valve	45.59	32.62	Arroyo Moreno
171.87	metal loss	poss. weld def.		03:20						7.92	n/a	0.00	171.87	161.64	10.23	valve	139.25	32.62	Arroyo Moreno
208.58	metal loss	sp. weld def.		07:00						7.92	n/a	-0.02	208.60	198.36	10.23	valve	175.96	32.62	Arroyo Moreno
245.84	metal loss	gen. & pit.		05:40	15	E	6	6	0.91	7.92	YES	2.51	243.33	235.61	10.23	valve	213.22	32.62	Arroyo Moreno
248.28	metal loss	gen. & pit.		05:40	14	E	5	5	0.91	7.92	YES	4.96	243.33	238.06	10.23	valve	215.66	32.62	Arroyo Moreno
258.33	metal loss	gen. & pit.		06:20	17	E	7	7	0.91	7.92	YES	2.93	255.40	248.10	10.23	valve	225.71	32.62	Arroyo Moreno
261.24	metal loss	gen. & pit.		06:20	17	E	5	5	0.91	7.92	YES	-5.56	266.80	251.01	10.23	valve	228.62	32.62	Arroyo Moreno
270.43	metal loss	gen. & pit.		06:20	14	E	5	5	0.91	7.92	YES	3.63	266.80	260.21	10.23	valve	237.81	32.62	Arroyo Moreno
295.26	metal loss	gen. & pit.		06:20	15	E	5	5	0.91	7.92	YES	-6.00	301.26	285.04	10.23	valve	262.64	32.62	Arroyo Moreno
326.48	metal loss	gen. & pit.		05:00	23	D	90	66	0.96	7.92	YES	1.44	325.04	316.26	10.23	valve	293.86	32.62	Arroyo Moreno
327.39	metal loss	gen. & pit.		05:00	10	E	19	19		7.92	YES	2.35	325.04	317.17	10.23	valve	294.77	32.62	Arroyo Moreno
327.80	metal loss	gen. & pit.		05:10	10	E	20	20		7.92	YES	2.76	325.04	317.58	10.23	valve	295.18	32.62	Arroyo Moreno
328.05	metal loss	gen. & pit.		05:00	10	E	22	22		7.92	YES	3.01	325.04	317.82	10.23	valve	295.43	32.62	Arroyo Moreno
338.48	metal loss	gen. & pit.		06:00	14	E	9	9	0.91	7.92	YES	2.06	336.43	328.26	10.23	valve	305.86	32.62	Arroyo Moreno
347.76	metal loss	gen. & pit.		06:10	17	E	5	5	0.91	7.92	YES	-0.67	348.43	337.54	10.23	valve	315.14	32.62	Arroyo Moreno
357.67	metal loss	gen. & pit.		05:50	17	E	5	5	0.91	7.92	YES	-2.81	360.47	347.44	10.23	valve	325.05	32.62	Arroyo Moreno
359.02	metal loss	gen. & pit.		05:40	15	E	6	6	0.91	7.92	YES	-1.45	360.47	348.80	10.23	valve	326.40	32.62	Arroyo Moreno
361.32	metal loss	gen. & pit.		06:10	14	E	7	7	0.91	7.92	YES	0.85	360.47	351.09	10.23	valve	328.70	32.62	Arroyo Moreno
373.37	metal loss	gen. & pit.		02:30	11	E	90	146	0.93	7.92	NO	0.80	372.57	363.14	10.23	valve	340.75	32.62	Arroyo Moreno
408.71	metal loss	gen. & pit.		05:50	14	E	5	5	0.91	7.92	YES	0.90	407.81	398.49	10.23	valve	376.09	32.62	Arroyo Moreno
414.25	metal loss	gen. & pit.		06:00	11	E	38	38	0.92	7.92	YES	-5.52	419.77	404.03	10.23	valve	381.63	32.62	Arroyo Moreno
432.43	metal loss	gen. & pit.		06:10	13	E	11	11	0.91	7.92	YES	0.60	431.83	422.21	10.23	valve	399.81	32.62	Arroyo Moreno
449.79	metal loss	gen. & pit.		11:30	25	D	6	6	0.91	7.92	NO	-5.28	455.07	439.57	10.23	valve	417.17	32.62	Arroyo Moreno
451.72	metal loss	gen. & pit.		06:00	14	E	5	5	0.91	7.92	YES	-3.35	455.07	441.50	10.23	valve	419.10	32.62	Arroyo Moreno
457.39	metal loss	gen. & pit.		06:20	14	E	7	7	0.91	7.92	YES	2.31	455.07	447.16	10.23	valve	424.77	32.62	Arroyo Moreno
484.10	metal loss	gen. & pit.		05:45	11	E	71	80	0.93	7.92	YES	5.13	478.98	473.88	10.23	valve	451.48	32.62	Arroyo Moreno
485.20	metal loss	gen. & pit.		06:00	10	E	40	40		7.92	YES	-4.69	489.90	474.98	10.23	valve	452.58	32.62	Arroyo Moreno
498.30	metal loss	gen. & pit.		06:30	11	E	14	14	0.91	7.92	YES	-3.08	501.38	488.08	10.23	valve	465.68	32.62	Arroyo Moreno
498.84	metal loss	gen. & pit.		05:45	16	E	16	66	0.91	7.92	YES	-2.54	501.38	488.61	10.23	valve	466.22	32.62	Arroyo Moreno
519.88	metal loss	gen. & pit.		06:00	10	E	16	16		7.92	YES	-5.74	525.62	509.65	10.23	valve	487.26	32.62	Arroyo Moreno
521.51	metal loss	gen. & pit.		06:00	14	E	5	5	0.91	7.92	YES	-4.10	525.62	511.29	10.23	valve	488.89	32.62	Arroyo Moreno

Tabla 4.1. Corrida de Diablos realizada en el Oleoducto de 30" Arroyo Moreno a Zapoapita



De acuerdo a estos datos se puede estimar el tiempo de vida remanente que tiene una determinada sección de ducto con lo cual se puede identificar los lugares de mayor riesgo a lo largo del mismo y así dentro de este mismo contexto poder identificar los tramos de ductos que debido a la pérdida de espesor pudiesen ser los mas críticos y por ende sufrir un percance conllevando así accidentes que la mayor parte de la veces terminan por afectar a poblaciones o regiones ambientales ó interfiriendo con el mismo transporte del hidrocarburo.

En la siguiente tabla se muestra los criterios para reparaciones permanentes o definitivas aceptadas en los ductos de transporte.

<b>Tipo</b>	<b>Limites (para defectos aislados)</b>	<b>Acciones</b>	<b>Reparación definitiva o permanente aceptada</b>
<b>Ranuras</b>	Profundidad mayor de 12.5% del espesor nominal		
<b>Abolladuras</b>	Cuando afecten la curvatura del tubo en la soldadura longitudinal o en cualquier soldadura circunferencial	Sustituir tramo* o reparar	1 o 2
	Las que contengan algún concentrador de esfuerzos tal como arrancadura o ranura		
	Las que excedan una profundidad de 0.25" en un tubo de 12" y menores o 2% del diámetro nominal de tubos mayores de 12"		
<b>Quemaduras por arco</b>	Todas	Sustituir tramo* o reparar	1 o 2
<b>Grietas o fisuras</b>	Inaceptable a menos que se realice un estudio de mecánica de fractura	Sustituir tramo* o reparar	1 o 2
<b>Imperfecciones</b>			1 o 2



<b>en soldaduras</b>			
-Penetración inadecuada y fusión Incompleta	25.4 mm (1") de longitud	Sustituir tramo* o reparar	
-Área quemada	6.4 mm (1/4") de dimensión máxima o el espesor del material base	Idem	
-Inclusiones de escoria	50.8 mm (2") de longitud o 1.6 mm (1/16") de ancho	Idem	
-Porosidad o burbujas de gas	1.6 mm (1/16") de dimensión máxima	Idem	
-Socavación	Profundidad de 0.8 mm (1/32") o 12.5% del espesor (el que sea menor) y su longitud no excederá el valor menor entre 50.8 mm (2") o 1/8 de la longitud de soldadura	Idem	
<b>Corrosión generalizada</b>	Espesor mínimo requerido $t_r = t + t_c$	Reparar, reemplazar u operar a presión reducida	1 o 2
<b>Corrosión localizada</b>	Espesor mínimo requerido de acuerdo a diseño y métodos de análisis	Reparar, reemplazar u operar a presión reducida	1, 2, 3 y 4

Tabla 4.2. Discontinuidades en ductos y reparaciones permanentes o definitivas aceptadas

NOTA: En caso de presentarse fuga en cualquier tipo de discontinuidades citadas, esta debe ser reparada mediante el método de reparación definitiva o permanente.

REPARACIONES:

1. Sustitución de tramo.
2. Envoltente circunferencial completa soldada o refuerzo no metálico.
3. Esmerilado.
4. Relleno con material de aporte

\* Una soldadura sólo podrá ser reparada 2 veces y si vuelve a salir con defecto se debe eliminar cortando un carrete.

#### 4.5.- Descripción de Datos de la Corrida de Diablo

Tomando como referencia los datos de la tabla 4.1., se describe la forma en la cual se interpretan dichos valores.

El primer dato el cual corresponde a la orientación del reloj referencia la posición exacta dentro de la circunferencia del ducto donde se encuentra la anomalía, esto es muy importante ya que una vez que se detecta la falla y esta es evaluada se decide implementar ya sea el cambio total del carrete o disminución de la presión de operación, donde la primer opción requiere de excavación para poder llegar al problema y solucionarlo.

La profundidad máxima de la falla se refiere a la medida que se registra por pérdida de material desde la superficie de la pared del ducto (interna o externa) hasta el punto máximo dentro de la falla, esto conllevando a un porcentaje de la pérdida de espesor.

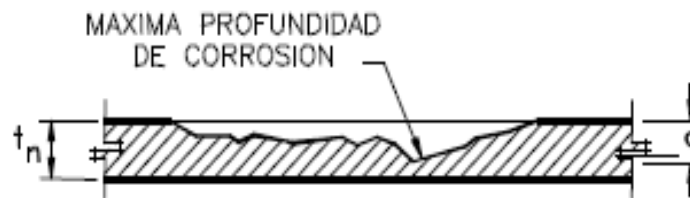
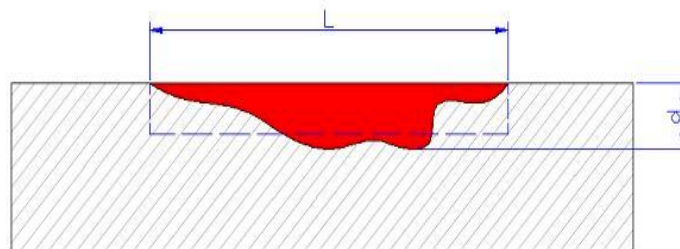


Fig. 4.6

La longitud de la pérdida de material es la distancia que existe de un punto a otro paralelamente al ducto, y en la cual se registra el inicio de la pérdida del espesor de pared y esta es representada como se muestra en la siguiente figura (Fig. 4.7).







### EJE LONGITUDINAL DEL AREA CORROIDA

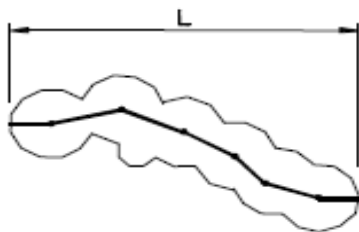


Fig. 4.7

El ancho de pérdida de material se mide de igual forma que la longitud de la pérdida de material solo que en este caso se toma del lado perpendicular a la dirección del ducto y esta es representada como lo muestra la siguiente figura.

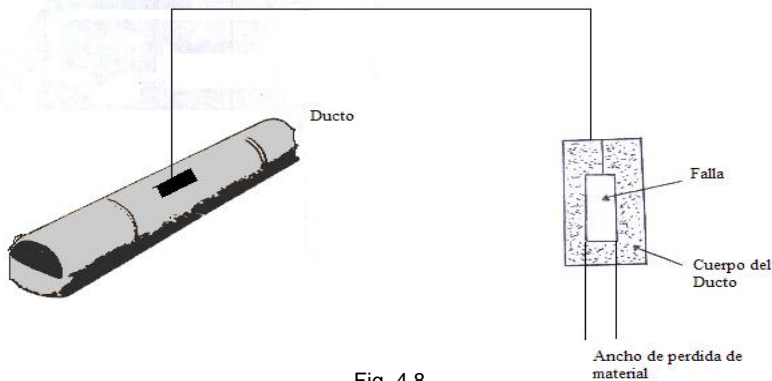


Fig. 4.8

Finalmente el espesor nominal se refiere al espesor de pared de la tubería que es especificada por las normas de fabricación.

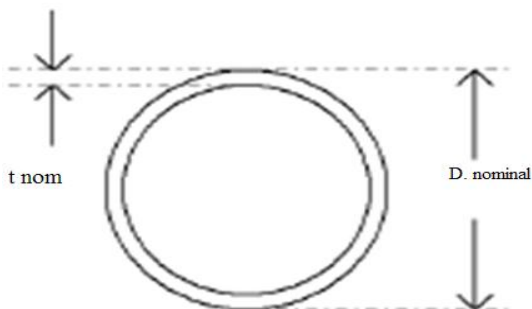


Fig. 4.9

Dentro de todo esto una vez definido a que se refieren cada uno de los términos utilizados en el reporte de datos que se obtiene al final de la corrida de diablos se procede a su



interpretación de donde finalmente se obtienen los resultados que conllevan a realizar reparaciones del ducto de acuerdo al grado de severidad de la falla.

Dentro de esto se logra detectar diferentes tipos de anomalías como son:

Corrosión externa generalizada (general external corrosion): La pérdida de metal debido al ataque electroquímico, galvánico, microbiológico, u otra forma de ataque sobre la tubería causado por las condiciones ambientales externos.

Corrosión interna generalizada (general internal corrosion). La pérdida de metal debido al ataque químico u otro forma de ataque sobre el acero causado por los líquidos en el interior de la tubería. El ataque electroquímico también puede suceder en forma localizada, mas esta condición se da con menor frecuencia.

Picaduras (pitting): La corrosión localizada en las superficies exteriores o interiores.

Corrosión selectiva (selective corrosion): Un ataque de corrosión localizada en la línea de fusión producto de la soldadura por resistencia eléctrica (ERW) y la soldadura de recalentamiento (FW), produciendo una estría acuñada que suele rellenarse de derivados de corrosión.

Adelgazamiento de la pared (wall thinning): La corrosión externa generalizada que causa una disminución gradual en el grosor de la pared del tubo.

#### **4.6.- Evaluación de la Resistencia Remanente**

Como se debe esperar de cualquier proceso viable para la administración de la integridad, la NACE RP 0502 requiere que el grado de severidad de los defectos por corrosión identificados durante la inspección directa sea evaluado con respecto a la resistencia remanente. Para cada uno de los defectos se calculan los pronósticos de resistencia remanente aplicando Criterio establecido en el código ASME B31G para la aceptación de la corrosión. En el presente trabajo se realizará un ejemplo aplicando el método de cálculo descrito en el criterio mencionado como base para determinar si cierta área de tubería corroída puede permanecer en el servicio o requiere ser reparada o sustituida. A continuación se resume los antecedentes del cálculo de la resistencia remanente para ayudar al lector a entender los resultados del cálculo y sus implicaciones prácticas.



En todo punto donde sea detectada la pérdida de metal, se analiza la severidad del defecto y se determina un plan de acción dependiendo de los resultados del análisis. El proceso comienza al medir la pérdida máxima del espesor de pared en el segmento de ducto afectado por el defecto. Si la pérdida del espesor de pared es menor al 10%, se debe tomar acción para detener el avance de la corrosión para luego poner el ducto de nuevo en servicio. De lo contrario, donde la pérdida del espesor supera el 10%, se debe reducir la presión operativa según se requiera.

Dependiendo de la criticidad del defecto, se especifica el refuerzo mecánico (como una camisa o bien la sustitución de la tubería dañada) según amerite cada caso. De acuerdo con los criterios antes mencionados, esto se aplicará cuando la pérdida del espesor de pared sea entre el 10% y el 80%. En tales casos, se mide la longitud del área corroída y se le compara con la longitud máxima establecida por el B31G, cuando la longitud sea igual o menor a la longitud máxima permisible, se requieren acciones para detener el avance de la corrosión antes de poner el ducto de nuevo en servicio. Sin embargo, cuando la longitud supere la máxima permitida, se debe reforzar la tubería o bien calcular un nuevo valor de la MOP (MAOP) y compararlo con la presión máxima permisible calculada con la ecuación de Barlow. En vista de que la evaluación basada en el Criterio B31G se hace con referencia al área más afectada por la corrosión, la metodología y formulas se describen mas abajo, enfocándose en el defecto más crítico.

Tomando como base datos registrados en la corrida de diablo instrumentado en una sección se puede calcular el esfuerzo remanente del ducto y en específico los tramos con mayor criticidad, de acuerdo a la metodología siguiente la cual es utilizada para calcular dicho esfuerzo en ductos de transporte de hidrocarburos.

#### **4.7.- Determinación de la Longitud Máxima Permisible de Corrosión ASME B-31G**

Tomando como ejemplo los datos de una corrida de diablos en los cuales se ha encontrado pérdida de material se procede con la siguiente metodología.



Tipo de Anomalía	Perdida de Material
Orientación del Reloj	10:45
Profundidad Máxima (%)	12
Longitud de la Pérdida (mm)	36
Ancho de la Pérdida (mm)	66
Espesor Nominal del Ducto de 30" en (mm)	7.92
Diámetro exterior nominal del Ducto (mm)	762

Tabla 4.3. Corrida de Diablos realizada en el Oleoducto de 30" Arroyo Moreno a Zapoapita

Se determina la longitud máxima permisible de corrosión y aplicar sólo cuando la profundidad máxima de la picadura por corrosión es mayor del 10% y menor del 80% del espesor de pared nominal del tubo. Este método no es aplicable para corrosiones en la soldadura longitudinal y en la zona afectada por el calor.

La profundidad de un defecto por corrosión se puede expresar en por ciento con respecto al espesor de la pared (Ec. 4.1).

$$\% \text{Pérdida} = 100 \frac{d}{t}$$

Ec. 4.1

Donde:

d = Profundidad máxima del área corroída

t = Espesor de la pared del ducto. El espesor de pared adicional requerido para las cargas externas concurrentes no será incluido en los cálculos.

Un área corroída contigua que tiene una profundidad de entre el 10% y 80% del espesor de pared nominal del ducto no debe extender a lo largo del eje longitudinal del ducto para una distancia mayor que la calculada con la siguiente fórmula (Ec. 4.2):

$$L = 1.12B\sqrt{Dt}$$

Ec. 4.2



Donde:

L = Grado Máximo Longitudinal permitido del área corroída.

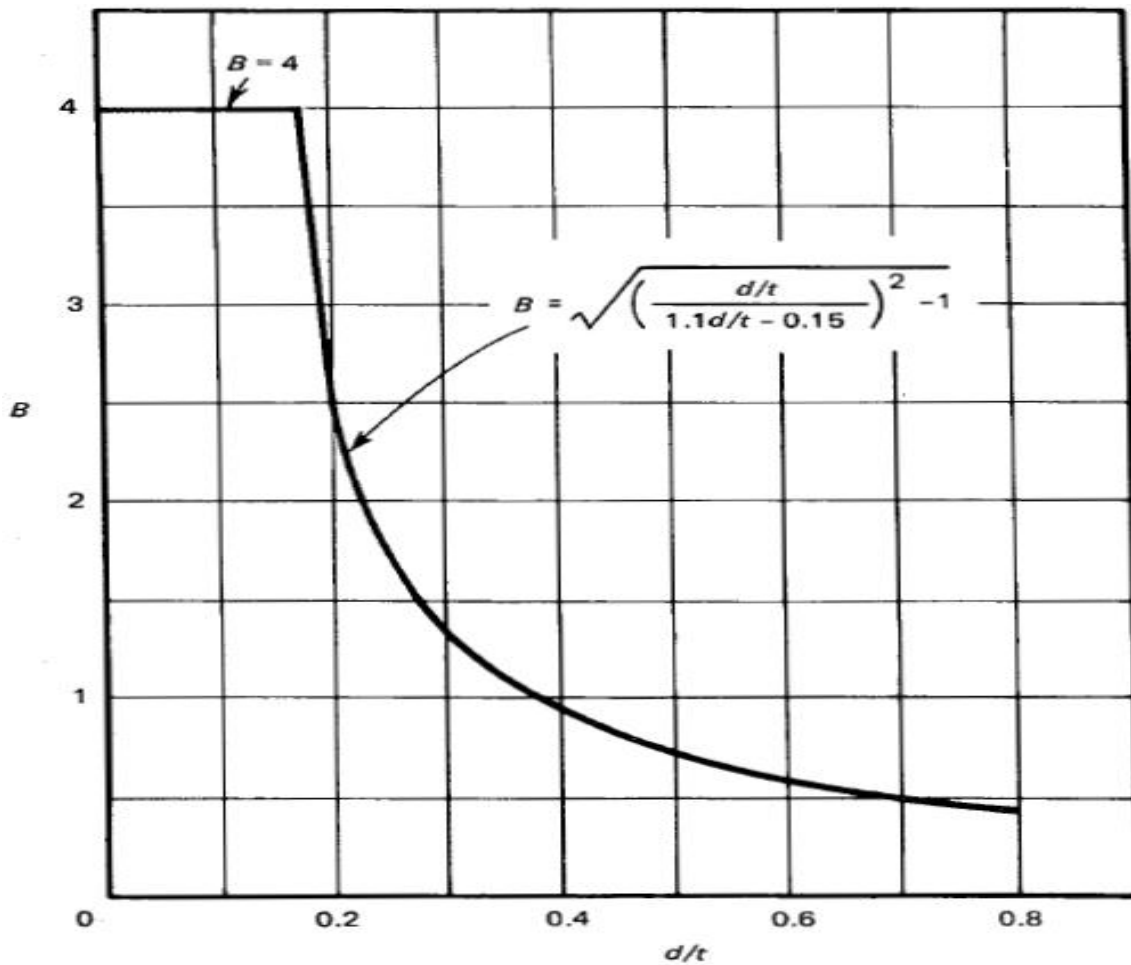
D= Diámetro Nominal del Ducto.

B = Valor que puede ser resuelto con la siguiente fórmula:

$$B = \sqrt{\left(\frac{d/t}{1.1d/t - 0.15}\right)^2 - 1}$$

Ec. 4.3

Si la profundidad de la corrosión está entre el 10% y 17.5% se deberá utilizar  $B = 4.0$  o bien se puede emplear la gráfica 4.1 para el cálculo de B, dónde solamente se debe utilizar  $d/t$ :



Gráfica 4.1 Para el cálculo de B



UNIVERSIDAD NACIONAL  
AUTÓNOMA DE  
MÉXICO

Finalmente con esta pequeña metodología se concluye el análisis de integridad en el cual se aplico un diablo instrumentado que permite determinar de una manera mas exacta tanto corrosión como pérdida de material a lo largo de un ducto que transporta hidrocarburos Líquidos.



UNIVERSIDAD NACIONAL  
AUTÓNOMA DE  
MÉXICO

# **CAPITULO 5**

## **RESULTADOS Y ANÁLISIS DE RESULTADOS**



## 5.1.- Resultados

En el capítulo dos del presente trabajo de tesis se describió en que consiste un análisis de integridad; así mismo se logro entender cada uno de los pasos generales que se deben llevar a cabo al desarrollar este tipo de estudios y la documentación que se debe revisar. De igual forma se enuncian las posibles fallas que se presentan normalmente en los ductos que se utilizan para el transporte de hidrocarburos líquidos y los tipos de mantenimiento que existen.

En el capítulo tres del presente trabajo de tesis se hace mención que el usar un diablo instrumentado ultrasónico tiene la capacidad de la detección de pérdida de espesor, además de fabricarse en diámetros más grandes con respecto al diablo instrumentado de flujo magnético el cual carece de estas características además de solo detectar corrosión. En este mismo capítulo se explico que ventajas y desventajas existen entre un diablo instrumentado ultrasónico y un diablo instrumentado de flujo magnético.

En el capítulo cuatro se explico detenidamente como se puede calcular manualmente la longitud máxima permisible de corrosión con la ayuda del método enunciado en la norma ASME B31G, la cual es comparada con la longitud de corrosión detectada en un ducto al realizarse una corrida de diablo con una herramienta instrumentada y con esta comparación se puede establecer la prioridad con la cual debe ser atendido el hallazgo.

Para realización de un análisis de integridad es necesario aplicar una metodología como la enunciada en el capítulo cuatro y la cual es el ASEM B-31G, ya que no basta con la corrida de diablos, la cual solo nos va a dar datos que se emplearan para poder obtener el estado actual en el que se encuentra el ducto.

Al concluir un análisis de integridad se debe especificar en el reporte final las necesidades de mantenimiento de acuerdo a su criticidad y requerimiento de los hallazgos tomando como referencia los criterios mencionados en la Tabla 4.2 del capítulo número cuatro.





## 5.2.- Análisis de Resultados

Un análisis de integridad solamente va arrojar en que condiciones se encuentra la instalación en ese momento, de acuerdo a ello se seleccionan los tramos mas críticos para tomar las medidas pertinentes al respecto, para conocer la magnitud que tendría un evento en caso de producirse, esto debido al mal estado en que se encuentra la instalación se necesitaría llevar a cabo un análisis de riesgos.

La opción de evaluar la integridad utilizando diablos es un estudio que por su elevado costo no todas las industrias lo realizan ya que dependiendo el tipo de diablo a utilizar (Flujo magnético o ultrasónico), y el tamaño de la tubería, así como las condiciones en las que se desarrolle el proceso el costo será variado.

Para poder llevar a cabo un análisis de integridad se debe de conformar un grupo multidisciplinario para poder cubrir a más detalle cada uno de los aspectos que se involucran en la detección de fallas, así mismo el software que es empleado junto con el diablo instrumentado debe ser utilizado por un experto el cual pueda interpretar los datos registrados por este.

La metodología basada en el ASME B-31G, depende demasiado del contar con un perfil de corrosión el cual se obtiene mediante una corrida de diablos, con esto se puede calcular la resistencia del ducto y así priorizar los hallazgos de acuerdo a criterios mencionados en la metodología, pero si se desea saber el grado de impacto que tendría un evento en caso de presentarse debido al estado deteriorado del ducto, esto solo se puede realizar aplicando un análisis de riesgos.

La metodología del ASME B-31G no es la única, se puede emplear cualquier otra metodología ó emplear un software especializado el cual pueda determinar otras fallas e incluso poder mostrar un área de afectación en caso que ocurriese un evento.

La herramienta que mejor desempeño tiene en la aplicación de detección de fallas es el diablo instrumentado ultrasónico ya que a diferencia del diablo de flujo magnético esta herramienta detecta: la pérdida de metal gradual, grietas, laminaciones y muescas, con lo cual puede conocerse a mayor detalle en que condiciones esta operando el ducto que transporta hidrocarburos líquidos.



UNIVERSIDAD NACIONAL  
AUTÓNOMA DE  
MÉXICO

# CONCLUSIONES



## Conclusiones

- Se describió la utilidad que tiene la aplicación de los diablos instrumentados para la inspección de ductos de transporte de hidrocarburos líquidos (crudo) basándose en datos obtenidos de la corrida de diablos realizada en el oleoducto de 30" Arroyo Moreno-Zapoapita.
- La metodología para llevar a cabo una evaluación de integridad en ductos se describió de manera general, de igual manera la metodología implementado el ASME B-31G que es utilizado cuando se tiene un perfil de corrosión disponible una vez realizada una corrida de diablo instrumentado.
- Durante el proceso de análisis de los datos de una corrida de diablos instrumentados se describió cada uno de los datos que son utilizados para la aplicación del ASME B-31G, y así poder determinar los tramos de ducto que necesitan ser sustituidos, reforzados con un recubrimiento o encamisado ó disminuir la presión de operación a valores confiables en lugar de sustituir ó reparar el carrete.
- La importancia de un análisis de integridad es identificar o conocer en que condiciones se encuentra el sistema de ductos ya que cuando un ducto se encuentra en servicio, esta sometido a la acción de diferentes fuerzas y acciones agresivas provenientes del servicio y del ambiente al que esta expuesto, que deterioran su estado físico, así mismo, los diversos tipos de deterioro tienen como consecuencia la reducción en la capacidad del ducto de soportar cargas, reducción en la vida útil y la probabilidad de fallas inesperadas y catastróficas, por ello el realizar un análisis de integridad a un ducto es esencial para que este opere eficientemente y con seguridad.
- Una inspección de ducto de alta calidad previene riesgos y gastos evitables.
- Los tipos de falla que generalmente son detectados en un ducto que transporta hidrocarburos líquidos (crudo) son: corrosión interna, corrosión externa, pérdida de material, pérdida del recubrimiento externo del ducto (generalmente epóxico), grietas, abolladuras, pandeos, muescas y laminaciones.



- Un análisis de Integridad realizado a un ducto empleando como herramienta un diablo instrumentado, si bien contribuye a verificar el estado en el que se encuentra el sistema, también con ello se logra establecer las condiciones de adecuadas con las que se debe operar el ducto; beneficiando e incrementando con esto la seguridad tanto de la instalación, los trabajadores u operadores y a la población y medio ambiente que se encuentra cercanos.
- La utilización de un a herramienta como son los diablos instrumentados requiere de una tecnología compleja y avanzada, este trabajo de tesis fue realizado utilizando la información mas reciente y disponible, cabe señalar que estas herramientas (diablos instrumentados) siguen teniendo un desarrollo cada vez mas complejo en función de la tecnología que día a día avanza para ofrecer mas y mejores productos, esto debido a la gran exigencia que se tiene de ofrecer un trabajo mas completo al inspeccionar un ducto y detectar las posibles fallas que afecten a este, con la finalidad de acabar con algunas restricciones que actualmente tienen estas herramientas independientemente del proveedor que ofrezca este servicio.



## BIBLIOGRAFIA

C. Acosta, G. Salas Gutiérrez. "Inspección de Ductos con Equipo Instrumentado de Flujo Magnético" PEP, Enero de 2002, México.

Corrida de Diablos realizada en el Oleoducto de 30" Arroyo Moreno a Zapoapita realizada por el proveedor TUBOSCOPE.

Curso, ABS Consulting "Pipeline Integrity Management" Modulo 7 y 9, IMP, Julio de 2006, México

Curso, Penspen Integrity "Setting Intelligent (Smart) Pig Inspection Levels", IMP, Enero de 2003, México.

API STANDARD 1160 "Managing System Integrity for Hazardous Liquid Pipelines" First edition, November 2001.

ASME B31G-1991 "Manual for Determining the Remaining Strength of Corroded Pipelines" The American Society of Mechanical Engineers, U.S.A.

ASME B31.4-2002 "Pipeline Transportation Systems for Liquid Hydrocarbons and Other Liquids".

Norma Oficial Mexicana PROY-NOM-027-SESH-2009, "Administración de la integridad de ductos de recolección y transporte de hidrocarburos".

NRF-001-PEMEX-2007 "Tubería de Acero para Recolección y Transporte de Hidrocarburos"

NRF-030-PEMEX-2006 "Diseño, Construcción, Inspección y Mantenimiento de Ductos Terrestres para Transporte y Recolección de Hidrocarburos"

NRF-060-PEMEX-2006 "Inspección de Ductos de Transporte Mediante Equipos Instrumentados"

NRF-221-PEMEX-2009 "Trampas de Diablos para Líneas de Conducción Terrestres"



UNIVERSIDAD NACIONAL  
AUTÓNOMA DE  
MÉXICO

# ANEXOS



## ANEXO A

### Definiciones y Abreviaturas

**Anomalía.-** Cualquier daño mecánico defecto o condiciones externas que puedan poner o no en riesgo la integridad del ducto.

**Arrancadura.-** Perdida metálica sobre la pared exterior del ducto causado por el golpe de un objeto agudo.

**Abolladura.-** Depresión en la superficie del tubo.

**Accidente.-** Evento inesperado o secuencia de eventos que pueden causar muertes, heridos o daños a la población y al medio ambiente.

**Análisis Cualitativo.-** Son aquellas metodologías de análisis de riesgos que tienen como finalidad la identificación de cuáles son los diferentes tipos de riesgo existentes en una instalación, ya sea basados en la experiencia del evaluador; en la falta de cumplimiento con códigos y normas; basado en el llenado de listas de verificación; por medio del sentido común, o por medio de técnicas sistemáticas de identificación de riesgos, como los métodos “Hazop”, “Que pasa Si...”, Listas de Verificación “Checklist”, etc.

**Análisis Cuantitativo.-** Son aquellas metodologías que tienen como finalidad determinar la magnitud de los riesgos, ya sea por medio del cálculo de la probabilidad de ocurrencia; por medio del cálculo de las áreas afectadas, la determinación de pérdida de la producción, la determinación del índice de riesgos de la instalación, etc.

**Análisis de Consecuencias.-** Un análisis de posible efecto de un evento como una Explosión de Vapores producto de la Expansión de Líquidos en Ebullición (BLEVE, Boiling Liquid-Expanding Vapor Explosión), o explosiones en espacios confinados y no confinados involucrando fluidos inflamables, así como las ondas de sobrepresión generadas y su radiación, empleando para ello algoritmos matemáticos (modelos) para predecir la extensión real (consecuencias) en el sistema.

**Bitumen.-** Producción de petróleo que existe en los yacimientos en una fase semisólida o sólida. También contiene compuestos que no son hidrocarburos y tiene una viscosidad mayor de 10,000 centipoises en condiciones de yacimiento.



**Bleve.-** (Boiling Liquid Expansion Vapor Explosion). Explosión de vapores de un líquido en ebullición. El BLEVE es la explosión resultado de la descarga súbita y la vaporización casi instantánea de un líquido a presión en la atmósfera. Un BLEVE es acompañada a menudo por un chorro o bola de fuego cuando el líquido contenido es inflamable y su descarga es el resultado de una falla en el recipiente.

**Campo Magnético.-** Campo de fuerzas de atracción ferrometálica creado por magnetos o imanes.

**Contacto metálico.-** Material metálico en contacto con la pared del tubo.

**Condensados.-** Hidrocarburos líquidos del gas natural que se recuperan en las instalaciones de separación en los campos productores de gas asociado y no asociado. Incluyen hidrocarburos líquidos recuperados de gasoductos, los cuales se forman por condensación durante el transporte del gas natural.

**Corrosión.-** Es el proceso de naturaleza electroquímica, por medio del cual los metales refinados retornan a formar compuestos (óxidos, hidróxidos) termodinámicamente estables debido a la interacción con el medio.

**Densidad.-** Propiedad intensiva de la materia que relaciona la masa de una sustancia y su volumen a través del cociente entre estas dos cantidades. Se expresa en gramos por centímetro cúbico, o en libras por galón.

**Densidad API.-** Es la medida de la densidad de los productos líquidos del petróleo, derivado de la densidad relativa de acuerdo con la siguiente ecuación:  $Densidad\ API = (141.5 / densidad\ relativa) - 131.5$ . La densidad API se expresa en grados; la densidad relativa 1.0 es equivalente a 10 grados API.

**Diablo.** Dispositivo mecánico con libertad de movimiento lineal que es insertado en el ducto en operación para realizar funciones de limpieza e inspección, en forma autónoma a lo largo de su trayectoria.

**Diablo de Limpieza.-** Es un dispositivo mecánico que se utiliza para la remoción de sedimentos, depósitos de impurezas semisólidas adheridos a la superficie interior del ducto.





**Diablo Geómetra.-** Dispositivo mecánico electrónico que se utiliza para la medición de las variaciones geométricas de la sección transversal a todo lo largo de la trayectoria del ducto.

**Diablo Simulador (Dummy)-** Equipo de peso y dimensiones similares a la del diablo instrumentado, su propósito es de verificar que las condiciones físicas y geométricas del ducto a inspeccionar tenga las características de libertad tales que permita el paso del equipo instrumentado en toda la trayectoria del ducto.

**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.

**Escenario.-** Situación o conjunto de eventos que al presentarse puede poner en peligro al personal, a las instalaciones o al medio ambiente.

**Evento.-** Suceso significativo que se puede originar en los alrededores de un sistema.

**Falla.-** La terminación de la habilidad de un elemento de realizar su función requerida. Las fallas pueden suceder sin ser anunciadas y no detectadas hasta la próxima prueba o demanda, o pueden anunciarse y detectarse en el momento de su ocurrencia.

**Fuga de Flujo Magnético.-** (Dispersión de flujo magnético) Es el principio mediante el cual se determinan las discontinuidades superficiales de un tubo y que permite establecer la presencia de anomalías por pérdidas metálicas internas o externas. Es el campo magnético que se separa o se regresa a determinada área como resultado de una discontinuidad o un cambio de sección.

**Grieta.-** Discontinuidad que se presenta como una abertura perceptible a simple vista o con auxilio de Ensayos no destructivos.

**Hallazgos.-** son situaciones que ponen en peligro tanto al personal como a la instalación, por violar códigos y normas tanto nacionales como internacionales.

**Instalación superficial.-** Porción de ducto no enterrado utilizado en troncales, válvulas de seccionamiento, trampas de envío y recibo que se emplean para desviar, reducir, regular la presión del ducto, incluye válvulas, instrumentos de control y tubería.



**Pateo.-** Maniobra operativa para dar inicio a la corrida del diablo (acción de enviar el diablo a través de la trampa de diablos).

**Peligro.-** Una situación física, seguida de un evento iniciador que puede ocasionar un accidente.

**Ramales de oleoductos.-** Tuberías que sirven para transportar el aceite crudo desde una estación de recolección o partiendo de una estación de almacenamiento o planta de tratamiento, hasta su entronque con un oleoducto principal. Tuberías que se derivan de un oleoducto principal y terminan en un punto de distribución.

**Recomendación.-** Es la acción que deberá ser considerada para mejorar las condiciones reportadas como hallazgos, las cuales son Priorizadas en Alta, Media y Baja acorde a su impacto a la Seguridad de las instalaciones, a la Producción y al Personal.

**Riesgo.-** Es la combinación de la frecuencia o la probabilidad y la consecuencia de un accidente. Riesgo = Probabilidad X Consecuencia.

**Seguridad.-** Es el grado de Confiabilidad de las instalaciones o parte de ellas, cuyo enfoque se debe orientar hacia el mejoramiento de la calidad durante el mantenimiento e inspección de las operaciones de los ductos nuevos y existentes.

**Sistema.-** Designa la combinación de componentes individuales (ej. bombas, compresores, turbinas, válvulas, tuberías de interconexión, instrumentos, etc.),

**Trampas de Diablos.-** Entiéndase como el dispositivo utilizado para fines de envío y recibo de diablos de inspección o limpieza interna de los ductos.

**Ultrasonido.-** Es el principio de radiación mecánica en forma de pulsos u ondas de baja intensidad y alta frecuencia. Estos pulsos se generan mediante accesorios electromecánicos (tales como cristales piezométricos)



UNIVERSIDAD NACIONAL  
AUTÓNOMA DE  
MÉXICO

## Abreviaturas

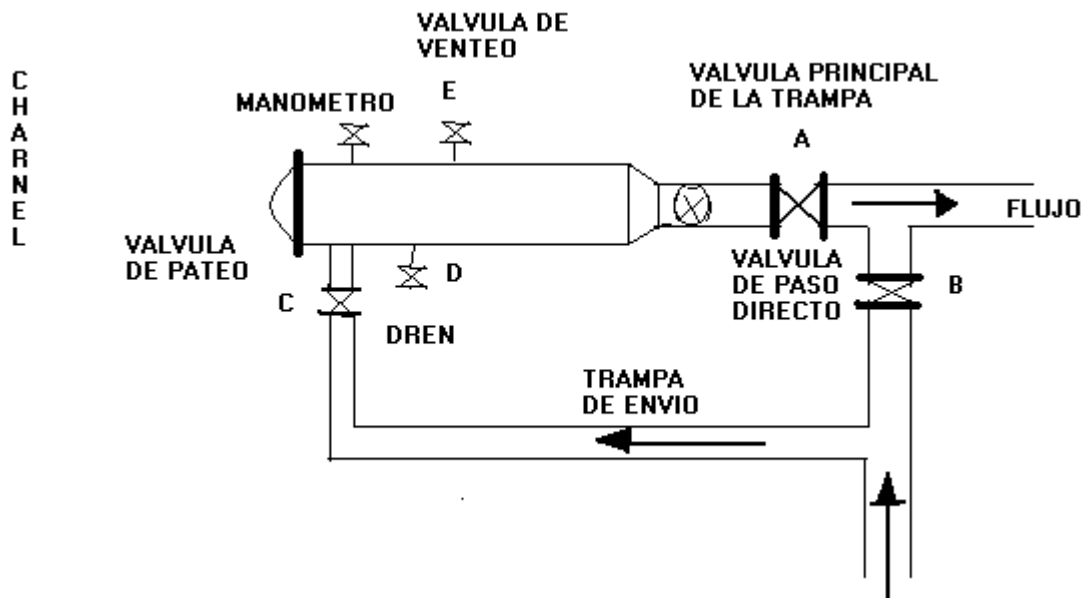
<b>BPD</b>	Barriles por Día
<b>BPH</b>	Barriles por Hora
<b>DDV</b>	Derechos de Vía
<b>D</b>	Diámetro Exterior Nominal del Ducto
<b>D.N.</b>	Diámetro Nominal
<b>ESD</b>	Paro de Emergencia
<b>GPM</b>	Galones por Minuto
<b>HP</b>	Caballos de Fuerza
<b>Kg/cm<sup>2</sup></b>	Presión en kilogramos/centímetro cuadrado
<b>MAOP</b>	Presión de Operación Máxima Permisible
<b>MBPD</b>	Miles de Barriles por Día
<b>MMSCFD</b>	Millones de Pies Cúbicos Estándar por Día
<b>Ø</b>	Diámetro nominal de un ducto
<b>psig</b>	Presión en libras/pulgada cuadrado manométrico
<b>PSV</b>	Válvula de Seguridad
<b>SCFD</b>	Pies Cúbicos Estándar por Día
<b>SDV</b>	Válvula de Corte del ESD
<b>t</b>	Espesor de la Pared del Ducto
<b>TED</b>	Trampa de Envío de Diablos
<b>TRD</b>	Trampa de Recibo de Diablos



## ANEXO B

### Procedimientos de Envío y Recibo de Diablo

#### Trampa de Envío



LA TRAMPA DE ENVIO ESTA DEPRESIONADA Y LAS VÁLVULAS “A” “C” “D” E ESTAN CERRADAS.

#### Actividades previas

Identificar que la trampa es la correcta para efectuar las maniobras.

Instalar manómetros en la trampa.

#### 1.- Drenar la trampa de envío

- 1.1.- Abrir válvula “D”
- 1.2.- Abrir válvula “E” para desplazar el liquido.

#### 2.- Introducir diablo en trampa

- 2.1.- Cuando la trampa esta completamente drenada 0 kg/cm<sup>2</sup> abrir charnela.
- 2.2.-Introducir el diablo hasta (el punto x) reducción de la trampa.



### **3.- Igualación de presiones**

- 3.1.- Engrasar charnela con grasa sellante (EL O-RING).
- 3.2.- Cerrar charnela.
- 3.3.- Cerrar la válvula “D”.
- 3.4.-Llenar la cubeta con producto muy despacio a traves de la válvula “C” (abrir válvula despacio).
- 3.5.- Liberar el aire (ventear) a traves de la válvula “E”
- 3.6.- Cuando se ha concluido el llenado cerrar válvula “E”
- 3.7.- cuando se ha concluido el llenado continuar abriendo la válvula “C” hasta igualar presiones de la linea con la trampa abriendo totalmente la válvula “C”.

### **4.- Alinear la trampa**

- 4.1.- Abrir válvula “A”.

### **5.- Lanzamiento de diablo**

- 5.1.- Cerrar lentamente la válvula “B” para incrementar el flujo por la cubeta a través de la válvula “C” y continuar cerrando la válvula “B” totalmente.
- 5.2 Detecta que el diablo ha sido lanzado.
- 5.3.- Registrar hora de lanzamiento.
- 5.4.- Registrar presión de lanzamiento.

### **6.- Restablecimiento de las condiciones normales en la trampa**

Cuando se ha confirmado que el diablo ha entrado en el ducto

- 6.1.- Abrir totalmente la válvula “B”.
- 6.2.- Cerrar totalmente la válvula “A”.
- 6.3.- Cerrar totalmente la válvula “C”.
- 6.4.- Drenar la trampa de envió abrir la válvula “D”.
- 6.5.- Abrir la válvula “E” para desplazar el liquido.



UNIVERSIDAD NACIONAL  
AUTÓNOMA DE  
MÉXICO

6.6.- Cuando la trampa está totalmente drenada (o  $\text{kg/cm}^2$ ) cerrar la válvula "D".

6.7.- Cerrar la válvula "E".

6.8.- Limpieza general del área.

## **7.- Informe a centro de control**

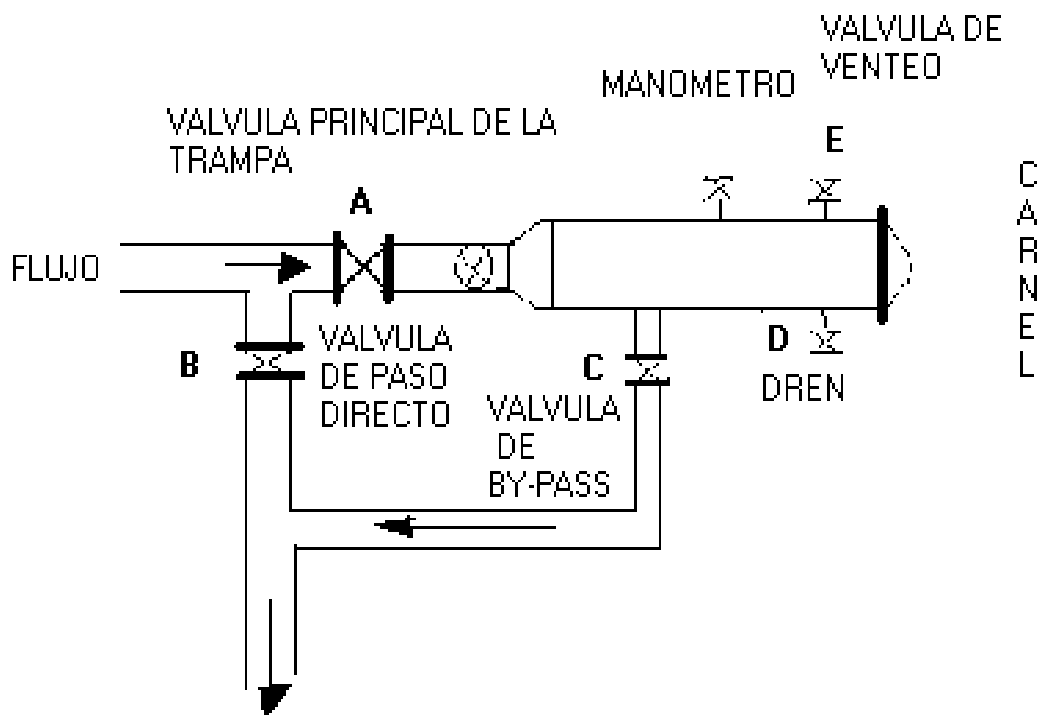
7.1.- Informe de lanzamiento.

7.2.- Presión de lanzamiento.

7.3.- Tipo de diablo.



## Trampa de Recibo



EL FLUJO ESTA CIRCULANDO POR LA VÁLVULA "A" "C" "D" Y "E" ASI COMO LA CHARNELA

### Actividades previas

Identificar que la trampa es la correcta para efectuar las maniobras.

Instalar manómetros en la trampa.

Verificar que la turbina ha sido sustituida por el carrete.

### 1.- Condiciones de la trampa

1.1.- Verificar las condiciones de la trampa.

1.2.- Presión de la trampa.

1.3.- Cerradas las válvulas "A" "C" "D" "E".



## **2.- Drenar la trampa de recibo**

- 2.1.- Abrir válvula "D".
- 2.2.- Abrir válvula "E" para desplazar el líquido.

## **3.- Igualación de presiones**

- 3.1.- Cerrar la válvula del dren "D".
- 3.2.- Llenar la cubeta con producto muy despacio a través de la válvula "C" (abrir muy despacio).
- 3.4.- Cuando se ha concluido el llenado cerrar válvula "E".
- 3.5.- Cuando se ha concluido el llenado continuar abriendo la válvula "C" hasta igualar presiones de la línea con la trampa abriendo totalmente la válvula "C".

## **4.- Alineado de la trampa**

- 4.1.- Abrir válvula "A".
- 4.2.- Cerrar la válvula "B" para direccionar el flujo a través de la válvula "C" (bypass de la trampa) en este momento la trampa ha sido alineada para recibir el diablo.

## **5.- Recepción del diablo**

- 5.1.- Detectar el diablo 500 mts. antes de la trampa.
- 5.2.- Detectar que el diablo pase a través de la válvula "A".
- 5.3.- Registrar la hora de recepción.
- 5.4.- Registrar presión de recepción.
- 5.5.- Cuando el diablo ha sido detectado y este dentro de la trampa abrir la válvula "B".
- 5.6.- Cerrar totalmente la válvula "A".
- 5.7.- Registrar la hora de recepción.
- 5.8.- Registrar presión de recepción.
- 5.9.- Cuando el diablo ha sido detectado y este dentro de la trampa abrir la válvula "B".
- 5.10.- Cerrar totalmente la válvula "A".





5.11.- Cerrar totalmente la válvula “C”.

## **6.- Drenado de trampa y retiro del diablo**

6.1.- Abrir la válvula “D”.

6.2.- Abrir la válvula “E” para desplazar el líquido.

6.3.- Después de drenar la trampa verificar que la trampa indique presión 0 kg/cm<sup>2</sup> “C”.

6.4.- Abrir la charnela para retirar el diablo.

6.5.- Retirar el diablo.

6.6.- Cuantificar sedimento.

6.7.- Engrasar la charnela grasa sellante en el (O-RING).

6.8.- Cerrar totalmente la charnela.

6.9.- Cerrar la válvula “D”.

6.10.- Cerrar la válvula “E”.

6.11.- Limpieza general del área.

## **7.- Registro de condiciones**

7.1.- Registrar cantidad de sedimento.

## **8.- Informe al centro de control**

8.1.- Hora de recibo

INSPECCIÓN INTERNA	EQUIPO PARA PÉRDIDA DE METAL			EQUIPO PARA DETECCIÓN DE GRIETAS		EQUIPO PARA DETECCIÓN DE LA GEOMETRÍA	
	FLUJO MAGNÉTICO		ULTRASONIDO (Haz Recto)	ULTRASONIDO (Haz Angular)	FLUJO TRANSVERSAL	GEOMETRA (CALIPER)	GEOPOSICIONAMIENTO
	RESOLUCIÓN ESTÁNDAR	ALTA RESOLUCIÓN					
<b>PERDIDA DE METAL</b> Corrosión externa Corrosión interna	Detecta <sup>1</sup> y Dimensiona <sup>3</sup> no discrimina ID/OD	Detecta <sup>2</sup> y Dimensiona <sup>3</sup>	Detecta <sup>2</sup> y Dimensiona <sup>3</sup>	Detecta <sup>2</sup> y Dimensiona <sup>3</sup>	Detecta <sup>2</sup> y Dimensiona <sup>3</sup>	No Detecta	No Detecta
Corrosión externa axial delgada	No Detecta	No Detecta <sup>4</sup>	Detecta <sup>2</sup> y Dimensiona <sup>3</sup>	Detecta <sup>2</sup> y Dimensiona <sup>3</sup>	Detecta <sup>2</sup> y Dimensiona <sup>3</sup>	No Detecta	No Detecta
<b>AGRIETAMIENTO Y DEFECTOS TIPO GRIETA</b> Por corrosión bajo esfuerzos Por Fatiga Costura en soldadura Imperfecciones Fusión incompleta Falta de fusión Grieta de dedo	No Detecta	No Detecta	No Detecta	Detecta <sup>2</sup> y Dimensiona <sup>3</sup>	Detecta <sup>2</sup> y Dimensiona <sup>3</sup>	No Detecta	No Detecta
<b>AGRIETAMIENTO CIRCUNFERENCIAL</b>	No Detecta	Detecta <sup>5</sup> y Dimensiona <sup>6</sup>	No Detecta	Detecta <sup>2</sup> y Dimensiona <sup>3</sup> si es modificado <sup>8</sup>	No Detecta	No Detecta	No Detecta
<b>ABOLLADURAS CURVATURAS CON ARRUGAS</b>	Detecta <sup>7</sup>	Detección <sup>7</sup> y Dimensionamiento no confiable		Detección <sup>7</sup> y Dimensionamiento no confiable		Detecta <sup>8,10</sup> y Dimensiona	Detección y Dimensionamiento no confiable
<b>PANDEO LOCAL</b>	En caso de detección, se proporciona la posición circunferencial						
<b>RANURAS</b>	Detecta <sup>12</sup> pero no discrimina como muesca						
<b>LAMINACIÓN O INCLUSIÓN</b>	Detección limitada	Detección limitada	Detecta y Dimensiona <sup>3</sup>	Detecta y Dimensiona <sup>3</sup>	Detección limitada	No Detecta	No Detecta
<b>REPARACIONES PREVIAS</b>	Detección de camisas de acero y parches. Otros solo con marcadores ferrosos		Detección solo de camisas de acero y parches, soldado al ducto		Detección solo de camisas de acero y parches. Otros solo con marcadores ferrosos	No Detecta	No Detecta
<b>ANOMALÍAS RELACIONADAS CON</b>	Detección limitada	Detección limitada	Detecta	Detecta	Detección limitada	No Detecta	No Detecta
<b>CURVATURAS</b>	No Detecta	No Detecta	No Detecta	No Detecta	No Detecta	Detecta y Dimensiona <sup>3</sup>	Detecta y Dimensiona <sup>3</sup>
<b>OVALIDAD</b>	No Detecta	No Detecta	No Detecta	No Detecta	No Detecta	Detecta y Dimensiona <sup>3,11</sup>	Detecta y Dimensiona <sup>3,9</sup>
<b>COORDENADAS DEL DUCTO</b>	No Detecta	No Detecta	No Detecta	No Detecta	No Detecta	No Detecta	Detecta y Dimensiona <sup>3</sup>
<b>NOTAS:</b> 1. Limitado por la pérdida de metal detectable mínimo. 2. Limitado por la profundidad, longitud y ancho de los defectos detectables mínimos. 3. Definido por la exactitud del dimensionamiento especificado del equipo. 4. Si el ancho es más pequeño que el ancho mínimo detectable por el equipo. 5. Probabilidad Reducida de la Detección (POD) para grietas estrechas. 6. Transductores rotados a 90°. 7. Confiabilidad reducida dependiendo del tamaño y forma de la abolladura. 8. Dependiendo de la configuración del equipo, también en posición circunferencial. 9. Si está equipado para medición de la ovalidad. 10. Disponible en equipo con umbilical. 11. Si está equipado para medición de curvaturas.							

## Equipo Utilizado en Inspecciones Internas

## ANEXO C


 UNIVERSIDAD NACIONAL  
 AUTÓNOMA DE  
 MÉXICO



## ANEXO D

### Normas Internacionales para Diseño y Construcción de Ductos

Norma	Nombre	Descripción
<b>ASME B31.4</b>	Pipeline transportation Systems for liquid hydrocarbons and other liquids.	Describe los requisitos para el diseño, los materiales, la construcción, el montaje, la inspección, y la prueba de la tubería que transporta líquidos tales como petróleo crudo, condensado, gasolina natural, líquidos del gas natural.
<b>ASME B31.8</b>	Gas Transmission and Distribution Piping Systems.	Este código cubre el diseño, la fabricación, la instalación, la inspección, y la prueba de las instalaciones de la tubería usadas para el transporte del gas. Este código también cubre los aspectos de la seguridad en la operación y el mantenimiento de esas dichas instalaciones.
<b>49 CFR PT 195</b>	Transportation of hazardous liquids by pipeline.	Transporte de Líquidos peligrosos por Ductos
<b>API 5L</b>	Specification for line pipe.	Esta especificación proporciona los estándares para el uso de un ducto en la transportación de gas, agua, aceite y las industrias petroleras.
<b>API RP 1110</b>	Pressure Testing of Liquid Petroleum Pipelines.	Sugiere el equipo que se utiliza, y precisa los factores que se consideran durante la prueba de presión de las tuberías líquidas que transportan petróleo.
<b>API STANDARD 1160</b>	Managing System Integrity for Hazardous Liquid Pipelines	En este estándar se basa el operador que maneje un sistema de tubería de líquidos peligrosos y utilizarlo para determinar riesgos y para tomar decisiones sobre el funcionamiento del ducto para poder reducir el número de incidentes.