

**UNIVERSIDAD MAYOR, REAL Y PONTIFICIA DE  
SAN FRANCISCO XAVIER DE CHUQUISACA  
VICERRECTORADO  
CENTRO DE ESTUDIOS DE  
POSGRADO E INVESTIGACIÓN  
FACULTAD DE CIENCIAS Y TECNOLOGÍA**



**ANALISIS TECNICO DEL OLEODUCTO CAMIRI-  
YACUIBA OCY-3 UTILIZANDO TECNOLOGIA DE ONDAS  
ULTRASONICAS DE LARGO Y CORTO ALCANCE EN EL  
TRAMO CHORETY-TIGUIPA**

**TRABAJO EN OPCION A DIPLOMADO EN TRANSPORTE,  
ALMACENAMIENTO Y DISTRIBUCION DE HIDROCARBUROS,**

**VERSION III**

**CRISTIAN CONDORI CHOQUE**

**Sucre - Bolivia**

**2024**

## CESIÓN DE DERECHOS

Al presentar este trabajo como requisito previo a la obtención del Diplomado en Transporte, Almacenamiento y Distribución de Hidrocarburos de la Universidad Mayor, Real y Pontificia de San Francisco Xavier de Chuquisaca, autorizo al Centro de Estudios de Posgrado e Investigación o a la Biblioteca de la Universidad, para que se haga de este trabajo un documento disponible para su lectura, según normas de la Universidad.

También cedo a la Universidad Mayor, Real y Pontificia de San Francisco Xavier de Chuquisaca, los derechos de publicación de este trabajo o parte de él, manteniendo mis derechos de autor hasta un periodo de 30 meses posterior a su aprobación.

A handwritten signature in blue ink, appearing to read 'Cristian Condori Choque', written in a cursive style.

Cristian Condori Choque

Sucre, 16 de mayo de 2024

## DEDICATORIA

El presente trabajo se lo dedico en especial a mi mamá Epifanía Julia Choque, amistades y familia.

## **AGRADECIMIENTOS**

A Dios, por nunca abandonarme a pesar de todo y estar siempre dentro mío, guiándome y ayudando a superar las diferentes adversidades que nos presenta la vida.

A mi madre por brindarme siempre su apoyo incondicional, dándome ánimo para seguir adelante en todo momento.

A la Universidad Mayor Real y Pontificia de San Francisco Xavier de Chuquisaca, en especial a la Facultad de Tecnología por acogerme y formarme profesionalmente para ser un aporte a la sociedad.

A mis compañeros de facultad por la linda amistad formada y las anécdotas inolvidables a lo largo de los años de estudio.

## RESUMEN

El objetivo de este estudio es aplicar el método de ondas ultrasónicas guiadas de largo y corto alcance para monitorear el grado de corrosión interna en el tramo Chorety-Tigüipa del oleoducto Camiri-Yacuiba OCY-3.

La investigación utilizó métodos cualitativos y cuantitativos transversales, recolectando y analizando datos en un momento específico para obtener resultados descriptivos. Se realizó una revisión bibliográfica sobre el uso de ondas ultrasónicas en el análisis de integridad de oleoductos, enfocados en el oleoducto Camiri-Yacuiba y problemas de corrosión en la industria petrolera. Además, se llevó a cabo una observación directa en el tramo Chorety-Tigüipa del oleoducto, documentando el procedimiento de inspección, el equipo utilizado y los resultados obtenidos.

Una vez aplicado el plan se logró obtener los diferentes espesores del oleoducto. Mediante la aplicación del método de ondas ultrasónicas en el tramo Chorety-Tigüipa en el tramo más crítico el espesor nominal es de 0.365 mm y espesor determinado con el método fue de 0.170 mm. De esta manera se logró obtener el grado de corrosión para el tramo más crítico de 57% en base al espesor determinado y espesores nominales. Aplicando el método de ondas ultrasónicas se evidenció un gran ahorro en comparación a otros métodos convencionales ya que este método no implica la paralización de operaciones en el oleoducto. Otro gran beneficio de este método es que se puede realizar análisis sin tener acceso al total al oleoducto ya sea por la topografía o por que estas se encuentran bajo tierra. Se demostró que una inspección de ductos convencionales es de un monto de 10.500 bbl/día por la paralización de 7 días de operaciones para ser aplicadas esto presenta una pérdida económica sacando según el precio del proyecto actual de 81 dólares el barril del petróleo obtendríamos una pérdida de dinero de 787.500 USD en moneda nacional sería de 5.481.000 bs por el paro de la inspección para el control de ductos.

## ÍNDICE DE CONTENIDO

<b>DEDICATORIA</b> .....	II
<b>AGRADECIMIENTOS</b> .....	III
<b>RESUMEN</b> .....	IV
<b>ÍNDICE DE FIGURAS</b> .....	IX
<b>ÍNDICE DE TABLAS</b> .....	X
<b>CAPÍTULO I: INTRODUCCIÓN</b> .....	1
1.1 ANTECEDENTES.....	1
1.1.1 Planteamiento del Problema.....	2
1.1.2 Formulación del Problema .....	3
1.2 OBJETIVOS.....	3
1.2.1 OBJETIVO GENERAL.....	3
1.2.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS.....	3
1.3 JUSTIFICACIÓN.....	3
1.3.1 Justificación Técnica.....	3
1.3.2 Justificación Económica .....	4
1.3.3 Justificación Social .....	4
1.4 METODOLOGÍA .....	4
1.4.1 Método De Investigación .....	4
1.4.2 Técnicas E Instrumentos .....	5
<b>CAPÍTULO II: DESARROLLO</b> .....	6
2.1 MARCO TEORICO .....	6
2.1.1 Marco Conceptual.....	6
2.1.1.1 Definición De Corrosión .....	6
2.1.1.1.1 La Corrosión En La Industria Petrolera.....	6

2.1.1.2	Propiedades Físicas Del Petróleo .....	8
2.1.1.2.1	Definición De Hidrocarburos .....	8
2.1.1.2.2	Propiedades Físicas Del Petróleo.....	9
2.1.1.3	Transporte De Hidrocarburos .....	11
2.1.1.4	Transporte Por Tuberías.....	12
2.1.1.5	Transporte De Mediante Oleoductos.....	13
2.1.1.5.1	Construcciones De Oleoductos.....	13
2.1.1.5.2	Impactos Ambientales Potenciales.....	14
2.1.1.5.3	Seguridad Del Oleoducto .....	14
2.1.1.6	Descripción De La Tecnología De Ondas Ultrasónicas.....	15
2.1.1.6.1	Tecnología De Ondas Guiadas.....	15
2.1.1.6.2	Diseño De Ondas Guiadas.....	15
2.1.1.7	Aplicaciones En Ondas Guiadas .....	15
2.1.1.7.1	Ventajas Y Beneficios .....	16
2.1.1.8	Aplicaciones .....	16
2.1.1.9	Limitaciones .....	16
2.1.1.10	Evaluación Mediante Ondas Guiadas Ultrasónicas .....	16
2.1.1.11	Amplitud De Las Ondas Ultrasónicas .....	17
2.1.1.12	Diferentes Tipos De Tecnologías.....	17
2.1.1.13	Marco Normativo .....	19
2.1.1.14	Marco Normativo De La Aplicación De Ondas Ultrasónicas .....	20
2.1.2	Marco Contextual.....	21
2.1.2.1	Descripción Del Oleoducto Camiri-Yacuiba .....	21
2.1.2.2	Red Del Sistema Sur De Transporte Por Oleoductos.....	22
2.1.2.3	Estación Chorety.....	23

2.1.2.4	Estación Tigüipa.....	23
2.1.2.5	Perfil De Elevación Del Oleoducto Ocy-3.....	24
2.1.2.6	Propiedades Del Fluido A Transportar .....	25
2.1.2.7	Diagnóstico Del Oleoducto Camiri-Yacuiba Ocy-3 .....	26
2.2	INFORMACIÓN Y DATOS OBTENIDOS.....	26
2.2.1	Plan Para La Implementación De La Tecnología De Monitoreo .....	26
2.2.1.1	Equipos A Implementar.....	26
2.2.1.1.1	Generador Electrónico .....	26
2.2.1.1.2	Transductores.....	26
2.2.1.1.3	Acopladores.....	27
2.2.1.1.4	Dispositivo Electrónico .....	27
2.2.1.1.5	Dispositivo De Salida .....	27
2.2.1.1.6	Reloj Electrónico O Un Cronómetro.....	27
2.2.1.1.7	Equipo Para Inspección Por Ultrasonido .....	27
2.2.1.2	Plan Para La Implementación De La Tecnología De Monitoreo.....	28
2.2.1.2.1	Área De Barrido.....	28
2.2.1.2.2	Velocidad De Barrido .....	28
2.2.1.2.3	Tolerancia De Aceptación .....	28
2.2.1.2.4	Interpretación De Los Reportes Del Equipo .....	29
2.2.2	Aplicación De La Tecnología En El Tramo .....	30
2.2.2.1	Cálculos Correspondientes De La Tecnología.....	30
2.2.2.1.1	Datos Proporcionados Del Ultrasonido.....	30
2.2.2.1.2	Cálculo De Número De Generadores Y Receptores De Ultrasonido .....	30
2.2.2.1.3	Cálculo Para Todo El Tramo Chorety-Tigüipa.....	31
2.2.3	Costos De Inversión .....	34

2.2.3.1	Inversión .....	34
2.2.3.2	Costos .....	34
2.2.3.3	Inversión Fija .....	35
2.2.3.4	Inversión Diferida .....	36
2.2.3.5	Inversión Total.....	37
2.2.3.6	Comparación Económica.....	38
2.3	ANÁLISIS Y DISCUSIÓN .....	38
	<b>CAPITULO III: CONCLUSIONES.....</b>	<b>40</b>
	<b>REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS.....</b>	<b>41</b>
	<b>ANEXOS.....</b>	<b>42</b>

## ÍNDICE DE FIGURAS

<b>Figura 1:</b> <i>Partes en la industria con mayor corrosión</i> .....	6
<b>Figura 2:</b> <i>Distribución porcentual de fallas</i> .....	7
<b>Figura 3:</b> <i>Formas de corrosión</i> .....	7
<b>Figura 4:</b> <i>Construcción de oleoducto</i> .....	13
<b>Figura 5:</b> <i>Construcción de camino de oleoducto</i> .....	14
<b>Figura 6:</b> <i>Monitoreo mediante ondas guiadas</i> .....	15
<b>Figura 7:</b> <i>Monitoreo ultrasónico</i> .....	17
<b>Figura 8:</b> <i>Sistema de ultrasonido por inmersión</i> .....	18
<b>Figura 9:</b> <i>Corrosiones a solucionar en ductos</i> .....	19
<b>Figura 10:</b> <i>Sistema Sur de oleoductos en Bolivia</i> .....	22
<b>Figura 11:</b> <i>Estación Chorety</i> .....	23
<b>Figura 12:</b> <i>Estación Tigüipa</i> .....	24
<b>Figura 13:</b> <i>Perfil de elevación del OCY-1</i> .....	24
<b>Figura 14:</b> <i>Localidad Ñancaröiza</i> .....	25
<b>Figura 15:</b> <i>Detector de fallas por ultrasonido modelo TUD310</i> .....	28
<b>Figura 16:</b> <i>Ondas emitidas por un oleoducto</i> .....	33
<b>Figura 17:</b> <i>Proceso de monitoreo con maquinaria</i> .....	34

## ÍNDICE DE TABLAS

<b>Tabla 1:</b> <i>Parámetros de análisis</i> .....	30
<b>Tabla 2:</b> <i>Calculo de la velocidad de propagación</i> .....	32
<b>Tabla 3:</b> <i>Determinación de espesores</i> .....	32
<b>Tabla 4:</b> <i>Inversión fija</i> .....	35
<b>Tabla 5:</b> <i>Costos del mantenimiento</i> .....	37
<b>Tabla 6:</b> <i>Costo total del sistema</i> .....	37
<b>Tabla 7:</b> <i>Pérdidas económicas</i> .....	38
<b>Tabla 8:</b> <i>Dinero ahorrado</i> .....	38

## INDICE DE ANEXOS

**Anexo 1:** *Reportes de inspección OCY-3*

**Anexo 2:** *Reporte de inspección de OCY-3*

## **CAPÍTULO I: INTRODUCCIÓN**

La integridad de los oleoductos es fundamental para garantizar un transporte seguro y eficiente de hidrocarburos. En este contexto, el análisis técnico del oleoducto Camiri-Yacuiba reviste una importancia estratégica, especialmente en el tramo Chorety-Tigüipa, donde se concentran desafíos significativos en términos de mantenimiento y seguridad. En este estudio, se empleará la tecnología de ondas ultrasónicas de largo y corto alcance para evaluar de manera exhaustiva la condición estructural del oleoducto, identificando posibles defectos, anomalías y áreas de riesgo. Este enfoque no destructivo proporcionará una visión detallada de la integridad del oleoducto, permitiendo implementar medidas preventivas y correctivas de manera oportuna para garantizar su funcionamiento seguro y eficaz a largo plazo.

### **1.1 ANTECEDENTES**

El monitoreo mediante ondas guiadas ultrasónicas es un método de inspección aplicado en la industria petrolera desde el año 2000 en el oleoducto Hardisty que se encuentra al sur de Texas donde se realizó este tipo de ensayo no destructivo no convencional utilizado para la detección rápida de pérdidas de material en tuberías, reduciendo los costos de acceso y monitoreo, evitando la remoción generalizada del revestimiento, donde ya tiene 1.000 km de ductos inspeccionados y como punto fuerte en 2009, registró 18 equipos trabajando simultáneamente, lo que demuestra la gran capacidad instalada para atender a los proyectos (Pérez N.et.al,2009).

Actualmente una de las tecnologías utilizadas para el monitoreo de oleoductos en Bolivia es por medio de los instrumentos llamados "PIG", es una sigla que en el idioma inglés significa Pipeline Internal Gauge que traducido al español significa. Galga o calibrador interno para oleoductos.

En los países de habla hispana y específicamente en Latinoamérica se ha generalizado el nombre de marrano o chanco para designar al PIG, a causa de la traducción directa de la palabra PIG sin tener en cuenta que se trata de una sigla en inglés. El PIG es utilizado para limpieza es instrumentado para medir deformaciones, detectar obstrucciones, corrosiones y otros daños en tuberías (Suárez L.et.al,2017).

Otro método utilizado es la radiografía es una técnica de gran aplicación en la evaluación no destructiva de materiales, la cual utiliza radiaciones penetrantes, rayos x o rayos gamma, para atravesar los cuerpos permitiendo evaluar su interior.

La actividad principal como prueba de medición de espesores de pared, a través del equipo de ultrasonido, marca KARL DEUTSH. Se pretende hacer un diagnóstico de las tuberías, saber cuál es su estado de desgaste o daño y así dándole seguimiento para prevenir futuros daños siempre con una mentalidad de prevención (Universidad Católica de Santa María, 2013).

### **1.1.1 Planteamiento del problema**

En la industria petrolera uno de los principales problemas en el transporte de fluidos, en redes de ductos superficiales y enterrados es la presencia de corrosión, por el proceso químico y electroquímico que se originan del contacto de la tubería con los fluidos transportados.

La velocidad de corrosión tiende a aumentar al incrementar la temperatura, debido a que se acelera la difusión del oxígeno del medio hacia el material afectado.

Experimentalmente se ha demostrado que un aumento en la temperatura de 2° C. incrementa al doble la tasa de corrosión, aproximadamente. La temperatura, representa el factor más importante para el desarrollo del proceso de corrosión por oxidación.

En las reacciones químicas la presión también tiene un efecto. En el caso de sistemas bifásicos (agua más gas), la importancia principal de la presión es su efecto en la solubilidad de los gases disueltos. La mayoría de gas entra en solución a medida que la presión se incrementa, resultando en incrementos en las velocidades de corrosión.

La corrosión mediante la humedad obedece las leyes de la cinética de las reacciones químicas heterogéneas. La corrosión seca a temperatura ambiente es muy lenta, la presencia de humedad cambia el cuadro drásticamente, Ejemplo: El acero al carbono no es atacado por el gas cloro seco a temperatura ambiente, sin embargo, el cloro húmedo es extremadamente corrosivo y ataca a la mayoría de los metales y aleaciones.

Los fluidos de la industria en este caso petróleo ocasionan altos índices de corrosión, debido a esto necesitan ser monitoreados periódicamente para detectar la presencia de corrosión interna, daños y problemas. Por lo que se propone un análisis del oleoducto Camiri-Yacuiba OCY-3 mediante la implementación de ondas ultrasónicas de largo y corto alcance.

En el tramo Chorety- Tigüipa gran parte del oleoducto se encuentra enterrado y presenta topografía con desniveles dificultado el acceso en diferentes aéreas por que la aplicación de la tecnología de ondas ultrasónicas ayudará a monitores para determinar corrosión en dicho oleoducto.

### **1.1.2 Formulación del problema**

¿De qué manera se puede llevar a cabo un análisis técnico del oleoducto Camiri-Yacuiba en el tramo Chorety-Tigüipa para detectar presencia de corrosión y daños?

## **1.2 OBJETIVOS**

### **1.2.1 Objetivo General**

Aplicar el método de ondas ultrasónicas guiadas de largo y corto alcance para monitorear el grado de corrosión interna en el tramo Chorety- Tigüipa del oleoducto Camiri-Yacuiba OCY-3.

### **1.2.2 Objetivos Específicos**

- Evaluar el estado actual del tramo Chorety-Tigüipa del oleoducto Camiri-Yacuiba, identificando áreas potenciales de corrosión interna y posibles daños estructurales.
- Diseñar un plan para la implementación de la tecnología de monitoreo mediante ondas ultrasónicas guiadas de largo y corto alcance en el tramo mencionado.
- Diseñar la aplicación de la tecnología de ondas ultrasónicas.
- Estimar los costos asociados con la inversión total de los equipos de ondas ultrasónicas.

## **1.3 JUSTIFICACIÓN**

### **1.3.1 Justificación técnica**

La aplicación de tecnología de ondas ultrasónicas de largo y corto alcance en el análisis del oleoducto Camiri-Yacuíba OCY-3 en el tramo Choréty-Tiguipa se llevará a cabo mediante el uso de equipos especializados que emiten y reciben estas ondas, se prepara el área de inspección, luego se colocan los dispositivos de ultrasonido en puntos estratégicos. Estos pulsos viajan a través del material del oleoducto y son reflejados por cualquier discontinuidad presente, como corrosión o grietas. Los datos recopilados se analizan para evaluar la integridad del oleoducto y detectar posibles problemas. Porque este proceso permite una inspección detallada y no destructiva, sin interrumpir la operación del oleoducto. Además, se pueden utilizar técnicas de mapeo y modelado para visualizar y entender mejor la condición del oleoducto y planificar acciones de mantenimiento preventivo o correctivo

### **1.3.2 Justificación económica**

La propuesta tiene como finalidad brindar mayor seguridad contra posibles contingencias y aumentar la duración de los oleoductos con la reducción de los costos económicos al aumentar la vida útil de los ductos evitando las pérdidas por las tuberías o partes integrantes del ducto en derrames a corto, mediano y largo plazo de hidrocarburos líquidos.

### **1.3.3 Justificación social**

La implementación de la tecnología de monitoreo de oleoductos a través de ondas guiadas, permitirá reducir los costos en comparación con los métodos tradicionales ya que estos pueden medir a largo alcance y oleoductos enterrados, esto se traducirá en menor gasto y un mayor ingreso económico para el país, además de poder detectar daños en el oleoducto a tiempo y evitar un colapso, fracturamiento, un derrame, o cualquier problema que se pueda presentar por la pérdida de espesor del ducto y evitar problemas mayores de contaminación del medio ambiente que puedan afectar a las comunidades cercanas.

## **1.4 METODOLOGÍA**

### **1.4.1 Método de investigación**

El paradigma de investigación del tema Propuesta técnica económica para la determinación de la corrosión en el tramo Chorety- Tigüipa del oleoducto Camiri-

Yacuiba es positivista ya que proviene de una experiencia de los sentidos, de lo observable de lo absolutamente objetivo.

El tipo de enfoque del tema de investigación es mixto, ya que requiere de cálculo de datos que sean precisos para su aplicación y funcionamiento de la tecnología de ondas ultrasónicas, con el fin de obtener información cualitativa sobre el proceso y su eficacia.

El tipo de investigación de este tema es descriptiva porque nos ofrece una forma de presentar los fenómenos de forma natural y nos centramos en retratar los detalles de contextos específicos ayudando a los lectores a obtener una comprensión más clara de este tema.

El diseño de investigación es no experimental, transversal porque se recoge y analiza datos en un momento determinado y el estudio con este método ofrece resultados más descriptivos que experimentales.

Como método de investigación se llevará a cabo una revisión bibliográfica exhaustiva de la literatura científica y técnica relacionada con el uso de tecnología de ondas ultrasónicas en el análisis de integridad de oleoductos, así como estudios previos sobre el oleoducto Camiri-Yacuiba y problemas de corrosión en la industria petrolera.

También se usará la Observación directa para realizar observaciones durante la aplicación de la tecnología de ondas ultrasónicas en el tramo Chorety-Tigüipa del oleoducto, registrando el procedimiento de inspección, el equipo utilizado y los resultados obtenidos.

#### **1.4.2 Técnicas e Instrumentos**

Las fuentes de información están en base a entrevistas estructuradas que se realizarán a ingenieros y técnicos especializados en inspección de oleoductos, así como a personal involucrado en la aplicación de la tecnología de ondas ultrasónicas, con el fin de obtener información cualitativa sobre el proceso y su eficacia

Se utilizarán equipos especializados de ultrasonido capaces de emitir y recibir ondas de largo y corto alcance, permitiendo una inspección detallada de la integridad del oleoducto.

## CAPÍTULO II: DESARROLLO

### 2.1 MARCO TEORICO

#### 2.1.1 Marco conceptual

Es importante conocer las diferentes formas de corrosión, como se originan, la manera se presenta en los oleoductos y los daños que causan en ellos.

##### 2.1.1.1 Definición de corrosión

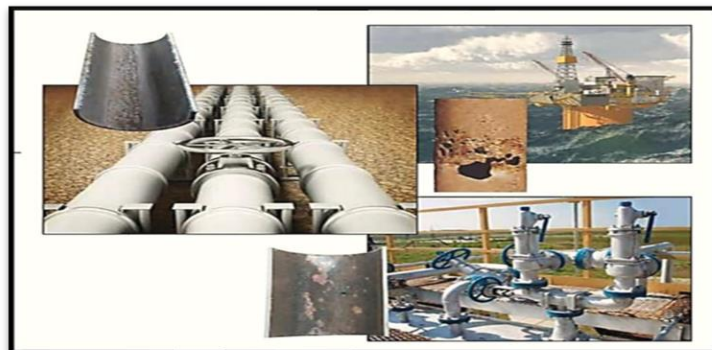
La corrosión no es más que una reacción química producto de la unión del metal con el oxígeno. Lo que resulta en la pérdida de sus propiedades y la formación de productos no deseados. Este fenómeno puede ser causado por factores como la humedad, productos químicos corrosivos y cambios en la temperatura. La corrosión puede tener graves consecuencias en diversas industrias, incluyendo la industria petrolera, donde puede causar fallas en equipos y estructuras, con impactos económicos y ambientales significativos.

##### 2.1.1.1.1 La corrosión en la industria petrolera

La corrosión es un desafío enorme para la industria, los lugares en los que se desarrollan operaciones petroleras a menudo ofrecen las condiciones ideales para la corrosión. La investigación constante y los avances introducidos en materia de revestimientos, protección catódica, pruebas no destructivas, análisis e inhibidores de corrosión, permiten a los operadores producir petróleo y gas de manera segura en estos ambientes, para evitar los siguientes efectos corrosivos en partes vitales.

#### Figura 1:

*Partes en la industria con mayor corrosión*



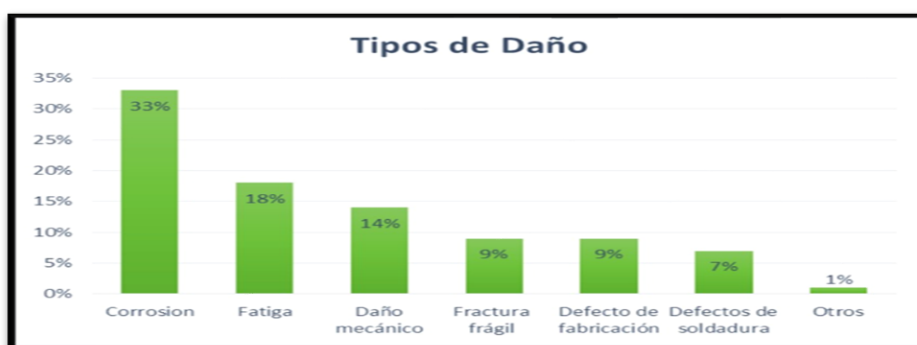
Fuente: (Oilfield review, mayo de 2016).

Los efectos de la corrosión sobre instalaciones y equipos petroleros producen anualmente pérdidas que llegan a cifras muy importantes: En los países industrializados se ha valorado en el 3-4% del PBI (producto interno bruto).

De todas las fallas que ocurren en las operaciones de la industria del gas y del petróleo la más importante es la corrosión con el 33% de los casos, como se puede ver en la Figura 2.

**Figura 2:**

*Distribución porcentual de fallas*

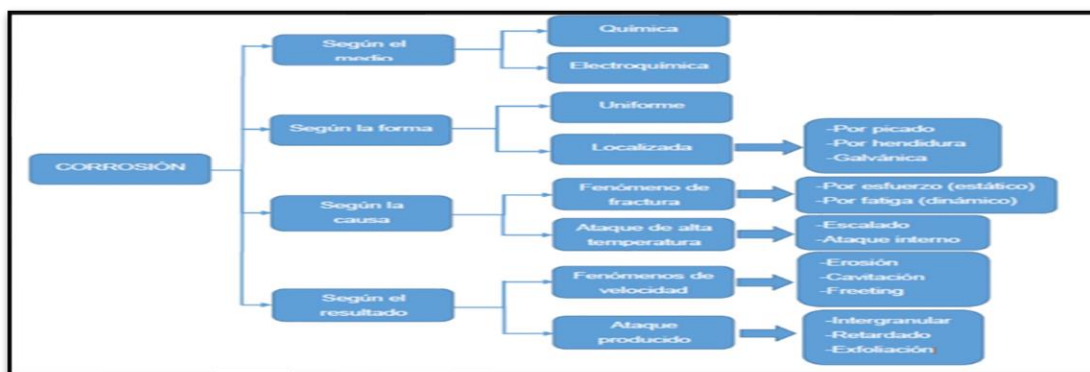


**Fuente:** Petróleos de Venezuela PDVSA 2004(Kermany).

Este porcentaje puede tomarse sobre la valoración equivalente de la industria petrolera para llegar a una cuantificación aproximada de sus efectos económicos por causa de la corrosión. La pérdida de producción y contaminación relacionada con la corrosión contribuían a los gastos generales la industria petrolera llego a centrarse en las descripciones de corrosión, técnicas de manejo y tecnologías para evitarlas al máximo

**Figura 3:**

*Formas de corrosión*



**Fuente:** Espinoza, V.LE. (2014) Implementación de un equipo para el análisis y supervisión de la corrosión en tuberías mediante instrumentos de medición de señales analógicas y digitales.

La corrosión en los oleoductos puede originarse debido a varios factores que interactúan en el entorno en el que operan estos sistemas. Algunas de las principales causas de corrosión en los oleoductos incluyen:

- **Presencia de agua:** El agua es uno de los principales agentes corrosivos en los oleoductos. Puede causar corrosión en áreas donde se acumula, especialmente en las partes inferiores de los tubos y en las conexiones, debido a la formación de microambientes corrosivos.
- **Contaminantes y productos químicos:** Los contaminantes presentes en el petróleo transportado, como azufre, ácidos orgánicos y sales, pueden aumentar la corrosividad del fluido y acelerar el proceso de corrosión en los oleoductos.
- **Gases corrosivos:** La presencia de gases corrosivos como el dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>) y el sulfuro de hidrógeno (H<sub>2</sub>S) en el fluido transportado puede provocar corrosión en las paredes internas de los tubos.
- **Temperatura y presión:** Las condiciones de alta temperatura y presión pueden aumentar la velocidad de corrosión en los oleoductos al acelerar las reacciones químicas que causan la degradación del material.
- **Microbiología corrosiva:** La presencia de microorganismos como bacterias y hongos en el fluido transportado puede conducir a la formación de biopelículas que promueven la corrosión microbiológica en los oleoductos.

La corrosión en los oleoductos puede manifestarse de varias maneras, incluyendo:

- **Corrosión uniforme:** Se produce de manera uniforme en toda la superficie del material, lo que puede resultar en una disminución generalizada del espesor de la pared del tubo.
- **Corrosión localizada:** Se caracteriza por la formación de picaduras, grietas o áreas de adelgazamiento localizado en la superficie del material, lo que puede conducir a la perforación y fallo del tubo.
- **Corrosión por erosión-corrosión:** Se produce cuando la corrosión se acelera por la acción de la erosión causada por la turbulencia del fluido transportado.

### **2.1.1.2 Propiedades físicas del petróleo**

#### **2.1.1.2.1 Definición de hidrocarburos**

Los hidrocarburos son compuestos orgánicos formados por átomos de carbono e hidrógeno, siendo la base de los combustibles fósiles. Se dividen en dos grupos principales: saturados, con enlaces simples, y insaturados, con enlaces dobles o triples. Son utilizados como combustibles, materias primas en la industria petroquímica y en la fabricación de diversos productos.

#### **2.1.1.2.2 Propiedades físicas del petróleo**

Como el petróleo o derivados de él son los fluidos transportados a través de los oleoductos, es necesario conocer conceptos básicos y características de él.

##### **➤ Definición de petróleo**

El petróleo es un líquido oscuro, de olor fuerte, menos denso que el agua e insoluble en ella. Se compone de una mezcla de varios centenares de hidrocarburos. Aparte de carbono e hidrógeno en proporciones variables, el petróleo contiene cantidades variables de azufre, oxígeno, nitrógeno y otros elementos.

Dichos hidrocarburos pueden separarse por destilación fraccionada de la que se obtienen aceites ligeros (gasolina), vaselina, parafina, asfalto y aceites pesados. El petróleo contiene elementos gaseosos, líquidos y sólidos.

##### **➤ Peso específico**

El petróleo es más liviano que el agua. Su peso específico es influenciado por factores físicos y por la composición química del crudo, pudiendo oscilar, en términos generales, entre 0,75 y 0,95 Kg/lb..

##### **➤ Viscosidad.**

La viscosidad es la propiedad que controla la capacidad de un fluido para fluir.

A mayor viscosidad, menor fluidez. La viscosidad de los hidrocarburos varía de acuerdo a su densidad. La viscosidad se mide en poises, siendo la unidad de viscosidad, la de una sustancia contenida en un recipiente con sección de 1 cm<sup>2</sup>, que sometida a 1 dina, se mueve hacia delante con una velocidad de 1cm/seg.

##### **➤ Solubilidad**

Es insoluble en agua, sobre la cual sobrenada por su peso específico menor. A esto se debe su peligrosidad cuando se derrama en los puertos, o cuando es necesario combatir incendios en los tanques de almacenaje. Es soluble en benceno, éter, Cloroformo, y otros solventes orgánicos.

➤ **Poder calorífico**

Está comprendido entre las 9.000 y 12,000 calorías. Éste disminuye al aumentar la densidad. 28 Ejemplo:

Para una densidad de 0.815 Kg/lit el poder calorífico es igual a 11.000 Cal/lit.

Para una densidad de 0.915 Kg/lit el poder calorífico es igual a 10.700 Cal/lit.

➤ **Gravedad específica**

Se define como la razón de la densidad del petróleo a la densidad de agua, ambas medidas a la misma presión y temperatura, usualmente a condiciones normales.

$$\gamma_o = \frac{\rho_{petroleo}}{\rho_{agua}} \quad \text{EC:1}$$

Para el petróleo es de uso común la gravedad API definida como:

$$API = \frac{141,5}{\gamma_o} - 131,5 \quad \text{EC: 2}$$

Donde:

API = Gravedad API del petróleo, adimensional.

Yo = Gravedad específica del petróleo, adimensional.

➤ **Densidad del petróleo**

Se define como la masa de petróleo contenida en una unidad de volumen a una determinada presión y temperatura.

Matemáticamente se lo expresa como:

$$\rho_o = \frac{62,4 \gamma_o + 0,0136 R_s \gamma_{gd}}{5,615 B_o}$$

EC: 3

### 2.1.1.3 Transporte de hidrocarburos

El transporte de hidrocarburos se refiere al movimiento de estos recursos desde su lugar de producción, como yacimientos petrolíferos o plantas de refinación, hasta los puntos de consumo, como estaciones de servicio, industrias o puertos. Este transporte se realiza a través de una variedad de medios y métodos, cada uno con sus propias características, ventajas y desafíos. Algunos de los métodos comunes de transporte de hidrocarburos incluyen:

- **Pipelines (oleoductos):** Son tuberías diseñadas para transportar grandes volúmenes de hidrocarburos líquidos a largas distancias, generalmente desde campos petrolíferos o refinerías hasta terminales de almacenamiento, puertos marítimos o instalaciones de procesamiento. Los oleoductos son altamente eficientes y económicos para transportar grandes volúmenes de petróleo crudo y productos refinados a través de largas distancias terrestres.
- **Transporte marítimo:** También conocidos como buques tanque, son utilizados para transportar grandes cantidades de petróleo crudo y productos refinados a través de ríos, mares y océanos. Este método es esencial para el transporte internacional de hidrocarburos y permite la distribución a nivel global. Sin embargo, el transporte marítimo plantea desafíos en términos de seguridad, riesgos ambientales y regulaciones internacionales.
- **Transporte por ferrocarril:** Los trenes de carga pueden transportar petróleo crudo y productos refinados en vagones cisterna especialmente diseñados. Este método es más flexible que el transporte por oleoductos, ya que puede llegar a áreas que no están servidas por infraestructura de tuberías. Sin embargo, el transporte ferroviario puede ser más costoso y presenta desafíos en términos de seguridad y regulaciones.
- **Transporte por carretera:** Los camiones cisterna son utilizados para transportar pequeños volúmenes de petróleo crudo y productos refinados a corta y media distancia, desde refinerías hasta puntos de entrega más pequeños como estaciones de servicio y fábricas. Este método es flexible y

puede adaptarse a necesidades específicas, pero presenta desafíos en términos de seguridad vial y regulaciones de transporte.

- **Transporte por tuberías flexibles (flexipipes):** Se utilizan en instalaciones costa afuera para transportar hidrocarburos desde y hacia plataformas petrolíferas y unidades de producción marinas. Los flexipipes son más livianos y flexibles que los oleoductos convencionales, lo que los hace adecuados para aplicaciones marinas donde la infraestructura fija no es viable.

#### 2.1.1.4 Transporte por tuberías

El transporte de hidrocarburos por ductos es un método ampliamente utilizado para mover grandes volúmenes de gas, petróleo crudo y productos refinados a través de largas distancias de manera eficiente y segura. Algunos de los ductos comúnmente utilizados en el área petrolera incluyen:

- **Oleoductos:** Son tuberías diseñadas para transportar petróleo crudo desde los campos petrolíferos hasta las instalaciones de procesamiento, refinerías o terminales de exportación. Los oleoductos también se utilizan para transportar productos refinados, como gasolina, diesel y combustible de aviación, desde las refinerías hasta los puntos de consumo.
- **Gasoductos:** Son ductos utilizados para transportar gas natural desde los yacimientos de gas hasta las plantas de procesamiento, terminales de almacenamiento o puntos de distribución. Los gasoductos también pueden transportar gas natural licuado (GNL) desde plantas de licuefacción hasta puertos de exportación.
- **Poliductos:** Además de transportar petróleo crudo y productos refinados, algunos ductos pueden transportar productos intermedios derivados del petróleo, como nafta, gasóleo, queroseno, entre otros, desde las refinerías hasta otras instalaciones industriales o puntos de distribución.

El transporte de hidrocarburos por ductos presenta varias ventajas, entre las que se incluyen:

- **Eficiencia:** Los oleoductos pueden transportar grandes volúmenes de hidrocarburos a bajo costo por unidad de volumen transportado en comparación con otros métodos de transporte, como el transporte por carretera o ferrocarril.

- **Seguridad:** Los oleoductos son generalmente considerados como una opción segura y confiable para el transporte de hidrocarburos, ya que reducen el riesgo de accidentes y derrames en comparación con otros medios de transporte.
- **Menor impacto ambiental:** Aunque no están exentos de riesgos, los oleoductos pueden reducir el riesgo de derrames y la huella de carbono asociada con el transporte de hidrocarburos en comparación con el transporte marítimo o por carretera.

### 2.1.1.5 Transporte de mediante oleoductos

Los oleoductos son la manera más económica de transportar grandes cantidades de petróleo en tierra. Comparados con los ferrocarriles, tienen un costo menor por unidad y también mayor capacidad.

#### 2.1.1.5.1 Construcciones de oleoductos

La construcción de oleoductos es compleja y requiere de estudios de Ingeniería Mecánica para su diseño de conceptual a detalles, así como estudios de impacto ambiental a todo lo largo de las áreas por donde serán tendidos.

Para la construcción de oleoductos se requiere:

- La tubería misma.
- Caminos de acceso o mantenimiento.
- Las estaciones de recepción, de despacho, y de control.
- Las estaciones de compresores o bombeo.

#### Figura 4:

*Construcción de oleoducto*



**Fuente:** Recopilado de (Manuel Cegarra, Oleoductos petroleros, 2010)

### 2.1.1.5.2 Impactos ambientales potenciales

La instalación de oleoductos en las áreas altas incluye las siguientes actividades:

- Levantamiento topográfico.
- Desbroce del derecho de vía.
- Excavación de zanjas.
- Colocación, doblado, soldadura, envoltura y revestimiento de la tubería:
- Instalación de la protección catódica para controlar la corrosión.
- Relleno y limpieza.

#### Figura 5:

*Construcción de camino de oleoducto*



**Fuente:** Manuel Cegarra, Oleoductos petroleros, 2010.

### 2.1.1.5.3 Seguridad del oleoducto

Las fuerzas externas son la causa principal de los accidentes de los oleoductos, y han sido implicadas en más de la mitad de los incidentes. Otras causas incluyen la corrosión y los defectos de los materiales y la construcción. Los accidentes pueden ser causados por:

- La operación negligente de equipos mecánicos (rozadoras).
- El movimiento de la tierra debido a un hundimiento, corrimiento, derrumbe, etc.

- Los efectos del clima (viento, tempestades, fuerzas térmicas).
- Los daños premeditados.

### 2.1.1.6 Descripción de la tecnología de ondas ultrasónicas

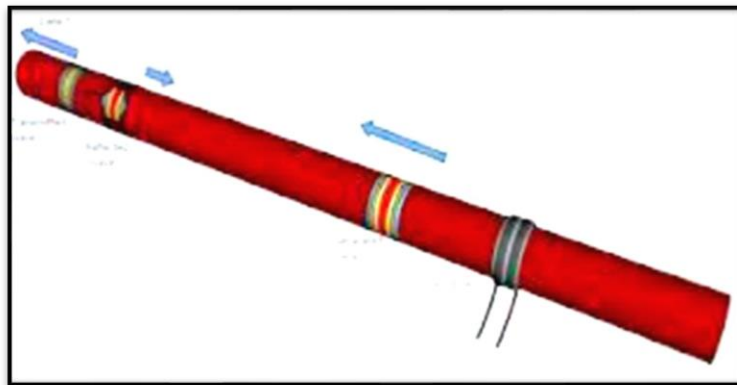
Se describe todos los conceptos y funcionamiento de la tecnología de ondas ultrasónicas guiadas.

#### 2.1.1.6.1 Tecnología de ondas guiadas

Son un sistema de monitoreo mediante ondas de ultrasonido a bajas frecuencias que se desplazan en sentido axial con ondas torsionales a lo largo de la longitud de la tubería de forma rápida como se observa en la figura 1.17

#### Figura 6:

*Monitoreo mediante ondas guiadas*



Fuente: Ondas Guiadas Inspecciones (Érick Nobel 1985).

#### 2.1.1.6.2 Diseño de ondas guiadas

Tecnología diseñada para monitoreo de tubería con el objeto de detectar corrosión externa o interna, así como la posibilidad de detectar agrietamiento circunferencial en soldaduras Ondas simétricas.

#### 2.1.1.7 Aplicaciones en ondas guiadas

Esta técnica al ser una herramienta que permite identificar zonas críticas de la tubería inspeccionada, descartando los sectores no críticos, verificando las indicaciones encontradas por medio de herramientas directas de inspección por Ensayos No Destructivos. Ondas monitoreadas (Marcela Infra-1968).

#### **2.1.1.7.1 Ventajas y beneficios**

- Reducción en los costos de acceso a la inspección
- Eliminación de los costos de remoción y reinstalación del recubrimiento, excepto en el área donde se colocan los transductores
- Tuberías sometidas a vibración
- Evaluación directa de los segmentos de tubería donde no se ha realizado evaluación con inspección con herramientas inteligentes o prueba hidrostática.
- Capacidad de inspeccionar áreas inaccesibles tales como bajo abrazaderas o tuberías enterradas
- Tuberías con recubrimientos tipo alquitrán recibimientos mayores a 3 mm

#### **2.1.1.8 Aplicaciones**

- Monitoreo de tuberías aéreas.
- Monitoreo de tuberías bajo aislamiento.
- Monitoreo de tubería en áreas de proceso.
- Monitoreo de cruces encamisados.
- Monitoreo de tuberías enterradas.
- Monitoreo de tuberías en superficie.

#### **2.1.1.9 Limitaciones**

- Configuración de tuberías (drenajes, venteos, codos, etc.) limitan el alcance.
- Tipo de suelo (arcilloso o compactado) en tuberías enterradas. Requiere de operador calificado para interpretación.
- No detecta corrosión localizada

#### **2.1.1.10 Evaluación mediante ondas guiadas ultrasónicas**

Para realizar la evaluación, las ondas ultrasónicas que llegan al palpador se convierten en pulsos eléctricos. En función de la duración de recorrido del sonido y de su intensidad (presión acústica), las ondas ultrasónicas permiten obtener información sobre la presencia de discontinuidades, el estado del material y la geometría. Esto requiere un conocimiento exhaustivo de los factores que afectan a la onda ultrasónica y a su trayectoria por el material que se está analizando. Con ayuda de condiciones estandarizadas (establecidas en las normas sobre inspecciones e indicaciones para la realización de inspecciones), las evaluaciones de las señales permiten extraer

conclusiones sobre si el objeto inspeccionado puede ser utilizado para un determinado fin. Monitores sónicos como se ve en la figura 19.

**Figura 7:**

*Monitoreo ultrasónico*



**Fuente:** Iván Márquez, Monitoreo Hemodinámico Funcional, 2008

**2.1.1.11 Amplitud de las ondas ultrasónicas**

La amplitud, modo de vibración y velocidad de las ondas se diferencian en los sólidos, líquidos y gases debido a las grandes diferencias que entre las distancias de sus partículas internas.

**2.1.1.12 Diferentes tipos de tecnologías**

Existen otros tipos de tecnologías que también sirven para detectar problemas de corrosión y daños en ductos.

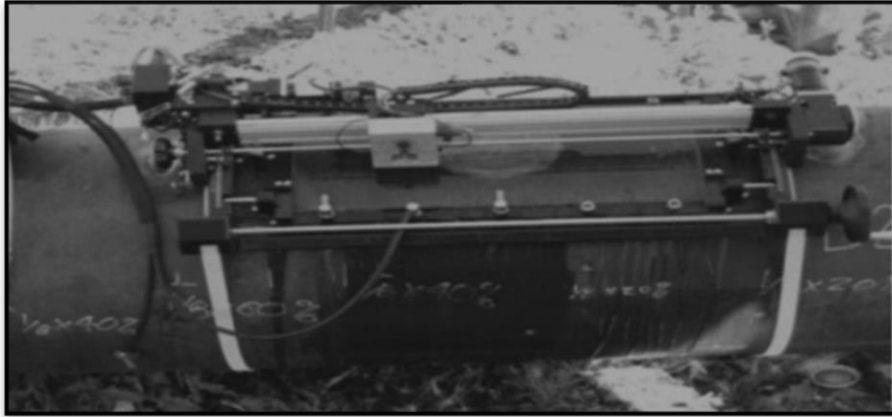
➤ **Ultrasonido por inmersión:**

En este modo de operación a diferencia de la técnica tradicional de ultrasonido por contacto, el transductor y la pieza están sumergidos parcial o totalmente en un recipiente con agua u otro medio de acople, de tal manera que no hay contacto entre ellos (manteniendo un acoplamiento continuo), evitándose así el desgaste por fricción del palpador. Adicionalmente esta técnica tiene la ventaja de poder utilizar altas frecuencias para la inspección y por lo tanto se obtiene una mayor resolución. En la Figura 1.26, se puede apreciar que la aplicación de esta técnica en campo tiene

algunas limitaciones en cuanto al montaje del sistema sobre la tubería, el espacio libre que se debe tener alrededor de la misma.

**Figura 8:**

*Sistema de ultrasonido por inmersión*



**Fuente:** Pedro Orzaga, corrientes ultrasónicas, 2015

➤ **Inspección de fugas de flujo magnético (MFL)**

En la tecnología MFL, el componente se magnetiza hasta un punto en el que la presencia de una reducción local importante en el grosor del material causa una distorsión del campo magnético interno, lo que permite que las líneas de flujo quiebren la superficie de ensayo en el área de la discontinuidad.

Con el MFL, se utilizan sensores para dar una señal eléctrica en el punto de la fuga. Esta señal genera una alarma visual o auditiva para avisar a los inspectores o almacena en el ordenador el evento para mapear la zona afectada. El MFL requiere dos cosas básicas: un método de magnetización y un método para detectar el campo de fuga.

➤ **Radiografía**

Esta es una técnica de gran aplicación en la evaluación no destructiva de materiales, la cual utiliza radiaciones penetrantes, rayos x o rayos gamma, para atravesar los cuerpos permitiendo evaluar su interior. La radiación que pasa a través del cuerpo parcialmente es absorbida (dependiendo del espesor, naturaleza atómica y densidad del material ensayado) y la radiación emergente se puede registrar en imágenes visuales permanentes, como radiografías o en indicaciones de otro tipo, se observa el

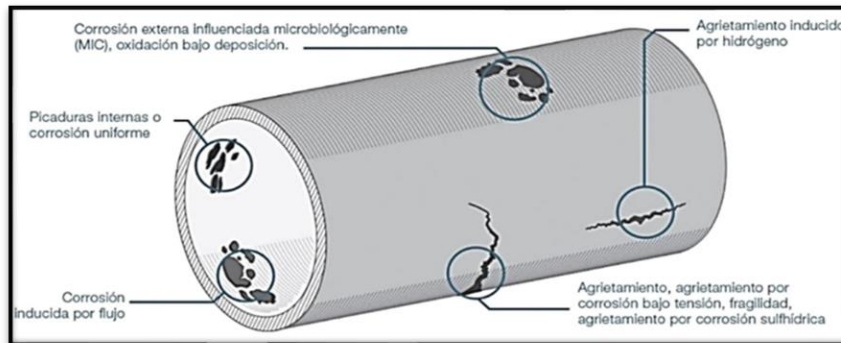
proceso de captación de las partes en un ducto y su imagen de inspección Monitores sónicos.

➤ **Monitoreo mediante métodos ultrasónicos**

El servicio de monitoreo mediante Ultrasonido está enfocado en ofrecer soluciones de alta eficiencia que cumplen con los más altos estándares y probabilidades de detección, garantizándoles a nuestros clientes información suficiente para mejorar los procesos de soldadura que se estén ejecutando, ya que se reducen los tiempos de inspección y se informa con precisión sobre las fallas existentes.

**Figura 9:**

*Corrosiones a solucionar en ductos*



Fuente: Pedro Orzaga, corrientes ultrasónicas 2015

**2.1.1.13 Marco normativo**

En el ámbito internacional y nacional, existen diversas normativas y regulaciones que rigen la construcción, operación y mantenimiento de oleoductos. Estas normas están diseñadas para garantizar la seguridad, protección ambiental y eficiencia en el transporte de hidrocarburos a través de ductos. Algunas de las normas más importantes y reconocidas a nivel global incluyen:

- **API 5L:** Esta norma establece requisitos para la fabricación de tuberías de acero utilizadas en el transporte de hidrocarburos, incluyendo especificaciones para la composición química, propiedades mecánicas, dimensiones y tolerancias de las tuberías.

- **API 1104:** Especifica los requisitos para la soldadura de tuberías utilizadas en la construcción y mantenimiento de oleoductos, incluyendo procedimientos de soldadura, calificación de soldadores y control de calidad.
- **API 570:** Establece los requisitos para la inspección, evaluación y mantenimiento de sistemas de tuberías en instalaciones de petróleo, gas y productos petroquímicos, incluyendo oleoductos.
- **API 1169:** Esta norma establece los requisitos para la certificación de inspectores de oleoductos y gasoductos, asegurando que estén calificados para realizar inspecciones de acuerdo con las normas y prácticas recomendadas.
- **ASME B31.4:** Define los requisitos para el diseño, construcción, inspección y pruebas de sistemas de transporte de líquidos, incluyendo oleoductos, a través de tuberías de acero.
- **ANSI/ASME B31.8:** Esta norma establece los requisitos para el diseño, construcción, inspección y pruebas de sistemas de transporte de gas a través de tuberías, incluyendo gasoductos.

#### **2.1.1.14 Marco normativo de la aplicación de ondas ultrasónicas**

Las normas relacionadas con las ondas ultrasónicas varían según su aplicación específica. En el contexto del uso de ondas ultrasónicas en la inspección de oleoductos u otros equipos industriales, las normas relevantes suelen abordar aspectos como los procedimientos de inspección, los criterios de aceptación, los equipos y métodos de medición, la calibración de equipos, y la formación y certificación de inspectores. Algunas de las normas más importantes en este ámbito incluyen:

- **ASNT SNT-TC-1A:** Esta norma de la Sociedad Americana de Ensayos no Destructivos (ASNT) establece los requisitos para la certificación y calificación de personal en ensayos no destructivos, incluyendo la inspección por ultrasonidos.
- **ISO 17640:** Especifica los requisitos generales para la inspección por ultrasonidos de soldaduras de acero fundido, y describe los procedimientos y criterios de aceptación para la detección de discontinuidades.

- **ISO 11666:** Define los requisitos y procedimientos para la calibración y verificación de equipos de inspección por ultrasonidos, incluyendo transductores y sistemas de medición.
- **API 570:** Aunque no se centra específicamente en el uso de ondas ultrasónicas, esta norma de la American Petroleum Institute (API) establece los requisitos para la inspección, evaluación y mantenimiento de sistemas de tuberías en instalaciones de petróleo, gas y productos petroquímicos, lo que puede incluir el uso de técnicas de inspección por ultrasonidos.
- **ASTM E213:** Esta norma de la ASTM International describe los procedimientos para la calibración de equipos de inspección por ultrasonidos y la verificación de su rendimiento.
- **EN 12668:** Norma europea que especifica los procedimientos de ensayo y los requisitos de rendimiento para la inspección por ultrasonidos de materiales metálicos mediante el uso de transductores piezoeléctricos.

### **2.1.2 Marco contextual**

Con el fin de incorporar técnicas que garanticen la integridad de las instalaciones, se decide realizar un análisis de los problemas de corrosión interna que se están originando en la línea del oleoducto OCY-3 tramo (Chorety-Tigüipa), localidad de Ñancaroiza. Así poder establecer el grado de corrosión y acciones correctivas que ayuden a extender la vida útil del oleoducto del sistema de hidrocarburos lo que brindará mayor seguridad al personal, confiabilidad a las operaciones y disminuirá los costos de mantenimiento y reparaciones. (Reportes de Y.P.F.B. Transporte S.A. 2018)

#### **2.1.2.1 Descripción del oleoducto Camiri-Yacuiba**

El oleoducto Camiri-Yacuiba OCY-3 inicio operación en el año 1955 con una capacidad de 12.000 barriles por día, un diámetro de 8 pulgadas y una longitud de 279 kilómetros. Actualmente se encuentra en funcionamiento y es operado por YPFB Transporte S.A.

La red de transporte de líquidos de YPFB Transporte S.A. cubre el centro y sur de Bolivia, esta red se divide en cuatro subsistemas: Norte, Sur, Central y Occidental. La

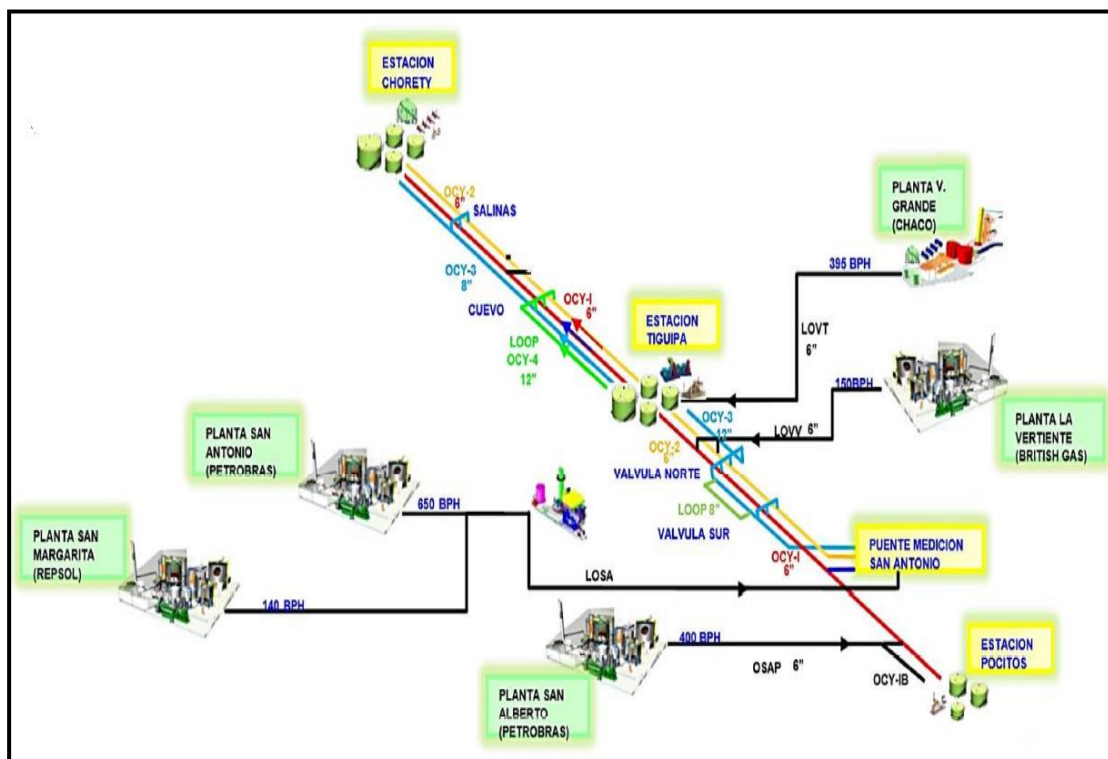
red cuenta con 16 estaciones de bombeo con una potencia instalada total de 40.072 hp y una longitud de 3.035 km de ductos.

### 2.1.2.2 Red del Sistema Sur de transporte por oleoductos

Esta red está compuesta por cuatro oleoductos: Yacuiba-Camiri (OCY-1), Camiri-Villamontes (OCY-2), Tigüipa-Salinas (OCY-3), Camiri-Santa Cruz (OCSZ-2) y tres estaciones: Chorety, Tigüipa y Pocitos.

**Figura 10:**

*Sistema Sur de oleoductos en Bolivia*



**Fuente:** Extraído de YPFB Transporte S.A.

El sistema de transporte por oleoductos en el sur del país es amplio y extenso ya que por el mismo se realiza el transporte de hidrocarburos desde las distintas plantas ubicadas a sus alrededores, tales como San Alberto, San Antonio, Margarita, La Vertiente, Vuelta Grande además cuentan con un puente de medición San Antonio y las estaciones de Pocitos, Tigüipa y Chorety donde son transferidas a poliductos para su posterior transporte hasta la refinería Guillermo Elder Bell para su refinación y extracción de productos terminados.

### 2.1.2.3 Estación Chorety

- Inicio de operación: 1995.
- Vías de acceso terrestre: Carretera Santa Cruz-Camiri.
- Producto que transporta: Petróleo crudo.
- Procedencia del producto: Estación Tigüipa, Estación Cerrillos, Campo Camiri (YPFB Andina).
- Destino del producto: OCSZ-2; Terminal Santa Cruz.
- Capacidad de transporte (BPD): 60.000.
- N° de unidades de bombeo: 4.
- Potencia instalada: 3.780 HP.

**Figura 11:**

*Estación Chorety*



**Fuente:** Extraído de YPFB Transporte S.A.

### 2.1.2.4 Estación Tigüipa

- Inicio de operación: 1955.
- Vías de acceso terrestre: Carretera Santa Cruz-Villamontes.
- Producto que transporta: Petróleo crudo, GLP.
- Procedencia del producto: Campos Vuelta Grande, La Vertiente, San Antonio, Margarita, San Alberto e Itaú.
- Destino del producto: Terminal Chorety.
- Capacidad de transporte (BPD): 50.000.
- N° de unidades de bombeo: 4.
- Potencia instalada: 3.839 HP.

**Figura 12:**

*Estación Tigüipa*



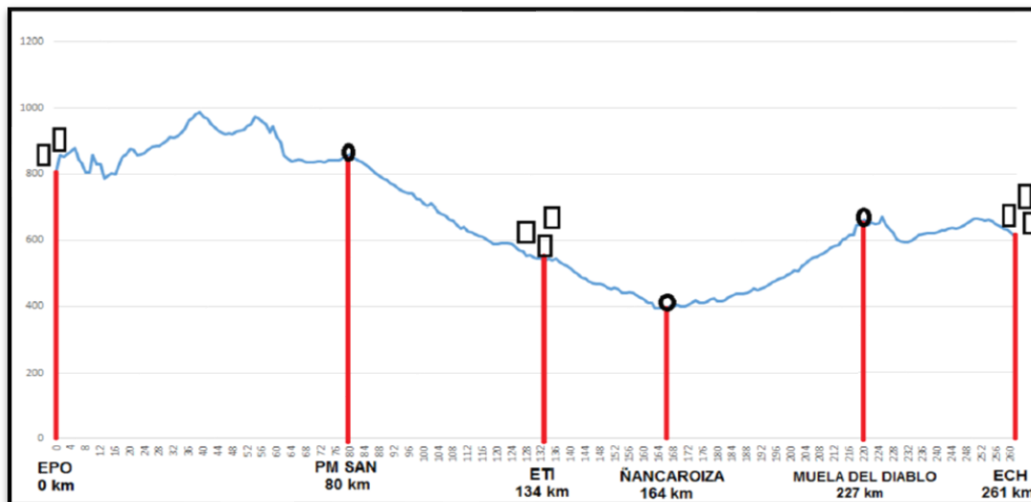
**Fuente:** Extraído de YPFB Transporte S.A.

### 2.1.2.5 Perfil de elevación del oleoducto OCY-3

En el perfil de elevación del oleoducto se consideran los puntos más importantes como las elevaciones, longitudes de las estaciones de bombeo y recepción, punto más bajo y alto por donde atraviesa el oleoducto.

**Figura 13:**

*Perfil de elevación del OCY-1*



**Fuente:** Elaboración propia en base al perfil topográfico del OCY-3

La figura muestra el perfil de elevación del oleoducto OCY-3 sobre el nivel del mar, donde el punto más bajo se encuentra a una elevación de 395 msnm cerca de la localidad de Ñancaroiza, a 30 km de Tigüipa y a 97 km de Chorety. El punto más alto

del oleoducto está en la muela del diablo con una elevación de 650 msnm a una distancia de 227 km de la estación Pocitos.

El análisis de ondas ultrasónicas para determinar la corrosión del oleoducto se lo realizara en el tramo ubicado en la localidad de Ñancaroiza dado que presenta un alto porcentaje de corrosión, debido a la topografía del terreno. Existe un desnivel del oleoducto, el cual genera un flujo turbulento teniendo mayor desgaste por fricción del fluido.

**Figura 14:**

*Localidad Ñancaroiza*



**Fuente:** Fotografía propia.

Ñancaroiza es un pueblo en Machareti (Chuquisaca) corresponde a un clima xerofítico a semiárido. La precipitación promedio anual varia de 657 mm a 813 mm, la temperatura media anual oscila entre 23,7°C y 22.9°C en algunos meses se registran temperaturas de 48°C y mínimas de 1°C. El municipio presenta una superficie irregular debido a la desigualdad en el relieve. La zona del subandino presenta pendientes altas a medias y superficies rugosas; en la zona de transición, la superficie es ondulada con pendientes medias a bajas;

### **2.1.2.6 Propiedades del fluido a transportar**

Las propiedades de los fluidos a transportar son de vital importancia para determinar los contaminantes que eleven el grado de corrosión del oleoducto.

### **2.1.2.7 Diagnóstico del oleoducto Camiri-Yacuiba OCY-3**

El oleoducto Camiri-Yacuiba OCY-3 entró en operación en el año 1955 a cargo de Trans Redes, actualmente el oleoducto se encuentra operando 68 años y tiene como operador a YPFB Transporte S.A. Dada la antigüedad del oleoducto es necesario realizar mediciones ultrasónicas midiendo los espesores de la tubería y el diagnóstico del estado actual del tramo de la tubería se detectaron mayor índice de desgaste en el tramo que se encuentra dentro de la localidad de Ñancaroiza, el instrumento utilizado en la medición pertenece al equipo de inspección de YPFB, se muestra la realización de la medición de defectos y el espesor del Oleoducto. También se determinó la distancia del tramo Chorety-Tiguipa de 127 km.

## **2.2 INFORMACIÓN Y DATOS OBTENIDOS**

### **2.2.1 Plan para la implementación de la tecnología de monitoreo**

La implementación de tecnologías avanzadas es crucial para mejorar la eficiencia y sostenibilidad del suministro de gas natural. Este trabajo desarrolla un plan para adoptar la tecnología de ondas ultrasónicas guiadas en un tramo específico de la red de distribución. El plan incluye la selección de equipos, la metodología de inspección y los procedimientos operativos necesarios. Las ondas ultrasónicas guiadas permiten detectar fallos en las tuberías de manera precisa y temprana, mejorando la fiabilidad del suministro y reduciendo costos de mantenimiento.

#### **2.2.1.1 Equipos a implementar**

##### **2.2.1.1.1 Generador electrónico**

Se implementará un generador electrónico de señal que produce ráfagas de voltaje alternadas para el correcto funcionamiento del estudio de ondas ultrasónicas

##### **2.2.1.1.2 Transductores**

Se implementarán doce transductores a lo largo del tramo que emitirán un haz de ondas ultrasónicas cuando las ráfagas de voltaje alternado sean aplicadas.

Un transductor puede ser el mismo que el transductor que inicia las ondas ultrasónicas o puede ser otro diferente, para aceptar y convertir las ondas de ultrasonido de salida de la pieza de trabajo en ráfagas de voltaje. En la mayoría de los sistemas un transductor simple actúa como emisor y receptor

#### **2.2.1.1.3 Acopladores**

Se implementaran seis acopladores para transferir la energía de las ondas de ultrasonido a la pieza de trabajo.

Un acoplador que transfiere la salida de las ondas de sonido (energía acústica) de la pieza al transductor.

#### **2.2.1.1.4 Dispositivo electrónico**

Se implementaran doce dispositivos electrónicos para amplificar y modificar las señales del transductor.

#### **2.2.1.1.5 Dispositivo de salida**

Se implementara un dispositivo de salida que muestre la información resultante y la proyecte ya sea impresa o en pantalla. En este estudio se hará el uso de una computadora.

#### **2.2.1.1.6 Reloj electrónico o un cronómetro**

Se implementara un reloj electrónico o un cronómetro para controlar la operación de varios componentes del sistema.

#### **2.2.1.1.7 Equipo para inspección por ultrasonido**

El equipo utilizado para la inspección por ultrasonido es el TUD310 fabricado por Time Group Inc. Este es un detector de fallas no destructivo de tipo industrial y portátil. Las especificaciones técnicas y características del equipo se exponen en el anexo

**Figura 15:**

*Detector de fallas por ultrasonido modelo TUD310*



**Fuente:** (TMP- Equipos de pruebas industriales (2018),)

**2.2.1.2 Plan para la implementación de la tecnología de monitoreo**

Considerando los puntos mencionados anteriormente se procede a crear el procedimiento para nuestro estudio, tomando en cuenta el código ASME.

Cabe mencionar que este procedimiento no es genérico. Es solo aplicable a este ensayo en particular, puesto que cada estudio debe tener su propio procedimiento. La ejecución debe tener ciertos parámetros los cuales se detallan a continuación:

**2.2.1.2.1 Área de barrido**

Corresponde al área de medición donde se espera que se obtengan lecturas de las discontinuidades originadas por el ensayo. En nuestro caso se inspecciona el área central de las caras superior y lateral de los ductos, conforme donde se espera que se produzcan las heterogeneidades.

**2.2.1.2.2 Velocidad de barrido**

Deberá ajustarse a lo requerido para localizar las características de la discontinuidad. No obstante, la velocidad de barrido no debe ser mayor que 6 pulg/seg (152.4 mm/seg).

**2.2.1.2.3 Tolerancia de aceptación**

Cualquier discontinuidad que muestre una amplitud de señal sobre el 20% es investigada y evaluada en cuanto a forma, identidad y localización.

Una vez localizadas las discontinuidades, se debe tomar constancia de ello. A continuación, se muestran los indicadores a registrar en los ensayos según sea necesario:

- Medición de espesores.
- Pérdidas de reflexión del haz recto en la pared posterior.
- Indicadores de las discontinuidades.
- Máxima amplitud expresada en porcentaje con respecto a la curva DAC.
- La profundidad de la discontinuidad a partir de la superficie de barrido.

Localización referencial de la discontinuidad en un croquis de la pieza Orientación de la discontinuidad.

- Longitud de la discontinuidad.
- Tipo de discontinuidad —lineal, puntual, aislada o agrupada.

Finalmente se prepara el informe de resultados, el cual debe contener lo siguiente.

- Fechas de inspección.
- Información general del instrumento utilizado.
- Nombre de la instalación donde se ejecutó la inspección.
- Características físicas y geométricas del material ensayado.
- Condición superficial del material ensayado.
- Características del acoplante.
- Métodos de inspección.

#### **2.2.1.2.4 Interpretación de los reportes del equipo**

Para entender los reportes de resultados entregados por el equipo TUD310 es necesario definir los siguientes parámetros expuestos y que son propios de este equipo. En base a estos parámetros es posible obtener los resultados en los monitores ultrasónicos. Estos parámetros son:

S: Camino sónico.

d: Profundidad del defecto.

t: Espesor de la pieza.

x: Distancia desde el punto de entrada del pulso sónico a la pieza hasta el borde frontal del palpador.

p: Distancia horizontal entre el defecto y el borde frontal del palpador.

## 2.2.2 Aplicación de la tecnología en el tramo

### 2.2.2.1 Cálculos correspondientes de la tecnología

Cálculos correspondientes a la tecnología de ultrasonido.

#### 2.2.2.1.1 Datos para la aplicación del método de ultrasonido

Tabla 1:

*Parámetros de análisis*

<b>ONDAS DE CORTO Y LARGO ALCANCE</b>	<b>DATOS</b>	<b>UNIDADES</b>
DISTANCIA	127	Km
FRECUENCIA	82	KHz
PROPAGACION	8,8	Km

Fuente: elaboración en base a la recopilación de datos por código ASME B31,4

La distancia de 127 km corresponde al tramo Chorety-Tiguipa, la frecuencia y propagación se obtienen de datos establecidos en el código ASME B31,4.

#### 2.2.2.1.2 Cálculo de número de generadores y receptores de ultrasonido

Para la aplicación del sistema de necesita calcular el número de aparatos que se utilizara para los tramos, sean superficiales o enterrados.

$$N^{\circ} \text{ Generador y receptor} = \frac{\text{Distancia}}{\text{Propagacion}}$$

$$N^{\circ} \text{ Generador y receptor} = \frac{127 \text{ km}}{8.8 \text{ km}}$$

$$N^{\circ} \text{ Generador y receptor} = 11.75$$

$$N^{\circ} \text{ Generador y receptor} = 12$$

#### ➤ Tiempo

Con la frecuencia encontramos el tiempo invirtiendo la formula.

$$F = \frac{1}{T}$$

$$T = \frac{1}{82000}$$

$$T = 0.0000121 \frac{\text{ciclo}}{\text{seg}}$$

➤ **Velocidad de onda**

$$V = \frac{L}{T}$$

$$V = \frac{8.8 \text{ km}}{0.0000121 \text{ seg}}$$

$$V = 727272.72 \frac{\text{km}}{\text{seg}}$$

➤ **Longitud de onda**

$$L = \frac{D}{F}$$

$$L = \frac{127 \text{ km}}{82000}$$

$$L = 1.260975 \text{ km}$$

### 2.2.2.1.3 Cálculo para todo el tramo Chorety-Tigüipa

Si para 8,8 km se propaga 72.7272,72 km/seg cuanto será la propagación para 127 km realizando una regla de 3 simples se obtiene el resultado de 8.545.454,4 km/seg.

$$X = \frac{127 \text{ km} * 727272.72 \frac{\text{km}}{\text{seg}}}{8.8 \text{ km}}$$

$$X = 8545454.4 \frac{\text{km}}{\text{seg}}$$

**Tabla 2:***Calculo de la velocidad de propagación*

TRAMO	DISTANCIA	PROPAGACION
TRAMO 1	8,8 km	727.272,72 km/seg
TRAMO 2	8,8 km	727.272,72 km/seg
TRAMO 3	8,8, km	727.272,72 km/seg
TRAMO 4	8,8 km	727.272,72 km/seg
TRAMO 5	8,8 km	727.272,72 km/seg
TRAMO 5	8,8 km	727.272,72 km/seg
TRAMO 6	8,8 km	727.272,72 km/seg
TRAMO 7	8,8 km	727.272,72 km/seg
TRAMO 8	8,8 km	727.272,72 km/seg
TRAMO 9	8,8 km	727.272,72 km/seg
TOTAL	127 km	8.545.454,4 km/seg

Fuente: Elaboración propia en base a cálculos realizados.

Una vez determinado las principales propiedades para la correcta aplicación del método de ondas ultrasónicas se obtuvieron los siguientes resultados.

**Tabla 3:***Determinación de espesores*

Tramos	Diámetro	Espesor actual Milímetros	Espesor Nominal Milímetros	Espesor <u>Mínimo</u> Milímetros
Tramo1	8 pulgadas	0.238	0.365	0.123
Tramo2	8 pulgadas	0.220	0.365	0.123
Tramo3	8 pulgadas	0.219	0.365	0.123
Tramo4	8 pulgadas	0.217	0.365	0.123
Tramo5	8 pulgadas	0.212	0.365	0.123
Tramo6	8 pulgadas	0.218	0.365	0.123
Tramo7	8 pulgadas	0.219	0.365	0.123

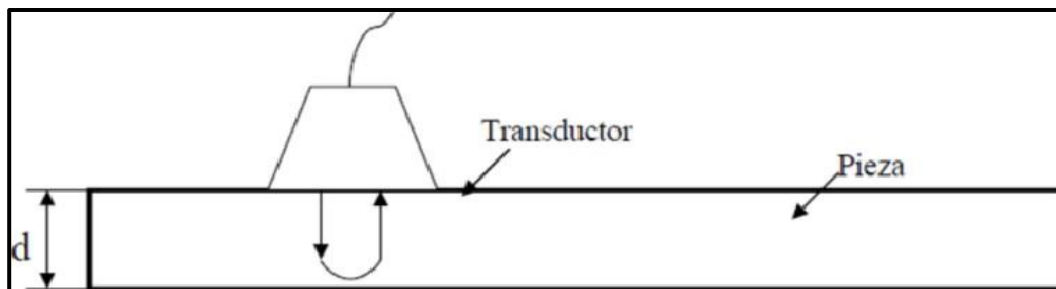
Tramo8	8 pulgadas	0.170	0.365	0.123
Tramo9	8 pulgadas	0.180	0.365	0.123

Fuente: Elaboración propia en base a cálculos realizados.

En el estudio se emitirán ondas por un transductor donde serán reflejadas por todo el oleoducto de principio a fin dando un scan de 100% de monitoreo de defectos, fallas y corrosión tal como se refleja en el esquema.

**Figura 16:**

*Ondas emitidas por un oleoducto*

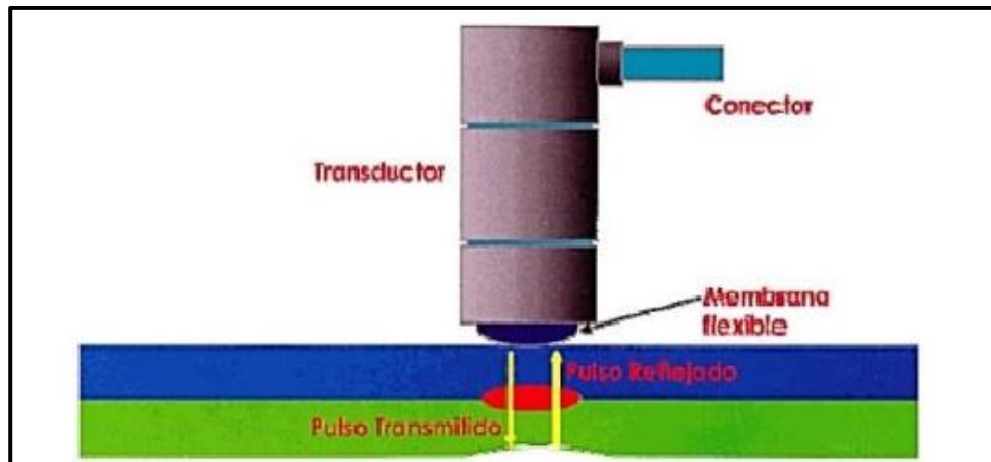


Fuente: Eduardo Rolf, Inspecciones de los oleoductos, 2008.

El método de ondas ultrasónicas presenta un gráfico en el que en el eje de abscisas se encuentra la distancia recorrida por la onda y en el eje de coordenadas corresponde la amplitud. En ella se deben ver siempre al menos dos reflexiones características. Una inicial debida a la superficie sobre la que se apoya el transductor y otra debida a la reflexión de la onda en la superficie posterior. En vista de que el espesor del material es un dato conocido se ajustó el equipo para conocer el tiempo empleado por la onda en hacer el recorrido de dicho espesor, esto es mostrado en la pantalla del equipo.

**Figura 17:**

*Proceso de monitoreo con maquinaria*



Fuente: Eduardo Rolf, Inspecciones de los oleoductos, 2008

### **2.2.3 Costos de inversión**

#### **2.2.3.1 Inversión**

Este estudio de la viabilidad económica permitirá mostrar los beneficios económicos del uso del monitoreo de la corrosión a través de ondas ultrasónicas para el oleoducto del tramo CHORETY-TIGUIPA.

La inversión necesaria para la implementación del proyecto en su integridad, considerando todas las inversiones hasta el inicio primer año de la fase operativa tendrán un valor de 130.868.96 bs.

#### **2.2.3.2 Costos**

Los costos relacionados con el sistema a implementar incluyen el capital, los gastos de establecimiento y mano de obra para comprar e instalar el equipo, así como el costo continuo para operar y mantener el sistema.

El cálculo de costos es uno de los elementos que no pueden faltar para poder determinar la viabilidad del proyecto. La estimación precisa de los gastos que implicará el proyecto es crucial para mantenerse dentro de un presupuesto y poder realizar el proyecto. Hoy día, existen distintos tipos de software específicos que facilitan estos cálculos, si bien el cálculo de costos del proyecto requiere una planificación detallada y precisa que debe, además, siempre incorporar una previsión que incluya las posibles complicaciones que pueden aparecer.

### 2.2.3.3 Inversión fija

La inversión fija comprende a todos aquellos componentes que forman parte del sistema propuesto. En la tabla 3 se presentan los costos de todos los ítems que intervienen en el proceso de implementación del sistema.

Se utilizará una estimación de costos en base a los precios proporcionados por compañías que realizan este tipo de procesos tomando en cuenta el costo de los receptores, transmisores, amplificador electrónico, paneles solares, reguladores solares, baterías, inversor, generador de pulsos, medio acoplante, accesorios y el costo de la instalación del mismo, los precios están en función al número de aparatos que se utilizará en el oleoducto. De la misma manera se determinó el costo total de todos los aparatos como se puede ver en el cuadro donde las cifras están expresadas en bolivianos.

**Tabla 4:**  
*Inversión fija*

CÓDIGO	DESCRIPCIÓN	UNIDAD	CANT.	Costo (Bs)	
				UNITARIO	TOTAL
INVERSION FIJA					89.944,16
	Receptor	Pza.	12	730,8	8.769,6
	Transmisor	Pza.	12	988,32	11.859,84
	Amplificador electrónico	pza.	12	1.064,88	2.778,56
	Panel solar de 75W, 12V	Pza.	24	563,76	13.530,24
	Regulador solar	pza.	12	313,2	3.758,4

Batería de 100 Ah	pza,	12	1 ,204	14.316
Inversor solar de 12Vdc/220Va c	pza.	12	856,08	10.272,96
Osciloscopio	Pza.	1	3.828	3.828
Generador de pulsos	pza.	1	2.644,8	2.644,8
Computador a	pza.	1	5.428,8	5.428,8
Medio acoplante	Pza.	6	69,6	417,6
Accesorios	pza.	12	194.88	2.338,56
Costo total del equipo				89.944,16

Fuente: Elaboración propia en base a Wavemaker de Guided Ultrasonics Limited

De acuerdo al anterior cuadro el costo total por los dispositivos y equipos que se utilizan en el presente proyecto de grado, tendrá un costo de 89.944,16 bs.

#### **2.2.3.4 Inversión diferida**

La inversión diferida incluye todos aquellos gastos que requiere la empresa, en los cuales se incurre en el mantenimiento como también la organización e implementación del proyecto.

Por otro lado el costo por hacer el mantenimiento se puede ver en el cuadro donde las cifras están expresadas en bolivianos.

**Tabla 5:***Costos del mantenimiento*

Costo del mantenimiento	Costo por mes	Costo por año en(USD)	Costo por año en Bs
Costo / mantenimiento preventivo	400	4.800	330.408
Costo / mantenimiento correctivo	50	600	4.176
Costo de instalación		480	3.340,8
Costo total		5.400	40.924,8

Fuente: Elaboración propia en base a datos de YPFB (mantenimiento preventivo)

De acuerdo al cuadro anterior el costo por el mantenimiento de los aparatos en el oleoducto y la instalación es de 40.924,8 con un precio del costo total por los nuevos aparatos más recambio se puede ver en el siguiente cuadro donde las cifras están expresadas en bolivianos.

### 2.2.3.5 Inversión total

**Tabla 6:***Costo total del sistema*

Costos totales	Costos en dólares USD/año	Costo en bolivianos Bs/año
Costo del equipo	12.923	89.944,16
Costo por mantenimiento	5.400	40.924,8
Total	18.323	130.868,96

Fuente: Elaboración propia

De este modo se determina el costo total del equipo puesto en el oleoducto y más el mantenimiento del mismo teniendo un costo total de 130868.96 que se muestra para realizar este proyecto.

### 2.2.3.6 Comparación económica

De esta manera se demuestra que aplicando esta tecnología los costos por monitoreo y mantenimiento son viables debido a que no afecta el envío del crudo ni se espera una ineficiencia al momento de la toma de muestras de registros, para poder aplicar una medida, evitando costos adicionales o cambios de tuberías.

Mediante esta técnica tecnológica se logró determinar que los costos a comparación de las tecnologías convencionales son mucho más económicos, el beneficio y la eficiencia más altas por las condiciones propuestas presentadas tratando de dar una mejor calidad de protección de ductos por análisis de datos programados que ayudan a determinar y mejorar puntos críticos.

**Tabla 7:**

*Pérdidas económicas*

---

Perdidas por días	Perdida por paro de envío en un día	Total por días de paro
7 días	1.500 bbl/día	10.500 bbl/día

---

Fuente: Elaboración propia

Actualmente se demostró que una inspección de ductos convencionales es de un monto de 10.500 bbl/día de pérdida sacando según el precio del proyecto actual de 75 dólares el barril del petróleo obtendríamos una pérdida de dinero de 787.500 dólares en moneda nacional sería de 5.481.000 bs por el paro de la inspección para el control de ductos.

**Tabla 8:**

*Dinero ahorrado*

---

TECNOLOGIA CONVENCIONAL	TECNOLOGIA PROPUESTA	DINERO AHORRADO CON LA NUEVA TECNOLOGÍA
5.481.000 bs	0	5.481 .000 bs

---

Fuente: Elaboración propia

## 2.3 ANÁLISIS Y DISCUSIÓN

El diagnóstico inicial del oleoducto OCY-3 permitió identificar los tramos potenciales para la aplicación de la tecnología de ondas ultrasónicas, considerando la topografía

del terreno en la localidad de Ñancaroiza. Este análisis preliminar reveló que el tramo Chorety-Tigüipa, caracterizado por una mayor corrosión debido a su gran pendiente, era el más adecuado para la implementación de esta tecnología. La selección de este tramo se basó en la necesidad de abordar los desafíos específicos que presenta, como el riesgo elevado de corrosión que podría comprometer la integridad del oleoducto. Una vez identificado el tramo adecuado, se desarrolló un plan exhaustivo para la aplicación de las ondas ultrasónicas. Este plan incluyó la definición detallada del procedimiento a seguir, así como la selección y cantidad de equipos necesarios para asegurar una ejecución exitosa del estudio. La selección de equipos fue particularmente crítica, ya que debía garantizar la precisión y confiabilidad de los datos obtenidos, además de ser adecuados para las condiciones específicas del tramo Chorety-Tigüipa. Para asegurar la viabilidad y efectividad de la tecnología, se realizaron los cálculos pertinentes para su correcta implementación. Estos cálculos no solo consideraron los aspectos técnicos, sino también los costos asociados a la inversión, donde se estimó una inversión total de 130.868,96 Bs para la implementación de la tecnología de ondas ultrasónicas. Uno de los hallazgos más significativos fue el ahorro sustancial que se lograría al evitar la paralización de operaciones durante el estudio, gracias a la capacidad de las ondas ultrasónicas de inspeccionar sin interrumpir el flujo del oleoducto. Este beneficio económico, junto con la mejora en la detección y prevención de fallas, subraya la factibilidad y conveniencia de aplicar la tecnología de ondas ultrasónicas en el tramo Chorety-Tigüipa, proporcionando una solución eficiente y sostenible para la gestión del oleoducto OCY-3.

### CAPITULO III: CONCLUSIONES

- Se realizó una evaluación del oleoducto Camiri-Yacuiba OCY-3 tramo Chorety-Tigüipa mediante el sistema de fuga de flujo magnético (MFL) para obtención los espesores de la tubería. Conociendo la topografía por donde pasa el oleoducto se detectaron mayor índice de desgaste en el punto más bajo que está a 460 msnm que se encuentra dentro de la localidad de Ñancoraiza.
- Este trabajo desarrollo un plan para adoptar la tecnología de ondas ultrasónicas guiadas en un tramo Chorety-Tigüipa. Con la aplicación del plan se describió los equipos a emplearse en el estudio y además se cuantifico la cantidad de equipos que serán necesarios a lo largo del tramo para un correcto estudio. Se describió el correcto procedimiento operativo y la aplicación de cada uno de los equipos.
- Aplicando la tecnología de ondas ultrasónicas a lo largo del tramo Chorety-Tigüipa de 127 km ya teniendo parámetros que están dentro del código ASME se logró obtener los diferentes espesores actuales y conociendo el espesor nominal la diferencia de estos nos indicaran el grado de corrosión a lo largo del tramo.
- Una vez habiendo cuantificado el número de equipos que serán necesarios para el estudio se estimó el precio unitario y estos fueron multiplicados x la cantidad se obtiene un costo total para la adquisición de los diferentes equipos a emplearse. Para la aplicación de este estudio no requiere la paralización de operaciones. Lo que esta presenta un gran ventaja económica respecto a otros métodos que si requieren la paralización de operaciones lo que conlleva un gran pérdida económica.

## REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS

Behrens, D. (2003). Dechema Corrosión Handbook. Cambridge, Reino Unido – Charng, T. & Lansing F. (2003). Review of Corrosion causes and corrosion control in a technical facility. NASA Technical Reports

Chacón, E. C. Análisis teórico experimental de transductores de ultrasonido tipo Langevin. Tesis fin de carrera, Facultad de Ciencias, Universidad Nacional Autónoma de México, 2011.

Calvo, G.T. monitoreo en línea de la corrosión en tuberías de flujo bifásico del campo geotérmico mira valles. (Tesis). Universidad Rodrigo Fabio, Costa Rica.

Departamento de corrosión.(1998). Manual de control de corrosión y Protección Catódica. Consorcio CEPE-TEXACO. México, D.F.

Días, S.J. (1997). Normas de ingeniería de oleoductos. Colombia. Ecopetrol – Duran R. J. (2009). Facultad de Ingeniería, División de ciencia de la tierra, Explotación de campos. México, D.F. Pàg.7.

Espinoza, VL.E. (2014). Implementación de un equipo para el análisis y supervisión de la corrosión en tuberías mediante instrumentos de medición de señales analógicas y digitales. (Tesis de Grado). Escuela Superior Politécnica de Chimborazo, Ecuador

Fontana, M.G., Creen, N.D., Michael Bever, M. Shank & C. Wert (1986). Corrosion Engineering. McGraw-Hill Company. New york, USA. – García S. Á. (2007). Programación del transporte de hidrocarburos por oleoductos. IJniversidad Politécnica de Madrid. Madrid, España.

Jones. D.A & Pearson. (2001). Principles and Prevention of Corrosion. 2nd Ed. Prentice Hall, Singapore

Lastra, J.P.(2011). Monitoreo de las tuberías mediante la técnica de ondas guiadas. Departamento de ingeniería metalúrgica. Chile

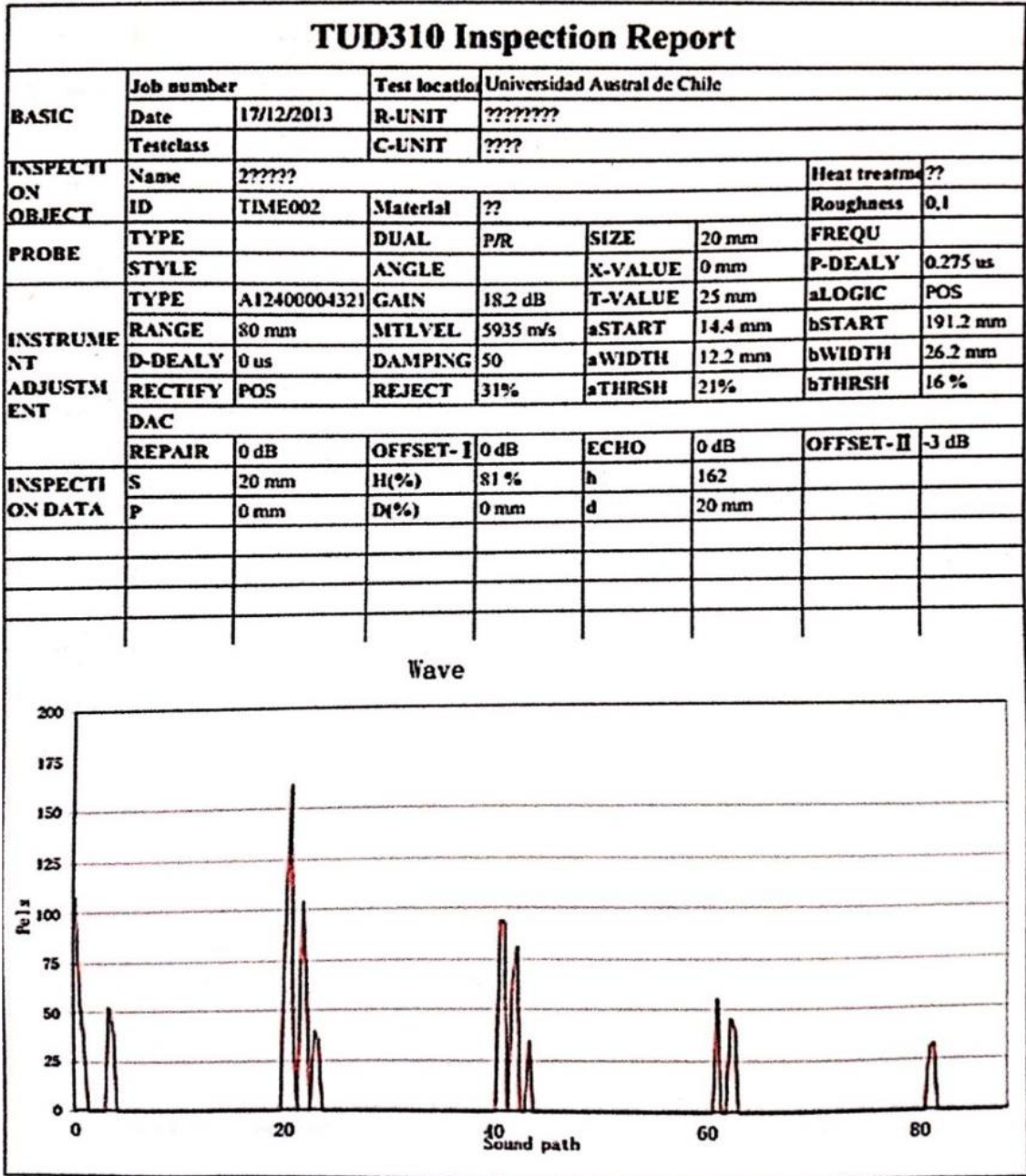
Martínez Quiroz Juan José. (2009). Deshidratación de crudos pesados. México, Distrito Federal. (pàg.5).

Quinteros, J.R. (2012). Transporte de hidrocarburos. Ecuador.

Sevilla, c. & Maldonado, H. (2012). Tipos de corrosión.

ANEXOS

Anexo 1: Reportes de inspección OCY-3



Anexo 2: Reporte de inspección de OCY-3

PROYECTO: EVALUACION DE OLEODUCTOS Y ESTACIONES DE BOMBEO

JOB: 085-00  
HOJA N° 005

REPORTE DE INSPECCION DE TUBERIAS - PARTE A

FECHA: Ø TUBERIA (PULG): 8" Ø  
UBICACION: DPTO. SANTA CRUZ MATERIAL: API 5LX-42  
INSPECTOR: JBLUCV OLEODUCTO: PCSZ2

PUNTO N°	DATOS GPS (WGS 84)		ALTURA (mts)	TERRENO (3)	ESPESORES EN mm.			ESTADO: (1)		VALVULA	ZONA	OBSERV.
	L	UTM			ABAJO	A 120°	A 240°	TUB.	PINT.			
68	20K0478921	8007132	510	ALL	5,88	5,52	5,98	B	M	R	-	(2)
69	20K0478905	8006645	512	SE	5,68	5,52	5,43	B	M	M	-	(2)
70	20K0478906	8006176	512	SE	5,25	4,65	5,03	B	M	M	-	(2)
71	20K0478944	8005678	520	SE	3,83	3,50	3,88	B	M	R	-	(2)
72	20K0478959	8005518	520	SE	-	-	-	-	-	-	-	(2)
73	20K0478972	8005327	483	TE CC	-	-	-	-	-	-	-	(2)
74	20K0478975	8005230	484	TE Salida	-	-	-	B	M	M	-	(2)
75	20K0478989	8005043	482	SE	5,42	5,75	5,40	B	M	M	-	(2)
76	20K0478995	8004960	485	TE E/S	5,43	5,41	5,38	B	M	R	-	(2)
77	20K0479010	8004747	483	TE E/S	-	-	-	R	M	M	-	(2)
78	20K0479025	8004526	481	ALL	5,90	5,57	5,78	R	M	B	-	(2)
79	20K0479041	8004414	481	ALL	5,89	5,54	5,22	R	M	R	-	(2)
80	20K0479065	8003979	484	ALL	5,40	5,20	5,15	B	M	M	-	(2)
81	20K0479089	8003550	482	ALL TE	5,62	5,18	5,93	B	M	M	-	(2)
82	20K0479108	8003059	494	ALL TE	5,63	5,94	5,69	B	M	M	-	(2)
83	20K0479119	8002842	496	Cruce Via ferrea	-	-	-	-	-	-	-	(2)
84	20K0479138	8002735	493	Salida TE	-	-	-	M	M	M	-	(2)
85	20K0479119	8002529	508	ALL	5,90	5,81	6,18	R	M	B	-	(2)

(1) ESTADO: B: BUENO, R: REGULAR, M: MALO  
(2) VER OBSERVACIONES Y RECOMENDACIONES EN PARTE B.  
(3) ALL: Llano/ SP: / TE: Tramo enterrado/ CC: Cruce de Carretera/  
Ø: Quebrador / Ø: Ø Selva / Ø: Ø / Ø: Ø