

# **ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL**

## **FACULTAD DE INGENIERÍA EN GEOLOGÍA Y PETRÓLEOS**

### **SIMULACIÓN DE CORROSIÓN EN OLEODUCTOS COMO ALTERNATIVA DE MÉTODO DE MONITOREO**

**TRABAJO DE TITULACIÓN PREVIO A LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO DE  
INGENIERO EN PETRÓLEOS**

**JEFFERSON ALEXANDER TORRES PALADINES**  
jefferson.torres@epn.edu.ec

**DIRECTOR: MSc. ÁLVARO GALLEGOS ERAS**  
alvaro.gallegos@epn.edu.ec

**Quito, diciembre 2021**

## **DECLARACIÓN DE AUTORÍA**

Yo, Jefferson Alexander Torres Paladines, declaro bajo juramento que el trabajo aquí descrito es de mi autoría; que no ha sido previamente presentado para ningún grado o calificación profesional; y, que he consultado las referencias bibliográficas que se incluyen en este documento. A través de la presente declaración cedo mis derechos de propiedad intelectual correspondientes a este trabajo, a la Escuela Politécnica Nacional, según lo establecido por la Ley de Propiedad Intelectual, por su Reglamento y por la normatividad institucional vigente.

-----  
**Jefferson Alexander Torres Paladines**

## **CERTIFICACIÓN DE AUTORÍA**

Certifico que el presente trabajo fue desarrollado por el Sr. Jefferson Alexander Torres Paladines, bajo mi supervisión.

-----  
MSc. Álvaro Gallegos Eras

## **AGRADECIMIENTOS**

Esta tesis representó un logro más en mi vida. Este tiempo fue una etapa de crecimiento y aprendizaje importante, tanto en lo académico como en lo personal.

A mi madre y hermana, a quienes debo gran parte de mi formación, por guiarme, ser mi apoyo incondicional. Por siempre estar ahí para lo que necesité, por aconsejarme. Sin duda alguna son un referente para mí y las valoro mucho.

A Cristina Alquina, quien amablemente acepto ser mi consejera de estudios, por su interés en este trabajo y por su apoyo para que esta tesis se concretara.

A la Escuela Politécnica Nacional, por formarme de manera diferente, la cual me permitió crecer no solo académicamente, también espiritualmente, debido a que me supo formar como un gran ser humano, por esto estaré siempre agradecido con la prestigiosa Escuela Politécnica Nacional.

Al MSc. Álvaro Gallegos, por su confianza, para realizar este trabajo de titulación al ser mi tutor, por haber sido esa persona que con sus directrices pudo explicarme aquellos detalles para lograr concretar mi tesis.

**Jefferson Alexander Torres Paladines**

## **DEDICATORIA**

A Dios es menester nombrar, por darme fuerza, tranquilidad, salud y entendimiento.

A mi familia, Mélida y Vanessa, que con su apoyo y sacrificio hicieron que este logro sea posible.

**Jefferson Alexander Torres Paladines**

# ÍNDICE DE CONTENIDO

DECLARACIÓN DE AUTORÍA .....	II
CERTIFICACIÓN DE AUTORÍA.....	III
AGRADECIMIENTOS .....	IV
DEDICATORIA .....	V
ÍNDICE DE CONTENIDO.....	VI
ÍNDICE DE FIGURAS .....	IX
ÍNDICE DE TABLAS .....	XI
INTRODUCCIÓN.....	XIV
OBJETIVOS ESPECÍFICOS .....	XVI
ALCANCE .....	XVI
<b>1. MARCO TEÓRICO .....</b>	<b>1</b>
1.1. Corrosión.....	1
<b>1.1.1. Definición de corrosión .....</b>	<b>1</b>
1.2. Formas de corrosión.....	1
<b>1.2.1. Corrosión general .....</b>	<b>1</b>
<b>1.2.2. Corrosión atmosférica .....</b>	<b>1</b>
<b>1.2.3. Corrosión por desgaste.....</b>	<b>2</b>
<b>1.2.4. Corrosión galvánica.....</b>	<b>2</b>
<b>1.2.5. Corrosión localizada.....</b>	<b>3</b>
<b>1.2.6. Corrosión por picadura .....</b>	<b>3</b>
<b>1.2.7. Corrosión por grietas .....</b>	<b>3</b>
<b>1.2.8. Corrosión influenciada microbiológicamente (MIC).....</b>	<b>4</b>
<b>1.2.9. Erosión – Corrosión.....</b>	<b>5</b>
1.3. Parámetros que afectan el efecto corrosivo.....	5
<b>1.3.1. Presión .....</b>	<b>5</b>
<b>1.3.2. Efecto de flujo .....</b>	<b>6</b>
<b>1.3.3. Temperatura .....</b>	<b>6</b>
<b>1.3.4. Esfuerzos.....</b>	<b>7</b>
<b>1.3.5. El material.....</b>	<b>7</b>
1.4. Factores que influyen en la corrosión .....	7
<b>1.4.1. Condición de la superficie.....</b>	<b>7</b>
<b>1.4.2. Efecto de la temperatura .....</b>	<b>8</b>
<b>1.4.3. Efecto de ambientes contaminados .....</b>	<b>8</b>
<b>1.4.4. Efecto del tiempo .....</b>	<b>8</b>

1.5. Sistema de oleoducto transecuatoriano.....	8
<b>1.5.1. Generalidades</b> .....	8
<b>1.5.2. Antecedentes</b> .....	9
1.6. Normas y estándares internacionales.....	10
<b>1.6.1. Norma ASME B31.4</b> .....	10
1.7. Monitoreo .....	11
1.8. Método de elementos finitos.....	12
1.9. Estudio de corrosión en tubería.....	13
1.10. Índice de deterioro de Brooks.....	14
1.11. Máxima presión de operabilidad.....	15
1.12. Ecuación de Barlow.....	15
<b>2. METODOLOGÍA</b> .....	16
2.1. Definición del estudio de caso .....	16
2.2. Diseño y control.....	16
2.3. Pre-proceso.....	16
<b>2.3.1. Parámetros de entrada</b> .....	18
2.4. Simulación por elementos finitos .....	19
<b>2.4.1. Control de corrosión</b> .....	19
<b>2.4.2. Crecimiento de corrosión</b> .....	20
<b>2.4.3. Modelo CAD</b> .....	21
<b>2.4.4. Modelo discreto</b> .....	22
<b>2.4.5. Tipo y Forma de malla</b> .....	23
2.5. Proceso .....	24
<b>2.5.1. Proceso en ANSYS</b> .....	24
<b>2.5.2. Validación de resultados</b> .....	26
<b>3. PRESENTACIÓN DE RESULTADOS</b> .....	27
3.1. Post-proceso- resultados.....	27
<b>3.1.1. Simulación por elementos finitos</b> .....	27
<b>3.1.2. Validación de propuesta</b> .....	30
<b>3.1.3. Corrosión interna</b> .....	36
<b>4. ANALISIS DE RESULTADOS</b> .....	40
4.1. Corrosión externa.....	40
4.2. Corrosión interna .....	43
<b>5. PROPUESTA DE MÉTODO DE MONITOREO</b> .....	46
5.1. Riesgo de daño por corrosión.....	47
5.2. Mitigación en función de eventos asociados a corrosión externa.....	50
5.3. Métodos de control de la corrosión.....	51

<b>6. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES</b> .....	53
6.1. Conclusiones.....	53
6.2. Recomendaciones.....	54
<b>BIBLIOGRAFÍA</b> .....	55
<b>ANEXOS</b> .....	61
Anexo I Especificaciones del material del oleoducto ASTM A53. ....	62
Anexo II Especificaciones mecánicas y químicas del material del oleoducto API 5L-X60. ....	65
Anexo III Anuario meteorológico del INAMHI, estación meteorológica Quininde. ....	68
Anexo IV Anuario meteorológico del INAMHI, estación meteorológica Papallacta-Quito. ....	70
Anexo V Anuario meteorológico del INAMHI, estación meteorológica Lumbaqui. ...	72
Anexo VI Tabla de temperaturas y presiones parciales de vapor de agua .....	74
Anexo VII Diagrama de preproceso de ANSYS, sección de ducto simulado de 20 pulgadas .....	76
Anexo VIII Diagrama de preproceso de ANSYS, sección de ducto simulado de 26 pulgadas .....	78
Anexo IX ingreso de datos de acero en información ingenieril de ANSYS.....	80
Anexo X Calculo para determinar valores de fuerza en los ejes cartesianos X e Y .	82
Anexo XI Calculo de valores de índice .....	84
Anexo XII Calculo de máxima operabilidad .....	86
Anexo XIII Tablas de lecturas registradas por la agencia de control de hidrocarburos .....	88
Anexo XIV Cuadro comparativo de promedio de lectura de defecto con vida remanente y datos de simulación en ANSYS .....	99
Anexo XV Cuadro comparativo de promedio de lectura de defecto con vida remanente y datos de simulación en ANSYS .....	101

## ÍNDICE DE FIGURAS

<b>Figura 1.1</b> Ánodo de sacrificio, control de corrosión en oleoductos .....	2
<b>Figura 1.2</b> Corrosión por picadura en una línea de producción .....	3
<b>Figura 1.3</b> Corrosión por grietas debajo de la correa de restricción de una tubería.....	4
<b>Figura 1.4</b> MIC en la superficie interna de una tubería .....	4
<b>Figura 1.5</b> Erosión corrosión por CO <sub>2</sub> en una TP.....	5
<b>Figura 1.6</b> Efecto de la presión sobre la solubilidad de O <sub>2</sub> .....	5
<b>Figura 1.7</b> Zona de descompensación de la soldadura como una función de la temperatura de soldadura del acero .....	7
<b>Figura 1.8</b> Perfil de Sistema de Oleoducto Transecutoriano.....	9
<b>Figura 1.9</b> Contorno del esfuerzo de von Mises .....	13
<b>Figura 1.10</b> Esfuerzo y deformación de von Mises en función de la presión interna de la tubería.....	14
<b>Figura 2.1</b> Diagrama de flujo de metodología a desarrollar en trabajo .....	17
<b>Figura 2.2</b> Geometría elipsoidal .....	20
<b>Figura 2.3</b> CAD, Geometría de diámetro de 20 y 26 pulgadas .....	21
<b>Figura 2.4</b> Ubicación de esfuerzos y cargas en sección de oleoducto de diámetro externo de 20 pulgadas .....	22
<b>Figura 2.5</b> Ubicación de esfuerzos y cargas en sección de oleoducto de diámetro externo de 26 pulgadas .....	22
<b>Figura 2.6</b> Características de Mallado de sección de oleoducto de diámetro externo de 20 pulgadas .....	24
<b>Figura 2.7</b> Características de Mallado de sección de oleoducto de diámetro externo de 26 pulgadas .....	24
<b>Figura 2.8</b> Modelo bilineal y multilineal de curvas de tensión deformación.....	25
<b>Figura 3.1</b> Convergencia de malla adaptativa de sección de oleoducto de diámetro externo de 20 pulgadas. ....	27
<b>Figura 3.2</b> Convergencia de malla adaptativa de sección de oleoducto de diámetro externo de 26 pulgadas .....	28
<b>Figura 3.3</b> Convergencia de malla: nodos en función del número de iteraciones .....	29
<b>Figura 3.4</b> Deformación en sección de oleoducto de diámetro externo de 20 pulgadas para una temperatura de 25,3°C, cada figura representa la evolución temporal de la deformación simulada.....	31
<b>Figura 3.5</b> Deformación en sección de oleoducto de diámetro externo de 26 pulgadas para una temperatura de 15,3°C, cada figura representa la evolución temporal de la deformación simulada.....	33

<b>Figura 3.6</b> Deformación en sección de oleoducto de diámetro externo de 26 pulgadas para una temperatura de 23.7°C, cada figura representa la evolución temporal de la deformación simulada.....	35
<b>Figura 3.7</b> Esfuerzo de Von Mises en sección de oleoducto de diámetro externo de 20 pulgadas, cada figura representa la evolución temporal del esfuerzo para la simulada. ....	37
<b>Figura 3.8</b> Esfuerzo de Von Mises en sección de oleoducto de diámetro externo de 20 pulgadas para una temperatura de 25,3°C, cada figura representa la evolución temporal del esfuerzo para la simulada.....	39
<b>Figura 4.1</b> Deformación en función del tiempo de sección de oleoducto .....	41
<b>Figura 4.2</b> Esfuerzo de Von Mises en función del tiempo de sección de oleoducto de diámetro de 20 pulgadas. ....	43
<b>Figura 4.3</b> Esfuerzo de Von Mises en función del tiempo de sección de oleoducto de diámetro de 26 pulgadas. ....	44
<b>Figura 5.1</b> Diagrama de propuesta de método de monitoreo para oleoducto .....	46
<b>Figura 5.2</b> Ciclo de control de avance de corrosión en oleoductos.....	52

# ÍNDICE DE TABLAS

<b>Tabla 1.1</b> Especificaciones del Sistema de Oleoducto Transecuatoriano .....	9
<b>Tabla 1.2</b> Cuadro comparativo de promedio de lectura de defecto con vida remanente .....	10
<b>Tabla 1.3</b> Relación entre los Índices de Brooks y los niveles de corrosividad cualitativos.....	14
<b>Tabla 2.1</b> Propiedades mecánicas.....	18
<b>Tabla 2.2</b> Especificaciones de material .....	18
<b>Tabla 2.3</b> Diámetros de oleoductos de estado transitorio empleados por el SOTE.....	18
<b>Tabla 2.4</b> Propiedades mecánicas y de corte del suelo heterogéneo de variabilidad espacial .....	19
<b>Tabla 2.5</b> Estadísticas de mallado de sección de ducto de diámetro de 20 pulgadas .	25
<b>Tabla 2.6</b> Estadísticas de mallado de sección de ducto de diámetro de 26 pulgadas .	25
<b>Tabla 3.1</b> Nodos y número de elementos de la convergencia de malla de sección de oleoducto de diámetro externo de 20 pulgadas.....	28
<b>Tabla 3.2</b> Nodos y número de elementos de la convergencia de malla de sección de oleoducto de diámetro externo de 26 pulgadas.....	29
<b>Tabla 3.3</b> Deformación en sección de oleoducto de diámetro externo de 20 pulgadas .....	30
<b>Tabla 3.4</b> Deformación en sección de oleoducto de diámetro externo de 26 pulgadas .....	32
<b>Tabla 3.5</b> Deformación en sección de oleoducto de diámetro externo de 26 pulgadas .....	34
<b>Tabla 3.6</b> Esfuerzo en sección de oleoducto de diámetro externo de 20 pulgadas .....	36
<b>Tabla 3.7</b> Esfuerzo en sección de oleoducto de diámetro externo de 26 pulgadas .....	38
<b>Tabla 4.1</b> Análisis de deformación y relación de temperatura de estaciones meteorológicas .....	40
<b>Tabla 4.2</b> Comparación de resultados de simulación de corrosión y valores máximos permitidos de esfuerzo.....	45
<b>Tabla 5.1</b> Matriz de riesgo .....	48
<b>Tabla 5.2</b> Categoría de degradación .....	49
<b>Tabla 5.3</b> Métodos de control de corrosión externa e interna en oleoductos .....	51

## RESUMEN

En el presente trabajo se propuso un método adicional de monitoreo para el control de corrosión interna y externa de ductos. Es importante mencionar que el presente trabajo analiza la corrosión desde un punto de vista y parámetros específicos, encontrados en normas, especificaciones técnicas y anuarios meteorológicos. Con el fin de mitigar las pérdidas en términos operativos y de producción que derivan en pérdidas económicas. A partir del software ANSYS, se realizó la simulación de este fenómeno, para poder establecer un control de corrosión externa e interna en oleoductos. Para esta investigación se tomó en cuenta para la corrosión externa, parámetros como temperatura y humedad; y para la corrosión interna, el diámetro; estableciendo así una gestión para el monitoreo de la integridad de tuberías.

A partir de las especificaciones técnicas se simularon dos secciones de ducto con diferentes diámetros, que son utilizados en las líneas de transporte de crudo. Mediante los resultados obtenidos en base a los diferentes parámetros de entrada, se pudo definir las diferentes zonas de riesgo en un lapso de tiempo, y posteriormente evaluar estas zonas y plantear un control específico que depende del tipo de corrosión, sea esta externa o interna.

Se establecieron conclusiones y recomendaciones para la propuesta de monitoreo de control de corrosión de manera óptima y eficiente.

**Palabras clave:** ANSYS, monitoreo, integridad de tuberías, corrosión, parámetros específicos.

## **ABSTRACT**

In the present document, an additional monitoring method was proposed for the control of internal and external corrosion of pipelines. It is important to mention that this investigation analyzes corrosion from a specific point of view and parameters, found in standards, technical specifications and meteorological yearbooks. In order to mitigate losses in operational and production terms that result in economic losses. Using the ANSYS software, the simulation of this phenomenon was carried out, in order to establish a control of external and internal corrosion in oil pipelines. For this research, parameters such as temperature and humidity were taken into account for external corrosion; and for internal corrosion, the diameter; thus, establishing a management for monitoring the integrity of pipelines.

From the technical specifications, two pipeline sections with different diameters were simulated, which are used in the crude transportation lines. Through the results obtained based on the different input parameters, it was possible to define the different risk areas in a period of time, and later evaluate these areas and propose a specific control that depends on the type of corrosion, be it external or internal.

Conclusions and recommendations were established for the corrosion control monitoring proposal in an optimal and efficient way.

Keywords: ANSYS, monitoring, pipeline integrity, corrosion.

## INTRODUCCIÓN

El problema de corrosión en oleoductos debe ser estudiado desde el enfoque de la profundización y del conocimiento de los distintos tipos de corrosión que puedan llegar a afectar a ductos, principalmente a los empleados en las líneas transitorias en la industria petrolera.

La antigüedad de tuberías y el escaso mantenimiento se consideran entre las causas principales asociadas a derrames de petróleo. En Ecuador, según reportes presentado por Petroecuador una de las causas asociadas al fallo de oleoductos es la corrosión, como muestra de esta problemática en el 2005, se registraron 169 derrames de los cuales 70 fueron provocados por sabotajes y 64 por corrosión. (Guaranda, 2016).

La ruptura de oleoductos es un tipo de falla producida por acción de la corrosión, esta es una de las principales causas de falla que representa alrededor de un 33% de frecuencia de ruptura de tuberías (Bayona 2017), las consecuencias que derivan de fallas por ruptura de ductos son posibles derrames y fugas; la toxicidad a causa de derrames de crudo, es uno de los factores que mayor impacto ambiental presenta; ya que, los distintos ecosistemas o entorno donde se produce una fuga tienen distinta capacidad de respuesta a la absorción de productos vertidos. (Miranda y Restrepo, 2005).

La metodología aplicada en este trabajo es el desarrollo de una simulación, en la que se emplean valores de esfuerzos y cargas aplicadas sobre una geometría, para la cual se elaboró un modelo CAD con valores de diámetro interior, exterior (nominal) y espesor del ducto (nominal), parámetros externos y especificaciones mecánicas. Los valores de esfuerzo y deformación sobre el ducto simulado se determinan a través de la relación existente entre esfuerzo, que está definido por las unidades de fuerzas sobre área que se comparten.

El análisis cualitativo, corresponde a la corrosión externa, este permite determinar el grado de deterioro del ducto a partir del Índice de deterioro de Brooks, con el que se puede caracterizar el daño del metal afectado por la corrosión atmosférica, para el cual se utilizan datos meteorológicos: porcentaje de humedad relativa media anual, presión de vapor de saturación a la temperatura media anual, estos valores corresponden a la presión media anual y temperatura, datos obtenidos de anuarios meteorológicos del INAMHI.

El análisis cuantitativo que se determina para la corrosión interna, se centra en la determinación de la máxima presión permitida de operación (MAOP), determinada a partir de la ecuación de Barlow, con la finalidad de realizar una correlación de valores de esfuerzo de Von Mises, en la que se establece que los valores de presión no pueden ser mayores al MAOP, y se considera esta correlación para determinar a partir de que tiempo se debería realizar con mayor frecuencia la inspección, según lo propuesto y calculado con la simulación.

La propuesta de monitoreo que se plantea como solución, para el control de corrosión emplea parámetros externos y condiciones mecánicas del material del oleoducto considerado, este sistema de monitoreo de corrosión se centra en líneas de transporte de oleoducto, para las que se consideran puntos de control en el campo y se definen condiciones a simular, y posteriormente son zonas inspeccionadas para determinar si son regiones sensibles o de riesgo producto de la acción del fenómeno de corrosión.

Con respecto a la corrosión en metales, oleoductos como objeto de estudio de este trabajo y en base al análisis que se establece, es importante mencionar que los efectos producto de la corrosión se estudian de forma integral en función de diferentes variables como la temperatura, composición de material, entre otras; sin embargo, no existe un modelo único. Por lo tanto, la propuesta desarrollada en este estudio está enfocado en determinar situaciones asociadas a fenómenos de corrosión originados por parámetros como presión, humedad entre otras, para la corrosión externa y el diámetro para la corrosión interna, que deriven en fallas o eventos de fuga.

Finalmente, una alternativa de monitoreo que sea considerado como un elemento para la toma de decisiones, con el fin de mitigar las pérdidas en términos operativos y de producción que derivan de la inspección en el interior de oleoductos, la cual permita tener un control continuo, y de esta manera disminuir la frecuencia de intervención en reparaciones de los oleoductos; con este trabajo se podrá estimar y simular de manera aproximada el tiempo de la evolución de la corrosión en una sección de ducto. Tal que, estas pautas sean consideradas como posibles soluciones al problema de corrosión; además, ayuden a mitigar riesgos ambientales y de seguridad industrial.

## **OBJETIVO GENERAL**

Establecer método de monitoreo de la corrosión en ductos mediante datos obtenidos a partir de una herramienta de simulación.

## **OBJETIVOS ESPECÍFICOS**

- Determinar zonas sensibles que puedan verse afectadas por corrosión.
- Determinar el riesgo de daño por corrosión externa e interna en oleoductos.
- Determinar la acción de agentes meteorológicos en la corrosión externa de ductos.
- Identificar acciones de control y mitigación en función de eventos asociados a corrosión externa.
- Desarrollar una simulación del problema de corrosión como propuesta para la mejora de las facilidades en superficie relacionada con oleoductos.
- Simular la corrosión en oleoductos.
- Correlación de valores de simulación con parámetros máximos permitidos de operatividad de ductos.
- Proponer alternativa de control de corrosión interna y corrosión externa en oleoductos.

## **ALCANCE**

La simulación del fenómeno de corrosión se realiza a partir de valores estándar, tabulados en tablas, en lo que respecta a las especificaciones mecánicas del material, API 5L-X, las condiciones de contorno asociados a la geometría del trabajo son valores de dos diámetros empleados por el SOTE para las líneas de transporte de flujo, con estas consideraciones se establecerá la relación de parámetros internos y externos en la corrosión de ductos mediante su simulación.

# **1. MARCO TEÓRICO**

## **1.1. Corrosión**

### **1.1.1. Definición de corrosión**

La corrosión es definida como el deterioro de un material a razón de la interacción de este con el ambiente, esta deriva en una reacción química en la que se separan a los metales del estado de equilibrio, a su estado natural. La velocidad a la que se produce este desgaste de origen químico está establecida por la temperatura del ambiente que lo rodea, así como también, factores físicos que se asocian a esfuerzos mecánicos.

Sin embargo, los daños asociados a la corrosión se extienden a las pérdidas económicas en cualquier actividad en la que se empleen metales. Es así, que los ductos empelados en la industria petrolera se ven afectados por este fenómeno, corrosión, que está determinado por la pérdida de espesor del material, el tipo de pérdida anual para todos los materiales expuestos a un entorno erosivo, además de las características del fluido que se almacene o transporte.

## **1.2. Formas de corrosión**

### **1.2.1. Corrosión general**

Este tipo de corrosión afecta a las superficies metálicas o aleaciones expuestas al ambiente. En estos escenarios, el ambiente actúa como electrolito y puede ser líquido, gas o un híbrido. En la industria petrolera como ejemplo, la corrosión de tubería, generalmente se considera a aquellas zonas acidificadas que han sido afectadas por acción de ácido clorhídrico.

Muchos factores pueden convenir este tipo de corrosión localizada, incluyendo la variación de capas superficiales de corrosión superficiales de corrosión, materiales extraños, velocidad y metalurgia. Por ejemplo, el rompimiento de la película de sulfuro de hierro que se genera en la superficie de la tubería en un ambiente con presencia de  $H_2S$  puede provocar una corrosión localizada severa en dicho punto (como; picaduras o agujeros) (Navarrete, 2007).

### **1.2.2. Corrosión atmosférica**

Este es un proceso electroquímico, condicionado por la celda formada en la superficie

de un metal, en donde se pueden determinar dos zonas, una anódica y otra catódica, regiones en las que se produce la corrosión del metal, que está determinada por la formación de óxidos junto a la reducción de algún elemento atmosférico, generalmente el compuesto que interesa de la atmosfera es el oxígeno.

Los principales factores considerados en la evaluación de procesos corrosivos atmosféricos son los factores meteorológicos y de contaminación ambiental, los cuales determinan la intensidad y la naturaleza del proceso corrosivo (Genescá, 1995).

### 1.2.3. Corrosión por desgaste

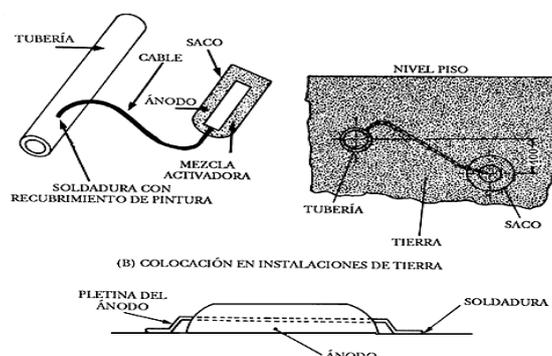
Esta corrosión se experimenta cuando hay un régimen de flujo de alta turbulencia aumentando significativamente la tasa de corrosión. Este tipo de corrosión es usualmente ignorada o se atribuye sus efectos al desgaste (Popoola et al., 2013).

### 1.2.4. Corrosión galvánica

Dos materiales conductores distintos en contacto eléctrico entre si se exponen a un electrolito, una corriente (llamada corriente galvánica) fluye de uno a otro; la corrosión galvánica se produce en el miembro anódico de dicho par y esta se relaciona directamente con la corriente galvánica (Zhang, 2011).

Un acoplamiento galvánico puede ser utilizado como protección catódica, donde el metal con el potencial estándar más bajo actúa como el ánodo (se corroe).

En la protección catódica el metal que se oxida protegiendo el cátodo se conoce como ánodo de sacrificio. Se suele proteger las tuberías subterráneas contra la corrosión convirtiendo la tubería en el cátodo de una celda voltaica, esto se logra enterrando trozos de un metal activo (que actúa como ánodo) a lo largo de la tubería y conectándolos a ella mediante un alambre. (Hernández, 2019).



**Figura 1.1** Ánodo de sacrificio, control de corrosión en oleoductos  
**Fuente:** (Atlantic Internacional University, 2007)

### 1.2.5. Corrosión localizada

Como su nombre lo indica, la corrosión localizada se presenta en una parte específica de un área superficial expuesta a un electrolito. Esta forma de corrosión es más difícil de controlar que la corrosión general, además, es la de mayor daño para las tuberías de revestimiento en ambientes con H<sub>2</sub>S y/o CO<sub>2</sub>. (Hernández, 2019)

### 1.2.6. Corrosión por picadura

La pérdida localizada del metal es conocida como corrosión por picadura. En el caso extremo se manifiesta como un profundo y delgado agujero. El principal factor que provoca y acelera las picaduras es el contacto eléctrico entre metales distintos o entre celdas de concentración, lo que causa una diferencia de potencial. El inicio de una picadura también está asociado con la ruptura de la película protectora sobre la superficie del metal, seguido de la generación de un agujero con profundidad de penetración observable en la disminución del espesor del metal.

Las picaduras pueden causar falla estructural debido al debilitamiento localizado en el metal.

La corrosión por picaduras es difícil de detectar debido a que el producto de corrosión puede cubrir las picaduras, además, la pérdida de peso del metal es casi insignificante.

Los aceros inoxidable, el aluminio y sus aleaciones son particularmente susceptibles a picaduras. El acero al carbono es más resistente a las picaduras que el acero inoxidable. Por otro lado, el titanio y sus aleaciones proporcionan una excelente resistencia (Schweitzer,2010).



**Figura 1.2** Corrosión por picadura en una línea de producción  
**Fuente:** (Pan American, 2007)

### 1.2.7. Corrosión por grietas

Se define como corrosión localizada presente dentro o adyacente a espacios estrechos o aberturas formadas por el contacto metal-metal o metal-no metal. Puede ser resultado de diferencias locales en las concentraciones de oxígeno, depósitos en la superficie del

metal, grietas, etc.

La corrosión por grietas puede tener lugar en cualquier metal y en cualquier ambiente corrosivo, sin embargo, metales como el aluminio y aceros inoxidables que dependen de su película de óxido superficial para resistir la corrosión, son particularmente propensos a este tipo de corrosión (Schweitzer, 2007).



**Figura 1.3** Corrosión por grietas debajo de la correa de restricción de una tubería  
**Fuente:** (Lund, Ennig, & Lee, 2017)

#### **1.2.8. Corrosión influenciada microbiológicamente (MIC)**

También conocida como microbiologically Influenced Corrosion, es un fenómeno de corrosión en el que los microorganismos actúan directamente en el metal cuando se depositan en él o indirectamente por medio de las sustancias provenientes de su metabolismo. La composición química del medio es un factor muy importante, especialmente el contenido de azufre. Para algunos microorganismos los compuestos de azufre funcionan como aceptadores de electrones, transformándolo en ácido sulfhídrico, el cual puede modificar el pH del medio (Díaz, y otros, 2000).



**Figura 1.4** MIC en la superficie interna de una tubería

**Fuente:** (Díaz, y otros, 2000)

### 1.2.9. Erosión – Corrosión

Es un problema en flujo de fluidos multifásico y está asociada a velocidades de flujo de fluidos con partículas sólidas (como arena), aunque se ha encontrado que las gotas de líquido y la cavitación también pueden contribuir. La velocidad y los patrones de flujo son factores que afectan a este tipo de corrosión. Este fenómeno se puede controlar utilizando aleaciones más duras (Lund, Enning, & Lee, 2017).



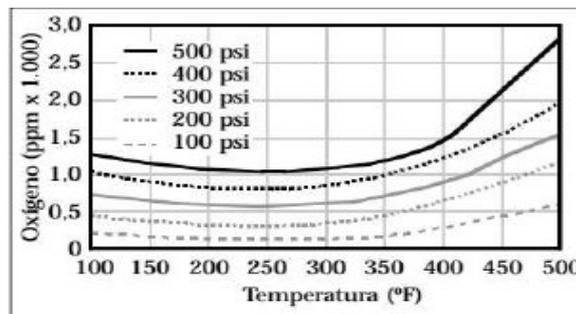
**Figura 1.5** Erosión corrosión por CO<sub>2</sub> en una TP  
**Fuente:** (Pan American Energy, 2007)

### 1.3. Parámetros que afectan el efecto corrosivo

La corrosión es el resultado de una gran cantidad de factores involucrados y depende de una compleja interacción entre ellos. A continuación, se mencionan los factores más importantes que afectan la tasa de corrosión.

#### 1.3.1. Presión

La presión afecta la corrosión aumentando la solubilidad de los gases corrosivos. La siguiente figura muestra el efecto de la presión (Y la temperatura) en la solubilidad del oxígeno en agua dulce. La presión está asociada directamente con la tasa de corrosión, en particular, las presiones parciales del CO<sub>2</sub> y H<sub>2</sub>S son factores muy importantes que se consideran para la selección de tuberías. (Hernández, 2019).



**Figura 1.6** Efecto de la presión sobre la solubilidad de O<sub>2</sub>  
**Fuente:** (Hernández, 2019)

### **1.3.2. Efecto de flujo**

El efecto de flujo en la corrosión es complejo y variado. La variable clave que define el efecto de flujo sobre la corrosión es la turbulencia puede generar corrosión influenciada por flujo, corrosión-erosión. Por otro lado, una baja turbulencia puede ocasionar corrosión bajo depósitos.

La corrosión influenciada por flujo al incremento en la corrosión resultado de una alta turbulencia del fluido, mientras que la corrosión bajo deposito se refiere al aumento en la corrosión que ocurre por depósito de sólidos debido a la baja turbulencia de flujo (Efird, 2011).

### **1.3.3. Temperatura**

Los metales (y muchos otros materiales) pueden ser muy afectados al aumentar la temperatura cerca o por encima de su límite de estabilidad.

Algunas veces se llega a presentar la corrosión a alta temperatura (conocida como corrosión seca), que no requiere la presencia de un electrolito líquido. Roberge (2007) declara que en ambientes acuosos la temperatura afecta las velocidades de reacción, el flujo de calor y la transferencia química del gradiente de temperatura. En la mayoría de las reacciones químicas, un incremento en la temperatura es acompañado de un aumento en la velocidad de reacción.

Este autor otorga un dato a tomar en cuenta:

“Una regla general sugiere que la velocidad de reacción se duplica por cada 10 Celsius de aumento de temperatura. Aunque existen numerosas excepciones a esta –regla-, es importante.

Tomar en cuenta la influencia de la temperatura cuando analizamos por que los materiales fallan, y en el diseño para evitar la corrosión” (Roberge, 2007, pag8). No solo la temperatura del entorno es la que afecta la tasa de corrosión; el cambio en la temperatura de una solución puede influir también.

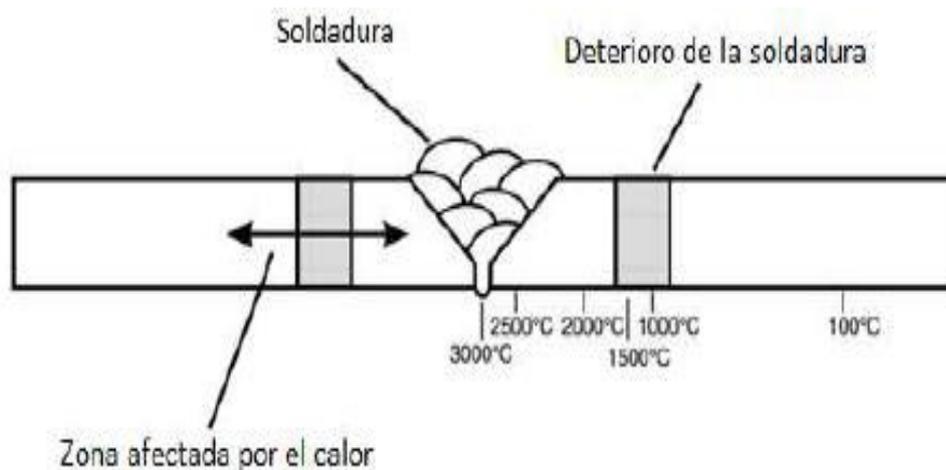
Se debe tomar en cuenta que existe un punto en las tuberías petroleras en el cual la tasa de corrosión disminuye al aumentar la temperatura, esto es atribuido a la formación de películas protectoras sobre la superficie del metal (Hernández, 2019).

### 1.3.4. Esfuerzos

Este punto se refiere al agrietamiento por corrosión que sufren algunos materiales y que es causado ya sea por el esfuerzo al que está sometido, por fatiga o por fragilización por hidrogeno (Hernández, 2019).

### 1.3.5. El material

La corrosión puede prevenirse desde un principio si se conocen los materiales que serán utilizados y se evalúa si son aptos para trabajar bajo ese ambiente corrosivo. Roberge (2007) sugiere un proceso completo de definición del material que involucra conocer la composición de la aleación, sus impurezas, proceso de fabricación, estructura, superficie y propiedades mecánicas del material. Una mala aleación del material y/o la presencia de soldaduras generan zonas de descomposición que son atacadas de manera más fácil por la corrosión.



**Figura 1.7** Zona de descompensación de la soldadura como una función de la temperatura de soldadura del acero

Fuente: (Roberge,2007) Modificado.

## 1.4. Factores que influyen en la corrosión

### 1.4.1. Condición de la superficie

El inicio y desarrollo de la corrosión sobre los materiales está condicionada por la mayor o menor limpieza, mantenimiento sobre la superficie de un metal; además, de la presencia de toda materia que no sea concordante con las características del material, materia extraña desencadenante para el desarrollo del fenómeno de corrosión.

#### **1.4.2. Efecto de la temperatura**

La corrosión tiende a aumentar con la temperatura de la superficie del metal, para que se produzca la evaporación del electrolito a una temperatura dada, la velocidad de corrosión del metal debe incrementarse hasta un valor de temperatura óptimo para este fenómeno, entonces se puede decir que, la velocidad de corrosión va a disminuir debido a la disminución de la concentración de gases corrosivos presentes en el mismo, es decir, los procesos asociados al efecto de la temperatura sobre la corrosión en los metales son la solubilidad del aire y la presencia del oxígeno.

#### **1.4.3. Efecto de ambientes contaminados**

La exposición de metales a medios corrosivos con contaminantes como el azufre, alta salinidad u otros, la reacción más ocurre con más facilidad que en condiciones normales. Las impurezas o contaminantes en el metal hacen más susceptible al metal a corroerse (Peralta, 2007).

#### **1.4.4. Efecto del tiempo**

La relación de proporcionalidad entre el tiempo en el que actúa cualquier factor sobre un metal y la acción corrosiva presenta una tendencia lineal, el que se puede resumir que a medida que aumenta el tiempo de exposición de un material a un medio corrosivo, la tasa de corrosión también sufre un incremento.

### **1.5. Sistema de oleoducto transecuatoriano**

#### **1.5.1. Generalidades**

El SOTE es una petrolera pública que inició operaciones en el año 1972, con infraestructura a escala nacional, la capacidad de transporte en el momento de su inauguración fue de 250 mil barriles por día, para un crudo de 30° API (Petroecuador, 2020).

El Sistema de Oleoducto Transecuatoriano recorre 497,7 kilómetros, este es considerado una obra ingenieril de gran magnitud por su longitud de recorrido, atraviesa tres regiones: Costa, Sierra y Amazonia.

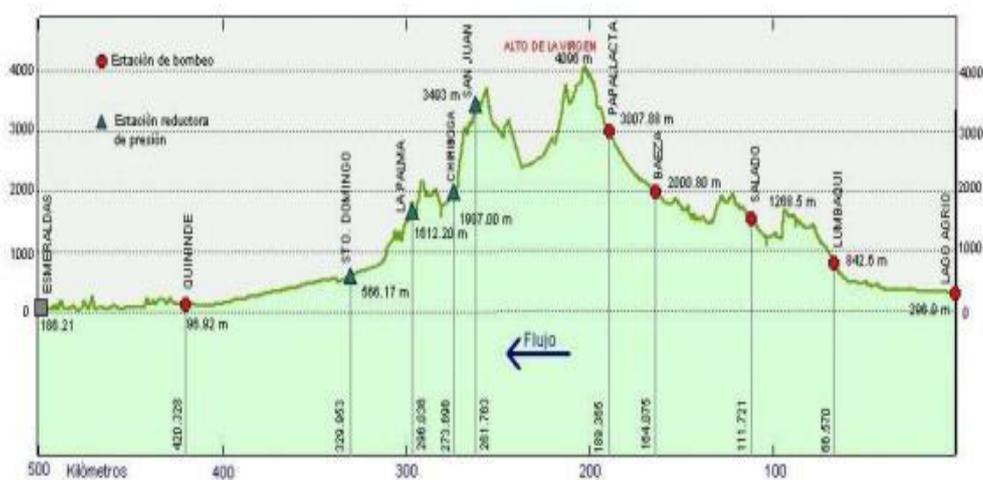
La tubería del SOTE tiene especificación API 5LX 60. con una extensión de 497,7 kilómetros; con un diámetro de 26 pulgadas en 429,4 kilómetros (desde Lago Agrio hasta San Juan y desde Santo Domingo hasta Balao) y 68,2 kilómetros (desde la

Estación San Juan hasta Santo Domingo) con un diámetro de 20 pulgadas. El ducto de acero cruza la cordillera de los Andes y llega hasta una altura máxima de 4.096 metros, cerca de la Virgen en Papallacta. (PETROECUADOR, 2003).

**Tabla 1.1** Especificaciones del Sistema de Oleoducto Transecuatoriano

<b>SOTE</b>	
La tubería del oleoducto es de acero API 5L-X60	
Los diámetros son de 20" y 26" (líneas de transporte).	
Su extensión total es de 497,7 kilómetros	
6 estaciones de bombeo y 4 estaciones de reducción de presión	
Fibra Óptica en todo el recorrido y sistema satelital	
Sistema de adquisición de datos (SCADA)	
Todas sus instalaciones poseen certificación ISO 14001, en todas sus instalaciones operativas	

**Fuente:** (EPPETROECUADOR,2021)



**Figura 1.8** Perfil de Sistema de Oleoducto Transecuatoriano

**Fuente:** Gerencia de Oleoducto SOTE (2002)

### 1.5.2. Antecedentes

Los ductos empleados en el transporte de oleoductos presentan fallas en las líneas de transporte de flujo por acción de distintos factores, entre los que se considera la corrosión interna, corrosión externa, golpe de ariete, deslaves y otros, que representan una amenaza a la integridad de la tubería, así como de las condiciones operativas el sistema.

La inspección de estado de oleoductos, inherente a línea de transporte, son realizadas a través de ensayos no destructivos, que permiten mantener condiciones operativas

seguras, de los cuales se obtienen datos de presiones con caudal en relación a espesor remanente, datos que han sido recolectados y detallados en informes (Tabla 1.2).

**Tabla 1.2** Cuadro comparativo de promedio de lectura de defecto con vida remanente

<b>SISTEMA DE OLEODUCTO TRANSECUATORIANO</b>		
<b>REPORTE LECTURA DE DEFECTO CON VIDA REMANENTE</b>		
<b>Dic-13-2019</b>		
<b>TRAMO</b>	<b>DEFORMACIÓN (t remanente)</b>	<b>MAOP</b>
Lago Agrio – San Juan	0,38	6,27
San Juan – Santo Domingo	0,96	9,10
Santo Domingo – Balao	0,45	6,27

**Fuente:** (Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero, 2019)

Los riesgos de fuga de combustible se establecieron a partir de la investigación en la mecánica de fractura de los ductos, y se tomó el análisis de estudio del deterioro progresivo de un número de dispersión de anomalías que se identificó como resultado final de reparación inmediata con espesor remanente y 19.000 anomalías que aceleran su proceso de deterioro, durante el tiempo y su predicción de vida útil del ducto de transportación; y que se reflejan en el sistema de gestión como no conformidades y recomiendan bajar caudal y presión del sistema de transporte. (Rivas, 2015)

## **1.6. Normas y estándares internacionales**

### **1.6.1. Norma ASME B31.4**

Esta Norma aplicada en Sistemas de tuberías de transporte de líquidos de petróleo considera requisitos mínimos de seguridad para el diseño adecuado y seguro, para la que se eliminan los elementos que no están aprobados, pueden ser utilizados si se prueba que califican. Métodos más rigurosos son considerados a aplicarse en casos especiales, el empleo de estos debe estar acompañado de la justificación pertinente.

#### **1.6.1.1. Alcance y aplicación**

Este Código de Sistemas de Transporte de Líquido es una de las secciones del Código ASME para Tuberías a Presión B31. Esta sección es publicada por conveniencia como un documento separado. Este Código aplica a hidrocarburos, gas líquido del petróleo, amoníaco anhídrido, alcoholes y dióxido de carbono. A través de este Código estos

sistemas serán referidos como Sistemas de Transporte de Líquidos (ASME B31.4, 1998).

#### **1.6.1.2. Condiciones y Criterios de Diseño**

Las condiciones de diseño de la Norma son específicas para sistemas presurizados, para las cuales se define la presión, temperatura y fuerzas. La tubería debe ser diseñada para contener la máxima presión posible de forma segura. (Dávila, 2015)

#### **1.6.1.3. Interpretación de la norma ASME b31g**

El estudio de normas permite determinar resultados de los cuales se puede establecer valores óptimos de la máxima presión de operación y la vida remanente de la tubería, con el objetivo de la correcta aplicación de la información que se obtiene de estos estudios, la adecuada comprensión que permita la presentación de datos reales y confiables para poder determinar todos aquellos potenciales defectos que puedan tener acción directa y negativa en la tubería, el principal fin de este análisis es asegurar que la trabajos de evaluación e inspección sea eficaz y certera, y que contenga un informe verificable con lo que se ha determinado estudiar, establecer un análisis y recomendaciones.

El objetivo que engloba el análisis de esta norma es brindar mejoras a las industrias que consideren este estándar en las políticas de trabajo, y así disminuir todas aquellas situaciones que se pueden considerar como errores que afecten de manera drástica el trabajo, perjuicios económicos y daños al medio ambiente, en los que estén relacionados labores con tuberías.

### **1.7. Monitoreo**

Una de las maneras más modernas y eficaces para el control de corrosión, con diferentes fines, es el monitoreo. De esta forma se regula y se ofrece la posibilidad al operador de mantenimiento de la tubería monitoreada, de reaccionar a tiempo ante una posible ruptura o falla.

El sistema de monitoreo y análisis de la información se basa en la teoría de von Mises, el cual consta de; diferentes herramientas para realizar un monitoreo óptimo. (Calvo, 2010), con el objetivo de establecer el sistema de monitoreo, en este trabajo se hace uso del software Ansys.

## 1.8. Método de elementos finitos

El método de elementos finitos permite el análisis de distintos problemas ingenieriles de una forma menos compleja que la solución a obtener en la realidad, fuera del alcance virtual. La división de cualquier dominio complejo y la expresión de una variable, como propuesta de solución permite determinar su campo de acción; por medio de una función aproximada, cualquiera sea esta, en la que se considere como parte del dominio a cada elemento inherente al problema ingenieril.

Este método es empleado en la solución de problemas ingenieriles en donde la complejidad de la geometría analizada y las condiciones de frontera son impedimento en la obtención de soluciones exactas en el mundo real. Las técnicas a implementar deben considerar los factores que afectan a fenómenos físicos, a través de la aplicación de programas computarizados para su solución, con el manejo de algoritmos numéricos que permiten la obtención de la solución con rapidez y precisión.

El modelo de elementos finitos está englobado en dos grandes categorías: dominio o continuo, que es el que se ocupa del análisis y solución de problemas de sólidos, precisamente de la mecánica de los sólidos que divide el problema en elementos, estos elementos son un número finito de formas simples. Estos elementos están dotados de propiedades y relacionados directamente con el fenómeno a estudiar, la expresión matemática que se les confiere es de valores desconocidos en puntos específicos, conocidos como nodos, que son las conexiones entre los elementos.

La relación de elementos y nodos en los modelos sólidos se explica como el desplazamiento de cada elemento relacionado directamente con el cada desplazamiento nodal, y este a su vez relacionado con las deformaciones y esfuerzos que pueda sufrir cada elemento, para los que se consideran todas las restricciones de movimiento de la estructura y su relación nodal. El objetivo de obtener soluciones a través del método de elementos finitos en el que se considera el desplazamiento nodal, que permite explicar al equilibrio dinámico por la relación de esfuerzos y su asociación con cargas aplicadas.

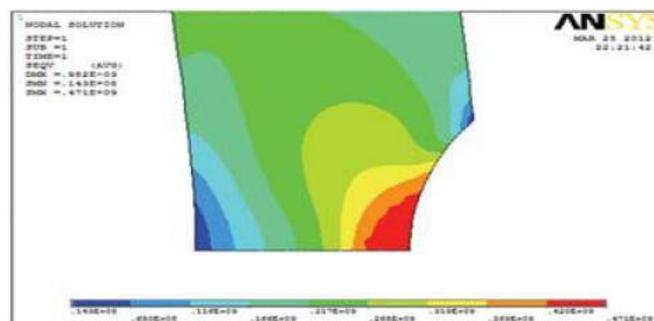
La principal característica de los cuerpos discretos es que su deformación puede definirse de manera exacta mediante un número finito de parámetros, como por ejemplo las deformaciones de los nodos; de esta forma el equilibrio de todo el cuerpo puede representarse mediante las ecuaciones de equilibrio en las direcciones de dichas deformaciones. Para este caso el equilibrio se asocia a los valores de la condición

mecánica y estructural de un nodo, y su relación y comparación con los valores de los nodos vecinos; esto se hace para cada uno de los nodos que compone el sistema. (Lizarza, 2000)

## 1.9. Estudio de corrosión en tubería

A manera de ejemplo se han realizado estudios de corrosión donde la dinámica considerada para el análisis de este fenómeno es estacionaria, la simulación de este tipo de problemas ingenieriles parte de la construcción de la geometría de la tubería, incluido las zonas corroídas, esta sección de ducto considerada incluidas todas las zonas con corrosión, son sometidas a distintas condiciones de temperatura y presión, con el objetivo de realizar un estudio integral de esfuerzos sobre el ducto junto con el análisis estructural adecuado.

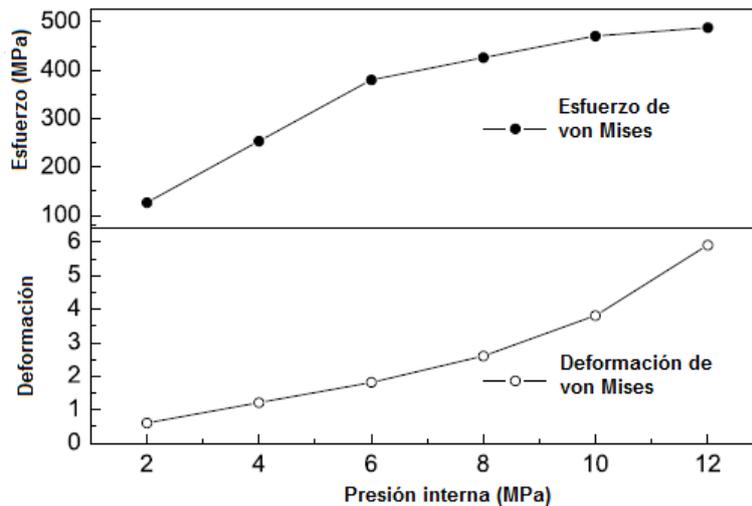
La Figura 1.9 en donde se determinan los contornos asociados al esfuerzo de Von Mises, diferenciados cada uno por la escala de color, para una sección de ducto a partir del grafico se puede inferir que este esfuerzo genera un defecto de 0.125 veces su espesor y una presión de operación de 8 MPa. (Castellanos, 2014)



**Figura 1.9** Contorno del esfuerzo de von Mises

**Fuente:** (Yang et al., 2013)

En la anterior Figura 1.9 las zonas de coloración roja son regiones de mayor esfuerzo de Von Mises se corresponden con todas aquellas áreas que presentan mayor defecto de corrosión. Esta simulación se repite para diferentes presiones de operación evaluando tanto el esfuerzo como la deformación de von Mises. A partir de lo anterior se obtiene una curva de esfuerzo y deformación de von Mises con respecto a la presión (Castellanos, 2014) interna (figura 1.11).



**Figura 1.10** Esfuerzo y deformación de von Mises en función de la presión interna de la tubería

Fuente: (Yang et al., 2013)

### 1.10. Índice de deterioro de Brooks

El índice de deterioro de Brooks surge como una estimación primaria simple de la afectación de una atmosfera en ambiente rural, considerando básicamente la HR como parámetro principal de control del proceso. (Brooks, 1950).

$$I = \frac{[(HR - 65)Pv]}{100} \quad \text{Ecuación 1}$$

**En donde:**

I= Índice de deterioro

HR = Humedad relativa media anual en %

Pv = Presión de vapor de saturación a la temperatura media anual mBar.

De acuerdo con el valor del Índice se establecen los siguientes grados de deterioro como se puede observar en la tabla 1.2 (Rodríguez et al., 2015).

**Tabla 1.3** Relación entre los Índices de Brooks y los niveles de corrosividad cualitativos

Índice	Corrosividad
0 a 1	No corrosiva
1 a 2	Muy poco corrosiva
2 a 4	Poco corrosiva
4 a 5	Corrosiva
5 a 10	Muy corrosiva

Fuente: (Rodríguez et al., 2015)

## 1.11. Máxima presión de operabilidad

La presión máxima admisible de operación (MAOP), es la presión máxima que la tubería puede resistir antes de sufrir deformación plástica o rotura, dependiendo de las características y clase de la misma. La presión de bombeo no debe ser mayor que el MAOP en ningún punto del recorrido (Rosero, 2012).

La presión al ser un factor de diseño importante en ductos, es importante determinar el valor máximo de operación que esta puede tener en función de las características mecánicas del material, por lo tanto, la MAOP a través de la ecuación de Barlow considerando: ( $S_y$ ) esfuerzo mínimo de fluencia del material del ducto, espesor nominal de la pared de la tubería ( $t$ ), el diámetro externo ( $D_e$ ), estos valores son corregidos con el factor de diseño ( $F$ ), que para ductos con líquidos toma un valor de 0,72 (Pilco et al.,2014).

## 1.12. Ecuación de Barlow

Es la máxima presión admisible de operación para tubería API 5L B, en donde se denota las constantes ( $S_y$ ,  $t$ ,  $F$ ) y la variable ( $D_e$ ):

$$MAOP = \frac{2(S_y)(t)(F)}{D_e} \quad \text{Ecuación 2}$$

### En donde:

$t$ = espesor nominal de la tubería

$S_y$  = esfuerzo elástico mínimo especificado

$F$  = Factor de corrección de diseño

$D_e$  = diámetro externo nominal

$$MAOP = \frac{2(35000)(0,375)(0,72)}{D_e}$$

## **2. METODOLOGÍA**

### **2.1. Definición del estudio de caso**

El estudio de problemas asociados a la corrosión en oleoductos es un tema inherente en la producción petrolera, las regiones de mayor interés de acción de este fenómeno son las líneas de transporte del oleoducto, debido a que la infraestructura del arreglo de tuberías involucra riesgos de derrame a causa de la pérdida de espesor y deformación del material; en oleoductos estas regiones pueden ser determinadas a partir del análisis de parámetros externos, por ejemplo, temperatura, humedad; e internos, como es el caso de la presión. Estos parámetros se pueden emplear como una guía y así establecer una gestión para el control de la integridad de tuberías.

### **2.2. Diseño y control**

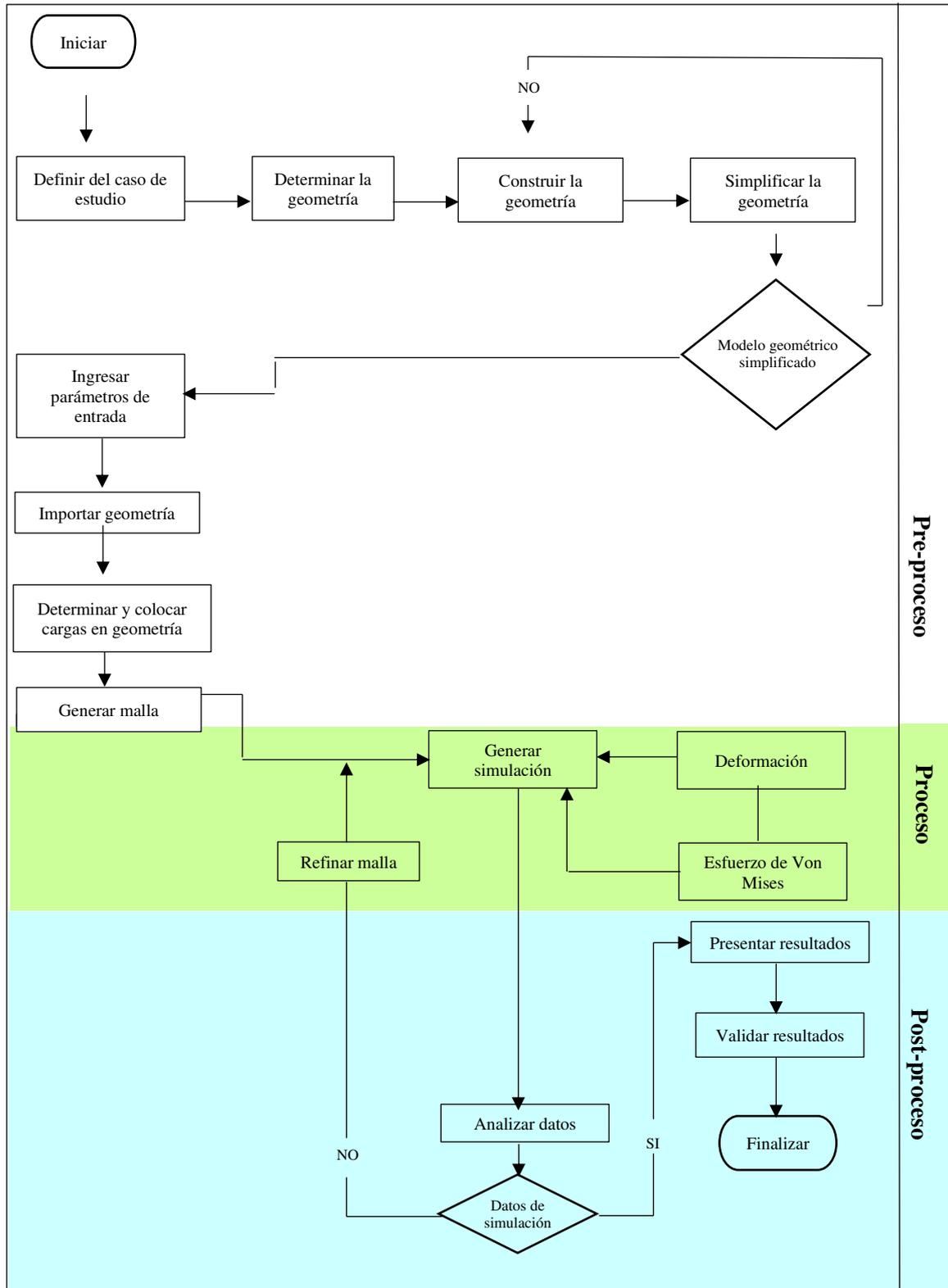
El diseño y control asociado para la aplicación del presente trabajo es preciso establecer tres fases que son: pre proceso, proceso y post proceso. La implementación de cada fase se considera como un conjunto de pasos ordenados a seguir.

El esquema general de la metodología a desarrollar se representa en un diagrama de flujo Figura 2.1, en donde se plantea las subetapas correspondientes con el método de elementos finitos dentro del software ANSYS.

### **2.3. Pre-proceso**

La primera fase se concentra en la definición de la geometría y las condiciones de contorno del problema a resolver, para evitar los problemas de borde en las regiones pequeñas de la geometría, que forman una malla, son discreteadas.

En esta etapa se determina el tipo de simulación que se acople y sea pertinente con el análisis, el interés de la investigación es el análisis de la estática estructural como resultado de la acción de esfuerzos sobre un tipo de oleoducto empleado en la industria petrolera.



**Figura 2.1** Diagrama de flujo de metodología a desarrollar en trabajo

**Elaborado por:** (Torres, 2021)

### 2.3.1. Parámetros de entrada

El análisis de corrosión de tuberías requiere de parámetros de entrada, estos son datos e información estándar y nominal que se corresponden con el rango típico de operación de SOTE en Ecuador. La importancia de la correcta selección y definición radica en que los resultados obtenidos en este trabajo dependen de esta información de entrada, por lo tanto, para el estudio de corrosión en este análisis se definió las siguientes características:

**Tabla 2.1** Propiedades mecánicas

<b>Especificación</b>	<b>Datos</b>	
Esfuerzo de fluencia	240 MPa	35000 psi
Módulo de elasticidad	415 MPa	60000 psi

Fuente: (VEMACERO,2020)

Las condiciones del material, que se describen en la tabla 2.1 y 2.2, se corresponden con el material que está construido el ducto.

**Tabla 2.2** Especificaciones de material

<b>Especificación</b>	<b>Datos</b>
Material	ASTM A53
Esfuerzo ultimo de tensión	460 MPa
Esfuerzo ultimo de compresión	250 MPa
Módulo de Young	$2 \times 10^5$ MPa
Coefficiente de Poisson	0.240 - 0,330
Densidad	$7850 \text{ kgm}^{-3}$

Fuente: (SUMITECCR, 2020)

Las dimensiones de la tubería que se establecieron para la simulación del diámetro externo y el espesor se presentan en la tabla de valores nominales.

**Tabla 2.3** Diámetros de oleoductos de estado transitorio empleados por el SOTE

<b>Diámetro nominal (pulgadas, in)</b>	<b>Diámetro exterior real (pulgadas, in)</b>	<b>Espesor de pared (pulgadas, in)</b>
20	20,000	0,375
26	26,000	0,375

Fuente: (VEMACERO y DN Brida, 2020)

Además, se consideran calibraciones de la simulación numérica las siguientes características propiedades del suelo, parámetros de entrada considerados en la simulación, ya que el oleoducto del SOTE es un sistema de transporte soterrado.

**Tabla 2.4** Propiedades mecánicas y de corte del suelo heterogéneo de variabilidad espacial

Cohesión	0.028 MPa
Módulo de Young	17.50 MPa
Relación de Possion	0.37

**Fuente:** (Mendoza y Tipán, 2019)

## 2.4. Simulación por elementos finitos

El modelo de computación, geometría de tubería diseñada, junto con el modelo de corrosión establecido son la base de la simulación por elementos finitos que se realizó en este trabajo. A continuación, se describen las etapas desarrolladas en la simulación.

### 2.4.1. Control de corrosión

El fenómeno de corrosión está asociado a distintas soluciones, en cuanto a modelos que permitan anticipar de forma certera cómo es el crecimiento de corrosión en una región. Las distintas operadoras en la industria petrolera, específicamente en las líneas de transporte de crudo, han desarrollado distintos modelos que consideran a gases y sustancias involucradas, dióxido de carbono y ácido sulfúrico, cualquier fluido asociado a pozos petroleros.

Sin embargo, cada modelo que permite un control de corrosión requiere datos de entrada con información que no se encuentra a libre disponibilidad, por lo que se decidió optar por una propuesta de control más viable, empleando condiciones establecidas en el Código de inspección de tuberías API 5L, en el que se contempla un máximo intervalo de tiempo de inspección recomendado según el tipo de circuito a inspeccionar.

La clase de ducto que se selecciona es Clase 2, que incluye a la mayoría de tuberías de procesos de las unidas y las tuberías seleccionadas fuera de la obra (Singüenza,2017) y un tiempo máximo de medición de espesor de 10 años.

El índice de corrosión, según el código de inspección de tuberías API 5L, se calcula con la siguiente formula:

$$\text{Indice de corrosión} = \frac{t_{inicial} - t_{final}}{\text{tiempo(años)entre la inspeccion incial y final}} \quad \text{Ecuación 3}$$

Donde  $t$  es el espesor, en pulgadas o mm, que se determina al tiempo de la inspección. Entonces, los valores considerados son los valores limites, el diámetro nominal exterior que se corresponde con el  $t_{inicial}$  y el diámetro interior que se obtiene a partir del dato de espesor nominal, y que es el  $t_{final}$ , entonces el índice de corrosión para los parámetros establecidos es de 1 mm/año.

$$\text{Indice de corrosión} = \frac{50.8 \text{ cm} - 49.8 \text{ cm}}{10 \text{ años}}$$

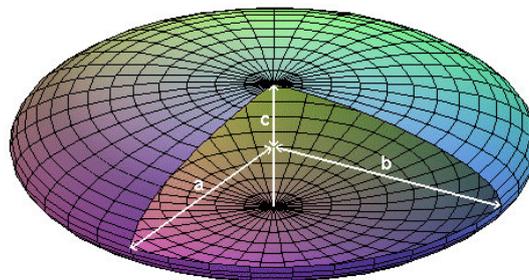
$$\text{Indice de corrosión} = 0.1 \frac{\text{cm}}{\text{año}} = 1 \text{ mm/año}$$

#### 2.4.2. Crecimiento de corrosión

El crecimiento de la corrosión es un problema que tiene soluciones con geometrías aleatorias, por lo que es importante definir una parametrización a de secciones corroídas, la matemática relacionada a este tipo de solución es compleja y va más allá de alcance definido para este trabajo. Por lo tanto, una forma de acoplar el crecimiento de corrosión a los objetivos de esta investigación fue emplear aproximaciones consideradas en la norma ASME B31G, que considera que una región corroída puede ser representada como una geometría uniforme elipsoidal.

La parametrización se realiza a partir de tres semiejes  $a$ ,  $b$  y  $c$ , Figura 2.2 y de la ecuación del elipsoide:

$$\frac{x^2}{a^2} + \frac{y^2}{b^2} + \frac{z^2}{c^2} = 1 \quad \text{Ecuación 4}$$



**Figura 2.2** Geometría elipsoidal

**Fuente:** (Schmidtke, 2017)

En base a esta geometría los grados de libertad establecidos en relación al crecimiento de corrosión son tres. Sin embargo, se determinó que no hay desplazamiento longitudinal de la geometría, por lo tanto, la longitud de corrosión se mantiene constante y se asocia con el semieje  $a$ . En cuanto a la altura y ancho de corrosión, semieje  $b$  y  $c$  respectivamente, se los establece iguales tal que  $b=c$ , con el objetivo de presentar en forma de una elipse circular a la región corroída.

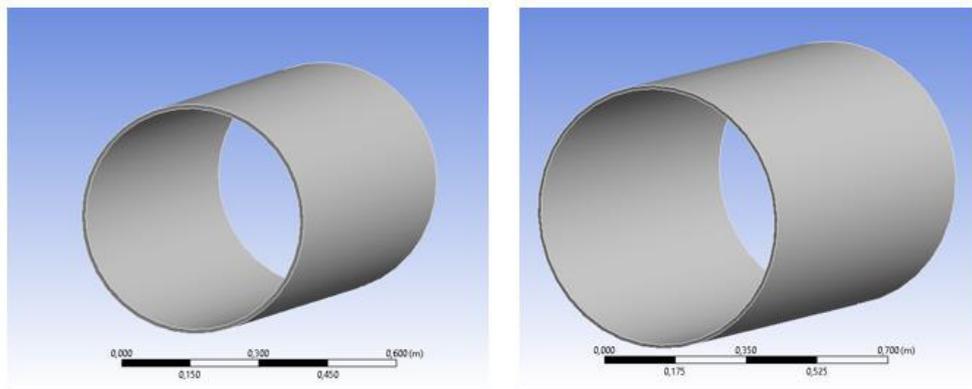
El índice de corrosión, en el que se consideran los parámetros de entrada, permitió calcular que para este análisis de este caso de estudio la tasa de corrosión es de 1 mm/año, establecido a un máximo de inspección de tubería de diez años.

### 2.4.3. Modelo CAD

La construcción de la geometría tridimensional, modelo CAD se empleó el software ANSYS, Workbench R1 2021. La geometría desarrollada es cilíndrica, en la que se consideran dos diámetros distintos, y una longitud de 1 metro para ambos casos; para reducir el gasto computacional y el hecho de considerar ductos en estado transitorio, no se añaden soldaduras, tornillos o algún accesorio relacionado con tuberías.

La secuencia de pasos que fueron aplicados para la creación de la geometría se detallan a continuación:

1. La geometría se basó en una sección de tubería, un cilindro de diámetro externo y diámetro interno, definido por el espesor de la pared.
2. La Figura 2.3 muestra las geometrías cada una con diámetro determinado, sólidos sin ninguna pieza acoplada.



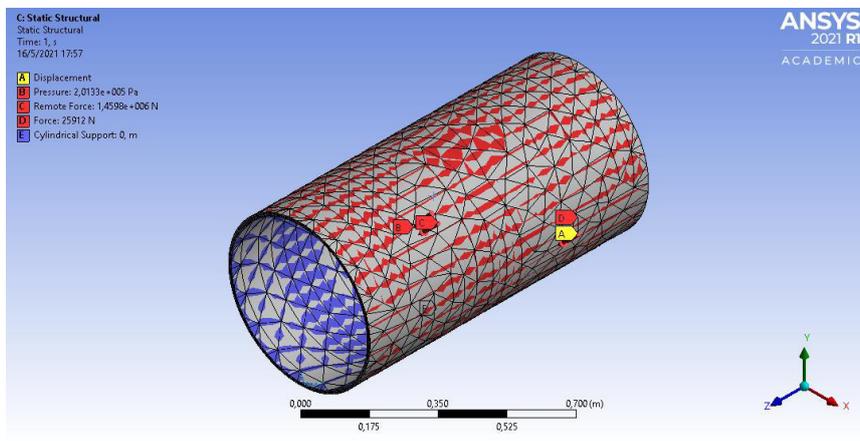
**Figura 2.3** CAD, Geometría de diámetro de 20 y 26 pulgadas

**Elaborado por:** (Torres, 2021)

#### 2.4.4. Modelo discreto

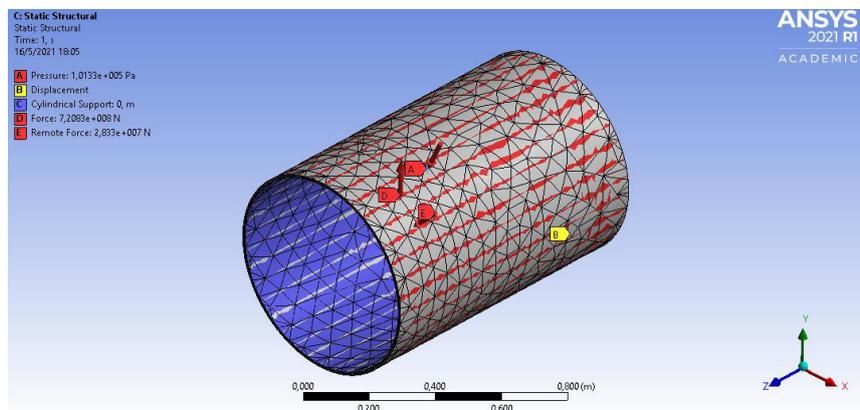
Las restricciones y condiciones de carga que se aplican en cada superficie de la geometría creada, son ubicadas en la Figura 2.4 y Figura 2.5, estas también siguen una secuencia de etapas definidas en la simulación:

1. Condición de presión de 4.8 MPa, presión de prueba según norma ASTM A53
2. Condición de presión atmosférica de 0.1 MPa.
3. En el eje de simetría de la geometría, eje coordenado z, el desplazamiento se define nulo, igual a 0, pues no se considera desplazamiento longitudinal del ducto.
4. Rotación de nodos, se restringe a esta condición para establecer que los nodos asociados a la superficie de acción de fuerzas y esfuerzos roten de forma radial.



**Figura 2.4** Ubicación de esfuerzos y cargas en sección de oleoducto de diámetro externo de 20 pulgadas

Elaborado por: (Torres, 2021)



**Figura 2.5** Ubicación de esfuerzos y cargas en sección de oleoducto de diámetro externo de 26 pulgadas

Elaborado por: (Torres, 2021)

#### 2.4.5. Tipo y Forma de malla

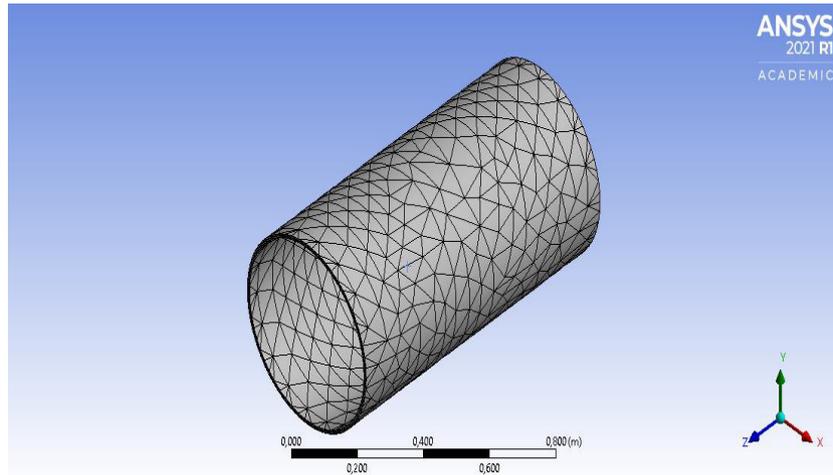
El dominio de una geometría está determinado por elementos y nodos que forman una malla, la dimensión de estos elementos depende de la geometría simplificada y de las condiciones del problema a resolver.

El tipo de problema definido es del tipo estructural, por lo tanto, se selecciona el módulo de Estática Estructural del software, a donde se importa la geometría desarrollada en el pre-procesamiento dentro de ANSYS. Posterior a la importación de la geometría, se colocan las condiciones de frontera, definidas en la Tabla 2.1 y Tabla 2.2 estas hacen referencia al material y entorno del sistema en estudio.

Posterior, el problema de estudio, cuando ya se ha definido y simplificado la geometría cilíndrica, radica en la generación de la malla, previo a esto, se debe conocer que la malla seleccionada va a ser la malla que dé mejor ajuste, y que permita la optimización del recurso informático y del tiempo de solución de la simulación, por esto se seleccionó una malla no estructura y ajustada al ducto, esto se desarrolla en el Workbench de ANSYS, las consideraciones para la generación de la malla son:

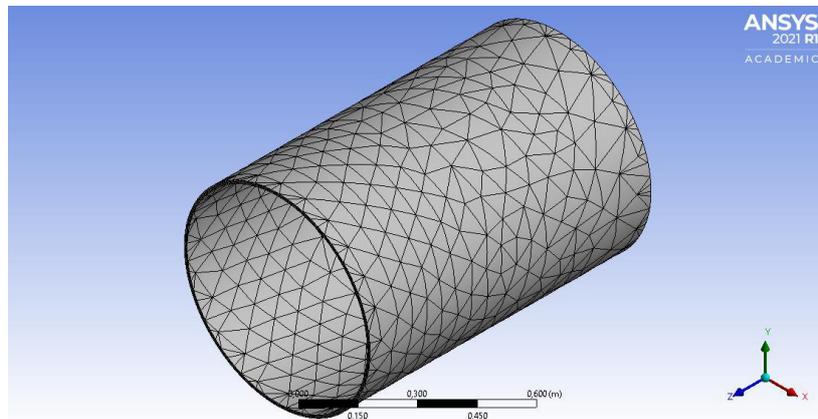
Además, los criterios de mallado se emplean para controlar la variación de la malla bajo condiciones que permitan obtener una mayor confiabilidad de los datos, ya que a partir de la variación nodal de la malla se determina el desgaste de la tubería a causa de la corrosión, en función a lo mencionado anteriormente se definen los siguientes controles a emplear:

- *Sizing* se aplica a un conjunto de arista o caras, pero no se puede aplicar este mallado en una combinación de caras y aristas. Los componentes de esta herramienta son el *element size* de valor positivo, *behavior* que depende del tamaño o número de divisiones fijas que se encuentran en los bordes, el empleo de esta herramienta permite reducir al mínimo los problemas en la frontera que no pueden ser resueltos por el algoritmo de malla.
- *Contact sizing* se emplea para crear elementos con tamaños concordantes en las caras de la geometría seleccionada, este se emplea en caras de contacto y en las fronteras de cada superficie.
- *Refinamiento* contiene controles que permiten especificar el número máximo de iteraciones de mallado que se aplica a la malla inicial, con el fin de estabilizar el mallado y su convergencia a un valor estable.



**Figura 2.6** Características de Mallado de sección de oleoducto de diámetro externo de 20 pulgadas

**Elaborado por:** (Torres, 2021)



**Figura 2.7** Características de Mallado de sección de oleoducto de diámetro externo de 26 pulgadas

**Elaborado por:** (Torres, 2021)

Las características y datos estadísticos del mallado seleccionado y realizado sobre la sección de ducto son detalladas en la Tabla 2.5 y Tabla 2.6.

## 2.5. Proceso

### 2.5.1. Proceso en ANSYS

La solución del problema planteado en este trabajo requiere de la identificación y explicación de la respuesta de la simulación en función de cómo son afectados los parámetros de entrada y cómo se ajuste a las condiciones de la sección de oleoducto considerado, considerando el criterio de fluencia y de deformación total que permite entender la deformación de un material al exceder el lumbral elástico.

**Tabla 2.5** Estadísticas de mallado de sección de ducto de diámetro de 20 pulgadas

Características	Detalle
Número de nodos	5828
Número de elementos	2744
Tipo de función	Adaptativo
Suavizado	Mediano
Grado de relevancia	Grueso

**Elaborado por:** (Torres, 2021)

**Tabla 2.6** Estadísticas de mallado de sección de ducto de diámetro de 26 pulgadas

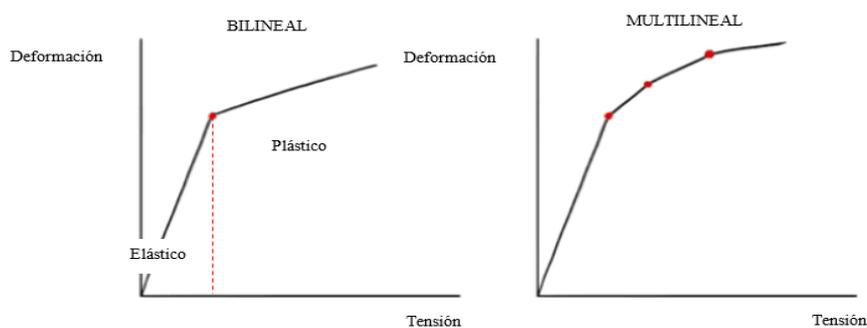
Características	Detalle
Número de nodos	6249
Número de elementos	2890
Tipo de función	Adaptativo
Suavizado	Mediano
Grado de relevancia	Grueso

**Elaborado por:** (Torres, 2021)

Con este planteamiento teórico se determina que el material comienza a ceder en todas aquellas regiones en las que se cumple la tensión de von Mises en donde es igual al límite de tensión. Este criterio de falla definido en función de la fluencia de Von Mises que se obtiene como resultado de la simulación, es una aproximación empleada en estudios de integridad estructural con el empleo de software, en este caso es aplicado por ANSYS.

### 2.5.1.1. Deformación

El modelo de material simulado es no lineal, por su geometría y parametrización, la cual hace referencia a un cilindro, sección de oleoducto, por lo que la solución que realiza el software se aproxima a un comportamiento que trasciende la región dúctil. Una solución que se puede establecer a este tipo de modelos son bilineales con o sin endurecimiento, multilíneales (SAMAT, 2019) Figura 2.8, para este y cualquier cálculo no lineal.



**Figura 2.8** Modelo bilineal y multilíneal de curvas de tensión deformación  
**Fuente:** (SAMAT, 2019) modificado

Entonces, en los cálculos no lineales y la propuesta de solución obtenida en ANSYS se basa en que los desplazamientos y las fuerzas dejan de tener esta relación de proporcionalidad, por lo que el empleo de iteraciones es necesario para estabilizar y hacer converger la solución, con el objetivo de llegar a un resultado final de valores válidos obtenidos a partir de la simulación.

## **2.5.2. Validación de resultados**

### **2.5.2.1. Índice de deterioro de Brooks**

Con datos obtenidos de anuarios meteorológicos se determina el Índice de deterioro de metales como consecuencia de la acción de corrosión atmosférica. Los datos tomados son de estaciones meteorológicas cercanas a las zonas por donde se encuentra el oleoducto. Con los valores del índice obtenido y los parámetros de cada estación considerado se determina el grado de deterioro de la sección de oleoducto.

Para la validación empleando este índice en la corrosión externa de una sección de ducto se consideran calibraciones de la simulación numérica las siguientes características propiedades del suelo, parámetros de entrada considerados en la simulación, ya que el oleoducto del SOTE es un sistema de transporte soterrado.

La Tabla 1.3 indica el rango de valores que se asignan al índice (I) y en función de cada uno de estos se determina de forma cualitativa el grado de deterioro. Por otra parte, la Tabla 2.4 se encuentran detalladas las propiedades mecánicas y de corte del suelo heterogéneo.

### **2.5.2.2. Máxima presión permitida de operación**

Un parámetro de diseño de ductos es la presión, por lo tanto, los valores de presión no deben superar el límite de la presión máxima (MAOP), se emplea la ecuación de Barlow en el que se consideran los parámetros de entrada de la simulación, valores estandarizados en normas y características de la geometría diseñada. Se realiza la comparación porcentual entre el esfuerzo elástico mínimo, valor nominal, y la calculado para la condición de cada caso de la MAOP.

### 3. PRESENTACIÓN DE RESULTADOS

La fase final del proceso de simulación, post-proceso, contempla dos apartados con desarrollo secuencial: en primer lugar se presenta resultados obtenidos de la simulación, seguido del análisis de los resultados obtenidos, en una siguiente instancia se realiza la validación de resultados con la comparación del Índice de Brooks relacionado con la deformación simulada y su correspondencia con la corrosión externa, en tanto que la MAOP se hace corresponder con valores de esfuerzo y la correlación de validación con corrosión interna.

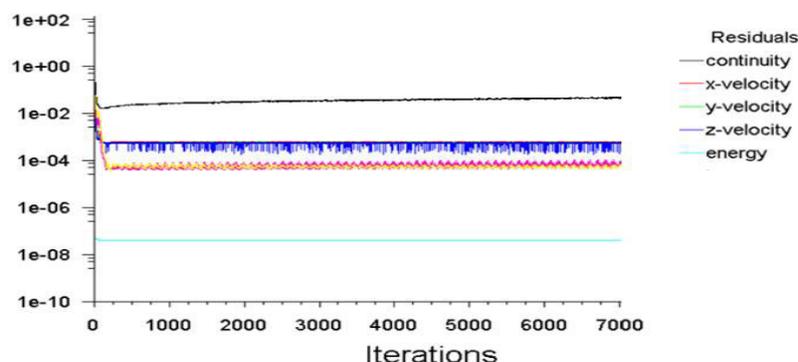
#### 3.1. Post-proceso- resultados

##### 3.1.1. Simulación por elementos finitos

###### 3.1.1.1. Análisis de convergencia

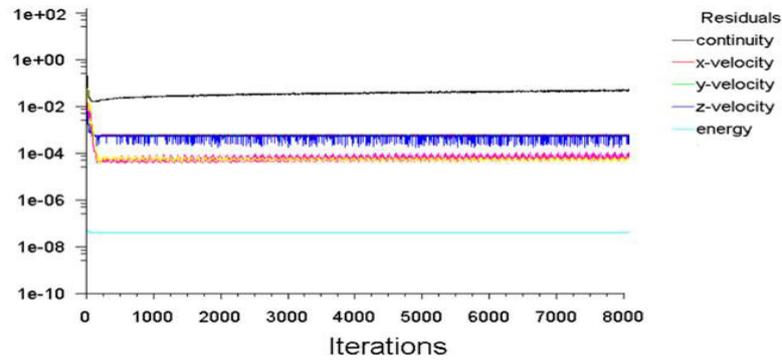
El análisis de convergencia es un punto importante a desarrollar en la simulación por elementos finitos (MEF), este tiene en consideración la geometría simplificada del ducto y la malla adaptativa empleada en este proceso, para cada diámetro considerado (20 y 26 pulgadas). En el software ANSYS se ejecuta la convergencia de mallas, para la primera sección de ducto considerado presenta un valor máximo de 7000 iteraciones, esta se corresponde con la sección de menor diámetro, y de 8000 iteraciones para la geometría que se corresponde con el mayor diámetro externo (Figura 3.1 y Figura 3.2).

Además, en el análisis de convergencia se considera a la deformación total de la sección de cada ducto simulado para determinar a partir de qué valor de iteración el sistema se estabiliza. Los parámetros iniciales establecidos del sistema son considerados en esta etapa y, se observa estabilidad a partir de la sexta iteración (Figura 3.3). Los valores de convergencia de cada malla adaptativa para la sección de ducto de 20 pulgadas y 26 pulgadas se muestran en la Tabla 3.1 y Tabla 3.2.



**Figura 3.1** Convergencia de malla adaptativa de sección de oleoducto de diámetro externo de 20 pulgadas.

**Elaborado por:** (Torres,2021)



**Figura 3.2** Convergencia de malla adaptativa de sección de oleoducto de diámetro externo de 26 pulgadas

**Elaborado por:** (Torres,2021)

**Tabla 3.1** Nodos y número de elementos de la convergencia de malla de sección de oleoducto de diámetro externo de 20 pulgadas

Número de iteración	Nodos	Elementos
1	5828	2744
2	111909	68357
3	264711	168690
4	306641	194747
5	530260	330366
6	748700	488195
7	754683	483121
8	991750	657370
9	1774432	1197590
10	1995686	1289545
11	2147820	1657487
12	2299953	2025430
13	2452087	2393370
14	2604221	2561315
15	2750357	2642030
16	2899491	2791164

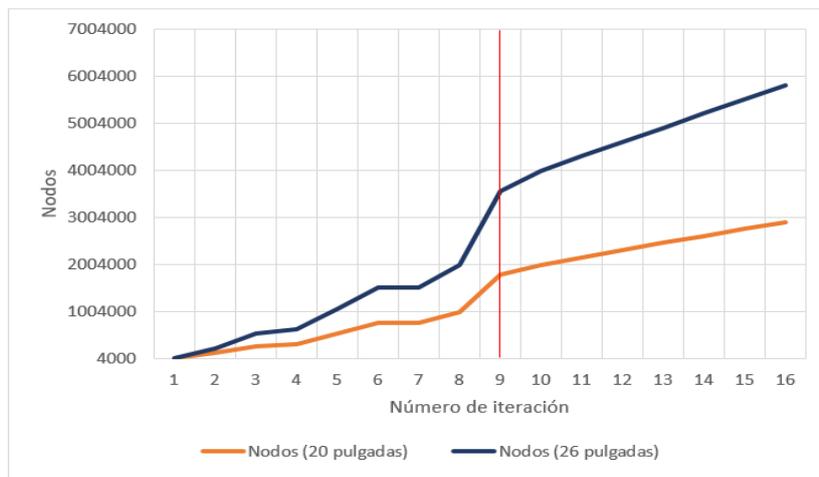
**Elaborado por:** (Torres,2021)

**Tabla 3.2** Nodos y número de elementos de la convergencia de malla de sección de oleoducto de diámetro externo de 26 pulgadas

Número de iteración	Nodos	Elementos
1	6249	2890
2	112330	68503
3	265132	168836
4	307062	194893
5	530681	330512
6	749121	488341
7	755104	483267
8	992171	657516
9	1774853	1197736
10	1996107	1289691
11	2148241	1657633
12	2300374	2025576
13	2452508	2393516
14	2604642	2561461
15	2750778	2642176
16	2899912	2791310

**Elaborado por:** (Torres,2021)

La convergencia de la malla en las primeras 16 iteraciones, permite observar que la malla se estabilizada a partir de la novena iteración se presenta en la figura 3.3 (línea roja vertical a las curvas), en esta se evidencia el método de convergencia para cada sección de ducto considerado, que permite establecer que las soluciones obtenidas a partir de la simulación realizada son válidas.



**Figura 3.3** Convergencia de malla: nodos en función del número de iteraciones  
**Elaborado por:** (Torres,2021)

## 3.1.2. Validación de propuesta

### 3.1.2.1. Corrosión externa

#### 3.1.2.1.1. Deformación

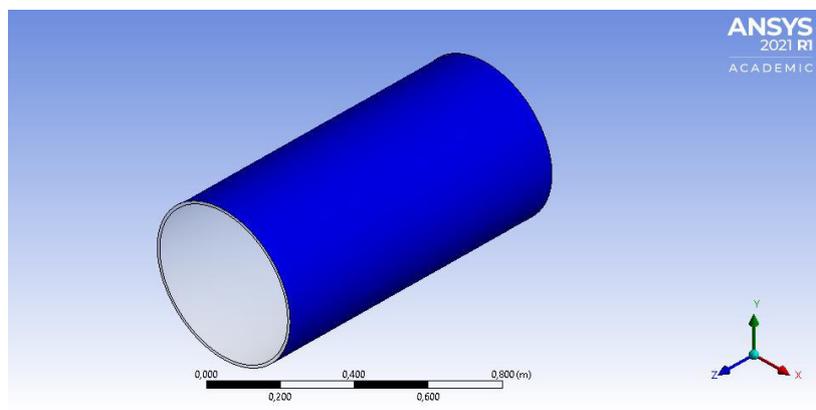
Los datos de deformación y su variación temporal se presentan en la Tabla 3.3, estos valores se corresponden con la sección de ducto de diámetro externo de 20 pulgadas, el valor mínimo se presenta en el año 0 con un valor de deformación de 0,98738 mm, y el valor máximo es de 3,0013 mm.

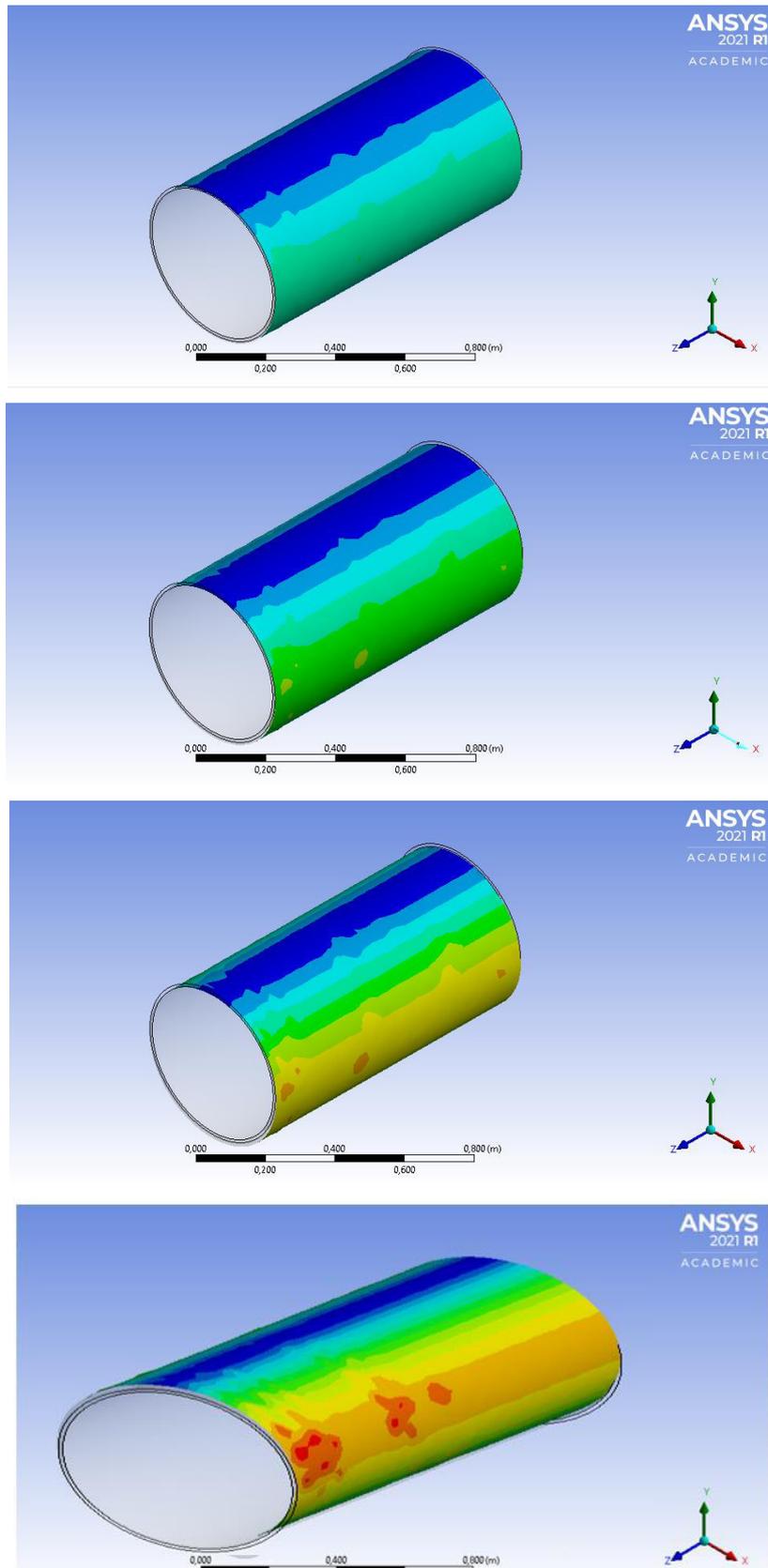
**Tabla 3.3** Deformación en sección de oleoducto de diámetro externo de 20 pulgadas

Tiempo	Deformación [mm]
0	0,98738
2	1,1888
4	1,3902
6	1,5916
8	1,7930
10	1,9944
12	2,1957
14	2,3971
16	2,5985
18	2,7999
20	3,0013

**Elaborado por:** (Torres,2021)

La deformación se calcula en la superficie externa de la geometría, para presentar en mejor detalle se muestra la sección simulada con una vista en 3D, Figura 3.4, la distribución de deformación se observa en una escala de colores, en la que los valores máximos de deformación tienen coloración roja y los valores mínimos se encuentran en color azul.





**Figura 3.4** Deformación en sección de oleoducto de diámetro externo de 20 pulgadas para una temperatura de 25,3°C, cada figura representa la evolución temporal de la deformación simulada.

**Elaborado por:** (Torres,2021)

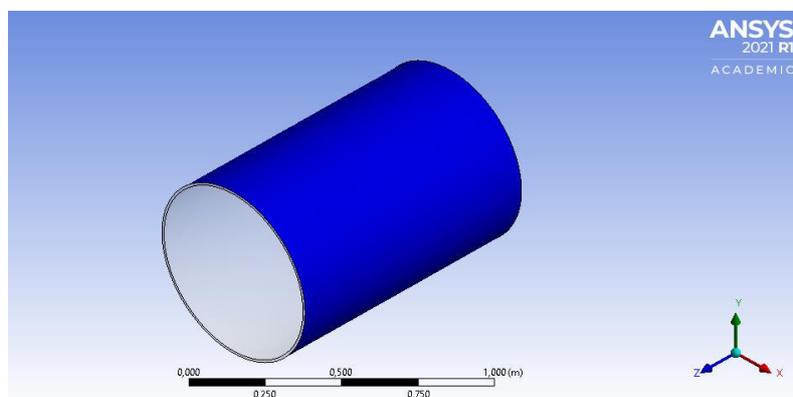
Por otra parte, los datos de deformación y su variación temporal para la sección de ducto de 20 pulgadas de diámetro externo y para la que se considera un valor de temperatura ambiental de 15,3°C, se presentan en la tabla 8, el valor mínimo se presenta en el año inicial, cero, con un valor de deformación de 0,52159 mm, y un valor máximo es de 1,5855mm en el año final.

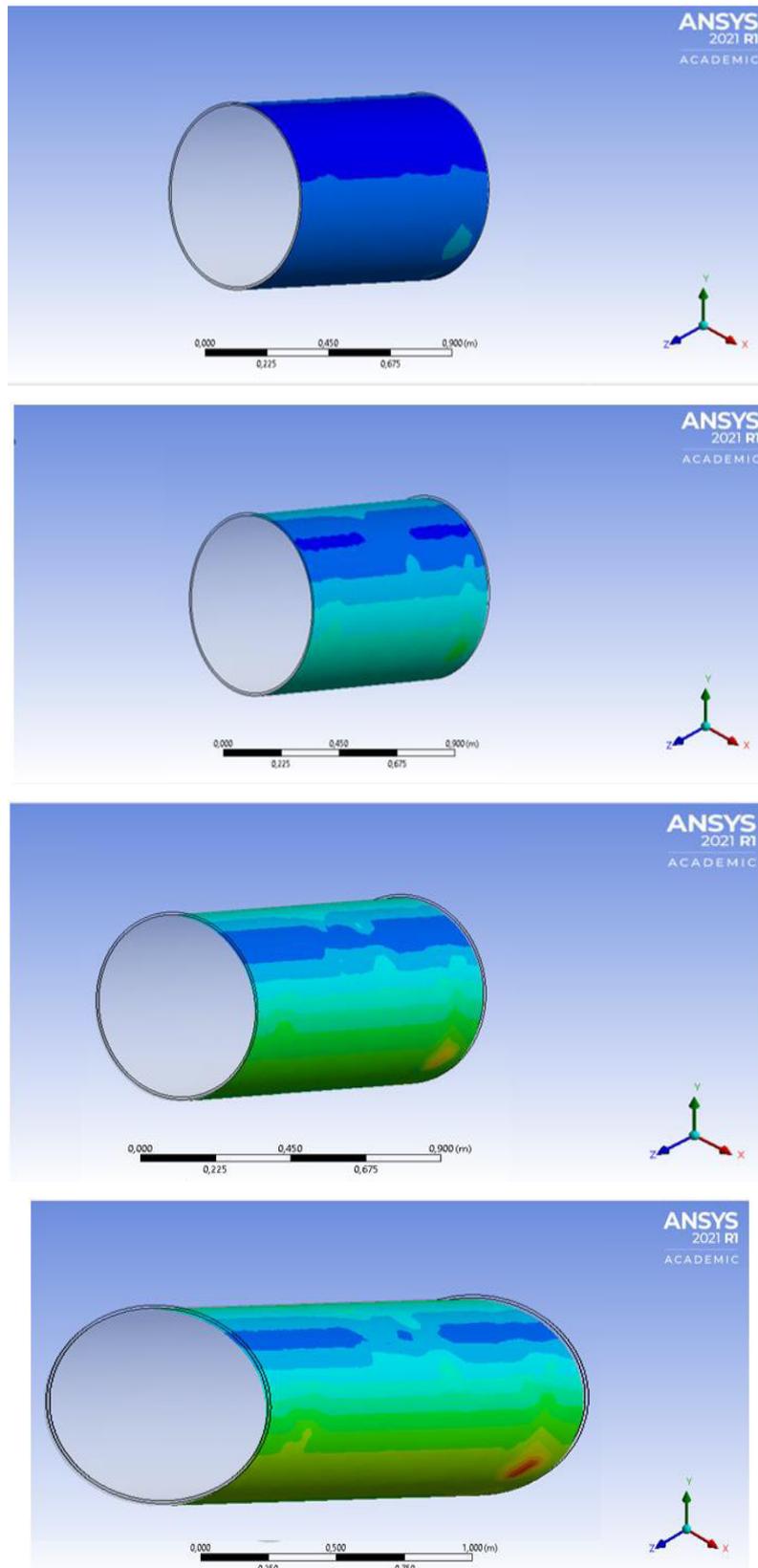
La secuencia de deformación acompañada de la escala de colores que representa la distribución de deformación, escala en la que los valores máximos de deformación tienen coloración roja y los valores mínimos se encuentran en color azul con datos registrados en la Tabla 3.4, y son presentados por la simulación en la Figura 3.5, de igual manera, la deformación se calcula en la superficie externa de la geometría, para presentar en mejor detalle se muestra la sección simulada con una vista en 3D.

**Tabla 3.4** Deformación en sección de oleoducto de diámetro externo de 26 pulgadas

Tiempo	Deformación [mm]
0	0,53259
2	0,64285
4	0,75311
6	0,86337
8	0,97363
10	1,0839
12	1,1941
14	1,3044
16	1,4147
18	1,5249
20	1,6352

Elaborado por: (Torres,2021)





**Figura 3.5** Deformación en sección de oleoducto de diámetro externo de 26 pulgadas para una temperatura de 15,3°C, cada figura representa la evolución temporal de la deformación simulada.

**Elaborado por:** (Torres,2021)

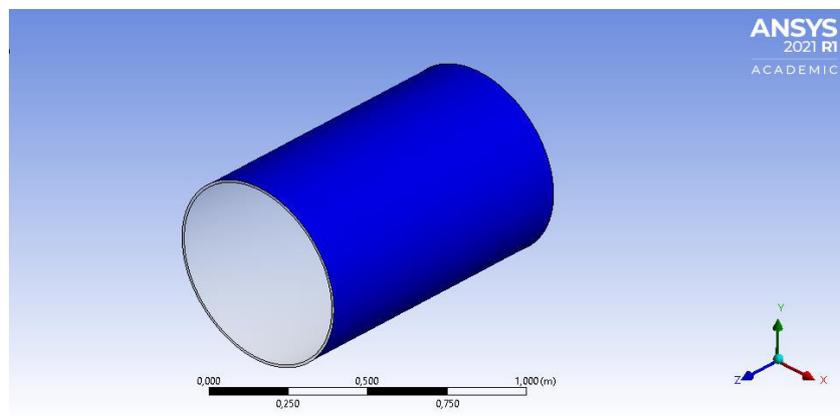
Finamente, los datos de deformación y su variación temporal se presentan en la Tabla 3.5, estos valores se corresponden con la sección de ducto de diámetro externo de 26 pulgadas, el valor mínimo se da en el año 0 con un valor de deformación de 0,95218 mm, y un valor máximo es de 2,9234 mm.

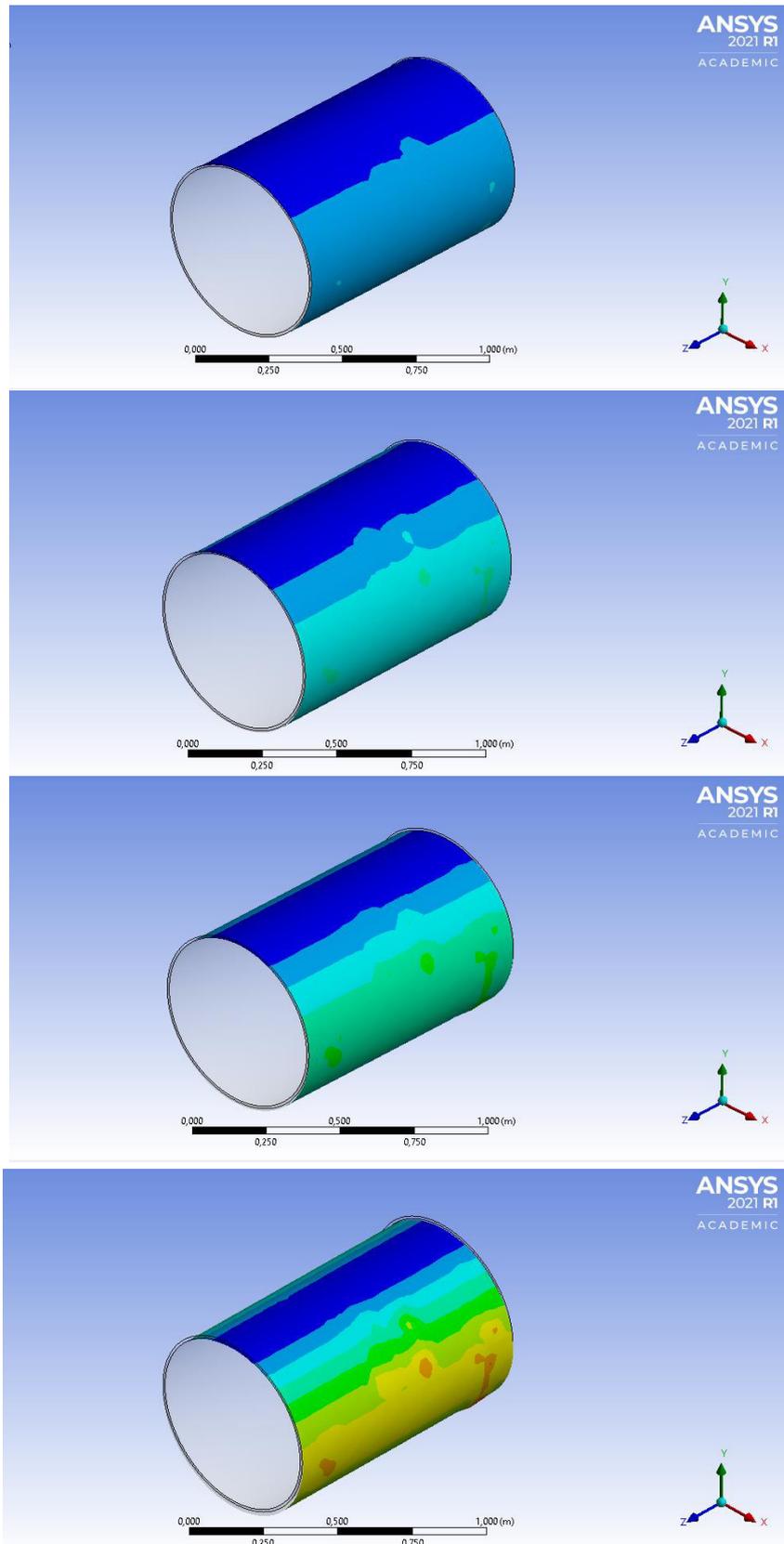
**Tabla 3.5** Deformación en sección de oleoducto de diámetro externo de 26 pulgadas

Tiempo	Deformación [mm]
0	0,37684
2	0,53388
4	0,69093
6	0,84797
8	1,1621
10	1,3191
12	1,4761
14	1,6332
16	1,7902
18	1,9473
20	2,21043

Elaborado por: (Torres,2021)

La secuencia de deformación se calcula en la superficie externa de la geometría, para presentar en mejor detalle se muestra la sección simulada con una vista en 3D, Figura 3.6 ,la distribución de deformación se observa en una escala de colores, en la que los valores máximos de deformación tienen coloración roja y los valores mínimos se encuentran en color azul.





**Figura 3.6** Deformación en sección de oleoducto de diámetro externo de 26 pulgadas para una temperatura de 23.7°C, cada figura representa la evolución temporal de la deformación simulada.

**Elaborado por:** (Torres,2021)

### 3.1.3. Corrosión interna

#### 3.1.3.1. Máxima presión permitida de operación

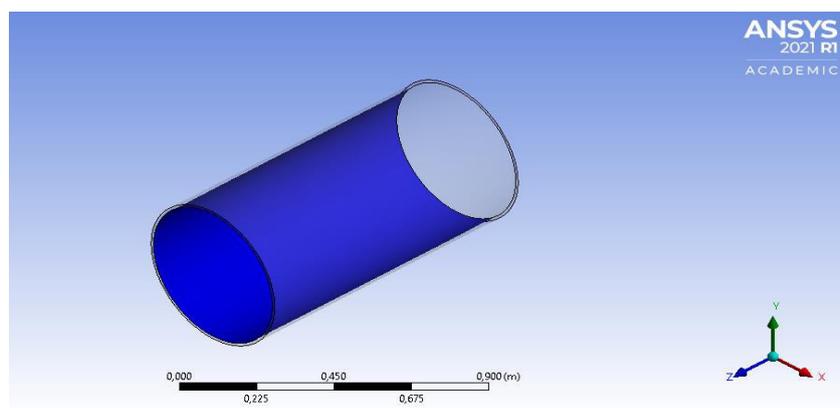
El análisis estructural con el que se puede determinar esfuerzos resultantes debido a cargas a las cuales se somete la sección de ducto simulado, se considera la proporcionalidad respecto a la energía de distorsión. En la Tabla 3.6, se muestran valores mínimos y máximos, obtenidos a partir de la simulación del esfuerzo de Von Mises sobre una sección del oleoducto de diámetro externo de 20 pulgadas.

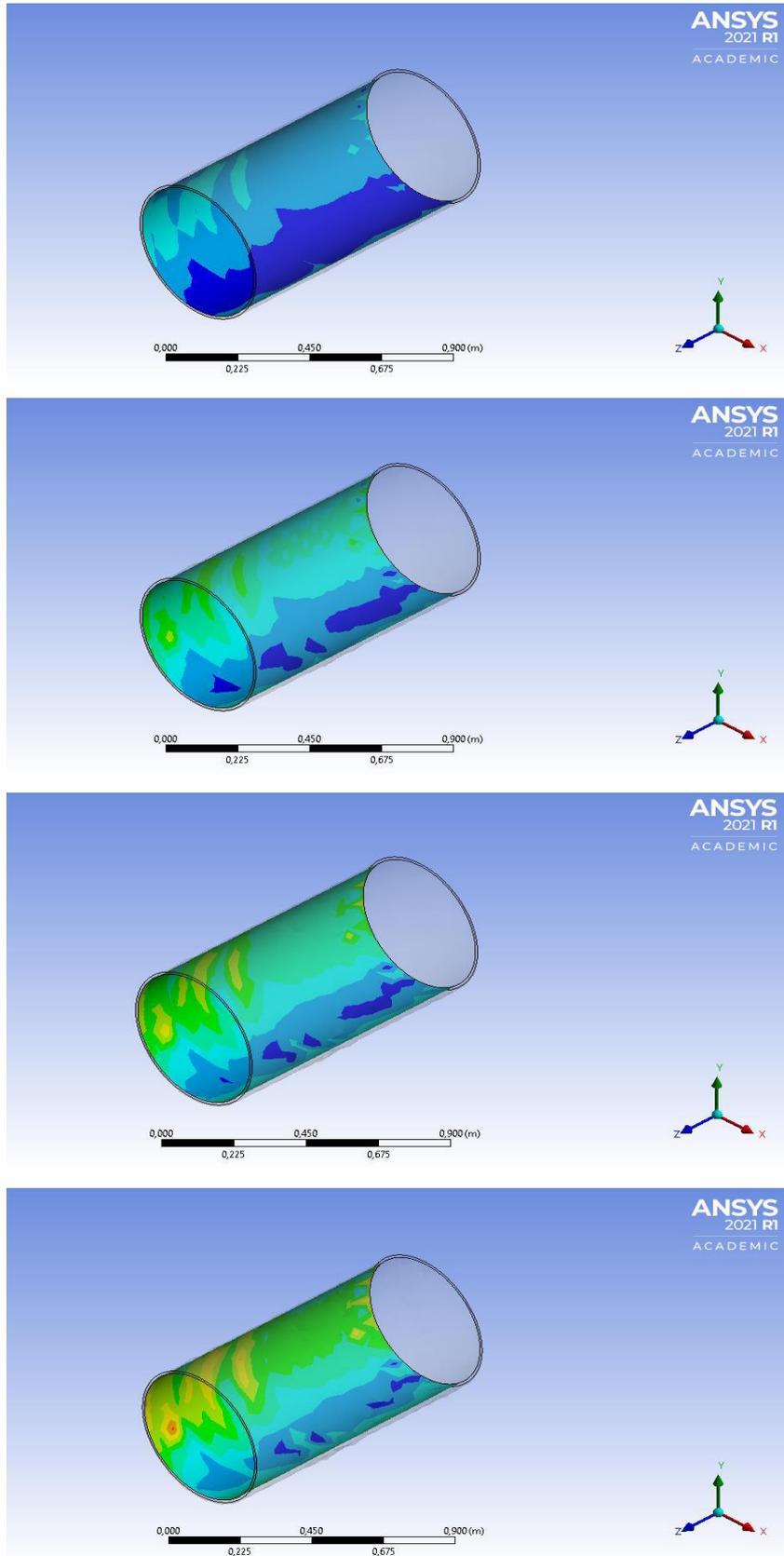
**Tabla 3.6** Esfuerzo en sección de oleoducto de diámetro externo de 20 pulgadas

Tiempo	Esfuerzo [MPa]
0	2,1257
2	2,8431
4	3,5605
6	4,2779
8	4,9952
10	5,7126
12	6,4300
14	7,1474
16	7,8648
18	8,5822
20	9,2995

**Elaborado por:** (Torres,2021)

El análisis estructural realizado que involucra el esfuerzo se calcula en la superficie interna de la geometría, para presentar en mejor detalle se despliega en secuencia la sección simulada con una vista en 3D, la distribución de deformación se observa en una escala de colores, en la que los valores máximos de esfuerzo tienen coloración roja con un valor 2,1257 MPa y los valores mínimos se encuentran en color azul.





**Figura 3.7** Esfuerzo de Von Mises en sección de oleoducto de diámetro externo de 20 pulgadas, cada figura representa la evolución temporal del esfuerzo para la simulada.

**Elaborado por:** (Torres,2021)

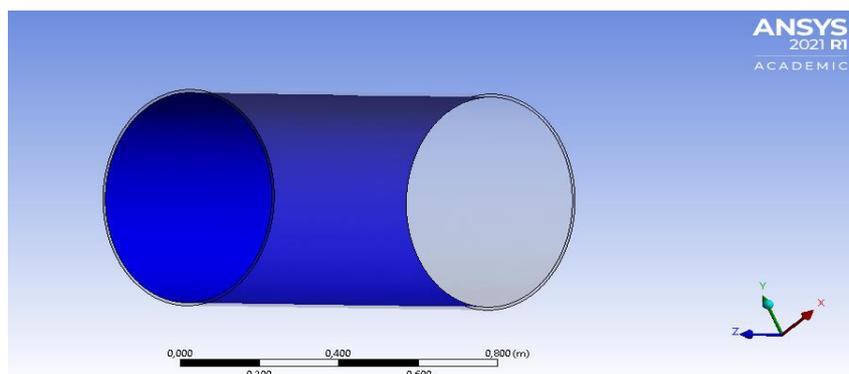
De igual manera, se realiza el análisis estructural que permite determinar esfuerzos resultantes debido a cargas a las cuales se somete la sección de ducto de 26 pulgadas simulado, se considera el esfuerzo de Von Mises que permite determinar la proporcionalidad respecto a la energía de distorsión. En la Tabla 3.7, se muestran valores mínimos y máximos, obtenidos a partir de la simulación del esfuerzo de Von Mises sobre una sección de oleoducto.

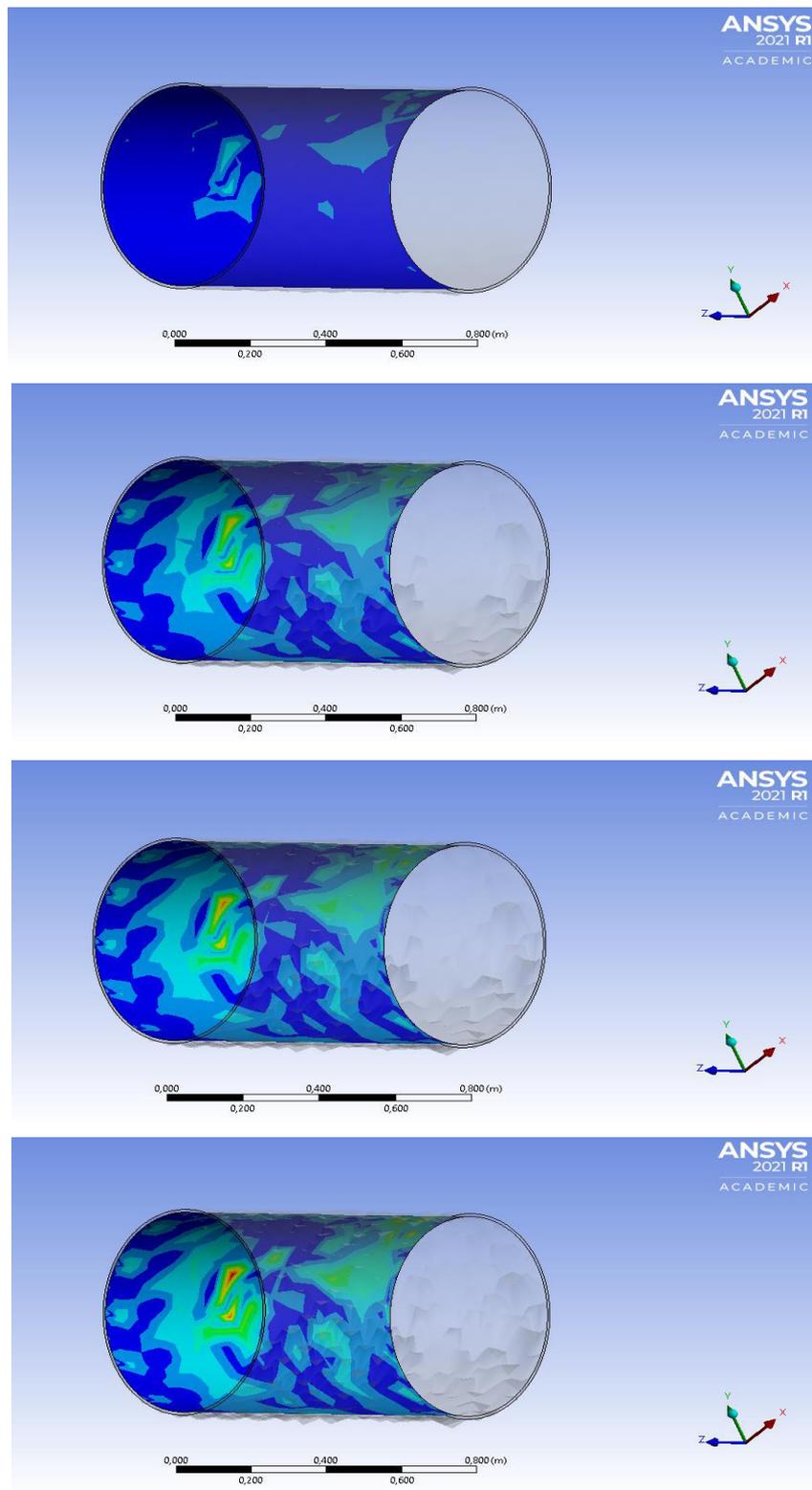
**Tabla 3.7** Esfuerzo en sección de oleoducto de diámetro externo de 26 pulgadas

Tiempo	Esfuerzo [MPa]
0	1,6930
2	2,4662
4	2,9694
6	3,4726
8	3,9759
10	4,4791
12	4,9823
14	5,4855
16	5,9887
18	6,4919
20	6,9952

Elaborado por: (Torres, 2021)

El análisis de estática estructural realizado que involucra el esfuerzo se calcula en la superficie interna de la geometría de diámetro externo de 26 pulgadas, para presentar en mejor detalle se despliega en secuencia la sección simulada con una vista en 3D, la distribución de deformación se observa en una escala de colores, en la que los valores máximos de esfuerzo tienen coloración roja con un valor de 1,6930 MPa y los valores mínimos se encuentran en color azul, para el primer intervalo de simulación el valor de esfuerzo es 6,9952 MPa.





**Figura 3.8** Esfuerzo de Von Mises en sección de oleoducto de diámetro externo de 20 pulgadas para una temperatura de 25,3°C, cada figura representa la evolución temporal del esfuerzo para la simulada.

**Elaborado por:** (Torres,2021)

## 4. ANALISIS DE RESULTADOS

### 4.1. Corrosión externa

En el análisis cualitativo de resultados con base a las figuras de la sección anterior que se considera para la validación de datos obtenidos se toma como referencia parámetros meteorológicos, en particular se considera la Temperatura media anual de tres estaciones del INAMHI para la simulación y valores de Humedad Relativa y Presión de vapor de saturación, para establecer la correlación con la corrosión externa en las secciones de ducto simuladas.

Las estaciones meteorológicas consideradas son tres, en la región Costa que se encuentra entre el tramo San Juan-Santo Domingo, esta es la estación ubicada en Quininde, con un valor de temperatura de 25,3 °C, entre el tramo Santo Domingo-Balao, es la estación que se encuentra entre Papallacta-Quito que registra un valor de temperatura anual de 15,1 °C y finalmente, la temperatura de la estación meteorológica del INAMHI que se encuentra en Lumbaqui que se encuentra entre el tramo Lago Agrio-San Juan es de 23,7 °C.

**Tabla 4.1** Análisis de deformación y relación de temperatura de estaciones meteorológicas

DIAMETRO	TEMPERATURA [°C]	DEFORMACIÓN MÍNIMO [mm]	DEFORMACIÓN MÁXIMO [mm]	ÍNDICE DE BROOKS
20 pulgadas	25,3 °C	0,9874	3,0013	6,85
26 pulgadas	15,3 °C	0,5326	1,6352	1,63
	23,7 °C	0,3760	2,2104	6,35

Elaborado por: (Torres, 2021)

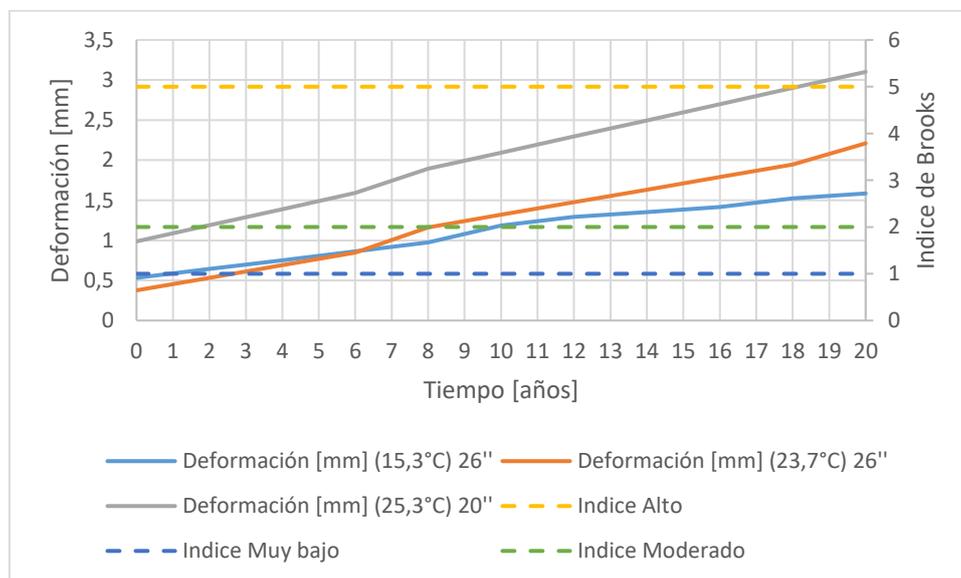
La comparación de valores de deformación con valores del índice de deterioro de Brooks, permite establecer, de forma cualitativa, el grado de corrosión del oleoducto (Tabla 4.1) permite establecer que:

- El rango de deformación obtenido para los parámetros meteorológicos considerados y la sección de ducto correspondiente y la correlación con valores del índice de deterioro de Brooks se establece que, para un rango de deformación, para una sección de ducto de 20 pulgadas sometida a temperatura media anual de 25,3 C, es (0,9874 a 3,0013) mm que se corresponde con un valor de índice entre 5 a 10, la categorización de corrosividad es de una zona

muy corrosiva.

- La sección de ducto de 26 pulgadas, expuesta a una temperatura media anual de 15,3°C, presenta un rango varía entre (0,5326 a 1,6325) mm de deformación y el valor de índice se ubica entre 1 y 2, la categorización de corrosividad es de una sección muy poco corrosiva.
- Finalmente, para esta última sección de ducto de 26 pulgadas, expuesta a una temperatura media anual de 23,7°C, para la que se obtuvo de la simulación un rango de deformación entre (0,3760 a 2,2104) mm y valor de índice de deterioro mayor a 6, se categoriza como una sección muy corrosiva bajo las externas consideradas.

En la Figura 4.1, se muestra la variación de deformación en un periodo de tiempo de 20 años para una sección de oleoducto de diámetro de 20 pulgadas, la intersección de la curva de 25,3°C con la recta de grado de deterioro medio, 2, se produce al tiempo de 9 años, a partir de este corte y para valores mayores de deformación de 2 mm, incrementa el grado de deterioro por corrosión del ducto a medida que avanza el tiempo, que alcanza un valor máximo de 3,2 mm.



**Figura 4.1** Deformación en función del tiempo de sección de oleoducto

**Elaborado por:** (Torres,2021)

En la Figura 4.1, se puede denotar con mayor facilidad los resultados de deformación para cada temperatura en función del tiempo, el valor constante que se corresponde con el grado de deterioro moderado según el Índice de Brooks, empedado para la correlación cualitativa y el cual permite determinar a partir de qué año empieza a existir un grado de desgaste en la tubería.

La variación de deformación en un periodo de tiempo de 20 años para una sección de oleoducto de diámetro de 20 pulgadas, la intersección de la curva de 25,3°C y 15,3 °C, y la curva de 23,7 °C de la sección de ducto de 26 pulgadas con la recta de grado de deterioro medio, 2, permite inferir que a partir de este corte incrementa el grado de deterioro por corrosión del ducto a medida que avanza el tiempo, curvas que alcanzan un valor máximo de deformación de 3,2 mm, 1,1 mm y 2,2 mm respectivamente (Figura 4.1).

La curva de deformación de 15,3 °C se intersecta con la recta de grado de deterioro bajo, de valor 1, en el primer intervalo de simulación (un año), a partir de este corte y para valores mayores de deformación de 1 mm, incrementa el grado de deterioro por corrosión del ducto a medida que avanza el tiempo, con tendencia proporcional, la curva alcanza el grado de deterioro moderado con un valor máximo de 1,5 mm y por debajo de los 2mm de deformación, se puede decir que a partir de este valor de intersección se produce una mayor pérdida de espesor (Figura 4.1).

A partir de este corte y para valores mayores de deformación de 1 mm, incrementa el grado de deterioro por corrosión del ducto a medida que avanza el tiempo, con tendencia proporcional, sin embargo, esta curva no alcanza el grado de deterioro alto pues alcanza un valor máximo de deformación por debajo de los 3 mm, pero si se produce un corte con el grado de deformación moderado, a partir de este valor de intersección se produce una mayor pérdida de espesor.

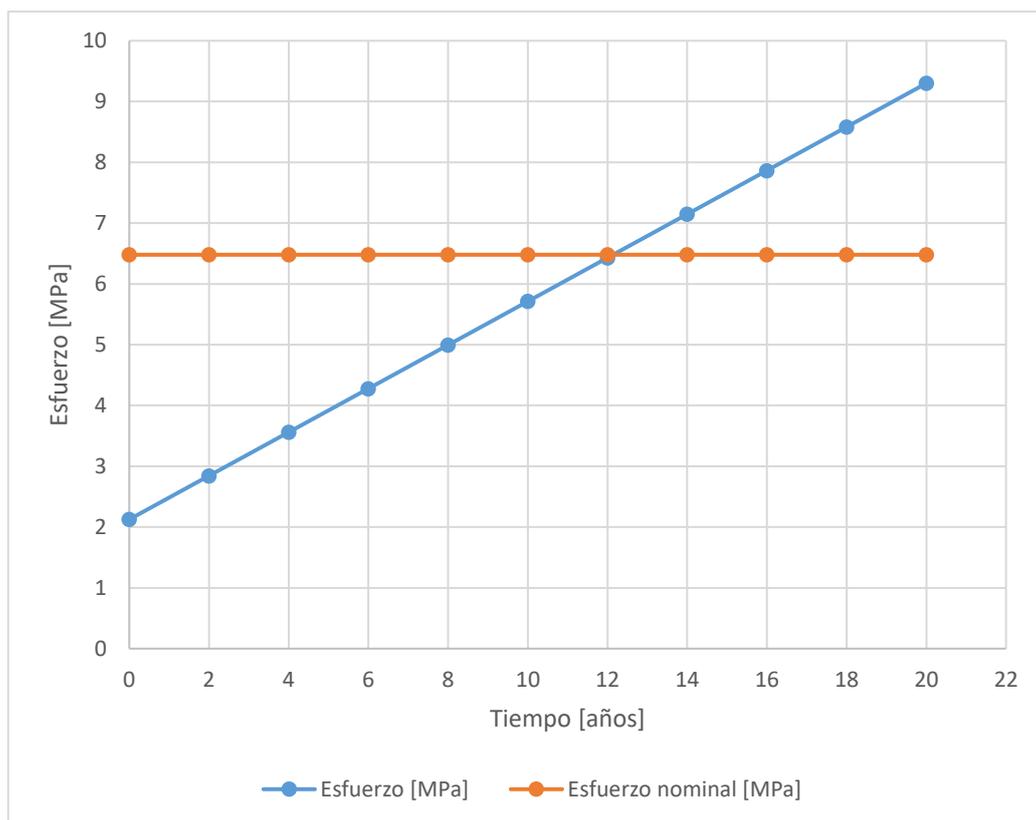
En contraste, las curvas de termo fluencia, que representan cómo varía la deformación en función del tiempo para las temperaturas consideradas y tomadas de las estaciones meteorológicas, para un esfuerzo constante de 410 MPa, valor nominal, y representadas en la Figura 4.1, se puede visualizar un ligero cambio de tendencia, en el cambio de pendiente en tres regiones, la primera antes de los 6 años, segunda región entre 7 y 8 años, y la tercera región a partir del año 8.

Este análisis cualitativo permite determinar la deformación plástica del material que se corresponde con el grado de deterioro de cada sección respecto de la corrosión en la superficie externa, en la que se la curva de temperatura mayor 25,3 °C presenta valores mayores de deformación respecto a la curva de 15,3 °C, en tanto que la curva de 23,5 y 15,3 °C tiene valores de deformación cercanos de deformación, y en los primeros 6 años, la deformación del ducto de 26 pulgadas presenta valores menores que la sección de ducto de 20 pulgadas, que se corresponden respectivamente con la temperatura de 23,7 y 15,3 °C, esta variación se denota por las condiciones iniciales consideradas en

la simulación, por lo tanto el mayor grado de deterioro está representado por las curvas de la temperatura de 25,3 °C.

## 4.2. Corrosión interna

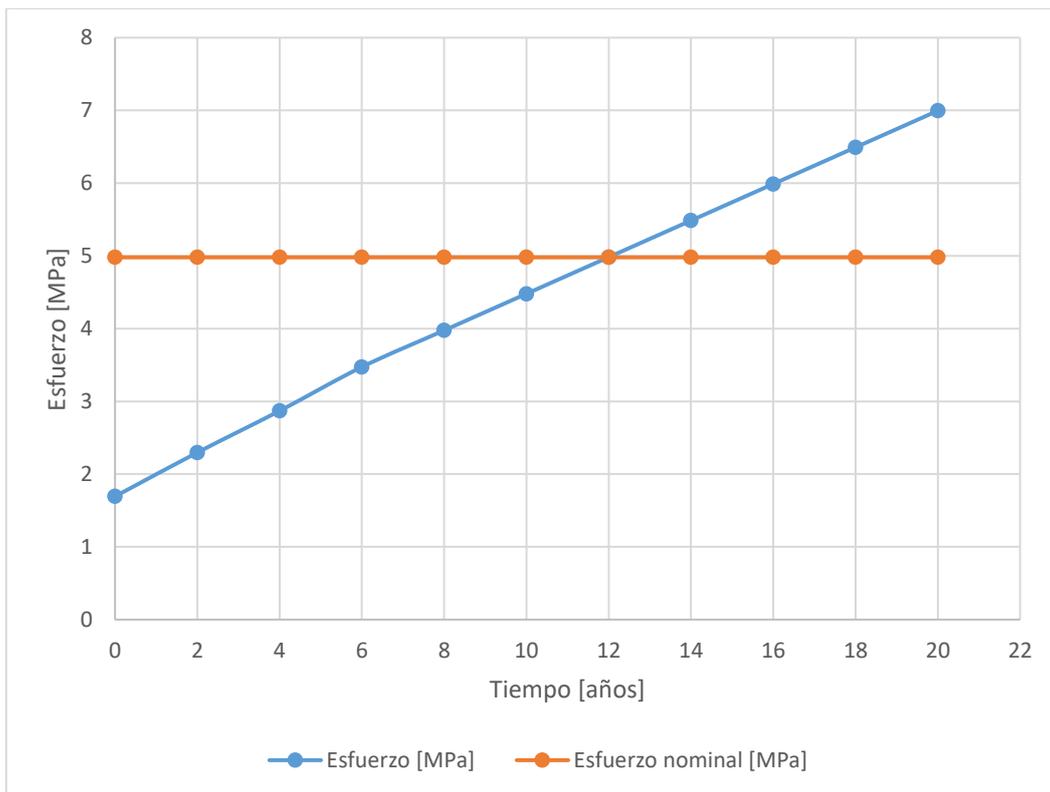
En el análisis cuantitativo de resultados con base a la Figura 4.2 y Figura 4.3 que se considera para la validación de datos obtenidos es la presión máxima permitida (MAOP) que se correlaciona con la corrosión interna en las secciones de ducto simuladas. En la Figura 4.2 y Figura 4.3, se muestra que la MAOP, valor constante, el valor de MAOP para el diámetro de 20 pulgadas es de 6,48 MPa en contraste con el valor de MAOP de diámetro de 26 pulgadas que es de 4,98 MPa, entonces se observa que la relación es inversamente proporcional respecto al diámetro externo de la tubería, en donde a medida que el diámetro sea mayor la máxima presión de operación va a tener un valor menor.



**Figura 4.2** Esfuerzo de Von Mises en función del tiempo de sección de oleoducto de diámetro de 20 pulgadas.

**Elaborado por:** (Torres,2021)

En la Figura 4.2 los datos de esfuerzo de Von Mises para el rango temporal propuesto (0 a 20 años). En esta grafica se puede visualizar que el esfuerzo en función del tiempo con un esfuerzo nominal constante, las rectas se intersecan en el año 12 en el valor de esfuerzo de 6,48 MPa, valor máximo de operación permitido, a partir de este año se puede determinar que la mayor concentración de esfuerzos en las regiones corroídas incrementa a medida que aumenta el tiempo, y este esfuerzo presenta una variación acumulada del 10 % por cada año transcurrido, respecto de los valores de esfuerzo calculado en la simulación en relación al esfuerzo nominal.



**Figura 4.3** Esfuerzo de Von Mises en función del tiempo de sección de oleoducto de diámetro de 26 pulgadas.

**Elaborado por:** (Torres,2021)

El esfuerzo de Von Mises para un rango de tiempo de 0 a 20 años para una sección de ducto simulado de diámetro externo de 26 pulgadas, presenta valores graficados en la Figura 4.3. A partir de la figura se determinar que, para un valor máximo de esfuerzo nominal del material considerado, de valor constante, y los esfuerzos simulados se produce la intersección de las rectas para un esfuerzo de 4,98 MPa en un valor temporal de 12 años, a partir de este año se puede determinar que la concentración de esfuerzos en las regiones corroídas incrementa a medida que aumenta el tiempo, y este esfuerzo presenta una variación acumulada del 10 % por cada año transcurrido, respecto de los valores de esfuerzo calculado en la simulación en relación al esfuerzo nominal.

En relación al esfuerzo de Von Mises para cada sección de oleoducto calculado, Figura 4.2 y Figura 4.3, se puede determinar que la sección de ducto de 20 pulgadas tolera valores de esfuerzo máximo de hasta 9,2995 MPa, en tanto que la sección de diámetro de 26 pulgadas presenta un valor máximo de esfuerzo de 6,9952 MPa, esto denota que la tubería de mayor diámetro va a presentar un mayor deterioro para el mismo lapso de tiempo en el cual actúa el esfuerzo.

**Tabla 4.2** Comparación de resultados de simulación de corrosión y valores máximos permitidos de esfuerzo

DIÁMETRO	MÁXIMO ESFUERZO [MPa]		MÍNIMO ESFUERZO [MPa]	
	Simulado	Nominal	Simulado	Nominal
20 pulgadas	9,2995	6,48	2,1257	6,48
26 pulgadas	6,9952	4,98	1,6930	4,98

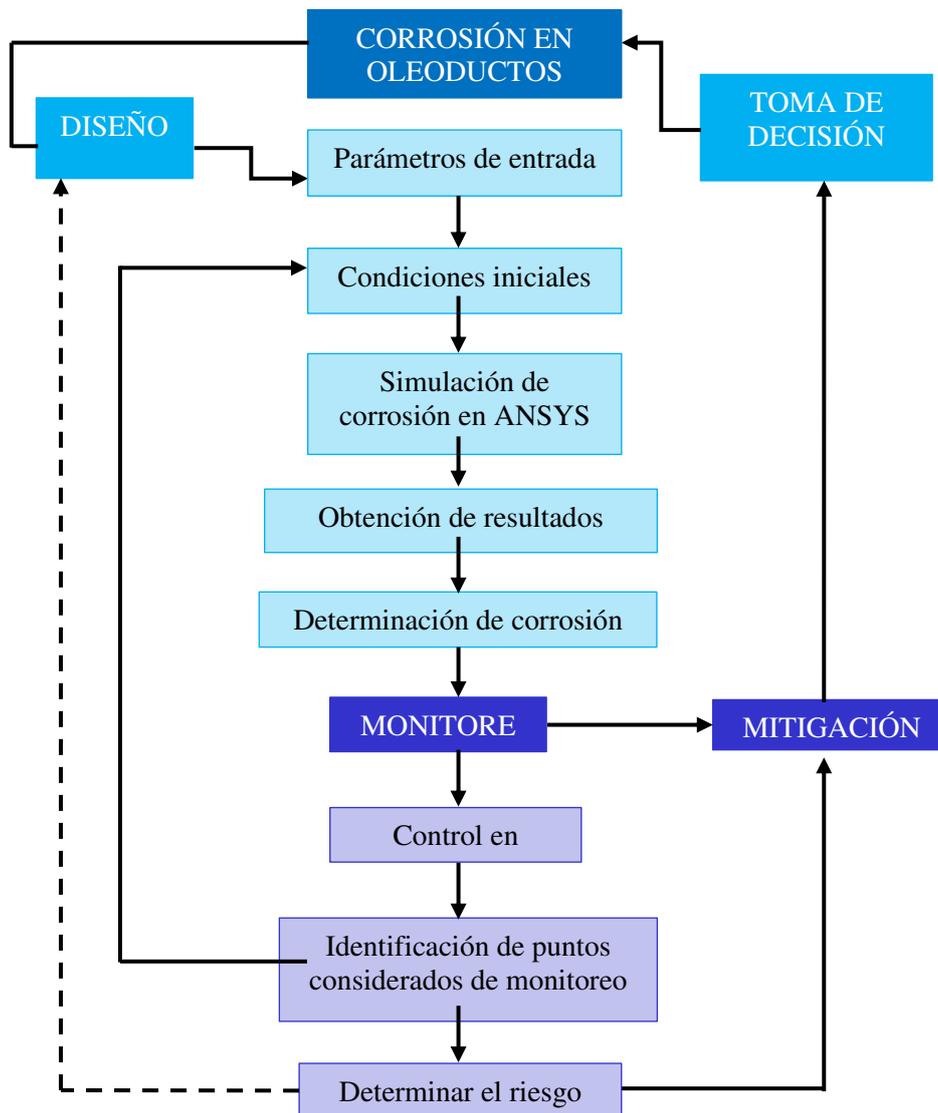
**Elaborado por:** (Torres, 2021)

A partir del análisis de la secuencia de las figuras de la sección de presentación de resultados, en las que se representa la variación temporal y la variación de esfuerzos con distinción de coloración junto con las rectas representadas de esfuerzos, se puede inferir que en la etapa igual a cero años, tiempo inicial, los esfuerzos presentan distribución uniforme en la superficie interna de la sección de ducto, con el avance de las simulación en el tiempo se observa que la región corroída está representada como una concentración de esfuerzos que aumenta a medida que transcurre el tiempo.

En base a los descrito anteriormente, para el caso analizado y con los parámetros considerados el índice de corrosión es de 1 mm/año, que permite determinar una pérdida de espesor acumulada de 20 mm para el rango de tiempo considerado, con una reducción de espesor máximo de hasta 621,6 mm para la sección de 660,4 mm (26 pulgadas) y de 468,9 mm para la sección de ducto de 508 mm (20 pulgadas).

## 5. PROPUESTA DE MÉTODO DE MONITOREO

La información empleada para el planteo de esta propuesta de monitoreo, Figura 5.1, se remite a parámetros externos y condiciones mecánicas del material del oleoducto considerado, el campo de intervención es la acción de la corrosión en un sistema de oleoducto, para el que se consideran dos diámetros de ducto distintos. La información requerida para la simulación de este fenómeno es encontrada en normas internacionales y datos nominales que se emplean en la industria petrolera, precisamente para el SOTE.



**Figura 5.1** Diagrama de propuesta de método de monitoreo para oleoducto

**Elaborado por:** (Torres,2021)

En la Figura 5.1 se indica el software empleado en la simulación, así como las herramientas que se consideraron para la organización sistemática de pasos a seguir

previo al monitoreo de campo, en el que se presenta la organización de la recolección de datos para ser empleados, es importante mencionar que los puntos identificados en campo, previamente son considerados como parámetros de entrada en la simulación, por lo que el control de estas zonas se considera de forma cíclica.

La forma en la que se realice la mitigación de eventos asociados a la corrosión externa e interna de un oleoducto es definida a partir de los indicadores que se correlacionan con la simulación y el monitoreo realizado en campo, lo que permite además determinar el riesgo de daño de la tubería, y esto permita una toma de decisiones en la que se considere la planificación y definir criterios que reduzcan y eviten una falla en la tubería.

## **5.1. Riesgo de daño por corrosión**

Los oleoductos presentan peligros asociados al funcionamiento del sistema analizado y las condiciones mecánicas del material del ducto; por esta razón, el procedimiento de determinación y selección que se basa en riesgos que se acopla de mejor manera al caso de estudio, es una conjunción del Análisis Probabilidad de Seguridad y su aplicación intuitiva.

En la Tabla 5.1 se presentan un análisis cualitativo del grado de degradación potencial asociados a mecanismos de falla y sus consecuencias, esta tabla está adaptada a las condiciones de diseño y parámetros empelados en la simulación y solución de problema planteado, que permitieron categorizar el riesgo en secciones de tubería en estado transitorio de oleoducto.

Los resultados obtenidos de la simulación permiten realizar la evaluación del riesgo a través de la categorización de las regiones con riesgo de corroídas en: alto, medio y bajo; para lo cual, se considera mecanismos de degradación, estos se identifican en base a propiedades mecánicas del material y condiciones de operación del fluido, valores nominales. En la Tabla 5.2 se presentan los mecanismos de degradación que considera un potencial de degradación por grieta grande en tuberías.

Para la región que se ubica por debajo de la recta de Índice de Brooks, (Figura 4.1) el grado de corrosión muy bajo, en la matriz de riesgo se considera que el mecanismo de degradación potencial por rotura grande es Medio y el mecanismo degradación es corrosión, y de categoría 5, se puede establecer que las regiones comprometidas con corrosión menor del 10%, esta variación se puede observar en los primeros años de acción de agentes corrosivos sobre el ducto, entre los 0 y 6 años.

**Tabla 5.1** Matriz de riesgo

<b>Mecanismo de degradación potencial por rotura grande</b>	<b>CONSECUENCIA</b>			
	Ninguno	Bajo	Medio	Alto
Alto	Bajo riesgo 7	Medio riesgo 5	Alto riesgo 3	Alto riesgo 1
Medio	Bajo riesgo 7	Bajo riesgo 6	Medio riesgo 5	Alto riesgo 2
Bajo	Bajo riesgo 7	Bajo riesgo 7	Bajo riesgo 6	Medio riesgo 4
Categoría 1,2 y 3 corresponde a la región de alto riesgo (25% de localidades candidatas) Categorías 4 y 5 corresponden a la región de medio riesgo (10% de localidades candidatas) Categorías 6 y 7 corresponden a la región de bajo riesgo (0% de localidades candidatas)				

**Fuente:** (Mendoza et al., 2006)

Las zonas consideradas de deformación del ducto simulado que se ubican entre la recta de 1 y 2, Índice de Brooks de grado de corrosión muy bajo y bajo, para relacionarlo en la matriz de riesgo se considera que el mecanismo de degradación potencial por rotura grande es Medio y el mecanismo degradación es corrosión, y de categoría 5, se puede establecer que las regiones comprometidas con corrosión son de alrededor del 10%, con base en los resultados obtenidos de la simulación se puede establecer esta variación de pérdida de espesor se determina a partir del año 6 y hasta el año 9.

La relación que se establece en la matriz de riesgo, considera que el mecanismo de degradación potencial por rotura grande es Alto y el mecanismo degradación es corrosión, respecto a la evaluación de consecuencia es de categoría 1 y 3, medio y alto, con esto se puede establecer que al menos un 25% de las secciones consideradas sufren de alto potencial de grietas a causa de corrosión, esto se puede observar en la Figura 4.1 para los años 9 y 11, en donde las curvas que se corresponden con el parámetro meteorológico, temperaturas de 23,7°C y 25,3°C, presentan una deformación por encima de los 1,5 mm y 2mm, respectivamente.

**Tabla 5.2** Categoría de degradación

<b>Potencial de grieta grande en tuberías</b>	<b>Mecanismo de degradación</b>
Alto	Corrosión, Erosión <sup>a</sup> Fatiga por vibración Golpe de Ariete Otro (tuberías congeladas, sobre presión)
Medio	Fatiga Térmica Fatiga por corrosión/grieta Grieta por corrosión debido a tensión (IGSCC, TGSCC, PWSCC, etc) <sup>b</sup> Ataque de corrosión local (MIC <sup>c</sup> , O <sub>2</sub> , Picado) Erosión-Cavitación
Bajo	No activo
<sup>a</sup> También se refiere como corrosión acelerada por flujo <sup>b</sup> Agrietamiento por corrosión debido a esfuerzos intragranular, agrietamiento por corrosión debido a esfuerzos transgranular, y agrietamiento por corrosión debido a esfuerzo del agua primaria. <sup>c</sup> Corrosión inducida microbiológicamente	

**Fuente:** (Mendoza et al., 2006)

En relación a la corrosión interna representada en la simulación las zonas en las que se considera la acción del esfuerzo, valores nominales en MPa (Figura 4.2 y Figura 4.3), y que se relacionan con en la matriz de riesgo se considera que el mecanismo de degradación potencial por rotura es Alto, y el mecanismo degradación es corrosión, de categorías 1y 3, son valores de esfuerzo que se encuentran por encima del MAOP a partir del año 12 y hasta los 20 años, variación temporal considera en la simulación, se puede establecer que las regiones comprometidas con corrosión del 25%.

Para los valores de esfuerzo que se encuentran por debajo del MAOP se relacionan con en la matriz de riesgo se considera que el mecanismo de degradación potencial por rotura es Alto, debido a que como antecedente se considera que el motivo de falla es el de corrosión interna (Tabla 5.2), y el mecanismo degradación es corrosión de categoría 5, en un rango de años de 0 a 12, permite establecer que hay alrededor de 10%, en cantidad de regiones comprometidas por acción de corrosión (Figura 4.2 y Figura 4.3).

## **5.2. Mitigación en función de eventos asociados a corrosión externa**

La propuesta de mitigación para eventos asociados a corrosión externa que afecta a oleoductos tiene como finalidad la limitación de consecuencias negativas, a partir de los datos obtenidos del análisis realizado de la simulación de corrosión externa en las dos secciones de ducto consideradas en este trabajo, se proponen las siguientes medidas.

El sistema de rastreo de corrosión que se plantea como propuesta, es un sistema que permite indicar las regiones con problemas de corrosión causada por parámetros específicos, para este caso en particular se considera áreas afectadas por parámetros meteorológicos, que tienen acción sobre una sección de ducto. En las regiones en las que se observa por medio de la simulación una diferencia de coloración, y se determina en la escala cromática y de valores la deformación que va presentando a medida que transcurre el tiempo, entonces esas áreas recibirán mayor atención y en las que se realizara un monitoreo más frecuente.

En base a las regiones en las que se presenten valores máximos de deformación, que se observa en la simulación en coloraciones rojas, a partir de un intervalo de tiempo, que indica zonas del ducto que deben ser reparadas y permite inferir que en las regiones que se encuentren bajo los mismos parámetros, son partes del sistema de transporte en condición de corrosión, que deben ser reparadas o reemplazadas.

En adición a lo mencionado anteriormente, se deben considerar y realizar reconocimientos potenciales en intervalos cortos de tiempo, a partir de los años donde las curvas de deformación en función del tiempo se intersecan con la recta constante que se corresponde con un valor asociado al Índice de Brooks, que indica el grado de corrosión, para el que se considera que valores de índice mayor a 2, se debe considerar lo planteado, y de esta manera detectar en campo la corrosión en el oleoducto, considerando las pautas de normas internacionales.

Entonces, la incorporación de un programa de control de calidad, que sea complementario, para el que se tome un intervalo de inspección propuesto a partir de la simulación para el cual se considera que el año cero (inicial), se corresponde con el año 99, año en el que se registra por la Unidad de Programación y Operaciones de EPPETROECUDOR como motivo de rotura la corrosión, y a partir del décimo y doceavo año se recomienda una inspección con mayor regularidad que permita la corrección del sistema de protección anticorrosiva, con el objetivo de corregir deficiencias que se

podieran encontrar en el sistema de oleoductos empelados en el transporte del fluido, en el que se mantengan registros con el mayor detalle que permita, asegurar el óptimo cumplimiento de los ductos.

### 5.3. Métodos de control de la corrosión

La identificación del mecanismo de acción que amenaza la integridad del ducto permite determinar las medidas adecuadas que ayuden a controlar la corrosión. Es por esta razón, que la unión que se establece entre los métodos de control propuestos y los resultados obtenidos a partir de la simulación, se centra en las regiones de máxima deformación y máximo esfuerzo que presentan una coloración roja, (gráficos junto a escala de color obtenida en ANSYS); a partir de identificar la sección, el agente de corrosión y se selecciona la alternativa que mejor se adapte para el control de corrosión externa e interna. (Tabla 5.3)

**Tabla 5.3** Métodos de control de corrosión externa e interna en oleoductos

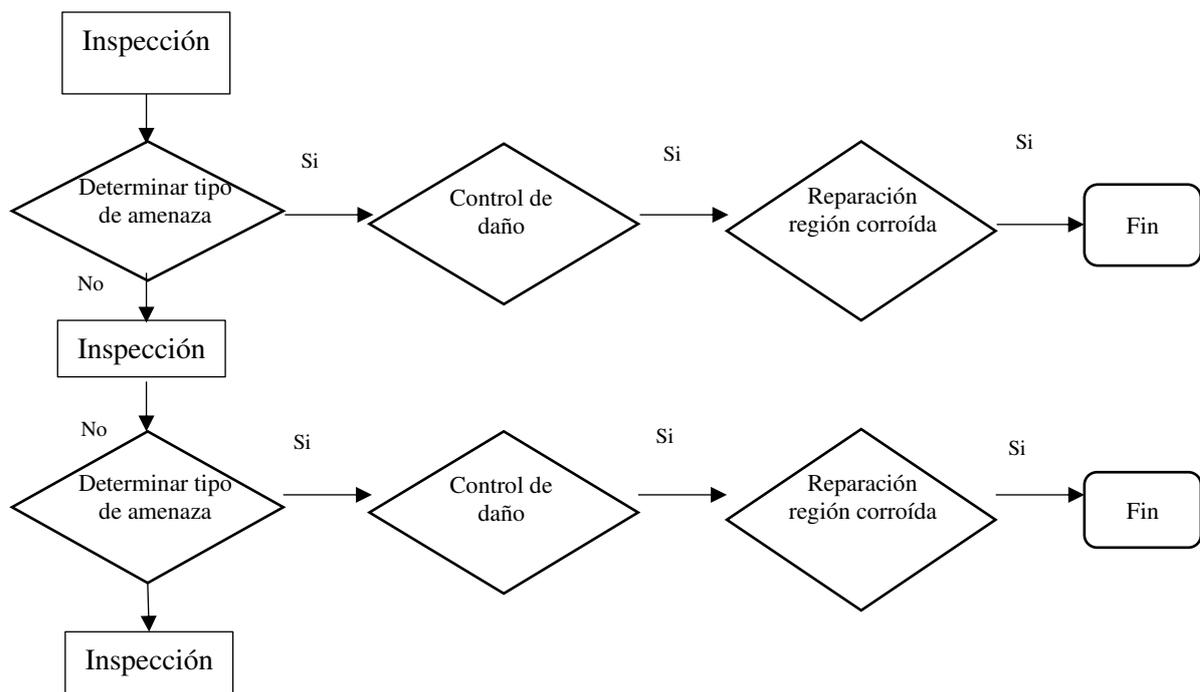
AMENAZA	MÉTODO DE CONTROL	
Corrosión externa	Recubrimiento anticorrosivo	Minimizar los efectos de la corrosión Evitar la migración de la humedad bajo el recubrimiento, Adherencia a superficie metálica. Resistir deformaciones durante operación de ducto Ductilidad adecuada para resistir agrietamiento
	Protección catódica con medición de potencial	Instalación de ánodos de sacrificio
Corrosión interna	Tratamiento químico	Presencia de CO <sub>2</sub> O <sub>2</sub> H <sub>2</sub> S Otros contaminantes
	Evaluación de espesor	Medición del espesor por ultrasonido

**Fuente:** (PETROPERÚ, 2012)

**Elaborado por:** (Torres, 2021)

La detección de desperfectos por acción de corrosión en oleoductos a lo largo de su vida útil se determina a través inspecciones con la finalidad de controlar y frenar el avance de corrosión sobre las zonas afectadas, los métodos de control de la Tabla 5.3 pueden ser empleados en etapas previas a valores máximos de deformación y esfuerzo, obtenidos a partir de la simulación, es decir en las etapas donde las regiones consideradas se observan en colores verdes, Figura 3.4, Figura 3.5 y Figura 3.6 para la corrosión externa y las Figura 3.7 y Figura 3.8 en las que se observa el avance de la corrosión interna .

La solución que se plantea es a través de un ciclo (Figura 5.2), en una primera inspección en la que se detecta las zonas en las que se ha perdido material a causa de la corrosión. La decisión de reparar estas zonas a partir de los métodos planteados en la Tabla 5.3, depende del tipo de amenaza y de la profundidad límite para la que el oleoducto se encuentra en riesgo de falla máxima. Si la profundidad a reparar es menor a la profundidad limite, máxima deformación, no es reparada, pero es considerada como región de prioridad en el siguiente ciclo de inspección.



**Figura 5.2** Ciclo de control de avance de corrosión en oleoductos

**Elaborado por:** (Torres,2021)

## 6. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

### 6.1. Conclusiones

- El estudio de corrosión de ductos en estado transitorio se realiza en conjunción con el modelo de crecimiento del fenómeno que permite establecer el índice de pérdida de material, es importante realizar esta clase de análisis con los ajustes que permitan considerar las condiciones del ducto a evaluar.
- El método de convergencia de mallas permite establecer confiabilidad en los resultados obtenidos, por lo tanto, generar un estudio de deformación y esfuerzos en cualquier sistema, para este caso es el de un sistema transitorio para el que se consideran secciones de ductos de dos diámetros diferentes, y para el que se aplica un índice de corrosión constante y que se acopla de manera adecuada al modelo de crecimiento de corrosión, con el que se puede realizar la representación del daño de material tanto en la pared externa como en la pared interna de cada ducto, y se obtiene como resultados la formación de un concentrado de deformaciones y esfuerzos.
- Las condiciones consideradas y definidas para este trabajo, en lo referente a la longitud inicial de las regiones corroídas, se determinó que este parámetro físico no es significativo para los resultados de esfuerzo y deformación de los oleoductos simulados; sin embargo, este puede ser un factor de relevancia si se consideran distintos niveles en el diseño experimental.
- La ventaja de emplear ANSYS como software de simulador es que permite realizar pruebas que pueden ser simulados con prototipos físicos, en este caso de estudio permitió simular el fenómeno de corrosión en la que se pudo evaluar la integridad del material considerado, acero al carbón empleado en oleoductos del Sistema de Oleoducto Transecuatoriano, para el cual se consideró diferentes tamaños y complejidad de la estructura considerada, oleoductos en estado transitorio.
- La simulación por elementos finitos desarrollada para el estudio de corrosión en oleoductos en estado transitorio que permitió evaluar los esfuerzos y deformaciones, y el acople de análisis mediante fórmulas, para los que se considera un margen de error del 10%, para determinar riesgos asociados al fenómeno de corrosión y la propuesta de mitigación de corrosión externa, en donde se pudo determinar que para las temperaturas consideradas que se corresponden con las distintas regiones del Ecuador, se pudo establecer que la región sierra, esa menos propensa a tener daños por corrosión, mientras que en

la Costa y Amazonia hay mayor probabilidad de que exista un daño por corrosión en las tuberías.

- A partir del empleo de Índices de corrosión y valores de máxima operatividad, junto a variables aleatorias es factible realizar estimaciones de condiciones que derivan en la probabilidad de falla de un ducto a través de la simulación de elementos finitos. Por lo tanto, es posible considerar un método de monitoreo remoto que permita la toma de decisiones con base en las características del sistema, con el fin de la reducción de costos asociados a fallas por corrosión.
- El análisis propuesto en este trabajo se presenta como propuesta que sea empleada en la toma de decisiones que permitan la detección y mitigación de daños en oleoducto asociados a escenarios de corrosión, que derivan en la pérdida de fluido las cuales representan pérdidas económicas para la industria petrolera, pero sobre todo evitar que estas pérdidas se cuantifiquen en daños ambientales.

## **6.2. Recomendaciones**

- ✓ En el desarrollo de la simulación se recomienda el uso y selección de mallas adaptativas a las estructuras, herramienta que es ofrecida por el software, pues de esta manera los esfuerzos y fuerzas a simular se adaptan de mejor manera, es decir la cantidad de nodos y elementos de la malla tienen congruencia con la geometría del problema.
- ✓ La selección de un sistema de ductos que se estudien posteriores a este trabajo, se recomienda considerar accesorios de tubería, para determinar la variación que se puede llegar a encontrar en los valores obtenidos para las secciones de oleoductos considerados en este proyecto.
- ✓ Los puntos que se consideren para las zonas de monitoreo durante la selección de oleoductos para simular, su monitoreo en el campo, mitigar y determinar el tratamiento que se le daba dar para evitar el fallo de tubería, es necesario constar con las características de estos puntos de estudio para la aplicación la propuesta de monitoreo planteada.

## BIBLIOGRAFÍA

- ARCH. (2019). Agencia de Regulación y Control Hidrocarbúrico. Informe de Gestión 2019.
- ASME B31G. (2014). Manual para la determinación de la resistencia remanente en tuberías corroídas.
- ASME, (2004). The American Society of Mechanical Engineers. Manual for determining the Remaining Strength of Corroded Pipelines: A Supplement to ASME B31 Code for Pressure Piping. Estados Unidos.
- ASME B31.4. (1998). Pipeline Transportation systems for liquid hydrocarbons and other liquids. ASME code for pressure piping, B31 an American National Standard. Recuperado: [https://www.academia.edu/31683703/B31\\_4\\_Espa%C3%B1ol](https://www.academia.edu/31683703/B31_4_Espa%C3%B1ol)
- Bayona, L. Gestión de riesgo ambiental para oleoductos en Colombia. Colombia, 2017.
- Bilmes, P, Llorente, C. Echarri, J. Martinez, A. Zuzulich, J. (2017). Análisis de falla por corrosión-fatiga de un tubo de producción de un pozo de petróleo. 4º Jornadas ITE, Facultad de Ingeniería – UNLP.
- Biomorgi J, Hernández S, Marín J, Rodríguez J, Lara M, Alfredo Viloria. (2012). Evaluación de los mecanismos de corrosión presentes en las líneas de producción de crudo y gas ubicadas en el noreste de Venezuela. Caracas 2012. Rev. LatinAm. Metal. Mater. v.32 n.1
- Bravo, E. (2017). Los impactos de la explotación petrolera en Ecosistemas Tropicales y la Biodiversidad. Acción Ecológica.
- British Petroleum. (2010). Informe de sostenibilidad de BP.
- Brooks, C. (1950). Climate in everyday life. Londres: Dent.
- Cardenas, F. (2014). Evaluación del sistema de protección de corrosión del tramo del oleoducto Transecuatoriano comprendido desde la estación de bombeo Baeza 4, hasta la estación de bombeo de Papallacta.
- Castellanos, A. (2014). Estudio de la corrosión en estado transitorio en oleoductos mediante el uso de simulaciones basadas en elementos finitos. Universidad de los Andes. Colombia.
- Castillo, A. (2013) Requisitos mínimos para inspección, evaluación y mantenimiento de ductos marinos en PEMEX.
- Cerquera, C. Conde, R. Villamizar, S. (2016). Propuesta para la mejora de las facilidades de producción del Campo A. El Reventón Energético. Vol. 4 N°1. Pp 67-68.

- Cerrud, S. Lara, H. Juárez, F. y Álvarez, G. (1995). Corrosión (Primera Parte). México.
- Chico, B. de la Fuente, D. Simancas, J. Morcillo. Corrosión atmosférica de metales, efecto de parámetros meteorológicos y de contaminación”.
- Dávila, T. (2015). Diseño de Tuberías de Procesos para Facilidades, Refinerías, Plantas Petroquímicas e Industriales.
- De la Cruz, J. (2011). Propuesta de inspección a ductos de transporte hidrocarburos con equipo instrumentado, mediante técnicas de ultrasonido y fuga de flujo magnético. Instituto Politecnico Nacional. México.
- Escalante, M. Jaspe, J. Ochoa, N, Sequera, C. (2013). Evaluación de la resistencia a la corrosión por CO2 de nuevos aceros de bajo cromo utilizados en tubulares de pozo mediante técnicas electroquímicas. Venezuela.
- Engineering Simulation and Scientific Software. Ansys GRANTA EduPack - Aprendizaje activo en contextos remotos. <https://www.esss.co/es/biblioteca-tecnica/webinar-series-granta-edupack-aprendizaje-contextos-remotos/>
- Fuenmayor, E. Aplicación del estándar API 579 un activo físico. Caso de estudio basado en Métodos y Normas Vigentes
- Genescá, J. (1995). Más allá de la Herrumbre III. Corrosión y Medio Ambiente.  
<http://bibliotecadigital.ilce.edu.mx/sites/ciencia/volumen3/ciencia3/121/htm/masalla3.htm>
- Gordillo, J. (2017). Análisis de los riesgos ambientales potenciales por la presencia de oleoductos secundarios en el Oriente Ecuatoriano.
- Guaranda, W. (2016). Acciones judiciales por derrames de petróleo.
- Guevara, A. (2013). Control anticorrosivo e tuberías de producción de un pozo productor de crudo del Campo Cononaco.
- Gurrola, F. (2013). Oleoductos de Crudo Pesados (OCP). Universidad Nacional de Chimborazo.
- HEMPEL. ¿Cómo seleccionar el Sistema de pintura adecuado? Directrices para la protección anticorrosiva del acero según la Norma ISO 12944.
- HEMPEL. (2018). ISO 12944:2018. Resumen de los principales cambios para especificaciones y aplicaciones.
- Huerta, J. (2016). Diseño e implementación de un Sistema de análisis de riesgo en líneas de piping. Universidad de Chile.
- INAMHI. (2015). Anuario Meteorológico, Nro. 52-2012.
- Johnsen, R. (2015). Corrosion challenges for the oil and gas industry in the

- State of Qatar. Norwegian University of Science and Technology (NTNU).
- International Oil Spill Conference Proceedings. O.-S. Lee and D.-H. Kim. Reliability of Buried Pipelines with Corrosion Defects under Varying Boundary Conditions. The 15th European Conference of Fracture, Stockholm, Sweden.
  - Latorre, G. Mora, R. Mejía, F. Martínez, A. Suárez, R. (1998). Análisis estructural de tuberías de oleoductos abolladas por carga explosiva. C.T.F. Cienc. Tecnol. Futuro vol.1 no.4 Bucaramanga.
  - Leyva, M. Salazar, S. (2017). Emisiones, fugas y derrames en el transporte de hidrocarburos por ductos.
  - Lizarza, J. (2000). Método de los elementos finitos para análisis estructurales. JT Celigueta.
  - López, D. Luyando, J. (2018). Los efectos de la contaminación petrolera en el desarrollo de comunidades Ejidales: El caso de la cuenca del Río San Juan (Nuevo León, México).
  - Mendoza, G. Viais, J. Carmona, M. (2006). Inspección en Servicio de Tuberías Basada en Método de Riesgo. Primer Congreso Americano del IRPA.
  - Mendoza G., Viais J., Carmona M., (2006), Inspección en Servicio de Tuberías Basados en Métodos de Riesgo. México.
  - Mendoza, C. Tipán, R. (2019). Modelo de interacción suelo-tubería y evaluación de la vulnerabilidad de un subtramo del O.C.P. sometido a diferentes tipos de deslizamientos. Universidad Central del Ecuador. Facultad de Ingeniería en Geología, Minas, Petróleos y Ambiental. Instituto Superior de Posgrado
  - Mínguez, J. (2015-2016.). Curso Introducción al cálculo con el Métodos de los Elementos Finitos con ANSYS Workbench. 4º Edición.
  - Miranda, D. Restrepo. (2005). Los derrames de petróleo en ecosistemas tropicales-impactos, consecuencias y prevención. La experiencia de Colombia 1.
  - Navarrete, E (2007). Corrosión y Degradación de los metales. Escuela Politécnica Nacional.
  - Ntunde, D. Iyasele, E. O. (2016), Algorithm for determining the corrosion rate of oil pipelines using modified NORSOK M-506 Model: A case study. UMUDIKE JOURNAL OF ENGINEERING AND TECHNOLOGY (UJET), VOL. 2, NO. 2, P 170 – 18.
  - NSK EUROPE LTD (2021). Corrosión por desgaste. Motion & Control, NSK.

- OCP. (2013). Oleoducto de Crudos Pesados Ecuador (OCP): diez años después.
- OIL&GAS, (2017), Corrosion. How to use Norsok M-506 Edition 3: 2017 to calculate corrosion rate?
- Olemdo, J. (2015), INTRODUCCIÓN AL MÉTODO DE LOS ELEMENTOS FINITOS APLICANDO MATHCAD, CAMPO UNIDIMENSIONAL.
- OSINERGMIN. (2018). Organismo Superior de la Inversión de Energía y Minería. Aneo 1-Manual de operaciones y mantenimiento. V01.
- Pachon, H. (2014). ANÁLISIS MEDIANTE ELEMENTOS FINITOS DE DIFERENTES TIPOS DE CARGAS TÉRMICAS Y MECÁNICAS A UNIONES SOLDADAS DE TUBERÍA API 5L X 52, API 5L X 60 Y API 5L X 70. Universidad Libre de Colombia
- Peralta, E. (2007). Reducción de tiempos en pruebas de protección superficial, en láminas pintadas por electrodeposición catódica. Departamento de Ingeniería Química y Alimentos. Escuela de Ingeniería y Ciencias, Universidad de las Américas Puebla.
- PETROECUADOR. (2003). Transporte de Crudo. Recuperado de: <https://www.dspace.espol.edu.ec/bitstream/123456789/5494/18/5.pdf>
- PETROPERU. (2012). Reparación de los oleoductos de operaciones Talara. Unidad Ingeniería de Mantenimiento.
- Pilco, R. Toapanta, E. (2014). Análisis, evaluación y prevención de fallas potenciales mediante medición de espesores por ultrasonido en base a la norma ASTM E -797 y bajo la aplicación de la norma API 570, en la caldera y sistemas de vapor de hospital del IESS en la ciudad de Riobamba. Bachelor's thesis.
- Popoola, L. T., Grema, A. S., Latinwo, G. K., Gutti, B., y Balogun, A. S. (2013). Corrosion problems during oil and gas production and its mitigation. International Journal of Industrial Chemistry.
- Roa, M. Garzón, D. (2010). Introducción al Modelamiento por Elementos finitos con ANSYS. Colombia.
- Robles, J. (2013). Evaluación de la Corrosión Atmosférica en Tres Zonas Geográficas de Costa Rica por Medio de Técnicas Electroquímicas y Gravimétricas. (Tesis de Licenciatura en Química Industrial). Universidad Nacional, Heredia.
- Rodríguez, J. Garita, L. Saborio, E. (2015), Mapas estimativos de la corrosión atmosférica de acero de baja aleación en Costa Rica. Cuadernos de Investigación UNED (ISSN: 1659-4266) Vol. 7(2): 181-191 diciembre.

- Rodrigues, R. Gestión de Riesgos en Ductos. ITSEMAP. Pág. 11-18
- Rosero, P. (2012). Desarrollo de un algoritmo y programa en MATLAB para sintetizar y automatizar un modelo digital hidrodinámico en estado estable de un oleoducto para transporte de crudo liviano. Escuela Politécnica Nacional. Facultad de Ingeniería Mecánica. Quito
- Salinas, C. (2006). Análisis estático y dinámico de un sistema de piping.
- Santhana, P. Rathish, J. Dorothy, R. Brindha, G. otros. Corrosion problems in petroleum industry and their solution.
- Standar Norge, (2005), CO2 Corrosion rate Calculation model. M-506. Draf 1 for Rev 2, March
- Sosa, A. (2013). Administración de la corrosión externa en ductos: Estudio en Laboratorio
- Terán, L. (201). Estudio y diagnóstico del uso adecuado de accesorios, bridas, válvulas, tuberías en los diferentes sistemas de producción y tratamiento de gas, agua y petróleo.
- Tomati, F. Gabriele, A. (2011). Corrosión en tuberías de transporte de gas y petróleo. Uso de herramientas de estadística aplicada. \$tas. Jornadas de Celebración del Mes Nacional de la Calidad IAPG Río Gallegos.
- Torres, R. (2016). Análisis de las MAOP-Reducidas a partir de la información obtenida mediante inspección en la línea.
- Tufino, L. (2016). Fundamentos para el desarrollar un programa de gestión para el control de la corrosión externa de oleoducto Tiguino-Conocoto como parte del sistema de integridad de la tubería.
- Universidad Nacional. (s.f.). Introducción al modelamiento de elementos finitos con ANSYS. Bogotá, Colombia.
- Vallejo, J. (2006). Conocimiento y prevención de la corrosión.
- Vázquez, M. (2018). La corrosión: el peor de los villanos cuando dominan los mentales. Mar del Plata, Argentina.
- Vergara, I. Pizarro, F. ONU. Manual: Control de derrames de petróleo. Chile.
- Vizqueta, G. (2012). Determinación del Grado de Corrosión Metálica en las zonas de mayor contaminación atmosférica en la ciudad de Quito.
- Vizquete, R. Lascano, A. Moreno, R. (2019). Análisis econométrico en la gravedad de un derrame.
- Yang, Z. Liu, D. Zhang, X. (2013). Finite element method analysis of the stress for line pipe with corrode groove during outdoor storage. Acta Metall. Sin. Engl. Lett., vol.26, no2, pp. 188-198.

- ElGrupodeXinyueAcerodeTianjin. (2015). Recuperado de:  
<http://www.xysteelpipe.com/es/info/API-5L-X60-LSAW-Steel-Pipe-179-1.htm>

## **ANEXOS**

## **Anexo I Especificaciones del material del oleoducto ASTM A53.**



**TUBERIA DE ACERO AL CARBONO  
API 5L / ASTM A53 / A106**

[www.vemacero.com](http://www.vemacero.com)

**Normas de Fabricación ASTM A53**

Los tubos para conducción de fluidos tales como agua, vapor, gas y aire a altas presiones, son fabricados bajo la norma **ASTM A 53**. Estos tubos son aptos para operaciones que involucran doblado, rebordeado y cualquier otra formación en frío.

Para validar las exigencias de las normas de fabricación el fabricante realiza ensayos y verificación en los tubos procesados en sus instalaciones. En el caso de conducción de fluidos se realizan ensayos dependiendo de la designación comercial del tubo.

Para Designaciones Comerciales Mayores a 50 DNH (1) (**2 NPS(2)**): ensayo de aplastamiento, ensayo de tracción para determinar propiedades mecánicas, análisis químico, ensayo de ultrasonido al cordón de soldadura, verificación dimensional del tubo, ensayo gravimétrico, ensayo metalográfico, prueba hidrostática, ensayo no destructivo e inspección visual.

Para Designaciones Comerciales Menores o Iguales a 50 DN (**2 NPS**): ensayo de expansión, ensayo de doblado, ensayo de tracción para determinar propiedades mecánicas, análisis químico, verificación dimensional del tubo, prueba hidrostática, ensayo gravimétrico, ensayo metalográfico, ensayo no destructivo e inspección visual.

**Condiciones de Extremos**

Biselados o Refrentados.

Roscados (según norma ANSI B1.20.1).

**Acabados**

Negro (acabado de laminación o con protección de aceite inhibidor de la oxidación).

Galvanizado (recubiertos de Zinc).

Barnizado (película protectora para conservación de los tubos en traslados bajo condiciones especiales o por requerimientos del cliente).

El galvanizado del tubo en su superficie interna y externa se realiza a través de un proceso de inmersión en caliente ("Hot-Dip")

(1) DN: Designación comercial del producto en milímetros.

(2) NPS: Designación comercial del producto en pulgadas.



**TUBERIA DE ACERO AL CARBONO  
API 5L / ASTM A53 / A106**

[www.vemacero.com](http://www.vemacero.com)

**Propiedades Mecánicas**

Norma de Fabricación	Grado del Acero	Limite de Fluencia		Resistencia a la Tracción			
		Mpa	psi	Mínimo		Máximo	
				Mpa	psi	Mpa	psi
ASTM A53 Tipo E (ERW)	A	205	30,000	330	48,000	--	--
	B	240	35,000	415	60,000	--	--

**Requerimientos Químicos**

Norma de Fabricación	Grado del Acero	Porcentaje Maximo de los Elementos			
		C	Mn	P	S
		Carbono	Manganeso	Fósforo	Azufre
ASTM A53 Tipo E (ERW)	A	0,25	0,95	0,05	0,045
	B	0,30	1,20	0,05	0,045



## ACERO ESTRUCTURAL

ACERO ASTM A-53 Grado B



**1. Descripción:** Estos tubos son utilizados para alta presión en fluidos (SCH 40) fabricados con acero al carbono de calidad estructural, utilizando el sistema de soldadura por resistencia eléctrica por inducción de alta frecuencia longitudinal (ERW). Se utiliza en tuberías especiales para alta presión y transporte de líquidos.

**2. Normas involucradas:** ASTM A 53-03a

**3. Propiedades mecánicas:** Esfuerzo a la fluencia mínimo: 240 Mpa  
Esfuerzo a la tensión: 415 Mpa.  
Elongación mínima en 50 mm (2"): 23%

**4. Propiedades físicas:** Densidad 7.9 g/cm<sup>3</sup> (0.284 lb/in<sup>3</sup>)

**5. Propiedades químicas:** 0.30 % C máx  
1.20 % Mn máx  
0.050 % P máx  
0.045 % S máx  
0.40 % Cu min  
0.40 % Ni  
0.40 % Cr.  
0.15% Mo  
0.08% V

**6. Usos:** Conducción para alta presión de agua, gas, vapor, petróleo, aire presurizado y fluidos no corrosivos.

**NOTA:**

Los valores expresados en las propiedades mecánicas y físicas corresponden a los valores promedio que se espera cumpla el material. Tales valores son para orientar a aquella persona que debe diseñar o construir algún componente o estructura pero en ningún momento se deben considerar como valores estrictamente exactos para su uso en el diseño.

(506) 2591-7514 

(506) 2551-4169 

[info.clientes@sumitecrr.com](mailto:info.clientes@sumitecrr.com) 



[www.sumitecrr.com](http://www.sumitecrr.com)

**SUMITEC**  
SUMINISTROS TÉCNICOS S.A. 

**Anexo II Especificaciones mecánicas y químicas del material  
del oleoducto API 5L-X60.**

## FUNCIONAMIENTOS MECÁNICOS

GRADO DE ACERO	Resistencia a fracción, min. psi (MPa)	Resistencia a tracción, min. psi (MPa)
GR B	245	415
X42	290	415
X46	320	435
X52	360	460
X56	390	490
X60	415	520
X65	450	535
X70	485	570

### Normas de Fabricación API 5L

#### Normas de Fabricación

Los tubos de línea se fabrican de acuerdo a la norma API 5L, 43ª edición, sin embargo, a solicitud del cliente y previo acuerdo con **Industrias Unicon, C.A.**, se pueden satisfacer requerimientos especiales y/o adicionales, así como normas específicas del cliente.

#### Nivel de Especificación de Producto

La norma API 5L establece dos niveles de especificación de producto, PSL 1 y PSL 2 (Product Specification Level, PSL por sus siglas en inglés). Estas dos designaciones definen diferentes niveles de requerimientos de especificaciones técnicas.

#### Requerimientos Químicos por Colada y Análisis de Producto en Porcentaje en Peso

PSL 1						
Grado	C Carbono % Máximo <sup>a</sup>	Mn Manganeso % Máximo <sup>a</sup>	P Fósforo % Máximo	S Azufre % Máximo	Ti Titanio % Máximo	Otros % Máximo
B	0,26	1,20	0,030	0,030	0,04	b, c, d
X42	0,26	1,40	0,030	0,030	0,04	c, d
X52	0,26	1,40	0,030	0,030	0,04	c, d
X60 <sup>f</sup>	0,26	1,40	0,030	0,030	0,04	c, d

PSL 2						
Grado	C Carbono % Máximo <sup>a</sup>	Mn Manganeso % Máximo <sup>a</sup>	P Fósforo % Máximo	S Azufre % Máximo	Ti Titanio % Máximo	Otros % Máximo
B	0,22	1,20	0,025	0,015	0,04	d, e
X42	0,22	1,30	0,025	0,015	0,04	c, d
X52	0,22	1,40	0,025	0,015	0,04	c, d
X60 <sup>f</sup>	0,22	1,40	0,025	0,015	0,04	c, d

#### Notas:

**a)** Por cada reducción de 0,01% por debajo del máximo contenido de carbono especificado, se permite un incremento de 0,05% por encima del contenido máximo de Mn especificado, hasta un máximo de 1,50% para los grados X42 a X52 y hasta un máximo de 1,65% para el grado X60.

**b)** La suma de Columbio (Niobio) y Vanadio no debe exceder de 0,03% excepto que, por acuerdo entre el fabricante y el comprador, se establezca una alternativa máxima.

**c)** A juicio de **Industrias Unicon, C.A.**, se pueden utilizar Columbio (Niobio), Vanadio o una combinación de éstos.

**d)** La suma de Columbio (Niobio), Vanadio y Titanio no debe exceder de 0,15%.

**e)** La suma de Columbio (Niobio) y Vanadio no debe exceder de 0,06% excepto que, por acuerdo entre el fabricante y el comprador, se establezca una alternativa máxima.

**f)** Otras composiciones químicas pueden ser suministradas previo acuerdo entre la acería e **Industrias Unicon, C.A.**

Fuente: API 5L, 43a edición, y catálogo Industrias Unicon, C.A. Petróleo v1.0

**API 5L Tubo de línea**

API 5L Tubo de línea

GRADO DE ACERO

API 5L PSL1/PSL2 GR B , X42, X46, X52, X60, X65, X70

COMPOSICIÓN QUÍMICA DE ACERO

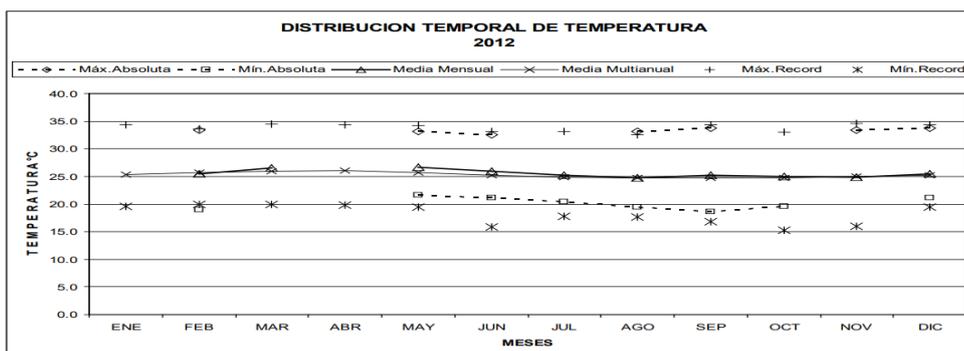
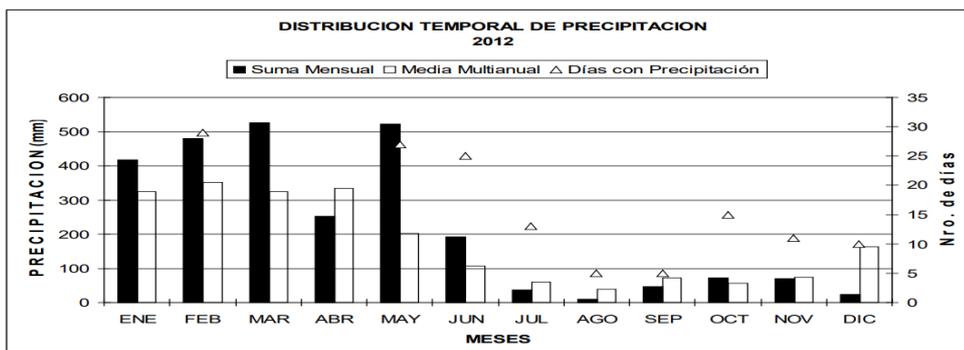
GRADO DE ACERO	% by mass, Maximum				
	C	Si	Mn	P	S
GR B	0.26	0.40	1.20	0.030	0.030
X42	0.26	0.40	1.30	0.030	0.030
X46	0.26	0.40	1.40	0.030	0.030
X52	0.26	0.40	1.40	0.030	0.030
X56	0.26	0.40	1.40	0.030	0.030
X60	0.26	0.40	1.40	0.030	0.030
X65	0.26	0.40	1.45	0.030	0.030
X70	0.26	0.40	1.65	0.030	0.030

**Anexo III Anuario meteorologico del INAMHI, estación  
meteorologica Quininde.**

M0156 QUININDE(CONV.MADRES LAURITAS) INAMHI																			
MES	HELIOFANIA (Horas)	TEMPERATURA DEL AIRE A LA SOMBRA (°C)						HUMEDAD RELATIVA (%)				PUNTO DE ROCIO (°C)	TENSION DE VAPOR (hPa)	PRECIPITACION(mm)			Número de días con precipitación		
		ABSOLUTAS		M E D I A S		Mensual	Máxima día	Mínima día	Máxima día	Mínima día	Media			Mensual	Máxima en 24hrs	Mensual			
		Máxima	Mínima	Máxima	Mínima														
ENERO	27.6					22.2								417.3					
FEBRERO	87.7	33.4	29	19.0	22	30.8	22.1	25.5	100	12	79	23	93	24.2	30.4	479.1	61.9	20	29
MARZO	127.9					31.8	22.8	26.5					91	24.8	31.3	526.1			
ABRIL	148.5					32.3	23.0									252.1			
MAYO	138.8	33.2	3	21.6	10	31.7	22.7	26.7	98	2	70	22	89	24.6	31.0	521.6	92.2	8	27
JUNIO	98.1	32.5	10	21.2	10	30.5	22.5	25.9					87	23.5	29.0	192.0	50.2	28	25
JULIO	63.1			20.4	27	29.0	21.6	25.2	98	8	64	30	86	22.5	27.3	36.6	12.7	3	13
AGOSTO	64.5	33.1	30	19.4	30	28.9	21.0	24.8					84	21.8	26.0	8.9	3.4	31	5
SEPTIEMBRE	96.1	33.8	3	18.6	21	30.1	21.0	25.2	99	6	62	28	87	22.8	27.9	46.0	39.2	3	5
OCTUBRE	62.4			19.6	24	29.3	21.5	25.0	98	6	52	5	83	21.7	26.0	72.6	40.8	31	15
NOVIEMBRE	37.4	33.4	11			29.1	21.8	24.9	98	2	62	11	84	22.0	26.4	70.5	38.5	14	11
DICIEMBRE	57.3	33.8	22	21.2	14	29.8	22.3	25.5					82	22.0	26.5	23.4	13.4	25	10
VALOR ANUAL	1009.4						22.0									2646.2			

MES	EVAPORACION (mm)		NUBOSIDAD MEDIA (Octas)	VELOCIDAD MEDIA Y FRECUENCIAS DE VIENTO												Vel. Mayor Observada (m/s)	VELOCIDAD MEDIA (Km/h)							
	Suma Mensual	Máxima en 24hrs		N	NE	E	SE	S	SW	W	NW	CALMA	Nro OBS											
	(m/s)	%		(m/s)	%	(m/s)	%	(m/s)	%	(m/s)	%	(m/s)	%											
ENERO	52.5		7	2.3	7	4.0	1	2.0	5	0.0	0	2.0	1	2.0	1	2.7	3	2.7	3	78	87	4.0	W	1.3
FEBRERO	99.0	6.6	16	7																		1.5		1.3
MARZO	98.4			7																		1.3		1.5
ABRIL				7																		2.0	NW	1.4
MAYO	69.7			7																		2.0	SW	1.4
JUNIO				7																		4.0	W	1.5
JULIO				7																		6.0	NW	1.7
AGOSTO	72.9			7																		4.0	W	1.6
SEPTIEMBRE	98.5			7																		4.0	W	1.6
OCTUBRE	83.3			7																		4.0	NW	1.5
NOVIEMBRE	85.3	4.1	11	7																		4.0	W	1.6
DICIEMBRE	92.4	5.6	17	7																		4.0	NW	1.5
VALOR ANUAL				7																		4.0		1.4

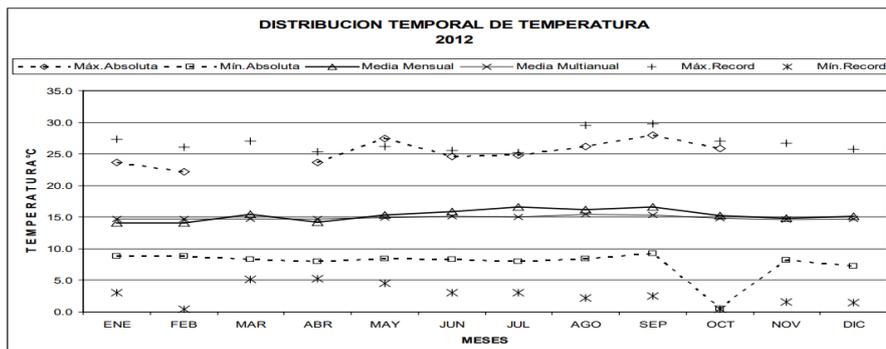
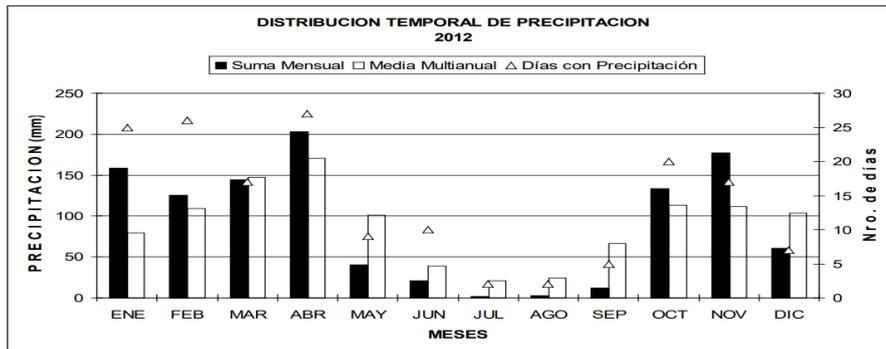


**Anexo IV Anuario meteorologico del INAMHI, estación  
meteorologica Papallacta-Quito.**

M0024 QUITO INAMHI-INNAQUITO INAMHI

MES	HELIOFANIA (Horas)	TEMPERATURA DEL AIRE A LA SOMBRA (°C)						HUMEDAD RELATIVA (%)					PUNTO DE ROCIO (°C)	TENSION DE VAPOR (hPa)	PRECIPITACION(mm)			Numero de días con precipitación	
		ABSOLUTAS		M E D I A S		Mensual	Máxima día	Mínima día	Media	Máxima día	Mínima día	Media			Mensual	Máxima en 24hrs	día		
		Máxima	Mínima	Máxima	Mínima														
ENERO	97.8	23.6	1	8.8	1	20.2	10.3	14.1	98	2	47	1	81	10.7	12.9	158.9	18.7	5	25
FEBRERO	77.5	22.2	14	8.8	12	19.8	10.2	14.1	97	26	52	14	79	10.3	12.5	125.3	27.4	29	26
MARZO	132.3			8.3	28	22.6	10.8	15.5					78	11.3	13.5	143.8	35.0	17	17
ABRIL	91.1	23.7	2	8.0	25	20.7	10.5	14.2	98	6	59	23	86	11.8	13.9	203.4	31.9	4	27
MAYO	150.4	27.4	29	8.4	25	22.1	10.7	15.3	98	1	46	24	79	11.4	13.6	40.2	20.6	1	9
JUNIO	210.9	24.6	18	8.3	4	22.9	10.7	15.9	96	15	44	22	72	10.6	12.9	21.4	12.9	16	10
JULIO	224.7	24.8	7	8.0	21	23.6	11.4	16.6					68	10.5	12.8	1.8	1.4	10	2
AGOSTO	227.8	26.2	7	8.4	12	23.9	10.9	16.2					63	8.7	11.4	2.6	1.4	16	2
SEPTIEMBRE	240.7	28.0	19	9.2	19	24.5	11.2	16.6	100	28	36	2	62	9.0	11.6	12.5	5.6	24	5
OCTUBRE	142.6	25.9	10	0.5	13	22.9	10.0	15.2	100	26	39	28	73	10.0	12.4	133.8	27.4	11	20
NOVIEMBRE				8.2	18		10.5	14.8					79	11.0	13.1	177.0	29.9	14	17
DICIEMBRE	167.4			7.2	15	22.1	10.0	15.1	98	13	34	12	76	10.6	12.9	60.8	33.4	25	7
VALOR ANUAL				0.5			10.6	15.3					74	10.5	12.8	1081.5	35.0		

MES	EVAPORACION (mm)			NUBOSIDAD MEDIA (Octas)	VELOCIDAD MEDIA Y FRECUENCIAS DE VIENTO																Vel. Mayor Observada (m/s)	VELOCIDAD MEDIA (Km/h)				
	Mensual	Máxima en 24hrs	día		N		NE		E		SE		S		SW		W		NW				CALMA %	No OBS		
					(m/s)	%	(m/s)	%	(m/s)	%	(m/s)	%	(m/s)	%	(m/s)	%	(m/s)	%	(m/s)	%						
ENERO	92.5	5.3	24	7	2.0	1	2.5	36	1.9	13	1.1	8	1.0	9	0.0	0	0.0	0	0.0	0	34	93	7.0	NE	1.9	
FEBRERO	71.5	4.1	14	7	0.0	0	2.4	40	1.8	7	1.3	5	1.5	7	1.0	1	0.0	0	1.0	1	39	87	4.0	NE	2.0	
MARZO	98.6			6	5.0	2	2.6	29	2.1	8	1.6	9	1.7	13	2.3	4	0.0	0	1.6	5	30	93	6.0	NE	2.3	
ABRIL	75.0			7	2.5	2	2.4	26	3.0	7	1.2	10	2.6	9	1.0	2	0.0	0	1.0	2	42	90	7.0	NE	1.8	
MAYO	100.2			6	1.5	2	3.1	38	2.6	8	2.7	3	2.6	12	3.2	7	0.0	0	0.0	0	31	93	8.0	NE	2.6	
JUNIO	118.4	6.9	13	5	1.5	2	2.9	24	2.6	23	2.0	1	2.5	14	4.2	11	2.0	1	0.0	0	22	90	7.0	SW	3.1	
JULIO	145.7	6.9	25	5																						4.0
AGOSTO	143.9			5																						3.6
SEPTIEMBRE	152.2	7.9	6	4	2.3	3	3.9	28	3.6	8	3.0	12	3.5	19	4.0	13	3.0	1	1.0	1	14	90	14.0	NE	4.2	
OCTUBRE	107.3	6.2	11	6	2.0	2	2.5	22	2.0	15	1.7	3	2.1	13	3.8	5	0.0	0	0.0	0	40	93	7.0	SW	2.2	
NOVIEMBRE	98.3	4.7	10	6	2.3	3	2.0	24	2.2	13	1.6	6	1.4	9	1.5	2	1.0	1	1.7	3	38	90	5.0	NE	1.9	
DICIEMBRE	101.6			6	2.0	2	2.4	34	1.9	14	1.7	3	1.3	3	1.0	2	0.0	0	1.3	8	33	93	6.0	NE	2.1	
VALOR ANUAL	1305.2			6																						3.0

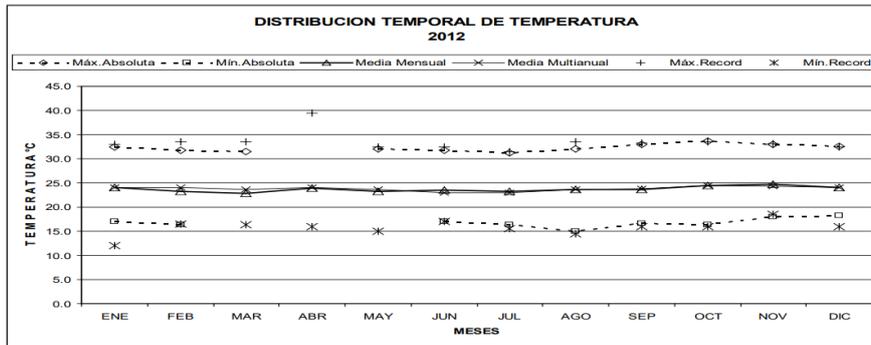
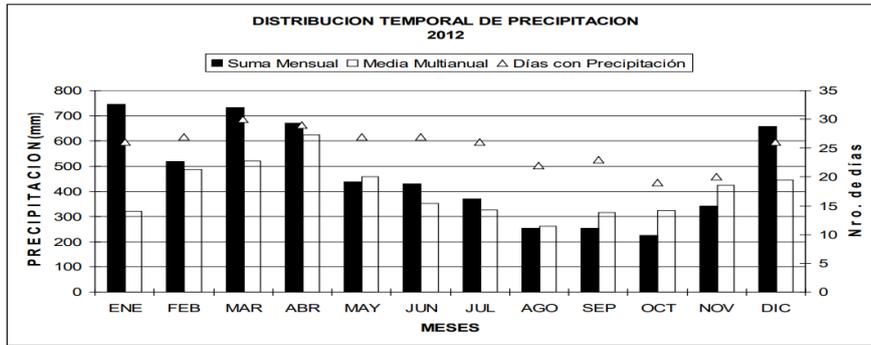


**Anexo V Anuario meteorologico del INAMHI, estación  
meteorologica Lumbaqui.**

**M1203 LUMBAQUI INAMHI**

MES	HELIOFANIA (Hores)	TEMPERATURA DEL AIRE A LA SOMBRA (°C)						HUMEDAD RELATIVA (%)				PUNTO DE ROCIO (°C)	TENSION DE VAPOR (hPa)	PRECIPITACION(mm)			Número de días con precipitación		
		ABSOLUTAS		M E D I A S		Mensual	Máxima día	Mínima día	Media	Máxima día	Mínima día			Media	Mensual	Máxima en 24hrs		día	
		Máxima	Mínima	Máxima	Mínima														
ENERO	70.7	32.5	24	17.0	22	29.1	18.6	24.0	100	18	67	9	90	22.2	26.8	744.7	123.0	2	26
FEBRERO	56.6	31.8	14	16.4	9	28.3	18.8	23.3	98	8	72	13	89	21.4	25.7	516.9	66.4	15	27
MARZO	50.1	31.5	13			27.7	18.8	22.8	98	9	64	28	90	21.0	25.0	731.6	96.5	26	30
ABRIL	57.7					29.0	19.4	23.9						21.7	26.1	671.7	200.2	10	29
MAYO	96.7	32.0	23			28.1	19.3	23.2	98	2	62	30	90	21.3	25.4	437.0	85.2	14	27
JUNIO	138.5	31.8	18	17.0	4	29.0	18.4	23.5	98	2	62	19	88	21.2	25.2	430.5	59.6	16	27
JULIO	127.8	31.2	26	16.4	26	28.1	18.5	23.2	97	1	61	26	88	21.0	25.0	371.0	59.0	7	26
AGOSTO	150.6	32.0	3	15.0	2	29.0	17.9	23.6	98	5	59	20	86	20.9	24.9	254.2	46.8	12	22
SEPTIEMBRE	143.7	33.0	9	16.6	17	29.8	17.8	23.7	98	13	61	18	86	21.2	25.3	254.3	153.3	21	23
OCTUBRE	132.0	33.6	29	16.4	2	30.1	18.3	24.4	99	15	59	5	86	21.8	26.1	225.6	71.1	6	19
NOVIEMBRE	144.5	33.0	2	18.0	6	30.4	18.8	24.7	98	22	59	2	86	22.0	26.4	342.5	95.4	19	20
DICIEMBRE	107.0	32.6	11	18.2	6	29.5	19.5	24.1	87	21.7	26.0			21.7	26.0	657.9	90.5	13	26
VALOR ANUAL	1275.9					29.0	18.7	23.7						21.5	25.7	5637.9	200.2		

MES	EVAPORACION (mm)			NUBOSIDAD MEDIA (Octas)	VELOCIDAD MEDIA Y FRECUENCIAS DE VIENTO												Vel Mayor Observada (m/s)	VELOCIDAD MEDIA (Kmh)								
	Mensual	Suma 24hrs	Máxima en día		N	NE	E	SE	S	SW	W	NW	CALMA	Nro OBS												
															(m/s)	%			(m/s)	%	(m/s)	%	(m/s)	%	(m/s)	%
ENERO	82.5	6.2	2	5	0.0	0	2.0	25	0.0	0	2.0	17	0.0	0	2.1	19	0.0	0	2.0	15	24	93	4.0	SW	1.3	
FEBRERO	74.2	5.0	2	6	0.0	0	2.1	25	0.0	0	2.0	17	0.0	0	2.0	21	0.0	0	2.0	14	23	87	4.0	NE	1.5	
MARZO	65.8	5.3	21	6	0.0	0	2.0	25	0.0	0	2.0	16	0.0	0	2.0	28	0.0	0	2.0	16	15	93	2.0	NW	1.6	
ABRIL	79.2	6.0	22	5																						1.7
MAYO	74.8	6.0	27	5	0.0	0	2.0	26	0.0	0	2.0	14	0.0	0	2.0	28	0.0	0	2.0	17	15	93	2.0	NE	1.6	
JUNIO	90.7	5.9	12	5	0.0	0	2.1	24	0.0	0	2.0	18	0.0	0	2.0	36	0.0	0	2.0	18	4	90	4.0	NE	1.9	
JULIO	81.5	4.9	7	5	0.0	0	2.1	29	0.0	0	2.0	15	0.0	0	2.0	34	2.0	5	2.0	12	4	93	4.0	NE	1.7	
AGOSTO	103.0	5.8	20	5	0.0	0	2.0	19	0.0	0	2.0	18	0.0	0	2.0	39	0.0	0	2.0	15	9	93	2.0	SW	2.0	
SEPTIEMBRE	109.6	6.6	3	5	0.0	0	2.1	29	0.0	0	2.1	21	0.0	0	2.1	37	0.0	0	2.0	9	4	90	4.0	SW	2.1	
OCTUBRE	104.2	5.7	5	5	0.0	0	2.0	24	0.0	0	2.0	27	0.0	0	2.1	29	0.0	0	2.1	20	0	93	4.0	SW	1.7	
NOVIEMBRE	103.9	6.1	2	5	0.0	0	2.0	27	0.0	0	2.0	24	0.0	0	2.0	33	0.0	0	2.0	11	4	90	2.0	SW	1.8	
DICIEMBRE	86.5	5.7	11	5	0.0	0	2.0	30	0.0	0	2.0	27	0.0	0	2.0	23	0.0	0	2.0	11	10	93	2.0	SW	1.7	
VALOR ANUAL	1055.9	6.6		5																						2.0



**Anexo VI Tabla de temperaturas y presiones parciales de vapor  
de agua**

## NTP 326: Radiación térmica en incendios de líquidos y gases



Radiation thermique en incendies de liquides et gaz  
Heat radiation in fires of liquids and gases

Vigencia	Actualizada por NTP	Observaciones	
Válida			
ANÁLISIS			
Criterios legales		Criterios técnicos	
Derogados: <b>SI</b>	Vigentes:	Desfasados:	Operativos: <b>SI</b>

Temperatura °C	Presión de vapor (Pa)	Temperatura °C	Presión de vapor (Pa)
0	600	19	2170
2	700	20	2310
4	800	21	2450
6	920	22	2610
8	1060	23	2770
10	1210	24	2940
11	1300	25	3130
12	1380	26	3320
14	1580	27	3520
15	1680	28	3730
16	1790	29	3950
17	1920	30	4190
18	2040		

**Anexo VII Diagrama de preproceso de ANSYS, sección de ducto simulado de 20 pulgadas**

20p - Workbench

File View Tools Units Extensions Jobs Help

Project

Import... Reconnect Refresh Project Update Project ACT Start Page

Toolbox Project Schematic

Analysis Systems

- Coupled Field Harmonic
- Coupled Field Modal
- Coupled Field Static
- Coupled Field Transient
- Eigenvalue Buckling
- Electric
- Explicit Dynamics
- Fluid Flow - Blow Molding (Polyflow)
- Fluid Flow - Extrusion (Polyflow)
- Fluid Flow (CFX)
- Fluid Flow (Fluent)
- Fluid Flow (Polyflow)
- Harmonic Acoustics
- Harmonic Response
- Hydrodynamic Diffraction
- Hydrodynamic Response
- IC Engine (Fluent)
- Magnetostatic
- Modal
- Modal Acoustics
- Random Vibration
- Response Spectrum
- Rigid Dynamics
- Static Acoustics
- Static Structural
- Steady-State Thermal
- Thermal-Electric
- Topology Optimization
- Transient Structural
- Transient Thermal

View All / Customize...

Project Schematic

A

- 1 Geometry
- 2 DM Geometry ✓

Geometry

B

- 1 ACP (Pre)
- 2 Engineering Data ✓
- 3 DM Geometry ✓
- 4 Model ✓
- 5 ACP Setup ✓

ACP (Pre)

C

- 1 Static Structural
- 2 Engineering Data ✓
- 3 DM Geometry ✓
- 4 Model ✓
- 5 Setup ✓
- 6 Solution ✓
- 7 Results ✓

Static Structural

D

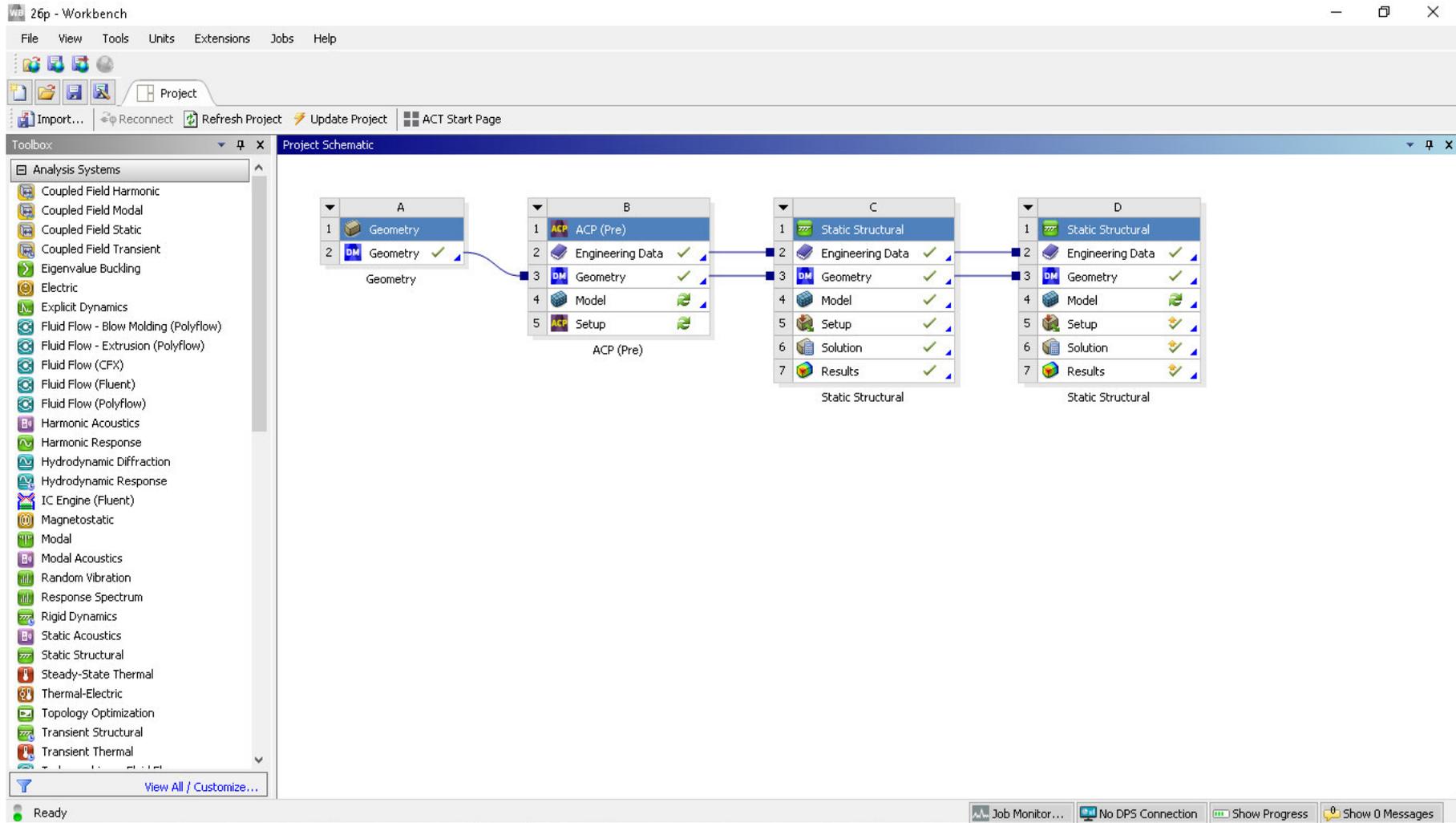
- 1 Static Structural
- 2 Engineering Data ✓
- 3 DM Geometry ✓
- 4 Model ✓
- 5 Setup ✓
- 6 Solution ✓
- 7 Results ✓

Static Structural

Ready

Job Monitor... No DPS Connection Show Progress Show 0 Messages

**Anexo VIII Diagrama de preproceso de ANSYS, sección de ducto simulado de 26 pulgadas**



## **Anexo IX ingreso de datos de acero en información ingenieril de ANSYS**

File Edit View Tools Units Extensions Jobs Help

Project B2:Engineering Data

Filter Engineering Data Engineering Data Sources

Toolbox

- Physical Properties
  - Density
  - Isotropic Secant Coefficient of Thermal Expansion
  - Orthotropic Secant Coefficient of Thermal Expansion
  - Isotropic Instantaneous Coefficient of Thermal Expansion
  - Orthotropic Instantaneous Coefficient of Thermal Expansion
  - Melting Temperature
  - Material Dependent Damping
  - Damping Factor ( $\alpha$ )
  - Damping Factor ( $\beta$ )
- Linear Elastic
  - Isotropic Elasticity
  - Orthotropic Elasticity
  - Anisotropic Elasticity
- Hyperelastic Experimental Data
  - Uniaxial Test Data
  - Biaxial Test Data
  - Shear Test Data
  - Volumetric Test Data
  - Simple Shear Test Data
  - Uniaxial Tension Test Data
  - Uniaxial Compression Test Data
- Hyperelastic
  - Neo-Hookean
  - Arruda-Boyce
  - Gent
  - Blatz-Ko
  - Mooney-Rivlin 2 Parameter
  - Mooney-Rivlin 3 Parameter
  - Mooney-Rivlin 5 Parameter
  - Mooney-Rivlin 9 Parameter

View All / Customize...

Outline of Schematic B2: Engineering Data

	A	B	C	D	E
1	Contents of Engineering Data			Source	Description
2	Material				
3	Structural Steel				Fatigue Data at zero mean stress comes from 1998 ASME BPV Code, Section 8, Div 2, Table S-110.1
*	Click here to add a new material				

Table: No data

Properties of Outline Row 3: Structural Steel

	A	B	C	D	E
1	Property	Value	Unit		
4	Isotropic Secant Coefficient of Thermal Expansion				
6	Isotropic Elasticity				
12	Strain-Life Parameters				
20	S-N Curve		Tabular		
24	Tensile Yield Strength	250	MPa		
25	Compressive Yield Strength	240	MPa		
26	Tensile Ultimate Strength	415	MPa		
27	Compressive Ultimate Strength	0	MPa		
28	Isotropic Thermal Conductivity	60,5	W m <sup>-1</sup> C <sup>-1</sup>		
29	Specific Heat Constant Pressure, $C_p$	434	J kg <sup>-1</sup> C <sup>-1</sup>		
30	Isotropic Relative Permeability	10000			
31	Isotropic Resistivity	1,7E-07	ohm m		

Chart: No data

Ready Job Monitor... No DPS Connection Show Progress Show 0 Messages

**Anexo X Calculo para determinar valores de fuerza en los ejes  
cartesianos X e Y**

La fuerza definida en la cara exterior es la presión externa por el área sobre la cual la cual actúa

$$P_{atm} \times \text{Área}_{cara de cilindro}$$

Como la tubería se encuentra en superficie, no soterrada, la presión considerada es de la columna de aire, es decir una atmosfera, unidades pascales

$$1 \text{ atms} = 101325 \text{ Pa}$$

$$\text{Área} = 2\pi rh$$

$$\text{Área} = 2\pi(0.5)(1)$$

$$\text{Área} = 3.1416 \text{ m}^2$$

Fuerza

$$F = \text{Presión} \times \text{Área}$$

$$F = 101225 (3.1416)$$

$$F = 318322.62 \text{ N}$$

Módulo de Young=resistencia a la tracción

## **Anexo XI Calculo de valores de índice**

$$I = \frac{(HR - 65)P}{100}$$

ESTACIÓN METEOROLOGICA	A San Juan-St. Domingo	B St. Domingo- Balao	C Lago Agrio-San Juan
DIAMETRO (pulgadas)	20	26	26
HUMEDAD RELATIVA PROM (%)	86,6	74,6	87
PRESIÓN DE VAPOR (mbar) interpolación con la temperatura y la tabla de presiones de vapor	31,7	17,02	28,89
TEMPERATURA (C)	25,3	15,3	23,7

A

$$I = \frac{(86,6 - 65)31,7}{100}$$

$$I = 6,8472$$

B

$$I = \frac{(74,6 - 65)17,02}{100}$$

$$I = 1,63$$

C

$$I = \frac{(87 - 65)28,89}{100}$$

$$I = 6,35$$

## **Anexo XII Calculo de máxima operabilidad**

**PARA DIAMETRO DE 26"**

$$MAOP = \frac{2(Sy)(t)(F)}{De}$$

$$MAOP = \frac{2(240)(0,375)(0,72)}{26}$$

$$MAOP = 4,985 \text{ Mpa}$$

**PARA DIAMETRO DE 20"**

$$MAOP = \frac{2(Sy)(t)(F)}{De}$$

$$MAOP = \frac{2(240)(0,375)(0,72)}{20}$$

$$MAOP = 6,48 \text{ Mpa}$$

**Anexo XIII Tablas de lecturas registradas por la agencia de control de hidrocarburos**

DVSE  
 Aprobado  
 7/12  
 20/10/11  
 ?

Tabla N° 2 Lectura de Defecto con Vida Remanente

SISTEMA DE OLEODUCTO TRANSECUTORIANO	
REPORTE LECTURA DE DEFECTO CON VIDA REMANENTE	
TRAMO: ESTACIÓN Nro. 1 LAGO AGRIO-ESTACIÓN Nro. 2 LUMBAQUI	
dic-13	
DISTANCIA	DEFORMACIÓN (Remanente)
km	mm
0+00	1,408
2+800	1,360
3+400	1,31
8+600	1,204
10+800	1,175
11+480	1,123
16+000	1,117
TUBERIA ENTERRADA DESDE EL km 12 AL km 22	
22+350	0,209
23+400	0,051
24+000	0,02
25+000	0,035
26+000	0,009
26+980	0,065
27+900	0,954
29+000	0,004
30+000	0,989
31+000	0,975
32+000	0,984
33+000	0,985
34+000	0,019
35+000	0,987
36+000	0,047
37+100	0,949
38+000	0,039
39+000	0,486
40+000	0,446
41+000	0,356

DVGE  
Aprobado  
7/2  
2010/02/11  
?

Continuación Tabla 2

42+000	0,883
43+000	0,812
44+000	0,831
45+000	0,845
46+000	0,941
47+000	0,845
48+000	0,836
49+150	0,812
50+000	0,795
51+000	0,736
52+000	0,785
53+000	
53+900	
54+500	0,847
55+000	
56+000	
57+000	0,925
58+000	
59+000	
59+800	
60+600	
61+000	
62+000	
63+000	0,314
64+000	0,318
65+000	0,392
66+000	0,256

Fuente: Gestión de Control Técnico y Fiscalización de Refinación e Industrialización de Hidrocarburos, 2019

DVGE  
Aprobado  
7/2  
2010/02/11  
?

Tabla N° 3 Lectura de Defecto con Vida Remanente

SISTEMA DE OLEODUCTO TRANSECUTORIANO	
REPORTE LECTURA DE DEFECTO CON VIDA REMANENTE	
TRAMO: ESTACIÓN Nro. 2 LUMBAQUI-ESTACIÓN Nro. 3 SALADO	
dic-13	
DISTANCIA	DEFORMACIÓN (tremenante)
km	mm
66+650	1,548
67+500	1,435
70+200	1,525
71+000	1,278
72+000	1,124
73+000	1,045
74+100	0,977
75+000	0,963
76+000	0,903
77+200	0,835
78+000	0,797
79+400	0,798
80+000	0,782
81+000	0,779
82+100	0,773
83+050	0,74
84+000	0,759
85+000	0,719
86+000	0,998
87+100	0,803
88+300	0,786
89+900	0,714
90+350	0,704
91+500	0,538
93+300	0,75
94+050	0,901
98+800	0,835
100+650	0,754
102+400	0,745
102+900	0,654

DVGE  
Aprobado  
7/12  
20/10/11  
T

Continuación Tabla 3

105+000	0.655
106+250	0.643
108+800	0.675
110+650	0.63
112+000	0.735

Fuente: Gestión de Control Técnico y Fiscalización de Refinación e Industrialización de Hidrocarburos, 2019

DVGE  
Aprobado  
7/12  
20/10/11  
T

Tabla N° 4 Lectura de Defecto con Vida Remanente

SISTEMA DE OLEODUCTO TRANSECUTORIANO	
REPORTE LECTURA DE DEFECTO CON VIDA REMANENTE	
TRAMO: ESTACIÓN Nro. 3 EL SALADO-ESTACIÓN Nro. 4 BAEZA	
dic-13	
DISTANCIA	DEFORMACIÓN (Remanente)
km	mm
113+000	0,668
114+000	0,666
115+000	0,678
116+000	0,73
117+000	0,769
118+000	0,741
119+000	0,863
120+000	0,824
121+000	0,813
122+000	0,818
123+000	0,746
124+000	0,807
125+000	0,805
126+000	0,795
127+000	0,764
128+000	0,895
129+000	0,905
130+000	0,965
131+000	1,065
132+000	0,958
133+000	0,915
133+473	1,023
134+100	0,897
135+000	0,969
136+000	0,968
137+400	1,044
138+800	1,118
140+000	1,076

DVSE  
Aprobado  
7/12  
2010/02/11  
?

141+000	1,032
---------	-------

Fuente: Gestión de Control Técnico y Fiscalización de Refinación e Industrialización de Hidrocarburos, 2019

DVSE  
Aprobado  
7/12  
2010/02/11  
?

Tabla N° 5 Lectura de Defecto con Vida Remanente

SISTEMA DE OLEODUCTO TRANSECUTORIANO	
REPORTE LECTURA DE DEFECTO CON VIDA REMANENTE	
TRAMO: ESTACIÓN Nro. 4 BAEZA-ESTACIÓN PAPALLACTA	
dic-13	
DISTANCIA	DEFORMACIÓN (tremante)
km	mm
141+000	1,032
142+000	1,093
143+000	1,034
144+000	1,045
145+000	0,998
146+000	0,995
147+000	0,897
147+600	0,855
148+700	0,929
150+070	0,925
151+000	1,164
151+950	0,978
153+000	0,879
154+000	0,856
155+000	0,834
156+000	0,825
157+400	0,812
158+000	0,786
159+000	0,764
160+000	
161+000	0,687
162+000	0,696
163+000	
164+000	0,851
165+000	0,675
166+000	0,698
167+000	

DVGE  
Aprobado  
7/2  
20/02/11

168+000	0,685
169+000	0,623
170+000	0,658
171+000	0,668
172+000	0,685
173+000	0,639
174+000	0,678
175+180	0,682
176+750	0,634
178+300	0,657
180+000	0,695
182+000	0,764
184+600	0,929
186+980	0,796
188+000	0,878
189+600	0,658
190+000	0,832
193+800	0,089
196+350	0,051
196+600	0,894
197+250	0,043
199+900	0,043
201+530	0,01
201+582	0,276

Fuente: Gestión de Control Técnico y Fiscalización de Refinación e Industrialización de Hidrocarburos, 2019

DVGE  
Aprobado  
7/2  
20/02/11

Tabla N° 6 Lectura de Defecto con Vida Remanente

SISTEMA DE OLEODUCTO TRANSECUTORIANO	
REPORTE LECTURA DE DEFECTO CON VIDA REMANENTE	
TRAMO: ESTACIÓN PAPALLACTA-GUAJALÓ	
dic-13	
DISTANCIA	DEFORMACIÓN (Remanente)
km	mm
199+900	
201+540	0,021
201+582	0,025
201+700	0,266
201+712	0,27
202+200	0,206
203+183	0,067
204+050	0,562
206+150	0,458
206+300	0,84
206+300	0,914
206+880	0,97
207+750	0,798
209+700	0,71
210+500	0,678
210+515	0,668
210+600	0,69
212+189	0,95
212+500	0,954
213+644	0,97
214+850	0,976
215+860	0,322
216+700	0,32
217+400	0,319
219+300	0,287
220+000	0,26
221+800	0,181

DVGE  
Aprobado  
7/12  
2010/02/11  
?

222+640	0,135
223+980	0,265
225+200	0,152
226+050	0,22
227+000	0,26
227+850	0,261
228+483	0,982
229+174	0,165
230+000	0,303
232+300	0,36
233+600	0,379
233+700	0,299
234+310	0,358
235+220	0,367
235+250	0,307
236+794	0,375
236+850	0,36
237+250	0,398
237+600	0,448
202+200	0,206
203+183	0,067
204+050	0,562
206+150	0,458
206+300	0,84
206+300	0,914
206+880	0,97
207+750	0,798
209+700	0,71
210+500	0,678
210+515	0,668
210+600	0,69
212+189	0,95
230+000	0,303
232+300	0,36
233+600	0,379
233+700	0,299
234+310	0,358

DVGE  
Aprobado  
7/12  
2010/02/11  
?

235+220	0,367
235+250	0,307
236+794	0,375
236+850	0,36
237+250	0,398
237+600	0,448
237+800	0,414
238+100	0,406
239+561	0,299
239+600	0,264
239+680	0,308
239+890	0,243
239+900	0,299
240+300	0,433
240+754	0,435
240+755	0,487
240+756	0,495
240+757	0,435
240+758	0,43
240+759	0,437
240+760	0,475
240+761	0,407
240+762	0,228
240+763	0,325
240+764	0,31
240+765	0,585
240+766	0,511
240+767	0,586
240+768	0,13

Fuente: Gestión de Control Técnico y Fiscalización de Refinación e Industrialización de Hidrocarburos, 2019

BVSE  
Aprobado  
7/2  
20/10/11  
?

Tabla N° 7 Lectura de Defecto con Vida Remanente

SISTEMA DE OLEODUCTO TRANSECUTORIANO	
REPORTE LECTURA DE DEFECTO CON VIDA REMANENTE	
TRAMO: ESTACIÓN GUAJALÓ-LA PALMA	
dic-13	
DISTANCIA	DEFORMACIÓN (tramos)
km	mm
247+560	0,65
248+910	0,580
250+000	0,521
251+160	0,5
251+750	0,472
254+950	1,256
255+900	0,256
257+150	0,11
258+006	0,37
258+600	0,287
260+000	0,312
261+759	0,12
261+900	0,119
263+300	0,065
264+000	0,261
266+000	1,2
268+000	0,199
270+000	0,125
272+000	1
272+318	0,12
272+808	0,125
273+500	0,964
273+601	0,277
273+643	0,039
274+000	0,998
276+100	0,174
278+000	1,1
280+000	1,14

BVSE  
Aprobado  
7/2  
20/10/11  
?

280+350	0,172
282+000	1,038
282+700	0,11
283+200	0,175
283+837	0,15
283+860	0,996
283+880	0,091
283+942	0,179
284+000	0,155
286+000	0,145
286+900	0,13
287+050	0,114
287+200	0,127
287+600	0,16
288+000	0,528
288+200	1,21
290+000	1,21
290+580	0,59
290+670	0,1
290+800	0,911
291+100	0,915
291+150	0,78
292+000	0,12
294+000	1,1
295+380	1,15
295+450	0,09
295+880	0,088
295+900	0,121
296+016	0,117
298+800	0,735
299+255	0,09
300+500	0,08
300+650	0,13
300+850	0,265
301+000	0,31
302+400	0,99

Fuente: Gestión de Control Técnico y Fiscalización de Refinación e Industrialización de Hidrocarburos, 2019

DVGE  
Aprobado  
7/12  
23/02/11  
?

Tabla N° 8 Lectura de Defecto con Vida Remanente

SISTEMA DE OLEODUCTO TRANSECUTORIANO	
REPORTE LECTURA DE DEFECTO CON VIDA REMANENTE	
TRAMO: ESTACIÓN LA PALMA-SANTO DOMINGO	
dic-13	
DISTANCIA	DEFORMACIÓN (tremante)
km	mm
303+000	0,95
304+000	0,910
305+700	0,906
306+000	0,98
307+000	1
307+997	0,978
309+000	1,005
310+000	0,89
311+000	0,98
312+000	1,127
312+750	1,05
313+200	0,978
314+050	0,973
314+080	0,97
314+110	0,98
314+330	1
314+420	0,99
314+540	1,01
314+920	1,007
315+000	1,026
315+300	0,698
316+000	1
316+150	1
316+170	1,025
317+200	1,108
317+480	1,018
317+530	0,95

DVGE  
Aprobado  
7/12  
23/02/11  
?

317+600	0,976
318+000	1,096
318+560	1,1
318+750	1,15
318+920	1,335
319+780	1,012
319+920	1,075
320+000	1,056
320+450	0,9
320+650	1,006
320+940	0,985
321+260	0,98
321+460	0,99
322+000	0,99
322+320	0,904
322+400	0,875
322+800	0,865
323+100	0,95
323+920	0,894
323+750	0,903
323+900	0,856
323+950	0,74
324+000	0,865
324+190	0,85
324+850	0,865
324+940	0,823
325+000	0,81
326+700	1,088
327+000	0,75
327+720	0,968
328+000	0,877
328+560	0,87
329+000	0,85
329+849	0,75
329+900	0,793
330+000	0,718
332+000	0,715

UVGE  
Aprobado  
7/12  
23/10/11

333+900	0,71
336+000	0,89
338+000	0,88
339+990	0,89
342+080	0,9
342+081	1,14
344+000	1,1
342+083	1,05
345+880	1,112
350+150	1,175
352+200	1,216
354+000	1,185
354+150	1,185
356+100	0,89
356+101	1,17

Fuente: Gestión de Control Técnico y Fiscalización de Refinación e Industrialización de Hidrocarburos, 2019

UVGE  
Aprobado  
7/12  
23/10/11

SISTEMA DE OLEODUCTO TRANSECUTORIANO	
REPORTE LECTURA DE DEFECTO CON VIDA REMANENTE	
TRAMO: ESTACIÓN SANTO DOMINGO- QUININDÉ	
dic-13	
DISTANCIA	DEFORMACIÓN
km	(remanente) mm
360+040	1,18
361+000	1,256
361+850	1,46
362+000	1,115
364+100	1,005
366+300	1,507
367+800	1,351
370+100	1,355
372+000	1,239
374+200	1,1
376+150	0,951
378+000	1,107
380+100	1,109
382+600	0,978
384+000	0,967
386+000	0,977
388+000	1,206
390+000	1,25
391+600	1,395
394+000	1,476
396+120	1,494
398+000	1,503
400+000	1,516
402+000	1,568
404+000	1,588
406+000	1,646
408+000	1,7
410+000	1,799
412+000	1,841
413+900	1,855

AGENCIA DE REGULACIÓN Y CONTROL HIDROCARBURIFERO

DVSE  
Aprobado  
7/12  
2010/02/11

415+000	2,169
415+361	2,185
416+000	2,107
418+000	1,86
420+000	1,36
420+280	0,991
420+369	1,056
421+489	1,168
422+000	1,185
424+000	1,251
426+000	1,2
428+000	1,225
429+700	1,167
432+600	0,914
434+000	0,891
436+300	0,975
437+700	0,987
440+000	0,964
442+000	0,915
324+000	0,865
324+190	0,85
324+850	0,865
324+940	0,823
325+000	0,81
326+700	1,088
327+000	0,75
327+720	0,968
328+000	0,877
328+560	0,87
329+000	0,85
329+849	0,75
329+900	0,793
330+000	0,718
332+000	0,715
333+900	0,71
336+000	0,89
338+000	0,88
339+990	0,89
342+080	0,9

Dirección: Calles Estadio 'N°10 285' y Manuel Calles, La Alameda - Caracas  
Teléfono: 553 2 3990000 - www.conarhdrocarburos.gub.ve



AGENCIA DE REGULACIÓN Y CONTROL HIDROCARBURIFERO

DVSE  
Aprobado  
7/12  
2010/02/11

342+081	1,14
344+000	1,1
342+083	1,05
345+880	1,112
350+150	1,175
352+200	1,216
354+000	1,185
354+150	1,185
356+100	0,89
356+101	1,17
356+101	1,17

Fuente: Gestión de Control Técnico y Fiscalización de Refinación e Industrialización de Hidrocarburos, 2019

Dirección: Calles Estadio 'N°10 285' y Manuel Calles, La Alameda - Caracas  
Teléfono: 553 2 3990000 - www.conarhdrocarburos.gub.ve



**Anexo XIV Cuadro comparativo de promedio de lectura de defecto con vida remanente y datos de simulación en ANSYS**

<b>SISTEMA DE OLEODUCTO TRANSECUTORIANO</b>		
<b>REPORTE LECTURA DE DEFECTO CON VIDA REMANENTE</b>		<b>DATOS DE SIMULACIÓN DEFECTO CON VIDA REMANENTE</b>
<b>dic-13-2019</b>		
<b>TRAMO</b>	<b>DEFORMACIÓN (<math>t_{\text{remanente}}</math>)</b>	<b>DEFORMACIÓN (<math>t_{\text{remanente}}</math>)</b>
	<b>mm</b>	<b>mm</b>
Lago Agrio-San Juan	0,38	0,3760
San Juan- Santo Domingo	0,96	0.9874
Santo Domingo-Balao	0,45	0,5326

El valor inicial para la comparación con los valores de simulación se utiliza el promedio de las lecturas del defecto con vida remanente, estos valores son parte de un informe realizado por la Agencia de Regulación y Control de Hidrocarburos, los datos tomados por la Gestión de Control Técnico y Fiscalización de Refinación e Industrialización de Hidrocarburos. Estos datos fueron considerados para establecer la variación temporal, es decir el año cero de la simulación se corresponde con el año 2019, año de la toma de los datos empelados.

**Anexo XV Cuadro comparativo de promedio de lectura de defecto con vida remanente y datos de simulación en ANSYS**

<b>SISTEMA DE OLEODUCTO TRANSECUTORIANO</b>		
<b>REPORTE LECTURA DE DEFECTO CON VIDA REMANENTE</b>		<b>DATOS DE SIMULACIÓN DEFECTO CON VIDA REMANENTE</b>
<b>2019</b>		
<b>TRAMO</b>	<b>MAOP</b>	<b>ESFUERZO</b>
	<b>MPa</b>	<b>MPa</b>
Lago Agrio-San Juan	6,27	6,9952
San Juan- Santo Domingo	9,10	9,2995
Santo Domingo-Balao	6,27	6,9952

El valor inicial para la comparación con los valores de simulación se utiliza el promedio de las lecturas del defecto con vida remanente, estos valores son parte de un informe realizado por la Agencia de Regulación y Control de Hidrocarburos, los datos tomados por la Gestión de Control Técnico y Fiscalización de Refinación e Industrialización de Hidrocarburos. Estos datos fueron considerados para establecer la variación temporal, es decir el año cero de la simulación se corresponde con el año 2019,