

**ELABORACIÓN DE UNA MATRIZ DE TOMA DE
DECISIÓN PARA EL PLAN DE ANÁLISIS Y CONTROL DE CORROSIÓN
EN LA LÍNEA DE DESCARGA DE POZO EN FACILIDADES DE
PRODUCCIÓN DEL CAMPO A**

**SERGIO ANDRÉS BARROS VEGA
MARTHIN THIRIEL STEFFENS CALDERÓN**

**FUNDACIÓN UNIVERSIDAD DE AMÉRICA
FACULTAD DE INGENIERÍAS
PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BOGOTÁ
2019**

**ELABORACIÓN DE UNA MATRIZ DE TOMA DE
DECISIÓN PARA EL PLAN DE ANÁLISIS Y CONTROL DE CORROSIÓN
EN LA LÍNEA DE DESCARGA DE POZO EN FACILIDADES DE
PRODUCCIÓN DEL CAMPO A**

**SERGIO ANDRÉS BARROS VEGA
MARTHIN THIRIEL STEFFENS CALDERÓN**

**Proyecto Integral de Grado para optar al título de:
INGENIERO DE PETRÓLEOS**

**DIRECTOR:
Ing. NÉSTOR AUGUSTO PANTANO LADINO
Ingeniero Mecatrónico**

**ORIENTADOR:
Ing. IVAN EDUARDO PEÑALOZA CRISTANCHO
Ingeniero de Petróleos**

**FUNDACIÓN UNIVERSIDAD DE AMÉRICA
FACULTAD DE INGENIERÍAS
PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BOGOTÁ D.C
2019**

NOTA DE ACEPTACIÓN

Ing. Ivan Peñaloza

Ing. Alexander López

Ing. Jorge Tovar

Bogotá D.C., 20 de Febrero 2019

DIRECTIVAS DE LA UNIVERSIDAD

Presidente de la Universidad y Rector del Claustro

Dr. JAIME POSADA DÍAZ

Vicerrector de Desarrollo y Recursos Humanos

Dr. LUIS JAIME POSADA GARCÍA-PEÑA

Vicerrectoría Académica y de posgrado

Ing. ANA JOSEFA HERRERA VARGAS

Decano de la Facultad de Ingenierías

Dr. JULIO CÉSAR FUENTES ARIZMENDI

Director del Programa de Ingeniería de Petróleos

Dr. JULIO CÉSAR FUENTES ARIZMENDI

DEDICATORIA

Dedico este trabajo de grado a mi familia principalmente a Aleida, Edwin y a mi hermana Daniela quienes me brindaron su apoyo incondicional a lo largo de todo este proceso, también a todas las personas cercanas y allegadas a mí que me acompañaron en todo el desarrollo de este proyecto.

Sergio Andrés Barros Vega.

DEDICATORIA

Dedico el presente trabajo de grado a los ángeles que me cuidan desde el cielo, mi abuelo Rafael Steffens y mi madre Matha Patricia Calderón, pues me han guiado espiritual y mentalmente en los eventos que sucedieron durante el desarrollo del proyecto.

A mi abuela Stella por acompañarme día a día durante mi carrera y ser mi segunda mamá, a mi hermano Gabriel, por ser mi guía y faro de mi vida y a mi padre Gonzalo quien ha sido mi apoyo incondicional en todos los aspectos de mi vida.

De igual forma a Nicolás Samper por toda la ayuda brindada de forma silenciosa.

Marthin Thiriél Steffens Calderón

AGRADECIMIENTOS

Inicialmente agradecer a la empresa TESTEK DE COLOMBIA SAS, primero por permitirnos la oportunidad de realizar el presente proyecto con ellos, también por todo el apoyo y disposición brindada por sus operarios y en especial al Ing. NÉSTOR AUGUSTO PANTANO LADINO por su disposición e incondicional apoyo en todo momento que se requirió de él.

A la FUNDACIÓN UNIVERSIDAD DE AMÉRICA y a todos los profesores que nos colaboraron y siempre tuvieron disposición para ayudarnos con el desarrollo del proyecto, en especial al profesor e Ing. IVAN EDUARDO PEÑALOZA ya que sin él, el desarrollo de este proyecto no hubiera sido el mismo.

Finalmente agradecer a Aleida, Gonzalo y demás personas que nos brindaron su apoyo para lograr la culminación de este proyecto.

TABLA DE CONTENIDO

	pág
INTRODUCCIÓN	24
OBJETIVOS	26
1. PRODUCCIÓN, FLUIDOS PRESENTES EN LA PRODUCCIÓN DE HIDROCARBUROS Y CORROSIÓN	27
1.1 PASOS PARA LA PRODUCCIÓN DE HIDROCARBUROS	27
1.2 FLUIDOS PRESENTES EN UN YACIMIENTO	29
1.2.1 Gas Natural	30
1.2.2 Petróleo	31
1.2.3 Agua	31
1.2.4 Características de los fluidos producidos en el campo A.	31
1.3 FACILIDADES DE PRODUCCIÓN (LÍNEA DE DESCARGA DE POZO)	32
1.4 CORROSIÓN	35
1.4.1 Corrosión general o uniforme.	37
1.4.2 Corrosión galvánica.	38
1.4.3 Corrosión por picadura (pitting)	38
1.4.4 Corrosión por grietas	39
1.4.5 Corrosión intergranular.	40
1.4.6 Corrosión Bajo tensión.	40
1.4.7 Corrosión Erosiva	40
1.4.8 Corrosión por Desgaste	41
1.4.9 Corrosión Selectiva	41
1.5 CORROSIÓN TÍPICA EN LA INDUSTRIA DEL PETRÓLEO	43
1.5.1 Corrosión dulce	43
1.5.2 Corrosión agria	44
1.6 INHIBIDORES POR CORROSIÓN AGRIA O DULCE	45
1.6.1 Inhibición de la corrosión del acero de carbón.	45
1.6.2 Revestimientos plásticos internos	46
1.6.3 Fibra reforzada de plástico (FRP)	46
2. ENSAYOS NO DESTRUCTIVOS	47
2.1 HISTORIA DE LOS ENSAYOS NO DESTRUCTIVOS	47
2.1.1 Cronología de los Ensayos no Destructivos	49
2.2 ENSAYOS DESTRUCTIVOS VS ENSAYOS NO DESTRUCTIVOS	50
2.2.1 Ensayos destructivos (Beneficios y limitaciones)	50
2.2.2 Ensayos no destructivos (Beneficios y limitaciones)	51
2.3 OBJETIVOS DE LOS ENSAYOS NO DESTRUCTIVOS	54
2.4 ÁREAS DE LOS ENSAYOS NO DESTRUCTIVOS	54
2.5 CLASIFICACIÓN DE LOS ENSAYOS NO DESTRUCTIVOS	56
2.5.1 Métodos Específicos	57
2.5.1.1 Inspección Visual	58
2.5.1.2 Líquidos penetrantes	58
2.5.1.3 Partículas Magnéticas	59

2.5.1.4 Radiografía Industrial	61
2.5.1.5 Ultrasonido	62
2.5.1.6 Corrientes Eddy.	64
2.5.1.7 Ensayo de Pérdidas.	65
2.5.2 Métodos Especiales.	66
2.5.2.1 Análisis de Vibraciones	66
2.5.2.2 Emisión Acústica	67
2.5.2.3 Termografía Infrarroja	67
2.5.3 Métodos Nuevos.	68
3. DISEÑO DE LA MATRIZ DE TOMA DE DECISIÓN	69
3.1 SOFTWARE A UTILIZAR	69
3.2 TIPOS DE TUBERÍA A ANALIZAR.	71
3.1.1 Cálculos de espesor	73
3.1.2 Costos Tubería	73
3.2 CREACIÓN NÚMERO DE TRAMOS	75
3.3 CREACIÓN DE ANÁLISIS INDIVIDUAL POR TRAMO	78
3.4 CREACIÓN PORCENTAJE DE DESGASTE.	79
3.5 NORMA ASME B 31.4	81
3.6 IMPLEMENTACIÓN DE LA NORMA EN LA MATRIZ.	85
3.7 SEGUNDA MEDIDA	86
3.8 PROCEDIMIENTO PARA LA OBTENCIÓN DE CURVAS TIPO DE EXTRAPOLACIÓN	87
3.8.1 Ejemplo de Comportamiento del Porcentaje de Desgaste vs Tiempo.	88
3.8.2 Ejemplo Curvas de Tendencia Tipo Bajo Diferentes Modelos Matemáticos:	88
3.8.3 Curvas Tipo de Extrapolación de Tendencias para el Comportamiento Planteado.	91
3.9 CALIFICACIÓN DEL ESTADO DE LA TUBERÍA	96
3.10 COSTOS POR CAMBIO DE TUBERÍA	97
3.11 AUTOGUARDADO	97
4. IMPLEMENTACIÓN DE LA MATRIZ	100
4.1 CONDICIONES INICIALES	100
4.2 INGRESO DE MEDIDAS	102
4.3 CÁLCULO PORCENTAJES DE DESGASTE	104
4.4 COMPORTAMIENTO GRÁFICO DESGASTE	106
4.4.1 Ajuste lineal.	107
4.4.2 Ajuste logarítmico.	107
4.4.3 Ajuste Polinómico.	108
4.5 CALIFICACIÓN Y COSTO ARROJADO POR LA MATRIZ.	109
4.7 COMPORTAMIENTO PROPUESTO	110
5. ANÁLISIS FINANCIERO DE LA MATRIZ PARA LA TOMA DE DECISIÓN POR MEDIDO DEL VPN	111
5.1 COSTOS ASOCIADOS A LA CORROSIÓN	111
5.1.2 Costos Asociados a la Corrosión en Colombia.	112
5.1.2.1 Inversión Total por Corrosión en Colombia en Líneas de Conducción	113

5.2 COSTOS EN LAS LÍNEAS DE CONDUCCIÓN EN COLOMBIA	115
5.3 ANÁLISIS VPN	116
5.3.1 Tasa interna de oportunidad.	116
5.3.1.1 Tasa del mercado financiero (DTF)	117
5.3.1.2 IPC	117
5.3.1.3 Tasa esperada por el inversionista	117
5.3.1.4 Tasa esperada por el empresario	117
5.3.2 Valor Presente Neto	117
5.4 RESULTADOS FINALES DEL ANÁLISIS FINANCIERO	118
6. CONCLUSIONES	120
7. RECOMENDACIONES	121
BIBLIOGRAFIA	122
ANEXOS	125

LISTAS DE ANEXOS

	pág
Anexo A Referencia de tuberías. diámetros, espesores y peso.	126
Anexo B. Referencias Diámetros Nominales y Espesores.	128
Anexo C. Programación Microsoft Visual Basic.	130
Anexo D. Programacion Microsoft Excel.	133

LISTAS DE TABLAS

	pág
Tabla 1. Componentes presentes en el campo "A" pozo "X".	31
Tabla 1. (Continuación)	32
Tabla 2. Tiempo estimado de criticidad y falla bajo un comportamiento exponencial.	91
Tabla 3. Tiempo estimado de criticidad y falla bajo un comportamiento lineal.	92
Tabla 4. Tiempo estimado de criticidad y falla bajo un comportamiento polinómico	93
Tabla 5. Tiempo estimado de criticidad y falla bajo un comportamiento logarítmico.	94
Tabla 6 Tiempo estimado de criticidad y falla bajo un comportamiento potencial.	95
Tabla 7. Datos Proporcionados para ser Implementados en la Matriz (27 meses).	102
Tabla 8. Datos Proporcionados para ser Implementados en la Matriz (40 meses).	103
Tabla 9. Inversión total por Corrosión en USA 2015.	112
Tabla 10. Inversión total por corrosión en Colombia 2013.	114
Tabla 11 Costos por unidad en corrosión en LC Colombia	116

LISTA DE FIGURAS

	pág
Figura 1. Primera etapa en la producción de hidrocarburos.	28
Figura 2. Segunda etapa en la producción de hidrocarburos.	28
Figura 3. Tercer paso en la producción de hidrocarburos.	29
Figura 4. Fluidos presentes en un yacimiento.	30
Figura 5. Ejemplo de una facilidad de producción haciendo énfasis en la línea de descarga de pozo.	33
Figura 6. Ejemplo de un separador vertical.	34
Figura 7. Ejemplo de un separador horizontal.	34
Figura 8. Ejemplo de una facilidad de producción con un separador trifásico.	35
Figura 9. Esquema de la corrosión de un metal, Zn, que se oxida a Zn ⁺² mientras que sus electrones reaccionan con el H ⁺ del medio produciendo H ₂	36
Figura 10. Tipos de corrosión.	37
Figura 11. Corrosión Uniforme.	38
Figura 12. Corrosión Galvánica.	38
Figura 13. Corrosión por Picadura (Pitting).	39
Figura 14. Corrosión por Grietas.	40
Figura 15. Corrosión Erosiva.	41
Figura 16. Formas como se presentan los tipos de corrosión en las líneas de conducción de hidrocarburos.	42
Figura 17. Tipos de corrosión específicas que se presentan en la línea de descarga de pozo por transporte de fluidos.	43
Figura 18. Daño de tubería por corrosión dulce.	44
Figura 19. Pérdida de tubería por corrosión agria.	45
Figura 20. Herrero antiguo.	48
Figura 21. Historia de los ensayos no destructivos.	49
Figura 22. Condiciones para un ensayo no destructivo efectivo.	52
Figura 23. Etapas básicas para la inspección de un material.	55
Figura 24. Clasificación de los ensayos no destructivos.	57
Figura 25. Clasificación de los métodos específicos de los END.	57
Figura 26. Secuencia Partículas Magnéticas.	60
Figura 27. Ejemplo Radiografía Industrial.	61
Figura 28. Técnica Ultrasónica.	63
Figura 29. Técnica Corrientes Eddy.	64
Figura 30. Clasificación de los métodos especiales de los END.	66
Figura 31. Matriz de Toma de Decisión.	70
Figura 32. ComboBox una vez programado y presentado en la Matriz.	72
Figura 33. Especificación de los diámetros internos y externos de la tubería una vez programado y presentado en la matriz.	72
Figura 34. Especificación de los diámetros internos y externos de la tubería una vez programado y presentado en la matriz.	73

Figura 35. Precios Tuberías.	74
Figura 36. Presentación de la matriz una vez generado el botón de generación de los tramos “input tramos”.	76
Figura 37. Generación del inputbox al clic al botón “input Tramos”.	76
Figura 38. Consecución del proceso de generación de tramos.	77
Figura 39. Consecución del proceso de generación de tramos.	77
Figura 40. Interfaz de la matriz para el ingreso el número de mediciones por tramos.	78
Figura 41. Interfaz de la matriz una vez finalizada la generación de las hojas individuales e ingresadas las longitudes de los tramos.	79
Figura 42. Interfaz de la matriz del tramo 1 para el ingreso de los espesores medidos.	80
Figura 43. Formula desgaste de espesor presentada en la matriz.	80
Figura 44. Interfaz de Microsoft Excel una vez implementada la fórmula de límites de funcionamiento.	86
Figura 45. Interfaz de Microsoft Excel una vez implementada la fórmula de límites de funcionamiento.	86
Figura 46. Interfaz de Microsoft Excel una vez tomada la segunda medida.	87
Figura 47. Interfaz generada a partir de la calificación de la matriz.	97
Figura 48. Interfaz generada a partir de los costos estimados para la matriz.	97
Figura 49. Botón de autoguardado de la matriz.	98
Figura 50. Dimensiones de la tubería escogidas para el estudio a analizar. Elaborado por los autores.	100
Figura 51. Interfaz solicitante de la cantidad de tramos medidos en el estudio.	101
Figura 52. Número de tramos generados por la matriz.	101
Figura 53. Número de tramos generados por la matriz.	102
Figura 54. Presentación de Datos en la Matriz.	104
Figura 55. Porcentaje de Desgaste.	104
Figura 56. Porcentaje de desgaste para primera medida validación norma ASME B31.4.	105
Figura 57. Porcentaje de desgaste para segunda medida validación norma ASME B31.4.	105
Figura 58. Porcentaje de Desgaste entre Primera y Segunda Medida.	106
Figura 59. Calificación de la Tubería Analizada.	109
Figura 60. Costos asociados a Cambios de Tubería.	109
Figura 61. Costo por corrosión.	111
Figura 62. PIB Colombia 2013.	113
Figura 63. Mapa de Infraestructura Petrolera.	115
Figura 64. Resultados Finales VPN.	119

LISTA DE GRÁFICAS

	pág
Gráfica 1. Comportamiento de la corrosión para los datos escogidos.	88
Gráfica 2. Tendencia Exponencial a la corrosión para un comportamiento de tiempo vs % de desgaste.	89
Gráfica 3. Tendencia Lineal a la corrosión para un comportamiento de tiempo vs % de desgaste.	89
Gráfica 4. Tendencia Logarítmica a la corrosión para un comportamiento de tiempo vs % de desgaste.	90
Gráfica 5. Tendencia Polinómica a la corrosión para un comportamiento de tiempo vs % de desgaste.	90
Gráfica 6. Tendencia Potencial a la corrosión para un comportamiento de tiempo vs % de desgaste.	91
Gráfica 7. Ejemplo Curva tipo tiempo vs % de desgaste para una extrapolación exponencial.	92
Gráfica 8. Ejemplo Curva tipo tiempo vs % de desgaste para una extrapolación lineal.	93
Gráfica 9. Ejemplo Curva tipo tiempo vs % de desgaste para una extrapolación Polinómica.	94
Gráfica 10. Ejemplo curva tipo tiempo vs % de desgaste para una extrapolación logarítmica.	95
Gráfica 11. Ejemplo curva tipo tiempo vs % de desgaste para una extrapolación Potencial.	96
Gráfica 12. Comportamiento Tiempo vs % Desgaste.	106
Gráfica 13. Tiempo vs % Desgaste: Tendencia Lineal.	107
Gráfica 14. Tiempo vs % Desgaste: Tendencia Logarítmica.	108
Gráfica 15. Tiempo vs % Desgaste: Tendencia Polinómica.	108

LISTA DE CUADROS

	pág
Cuadro 1. Características de los ensayos destructivos.	50
Cuadro 2. Características de los ensayos no destructivos.	51
Cuadro 3. Objetivos de los ensayos no destructivos.	54
Cuadro 4. Áreas de los ensayos no destructivos según su aplicación.	54
Cuadro 5. Ventajas y desventajas del ensayo de inspección visual	58
Cuadro 6. Ventajas y desventajas del ensayo de líquidos penetrantes	59
Cuadro 7. Ventajas y desventajas del ensayo de partículas magnéticas.	60
Cuadro 8. Ventajas y desventajas del ensayo de radiografía industrial.	62
Cuadro 9. Ventajas y desventajas del ensayo de ultrasonido	63
Cuadro 10. Ventajas y desventajas del ensayo de corrientes Eddy	65
Cuadro 11. Ventajas y desventajas del ensayo de pérdidas	66
Cuadro 12. Ventajas y desventajas del ensayo de emisión acústica.	67

LISTA DE ECUACIONES

	pág
Ecuación 1. Cálculo de Espesor a partir de Diámetros.	73
Ecuación 2. Conversión de Unidades.	75
Ecuación 3. Porcentaje de Desgaste.	80
Ecuación 4. Porcentaje de Desgaste entre medidas 1 y 2.	87
Ecuación 5. Ecuación de la recta para un ajuste Lineal.	107
Ecuación 6. Ecuación de la Tendencia Logarítmica.	108
Ecuación 7. Ecuación de la Tendencia Polinómica.	109
Ecuación 10. Tasa Interna de Oportunidad.	116
Ecuación 11. DTF Vigente.	117
Ecuación 12. VPN.	118

LISTA DE DIAGRAMAS

	pág
Diagrama 1. Resumen Norma ASME B 31.4.	82
Diagrama 2. Resumen Norma ASME B 31.4.	83
Diagrama 3. Explicación procedimientos paso a paso para la utilización de la matriz.	99

LISTA DE ABREVIATURAS

%: Porcentaje.
ANH: Asociación Colombiana de Hidrocarburos.
ASME: American Society of Mechanical Engineers.
C₇H₁₆: Heptano.
CH₄: Metano.
CO: Colombia.
CO₂: Dióxido de Carbono.
COP: Pesos Colombianos.
DTF: Depósito a Término Fijo
END: Ensayos no Destructivos.
ET: Eddy Current Testing.
Fe: Hierro.
FOB: Función Objetivo
H₂S: Ácido Sulfhídrico.
I₁: Tasa del Inversionista.
I_e: Tasa Esperada por el Empresario.
ID: Diámetro Interno.
Inch: Pulgadas.
IPC: Tasa esperada de Inflación.
K: Miles.
Kg: Kilogramos.
KM: Miles de Millones.
Km: Kilómetros.
LC: Líneas de Conducción.
M: Millones.
mt: Metros.
MT: Magnetical Particle Testing.
OD: Diámetro Externo.
pcs: Piezas.
PDVSA: Petróleos de Venezuela.
pH: Potencial de Hidrógeno.
PIB: Producto Interno Bruto.
PSI: Libras sobre pulgada cuadrada
PT: Penetrant Testing.
RT: Radiography Testing.
TIO: Tasa Interna de Oportunidad.
ton: Tonelada.
USD: Dólar.
VPN: Valor Presente Neto.
VT: Visual Testing.
Zn: Zinc.

GLOSARIO

ALEACIÓN: es la unión de dos o más metales con un no metal.

ANTICLINAL: es cuando las rocas presentan un pliegue en forma de arco en la cual las capas de roca se evidencian convexas hacia arriba.

APLICATIVOS: se refiere a elementos y procesos que se pueden aplicar

CORROSIÓN: daño o deterioro de un material el cual se ocasiona a partir de un ataque químico en su ambiente.

CORROSIÓN AGRIA: corrosión presentada por la presencia de ácido sulfhídrico la cual se presenta en forma de picadura, hasta corroer todo el material.

CORROSIÓN BAJO TENSIÓN: corrosión generada por la unión entre tensiones intensas en el material con una corrosión localizada dentro del mismo.

CORROSIÓN DULCE: corrosión presentada por la presencia de dióxido de carbono (CO₂) se presenta en forma de picaduras.

CORROSIÓN GALVÁNICA: corrosión originada por la unión de dos metales con potenciales electroquímicos diferentes.

CORROSIÓN GENERAL: corrosión que se presenta de manera uniforme y continúa en la superficie del material.

CORROSIÓN INTERGRANULAR: corrosión localizada la cual se presenta en los límites de grano de las aleaciones.

CORROSIÓN POR DESGASTE: corrosión presentada en equipos que están en funcionamiento y estos a su vez son sometidos a vibraciones.

CORROSIÓN POR EROSIÓN: corrosión generada por los cambios de velocidad de los fluidos corrosivos que viajan en contacto con el material que se corroe.

CORROSIÓN POR GRIETAS: corrosión localizada que se presenta por la acumulación de soluciones en el material, produce fisuras y rupturas.

CORROSIÓN POR PICADURA: corrosión que se da en una zona específica del metal la cual se evidencia por la generación de agujeros en él.

CORROSIÓN SECA: corrosión que se presenta por la reacción de los materiales a ambientes con altas temperaturas.

CORROSIÓN SELECTIVA: corrosión que se encarga de eliminar totalmente un componente de una aleación.

DEFECTOLOGIA: es un tipo de método que es utilizado con el fin de encontrarle diferentes soluciones a los problemas

DENSIDAD: masa por unidad de volumen

EMULSIÓN: es la combinación de dos líquidos inmiscibles, uno actúa como la fase dispersa (en menor cantidad) y el otro como la fase continua.

ENSAYOS NO DESTRUCTIVOS: son ensayos que se hacen para determinar el estado y fallas de diferentes objetos sin la necesidad de destruirlos o removerlos para su estudio.

ESPESOR: es el grosor que posee una pared de un material

EXTRAPOLACIÓN: es la adquisición de un dato a través de valores posteriores o anteriores al dato de interés.

FLUOROSCOPIA: es un método el cual utiliza rayos X para obtener imágenes en tiempo real.

GAS ÁCIDO: gas natural con contenido de H₂S y/o CO₂.

GEOFÍSICA: es una ciencia de la rama de la geología la cual se encarga de estudiar y analizar la tierra desde un punto de vista físico.

GEOLOGÍA: ciencia que se encarga del estudio de la evolución, origen y formación de la tierra, y también de su composición y estructura.

HIDROCARBUROS: toda sustancia líquida, sólida o gaseosa con contenido de carbón e hidrogeno de la forma C_nH_{2n+2}.

LÍNEA DE DESCARGA DE POZO: tubería que transporta los fluidos producidos del yacimiento desde el cabezal de pozo hasta la entrada de los separadores.

MATRIZ: es un conjunto de datos que se encuentran ordenados en filas y columnas

METROLOGÍA: es la ciencia que realiza el estudio de las mediciones en los sistemas de medida y los equipos utilizados para realizarlas.

POROSIDAD: fracción del espacio que queda entre un grano y otros que puede contener uno o más fluidos.

POZOS DE AVANZADA: son aquellos pozos que se perforan después de haber determinado la existencia de hidrocarburos en la zona por medio de los pozos exploratorios, el principal objetivo de estos es el de determinar los límites y área del yacimiento que va a ser explotado.

POZOS DE DESARROLLO: es todo pozo que se perfora con el fin de explotar, extraer y drenar la mayor cantidad de hidrocarburos de un yacimiento. Su objetivo principal es el de aumentar la producción en el campo, estos pozos solo son perforados dentro del área que se tiene probada (hay existencia de hidrocarburos). Se aclara que no todo pozo de desarrollo llega a ser un pozo productor.

POZOS EXPLORATORIOS: es todo pozo el cual es perforado con el fin de descubrir una nueva acumulación de hidrocarburos, esto quiere decir que son pozos los cuales se perforan en zonas en las cuales nunca antes se había encontrado petróleo o gas. Estos pueden ser perforados ya sea en un campo nuevo o para investigar alguna formación (geológica) productora en el mismo campo que se esté trabajando.

PROTECCIÓN CATÓDICA: es un tipo de protección que se le realiza a un metal la cual consiste en conectar un ánodo de sacrificio y suministrarle voltaje para convertirlo en un cátodo.

RADIOGRAFÍA: es una técnica la cual se basa en el uso de rayos X con el fin de obtener una imagen específica.

ROCA: es un conjunto de minerales y/o materiales orgánicos. Según su origen pueden ser sedimentarias, metamórficas o ígneas.

SEPARADOR HORIZONTAL: equipo el cual posee sus ejes de forma paralela al suelo, es utilizado para la separación de fluidos producidos y pueden ser separadores bifásicos (2 fases) y trifásicos (3 fases).

SEPARADOR VERTICAL: equipo el cual posee sus ejes de forma perpendicular al suelo, es utilizado para la separación de fluidos producidos y pueden ser separadores bifásicos (2 fases) y trifásicos (3 fases).

SUBSUELO: es todo el terreno que se encuentra por debajo de la superficie terrestre.

VISCOSIDAD: es una propiedad de los fluidos la cual indica el grado de resistencia al flujo del mismo.

XEROGRAFÍA: es un proceso que se realiza con el fin de realizar una copia de un documento por medio de electrostática seca, también es conocida como "fotocopia".

YACIMIENTOS: conjunto de rocas permeables ubicadas en el subsuelo, las cuales contienen hidrocarburos.

RESUMEN

La industria petrolera año tras año sufre varias problemáticas económicas y productivas asociadas a diferentes fenómenos físicos y químicos como también sociales y políticos. El objeto del presente proyecto fue lograr describir el fenómeno fisicoquímico de la corrosión, el cual se especificó directamente a las líneas de conducción de hidrocarburos y a través del uso de una matriz (una herramienta sencilla y versátil) se describió el estado actual de las tuberías y se plantearon modelos matemáticos que a partir de una mayor adquisición de datos, permitirá predecir hasta qué punto puede llegar a afectar dicho fenómeno las facilidades de producción y el estado de dichas líneas. De esta forma, se brindaron las bases teóricas necesarias para poder entender el fenómeno de la corrosión y la aplicabilidad de la herramienta desarrollada. En primer lugar, se trataron temas asociados a la producción de fluidos en la industria del petróleo, también se tomaron en cuenta las facilidades de producción de la industria petrolera, enfocando las líneas de descarga de pozo. Luego, se buscó explicar de manera breve en que se basa el fenómeno de la corrosión y sus respectivos tipos de manifestación. A partir de esto, se determinaron los tipos de estudios mundialmente conocidos que se realizan para describir y cuantificar el fenómeno de corrosión, que generalmente ocurren en la industria petrolera, entre dichos estudios se encuentran los ensayos no destructivos. El estudio se realizó únicamente en la línea de descarga de pozo, la cual es la encargada de transportar los hidrocarburos desde el cabezal del pozo productor hacia la entrada de los separadores.

Una vez desarrolladas las temáticas previamente descritas, se explicó paso a paso el diseño y construcción de la matriz que funcionó como herramienta para el desarrollo del proyecto. Dicha construcción, tuvo en cuenta la variable objeto que es el espesor de la tubería, que se determinó a partir del uso de los ensayos no destructivos. Una vez consignados los datos se realizó una calificación de la tubería, la cual se determinó a partir del grado de desgaste de espesor. Dicha calificación es validada a partir de los estándares generados por la norma ASME B 31.4.

Una vez construida la matriz, se analizaron los datos proporcionados por la empresa soporte, y posteriormente se realizó la respectiva construcción del comportamiento gráfico para que a partir de la adquisición de más datos, a través de futuras mediciones, se pudieran generar extrapolaciones matemáticas mediante diferentes métodos y modelos de ecuaciones, para estimar la vida útil que tendrá la tubería analizada (línea de descarga).

Finalmente, se analizó mediante el indicador económico VPN (valor presente neto), la implementación del plan de análisis y control de corrosión a través la adquisición propia del equipo, la capacitación del personal propio y demás costos asociados a la empresa petrolera en donde se realizará el ensayo.

Palabras Claves: Corrosión, Ensayos, Espesores, Matriz

INTRODUCCIÓN

El objeto del proyecto es buscar una contextualización con respecto al fenómeno de la corrosión que se presenta en la líneas de descarga de pozo, a partir del transporte de diferentes fluidos de producción con sus respectivos componentes, para esto se utilizará un método de ensayo no destructivo para la toma de los datos, estos serán los espesores desgastados por dicho fenómeno (corrosión) y serán consignados en una matriz de toma de decisión. Para el desarrollo de la matriz, se tendrá en cuenta la norma ASME B31.4 la cual rige los parámetros admisibles de control de calidad e integridad de las líneas de conducción de hidrocarburos y de esta forma validar los datos generados por la matriz. A su vez, se realizará un análisis financiero para la implementación de dicha matriz en un programa de análisis y control de corrosión para determinado campo.

Es importante plantear la importancia del proyecto en aras de la optimización de recursos económicos en la industria petrolera. Como es conocido, la finalidad de las industrias es realizar procesos de la más alta calidad en el menor costo posible. Teniendo en cuenta lo anterior, la corrosión es una fuente considerable de gastos para la industria petrolera, pues este fenómeno afecta directamente la infraestructura de la misma y al no ser controlada de manera eficiente puede desencadenar en derogaciones operacionales apreciables que pueden llegar a afectar los objetivos de las empresas. A consecuencia de lo anterior, se plantea el presente proyecto para de esta forma brindar una solución preventiva a la problemática previamente mencionada, logrando tener una herramienta versátil y eficiente que permita a las empresas poder tener un control adecuado del estado de su infraestructura, en este caso líneas de conducción, para evitar que en el futuro dicho fenómeno se convierta en una problemática mayor.

Teniendo en cuenta lo anterior, es relevante poseer una base teórico-práctica suficiente para generar validez en el presente proyecto para la industria nacional. En el año 1992 se crea la asociación Colombiana de soldadura que luego en el año 2004 se convierte en la Asociación Colombiana de Soldadura y Ensayos No Destructivos, siendo esta la entidad encargada de certificar al personal que realiza dichos ensayos, los cuales son enfocados en el análisis y control de la corrosión en la industria Colombiana¹.

Así mismo, se han realizado estudios especializados en identificar el alcance que puede tener la corrosión en la industria petrolera, como lo realizó la Universidad Nacional que junto con su grupo de investigación de física nuclear en el año 2017, lograron implementar un mecanismo de estudio de corrosión en tuberías petroleras

¹ ACOSEND, Asociación Colombiana de Soldadura y Ensayos No Destructivos. Quiénes Somos: Misión, Visión e Historia. [EN LÍNEA]. 2017. [Revisado en 29 de Marzo de 2018]. Disponible en internet: <<http://www.acosend.org/acosend.html>>

mediante la utilización de ensayos no destructivos, más específicamente rayos gamma o gammagrafía.²

Una vez planteados los objetivos, es relevante plantear el alcance del proyecto, en donde se busca realizar un plan de análisis de corrosión a través de una matriz de toma de decisión por medio de ensayos no destructivos, con el fin de únicamente inspeccionar el estado de la línea de descarga de pozo, es decir, la tubería que transporta el hidrocarburo desde el árbol de navidad, hasta la entrada del separador. Realizando un análisis interno y externo de la línea de descarga de pozo, ya sea por corrosión ocasionada por componentes estimulantes a la misma, asociados a la producción de hidrocarburos y de igual forma a la corrosión generalizada ocasionada por el medio ambiente. Validando los datos obtenidos a través de la norma ASME B 31.4 se identificará el desgaste ocasionado por la pérdida espesor y se generará una extrapolación para identificar la vida útil de la tubería analizada, bajo los estándares establecidos por la norma previamente descrita. Una vez realizado el procedimiento y obtenidos los datos de la matriz, se plantearán posibles soluciones para mitigar el daño ocasionado por la corrosión.

En cuanto al diseño metodológico, el enfoque que va a manejar el proyecto de grado es de tipo investigativo, analítico y descriptivo, pues éste busca generar un análisis a partir de la adquisición de datos del estado de la línea de descarga de pozo que se encuentre desgastada por corrosión. El proyecto determinará variables cualitativas y cuantitativas que permitan desarrollar el proyecto de manera óptima, manejando un análisis de resultados apropiado y a su vez consultando técnicas y elementos de investigación, como también fuentes de información apropiadas, para generar confiabilidad y respaldo al proyecto. De igual forma, se realizará una serie de actividades que posean una secuencia lógica para de esta forma lograr el objetivo general y los objetivos específicos del proyecto.

² UN, Agencia de Noticias. Rayos gamma identifican corrosión en tuberías de petróleo. [EN LÍNEA]. 2017. [Revisado en 29 de Marzo de 2018]. Disponible en internet: <<https://agenciadenoticias.unal.edu.co/detalle/articulo/rayos-gamma-identifican-corrosion-en-tuberias-de-petroleos.html#>>

OBJETIVOS

OBJETIVO GENERAL

Elaborar una matriz de toma de decisión para el plan de análisis y control de corrosión de la línea de descarga de pozo en facilidades de producción del Campo A.

OBJETIVOS ESPECÍFICOS

1. Describir los tipos de crudo presentes en el Campo A y sus componentes generadores de corrosión en líneas de conducción de hidrocarburos.
2. Explicar los diferentes tipos de corrosión existentes en metales presentes en líneas de conducción de hidrocarburos.
3. Definir los diferentes métodos de ensayos no destructivos y su importancia en el análisis de equipos y sistemas de producción de hidrocarburos.
4. Diseñar una matriz de toma de decisión para un plan de inspección en campo mediante ensayos no destructivos en línea de descarga de pozo.
5. Validar los resultados de la matriz de toma de decisión de acuerdo a la Norma ASME B 31.4 para su implementación en un tramo determinado de la línea de descarga de pozo.
6. Analizar los resultados obtenidos a partir de la implementación de la matriz de toma de decisión.
7. Evaluar la viabilidad financiera de la implementación y adquisición de equipos para la elaboración de un plan de análisis y control de corrosión en las líneas de conducción de descarga de pozo mediante el valor presente neto (VPN).

1. PRODUCCIÓN, FLUIDOS PRESENTES EN LA PRODUCCIÓN DE HIDROCARBUROS Y CORROSIÓN

En este capítulo se brindarán las bases conceptuales necesarias de ciertos aspectos como lo son la producción de hidrocarburos, los tipos de fluidos que son producidos, la corrosión y los tipos de corrosión. De igual forma, se hará mención de cómo los fluidos que fluyen a través de las facilidades pueden afectar los equipos que son utilizados para transportar y almacenar los mismos. En el presente proyecto, se evaluará la línea de descarga de pozo debido a que en esta se encuentran presentes todos los fluidos, contaminantes y sólidos provenientes del pozo en producción.

Para comenzar, es importante conocer las razones de qué es y cómo se da la producción de hidrocarburos, y a partir de ello, conocer en qué se basan los diseños de las facilidades de producción. Una vez conceptualizados los anteriores enunciados, se explicarán las posibles causas de la generación de corrosión en las facilidades de producción.

1.1 PASOS PARA LA PRODUCCIÓN DE HIDROCARBUROS

La producción de hidrocarburos es el paso que se da después de haber realizado una exploración exitosa de un yacimiento y perforación óptima de los pozos. En este proceso se busca transportar, medir, separar, tratar y almacenar los diferentes fluidos que son obtenidos a través de la producción de los yacimientos. El fin de esto es realizar una apropiada utilización de los hidrocarburos. La producción de hidrocarburos se lleva a cabo en tres (3) etapas principales, como lo describe PDVSA³ a continuación:

- Inicialmente se debe tener claridad y certeza de la existencia de hidrocarburos en el yacimiento al cual se le realizará el proceso, también se debe conocer el lugar exacto en donde se encuentra este yacimiento, con sus debidas características, las cuales se determinan con base a la realización análisis geofísicos y geológicos, a partir de la utilización de técnicas sísmicas. Finalmente, para tener total certeza de la existencia de hidrocarburo en el yacimiento y de las características geológicas, se perforan pozos exploratorios los cuales brindan la prueba determinante de la existencia de un yacimiento, en una zona específica. A continuación en la figura 1, se describe dicha etapa y las pruebas sísmicas utilizadas.

³ PDVSA. Producción. En: pdvsa.com [página web]. [Citado el 28 de agosto del 2018]. Disponible en: <<http://www.pdvsa.com/images/pdf/cuadernos/Produccion.pdf>>

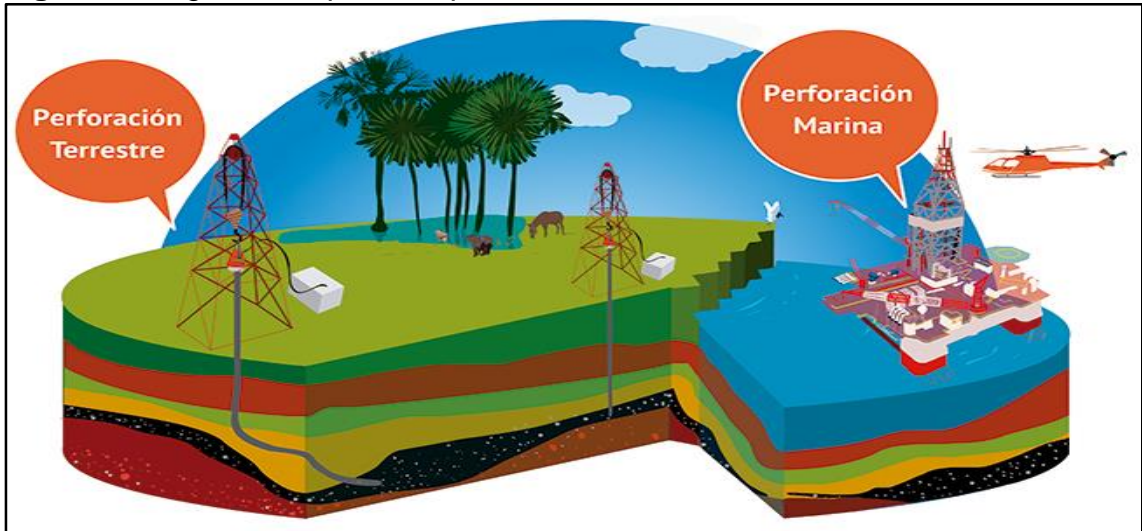
Figura 1. Primera etapa en la producción de hidrocarburos.



Fuente: ANH. LA CADENA DEL SECTOR HIDROCARBUROS [Imagen]. Exploración Sísmica. Colombia: ANH. Sin fecha. [Consultado: 28 de agosto de 2018]. Disponible en internet: <http://www.anh.gov.co/portalsegmentacion/Paginas/LA-CADENA-DEL-SECTOR-HIDROCARBUROS.aspx>

- Se debe determinar el área total del yacimiento por medio de la perforación de pozos de avanzada, con el fin de definir los límites geográficos, datos de subsuelo y un aproximado de las cantidades de fluidos presentes en las rocas. A continuación se observa en la figura 2, la segunda etapa.

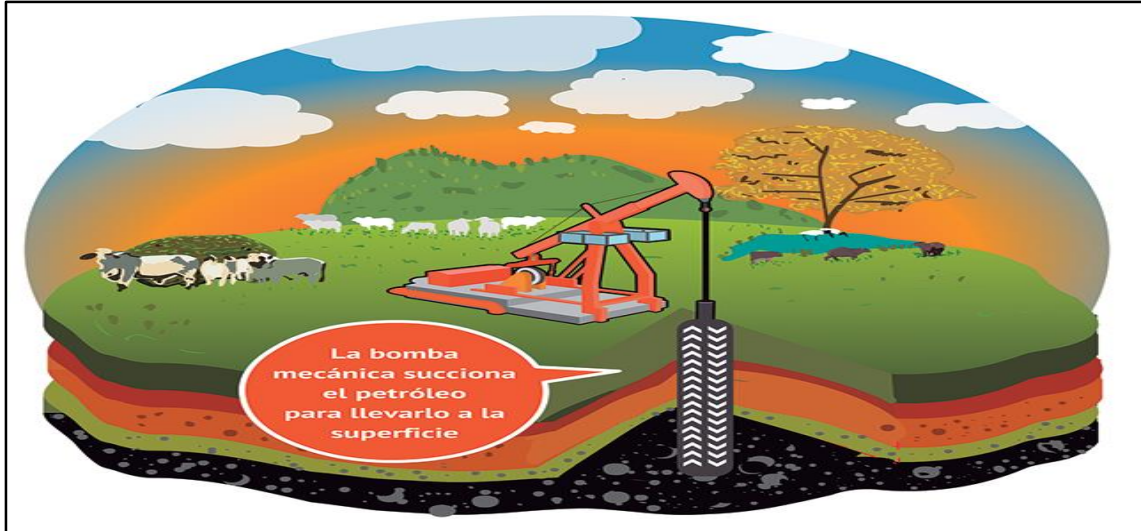
Figura 2. Segunda etapa en la producción de hidrocarburos.



Fuente: ANH. LA CADENA DEL SECTOR HIDROCARBUROS [Imagen]. Exploración Perforatoria. Colombia: ANH. Sin fecha. [Consultado: 28 de agosto de 2018]. Disponible en internet: <http://www.anh.gov.co/portalsegmentacion/Paginas/LA-CADENA-DEL-SECTOR-HIDROCARBUROS.aspx>

- Por último, se realiza un estudio económico, en el cual se valora si la cantidad de hidrocarburo que puede ser recuperado será mayor al costo del proyecto, en caso de que el estudio sea positivo se procede a realizar la perforación de pozos de desarrollo y se realiza la construcción de las facilidades de producción, a continuación se evidencia la producción de hidrocarburos en la figura 3.

Figura 3. Tercer paso en la producción de hidrocarburos.



Fuente: ANH. LA CADENA DEL SECTOR HIDROCARBUROS [Imagen]. Producción. Colombia: ANH. Sin fecha. [Consultado: 28 de agosto de 2018]. Disponible en internet: <http://www.anh.gov.co/portalt regionalizacion/Paginas/LA-CADENA-DEL-SECTOR-HIDROCARBUROS.aspx>

El proceso de producción de hidrocarburos se hace con el fin de producir uno o más fluidos, los cuales son petróleo y/o gas, sin embargo generalmente también se produce agua junto con los dos fluidos anteriormente mencionados. Estos fluidos son tratados en las facilidades para ser utilizados de manera óptima, pues originalmente debido a los diferentes ambientes a los que se exponen, y la naturaleza de donde provengan, pueden contener diferentes tipos de contaminantes, a continuación se dará una breve explicación de cada uno de estos fluidos.

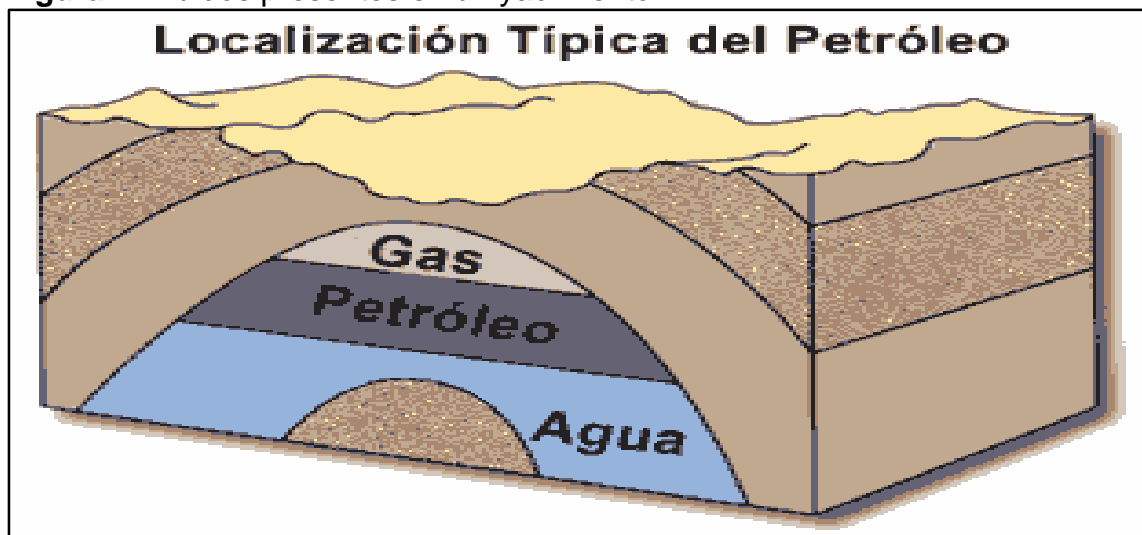
1.2 FLUIDOS PRESENTES EN UN YACIMIENTO

Como dice Magdalena Paris de Ferrer⁴, los fluidos en el yacimiento se pueden presentar como líquido, gas o sólido. Esto depende de la temperatura, composición y presión a las cuales se encuentren los fluidos de producción (Agua, Petróleo y Gas) los cuales son fluidos que originarán los problemas por corrosión. El gas y el

⁴ FERRER, Magdalena. Propiedades de los fluidos. En: Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos. Maracaibo, Venezuela. 2009. p.77

petróleo son cadenas complejas de los elementos hidrogeno y carbono, a través de la fórmula general C_nH_{2n+2} , se determinarán sus características generales. En cuanto al gas natural se encuentran comúnmente los compuestos etano, propano y metano cuyas cadenas son más reducidas y por ende son más livianas (Por ello su fase gaseosa), en cuanto al hidrocarburo liquido o crudo, las cadenas son más largas y pesadas (alrededor de diez átomos de carbono en adelante). A mayor cantidad de átomos de carbono, el crudo se hará más pesado y por ende aumentará la complejidad de su extracción del yacimiento. En el caso del agua es un poco más simple, debido a que esta siempre se encuentra presente asociada al hidrocarburo ya sea como emulsión o como fase separada. Al poseer ésta su propia composición, afecta de manera directa tanto la producción como el transporte y movimiento de los fluidos al momento de ser producidos, aunque su comportamiento sea menos complejo que el de los dos anteriores. A continuación en la figura 4, se puede ver la localización típica de los fluidos presentes en los yacimientos.

Figura 4. Fluidos presentes en un yacimiento.



Fuente: ZULLIAN., Cinzia. Manejo de Petróleo y Gas en Superficie [Imagen]. Localización Típica del Petróleo. 21 de diciembre de 2013. [Consultado: 28 de agosto de 2018]. Disponible en Internet: <http://manejodepetroleoygas.blogspot.com/2013/12/migracion-y-acumulacion-de-hidrocaros.html>

1.2.1 Gas Natural. El gas natural es una mezcla de fluido homogéneo con baja densidad y viscosidad, su capacidad de expansión hace que este siempre llene por completo los recipientes, tuberías, tanques, etc. en los cuales se encuentra almacenado o en movimiento. Este gas se encuentra compuesto por hidrocarburos volátiles desde el metano (CH_4) hasta el heptano (C_7H_{16}) y algún o algunos componentes más pesados que se van a encontrar en una cantidad más baja a los hidrocarburos volátiles. Al no ser un fluido totalmente puro, este posee impurezas como el sulfuro de hidrogeno, dióxido de carbono, nitrógeno y helio. Con respecto a la cantidad de gas que puede haber presente en el yacimiento, depende principalmente del tipo de crudo; si es liviano habrá una mayor cantidad y si es

pesado habrá una menor cantidad. Sin embargo, existen casos en los cuales no hay presencia de hidrocarburos líquidos y aun así hay presencia de gas natural⁵.

1.2.2 Petróleo. El petróleo crudo se conoce como un fluido en el cual se encuentran cadenas hidrocarburíferas con un contenido de diez o más átomos de carbono, los cuales pueden poseer en adición un bajo contenido de oxígeno, helio, sulfuro y nitrógeno. Sus propiedades físicas y químicas dependen principalmente de las diferentes concentraciones de sus componentes⁶.

1.2.3 Agua. Es comúnmente encontrada en las acumulaciones de petróleo, es por ello que muy pocas veces se logra una producción de petróleo sin producción de agua, esta relación varía dependiendo del corte de agua o relación de agua/petróleo de cada campo, sin embargo se estima que por cada barril de petróleo se producen tres barriles de agua⁷. En los yacimientos de hidrocarburos, ésta se clasifica en connata, residual y libre. El agua de formación puede ser pura o puede contener sales suspendidas o disueltas en su composición⁸.

Es relevante conocer que, dichos fluidos poseen impurezas que son nocivas y estimulantes para la corrosión para los equipos presentes en las facilidades de producción, especialmente en la línea de descarga de pozo, que es la línea en donde se encuentran en conjunto todos los fluidos producidos junto con los contaminantes pues, en esta etapa del proceso de producción, los fluidos aún no han sido tratados. Los principales componentes de los fluidos producidos encargados de originar la corrosión son el Dióxido de Carbono (CO₂), Ácido Sulfhídrico (H₂S), el Hidrogeno y los Cloruros (Cl⁻).

1.2.4 Características de los fluidos producidos en el campo A. Los fluidos producidos del campo "A" poseen los siguientes parámetros fisicoquímicos que estimulan la corrosión interna de la tubería analizada, como se observa en la Tabla 1, es importante mencionar que la Tabla 1 muestra los componentes de crudo, agua y gas:

Tabla 1. Componentes presentes en el campo "A" pozo "X".

Parámetro	Magnitud	Unidad
Temperatura	49	°C
pH	7.36	
CO ₂	10	Ppm
O ₂	0	Ppm

Fuente: Datos suministrados por TESTEK DE COLOMBIA SAS.

⁵ Ibid., p. 77-79

⁶ Ibid., p. 115-116

⁷ BAILEY. Bill; ELPHICK. Jon; KUCHUK Fikri, Control del agua. Schulmberger [Recurso en línea]. Verano 2000. [Consultado el 23 de Octubre de 2018]. Disponible en <https://www.slb.com/~/-/media/Files/resources/oilfield_review/spanish00/sum00/p32_53.pdf >

⁸ FERRER, Magdalena. Op.cit. p. 148-150

Tabla 2. (Continuación)

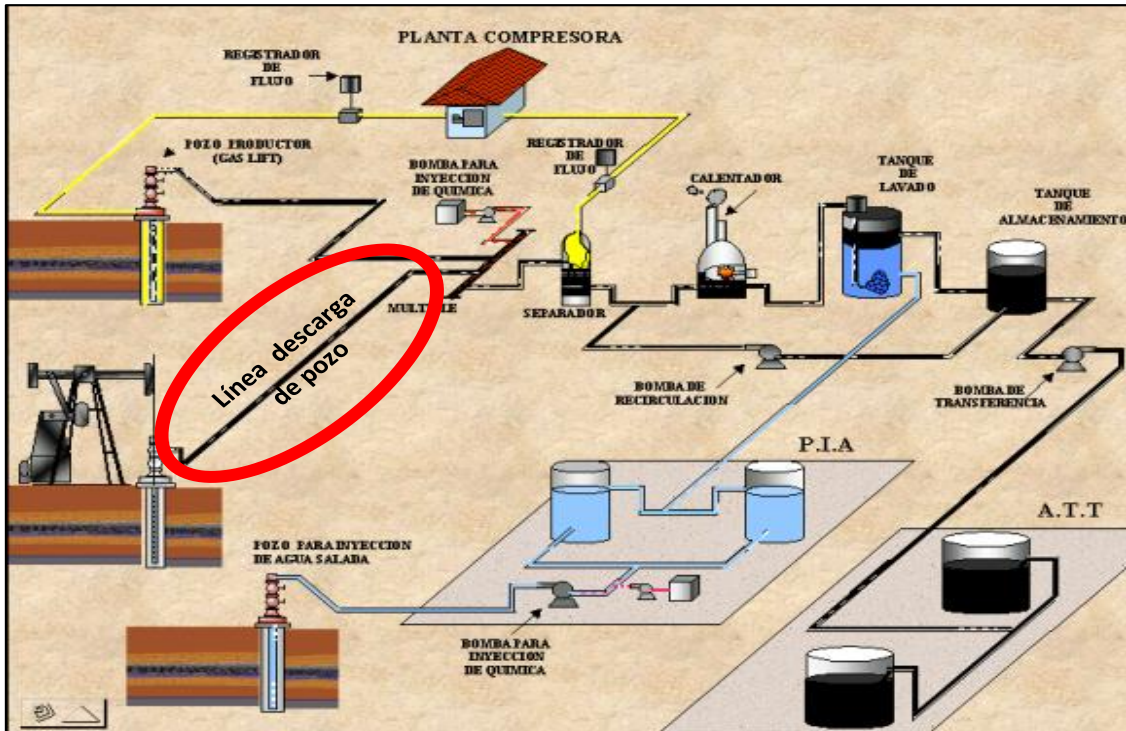
Parámetro	Magnitud	Unidad
H ₂ S	0	Ppm
Fe disuelto	0.1	Ppm
Conductividad	1216	µs/cm
Sólidos Disueltos	623.8	mg/L
Totales		
Cloruros	91.9	mg Cl ⁻ /L (ppm)
Sulfatos	5	mg SO ₄ ⁻² /L
Carbonatos	2	mg CO ₃ ²⁻ /L
Bicarbonatos	427	mg HCO ₃ ⁻ /L

Fuente: Datos suministrados por TESTEK DE COLOMBIA SAS.

1.3 FACILIDADES DE PRODUCCIÓN (LÍNEA DE DESCARGA DE POZO)

A continuación, se dará paso a la explicación y algunas funciones de las facilidades de producción, se debe aclarar que la investigación realizada en este documento se enfoca únicamente en la línea de descarga de pozo (línea encargada de conectar y transportar el fluido producido desde el cabezal de pozo hacia la entrada de los separadores) la razón por la cual se centró la investigación en esta zona, como se mencionó anteriormente, es en la cual se encuentran todos los fluidos que están siendo producidos con sus respectivos contaminantes. A continuación en la figura 5, se observa la localización de la línea de descarga de pozo, en una facilidad de producción.

Figura 5. Ejemplo de una facilidad de producción haciendo énfasis en la línea de descarga de pozo.



Fuente: PDVSA. Análisis cuantitativo de riesgos estación de producción-Budare 1. Unidad de Explotación de Yacimientos Livianos [Imagen]. Esquema general del Proceso de Producción. Distrito San Tomé. 2002. [Consultado: 29 de agosto de 2018]. Disponible en Internet: <https://www.monografias.com/trabajos105/analisis-cuantitativo-riesgos-estacion-produccion-budare-1/analisis-cuantitativo-riesgos-estacion-produccion-budare-1.shtml>. Modificada por los autores.

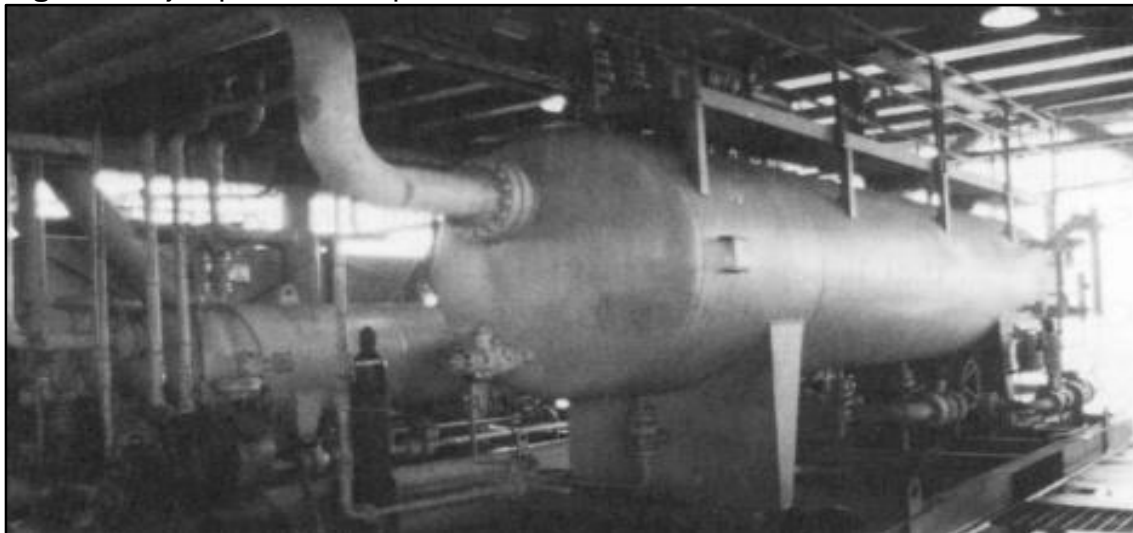
Inicialmente se debe mencionar que la función de las facilidades de producción, es separar y tratar todos los fluidos que provienen del pozo. Esta separación de fluidos se realiza de la siguiente manera: los fluidos que provienen del yacimiento llegan al cabezal de los pozos, al llegar aquí se encuentran con diferentes válvulas, accesorios y equipos los cuales buscan regular, controlar y evitar cualquier accidente que se pueda ocasionar por las presiones y velocidades a las cuales viajan los fluidos. Al salir de aquí, los fluidos pasan a la línea de descarga de pozo, la cual es la encargada de transportar los fluidos desde el cabezal de pozo hasta la entrada de los separadores, dependiendo del tipo de separador se van a separar en corrientes líquido-gas o líquido-líquido. A continuación, en la figura 6 y 7 se presenta un ejemplo de un separador vertical y uno horizontal respectivamente.

Figura 6. Ejemplo de un separador vertical.



Fuente: ARNOLD, Ken. A typical vertical two phase separator at a land location [Imagen]. Surface Production Operations. 3ra edición. United States of America. Gulf Professional Publishing. 2008. Capítulo 1 p. 2

Figura 7. Ejemplo de un separador horizontal.



Fuente: ARNOLD, Ken. typical horizontal separator on an offshore platform showing the inlet side [Imagen]. Surface Production Operations. 3ra edición. United States of America. Gulf Professional Publishing. 2008. Capítulo 1 p. 2

Se debe aclarar que entre más complejo sea el fluido (porcentaje de contaminantes, tipo de emulsiones presentes y cantidad de sólidos presentes) su separación será cada vez más compleja y se deberá repetir varias veces el proceso para obtener las características deseadas para cada fluido.

Luego de realizar el proceso deseado de la separación de los fluidos, estos pasarán por otros diferentes tratamientos y procesos para la comercialización y utilización de los fluidos producidos.

Las facilidades de producción poseen configuraciones diferentes dependiendo el yacimiento que se esté produciendo, esto con el fin de realizar los procesos de separación y tratamiento de manera adecuada, dependiendo directamente de los fluidos que se producen. Esta configuración hace referencia a los equipos que se utilizarán, la localización en donde se ubicarán y la comunicación entre ellos, a través de líneas o tuberías de conducción como también el tipo de material que poseerán dichos equipos. Dichos factores se deben seleccionar cuidadosamente para que el fluido se produzca, separe y trate de manera óptima sin ocasionar daños a los equipos debido a una mala selección de los mismos. A continuación en la figura 8, se muestra un separador trifásico el cual es utilizado para operaciones complejas de separación de 3 fases.

Figura 8. Ejemplo de una facilidad de producción con un separador trifásico.



Fuente: ARNOLD, Ken. An onshore lease facility showing vertical three-phase separator, a horizontal two-phase separator, a vertical heater-treater, and two storage tanks. [Imagen]. Surface Production Operations. 3ra edición. United States of America. Gulf Professional Publishing. 2008. Capítulo 1 p. 18

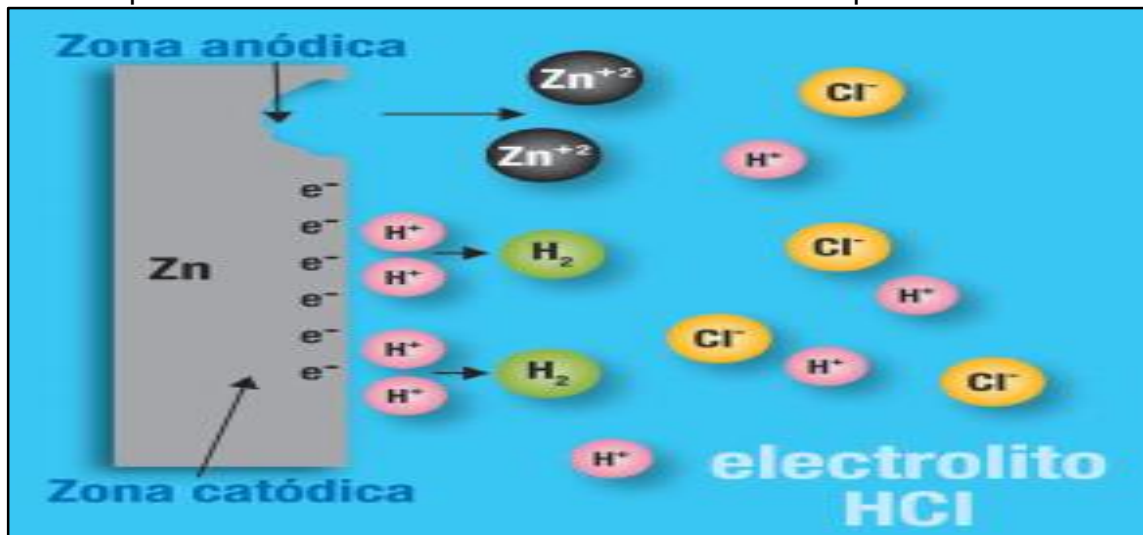
A continuación en la sección 1.4 de este capítulo, se presentará y explicará la corrosión, tipos de corrosión y los tipos de corrosión específicos que se presentan con más frecuencia en la industria de los hidrocarburos.

1.4 CORROSIÓN

Según José Salazar, La corrosión es el deterioro que sufre un material (generalmente metálico) por medio de reacciones químicas y electroquímicas debido a los diferentes contactos entre los compuestos químicos con los metales, ya que estos poseen una cantidad de electrones libres los cuales están en la capacidad de hacer celdas electroquímicas dentro de ellos (metales). La corrosión puede presentarse ya sea por la presencia de agua, el ambiente o algunas

soluciones químicas que puedan entrar en contacto directo con el material. Los metales también pueden presentar corrosión cuando se da una reacción química con el medio y está va acompañada de altas temperaturas. Otros materiales como los polímeros también pueden sufrir corrosión pero no por un ataque electroquímico, sino por un ataque directo con químicos y temperatura, los cuales degradan estos materiales no metálicos⁹. A continuación en la figura 9, se representa el fenómeno de la corrosión para una placa de zinc.

Figura 9. Esquema de la corrosión de un metal, Zn, que se oxida a Zn^{+2} mientras que sus electrones reaccionan con el H^+ del medio produciendo H_2



Fuente: Cortés, María. Ortiz, Pablo. Esquema de la corrosión de un metal, Zn, que se oxida a Zn^{+2} mientras que sus electrones reaccionan con el H^+ del medio produciendo H_2 [Imagen]. Corrosión. Edición Número 4. Bogotá, Colombia. HIPÓTESIS / APUNTES CIENTÍFICOS UNIANDINOS. Diciembre de 2014. p. 14

Valdez Salas indica que¹⁰, la corrosión es un fenómeno natural que se presenta en absolutamente todos los campos de las ingenierías por daños en piezas y máquinas que se estén utilizando en procesos determinados, las industrias luchan contra este problema buscando maneras para recubrir o proteger los equipos, para que estos prolonguen su vida útil logrando minimizar costos por mantenimiento, rupturas o daños de los equipos ocasionados por la corrosión.

Dependiendo de la reacción química o por el fenómeno fisicoquímico por el cual los metales son corroídos existen diferentes tipos, los cuales se pueden observar en la figura 10 y se explicarán posteriormente.^{11 12}

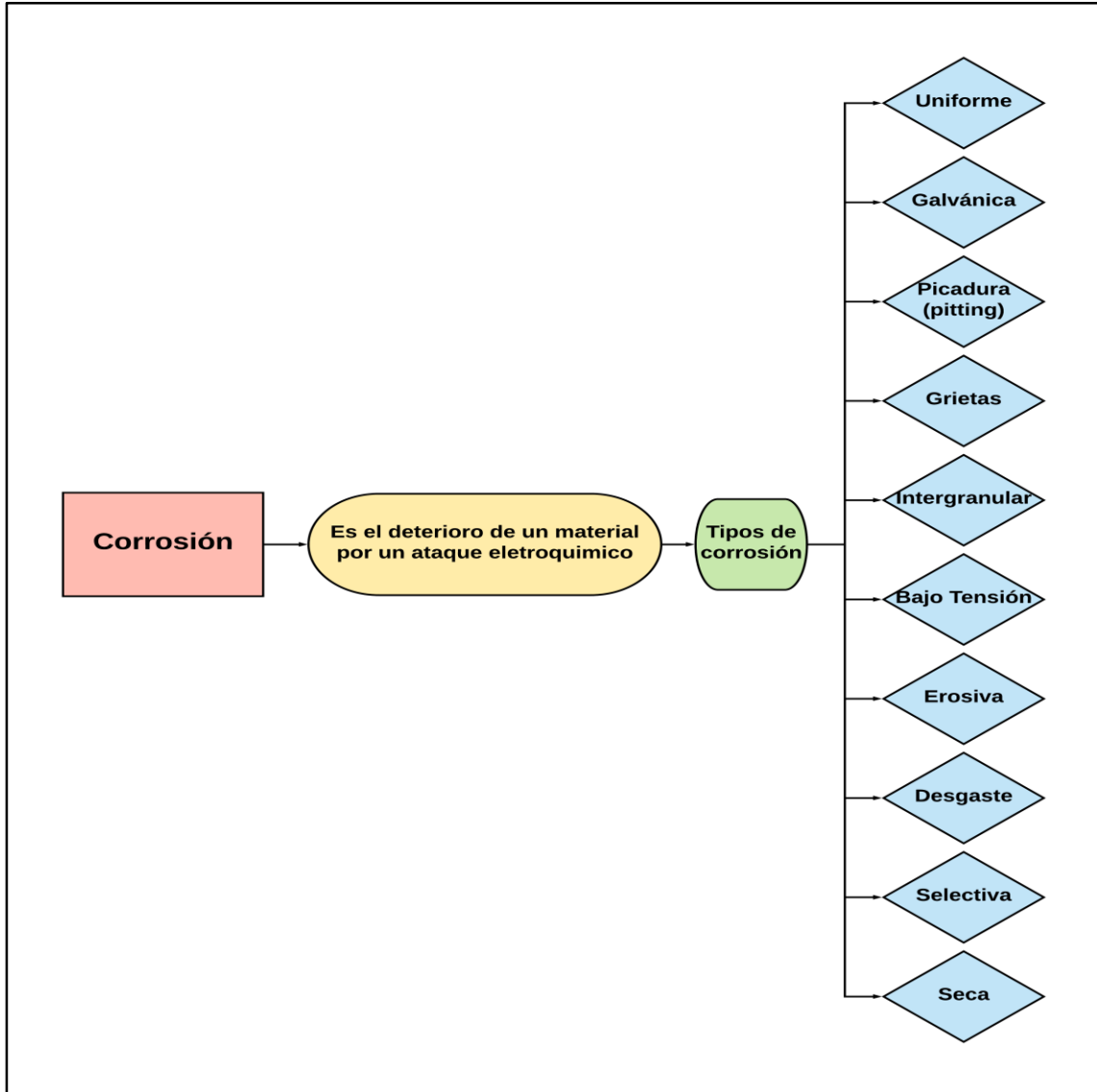
⁹ SALAZAR, José. Introducción al fenómeno de corrosión: tipos, factores que influyen y control para la protección de materiales (Nota técnica). Costa Rica. Julio-Septiembre de 2015. p. 128-130

¹⁰ VALDEZ SALAS, Benjamin. SCHORR WIENER, Michael. Corrosión y preservación de la infraestructura industrial. España. OmniaScience. 2013. Prólogo.

¹¹ SALAZAR, Op. Cit., p. 130-134

¹² CORTÉS, María. ORTIZ, Pablo. Corrosión. Bogotá, Colombia. Diciembre 2014. p. 14-15

Figura 10. Tipos de corrosión.



Fuente: Elaboración propia, tomada de SMITH, William. HASHEMI, Javad. Fundamentos de la ciencia e ingeniería de materiales. Edición 4. México, D.F. McGRAW-HILL INTERAMERICANA EDITORES, S. A. DE C.V. 2006. Capítulo 13.

1.4.1 Corrosión general o uniforme. Este tipo de corrosión se da por reacciones electroquímicas las cuales actúan de forma continua y uniforme sobre la superficie del material, este tipo de corrosión es de los que más nocivos para los metales. Sin embargo, éste es el más fácil de controlar y proteger especialmente por inhibidores. Este fenómeno afecta gran área del metal haciendo que este pierda espesor y

eventualmente falle. A continuación en la figura 11 se muestra la representación de dicho fenómeno y como se da consecutivamente.^{13 14}

Figura 11. Corrosión Uniforme.



Fuente: Elaboración propia, tomada de PHILLIPS, Maisey. Rust Time Lapse on Steel [Video]. Youtube. Maisey Phillips (13 de Junio 2017). [Consultado: 03 de Diciembre de 2018]. Disponible en internet: <https://www.youtube.com/watch?v=SyWEUzk6Grc>

1.4.2 Corrosión galvánica. Se presenta por la unión de dos metales, los cuales al tener un potencial electroquímico diferente, desarrollan la corrosión de estos (ambos metales que se unen). Uno de los principales ejemplos que se pueden dar en este tipo de corrosión, es cuando se usan dos metales distintos en algún producto que tenga una lámina de estaño como las latas. La corrosión del metal menos resistente aumenta y para el metal más resistente tiende a disminuir. A continuación en la figura 12 se muestra la representación de dicho fenómeno y como se da consecutivamente.^{15 16}

Figura 12. Corrosión Galvánica.



Fuente: Elaboración propia, tomada de BONNET, Suministros y maquinas. corrosión galvanica version extendida[Video]. Youtube. Acero Inoxidable Alumino. Tenerife (23 de Mayo 2016). [Consultado: 03 de Diciembre de 2018]. Disponible en internet: <https://www.youtube.com/watch?v=EXCI1z027A4>

1.4.3 Corrosión por picadura (pitting). Este tipo de corrosión es un tipo de corrosión localizada (en una zona específica) la cual a largo de cierto tiempo genera agujeros en el metal en donde se encuentra. Ésta corrosión es altamente perjudicial para los metales, debido a que puede perforar todo el espesor, es bastante difícil de detectar ya que al ser localizada y generarse en un área muy específica, se hace

¹³ SMITH, William. HASHEMI, Javad. Fundamentos de la ciencia e ingeniería de materiales. Edición 4. México, D.F. McGRAW-HILL INTERAMERICANA EDITORES, S. A. DE C.V. 2006. Capítulo 13. p. 31

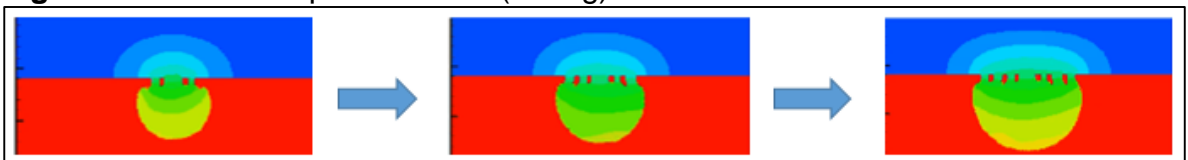
¹⁴ FONTANA, Mars. Corrosion Engineering. Third Edition. Singapore. McGRAW-HILL. 1987. Capítulo 3 p. 39 -41

¹⁵ SMITH, William. HASHEMI, Javad. Op. Cit. 31-32

¹⁶ FONTANA, Mars. Op. Cit. 41-45

necesario realizar un estudio bastante minucioso para identificar la zona exacta en la cual se está generando el problema. A su vez, otro de los problemas para detectar y luchar contra este tipo de corrosión es que los agujeros se pueden taponar por algún material que se transporte o se encuentre en los equipos, de igual forma, el número de agujeros que se pueden encontrar a lo largo del material, es de difícil detección. Sin embargo, puede tardar largo tiempo en presentarse pero una vez se da la picadura esta crece a una alta velocidad. Generalmente los agujeros se crean en los lugares en donde hay aumento de velocidad de corrosión, al igual que en heterogeneidades tanto estructurales como composicionales del metal. Finalmente estos agujeros traen a su vez una dilución del metal, que a largo plazo producirá una gran acidez en el fondo del agujero estimulando aún más la corrosión. Para intentar prevenir este tipo de corrosión, se aconseja el uso de materiales con una alta resistencia a corroerse (como lo son las aleaciones) y evitar el contacto con componentes ácidos. A continuación en la figura 13 se muestra la representación de dicho fenómeno y como se da consecutivamente.¹⁷

Figura 13. Corrosión por Picadura (Pitting).



Fuente: Elaboración propia, tomada de CORROSION JOURNAL. Pitting [Video]. Facebook. (3 de Mayo de 2018). [Consultado: 03 de Diciembre de 2018]. Disponible en internet: <https://www.facebook.com/CorrosionJournal/videos/peridynamic-modeling-of-repassivation-in-pitting-corrosion-of-stainless-steel/1209076355890591/>

1.4.4 Corrosión por grietas. Es una corrosión localizada electroquímica, la cual se presenta en fisuras y algunas veces en secciones protegidas del material en donde se pueden estancar soluciones. Es un tipo de corrosión que se presenta frecuentemente en remaches, pernos y juntas que se ubican entre válvulas y sus respectivos asientos. También se puede presentar en depósitos los cuales tiendan a poseer una alta porosidad, así es como la corrosión por grietas suele presentarse en varias aleaciones de cobre, acero inoxidable, entre otros. La razón principal para que esta corrosión se origine, se da por la presencia de una grieta que sea suficientemente grande para que ingresen fluidos dentro de ella, estos fluidos posteriormente producirán una acidez la cual corroerá el material o los equipos en donde ocurra. Como principales métodos de prevención para la corrosión por grietas se realizan diferentes diseños, como usar los equipos totalmente soldados y el uso de recipientes de drenaje, en donde se acumulen las sustancias que generan la corrosión. Así mismo, entre los factores que pueden desarrollar este tipo de corrosión se encuentran los depósitos de suciedad, arena y productos de corrosión

¹⁷ SMITH, William. HASHEMI, Javad. Op. Cit. 32 - 36

resultantes de procesos externos. A continuación en la figura 14 se muestra la representación de dicho fenómeno y como se da consecutivamente. ^{18 19}

Figura 14. Corrosión por Grietas.



Fuente: Elaboración propia, tomada de UNR, Mechanical Behavior Laboratory. Stress Corrosion of High Strength Steel [Video]. Youtube. (27 de Junio 2017). [Consultado: 03 de Diciembre de 2018]. Disponible en internet: <https://www.youtube.com/watch?v=EXC11z027A4>

1.4.5 Corrosión intergranular. Está corrosión se genera por un deterioro en un lugar específico del material (corrosión localizada) que se da en los límites de grano de las aleaciones. Esto sucede que bajo ciertas condiciones en dichos límites de grano, se produzca una reacción química, ocasionando pérdida en la resistencia de la aleación y llegando hasta la desintegración de los bordes. Estas condiciones específicas se refieren a la exposición de las aleaciones a altas temperaturas, fuera de sus rangos operacionales, originando este problema. Las protecciones y prevenciones sugeridas para minimizar este tipo de corrosión, es tratar el material a la temperatura de su afectación y enfriarlo inmediatamente para que vuelva a tener su aleación sólida y rígida. De igual forma, también puede ser causado por la presencia de impurezas en sus límites de grano en las aleaciones. ^{20 21}

1.4.6 Corrosión Bajo tensión. Es también conocida como SCC (stress-corrosion cracking) este tipo de corrosión se presenta en los metales expuestos a una combinación de tensiones con una corrosión específica (entre las explicadas con anterioridad) existente en el material previamente. De esta forma, se generan unas rupturas en los metales, las cuales inicialmente son pequeñas y se encuentran localizadas en puntos específicos, posteriormente aumentará su área hasta llegar al punto de prolongarse en toda la sección del metal. Se debe aclarar que, las aleaciones en conjunto con un ambiente específico, son susceptibles a que se presente la corrosión bajo tensión. Sin embargo, no se puede determinar con certeza en qué circunstancias y en que momento se puede presentar la corrosión, puesto que ésta se origina por una combinación de factores que pueden coincidir a diferentes tiempos. ²²

1.4.7 Corrosión Erosiva. Se presenta cuando ocurre una aceleración en la velocidad de corrosión al material (metálico), más específicamente se presenta por

¹⁸ FONTANA, Mars. Op. Cit. 51 - 53

¹⁹ SMITH, William. HASHEMI, Javad. Op. Cit. 36-37

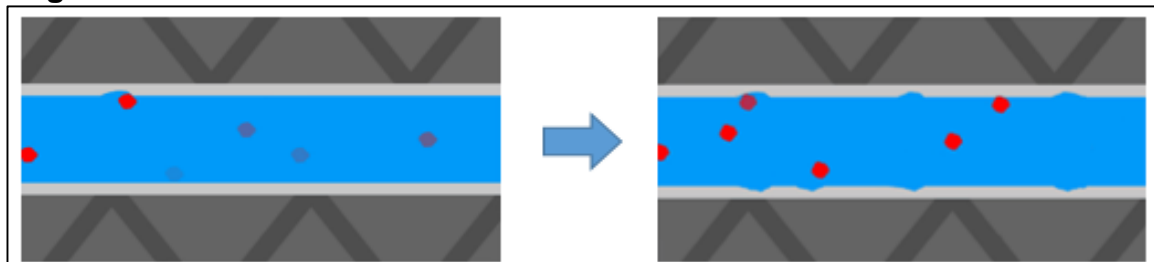
²⁰ Ibid., p. 38 - 40

²¹ FONTANA, Mars. Op. Cit. 73 - 76

²² SMITH, William. HASHEMI, Javad. Op. Cit. 40-43

un movimiento relativo entre el fluido de carácter corrosivo y el metal (equipo). Así mismo, se puede generar por el choque de los sólidos en suspensión con el metal, que son arrastrados por el fluido en su recorrido. Este tipo de corrosión al originarse por el movimiento del fluido, es influenciado por las altas velocidades, ya que se generará un mayor grado de corrosión y así mismo, de desgaste. Se caracteriza principalmente por originar hoyos, agujeros y valles en el metal, en la misma dirección en la cual se mueve el fluido. A continuación en la figura 15 se muestra la representación de dicho fenómeno y como se da consecutivamente ²³

Figura 15. Corrosión Erosiva.



Fuente: Elaboración propia, tomada de RUNSA, Autopartes. [Video]. Youtube. (30 de Octubre 2014). [Consultado: 03 de Diciembre de 2018]. Disponible en internet: <https://www.youtube.com/watch?v=iR3gmM3IHqg>

1.4.8 Corrosión por Desgaste. También conocida como corrosión por frotamiento, este tipo de corrosión aparece generalmente en equipos o materiales que estén en constante funcionamiento y que estos, a su vez, sean sometidos a vibraciones. La corrosión por frotamiento se evidencia debido a que en las zonas en donde los metales están en contacto y rozamiento, presentan un grado de oxidación y algunas capas llegan a estar disgregadas. Finalmente, estos roces van a generar una acumulación de óxidos (en partículas) que van a ayudar a generar un ambiente más abrasivo ocasionando un mayor daño de las piezas. ²⁴

1.4.9 Corrosión Selectiva. Se presenta cuando se da la eliminación total de uno de los elementos en aleación, debido a ataques corrosivos. Este tipo de corrosión ocasiona que, a consecuencia de ciertos tipos de fluidos o ambientes corrosivos que entran en contacto con una pieza o equipo compuesto por una aleación, se genere que el metal más anódico (propenso a corroerse) de la aleación se vea afectado, con la pérdida de volumen. Posteriormente, se desencadenarán implicaciones en consecuencia a dicha pérdida, principalmente porque las aleaciones se encuentran diseñadas de maneras específicas, para poder regular y controlar los procesos para los cuales son configurados los equipos, generando de esta forma un desgaste en los mismos, hasta llegar al punto del malfuncionamiento de estos. Una de las soluciones más utilizadas para este tipo de corrosión, es la implementación de una protección catódica o la de realizarse cambios al ambiente

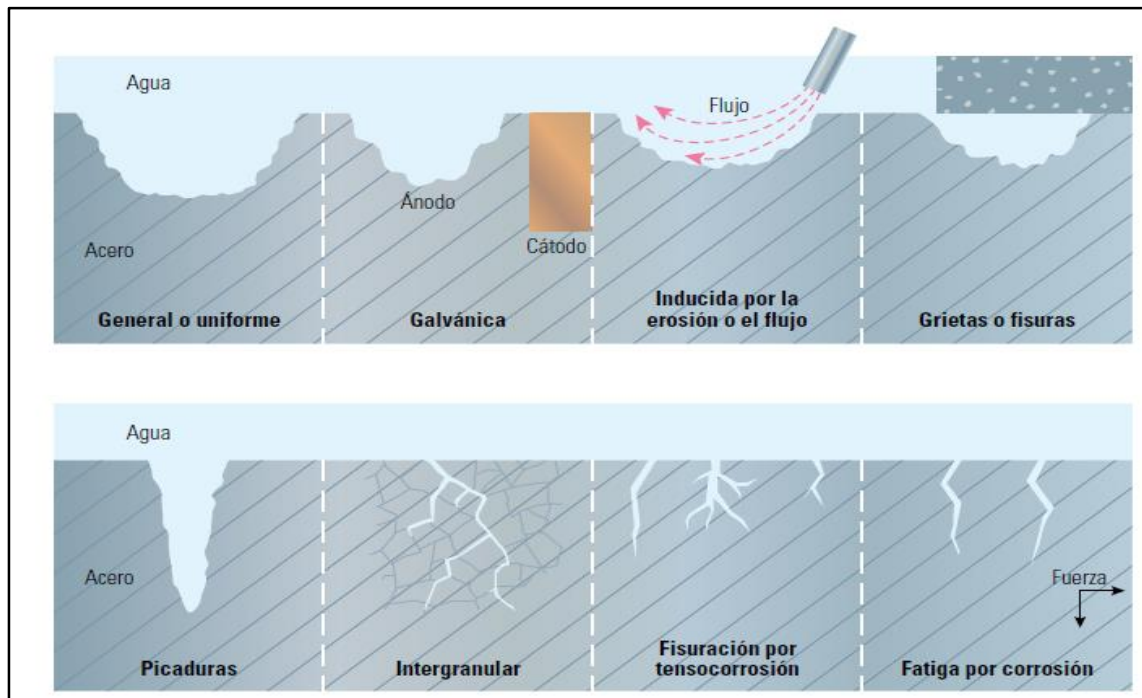
²³ Ibid., p. 43-44

²⁴ Ibid., p. 44

corrosivo, para evitar que éste continúe con su preferencia sobre uno de los metales que compone la aleación.^{25 26}

Con base en lo anterior, en la figura 16 se puede observar el consolidado de los tipos de corrosión más comunes en las líneas de conducción de hidrocarburos.

Figura 16. Formas como se presentan los tipos de corrosión en las líneas de conducción de hidrocarburos.



Fuente: MACKAY, Bruce., JACKSON, Joshua., MELOT, Denis., SCHEIE, Jan. y VITTONATO, Jean. Clases generalizadas de corrosión [Imagen]. La corrosión: La lucha más extensa. En: Oilfield Review. Mayo de 2016. Volumen 28. Número 2. p. 40.

Al tener un conocimiento básico sobre que es la corrosión y cuáles son los principales tipos de corrosión que existen, se puede relacionar la razón principal por la cual, en la industria petrolera, se presentan casos específicos de corrosión, entre ellos la presencia de desgaste de espesor en la línea de descarga de pozo, la cual es objeto de estudio en el presente proyecto.

La producción de hidrocarburos, como ya ha sido explicada anteriormente, trae consigo el transporte de diferentes fluidos como el agua, gas y petróleo. Éstos fluidos tienen diferentes características y es por ello que cuando están siendo transportados en combinación, a través de la línea de descarga de pozo (con sus respectivos contaminantes) desencadenan una evidente estimulación para cualquier tipo de corrosión expuesto en los anteriores numerales. Entre los principales componentes, se encuentran los gases ácidos y los sólidos suspendidos

²⁵ FONTANA, Mars. Op. Cit. 86 - 88

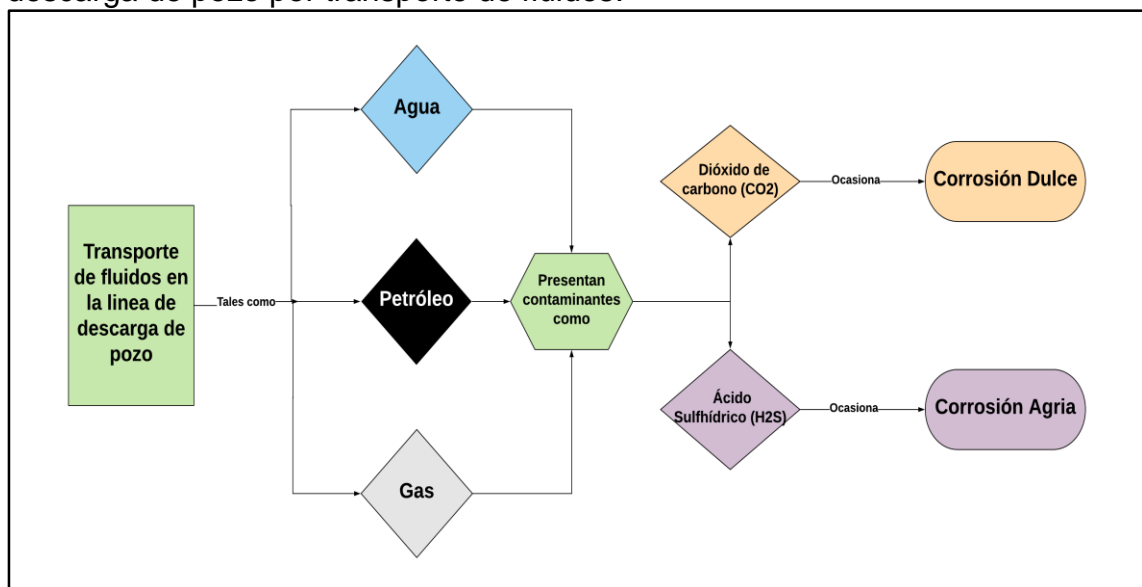
²⁶ SMITH, William. HASHEMI, Javad. Op. Cit. 44-45

en los fluidos líquidos. A continuación en el numeral 1.5, se expondrán los principales contaminantes que afectan las líneas de conducción de hidrocarburos.

1.5 CORROSIÓN TÍPICA EN LA INDUSTRIA DEL PETRÓLEO

En esta sección se explicarán los principales tipos de corrosión que se originan en las líneas de conducción de hidrocarburos, ente ellas la línea de descarga de pozo. De igual forma en la figura 13 se puede observar los componentes presentes en los hidrocarburos que son generadores de dicha corrosión.^{27 28}

Figura 17. Tipos de corrosión específicas que se presentan en la línea de descarga de pozo por transporte de fluidos.



Fuente: Elaboración propia tomado de FERNANDEZ, Marianela. CORROSIÓN EN LA INDUSTRIA PETROLERA. Maracaibo, Venezuela. Junio de 2011. p. 17-50

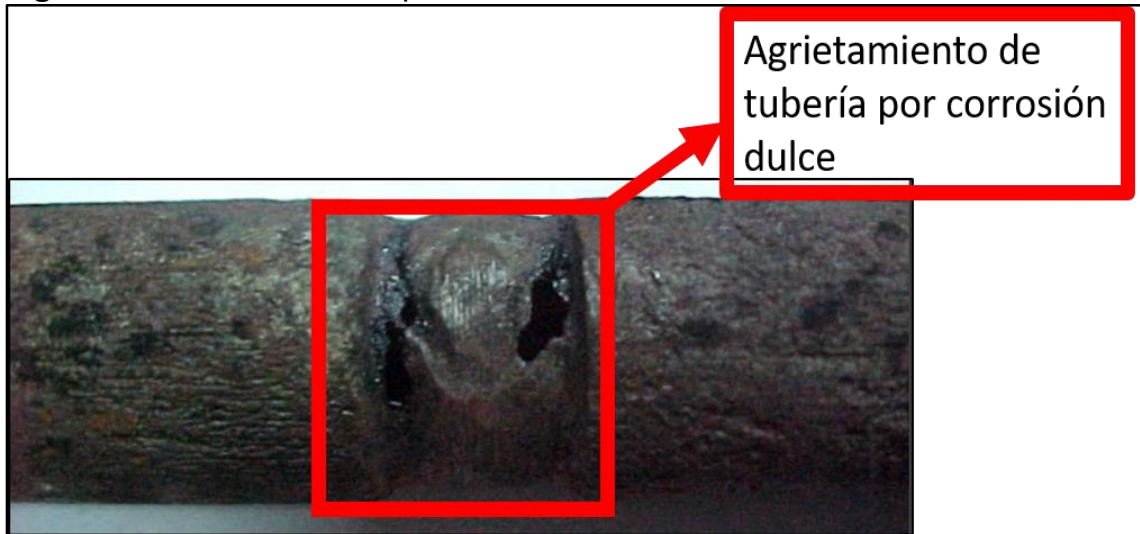
1.5.1 Corrosión dulce. También es conocida como la corrosión por dióxido de carbono (CO_2), es un tipo de corrosión la cual se presenta por el deterioro de un metal al estar en contacto con agua o gas que tenga algún contenido dióxido de carbono (CO_2), más específicamente cuando el acero, el cual la mayoría de veces el inoxidable, es expuesto al contacto con dióxido de carbono (CO_2) y un ambiente húmedo. Este tipo de corrosión se evidencia en forma de picadura (pitting) o por la

²⁷ FERNANDEZ, Marianela. CORROSIÓN EN LA INDUSTRIA PETROLERA. Maracaibo, Venezuela. Junio de 2011. p. 17-23

²⁸ SMITH, L. Control of corrosion in oil and gas production tubing. Cirencester, UK. 1999. British Corrosion Journal. Volumen 34. Número 4. p. 247-248

pérdida de material debido a corrosión generalizada en zonas específicas como se puede evidenciar en la figura 14.²⁹

Figura 18. Daño de tubería por corrosión dulce.

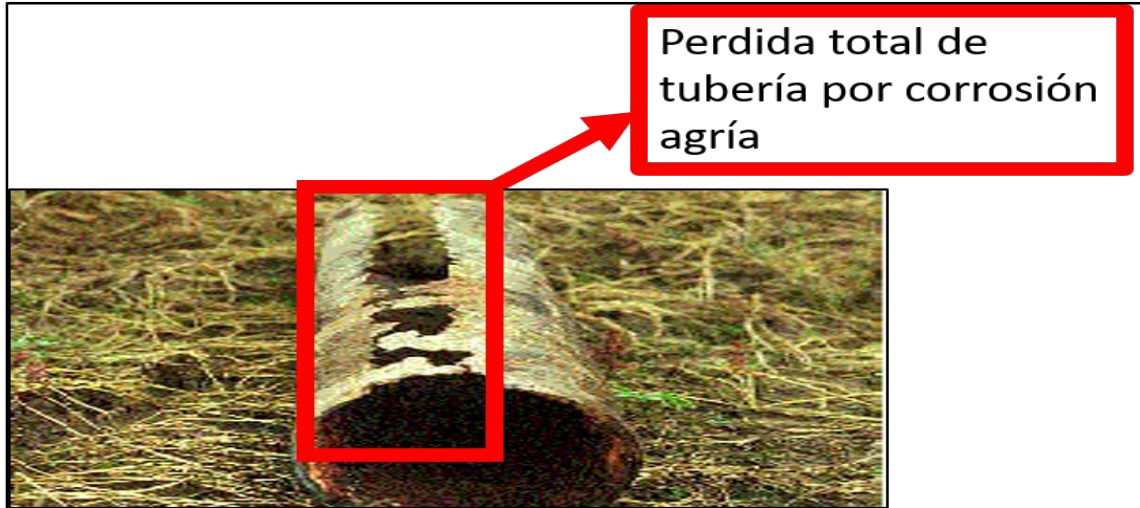


Fuente: FERNANDEZ, Marianela. Corrosión por CO₂ en los Tubos CORROSIÓN EN LA INDUSTRIA PETROLERA. Maracaibo, Venezuela. Junio de 2011. p. 39. Modificada por los autores.

1.5.2 Corrosión agria. También conocida como corrosión por ácido sulfhídrico (H₂S), este tipo de corrosión se origina principalmente por la falla que se produce en los materiales que presentan grados de esfuerzo inferiores a los de su elasticidad normal (Corrosión por tensión). Al final, este tipo de corrosión desencadena que los metales o aceros con altas resistencias que se requieren para diferentes procesos, se vean altamente comprometidos al perder su resistencia por el contacto del ácido sulfhídrico (H₂S) con el material como se puede evidenciar en la figura 15. Este tipo de corrosión se evidencia en forma de corrosión por picadura o corrosión bajo tensión por ácido sulfhídrico (H₂S).

²⁹ FERNANDEZ, Marianela. Op. Cit. 23 - 50

Figura 19. Pérdida de tubería por corrosión agria.



Fuente: FERNANDEZ, Marianela. Corrosión por H₂S en Varillas de bombeo CORROSIÓN EN LA INDUSTRIA PETROLERA. Maracaibo, Venezuela. Junio de 2011. p. 43. Modificada por los autores.

En la sección 1.6 se dará una breve contextualización de los inhibidores más utilizados en la industria petrolera, los cuales son utilizados para proteger las líneas contra la corrosión.

1.6 INHIBIDORES POR CORROSIÓN AGRÍA O DULCE

Según Smith³⁰, ya sea que por la corrosión dulce o la corrosión agria se haya originado algún tipo de desgaste en las tuberías, se hace necesario encontrar diferentes mecanismos para evitar o minimizar el impacto ocasionado por estos dos tipos de corrosión, actualmente se han diseñado diferentes opciones para prevenir la corrosión entre las cuales se pueden encontrar:

1.6.1 Inhibición de la corrosión del acero de carbón. Este tipo de prevención es ampliamente utilizada en varios campos de la industria petrolera. Las temperaturas en las cuales debe funcionar el inhibidor no deben ser elevadas (12°C – 119°C variará según fabricante)³¹ pues de ser así, se desencadenaría en la descomposición de elementos del inhibidor. Este método busca inyectar los inhibidores al pozo con el fin de que estos se adhieran a las paredes de la tubería generando un recubrimiento. Adicionalmente se debe mencionar que los inhibidores orgánicos no son muy utilizados por sus limitaciones de temperaturas, pero estos podrían funcionar para lograr hacer recubrimientos en equipos de superficie por

³⁰ SMITH. Op. cit. p. 247-251

³¹ ARIAS. Andrés; MATEUS, Camilo; Inhibición de Hidratos. Universidad Industrial de Santander. [Recurso en línea]. 25 Agosto 2012. [Consultado el 23 de Octubre de 2018]. Disponible en <<https://es.scribd.com/presentation/103911291/Inhibidores-de-Hidratos-1> >

donde transiten las sustancias corrosivas presentes en los fluidos. Este tipo de prevención no se recomienda ser en pozos con altos gradientes geotérmicos debido a que:

- El inhibidor en presencia de altas temperaturas, no protegerá la tubería de manera adecuada frente a la corrosión.
- Los costos de inyección de los inhibidores son bastante altos, así como su mantenimiento.
- Alto grado de incertidumbre sobre la capacidad de los inhibidores para poder controlar y proteger la tubería de acero de carbón por el agrietamiento ocasionado por los sulfuros.

1.6.2 Revestimientos plásticos internos. Este tipo de protección ha sido utilizada en diferentes campos, en diferentes condiciones. Se han probado en pozos de gas con altas presiones, con contenidos de ácido sulfhídrico (H_2S) y de dióxido de carbono (CO_2) y los recubrimientos resultan siendo efectivos sin tener la necesidad de inyectar inhibidores, siempre y cuando se realicen los adecuados tratamientos al recubrimiento para obtener una mayor durabilidad y óptima protección de la tubería. Este tipo de recubrimientos tiene limitantes en las tuberías de subsuelo por:

- Existe la probabilidad de que se ocasione una corrosión localizada en el revestimiento.
- Los recubrimientos de fenol presentan problemas a las altas temperaturas de subsuelo, las cuales van a ocasionar que el espesor de la película se disminuya generando una menor protección y prevención de la corrosión.
- El control de corrosión por el uso de revestimientos no obtiene buenos resultados para este tipo de tuberías.
- La toma de registros eléctricos ocasionaría daños al revestimiento.
- Este tipo de revestimiento posee una baja resistencia química.

1.6.3 Fibra reforzada de plástico (FRP). Es un tipo de tubería la cual contiene una capa de fibra de vidrio para aumentar su resistencia a la corrosión. Sin embargo, su aplicación se da en ambientes en los cuales la presión es menor a 1000 Psi debido a que a medida de que aumenta la presión, la fibra de vidrio tiende a quebrarse. Cuando se busca utilizar este tipo de prevención en ambientes corrosivos en subsuelo, no es muy recomendada debido a que:

- Los rangos operativos de presión y temperatura son bajos $T < 120^\circ C$ y de $P < 1000$ Psi
- Presenta problemas con diferentes certificaciones al momento de generar conexiones con otros equipos lo cual genera que se disminuya su resistencia.

2. ENSAYOS NO DESTRUCTIVOS

En este capítulo se definirán los diferentes tipos de Ensayos no Destructivos (END). Para ello, se explicará su significado y su origen, en que consiste su realización, que tipos de ensayos no destructivos hay en la actualidad, los tipos de ensayos que son más utilizados en la industria del petróleo (específicos) y entre ellos la descripción del tipo de ensayo no destructivo a partir del cual se adquirieron los datos para la realización del proyecto.

Según la definición de Hellier³², los ensayos no destructivos son todas aquellas pruebas, examinaciones o evaluaciones que se realizan a un objeto sin cambiar o alterar su estructura y/o su funcionamiento en alguna forma, con el fin de determinar la ausencia o presencia de fallas y/o discontinuidades que puedan llegar a afectar el normal funcionamiento de dicho objeto. De igual forma, son poco conocidas pero estas técnicas son fundamentales para que las grandes infraestructuras y obras de ingeniería funcionen eficientemente. Sin embargo, los END no pueden garantizar que las fallas no ocurran pero si pueden ayudar a que se detecten y corrijan a tiempo para que estas no se conviertan en pérdidas totales de piezas o equipos.

Con base a lo anterior, se hace necesario la utilización de este tipo de ensayos debido a que es inevitable la presencia de daños o fallas en los equipos que a simple vista no pueden ser localizados. A partir de la necesidad de dicha localización y de la evaluación acertada del estado de los equipos e infraestructuras, se han desarrollado y mejorado en gran medida dichos ensayos, que junto con la tecnología, hacen de esta técnica una de las más confiables en cuanto a mantenimiento predictivo.

A su vez Hellier³³, menciona que actualmente los END son utilizados en diferentes tipos de industrias debido a que estos pueden ser usados para:

- Realizar la examinación de materias primas antes de su procesamiento.
- Hacer el control y evaluación de los materiales durante el proceso que estos estén realizando.
- Realizar una examinación completa y definitiva de los productos que fueron obtenidos del proceso que se realizó.
- Hacer una evaluación de los equipos y los productos en servicio.

2.1 HISTORIA DE LOS ENSAYOS NO DESTRUCTIVOS

Hasta el momento no hay una fecha precisa en la cual se pueda establecer el inicio de los Ensayos no Destructivos. Paradójicamente, el primer ensayo no destructivo

³² HELLIER, Charles. HANDBOOK OF NONDESTRUCTIVE EVALUATION. United States of America. The McGraw-Hill. 2003. p. 1.1

³³ Ibid . p. 1.2

es la inspección visual, la cual hoy en día se utiliza debido a que con la simple observación del estado de los equipos, se logran identificar fallas e imperfecciones. Sin embargo, en las épocas más antiguas, en las cuales se construían espadas de metal para los soldados (lo más resistente posibles para lograr llevar a cabo su labor de la manera más eficiente) se hacía el uso de una prueba sónica o acústica realizada por los herreros, los cuales al golpear los metales y escuchar el timbre de estos, determinaban la forma en que las espadas pudiesen ser más potentes para los combates. Posteriormente, dicha técnica se utilizó en la creación de las campanas y aumentando su amplitud sonora, como se puede observar en la figura 20.³⁴

Figura 20. Herrero antiguo.



Fuente: HELLIER, Charles. Early blacksmith [Imagen]. HANDBOOK OF NONDESTRUCTIVE EVALUATION. United States of America. The McGraw-Hill. 2003. p. 1.5

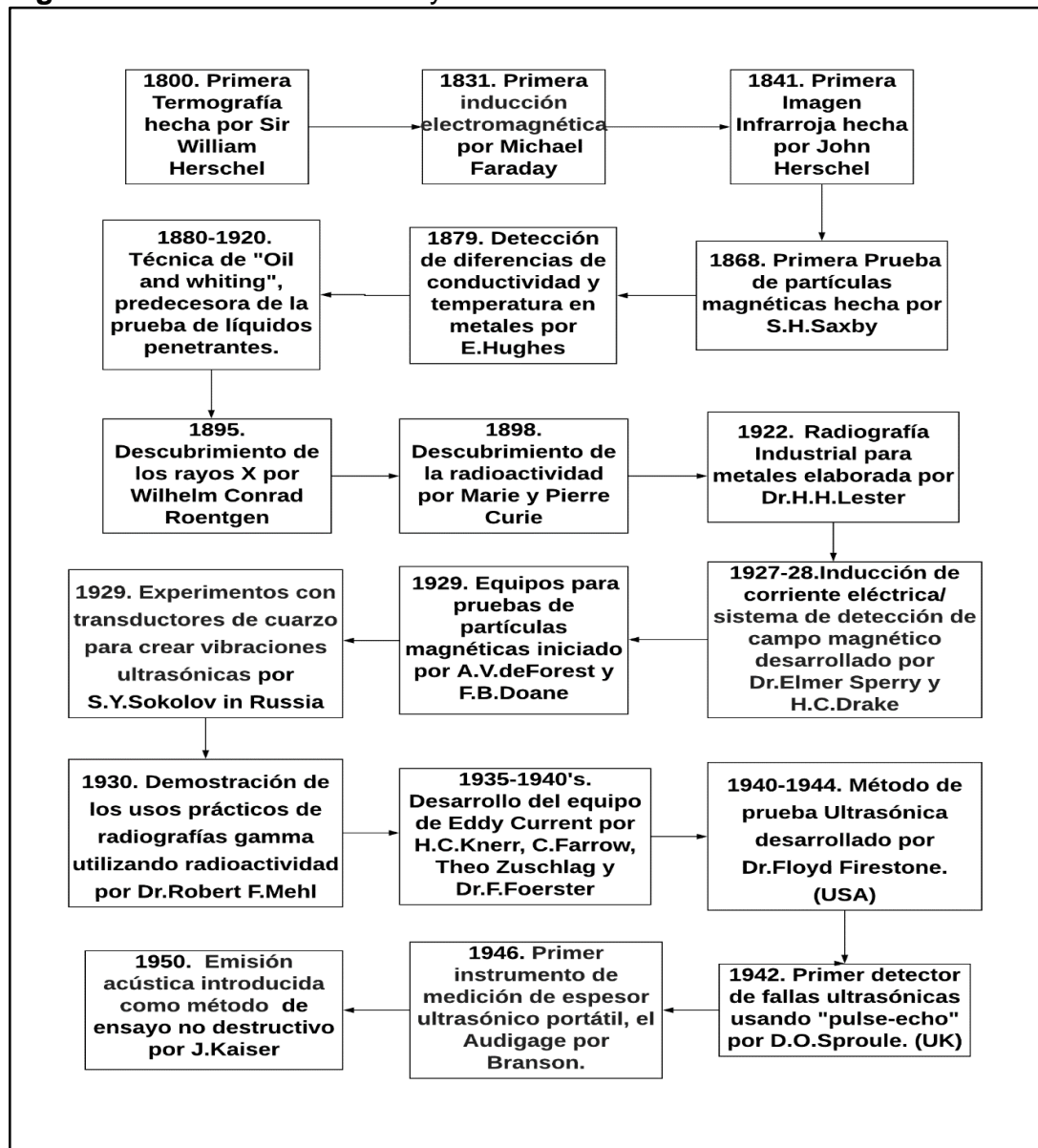
Luego de ello, en el siglo XIX se desarrollaron y mejoraron las técnicas de los ensayos no destructivos. Las pruebas térmicas fueron las pioneras en dicho siglo en cuanto al desarrollo de los ensayos, en las cuales se utilizaban técnicas termográficas e infrarrojas. Al final de dicho siglo, se incursiona en la ciencia de la radioactividad y la radiografía. Más tarde, en 1920 se produce una evolución importante en los estudios de radiografía industrial y análisis de vibraciones. Durante los años 1930's, se utilizaron las inspecciones por gammagrafía y fueron implementadas posteriormente en las guerras que se llevarían a cabo, en el análisis de armamento y equipo. De esta forma, se facilitó la creación y mejora a algunos de los métodos que hoy se utilizan como lo son las partículas magnéticas (MT), el uso de pruebas ultrasónicas (UT) y la mejora de la radiografía industrial (RT), que de igual forma, se utilizaría para ciencias médicas como las que se conocen el día de

³⁴ Ibíd., p. 1.3

hoy. También se desarrollarían técnicas como lo son Eddy Current (ET) y líquidos penetrantes (PT)³⁵.

2.1.1 Cronología de los Ensayos no Destructivos. A continuación, en la figura 21 se mostrará la cronología de la evolución de los Ensayos no Destructivos y sus técnicas:

Figura 21. Historia de los ensayos no destructivos.



Fuente: Elaboración propia, tomada de HELLIER, Charles. Chronology of Early Key Events in NDT [Imagen]. HANDBOOK OF NONDESTRUCTIVE EVALUATION. United States of America. The McGraw-Hill. 2003. p. 1.6.

³⁵ Ibíd., p. 1.4

2.2 ENSAYOS DESTRUCTIVOS VS ENSAYOS NO DESTRUCTIVOS

A partir de todos los desarrollos que se han dado a los END, se vio la necesidad de mostrar las razones por las cuales éstos son mejores que los ensayos destructivos y porque también influye la viabilidad económica de uno con respecto al otro. Según la revista digital para profesionales de la enseñanza³⁶, los ensayos destructivos son aquellos que deterioran un objeto o pieza inspeccionada, desde leves marcas hasta deformaciones permanentes. De igual forma Hellier³⁷, sugiere definirlos como aquellos ensayos en donde se realizan pruebas mecánicas, en las cuales se busca el estudio de algunas características específicas de los materiales, estos realizan la evaluación de manera cuantitativa.

La información que se puede obtener a partir de los ensayos destructivos es bastante precisa y confiable, pero esta información específica solo aplica para el objeto que está siendo examinado, como se mencionó anteriormente, la pieza inspeccionada se ve afectada durante estos ensayos. Muchas veces este tipo de ensayos se realizan para hacer pruebas de diseño y elaboración de nuevos materiales o pruebas de mejoramiento en los que ya se estén usando en determinado proceso. A continuación, se mostrarán los beneficios y limitaciones de los dos tipos de ensayos (destructivos y no destructivos)

2.2.1 Ensayos destructivos (Beneficios y limitaciones). A partir de la información obtenida por Heiller³⁸, se elaboró el cuadro 1 acerca de los beneficios y limitaciones de los ensayos destructivos.

Cuadro 1. Características de los ensayos destructivos.

ENSAYOS DESTRUCTIVOS	
BENEFICIOS	LIMITACIONES
<ul style="list-style-type: none">• Información útil para procesos de diseño de materiales.	<ul style="list-style-type: none">• Los datos obtenidos de las pruebas solo aplican para el material u objeto de estudio.
<ul style="list-style-type: none">• La información obtenida es utilizada para dar especificaciones.	<ul style="list-style-type: none">• Los materiales u objetos de estudio, generalmente no pueden ser utilizados después del desarrollo de la prueba.

³⁶ FEDERACIÓN DE ENSEÑANZA. Revista digital para profesionales de la enseñanza. Andalucía. [Recurso en línea]. Mayo de 2011. p. 1.

³⁷ HELLIER. Op. cit. p. 1.17

³⁸ Ibid. p. 1.19-1..20

Cuadro 2. (Continuación)

ENSAYOS DESTRUCTIVOS	
BENEFICIOS	LIMITACIONES
<ul style="list-style-type: none">• Los datos obtenidos por medio de los ensayos destructivos son cuantitativos, esto quiere decir que se pueden dar aproximados de los rangos operativos o de prueba.	<ul style="list-style-type: none">• Generalmente, muchas de las pruebas de ensayos destructivos requieren el uso de equipos de gran tamaño y a su vez costosos que deben ser utilizados en laboratorios.

Fuente: Elaboración propia, tomada de HELLIER, Charles. Chronology of Early Key Events in NDT [Imagen]. HANDBOOK OF NONDESTRUCTIVE EVALUATION. United States of America. The McGraw-Hill. 2003. p. 1.19-1.20.

2.2.2 Ensayos no destructivos (Beneficios y limitaciones). A partir de la información obtenida por Heiller³⁹, se elaboró el cuadro 2.

Cuadro 3. Características de los ensayos no destructivos.

ENSAYOS NO DESTRUCTIVOS	
BENEFICIOS	LIMITACIONES
<ul style="list-style-type: none">• El material, parte u objeto de estudio no se altera ni se cambia, esto quiere decir que puede ser utilizado después de la prueba.	<ul style="list-style-type: none">• Los END suelen ser muy dependientes del operador y de cómo se toman los datos.
<ul style="list-style-type: none">• Casi todo el elemento puede ser examinado sin tener alguna consecuencia.	<ul style="list-style-type: none">• Algunos de los métodos no proveen registros de la data tomada en los ensayos.
<ul style="list-style-type: none">• Pueden ser examinadas las condiciones internas y externas del material.	<ul style="list-style-type: none">• Algunos de los ensayos no proveen información cuantitativa.
<ul style="list-style-type: none">• Las piezas u equipos pueden ser examinados mientras se encuentran en servicio.	<ul style="list-style-type: none">• La orientación de las discontinuidades se debe tener en cuenta a la hora de la medida.
<ul style="list-style-type: none">• La gran mayoría de los métodos de END son portátiles, esto quiere decir que pueden ser llevados al objeto u equipo que se desea examinar.	<ul style="list-style-type: none">• Las evaluaciones de los datos obtenidos de las pruebas pueden ser subjetivas en algunos casos.

Fuente: Elaboración propia, tomada de HELLIER, Charles. Chronology of Early Key Events in NDT [Imagen]. HANDBOOK OF NONDESTRUCTIVE EVALUATION. United States of America. The McGraw-Hill. 2003. p. 1.20-1.21.

³⁹ Ibid. p. 1.20-1.21

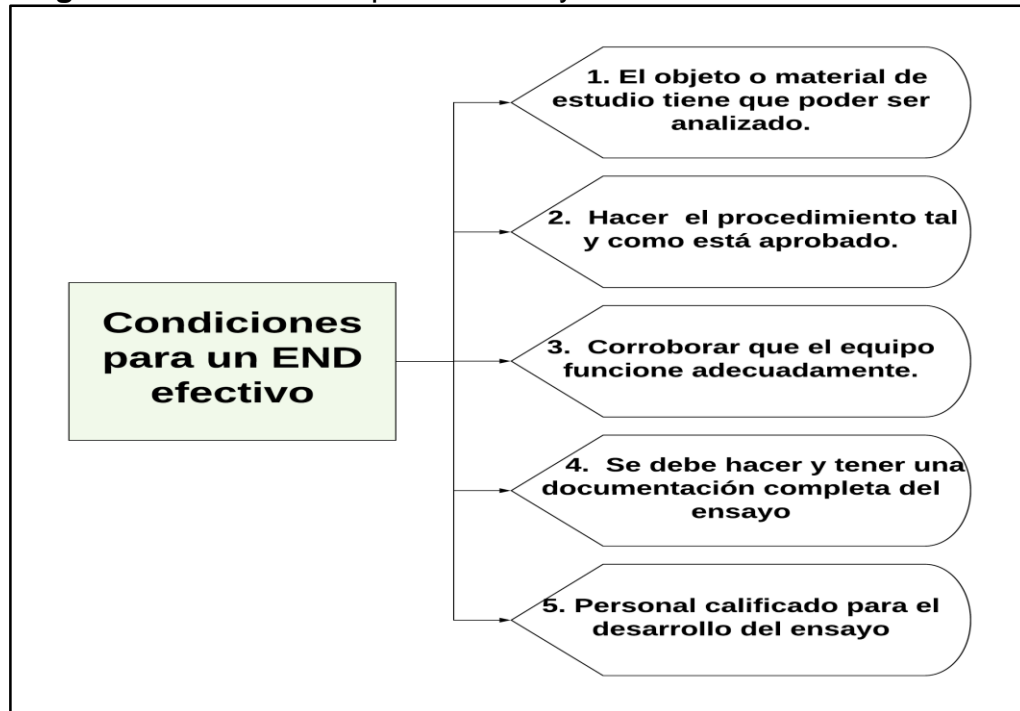
Cuadro 4. (Continuación)

ENSAYOS NO DESTRUCTIVOS	
BENEFICIOS	LIMITACIONES
<ul style="list-style-type: none">• En general, los END son más rentables.	<ul style="list-style-type: none">• Algunos de los métodos son económicos, sin embargo los métodos como los radiográficos pueden ser costosos.
	<ul style="list-style-type: none">• La definición de los procesos calificados es esencial.

Fuente: Elaboración propia, tomada de HELLIER, Charles. Chronology of Early Key Events in NDT [Imagen]. HANDBOOK OF NONDESTRUCTIVE EVALUATION. United States of America. The McGraw-Hill. 2003. p. 1.20-1.21.

Al hacer un análisis de los beneficios y limitaciones que tienen ambos ensayos, la investigación se centrará en los END; debido a que principalmente en una industria como la del petróleo, cualquier pausa en las actividades genera pérdidas económicas, por lo tanto al hacer uso de estos métodos se puede continuar con las operaciones que se estén realizando en cada campo. Si bien es cierto que los END pueden llegar a ser muy exitosos, según Heiller, el éxito de estos ensayos radica en cinco (5) principales condiciones las cuales se evidencian en la figura 22:

Figura 22. Condiciones para un ensayo no destructivo efectivo.



Fuente: Elaboración propia, tomada de HELLIER, Charles. Chronology of Early Key Events in NDT [Imagen]. HANDBOOK OF NONDESTRUCTIVE EVALUATION. United States of America. The McGraw-Hill. 2003. p. 1.21-1.22

- El objeto o material de estudio tiene que poder ser analizado: En esta condición se debe tener en cuenta que al poseer diferentes técnicas para realizar los ensayos, éstas poseen a su vez ciertas restricciones o limitaciones, que van de la mano con la naturaleza del material u objeto de estudio como su resistividad, densidad, grosor y en caso de las aleaciones su respectiva composición. Todos estos factores pueden afectar en cierta medida la certidumbre de una u otra técnica. Para la realización de un ensayo efectivo, se debe escoger una técnica la cual posea la menor limitación para llevarse a cabo, en determinada pieza o material de estudio.
- Hacer el procedimiento tal y como está aprobado: Hace referencia a que en todas las técnicas de END, se deben seguir los debidos procedimientos y pasos que han sido establecidos a partir de ciertos requerimientos y especificaciones determinadas a aplicar. También es importante probar los procedimientos que se están realizando, con el fin de verificar las detecciones de diferentes discontinuidades o fallas que requieren ser identificadas en la pieza o el equipo que se esté analizando, sin dejar de lado que el ensayo siempre cumpla los requisitos previamente planteados. Al finalizar este proceso un técnico certificado en Ensayos no Destructivos debe dar el visto bueno al procedimiento que se realizó.
- Corroborar que el equipo funcione adecuadamente: En toda técnica de ensayos no destructivos que se lleve a cabo, se debe corroborar que los equipos con los cuales se van a realizar las pruebas, se encuentren calibrados y que operen de manera correcta. Para esto, se efectúan chequeos periódicos a los equipos, para dar certeza de que estén en buen estado. Adicionalmente, no solo se deben realizar al equipo principal sino también a los accesorios que tenga el equipo, con el fin de que al momento de realizar las pruebas, no se produzcan lecturas erróneas de la información que se busca obtener.
- Se debe hacer y tener una documentación completa del ensayo: Esto se debe realizar con el fin de que una vez se termine el ensayo, se efectúe un registro completo del procedimiento realizado. Dicho documento debe abarcar información de los equipos utilizados y sus respectivas calibraciones. De igual forma, debe brindar una descripción detallada de los defectos encontrados en la pieza (información de la localización de las discontinuidades, su tamaño, entre otros). Dicha información debe encontrarse de forma clara y concreta en el documento, logrando un análisis completo y correcto de la pieza analizada. Esta condición es de alta importancia ya que a pesar de una toma de medidas adecuada y precisa, de realizarse manera inadecuada el documento de registro de medidas, ocasiona una mala interpretación de los resultados y a su vez la obligación de la repetición del ensayo, debido a la invalidez del documento realizado.
- Personal calificado para el desarrollo del ensayo: Las técnicas de los ensayos no destructivos requieren de una persona (operador) que maneje (opere) los equipos que se utilizan en las diferentes pruebas, los operarios encargados deben tener una certificación apropiada, la cual se válida por medio de

entrenamientos, pruebas y adquisición de experiencia en el uso de los equipos para los ensayos.

2.3 OBJETIVOS DE LOS ENSAYOS NO DESTRUCTIVOS

Como lo dice Bunge, en el cuadro 3 se evidencian los principales objetivos de los Ensayos no Destructivos.

Cuadro 5. Objetivos de los ensayos no destructivos.

OBJETIVOS DE LOS END
<ul style="list-style-type: none"> • Detectar daños (discontinuidades) internos y externos en las superficies de los equipos u objetos analizados.
<ul style="list-style-type: none"> • Prevenir cualquier tipo de accidente que pueda ser ocasionado por el daño o fallo de los materiales, equipos, componentes o partes analizadas.
<ul style="list-style-type: none"> • Proveer un beneficio económico debido a que al mantener los equipos en buen estado, evita la necesidad de continuo mantenimiento y/o reemplazo.
<ul style="list-style-type: none"> • Optimizar los procesos de elaboración de equipos, al tener en cuenta las fallas actuales que presentan los materiales utilizados durante los procesos.
<ul style="list-style-type: none"> • Determinar el tamaño y la localización de las diferentes discontinuidades de los materiales.

Fuente: Elaboración propia, tomada de BUNGE, Jorge. MAGALLANES, Diego. Ensayos No Destructivos. Buenos Aires, Argentina. TenarisSiat. 28 de junio de 2011. p. 3-5

2.4 ÁREAS DE LOS ENSAYOS NO DESTRUCTIVOS

A continuación en el cuadro 4, se muestran las tres (3) áreas que cubren los Ensayos no Destructivos.

Cuadro 6. Áreas de los ensayos no destructivos según su aplicación.

AREAS DE LOS END SEGÚN SU APLICACIÓN
<ul style="list-style-type: none"> • Defectología: Es la ciencia encargada de realizar los estudios, pruebas y ensayos enfocados en discontinuidades e impurezas como también fugas y diferentes tipos de corrosión existentes en el/los sistema(s).
<ul style="list-style-type: none"> • Caracterización de los materiales: Es el estudio de las propiedades físicas y químicas de los materiales y estructuras que están siendo o serán analizadas.

Fuente: Elaboración propia, tomada de BUNGE, Jorge. MAGALLANES, Diego. Ensayos No Destructivos. Buenos Aires, Argentina. TenarisSiat. 28 de junio de 2011. p. 6

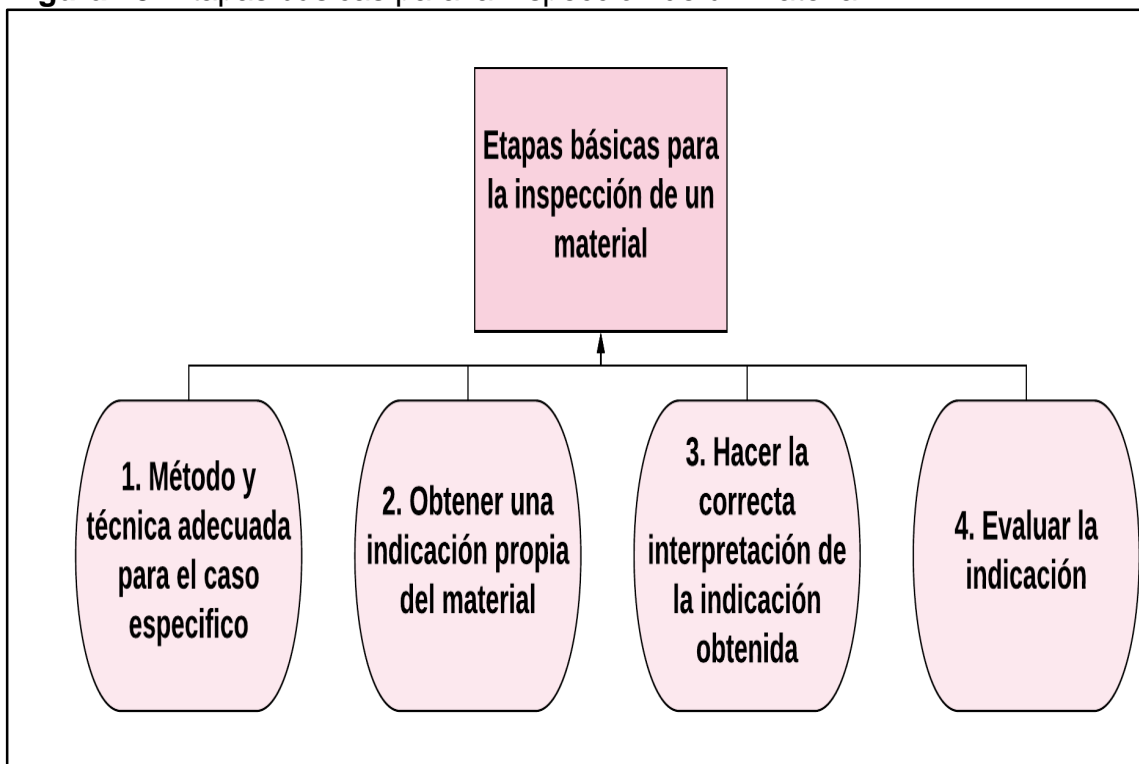
Cuadro 7. (Continuación)

AREAS DE LOS END SEGÚN SU APLICACIÓN
<ul style="list-style-type: none">• Metrología: En ensayos no destructivos, se encarga principalmente del estudio de los espesores de los equipos y el análisis de recubrimiento de los mismos.

Fuente: Elaboración propia, tomada de BUNGE, Jorge. MAGALLANES, Diego. Ensayos No Destructivos. Buenos Aires, Argentina. TenarisSiat. 28 de junio de 2011. p. 6

Para hacer buen uso de los END, es necesario describir las diferentes etapas que se deben llevar a cabo en las inspecciones de los materiales como lo realiza Gallego y Martínez⁴⁰, las cuales se evidencian en la figura 23:

Figura 23. Etapas básicas para la inspección de un material.



Fuente: Elaboración propia, tomada de GALLEGO, Antonio. MARTINEZ, Eva. Emisión Acústica Niveles I y II. España. Fundación Confemetal. 2006. Subcapítulo 0.5.1

- **Método y técnica adecuada para el caso específico:** En esta primera etapa se tiene en cuenta la naturaleza del material y el estado estructural del mismo, esto quiere decir que se realiza un estudio de la elaboración de éste y sus especificaciones (procesos a los que fue sometido, tamaño y forma del mismo) adicionalmente en este paso se debe efectuar un estudio del tipo de discontinuidades que se espera encontrar y sus dimensiones. Todo el estudio

⁴⁰ GALLEGO, Antonio. MARTINEZ, Eva. Emisión Acústica Niveles I y II. España. Fundación Confemetal. 2006. Subcapítulo 0.5.1

que se realiza en esta etapa se hace con el fin de aumentar el éxito de la toma de medidas, ya que como se mencionará posteriormente, todas las técnicas de ensayos no destructivos tienen sus propias limitaciones y/o desventajas.

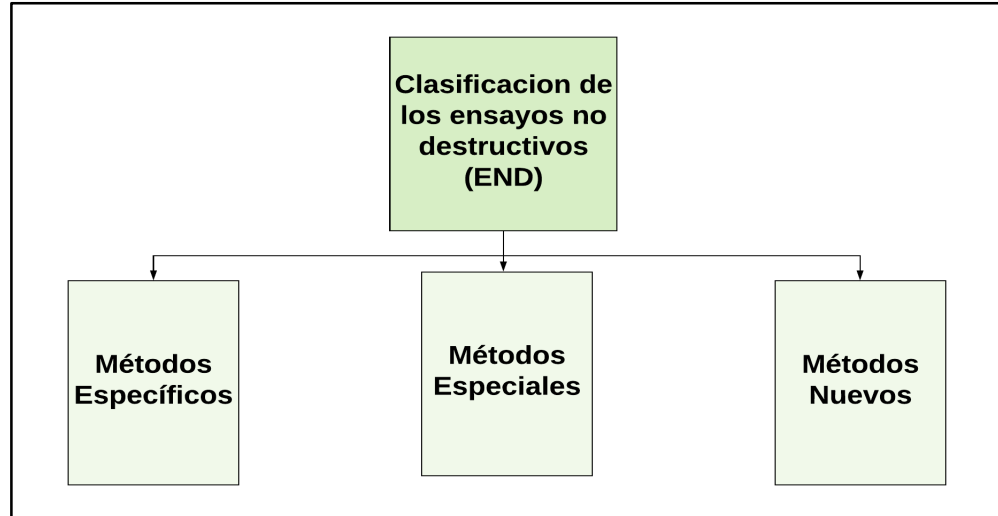
- Obtener una indicación propia del material: Teniendo en cuenta el conocimiento previo de las discontinuidades que se esperan analizar en los materiales, en esta etapa se busca obtener información de las características propias de los mismos y sus productos a partir de sus propiedades, para así poder determinar las diferentes discontinuidades que pueden haber presentes en los materiales, por medio de los diferentes tipos de ensayos.
- Hacer la correcta interpretación de la indicación obtenida: Una vez obtenida la indicación, en esta etapa se busca realizar el análisis o estudio del motivo por el cual se originó la discontinuidad que está siendo evaluada; es decir, en esta etapa se debe hacer un estudio adicional sobre la naturaleza, orientación y el tamaño de la discontinuidad.
- Evaluar la indicación: Una vez obtenida e interpretada la indicación, en esta etapa se busca realizar una evaluación adecuada de la misma, esto quiere decir en qué cantidad y qué tipo de características del material se vieron afectadas. De igual forma, se evalúan diferentes resultados que se obtienen de varias pruebas y ensayos que son realizados a partir de un equipo de trabajo específico. Todo trabajo que se realice, deberá hacerse bajo los códigos y normas ya estipuladas para estos procedimientos.

2.5 CLASIFICACIÓN DE LOS ENSAYOS NO DESTRUCTIVOS

Según la clasificación de Bunge⁴¹, los ensayos no destructivos se realizan con el fin de preservar el material de estudio, al ser estos ensayos específicos y no generales, para cada análisis existirá una posible configuración de estudio. Debido a esto, se pueden realizar en la actualidad diferentes tipos o métodos de Ensayos no destructivos, los cuales se observan en la figura 24.

⁴¹ BUNGE, Op. cit. p. 16

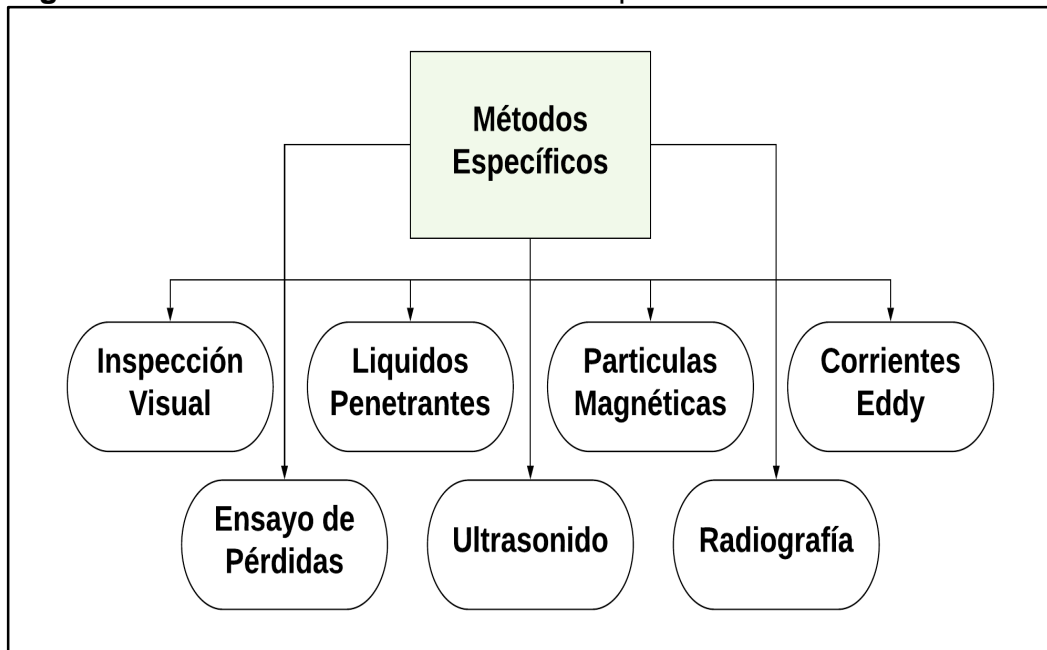
Figura 24. Clasificación de los ensayos no destructivos.



Fuente: Elaboración propia, tomada de BUNGE,Jorge. MAGALLANES, Diego. Ensayos No Destructivos. Buenos Aires, Argentina. TenarisSiat. 28 de junio de 2011. p. 15

2.5.1 Métodos Específicos. Entrando en materia, se describirán los métodos específicos de ensayos no destructivos más utilizados en la industria del petróleo y su principio de funcionamiento. A continuación en la figura 25, se pueden observar los diferentes métodos de ensayos no destructivos que se analizarán.

Figura 25. Clasificación de los métodos específicos de los END.



Fuente: Elaboración propia, tomada de BUNGE,Jorge. MAGALLANES, Diego. Ensayos No Destructivos. Buenos Aires, Argentina. TenarisSiat. 28 de junio de 2011. p. 16

2.5.1.1 Inspección Visual. La inspección visual es una técnica la cual se basa en el uso de la luz visible como campo de energía y adicionalmente, en las leyes principales de la óptica. Esta técnica es una de las más comunes para realizar inspecciones, debido a que ayuda a evidenciar salpicaduras, grietas y daños superficiales, entre otros. En adición, es ampliamente utilizada ya que como es de esperar, no posee restricción por el tipo de material. A pesar de lo simple de esta técnica, para que tenga validez debe ser realizada por personal certificado. Las principales técnicas de inspección visual son.^{42 43}

- Observación Directa: Consiste en observar directamente la pieza o con algún instrumento auxiliar, adicionalmente se utilizan registros.
- Transmisión de Imágenes: se basa en la toma de imágenes de las piezas a partir del uso de cámaras o filmadoras.
- Técnica de Replicas: Se basa en la realización de una copia exacta de la superficie a partir del uso de líquidos restauradores como lacas, barnices, etc.

A continuación en el cuadro 5, se puede observar las ventajas y desventajas de esta técnica.

Cuadro 8. Ventajas y desventajas del ensayo de inspección visual.

Ventajas	Desventajas
<ul style="list-style-type: none"> • Económico. 	<ul style="list-style-type: none"> • Resultados Subjetivos.
<ul style="list-style-type: none"> • Rápido para la detección de discontinuidades. 	<ul style="list-style-type: none"> • No se pueden contar la cantidad de discontinuidades internas.
<ul style="list-style-type: none"> • La realización de sus pruebas no requiere uso de equipos complejos. 	<ul style="list-style-type: none"> • No hay un registro electrónico automático posterior al análisis.
	<ul style="list-style-type: none"> • Solo se puede usar para análisis superficiales.

Fuente: Elaboración propia, tomada de BUNGE, Jorge. MAGALLANES, Diego. Ensayos No Destructivos. Buenos Aires, Argentina. TenarisSiat. 28 de junio de 2011. p.20.

2.5.1.2 Líquidos penetrantes. Según Bunge⁴⁴, es una técnica de ensayo la cual se basa en el uso de ciertos líquidos, los cuales poseen la capacidad de penetrar y mantenerse dentro de las discontinuidades que se encuentren abiertas hacia la superficie, siempre y cuando como dice Hellier⁴⁵ los materiales en donde se realiza

⁴² Ibid. p.18-23

⁴³ INTERNATIONAL ATOMIC ENERGY AGENCY. TRAINING GUIDELINES IN NONDESTRUCTIVE TESTING TECHNIQUES. Vienna, Ausria. Manual for visual testing at level 1,2 and 3. 2013. p. 209 - 236

⁴⁴ BUNGE, Op. cit. p. 86-91

⁴⁵ HEILLER, Op. cit. Capítulo 4

la inspección sean sólidos no porosos. Para desarrollar el ensayo, los líquidos que son esenciales se clasifican en tres (3) los cuales son:

- Penetrante: Son líquidos cuya función es humectar la fisura para ingresar en ella y mantenerse dentro de la discontinuidad.
- Limpiador: Como su nombre lo indica, la función de dicho líquido es limpiar la superficie en donde se va a realizar el ensayo. A su vez, remueve el exceso de penetrante que se encuentre alrededor de la falla en donde se haya aplicado dicho líquido
- Revelador: La función de este líquido es revelar la ubicación de la falla o fisura. Al entrar en contacto con el penetrante se producirá una reacción química, en la cual existirá un cambio de color en donde exista acumulación de penetrante permitiendo ubicar la falla.

A continuación en el cuadro 6, se puede observar las ventajas y desventajas de esta técnica.

Cuadro 9. Ventajas y desventajas del ensayo de líquidos penetrantes.

Ventajas	Desventajas
<ul style="list-style-type: none"> • Es indiferente a la forma que tenga el material de estudio. 	<ul style="list-style-type: none"> • Solo es aplicable a discontinuidades que estén abiertas a la superficie.
<ul style="list-style-type: none"> • Puede ser aplicado a una amplia variedad de materiales. 	<ul style="list-style-type: none"> • Presenta problemas cuando las superficies son porosas.
<ul style="list-style-type: none"> • Costos bajos. 	<ul style="list-style-type: none"> • Requiere una limpieza anterior y posterior a la prueba.
<ul style="list-style-type: none"> • No son necesarias medidas de seguridad complejas. 	<ul style="list-style-type: none"> • Problemas con la disposición de los residuos que se desprenden de la limpieza.
<ul style="list-style-type: none"> • Es de una fácil interpretación. 	<ul style="list-style-type: none"> • No genera una información exacta sobre el tamaño de la indicación.
<ul style="list-style-type: none"> • Posee una alta sensibilidad. 	

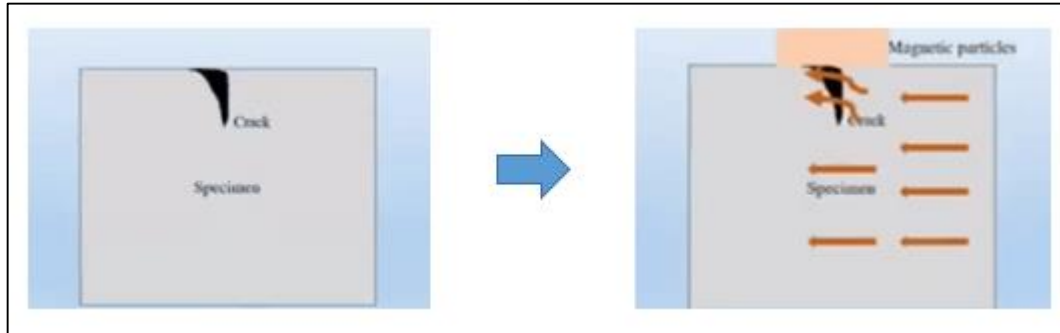
Fuente: Elaboración propia, tomada de BUNGE, Jorge. MAGALLANES, Diego. Ensayos No Destructivos. Buenos Aires, Argentina. TenarisSiat. 28 de junio de 2011. p. 88

2.5.1.3 Partículas Magnéticas. Es una técnica de END la cual consiste en saturar con partículas de hierro un material ferromagnético que por su naturaleza puede ser magnetizado. A partir de un equipo llamado "Yoke", se magnetiza la pieza que se pretende analizar; Las discontinuidades generarán un cambio en el campo magnético, lo cual producirá una acumulación de las partículas de hierro en la falla

o discontinuidad. Éste método es utilizado para detectar discontinuidades que sean principalmente lineales.^{46 47}

A continuación en la figura 26, se observa lo explicado anteriormente, siendo las flechas marrón, el campo magnético.

Figura 26. Secuencia Partículas Magnéticas.



Elaboración propia, tomada de QA QC PROFESSIONALS. Types of NDT [Video]. Youtube. QA QC Professionals (12 de Octubre 2017). [Consultado: 03 de Diciembre de 2018]. Disponible en internet: <https://www.youtube.com/watch?v=IINxpiHK248>

A continuación en el cuadro 7 se presentan las ventajas y desventajas de esta técnica.

Cuadro 10. Ventajas y desventajas del ensayo de partículas magnéticas.

Ventajas	Desventajas
<ul style="list-style-type: none"> • Es indiferente a la forma y tamaño que tenga el material de estudio. 	<ul style="list-style-type: none"> • Solo pueden ser utilizado en materiales ferromagnéticos
<ul style="list-style-type: none"> • Posee una amplia sensibilidad para fisuras pequeñas. 	<ul style="list-style-type: none"> • El estudio de discontinuidades está limitado a aquellas que se ubiquen superficiales y sub-superficiales.
<ul style="list-style-type: none"> • Su implementación es rápida y simple. 	<ul style="list-style-type: none"> • En algunos casos de requiere un proceso de desmagnetización antes y después de las pruebas.

Fuente: Elaboración propia, tomada de BUNGE, Jorge. MAGALLANES, Diego. Ensayos No Destructivos. Buenos Aires, Argentina. TenarisSiat. 28 de junio de 2011. p.94

⁴⁶ Ibid. Capítulo 5

⁴⁷ BUNGE, Op. cit. p. 93-102

Cuadro 11. (Continuación)

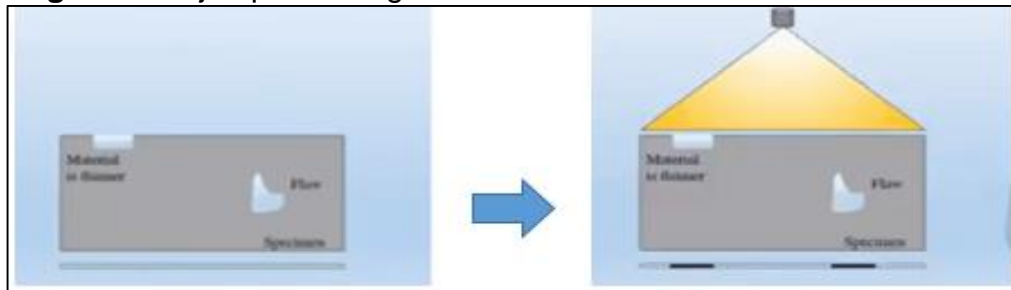
Ventajas	Desventajas
<ul style="list-style-type: none"> • La certificación para realizar los ensayos son un poco menos estrictas y más simples. 	<ul style="list-style-type: none"> • Algunas técnicas pueden ocasionar el daño de las partes por algunos problemas como calentamiento localizado.
<ul style="list-style-type: none"> • Los ensayos pueden ser realizados en cualquier etapa de manufacturación de las piezas. 	
<ul style="list-style-type: none"> • Las indicaciones son fáciles de interpretar. 	<ul style="list-style-type: none"> • En algunos casos se debe remover la pintura o recubrimiento que tenga la pieza de estudio para tener un contacto magnético indicado.
<ul style="list-style-type: none"> • Los ensayos pueden ser automatizados para ciertas líneas de trabajo. 	

Fuente: Elaboración propia, tomada de BUNGE, Jorge. MAGALLANES, Diego. Ensayos No Destructivos. Buenos Aires, Argentina. TenarisSiat. 28 de junio de 2011. p. 94

2.5.1.4 Radiografía Industrial. Es una técnica de ensayo no destructivo la cual se basa en el uso de radiaciones electromagnéticas, su función es observar y determinar las variaciones que pueden encontrarse a lo largo de un material, así como su espesor o densidad, de esta forma las radiografías industriales son utilizadas para detectar algún tipo de defecto volumétrico que pueda tener una pieza. Las principales técnicas para uso de las radiografías industriales son: Radiografía, Fluoroscopia, Xerografía, y Neutronografía.^{48 49}

A continuación en la figura 27, se observa un ejemplo de radiografía industrial.

Figura 27. Ejemplo Radiografía Industrial.



Fuente: Elaboración propia, tomada de QA QC PROFESSIONALS. Types of NDT [Video]. Youtube. QA QC Professionals (12 de Octubre 2017). [Consultado: 03 de Diciembre de 2018]. Disponible en internet: <https://www.youtube.com/watch?v=IINxpiHK248>

A continuación, en el cuadro 8 se presentan las ventajas y desventajas de esta técnica.

⁴⁸ HEILLER, Op. cit. Capítulo 6

⁴⁹ BUNGE, Op. cit. p. 24-50

Cuadro 12. Ventajas y desventajas del ensayo de radiografía industrial.

Ventajas	Desventajas
<ul style="list-style-type: none">• Provee un registro preciso y permanente de la muestra estudiada.	<ul style="list-style-type: none">• Presenta problemas debido a las precauciones que se debe tener con las radiaciones.
<ul style="list-style-type: none">• Es un método de ensayo que puede ser utilizado para el estudio de materiales con diferentes tamaños y formas.	<ul style="list-style-type: none">• Requiere un personal ampliamente preparado y experimentado para que el ensayo resulte exitoso.
<ul style="list-style-type: none">• Método especializado para ser implementado en campo.	<ul style="list-style-type: none">• Es un ensayo de costos iniciales altos.
<ul style="list-style-type: none">• No requiere secuencia de calibración.	<ul style="list-style-type: none">• Presenta limitaciones en función de la densidad y no indica la profundidad de las discontinuidades.

Fuente: Elaboración propia, tomada de BUNGE, Jorge. MAGALLANES, Diego. Ensayos No Destructivos. Buenos Aires, Argentina. TenarisSiat. 28 de junio de 2011. p. 26

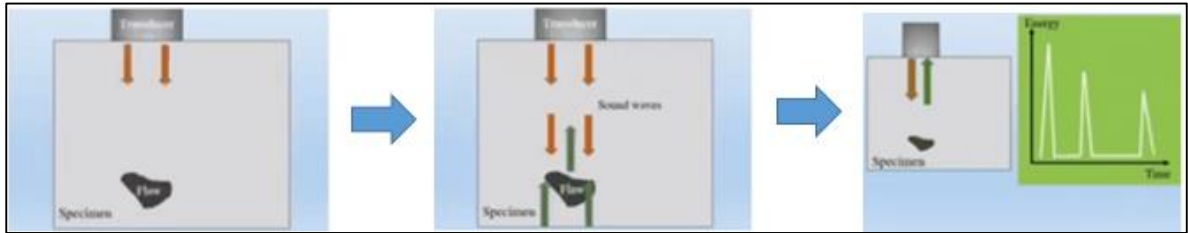
2.5.1.5 Ultrasonido. Es una técnica de ensayo no destructivo, la cual se basa en el uso de la propagación de las ondas elásticas. Estas ondas poseen una frecuencia mayor a la audible por el humano, dichas ondas son emitidas por un transductor, el cual determina el tiempo que tardan las ondas en viajar a través de la pieza inspeccionada, rebotar y volver al transductor. El equipo se calibra dependiendo del espesor de fábrica que posea la pieza a inspeccionar, de esta forma según el material, el equipo establecerá un tiempo determinado en el cual las ondas deberían recorrer todo el espesor de la pieza. Si dicho tiempo es menor o mayor al predeterminado, el equipo evidenciará que hubo pérdida o aumento de espesor con respecto a fábrica. Estas ondas a su vez, producirán unas perturbaciones las cuales van a generar la oscilación de las partículas que se encuentran en equilibrio.^{50 51}

A continuación en la figura 28, se observa el principio de las técnicas ultrasónicas.

⁵⁰ HEILLER, Op. cit. Capítulo 7

⁵¹ CASTILLO GONZALEZ, Sergio Andrés. INOSTROZA HERNANDEZ, Matías Javier. ENSAYOS NO DESTRUCTIVOS MEDIANTE ULTRASONIDO EN EQUIPOS TERMICOS [Recurso en línea]. 2013. [Consultado el 12 de Septiembre de 2018]. Disponible en: <http://repobib.ubiobio.cl/jspui/bitstream/123456789/798/1/Castillo_Gonzalez_Sergio.pdf>

Figura 28. Técnica Ultrasonónica.



Fuente: Elaboración propia, tomada de QA QC PROFESSIONALS. Types of NDT [Video]. Youtube. QA QC Professionals (12 de Octubre 2017). [Consultado: 03 de Diciembre de 2018]. Disponible en internet: <https://www.youtube.com/watch?v=IINxpiHK248>

Es importante mencionar que esta fue la técnica que se utilizó para obtener los datos para la elaboración del proyecto y alimentación de la matriz que se presentará en los siguientes capítulos. A continuación en el cuadro 9 se pueden observar las ventajas y desventajas de la técnica de ultrasonido.

Cuadro 13. Ventajas y desventajas del ensayo de ultrasonido.

Ventajas	Desventajas
<ul style="list-style-type: none"> Presenta una alta resolución por las altas frecuencias que se pueden utilizar en su procedimiento. 	<ul style="list-style-type: none"> Es necesario la existencia de un medio en el espacio existente entre transductor-pieza, por el cual transiten las ondas. Dicho medio es conocido como liquido acoplante.
<ul style="list-style-type: none"> Alta profundidad de penetración. 	<ul style="list-style-type: none"> Requiere un personal con alto entrenamiento.
<ul style="list-style-type: none"> Posee una gran variedad de equipos para que se pueden realizar pruebas tanto estacionarias como móviles. 	<ul style="list-style-type: none"> Algunas señales pueden llegar a ser malinterpretadas por el alto grado de complejidad.
<ul style="list-style-type: none"> Puede detectar discontinuidades pequeñas o de tamaño reducido. 	<ul style="list-style-type: none"> Algunas discontinuidades que son muy pequeñas no pueden ser detectadas por la estructura del material (grano).
<ul style="list-style-type: none"> Puede realizar las pruebas en ambientes de altas temperaturas. 	<ul style="list-style-type: none"> El registro del ensayo generalmente no suele ser permanente, sino que está sujeto a documentos físicos, dependiendo de la modernidad del equipo.

Fuente: Elaboración propia, tomada de BUNGE, Jorge. MAGALLANES, Diego. Ensayos No Destructivos. Buenos Aires, Argentina. TenarisSiat. 28 de junio de 2011. p. 53

Cuadro 14. (Continuación)

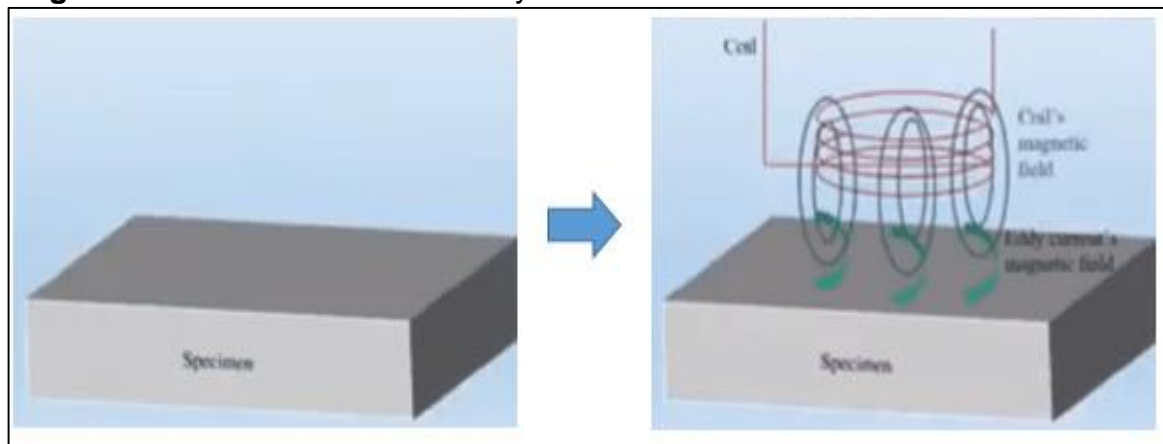
<ul style="list-style-type: none">• No requiere grandes precauciones de seguridad.	<ul style="list-style-type: none">• Cuando la superficie del material es irregular se pierde efectividad en la prueba.
<ul style="list-style-type: none">• Hay diferentes técnicas que pueden ser utilizadas con diferentes tipos de ondas.	

Fuente: Elaboración propia, tomada de BUNGE, Jorge. MAGALLANES, Diego. Ensayos No Destructivos. Buenos Aires, Argentina. TenarisSiat. 28 de junio de 2011. p. 53

2.5.1.6 Corrientes Eddy. Es una técnica de ensayo no destructivo la cual se basa en generar un flujo de corriente a través de una bobina, con el fin de producir un campo magnético con la misma frecuencia de la corriente alterna utilizada. Así, al acercar el sensor de campo magnético del equipo de corrientes Eddy a un material que sea conductor, va a producir un campo magnético totalmente contrario al que fue creado en la bobina. Al momento en que ambos campos magnéticos interactúan se logra obtener las características de la pieza que está siendo inspeccionada. De existir una falla en la pieza, se producirá una alteración en el campo magnético (mismo principio que en la técnica de partículas magnéticas) y será detectado por el sensor.⁵²

A continuación en la figura 29, se observa el principio de las técnicas de Corrientes Eddy.

Figura 29. Técnica Corrientes Eddy.



Fuente: Elaboración propia, tomada de QA QC PROFESSIONALS. Types of NDT [Video]. Youtube. QA QC Professionals (12 de Octubre 2017). [Consultado: 03 de Diciembre de 2018]. Disponible en internet: <https://www.youtube.com/watch?v=IINxpiHK248>

A continuación en el cuadro 10, se presentan las ventajas y desventajas de esta técnica.

⁵² HEILLER, Op. cit. Capítulo 8

Cuadro 15. Ventajas y desventajas del ensayo de corrientes Eddy.

Ventajas	Desventajas
<ul style="list-style-type: none"> • Los equipos que actualmente se utilizan son pequeños y livianos, lo cual hace que sean de fácil transporte. 	<ul style="list-style-type: none"> • El material de estudio debe ser un material conductor de electricidad.
<ul style="list-style-type: none"> • Los resultados de las pruebas son guardados en memorias y discos lo que facilita su posterior análisis y archivo. 	<ul style="list-style-type: none"> • Presenta problemas debido a que tiene una penetración muy limitada, debido a que este método depende de la conductividad del material y a la frecuencia de la prueba como también, del espesor de la pieza.
<ul style="list-style-type: none"> • No requiere ningún tipo de líquido o sustancia para la realización del estudio. 	<ul style="list-style-type: none"> • La velocidad de inspección depende de la frecuencia de la prueba.
<ul style="list-style-type: none"> • Es un ensayo muy seguro. No requiere de altas precauciones. 	<ul style="list-style-type: none"> • Debido a dificultad de la teoría del método, en casos se presentan problemas con los operarios que van a realizar el ensayo y posterior análisis.
<ul style="list-style-type: none"> • No se requiere ni la limpieza ni la preparación de la pieza para realizar el ensayo. 	

Fuente: Elaboración propia, tomada de BUNGE, Jorge. MAGALLANES, Diego. Ensayos No Destructivos. Buenos Aires, Argentina. TenarisSiat. 28 de junio de 2011. p. 78

2.5.1.7 Ensayo de Pérdidas. Bunge hace referencia a este tipo de ensayos⁵³, como una técnica la cual se basa en verificar si al tener una capa elaborada por cierto material que separa dos espacios con diferentes presiones, ésta es capaz de mantener las partículas de ambos ambientes aisladas. Hay dos tipos de técnicas: presión positiva y negativa. La negativa consiste en generar la presión de vacío en el componente; y la de presión positiva se basa en suministrarle presión a la pieza o equipo de estudio con el fin de descubrir en donde se encuentran las pérdidas. No es muy común en la industria.

A continuación en el cuadro 11, se presentan las ventajas y desventajas de esta técnica.

⁵³ BUNGE, Op. cit. p. 103-107

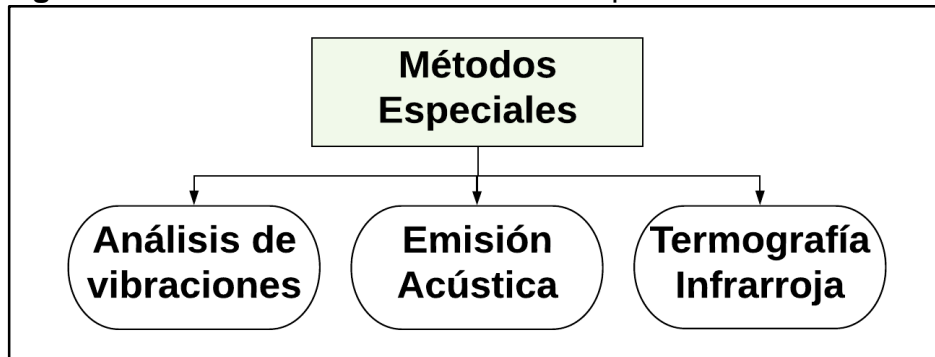
Cuadro 16. Ventajas y desventajas del ensayo de pérdidas.

Ventajas	Desventajas
<ul style="list-style-type: none"> • Bajo costo de equipos. 	<ul style="list-style-type: none"> • Entre mayor sensibilidad en las piezas sea requiera, va a ser más complejo el desarrollo del método.
<ul style="list-style-type: none"> • Cálculos de volúmenes perdidos. 	
<ul style="list-style-type: none"> • Se puede determinar con exactitud el lugar donde se presenta la pérdida. 	<ul style="list-style-type: none"> • Las pruebas de presión negativa presentan alta dificultad, debido a que obtener los valores de vacío no es simple.
<ul style="list-style-type: none"> • Son ensayos los cuales sus equipos son fáciles de operar. 	

Elaboración propia, tomada de BUNGE, Jorge. MAGALLANES, Diego. Ensayos No Destructivos. Buenos Aires, Argentina. TenarisSiat. 28 de junio de 2011. p. 105

2.5.2 Métodos Especiales. Siguiendo la clasificación planteada por Bunge⁵⁴, los métodos especiales se pueden clasificar según lo muestra la figura 30

Figura 30. Clasificación de los métodos especiales de los END.



Fuente: Elaboración propia, tomada de BUNGE, Jorge. MAGALLANES, Diego. Ensayos No Destructivos. Buenos Aires, Argentina. TenarisSiat. 28 de junio de 2011. p. 16

2.5.2.1 Análisis de Vibraciones. A partir de los estudios realizados por López Arenales⁵⁵, el análisis de vibración es una técnica que analiza la forma en la cual vibran los equipos para dar un diagnóstico de fallas y hacer una evaluación de las piezas presentes en los equipos, con el fin de determinar el estado de las mismas. Esta prueba es realizada con los equipos en funcionamiento, lo que genera pocas pérdidas económicas por la realización de la prueba, hay diferentes métodos para

⁵⁴ BUNGE, Jorge. MAGALLANES, Diego. Ensayos No Destructivos. Buenos Aires, Argentina. TenarisSiat. 28 de junio de 2011. p. 16

⁵⁵ LOPEZ ARENALES, José Carlos. Mantenimiento Predictivo Impacto de las vibraciones en el Mantenimiento [Recurso en línea]. [Consultado el 12 de Septiembre de 2018]. Disponible en <<http://biblio3.url.edu.gt/Libros/2013/ing/mme/1.pdf>>

realizar los análisis de vibraciones: espectral, de forma de onda, de orbitas, de inicio y pausa del equipo, entre otros. Cualquiera de estos es utilizado con el mismo fin que no es otro que determinar la integridad del equipo a partir de las vibraciones anormales que éste presente.

2.5.2.2 Emisión Acústica. Según Heiller⁵⁶, es una técnica de END la cual consiste en la generación de ondas elásticas en el interior del material o pieza de estudio. Estas ondas se originan por una liberación de energía proveniente de un estrés localizado en el material, el cual es causado por algún tipo de fuente como fugas, corrosión, impacto. Los fallos que generalmente son estudiados por medio de este ensayo son las rupturas por fatigas. A continuación en el cuadro 12 se presentan las ventajas y desventajas de esta técnica.

Cuadro 17. Ventajas y desventajas del ensayo de emisión acústica.

Ventajas	Desventajas
<ul style="list-style-type: none"> Se puede usar en pruebas: previas al servicio, para rectificación de equipos, para la detección de fugas y monitoreo de realización de soldaduras, entre otros. 	<ul style="list-style-type: none"> Las emisiones acústicas son únicas y diferentes esto genera que en casos tenga que repetirse el ensayo.
<ul style="list-style-type: none"> Realiza la evaluación del ensayo en tiempo real. 	<ul style="list-style-type: none"> En este tipo de ensayo se puede presentar atenuación de la onda de estrés.
<ul style="list-style-type: none"> El ensayo es menos intrusivo. 	<ul style="list-style-type: none"> Se requiere el uso de un historial de carga para tener un mejor desarrollo de la prueba.
<ul style="list-style-type: none"> Es menos sensible a la geometría de la pieza. 	
<ul style="list-style-type: none"> Ensayo provee una buena relación precio/rendimiento. 	<ul style="list-style-type: none"> Al generar la acústica en algunos casos se pueden presentar ruidos ajenos a la inspección.

Fuente: Elaboración propia, tomada de HELLIER, Charles. Chronology of Early Key Events in NDT [Imagen]. HANDBOOK OF NONDESTRUCTIVE EVALUATION. United States of America. The McGraw-Hill. 2003. p. 10.36 -1.37

2.5.2.3 Termografía Infrarroja. Es una técnica de END la cual se utiliza para detectar las fallas mecánicas o eléctricas que se dan por cambios de la temperatura en los materiales, recibe su nombre porque se utilizan rayos infrarrojos para detectar estos cambios en los materiales. Tiene una amplia aplicación en todo tipo de industrias que tengan líneas eléctricas, motores, calderas, hornos, equipos de climatización, frenos, líneas de producción, tratamientos térmicos, entre otros.

En cuanto a ventajas y desventajas de esta técnica, son relativas debido a que hay casos en los cuales las termografías infrarrojas son muy eficaces pero otros en los

⁵⁶ HEILLER, Op. cit. Capítulo 10

cuales se requiere un tipo de equipos más sofisticados para poder realizar el ensayo. Sin embargo, se podría decir que hay dos grandes ventajas de las termografías infrarrojas: son rápidas y adicionalmente pueden crear imágenes térmicas útiles para otros procedimientos.⁵⁷

2.5.3 Métodos Nuevos. Uno de los nuevos métodos utilizados es el Georadar. Como dice Pellicer Llopis⁵⁸, es una técnica de END la cual hace uso de la geofísica por medio de la reproducción de impulsos electromagnéticos los cuales son de cortas duraciones. Este método busca que al generarse la reflexión de las ondas, estas se propaguen en un medio, que en el caso de los END, son los materiales que están siendo objeto de estudio. Posteriormente, con uso de una antena se va a obtener una frecuencia característica, la cual va a hacer utilizada para generar las inspecciones del material para su análisis.

⁵⁷ Ibid. Capítulo 9

⁵⁸ PELLICER LLOPIS, Vicente. Ensayos no destructivos en hormigón. Georadar y ultrasonidos. Valencia, España. UNIVERSITAT POLITÈCNICA DE VALÈNCIA.

3. DISEÑO DE LA MATRIZ DE TOMA DE DECISIÓN

En este capítulo se cumplirá el objetivo del diseño paso a paso de la matriz de toma de decisión para la implementación de un plan de análisis y control de la corrosión, en la línea de descarga de pozo para diferentes aplicabilidades. En donde se evaluarán parámetros que serán validados por la Norma ASME B 31.4 en sus versiones 2002 y 2016, para posteriormente realizar el ingreso de los datos obtenidos de las pruebas de campo en la matriz y generar una decisión en el sistema de tuberías de descarga de pozo, y finalmente realizar los análisis respectivos con relación a dicho procedimiento.

3.1 SOFTWARE A UTILIZAR

Se decidió utilizar para el diseño de la matriz de toma de decisión, un software versátil y conocido en la industria como lo es MICROSOFT EXCEL. Esto debido a su facilidad de manejo, el amplio conocimiento que se posee sobre el mismo y la sencillez de ingreso de datos, lo cual, es parte fundamental para el desarrollo de la matriz. Así mismo, brinda la posibilidad de ingresar más datos en el futuro, consolidando la matriz. A su vez, para los procesos que se llevan a cabo en la programación de la matriz, se utilizó el programa MICROSOFT VISUAL BASIC a través del aplicativo “Macros” de MICROSOFT EXCEL para de esta forma poder desarrollar los aplicativos de la matriz. A continuación en la figura 31 se muestra la matriz diseñada. Posteriormente se desglosará para explicar cada sección de la misma.

Figura 31. Matriz de Toma de Decisión.

Tubería Acero al Carbon 10 Cédula 12		Input Tramos	Calificación de la Matriz a la Tubería	Costos Asociados a Cambio de Tubería	Autoguardado	Delete Data
		Tramo Analizado	Espesor de Tubería 1 (Inch)	%Desgaste Espesor 1	Estado de Tubería	Decision inmediata
OD (Inch)	ID (Inch)	1		100	Crítico	Cambio inmediato
10.75	9.064	2		100	Crítico	Cambio inmediato
Espesor (Inch)	Valor Tramo USD	3		100	Crítico	Cambio inmediato
0.843	139.3957092	4		100	Crítico	Cambio inmediato
		5		100	Crítico	Cambio inmediato
		6		100	Crítico	Cambio inmediato
		7		100	Crítico	Cambio inmediato
		8		100	Crítico	Cambio inmediato
		9		100	Crítico	Cambio inmediato
		10		100	Crítico	Cambio inmediato

Espesor de Tubería 2 (Inch)	%Desgaste espesor 2	Estado de Tubería2	Decision Inmediata2	% Desgaste Espesor 2 vs 1
	100	Crítico	Cambio inmediato	0
	100	Crítico	Cambio inmediato	0
	100	Crítico	Cambio inmediato	0
	100	Crítico	Cambio inmediato	0
	100	Crítico	Cambio inmediato	0
	100	Crítico	Cambio inmediato	0
	100	Crítico	Cambio inmediato	0
	100	Crítico	Cambio inmediato	0
	100	Crítico	Cambio inmediato	0
	100	Crítico	Cambio inmediato	0

Fuente: Elaboración propia.

3.2 TIPOS DE TUBERÍA A ANALIZAR.

Es importante tener en cuenta los diferentes tipos de tubería que se utilizan en el transporte de hidrocarburos, se tuvo en cuenta los diferentes diámetros y especificaciones de las líneas de descarga de pozo. Por ende, la matriz considera un amplio margen de diámetros nominales de tuberías. Hace referencia, el diámetro nominal, al diámetro interno del tubo.⁵⁹

Después de consultar varias fuentes, por lo general las compañías proveedoras de tuberías consideran similares diámetros nominales, lo que generaliza la utilización de dichas especificaciones en donde también se tiene en cuenta la cedula de la tubería. La cédula de una tubería es “una forma de definir el espesor de la paredes de una tubería”.⁶⁰

Como se mencionó anteriormente las tuberías se clasifican según diámetro nominal y las fuentes consultadas arrojaron los siguientes datos como se puede ver en los anexos A y B.

Una vez tomados los datos de estas fuentes se programará en VISUAL BASIC una macro a través de un combo box, el cual se define como “un control que se utiliza para mostrar datos en un cuadro desplegable combinado”⁶¹, En dicho Combo Box se podrán elegir las posibles tuberías que se quiera analizar según el caso que aplique. En el anexo C se muestra la programación de dicho Combo box en VISUAL BASIC.

En el anexo C, en la sección C1 se ilustra la programación realizada del combo box, en donde la ejecución del mismo generará un cambio en las celdas programadas para así mostrar los diámetros internos y externos de fábrica cuyos datos fueron tomados de las fuentes previamente descritas. A su vez, se programan los costos de las tuberías, lo cual se profundizará más adelante.

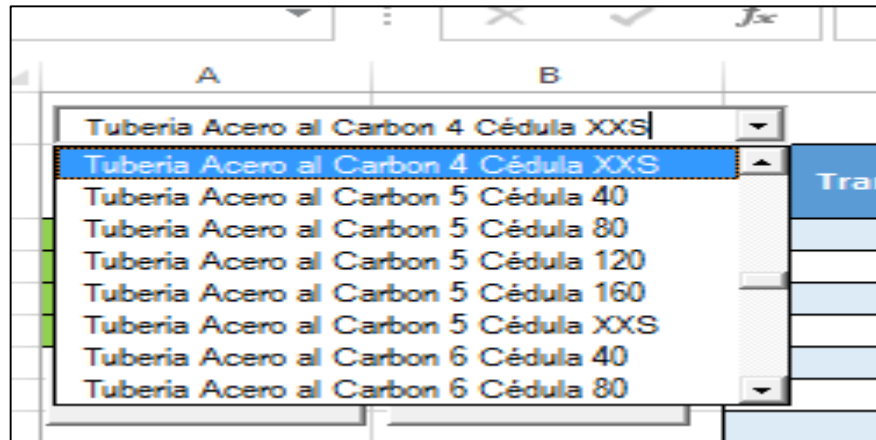
A continuación, se muestra la figura 32 en donde se puede ver el Combo Box una vez programado. En forma de lista desplegable, se puede elegir la tubería que se va a inspeccionar para posteriormente generar los datos a los cuales se va a realizar la comparación y la validación de la Norma ASME B31.4.

⁵⁹ LABORBEDARF BOCHEM. ¿Qué significa DN?. En: www.bochem.com [Pagina web]. [Citado el 13 noviembre de 2018]. Disponible en <<http://www.bochem.com/es/Informaci%C3%B3n+%C3%BAtil/DN.html>>

⁶⁰VARITESA, La cedula de las tuberías. [recurso en línea]. 2016. [Consultado el 20 de Octubre de 2018]. Disponible en < <http://vasitesa.com.mx/la-cedula-de-las-tuberias/>>

⁶¹ MICROSOFT. Información general sobre el control del ComboBox. [recurso en línea]. 2017. [Consultado el 20 de Octubre de 2018]. Disponible en < <https://docs.microsoft.com/es-es/dotnet/framework/winforms/controls/combobox-control-overview-windows-forms>>

Figura 32. ComboBox una vez programado y presentado en la Matriz.



Fuente: Elaboración propia.

Una vez seleccionada la tubería y gracias a la programación previamente realizada, se pueden variar los diámetros internos y externos automáticamente en la hoja de Excel, como se muestra a continuación en las figuras 33 y 34:

Figura 33. Especificación de los diámetros internos y externos de la tubería una vez programado y presentado en la matriz.

Tuberia Acero al Carbon 2 Cédula 80	
OD (Inch)	ID (Inch)
2.375	1.939
Espesor (Inch)	Valor Tramo USD
0.218	12.4234368

Fuente: Elaboración propia.

Figura 34. Especificación de los diámetros internos y externos de la tubería una vez programado y presentado en la matriz.

Tubería Acero al Carbon 2.1/2 Cédula . -	
OD (Inch)	ID (Inch)
2.875	2.469
Espesor (Inch)	Valor Tramo USD
0.203	19.684167

Fuente: Elaboración propia.

3.1.1 Cálculos de espesor. Es importante aclarar que estos datos permiten conocer el espesor de la tubería a través de la siguiente ecuación 1:⁶²

Ecuación 1. Cálculo de Espesor a partir de Diámetros.

$$Espesor = \frac{Diametro\ Externo - Diametro\ Interno}{2}$$

A partir de la formula anterior, se conoce el espesor de la tubería que es el dato de entrada más importante para la aplicación del proyecto. A su vez, se le quiso dar un enfoque no solamente técnico para los aspectos a tener en cuenta en la matriz, sino también uno económico. Se consultaron fuentes para lograr tener conocimiento acerca del aspecto económico y poderlo plasmar en la matriz, para cuando la matriz de decisión sugiera cambio de tubería, se estime cuánto es el costo aproximado de una sección o tramo para lograr cumplir lo requerido.

3.1.2 Costos Tubería. Es importante aclarar que dichos costos son los de fabricación y no toman en cuenta costos de importación y venta mínima. Por venta mínima entiéndase a una mínima cantidad de producto para poder realizar una cotización. En muchas compañías vender simplemente una unidad de producto no es considerable para los beneficios e intereses comerciales y económicos de las empresas. “La cláusula de Cantidad de compra mínima en los acuerdos de distribución aborda cómo las partes establecen las cantidades mínimas que el Comprador ordenará”⁶³

⁶² TUBING CHINA. Calculate of Wall thickness of Pipe. [recurso en línea]. [Consultado el 20 de Octubre de 2018]. Disponible en < <https://tubingchina.com/Calculate-wall-thickness-of-pipe.htm>>

⁶³ CONTRACTSTANDARDS. Minimun Purchase Quantity. [recurso en línea]. [Consultado el 21 de Octubre de 2018] Disponible en < <https://www.contractstandards.com/public/clauses/minimum-purchase-quantity-distribution>>

En la figura 35 muestra una de las fuentes consultadas teniendo en cuenta los aspectos técnicos previamente señalados en las especificaciones de tubería que se utilizan para la conducción de hidrocarburos y que cumplan con dichos aspectos técnicos descritos en la Norma ASME B 31.4

Figura 35. Precios Tuberías.

Products: Seamless Steel Pipe
 Standard: API 5L, ASTM A106, ASTM A53
 Grade: Gr.B
 Length: Fixed Length (5.8 meter, 6.0 meter)
 Price: based on FOB Tianjin

Nominal Diameter (inch)	Out Diameter (mm)	SCH40			SCH80			SCH160		
		WT (mm)	Each Weight (kg/pcs)	Unit Price (usd/ton)	WT (mm)	Each Weight (kg/pcs)	Unit Price (usd/ton)	WT (mm)	Each Weight (kg/pcs)	Unit Price (usd/ton)
1/4"	13.7	2.24	3.79	395.46	3.02	4.8	395.46	/	/	/
3/8"	17.1	2.31	5.04	395.97	3.2	6.6	395.97	/	/	/
1/2"	21.3	2.77	7.62	395.59	3.73	9.72	395.59	4.78	11.7	395.68
3/4"	26.7	2.87	10.14	390.38	3.91	13.2	395.38	5.56	17.4	395.93
1"	33.4	3.38	15	390.90	4.55	19.44	395.90	6.35	25.44	395.64
1-1/4"	42.2	3.56	20.34	390.62	4.85	26.82	390.62	6.35	33.66	390.96
1-1/2"	48.3	3.68	24.3	380.62	5.08	32.46	390.62	7.14	43.5	390.49
2"	60.3	3.91	32.64	380.62	5.54	44.88	390.62	8.74	66.66	390.02
2-1/2"	73	5.16	51.78	380.15	7.01	68.46	390.15	9.53	89.52	385.02
3"	88.9	5.49	67.74	380.22	7.62	91.62	390.22	11.13	128.1	385.56
3-1/2"	101.6	5.74	81.42	380.09	8.08	111.78	390.09	/	/	/
4"	114.3	6.02	96.42	385.69	8.56	133.92	385.69	13.49	201.24	385.56
5"	141.3	6.55	130.62	385.22	9.53	185.82	385.09	15.88	294.66	385.02
6"	168.3	7.11	169.56	385.22	10.97	255.36	385.22	18.26	405.36	380.02
8"	219.1	8.18	255.3	385.22	12.7	387.84	385.22	23.01	667.62	380.35
10"	273	9.27	361.86	385.22	15.09	576.06	385.22	28.58	1033.98	380.29
12"	323.8	10.31	478.38	390.67	17.48	792.48	385.66	33.32	1432.56	380.29
14"	355.6	9.53	487.98	390.43	11.13	567.3	380.43	19.05	948.61	380.36
16"	406.4	9.53	559.62	390.43	12.7	739.8	380.43	21.44	1221.19	380.36
18"	457	9.53	630.96	395.82	14.27	934.8	380.82	23.83	1527.3	380.69
20"	508	9.53	702.9	395.30	15.09	1100.52	380.76	26.19	1867.05	380.16
24"	610	9.53	846.72	395.29	17.48	1532.46	380.76	30.96	2652.49	380.97

Products: SSAW Steel Pipe
 Standard: API 5L, ASTM A252, DIN2458, EN10025
 Grade: GR.B, ST37, ST52, X42, X46, X52, X56, X60
 Length: Fixed Length (12 meter)
 Price: based on FOB Tianjin

Figura 29. Tomada de HUNANTUBE, Inventory & Price. [recurso en línea]. [Consultado el 22 de Octubre del 2018]. Disponible en < <http://www.hunantube.com/stock.html>>

Es importante señalar las unidades que maneja esta fuente en las categorías señaladas. En primer lugar, señala la clasificación de la tubería según su diámetro nominal como se mostró anteriormente. De igual forma, la tabla de clasificación se divide en tuberías de cedula 40 y 80, las cuales por lo general son las más utilizadas en la industria. De esta forma, se ven las siglas “WT” lo cual quiere decir “Wall Thickness”, haciendo referencia al espesor, el cual, se puede comparar con las anteriores fuentes consultadas para ajustar correspondencia entre las mismas. Luego de ello, se señala una clasificación que se enuncia “Each Weight” el cual en español quiere decir “Peso de cada uno” y viene expresado en Kg/pcs, es decir cuánto pesa en Kilogramos una pieza de tubería de 6 metros. Y finalmente, el dato relevante de la fuente es el precio de la tubería. Sin embargo, dicha categoría no viene expresada en USD/pcs o COP/pcs sino en USD/ton, lo cual quiere expresar dólares por tonelada de tubería solicitada. Para poder determinar las unidades de interés (USD/PCS) es necesario realizar una conversión de unidades como se muestra en la ecuación 2:

Ecuación 2. Conversión de Unidades.

$$1 \frac{USD}{TON} * \left(0.001 \frac{Ton}{Kg}\right) * \left(3.79 \frac{Kg}{PCS}\right) = 0.000379 \frac{USD}{PCS}$$

Fuente: Elaborado por los Autores.

Una vez realizada la conversión se dispone a añadir los datos a la matriz de los costos asociados en dólares por cada pieza de tubería. Es importante señalar que estos costos no incluyen transporte e importación de las piezas, como se mencionó anteriormente. Así como tampoco se considera una compra mínima requerida por la empresa fabricante de piezas de tubería.

3.2 CREACIÓN NÚMERO DE TRAMOS

Continuando con la construcción de la matriz, según decisión del inspector o de quien realice la prueba, la tubería se dividirá en tramos para poderlos analizar individualmente y poder tomar una decisión con respecto a él o los tramos necesarios. Por ende, se buscó generar una opción en donde no solamente se consoliden los datos globales de los tramos necesarios, sino que también estos puedan variar según decisión del inspector que va a realizar el análisis.

Es decir, se desarrollaron procesos de programación necesarios para lograr proveer la versatilidad necesaria en la matriz, para que de esta forma el inspector pueda realizar una división de su análisis de corrosión en tuberías y poderlas contrastar entre sí.

Para lograr dicha finalidad, se generó un botón que se programó a través de una macro en VISUAL BASIC, en donde se busca que el inspector o realizador de la inspección de corrosión en la tubería, señale el número de tramos en los que quiere que se divida la longitud total de tubería, y a su vez se generen el número de datos

en los que se dividió de manera automática. En el Anexo C, sección C2 se muestra dicha programación.

A continuación, se ilustra en la figura 36 como se presentaría esta sección de la matriz en MICROSOFT EXCEL.

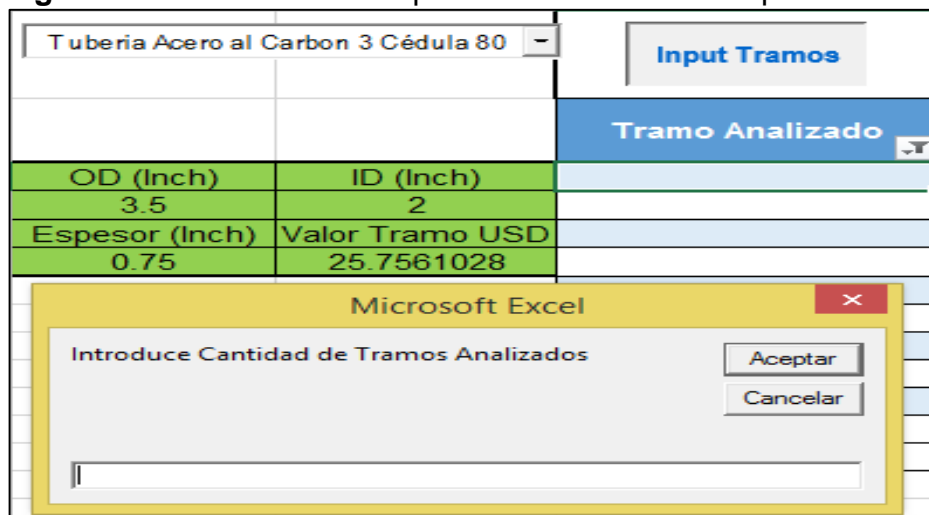
Figura 36. Presentación de la matriz una vez generado el botón de generación de los tramos “input tramos”.

Tubería Acero al Carbon 3 Cédula 80		Input Tramos
		Tramo Analizado
OD (Inch)	ID (Inch)	
3.5	2	
Espesor (Inch)	Valor Tramo USD	
0.75	25.7561028	

Fuente: Elaboración propia.

De esta forma en la figura 36 se ve la matriz previamente al ingreso de datos, la interfaz de MICROSOFT EXCEL en donde el botón “Input Tramos” hace referencia a los tramos totales que se analizarán a decisión del inspector de la tubería. Posteriormente, se hará clic en el botón “Input Tramos” y sucederá lo que se muestra en la figura 37:

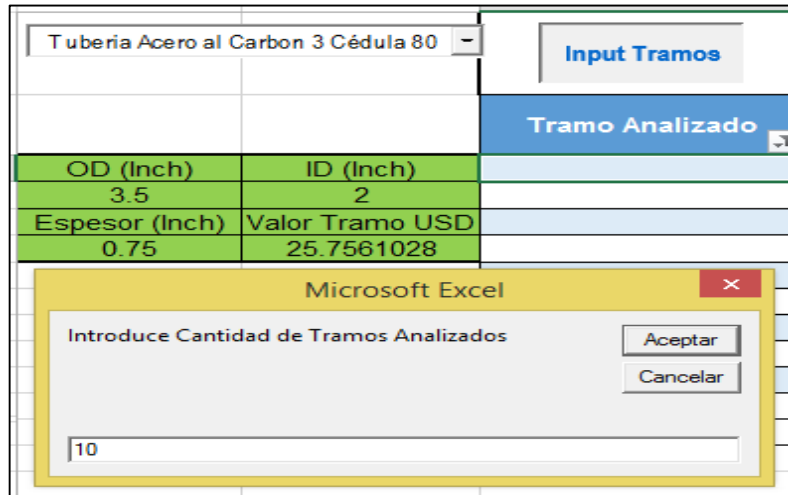
Figura 37. Generación del inputbox al clic al botón “input Tramos”.



Fuente: Elaboración propia.

Como se mencionó anteriormente en la descripción del lenguaje de programación se genera un input box en donde se digitara el número de tramos que se desea analizar. Una vez ingresado este dato sucederá lo que se muestra en las figuras 38 y 39 consecutivamente:

Figura 38. Consecución del proceso de generación de tramos.



Fuente: Elaboración propia.

Figura 39. Consecución del proceso de generación de tramos.

Tuberia Acero al Carbon 3 Cédula 80		Input Tramos
		Tramo Analizado
OD (Inch)	ID (Inch)	1
3.5	2	2
Espesor (Inch)	Valor Tramo USD	3
0.75	25.7561028	4
		5
		6
		7
		8
		9
		10

Fuente: Elaboración propia.

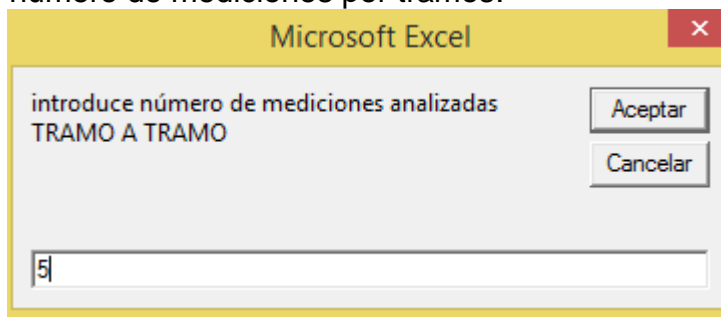
De esta forma se generan los datos deseados para los tramos necesarios que se quieran analizar. Para este ejemplo, se decidió arbitrariamente que se analizarán 10 tramos de tubería y por ende se generaron 10 datos para sus respectivos tramos, de manera automática a través de la programación previamente realizada y explicada.

3.3 CREACIÓN DE ANÁLISIS INDIVIDUAL POR TRAMO

Es importante aclarar que, se pensó necesario generar la evaluación individual de cada tramo pues estos pueden variar en su número de mediciones según la decisión del inspector, por ende se generó una programación en VISUAL BASIC para que se cree una hoja individual de MICROSOFT EXCEL para cada tramo. Para ello se generó la programación que se muestra en el anexo C, sección C3.

A continuación, se ilustra en la figura 40 la interfaz de la matriz una vez incluidos las programaciones y las acciones previamente descritas, en donde se generan las hojas y se introduce la longitud de los tramos.

Figura 40. Interfaz de la matriz para el ingreso el número de mediciones por tramos.



Fuente: Elaboración propia.

Como se puede observar se genera un segundo Input box, una vez realizado el input de los tramos que se quieren analizar, dicho input box está programado como se describió anteriormente en la figura 40 para generar la longitud de los tramos que se escogió para cada inspección, esto con la finalidad de poder desglosar en una mayor medida los análisis a tener en cuenta.

Como se ve en la imagen se está introduciendo el input de longitud para el primer tramo que es de 5 metros, ft o pulgadas. Es necesario hacer una aclaración y es que las longitudes deben estar en las mismas unidades para que la matriz tenga convergencia.

Luego de ingresar todas las longitudes para los tramos que se va a analizar se generarán las hojas por cada tramo y a su vez con la longitud correspondiente para la cual se decidió que se analizará dicho tramo, como se muestra en la figura 41:

analizaron para sus correspondientes espesores. Más adelante se explicará la finalidad de dicha operación. En la figura 42, se observa la interfaz para el ingreso de los datos de espesores medidos para el primer tramo.

Figura 42. Interfaz de la matriz del tramo 1 para el ingreso de los espesores medidos.

		Tramo Analizado	Espesor de Tubería 1 (Inch)	%Desgaste Espesor 1
OD (Inch)	ID (Inch)	1		100
3.5	2	2		100
Espesor (Inch)	Valor Tramo USD	3		100
0.75	25.7561028	4		100
		5		100

Fuente: Elaboración propia.

Una vez tomadas las medidas e ingresadas a la matriz se analiza el porcentaje de desgaste de los espesores en comparación con los valores previamente establecidos de fábrica. Mediante la ecuación 1, se determina dicho parámetro. La ecuación 3 se ingresa a la matriz y se establece el porcentaje de desgaste a comparación con las medidas de fábrica.

Ecuación 3. Porcentaje de Desgaste.

$$100\% - \left(\frac{\text{Espesor Medido}}{\text{Espesor Original}} * 100 \right) = \% \text{ de Desgaste}$$

Fuente: Elaboración propia.

Luego de ello se plasma dicha ecuación en la matriz de toma de decisión para de esta forma, una vez ingresados los espesores medidos se calculen automáticamente los porcentajes de desgaste. A continuación, en la figura 43 se muestra la fórmula ingresada en la matriz.

Figura 43. Formula desgaste de espesor presentada en la matriz.

		=100-(((@[Espesor de Tubería 1 (Inch)]]/\$A\$6)*100)			
	A	B	C	D	E
1	Tubería Acero al Carbon 3 Cédula 80		Input Tramos	Calificación de la Matriz a la Tubería	Costos Asociados a Cambio de Tubería
2			Tramo Analizado	Espesor de Tubería 1 (Inch)	%Desgaste Espesor 1
3	OD (Inch)	ID (Inch)	1		100
4	3.5	2	2		100
5	Espesor (Inch)	Valor Tramo USD	3		100
6	0.75	25.7561028	4		100

Fuente: Elaborado por los autores.

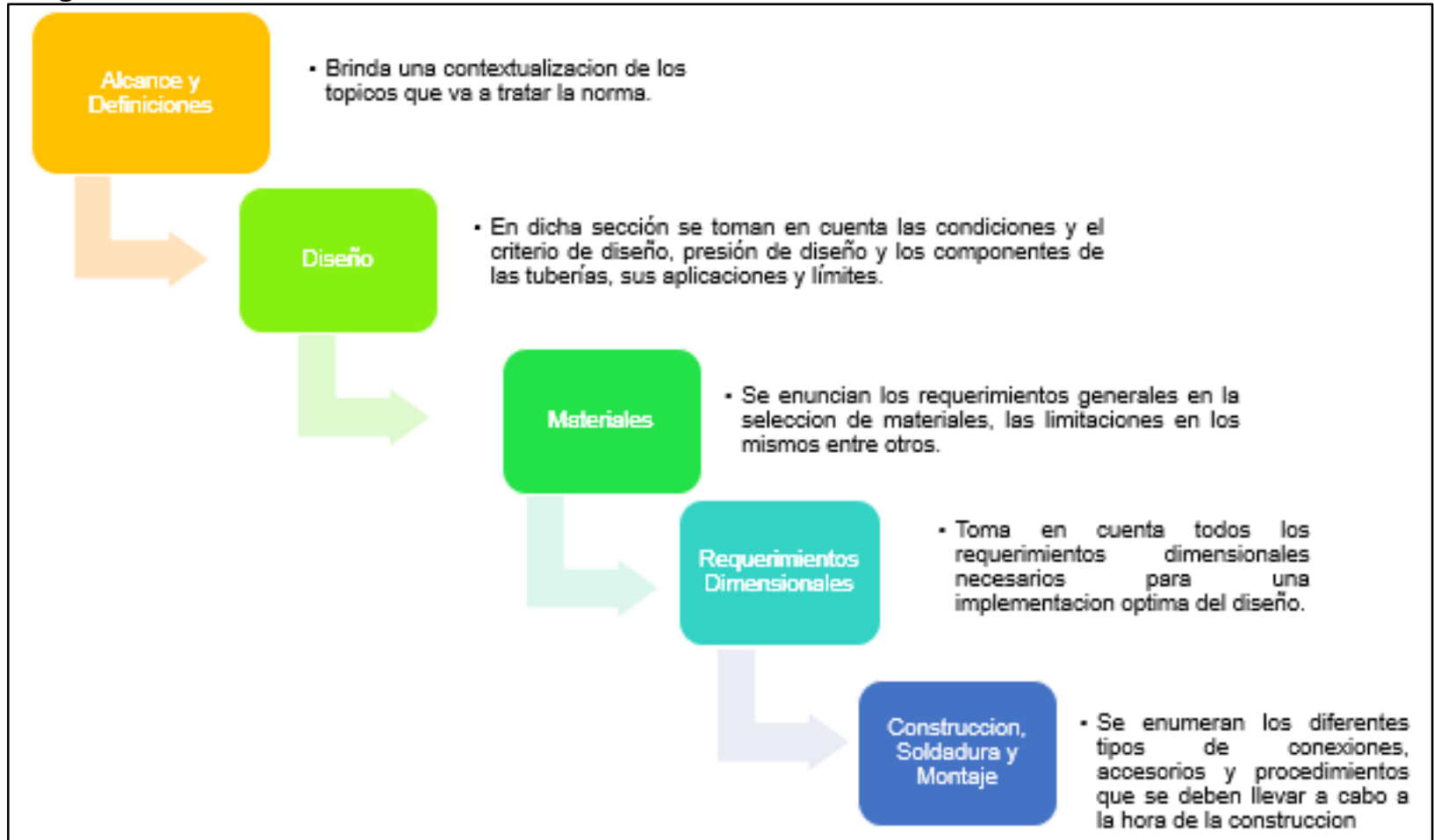
Este procedimiento se realiza con el fin de validar los porcentajes de desgaste por la Norma ASME B 31.4 para de esta forma generar una caracterización y cualificación del estado de la tubería para de esta forma, poder calificar el estado de la tubería y así brindar una decisión con base a la matriz implementándola en un tramo o tramos necesarios. Estas consideraciones se analizan más adelante en el presente capítulo y la implementación en cuanto tal de la matriz se realizará en el siguiente capítulo, en donde se consignarán los datos tomados por ensayos en campo, se analizarán y se concluirá con respecto a los resultados obtenidos.

3.5 NORMA ASME B 31.4

Para comenzar la Norma ASME B 31.4 llamada “PIPE LINE TRANSPORTATION SYSTEMS FOR LIQUID HYDROCARBON AND OTHER LIQUIDS”, cuya traducción al español es “SISTEMAS DE TRANSPORTE DE TUBERÍAS PARA HIDROCARBUROS LÍQUIDOS Y OTROS LÍQUIDOS” actualización más reciente es del año 2016. La finalidad de esta norma es estandarizar todos los procesos que se llevan a cabo al momento de monitorear las tuberías desde el momento de su construcción hasta su puesta en servicio y recomendaciones al analizar tuberías ya utilizadas.

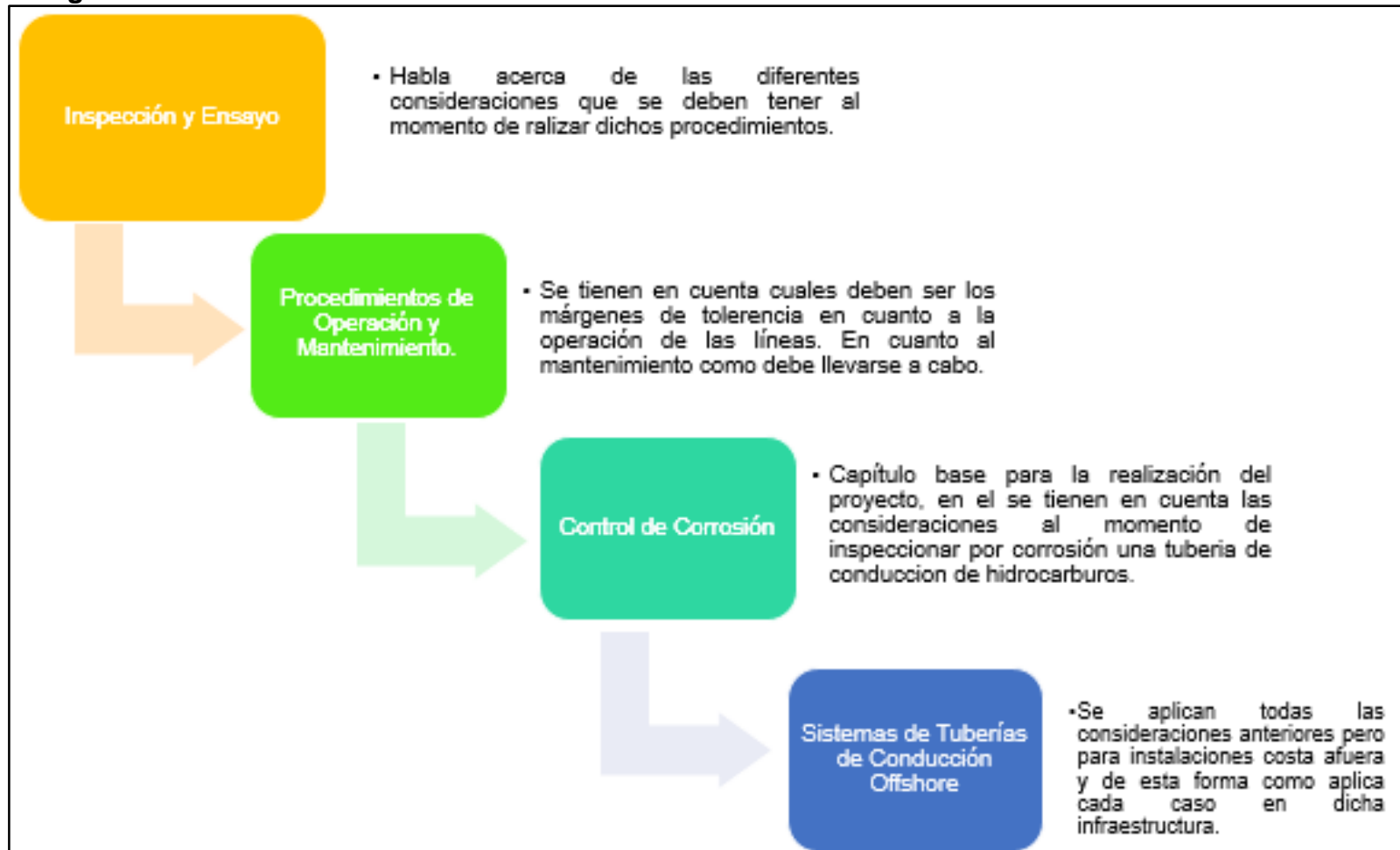
A continuación en los diagramas 1 y 2 se muestran las consideraciones que entran en la norma y cómo son consecuentes entre sí siguiendo un orden lógico. El diagrama brinda un compilado de los aspectos que trata la norma, posteriormente se realizará un breve resumen y finalmente se enfatizará en la sección de la norma que tiene lugar para el desarrollo del proyecto.

Diagrama 1. Resumen Norma ASME B 31.4.



Fuente: Elaboración propia.

Diagrama 2. Resumen Norma ASME B 31.4.



Fuente: Elaboración propia.

Como toda norma ASME y en general de su misma naturaleza, primero deben dar un enfoque del tema que se va a tratar mediante las definiciones apropiadas y necesarias para la consecución paso a paso de los parámetros que toma en cuenta la misma. Dichos parámetros, como se mencionó anteriormente, abarcan etapas como lo son el diseño de líneas según lo que se busca, teniendo en cuenta las presiones y las temperaturas que va a manejar dicha línea, como también los efectos dinámicos y de peso que conllevará transportar fluidos a través del mismo. De igual modo, aconseja los diferentes tipos de cuidados que se deben tener en esta etapa, especialmente en cuanto a esfuerzos y niveles de estrés de la tubería como también los factores medio ambientales a tener en cuenta.

También, dicha etapa toma en cuenta el uso de válvulas, codos, uniones y demás accesorios externos que puede manejar una tubería de conducción para que las labores de ingeniería y logística, puedan ser cubiertas en su totalidad por la norma y de esta forma, realizar los procesos de la manera más eficiente, realizando una mención especial para las juntas o uniones entre tubería.

Por otro lado, la norma ASME B 31.4, también toma en cuenta las consideraciones de los materiales a utilizarse al momento del diseño de la línea, teniendo en cuenta las consideraciones y parámetros previamente descritos, seleccionando el material potencialmente óptimo para que la tubería tenga un alto desempeño. En esta sección se hace una pequeña mención con respecto a la corrosión, en cuanto a las permisividades, los espesores de la tubería no deben considerar la corrosión si la tubería está protegida.⁶⁴

De igual forma la norma analiza, siguiendo una secuencia lógica, los requerimientos dimensionales que deben poseer las líneas para evitar bajos rendimientos al momento de poner en marcha el sistema de tuberías o líneas de conducción. Adicionalmente, se elaboran consideraciones al momento de la construcción del sistema para que lo que se planteó anteriormente pueda llevarse a cabo de manera eficiente. De igual forma en esta sección se hace mención al manejo que se le debe dar a la corrosión interna y externa a tuberías ferrosas diciendo que se refiera a una sección posterior⁶⁵.

A continuación de dicha sección, la norma hace referencia a la inspección y ensayos que se deben realizar en la tubería ya instalada, sin embargo las consideraciones que se deben hacer para el espesor de pared no se toman en cuenta sino hasta capítulos posteriores. En esta sección, se enfoca a inspecciones realizadas a tuberías en el momento previo a puesta en marcha y momentos de instalación. Así, se tocan temas como pruebas visuales y reparaciones previas a instalación, es decir defectos de fábrica.

Entrando en materia se llega a la parte trascendental del proyecto y es en donde toda medida toma validez, en primera instancia, esta sección de la norma habla acerca de los procedimientos de mantenimiento y operación. En la sección

⁶⁴ AMERICAN SOCIETY OF MECHANICAL ENGINEERS, ASME B 31.4: Pipeline Transportation Systems For Liquids Hydrocarbons And Other Liquids. United States of America. 2002. p. 13.

⁶⁵ Ibid., p. 48.

451.6.2 se enuncia “Limits and disposition of imperfections and anomalies”⁶⁶, en español “Límites y disposición de imperfecciones y anomalías” dicha sección habla explícitamente de la corrosión y cuáles son los valores límites que estas deben tener según sea el caso.

La norma enuncia lo siguiente “*External or Internal Corrosion. Areas of external or internal metal loss with a maximum depth greater than 80% of the Wall thickness shall be removed or repaired*”⁶⁷, en español “Corrosión interna o externa. Áreas internas o externas con pérdidas de metal con una profundidad mayor al 80% del espesor, debe ser retiradas o reparadas”. Se tratará este tema más adelante.

Continuando con lo enunciado en la norma del 2016, se ve claramente que cuando el espesor posee un desgaste superior al 80%, es necesario un cambio para cumplir con los estándares determinados por la norma y de esta forma evitar cualquier tipo de riesgo de colapso que pueda generar dicha tubería. Posteriormente a ello, en la misma norma en cuestión, se enuncia lo siguiente “*Areas of corrosion with a maximum depth of 20% or less of the thickness required for design, t, need not to be repaired*”⁶⁸, “Áreas de corrosión con una profundidad del 20% o menor de la pérdida de espesor requerida para el diseño de espesor t, no necesitan ser reparadas”. Lo cual indica que para áreas que posean un desgaste de espesor del 20% o menor no tienen necesidad de ser reparables pues las condiciones de operación son óptimas.

De igual forma también señala lo siguiente “*An area of corrosion with maximum depth greater than 20% but less than or equal to 80% of the Wall thickness shall be permitted to remain unrepaired provided that the safe operating pressure is established*”⁶⁹, En español “El área de corrosión con una profundidad mayor al 20% pero menor o igual al 80% del espesor de la pared, se le permite mantener sin reparo sin embargo es necesario establecer las presiones de operación seguras. De esta forma, se plantean los límites que validarán los datos de la matriz de toma de decisión una vez ingresadas las mediciones que se realizarán en campo.

3.6 IMPLEMENTACIÓN DE LA NORMA EN LA MATRIZ.

Una vez obtenidos los estándares que validarán la matriz, a partir de la norma ASME B 31.4, mediante las condiciones previamente descritas se dispone a plasmar dichos parámetros en la matriz. Se decidió entonces que, para un porcentaje de desgaste de espesor del 20% o menor la matriz señalará en color verde la palabra “Aceptable”, para un porcentaje de desgaste de espesor mayor a 20% y menor o igual a 80% señalará en color amarillo “Condiciones Operativas Riesgosas” y para un porcentaje de desgaste de espesor superior al 80%

⁶⁶ Ibid., p. 58

⁶⁷ AMERICAN SOCIETY OF MECHANICAL ENGINEERS, ASME B 31.4: Pipeline Transportation Systems For Liquids Hydrocarbons And Other Liquids. United States of America. 2016. p. 65.

⁶⁸ Ibid., p. 65

⁶⁹ Ibid., p. 65

señalará en color rojo “Crítico”. En el Anexo D, en la sección D1 se puede ver la formulación para la generación automática de lo explicado anteriormente. A continuación, en la figura 44 se puede observar una ilustración de lo explicado anteriormente una vez programada la matriz bajo formulación básica de Excel.

Figura 44. Interfaz de Microsoft Excel una vez implementada la fórmula de límites de funcionamiento.

%Desgaste Espesor 1	Estado de Tuberia
20	Aceptable
60	Condiciones Operativas Riesgosas
100	Crítico

Fuente: Elaboración propia.

Posterior a ello, una vez validados los datos por la norma ASME B31.4, se dispone a realizar la decisión planteada de manera inmediata para el tramo o sección, realizando en efecto la finalidad del proyecto y sugerir una decisión con base a los efectos de corrosión sobre el espesor y la reducción del mismo. Según el avance de la corrosión y los estándares de la norma surgen los siguientes planteamientos.

Para cuando el estado de la tubería sea aceptable, no tiene ningún problema operacional, por ende la matriz arrojará “Condiciones Operativas Óptimas” en color verde. Para cuando el estado de tubería sea “Condiciones Operativas Riesgosas” la matriz arrojará “Tener Bajo Análisis” en color amarillo. Y finalmente cuando el estado de la tubería sea “Crítico”, la matriz arrojará “Cambio Inmediato” en color rojo. Dicha escala de colores, se escogió por los autores queriendo simbolizar el verde como ningún riesgo, amarillo como posible riesgo y rojo simbolizando el estado avanzado de desgaste y su inminencia a la falla.

En el Anexo D, en la sección D2 se puede, se mostrará la formulación generada para mostrar la decisión inmediata que se debe tomar con base a los datos medidos y validados por la norma ASME B31.4. A continuación, en la figura 45 se puede observar lo anteriormente planteado.

Figura 45. Interfaz de Microsoft Excel una vez implementada la fórmula de límites de funcionamiento.

%Desgaste Espesor 1	Estado de Tuberia	Decision inmediata
20	Aceptable	Condiciones Operativas Óptimas
60	Condiciones Operativas Riesgosas	Tener Bajo Análisis
100	Crítico	Cambio inmediato

Fuente: Elaboración propia.

3.7 SEGUNDA MEDIDA

Como se planteó anteriormente, se tomará una segunda medida del mismo tramo de tubería un tiempo determinado después y se realizarán las mismas acciones con estas medidas. Esto con el fin de contrastar si hay un avance

notorio de corrosión en el espesor, entre medida y medida para de esta forma realizar una predicción de la vida útil de la tubería analizada. Dicho análisis se realizará más adelante. A continuación, en la figura 46 se mostrará la interfaz para la segunda medida.

Figura 46. Interfaz de Microsoft Excel una vez tomada la segunda medida.

%Desgaste espesor 2	Estado de Tubería2	Decision Inmediata2
20	Aceptable	Condiciones Operativas Optimas
60	Condiciones Operativas Riesgosas	Tener Bajo Análisis
100	Crítico	Cambio inmediato

Fuente: Elaborado por los autores.

Esto con el fin de poder comparar las medidas realizadas con respecto al primer espesor medido y poder observar si la tubería será operable o no.

Al realizar dicho análisis se generará una formulación que evalúe el porcentaje de disminución del espesor, como se puede observar en la ecuación 4, en la segunda medida a determinado tiempo después de la primera y de esta forma se podrá hacer un contraste entre las medidas tomadas. Esto con el fin de realizar cálculos que serán mostrados posteriormente.

Ecuación 4. Porcentaje de Desgaste entre medidas 1 y 2.

$$100\% - \left(\frac{\text{Espesor Medida 2}}{\text{Espesor Medida 1}} * 100 \right) = \% \text{ de Desgaste entre medidas}$$

Dicha operación se realiza en la matriz y permite conocer el porcentaje de desgaste que se produjo entre medida y medida. Una vez realizado dicho procedimiento se procede a generar una extrapolación de las medidas y así determinar en qué momento dicho desgaste se convertirá en condiciones operativas riesgosas, criticidad y falla o ruptura. Mediante Microsoft Excel se trazarán varias líneas de tendencia al comportamiento de la corrosión de las medidas tomadas, mediante las cuales se determinará la ecuación de ajuste a dicha tendencia. Es por ello que, a partir de los valores medidos, se podrá generar una extrapolación a través de MICROSOFT EXCEL, para cada uno de los modelos matemáticos posibles y que se mostrarán más adelante para de esta forma conocer cual se ajusta más y generar un contraste entre ellos.

3.8 PROCEDIMIENTO PARA LA OBTENCIÓN DE CURVAS TIPO DE EXTRAPOLACIÓN

Dicha extrapolación se generará gráficamente y para determinar los valores numéricos, es decir el tiempo en el cual sucederán los eventos descritos anteriormente, se utilizará la herramienta “buscar objeto” de la división “Análisis de hipótesis” de la pestaña datos, en MICROSOFT EXCEL.

A continuación, se mostrarán las curvas tipo que se pueden generar para diferentes líneas de tendencia que busque representar el comportamiento de la corrosión y cómo ésta influencia directamente los espesores de la tubería.

Se utilizaron medidas aleatorias para representar lo propuesto anteriormente para una tubería de acero al carbón de 8 Pulgadas con espesor de 0.322 mm y se propuso para la primera medida un espesor de 0.300 mm con una reducción en porcentaje del 6,84% y para la segunda medida se eligió un espesor de 0.290 mm con una reducción en porcentaje del 9,93% con respecto al espesor original.

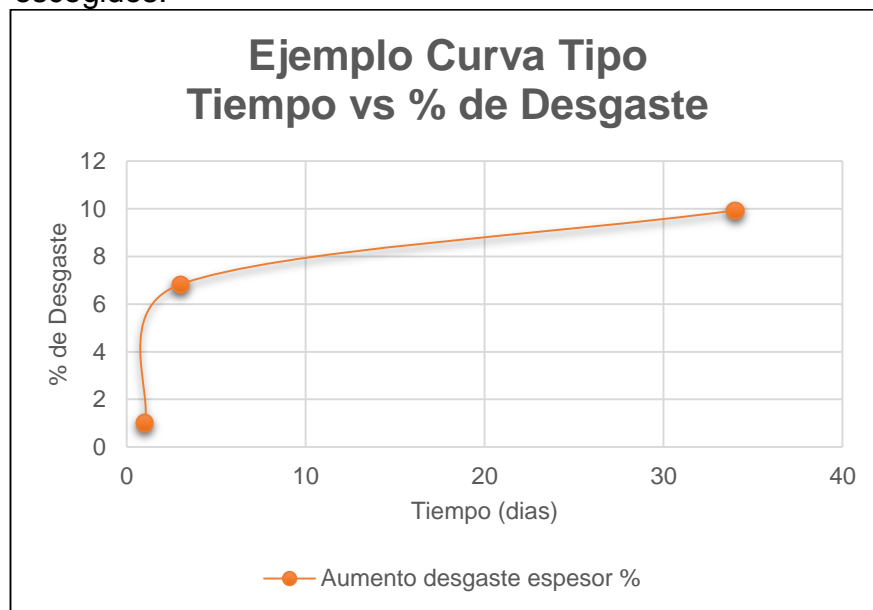
Se seleccionó, por efectos prácticos y demostrativos que la primera medida se tomó 4 días después de haber puesto en funcionamiento la tubería. Sin embargo, dichos datos no son demostrativos. La segunda medida se tomó a los 30 días de la primera.

Es importante aclarar que para que los datos obtenidos de la extrapolación sean confiables, éstos deben ser numerosos para de esta forma poder construir una tendencia gráfica definida. A modo de ejemplo y de la funcionalidad que puede tener la matriz se genera el siguiente procedimiento.

3.8.1 Ejemplo de Comportamiento del Porcentaje de Desgaste vs Tiempo.

A continuación, se muestra la gráfica 1 en donde se muestra el comportamiento del desgaste para las condiciones planteadas.

Gráfica 1. Comportamiento de la corrosión para los datos escogidos.

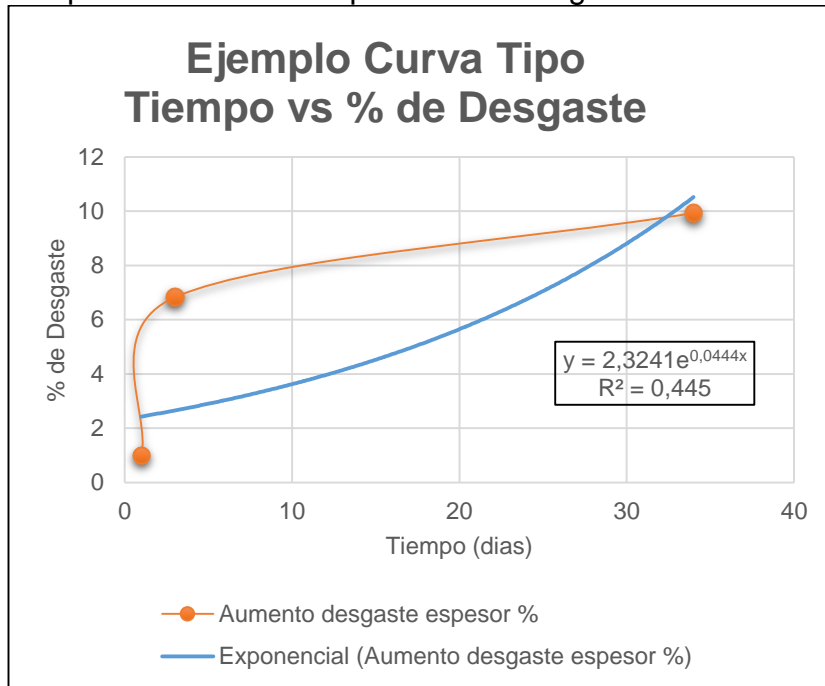


Fuente: Elaboración propia.

3.8.2 Ejemplo Curvas de Tendencia Tipo Bajo Diferentes Modelos Matemáticos:

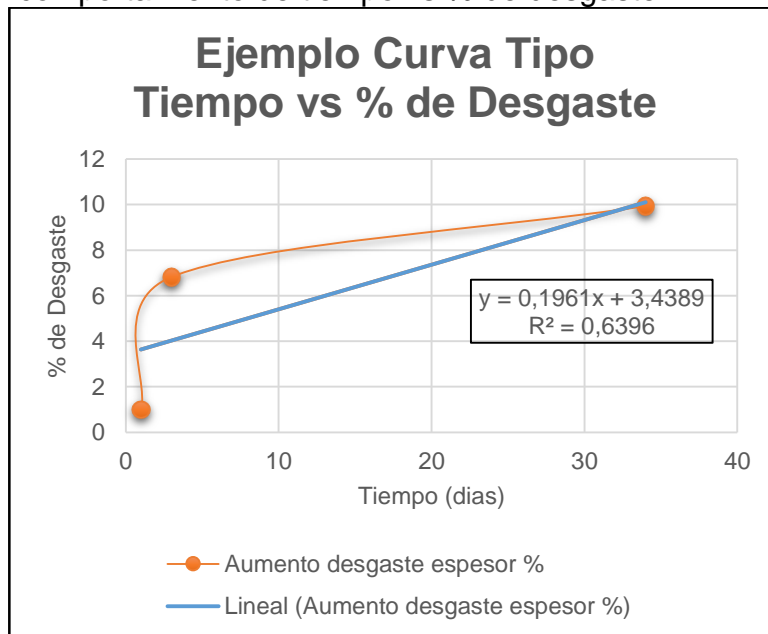
A continuación en las gráficas 2 a 6 se mostraran las diferentes líneas de tendencia para el comportamiento presentado por las medidas tomadas:

Gráfica 2. Tendencia Exponencial a la corrosión para un comportamiento de tiempo vs % de desgaste.



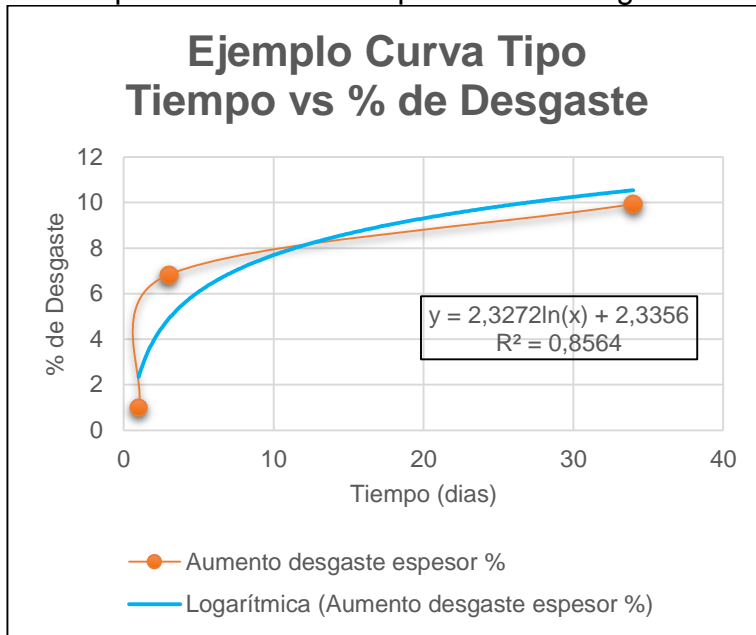
Fuente: Elaboración propia.

Gráfica 3. Tendencia Lineal a la corrosión para un comportamiento de tiempo vs % de desgaste.



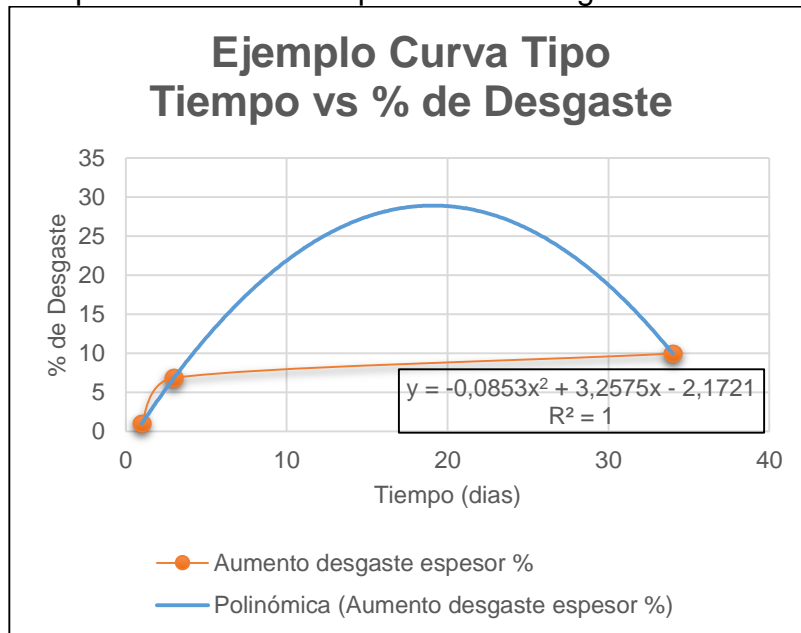
Fuente: Elaboración propia.

Gráfica 4. Tendencia Logarítmica a la corrosión para un comportamiento de tiempo vs % de desgaste.



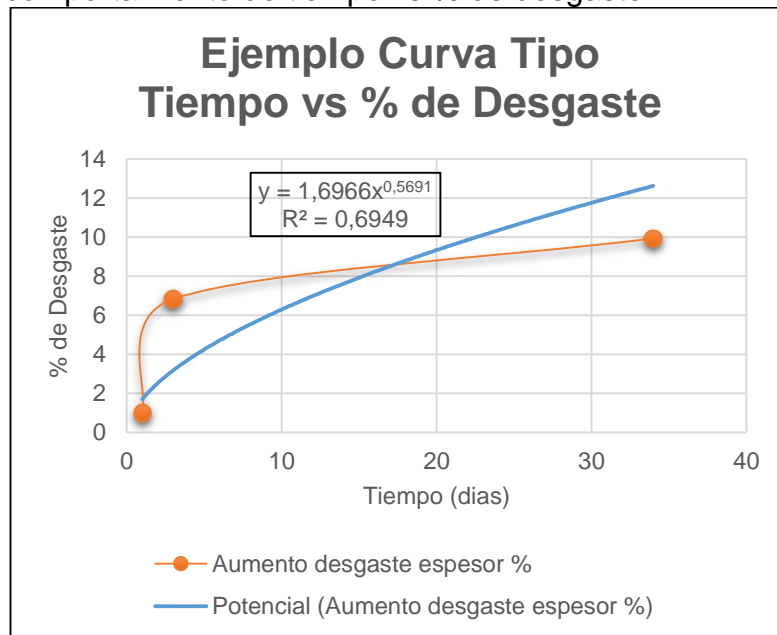
Fuente: Elaboración propia.

Gráfica 5. Tendencia Polinómica a la corrosión para un comportamiento de tiempo vs % de desgaste.



Fuente: Elaboración propia.

Gráfica 6. Tendencia Potencial a la corrosión para un comportamiento de tiempo vs % de desgaste.



Fuente: Elaboración propia.

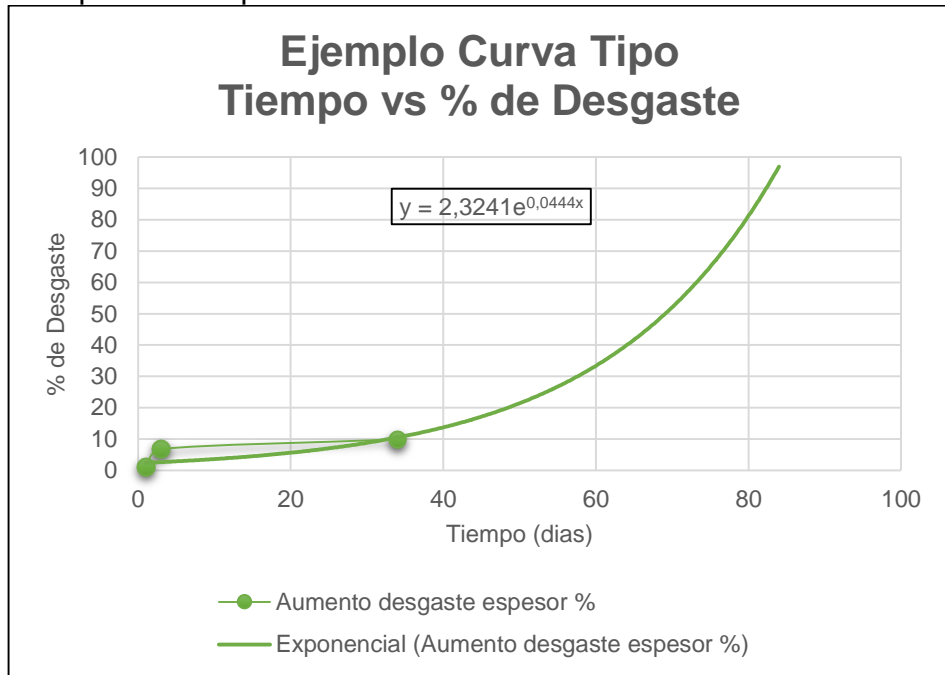
3.8.3 Curvas Tipo de Extrapolación de Tendencias para el Comportamiento Planteado. Una vez tomadas las ecuaciones de tendencia de las gráficas, se dispone a extrapolar las medidas a partir de la función descrita con anterioridad en la sección análisis de datos de MICROSOFT EXCEL. Siendo así se plantea la tabla 2, dónde “Porcentaje” a valor 80 es donde la tubería se encuentra en condiciones críticas de operación y el “Tiempo (Días)” es en cuanto tiempo sucederán dichos sucesos. A su vez FOB significa función objetivo y es el resultado que se obtiene de la función al reemplazar dichos valores de tiempo.

Tabla 3. Tiempo estimado de criticidad y falla bajo un comportamiento exponencial.

Porcentaje %	FOB Exponencial	Tiempo (Días)
80	80.0000033	80.42485929
100	100.0000052	85.49630387

Fuente: Elaboración propia

Gráfica 7. Ejemplo Curva tipo tiempo vs % de desgaste para una extrapolación exponencial.



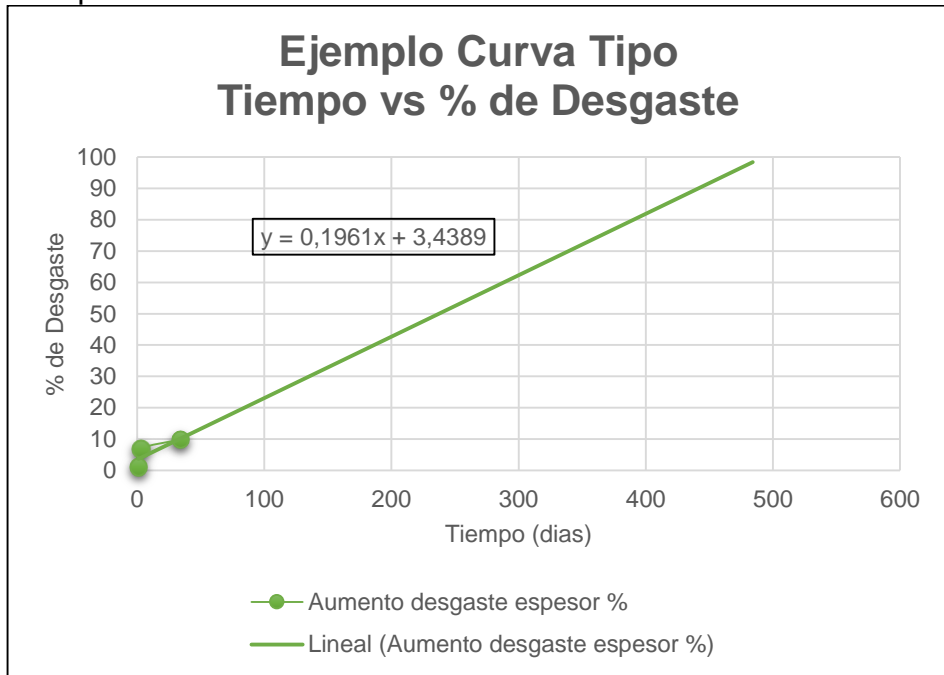
Fuente: Elaboración propia.

Tabla 4. Tiempo estimado de criticidad y falla bajo un comportamiento lineal.

Porcentaje %	FOB Lineal	Tiempo (Dias)
80	80	390.4186639
100	100	492.4074452

Fuente: Elaboración propia.

Gráfica 8. Ejemplo Curva tipo tiempo vs % de desgaste para una extrapolación lineal.



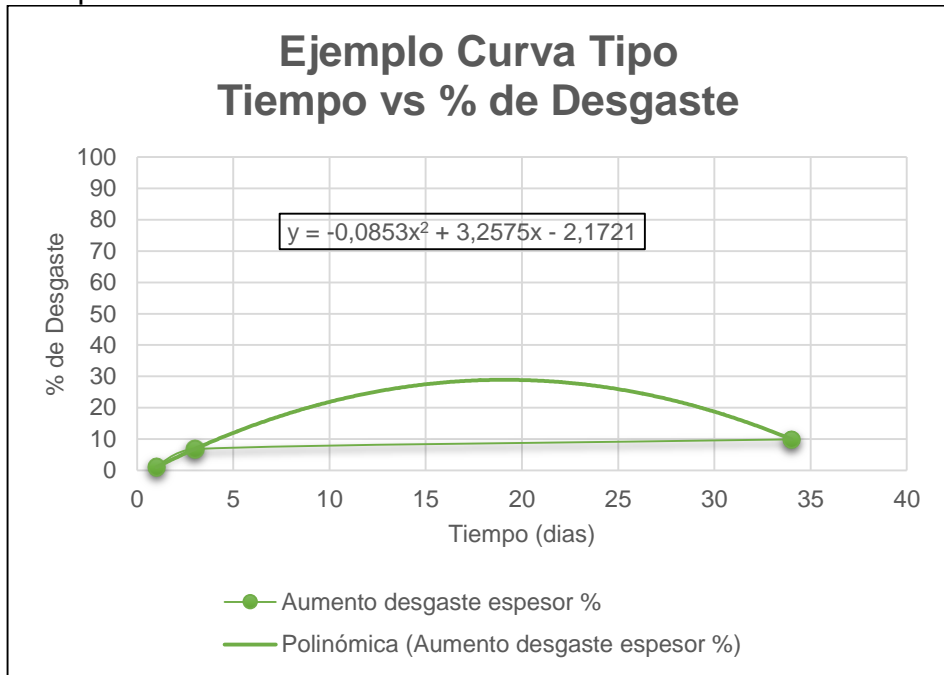
Fuente: Elaboración propia.

Tabla 5. Tiempo estimado de criticidad y falla bajo un comportamiento polinómico

Porcentaje %	FOB Lineal	Tiempo (Días)
80	80.00004952	17.34634963
100	100.000003	20.43273554

Fuente: Elaboración propia.

Gráfica 9. Ejemplo Curva tipo tiempo vs % de desgaste para una extrapolación Polinómica.



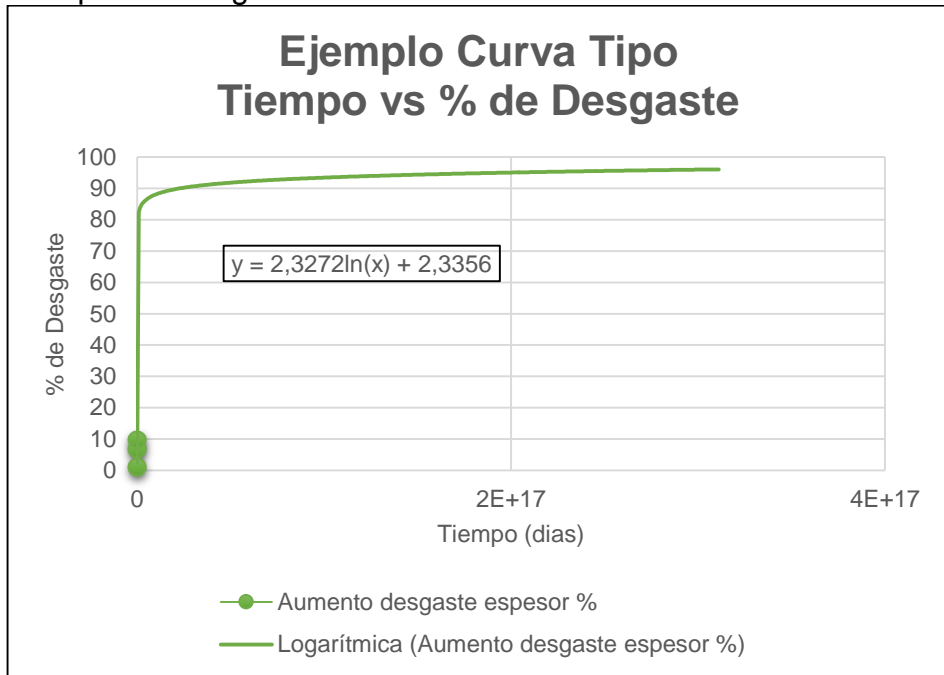
Fuente: Elaboración propia.

Tabla 6. Tiempo estimado de criticidad y falla bajo un comportamiento logarítmico.

Porcentaje %	FOB Lineal	Tiempo (Dias)
80	79.9999168	3.11503E+14
100	99.99949783	1.68158E+18

Fuente: Elaboración propia.

Gráfica 10. Ejemplo curva tipo tiempo vs % de desgaste para una extrapolación logarítmica.



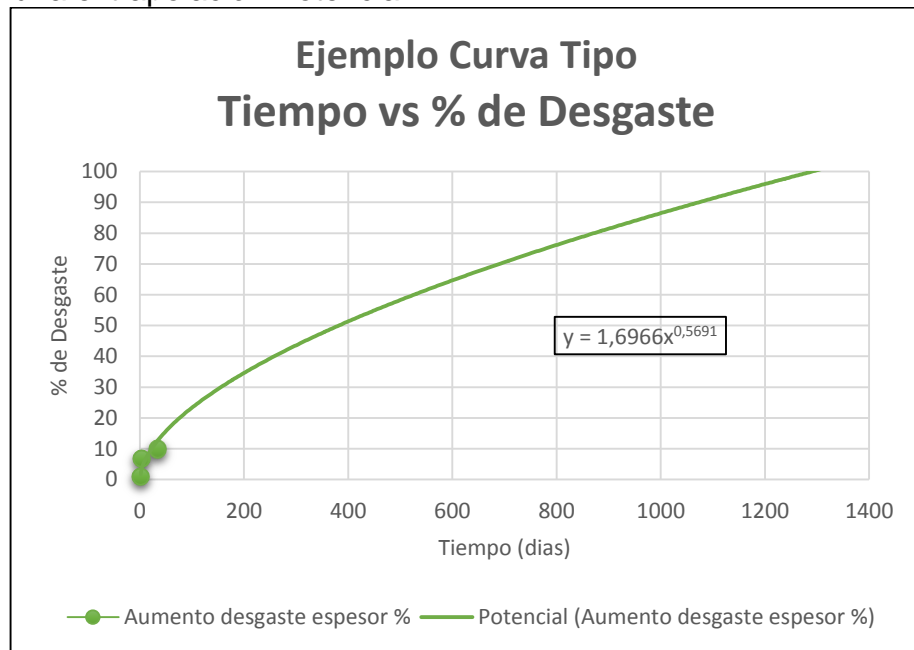
Fuente: Elaboración propia.

Tabla 7 Tiempo estimado de criticidad y falla bajo un comportamiento potencial.

Porcentaje %	FOB Lineal	Tiempo (Días)
80	79.99986774	872.218329
100	99.99998964	1290.960135

Fuente: Elaboración propia.

Gráfica 11. Ejemplo curva tipo tiempo vs % de desgaste para una extrapolación Potencial.



Fuente: Elaboración propia.

Como se puede observar las diferentes extrapolaciones generan diferentes comportamientos y a su vez valores. Al tener datos reales, se podrá generar un análisis más concreto del comportamiento generado por el desgaste por corrosión y con qué ajuste se puede determinar la extrapolación que definirá la vida útil de la tubería, siempre y cuando se cuente con la cantidad de datos suficientes para poder realizar dicho análisis.

Es importante hacer mención que la corrosión no posee un comportamiento de evolución matemático definido pues el fenómeno ocurre de manera aleatoria en el espacio donde sucede, siempre y cuando se cumplan los fenómenos electroquímicos mencionados en capítulos anteriores. De igual forma, no se contemplará el fenómeno de la pasivación en los análisis a realizar.

3.9 CALIFICACIÓN DEL ESTADO DE LA TUBERÍA

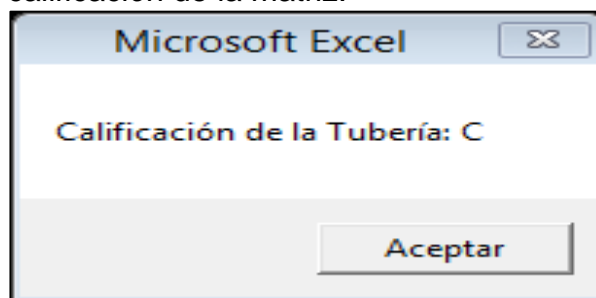
A partir de lo anterior, es necesario complementar la matriz con unas aplicaciones adicionales. Entre ellas, se decidió elaborar una macro de calificación en la cual bajo decisión de los autores se categorizó en lo siguiente:

Si en la matriz de decisión solamente surgieron dos tramos o menos de tubería en estado “Condiciones Operativas Riesgosas” o en estado “Critico” la calificación será “A” siendo ésta la mayor calificación que se puede obtener. Si hay de 2 a 5 tramos en “Condiciones operativas riesgosas” o en estado “Critico” la calificación será “B” y si hay más de 5 tramos en “Condiciones operativas riesgosas” o en estado “Critico” la calificación es “C” siendo ésta la más baja. En

la hoja de Excel se plasmarán dichos límites y a partir de ellos se asignarán las macros que se mostrará más adelante:

A continuación, en la figura 47 se mostrará la interfaz de la calificación de la matriz.

Figura 47. Interfaz generada a partir de la calificación de la matriz.

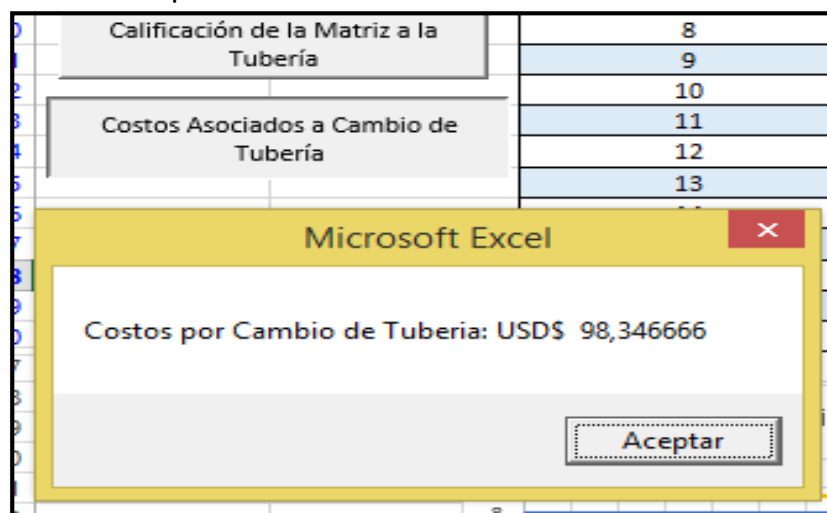


Fuente: Elaboración propia.

3.10 COSTOS POR CAMBIO DE TUBERÍA

De igual forma se plantea generar un acumulado de costos estimados por tuberías que presenten un estado de “Condiciones Operativas Riesgosas” y/o un estado “Crítico” por tramo analizado. Se otorgará un costo estimado con base a las fuentes consultadas y presentadas con anterioridad en la figura 48.

Figura 48. Interfaz generada a partir de los costos estimados para la matriz.



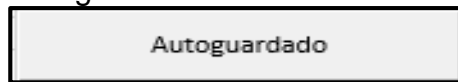
Fuente: Elaboración propia.

3.11 AUTOGUARDADO

De igual forma se pensó que es relevante generar una individualización de las medidas por fecha y hora de cuando se realizarán y modificarán los últimos datos. Por ello se realizó una macro de autoguardado que a partir de un botón

genere una carpeta en la misma localización del archivo raíz con la fecha, hora, minuto y segundo con el que se realizó la modificación. A continuación, en la figura 49. En el anexo C, en la sección C4 se puede observar la programación del botón autoguardado.

Figura 49. Botón de autoguardado de la matriz.

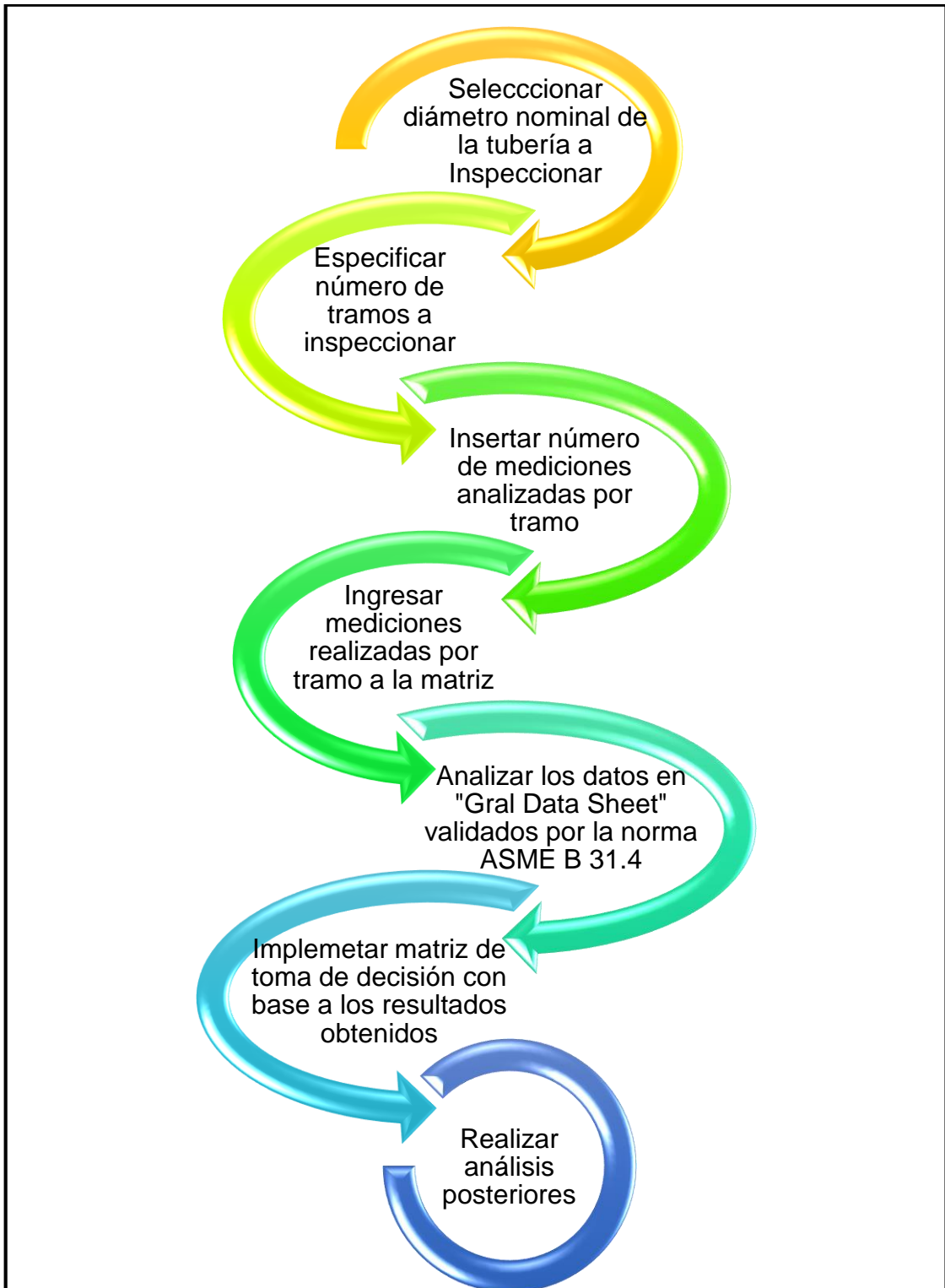


Fuente: Elaboración propia.

En el siguiente capítulo, se usará la matriz con los datos tomados suministrados por la empresa soporte, a partir de la medición de espesores a través del uso de los ensayos no destructivos, mediante la técnica de ultrasonido, realizando un análisis de los resultados. Como se mencionó anteriormente, dichos datos serán validados por la norma ASME B31.4.

A continuación, en el diagrama 3 se mostrarán cuáles son los pasos a seguir en la utilización de la matriz.

Diagrama 3. Explicación procedimientos paso a paso para la utilización de la matriz.



Fuente: Elaborado por los Autores.

4. IMPLEMENTACIÓN DE LA MATRIZ

4.1 CONDICIONES INICIALES

En el presente capítulo, a partir de la adquisición de datos de medición de espesores, se utilizará la matriz y se cumplirá el objetivo de validar los resultados de la matriz de toma de decisión de acuerdo a la norma ASME B 31.4 para su implementación en un tramo determinado de la línea de descarga de pozo. A su vez, también se cumplirá el objetivo de analizar los resultados obtenidos a partir de la matriz de toma de decisión con base a lo descrito en el capítulo anterior.

Para ello, se realizará el procedimiento previamente planteado en el diagrama 3 del capítulo 3. Como se puede observar en el diagrama, el primer paso para la utilización de la matriz es la selección del diámetro nominal de la tubería a inspeccionar. Para este caso de estudio, se analizará una tubería de 10 pulgadas de diámetro nominal con una cedula de 120, acero al carbón.

Para dicho análisis se conoce a través del anexo A y el anexo B que el diámetro interno y externo para este tipo de tubería es 9,604 pulgadas y 10,750 pulgadas respectivamente. De acuerdo a la ecuación 1 se puede determinar el espesor de la tubería, como se puede observar a continuación

$$\begin{aligned} \text{Espesor} &= \frac{\text{Diámetro Externo} - \text{Diámetro Interno}}{2} \\ \text{Espesor} &= \frac{10,750 - 9,604}{2} \\ \text{Espesor} &= 0,843 \text{ pulgadas} \end{aligned}$$

Sin embargo, dicha operación la realiza automáticamente la matriz como se mostró en el capítulo anterior. Así mismo automáticamente, una vez seleccionado el diámetro nominal de la tubería, la matriz mostrará el costo estimado por tramo de tubería (6 m), como se puede ver en la figura 50.

Figura 50. Dimensiones de la tubería escogidas para el estudio a analizar. Elaborado por los autores.

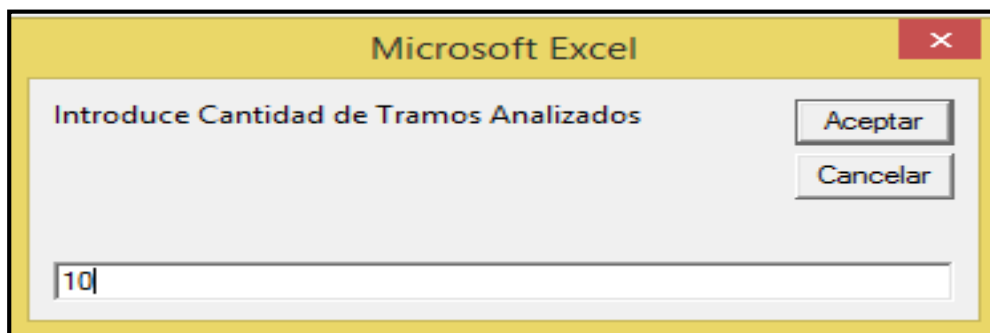
Tubería Acero al Carbon 10 Cédula 12	
OD (Inch)	ID (Inch)
10.75	9.064
Espesor (inch)	Valor Tramo USD
0.843	139.3957092

Fuente: Elaboración propia.

Posteriormente, siguiendo los pasos presentados en el capítulo anterior, es necesario seleccionar el número de tramos inspeccionados para la tubería. Para este caso, se seleccionarán 10 tramos a analizar. Para ello se utilizará el botón "Input Tramos" señalada en la figura 37 y programada como se muestra en el anexo C.

En la figura 51, se puede observar la cantidad de tramos que se solicita, en este caso 10 para el estudio relizado y la interfaz que solicita dicha información.

Figura 51. Interfaz solicitante de la cantidad de tramos medidos en el estudio.



Fuente: Elaboración propia.

Y de igual forma, se generarán automáticamente el número de espacios necesarios para la construcción de la matriz como se puede observar en la figura 52:

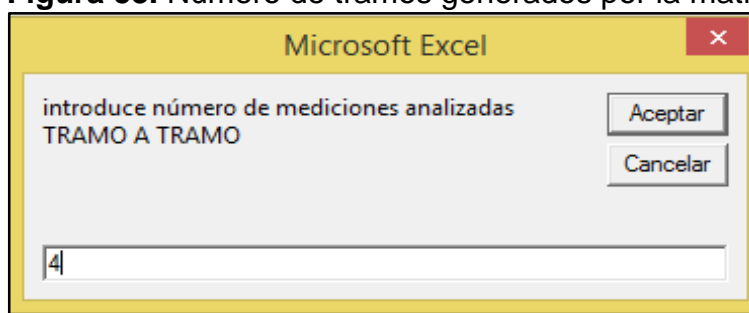
Figura 52. Número de tramos generados por la matriz.

Tramo Analizado
1
2
3
4
5
6
7
8
9
10

Fuente: Elaboración propia.

Posteriormente a ello, se deben ingresar el número de mediciones analizadas tramo a tramo, para el objeto de este estudio, se elegirá 4 medidas por tramo, para los 10 tramos en total. De esta forma se podrá analizar de una manera individual cada tramo. A continuación en la figura 53 se introduce dicha información en la matriz.

Figura 53. Número de tramos generados por la matriz.



Fuente: Elaboración propia.

4.2 INGRESO DE MEDIDAS

Una vez ingresado el número de mediciones por tramo, se generará una hoja individual por tramo como se explicó en el capítulo anterior. De esta forma el siguiente paso es ingresar una a una las mediciones, tanto los datos de la primera medida como los datos de la segunda medida a un tiempo determinado entre medida y medida a la matriz. Es importante mencionar que los datos de espesor fueron adquiridos a través de ensayos no destructivos mediante la técnica de medición de espesores de ultrasonido. Los datos obtenidos se muestran en las tablas 7 y 8.

Tabla 8. Datos Proporcionados para ser Implementados en la Matriz (27 meses).

27 Meses	Tramo 1	Tramo 2	Tramo 3	Tramo 4	Tramo 5
Medida 1 (Inches)	0.785	0.783	0.857	0.828	0.829
Medida 2 (Inches)	0.757	0.796	0.869	0.758	0.857
Medida 3 (Inches)	0.721	0.812	0.839	0.870	0.863
Medida 4 (Inches)	0.742	0.816	0.839	0.848	0.835
	Tramo 6	Tramo 7	Tramo 8	Tramo 9	Tramo 10
Medida 1 (Inches)	0.839	0.791	0.734	0.731	0.731
Medida 2 (Inches)	0.872	0.780	0.726	0.747	0.765
Medida 3 (Inches)	0.832	0.767	0.772	0.747	0.770
Medida 4 (Inches)	0.850	0.773	0.761	0.734	0.766

Fuente: Datos Proporcionados por TESTEK DE COLOMBIA SAS.

Tabla 9. Datos Proporcionados para ser Implementados en la Matriz (40 meses).

40 Meses	Tramo 1	Tramo 2	Tramo 3	Tramo 4	Tramo 5
Medida 1 (Inches)	0.748	0.789	0.860	0.821	0.829
Medida 2 (Inches)	0.733	0.810	0.861	0.785	0.844
Medida 3 (Inches)	0.758	0.794	0.835	0.839	0.855
Medida 4 (Inches)	0.759	0.802	0.837	0.849	0.836
	Tramo 6	Tramo 7	Tramo 8	Tramo 9	Tramo 10
Medida 1 (Inches)	0.851	0.778	0.736	0.752	0.741
Medida 2 (Inches)	0.861	0.792	0.740	0.746	0.772
Medida 3 (Inches)	0.828	0.788	0.770	0.759	0.770
Medida 4 (Inches)	0.829	0.783	0.754	0.755	0.754

Fuente: Datos proporcionados por TESTEK DE COLOMBIA SAS.

En total se ingresaron 8 datos por tramo para los 10 tramos, es decir un total de 80 datos. En la tabla 7 se ingresaron las medidas tomadas 27 meses después de la instalación de la tubería, por otro lado en la tabla 8 se ingresaron los datos que se tomaron 40 meses después de la instalación de la tubería, para cada tramo respectivamente. Dichas medidas fueron proporcionadas por la empresa soporte TESTEK DE COLOMBIA SAS de la tubería de línea de descarga, con fines académicos para el desarrollo del presente proyecto y de esta forma poder demostrar la funcionalidad de la matriz.

Una vez ingresados dichos datos en la matriz, se procedió a realizar el análisis de los mismos, previamente a los resultados que se obtendrán de la matriz. En la figura 54 se ve el promedio de espesor por tramo, es decir, “Espesor de tubería 1” para el tramo 1, equivale al promedio de las 4 mediciones que realizaron para el tramo 1 a los 27 meses de instalada la tubería y así sucesivamente para cada tramo. Por otro lado, “Espesor de tubería 2” para el tramo 1, equivale al promedio de las 4 mediciones que realizaron para el tramo 1 a los 40 meses de instalada la tubería y así sucesivamente para cada tramo. Como se explicó anteriormente dichas medidas se ponderarán automáticamente por tramo en la hoja “Gral Data Sheet”. En primer lugar, se evidenció que los tramos 3, 5 y 6 para la primera medida presentan aumento de espesor a comparación con el de fábrica, esto podría deberse a posibles depositaciones generadas en la tubería por contaminantes dando como resultado dicho aumento de espesor o por el fenómeno de pasivación, el cual no será tenido en cuenta en el análisis. Dicha información se puede observar en la figura 54 y evidenciando también los ponderados para las segundas medidas.

Figura 54. Presentación de Datos en la Matriz.

Tramo Analizado	Espesor de Tubería 1 (Inch)	Espesor de Tubería 2 (Inch)
1	0.7513	0.7495
2	0.8018	0.7988
3	0.8510	0.8483
4	0.8260	0.8235
5	0.8460	0.8410
6	0.8483	0.8423
7	0.7778	0.7853
8	0.7483	0.7500
9	0.7398	0.7530
10	0.7580	0.7593

Fuente: Elaboración propia.

De igual forma entre la primera y la segunda medida también se evidenciaron cambios de espesor. Para los tramos 7 al 10, se evidenció una vez más el fenómeno de aumento de espesor debido a posibles depositaciones en los tramos finales.

Es importante mencionar que, la finalidad de la matriz es analizar el desgaste generado por la pérdida de espesor mas no por el aumento del espesor debido a depositaciones, dichos estudios salen de la delimitación del proyecto y podrían ser evaluados en proyectos posteriores. A su vez, quien alimentará el software será el inspector de ensayos no destructivos quien, con ayuda de la matriz, podrá tomar determinada decisión con respecto a la tubería o tuberías analizadas.

4.3 CÁLCULO PORCENTAJES DE DESGASTE

Luego de ello se analizará el porcentaje de desgaste que se obtuvo entre las medidas, teniendo en cuenta los parámetros de la norma ASME B 31.4, como se puede observar en la figura 55.

Figura 55. Porcentaje de Desgaste.

Tramo Analizado	%Desgaste Espesor 1	%Desgaste espesor 2
1	10.88374852	11.09134045
2	4.893238434	5.24911032
3	-0.948991696	-0.622775801
4	2.016607355	2.31316726
5	-0.355871886	0.237247924
6	-0.622775801	0.088967972
7	7.740213523	6.850533808
8	11.2396204	11.03202847
9	12.24792408	10.67615658
10	10.08303677	9.934756821

Fuente: Elaboración propia.

Se puede observar que el porcentaje de desgaste aumenta en relación con las medidas, como es de esperarse según el tiempo entre medida y medida y la

repercusión que esta última variable influye en cuanto al desgaste, más adelante se profundizará con respecto al tema.

Luego de ello se validaron los datos según la norma ASME B31.4 según el porcentaje de desgaste que presentan los tramos analizados, como se puede observar en la figura 56 y figura 57. Como se mencionó anteriormente, los datos se obtuvieron a partir de ensayos no destructivos mediante la técnica de ultrasonido (Explicación teórica Capítulo 2) para medir los espesores, el software se alimentó a partir de los datos proporcionados por esta técnica y en un futuro los técnicos que realicen inspecciones posteriores serán quienes alimenten la matriz.

Figura 56. Porcentaje de desgaste para primera medida validación norma ASME B31.4.

Tramo Analizado	%Desgaste Espesor 1	Estado de Tubería	Decision inmediata
1	10.88374852	Aceptable	Condiciones Operativas Óptimas
2	4.893238434	Aceptable	Condiciones Operativas Óptimas
3	-0.948991696	Aceptable	Condiciones Operativas Óptimas
4	2.016607355	Aceptable	Condiciones Operativas Óptimas
5	-0.355871886	Aceptable	Condiciones Operativas Óptimas
6	-0.622775801	Aceptable	Condiciones Operativas Óptimas
7	7.740213523	Aceptable	Condiciones Operativas Óptimas
8	11.2396204	Aceptable	Condiciones Operativas Óptimas
9	12.24792408	Aceptable	Condiciones Operativas Óptimas
10	10.08303677	Aceptable	Condiciones Operativas Óptimas

Fuente: Elaboración propia.

Figura 57. Porcentaje de desgaste para segunda medida validación norma ASME B31.4.

Tramo Analizado	%Desgaste espesor 2	Estado de Tubería 2	Decision Inmediata 2
1	11.09134045	Aceptable	Condiciones Operativas Óptimas
2	5.24911032	Aceptable	Condiciones Operativas Óptimas
3	-0.622775801	Aceptable	Condiciones Operativas Óptimas
4	2.31316726	Aceptable	Condiciones Operativas Óptimas
5	0.237247924	Aceptable	Condiciones Operativas Óptimas
6	0.088967972	Aceptable	Condiciones Operativas Óptimas
7	6.850533808	Aceptable	Condiciones Operativas Óptimas
8	11.03202847	Aceptable	Condiciones Operativas Óptimas
9	10.67615658	Aceptable	Condiciones Operativas Óptimas
10	9.934756821	Aceptable	Condiciones Operativas Óptimas

Fuente: Elaboración propia.

Como se puede observar para ambas medidas, no se superó el primer umbral que señala la norma del 20% para condiciones operativas riesgosas para ninguno de los tramos, sin embargo existe la posibilidad de que en ciertos tramos se pueda generar una afectación mayor como en los tramos 1, 2, 4, 7, 8, 9 y 10. Al poseer una cantidad limitada de datos no es posible generar una extrapolación confiable planteada en el Capítulo 3, por ende solamente se mostrará el comportamiento gráfico de los datos obtenidos.

Posteriormente, se realiza un comparativo en % de desgaste entre la primera y la segunda medida para cada tramo, siguiendo la ecuación 3 del capítulo 3 para determinar % de desgastes, como se puede ver en la figura 58.

Figura 58. Porcentaje de Desgaste entre Primera y Segunda Medida.

Tramo Analizado	Espesor de Tubería 1 (Inch)	Espesor de Tubería 2 (Inch)	% Desgaste Espesor 1 vs 2
1	0.7513	0.7495	0.207591934
2	0.8018	0.7988	0.355871886
3	0.8510	0.8483	0.326215896
4	0.8260	0.8235	0.296559905
5	0.8460	0.8410	0.59311981
6	0.8483	0.8423	0.711743772
7	0.7778	0.7853	0.889679715
8	0.7483	0.7500	0.207591934
9	0.7398	0.7530	1.571767497
10	0.7580	0.7593	0.148279953

Fuente: Elaboración propia.

Una vez consignadas las medidas en la matriz se dispondrá a ponderar los datos relevantes para ambas medidas. Es decir, solamente se hará el análisis para los tramos 1, 2 y 4, pues estos cumplen con el tipo de desgaste que se busca analizar.

Los ponderados de las medidas son los siguientes, teniendo en cuenta las condiciones de ponderación previamente descritas y la delimitación del proyecto:

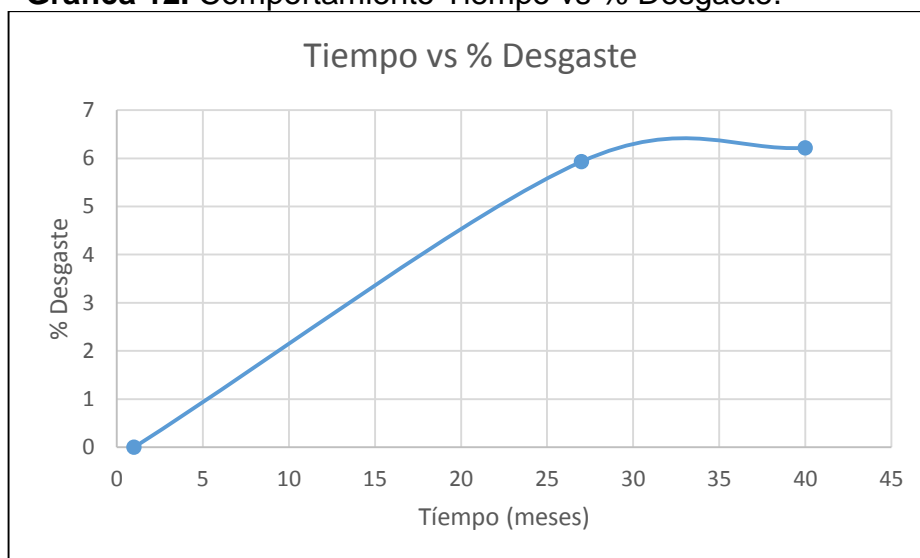
- Promedio para primera medida: 0.793003 Inches.
- Promedio para segunda medida: 0.79060 Inches.

Luego de haber analizado los promedios de espesor para ambas medidas, y teniendo el espesor de fábrica, se dispone a generar la extrapolación para dar un estimado de la vida útil de la tubería bajo diferentes modelos matemáticos.

4.4 COMPORTAMIENTO GRÁFICO DESGASTE

A continuación en la gráfica 12 se observa el comportamiento que posee el porcentaje de desgaste por corrosión con respecto al tiempo, como se dijo anteriormente, la primera medida se obtuvo 27 meses después de la instalación de la tubería, y la segunda medida 40 meses después de la instalación de la tubería.

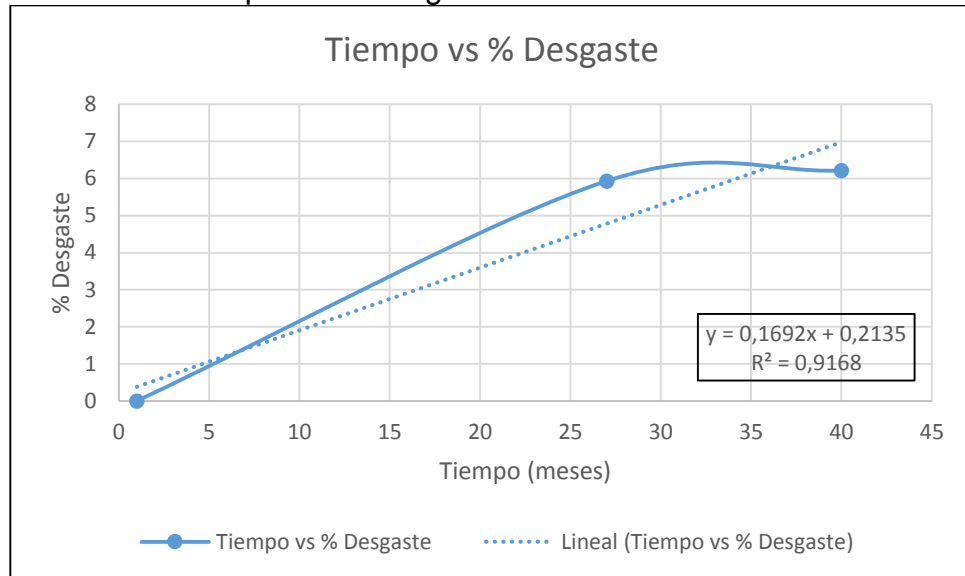
Gráfica 12. Comportamiento Tiempo vs % Desgaste.



Fuente: Elaboración propia.

4.4.1 Ajuste lineal. Una vez obtenido el comportamiento gráfico, se dispone a ajustar un modelo matemático lineal para dicha tendencia, como se puede observar en la gráfica 13:

Gráfica 13. Tiempo vs % Desgaste: Tendencia Lineal.



Fuente: Elaboración propia.

Como se mencionó anteriormente, no es confiable realizar una extrapolación con pocos datos. A partir de lo anterior se obtiene la ecuación 5 de la línea de tendencia que se obtuvo en la gráfica 13, como se muestra a continuación.

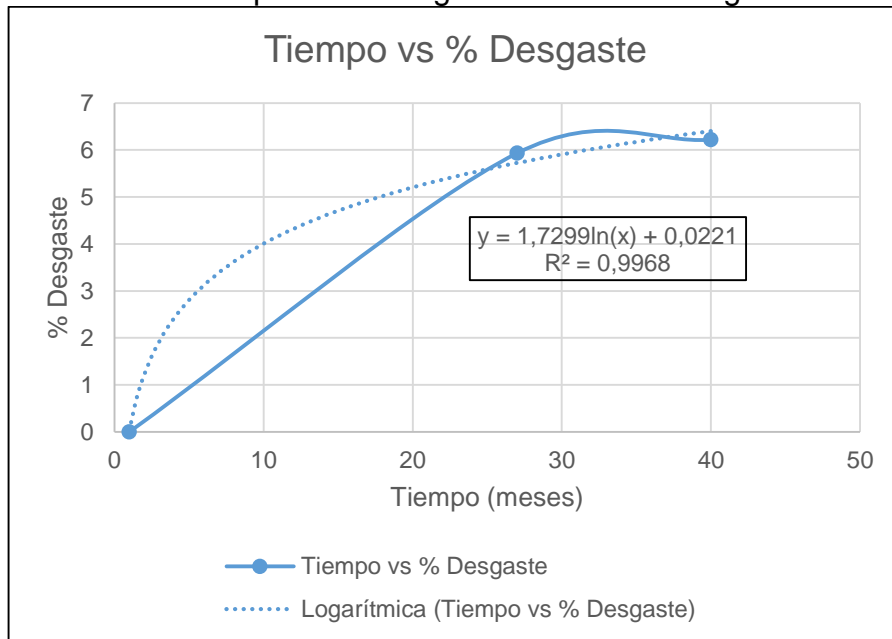
Ecuación 5. Ecuación de la recta para un ajuste Lineal.

$$y = 0,1692x + 0,2135$$

Fuente: Elaboración propia.

4.4.2 Ajuste logarítmico. Una vez generada la gráfica se puede observar que el comportamiento inicial tiende a ajustarse poco, sin embargo a pesar de cierto ajuste, al poseer pocos datos no es acertado afirmar que se ajusta al comportamiento planteado.

Gráfica 14. Tiempo vs % Desgaste: Tendencia Logarítmica.



Fuente: Elaboración propia.

A partir de lo anterior se obtiene la ecuación 6 de la línea de tendencia que se obtuvo en la gráfica 15, como se muestra a continuación.

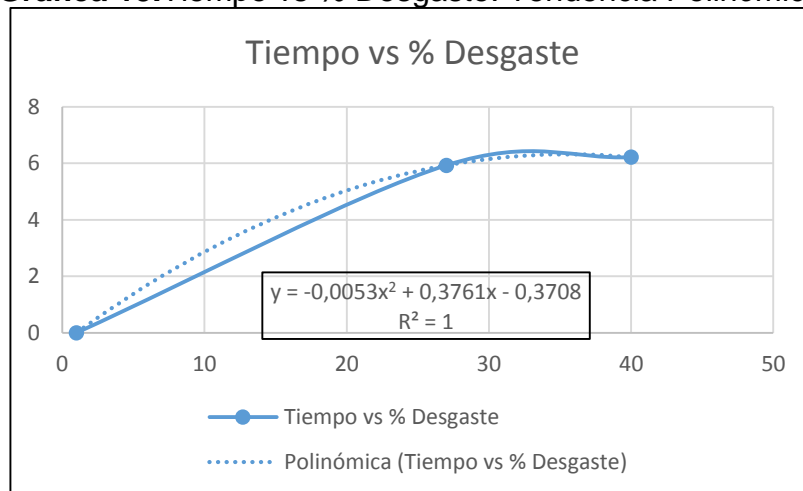
Ecuación 6. Ecuación de la Tendencia Logarítmica.

$$y = 1,7299 \ln(x) + 0.0221$$

Fuente: Elaboración propia.

4.4.3 Ajuste Polinómico. También, se generará un análisis para un modelo matemático polinómico. A continuación se puede observar la línea de tendencia Polinómica para el comportamiento que se obtuvo a partir de las medidas.

Gráfica 15. Tiempo vs % Desgaste: Tendencia Polinómica.



Fuente: Elaboración propia.

A partir de lo anterior se obtiene la ecuación 7 de la línea de tendencia que se obtuvo en la gráfica 15, como se muestra a continuación.

Ecuación 7. Ecuación de la Tendencia Polinómica.

$$y = -0,0053x^2 + 0,3761x - 0,3708$$

Fuente: Elaboración propia.

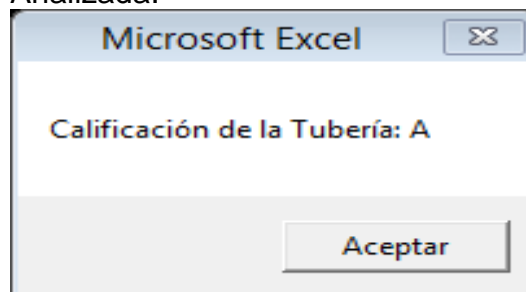
Es importante mencionar que el comportamiento inicialmente posee el mejor ajuste al comportamiento generado por las mediciones tomadas, sin embargo al tener un comportamiento parabólico con concavidad hacia abajo no posee un comportamiento final ideal para el modelo planteado. De igual forma son planteamientos que se hacen con base al número de datos que se tiene, es necesario poseer un número más representativo de datos para realizar un análisis más concreto.

Las tendencias mostradas con anterioridad fueron las de mejor ajuste con base a los datos ingresados en la matriz, sin realizarles extrapolación para conocer los tiempos de falla, debido a las razones expuestas anteriormente.

4.5 CALIFICACIÓN Y COSTO ARROJADO POR LA MATRIZ.

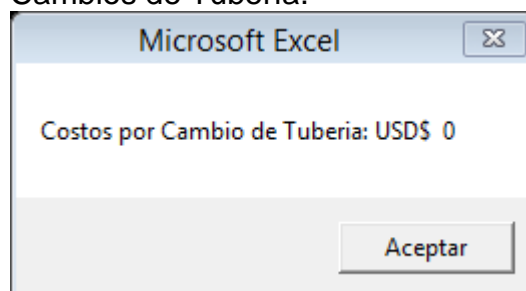
Como se mencionó en el capítulo 3 se propuso una calificación a la tubería de acuerdo a la cantidad de tramos que necesitan ser cambiados o reparados. A continuación en la figura 59 y 60, se muestran los resultados obtenidos.

Figura 59. Calificación de la Tubería Analizada.



Fuente: Elaboración propia.

Figura 60. Costos asociados a Cambios de Tubería.



Fuente: Elaboración propia.

Como es de esperarse, la calificación de la tubería es “A” debido a que ningún tramo de la tubería sobrepasa los límites de desgaste propuestos por la norma ASME B 31.4, A partir de ello ningún tramo es necesario repararlo ni cambiarlo por ende los costos asociados a dicho procedimiento, no tienen valor.

4.7 COMPORTAMIENTO PROPUESTO

Es importante mencionar, que no existe un modelo general que se ajuste al comportamiento ingresado en los datos proporcionados por la empresa soporte, sin embargo se puede manejar una función compuesta que se ajuste a dicho comportamiento. Como guía, se puede utilizar el comportamiento inicial que se ve en la gráfica 15, el cual es un comportamiento Polinómico, sin embargo como se explicó en la sección 4.4.2 el comportamiento presentara un decrecimiento al llegar a la cresta de la parábola, a partir de la segunda medida, se debe acoplar el comportamiento logarítmico, sin embargo para tomar dichas acciones se hace necesaria la adquisición de más medidas a diferentes tiempos, para generar un comportamiento grafico en el cual se pueda realizar no solo la extrapolación mediante diferentes modelos matemáticos, sino también crear la función compuesta que mejor modele el comportamiento de corrosion en la tubería analizada.

5. ANÁLISIS FINANCIERO DE LA MATRIZ PARA LA TOMA DE DECISIÓN POR MEDIDO DEL VPN

El objetivo de este capítulo es realizar un análisis financiero de la implementación de un plan de análisis y control de corrosión mediante el indicador económico VPN (Valor presente neto). Para ello, se detallarán las cantidades de dinero (aproximadas) que son invertidas en la industria del petróleo por los problemas asociados a corrosión. Posteriormente, se generará una relación por cantidades de petróleo producidas en el mundo versus la producción en Colombia, para así determinar aproximadamente que cantidad de dinero se pierde en el país por esta razón (la corrosión). Finalmente, luego de realizar dicho análisis, se realizará la explicación de costos del plan y mediante el indicador económico de valor presente neto, se determinará la viabilidad de la implementación del proyecto para determinada empresa.

5.1 COSTOS ASOCIADOS A LA CORROSIÓN

Según MACKAY⁷⁰, la administración federal de autopistas de EUA en 2015 se dio un aproximado de los costos por corrosión en EUA los cuales ascienden hasta 500KM USD/año esto quiere decir que aproximadamente en 2015 el 3.1% PIB de este país era un costo directo de corrosión, adicionalmente se estimó que de esos 500KM USD/año el 5.36% era destinado a la industria del petróleo esto quiere decir que en términos económicos que 26.8KM USD/año eran costos directos ocasionados por la corrosión en la industria del petróleo,

Figura 61. Costo por corrosión.



Fuente: MACKAY, Bruce., JACKSON, Joshua., MELOT, Denis., SCHEIE, Jan. y VITTONATO, Jean. Clases generalizadas de corrosión [Imagen]. La corrosión: La lucha más extensa. En: Oilfield Review. Mayo de 2016. Volumen 28. Número 2. p. 37

⁷⁰MACKAY, Bruce., JACKSON, Joshua., MELOT, Denis., SCHEIE, Jan. y VITTONATO, Jean. La corrosión: La lucha más extensa. En: Oilfield Review. 2016. Volumen. 28. Numero. 2. p. 36-37.

En figura 61, se hace un aproximado de las cantidades de dinero que se destinaban para la corrosión en cada una de las áreas de la industria, como podemos observar en la figura, 7KM USD/año se consumen en las líneas de conducción las cuales son el principal análisis en esta investigación, esto quiere decir que el 26.12% de los gastos totales por corrosión en la industria del petróleo son destinados a las líneas de conducción, se debe aclarar que todos estos datos

Tabla 10. Inversión total por Corrosión en USA 2015.

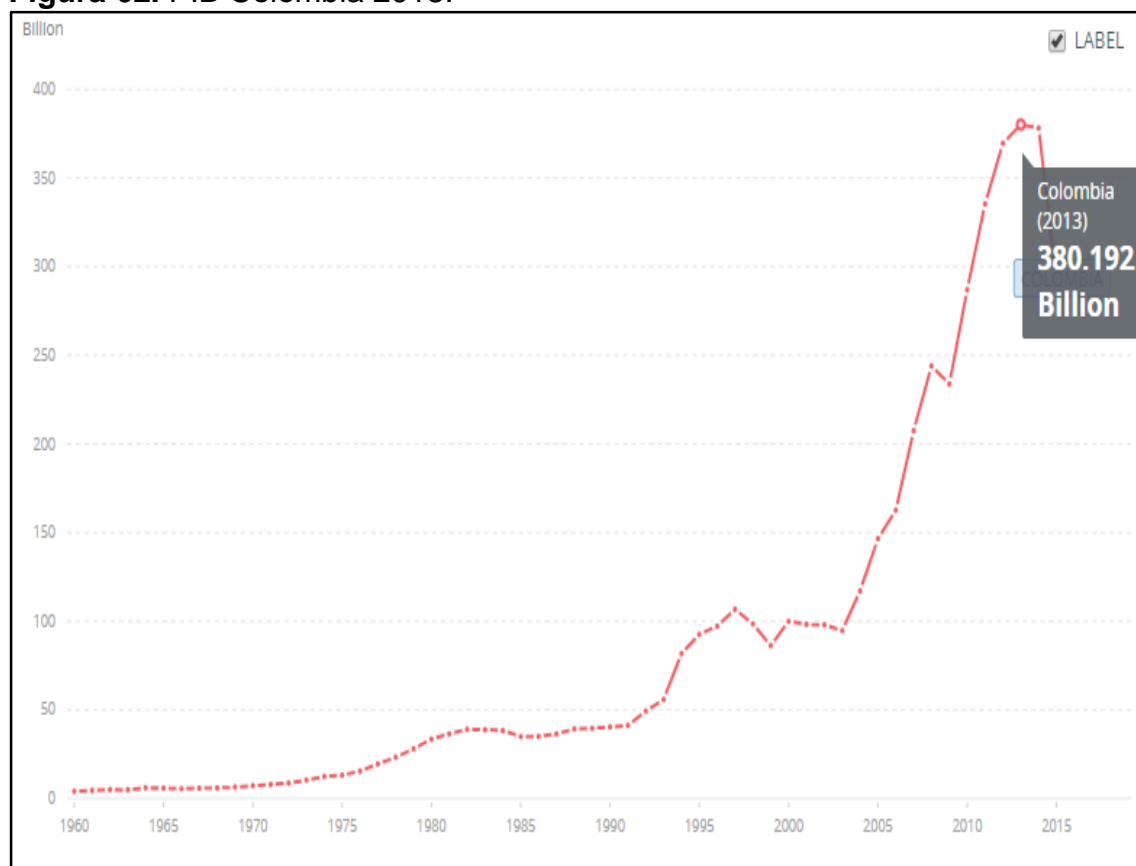
Inversión total por corrosión en USA 2015(En millones)		
Inversión total	500.000	USD/AÑO
% Inversión en petróleo	5,36%	
Inversión en petróleo	26.800	USD/AÑO
% Inversión en LC	26,12%	
Inversión en LC	7000	USD/AÑO

Fuente: Elaboración propia.

5.1.2 Costos Asociados a la Corrosión en Colombia. Si bien para USA estos eran los valores, según ASEDUIS⁷¹, se estimó que el 4% del PIB eran gastos por corrosión en Colombia (aproximadamente), como se evidencia en la figura 62, el PIB de Colombia en el año 2013 era de 380.19KM USD.

⁷¹ ASOCIACIÓN EGRESADOS UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER (ASEDUIS BOGOTÁ). Más de 26 mil millones de pesos pierde la industria colombiana debido a la corrosión de materiales [Recurso en línea]. 29 de agosto de 2013. [Consultado el 24 de octubre de 2018]. Disponible en <<https://noticias.universia.net.co/actualidad/noticia/2013/08/29/1045848/mas-26-mil-millones-pesos-pierde-industria-colombiana-debido-corrosion-materiales.html>>

Figura 62. PIB Colombia 2013.



Fuente: BANCO MUNDIAL. GDP (current US\$) [Recurso en línea]. 2018. [Consultado el 24 de octubre del 2018]. Disponible en <https://data.worldbank.org/indicador/NY.GDP.MKTP.CD?end=2017&locations=CO&start=1960&view=chart>

5.1.2.1 Inversión Total por Corrosión en Colombia en Líneas de Conducción. A partir de lo anterior se puede obtener que si el 4% del PIB del 2013 eran costos por corrosión en Colombia, monetariamente dicha cifra fue aproximadamente de 15.21KM USD/año. Dado esto, se intenta hacer una aproximación de los costos por corrosión en la industria petrolera tomando como base los % de USA en 2015, esto quiere decir que aproximadamente 815M USD/año que representan el 5.36% de los gastos por corrosión son destinados a la industria del petróleo y que además aproximadamente 213M USD/año son gastos en las líneas de conducción por corrosión en Colombia. A partir de estos datos, los cuales son unos supuestos y aproximados teniendo como base lecturas obtenidas, se buscará realizar el análisis de algunos costos que podrían reducirse haciendo uso del equipo utilizado y la matriz propuesta en el proyecto.

Tabla 11. Inversión total por corrosión en Colombia 2013.

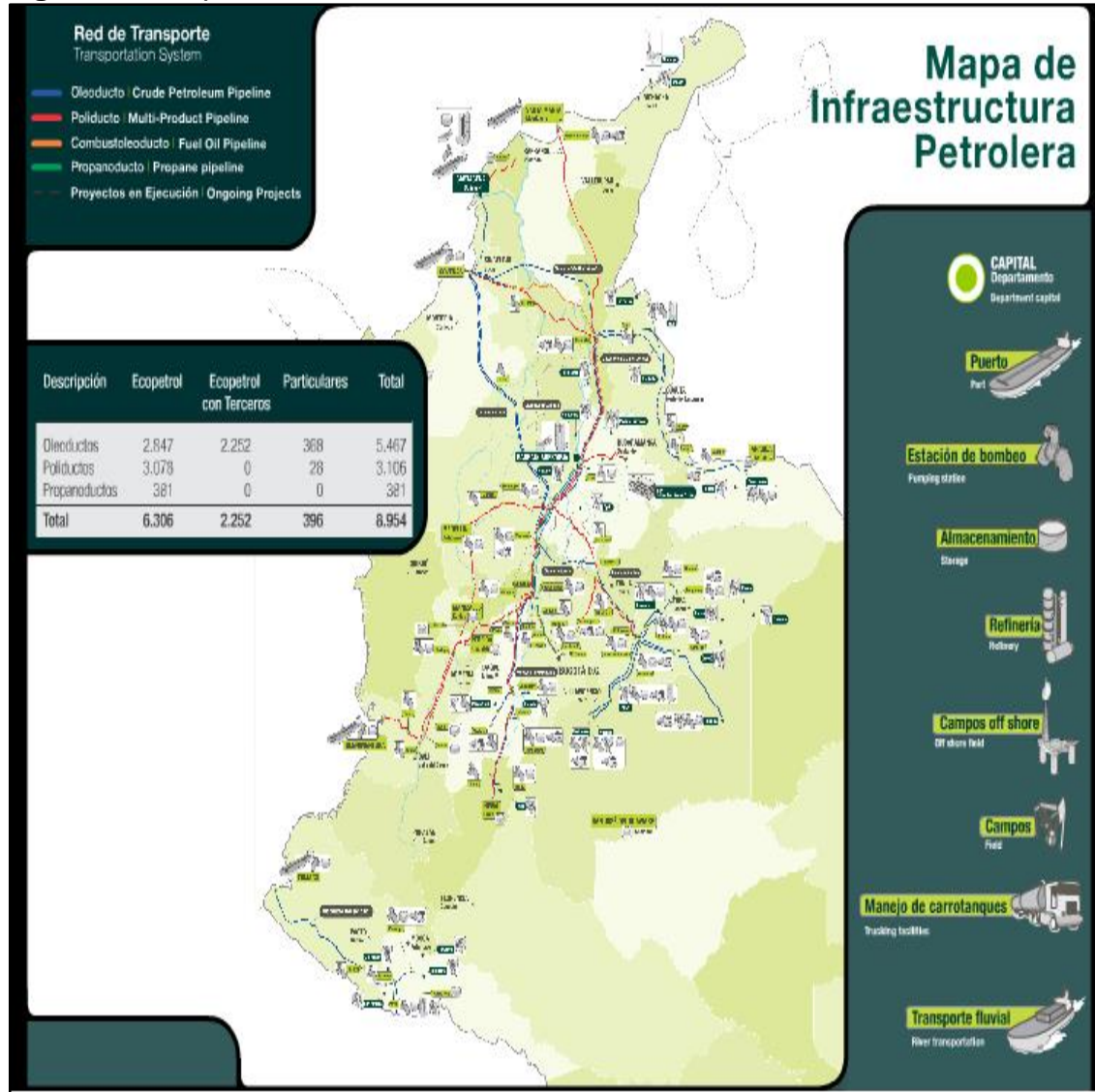
Inversión total por corrosión en Colombia 2013 (En millones).		
PIB 2013 CO	380.200	USD/AÑO
% Inversión en corrosión	4%	
Costo total por corrosión	15208	USD/AÑO
% Inversión en petróleo	5,36%	
Inversión en petróleo	815	USD/AÑO
% Inversión en LC	26,12%	
Inversión en LC	213	USD/AÑO

Fuente: Elaboración propia.

Continuando con el análisis financiero de la investigación, se propondrá una opción para realizar el control de la corrosión mediante END y la matriz de toma de decisión, con el fin de dar el estado de desgaste de la tubería de línea de descarga de pozo y aproximados en la vida útil de las líneas de conducción, para que a partir de ello, se logre minimizar las consecuencias que genera dicha problemática y evitar altos costos como lo son los cambios de las tuberías por pérdida de las mismas. Estos daños de tuberías no sólo son costos adicionales sino que además, se pueden presentar problemas adicionales como lo son daños ambientales por derrame de fluido transportado o problemas en la estación por falta de equipos para su reposición. El fin de esto es proponer la venta de un equipo junto con la matriz de toma de decisión y la adecuada preparación del personal que se va a encargar de la toma y análisis de datos, para la implementación de un plan de análisis y control de corrosión.

5.2 COSTOS EN LAS LÍNEAS DE CONDUCCIÓN EN COLOMBIA

Figura 63. Mapa de Infraestructura Petrolera.



Fuente: ECOPELROL. Mapa de Infraestructura Petrolera [Recurso en línea]. 2018. [Consultado el 26 de octubre de 2018]. Disponible en https://www.ecopetrol.com.co/especiales/mapa_infraestructura.htm

A partir de la figura 63, se puede observar que en Colombia se tienen aproximadamente 8954Km en LC según esto podemos sacar una relación de cuál es el costo aproximado por metro en corrosión el cual se evidenciará en la tabla 11.

Tabla 12 Costos por unidad en corrosión en LC Colombia

Costos por unidad en corrosión en LC Colombia		
Inversión en LC	\$212.916.867	USD/AÑO
Distancia total LC	8954000	mt
Costo por metro	\$23,78	USD/mt

Fuente: Elaboración propia

Como se desglosó en la tabla 10 y se especificó en la tabla 11, si según ASEDUIS el 4% del PIB Colombiano se invierte en corrosión y se toma como base el análisis realizado de MAKAY que de la inversión total por corrosión el 26,12% es destinado a las líneas de conducción, se obtiene que la inversión total en corrosión para las líneas de conducción es de \$212.916.867 USD/año. A su vez, se conoce que en total existen 8954000 metros de líneas de conducción en Colombia según ECOPELROL, entonces el costo en dólares por metro corroído de tubería es aproximadamente de \$23,78. Para minimizar estas pérdidas, evitando que la línea se corra y genere los costos analizados, se recomienda la compra de un medidor de espesores ultrasónico junto con la matriz. Dicho equipo llama "Sonowall 70" el cual tiene un costo aproximado de 10K dólares el cual incluye la debida capacitación para los operarios que van a utilizarlo. Con el uso de este equipo y el uso de la matriz que se desarrolló en este proyecto, se puede estimar un aproximado de la vida útil de las tuberías y el estado actual de las mismas con la validación de la norma ASME B 31.4, con el fin de evitar pérdidas parciales o totales de equipos teniendo un control y un mantenimiento adecuado de las mismas, implementando un plan de análisis y control de la corrosión en líneas de descarga de pozo.

Según MACKAY⁷², Algunos científicos afirman que los costos por corrosión se pueden reducir entre un 25-30% siempre y cuando se hagan los debidos mantenimientos y controles para su prevención.

5.3 ANÁLISIS VPN

A continuación se describirán las diferentes variables que se deben tener en cuenta para el análisis del Valor Presente Neto.

5.3.1 Tasa interna de oportunidad. Para realizar el análisis final se deben asumir ciertos factores para ayudar a determinar finalmente el VPN. Inicialmente se hará el procedimiento para determinar la TIO a partir de la ecuación

Ecuación 8. Tasa Interna de Oportunidad.

$$TIO = DTF - IPC + i_1 + i_e$$

Fuente: DUSSÁN PULECIO, Carlos. ¿QUÉ ES LA TASA TÉCNICA DE PROYECCIÓN Y LA TASA INTERNA DE OPORTUNIDAD? [Recurso en línea]. 2011. [Consultado el 5 de noviembre de 2018]. Disponible en <http://karlosdussan.blogspot.com/2011/12/que-es-la-tasa-interna-de-oportunidad.html>

⁷² MACKAY., Op. Cit, p. 37.

5.3.1.1 Tasa del mercado financiero (DTF). Como dice Dólar/Web⁷³ El DTF es una tasa de interés la cual se obtiene por medio de un promedio semanal de las tasas de captación día a día de los certificados de depósitos a 90 días, esta tasa de interés es calculada por el Banco de la Republica.

DTF: Tasa del mercado financiero = 4.46%

Ecuación 9. DTF Vigente.



Fuente: DÓLAR/WEB. DTF. EN: <https://dolar.wilkinsonpc.com.co>[Pagina web]. [Citado el 5 de noviembre de 2018]. Disponible en < <https://dolar.wilkinsonpc.com.co/df.html>>

5.3.1.2 IPC. Se conoce como la variación en los precios de los bienes que son adquiridos por las personas.

IPC: Tasa esperada de inflación = 3.20%⁷⁴

5.3.1.3 Tasa esperada por el inversionista. Es el mínimo porcentaje al que aspira el inversionista

i_1 : Tasa esperada por el inversionista= 15%

5.3.1.4 Tasa esperada por el empresario. Es el mínimo porcentaje al que aspira el empresario

i_e : Tasa esperada por el empresario= 15%

$TIO = 4.46\% - 3.20\% + 15\% + 15\% = 31,26\%$

5.3.2 Valor Presente Neto. El valor presente neto es un tipo de metodología utilizado en análisis financieros con el fin de determinar si un proyecto es rentable o no.

⁷³ DÓLAR/WEB. DTF. EN: <https://dolar.wilkinsonpc.com.co>[Pagina web]. [Citado el 5 de noviembre de 2018]. Disponible en < <https://dolar.wilkinsonpc.com.co/df.html>>

⁷⁴ BALLESTEROS ALTUVE, Andrea. Inflación nacional creció 3,20 % en doce meses: Dane [Recurso en línea]. 2018. [Consultado el 10 de noviembre de 2018]. Disponible en <<http://www.elcolombiano.com/negocios/economia/inflacion-en-colombia-a-junio-de-2018-HJ8957449>>

Ecuación 10. VPN.

$$VPN = \frac{FE_t}{(1+i)^t}$$

donde:

VPN = Valor Presente Neto del proyecto

FE = Flujo de Efectivo en el periodo t

i = Tasa de interés o costo de oportunidad

t = Periodo

Fuente: TIIE. VALOR PRESENTE NETO [Recurso en línea]. Abril 26 de 2011. [Consultado el 12 de noviembre de 2018]. Disponible en <<http://tiie.com.mx/valor-presente-neto/>>

5.4 RESULTADOS FINALES DEL ANÁLISIS FINANCIERO

Debido a que el proyecto busca realizar un ahorro de costos asociados a la corrosión en el flujo de caja libre, no se evidenciará un valor negativo y al no tener un valor ningún valor negativo no es posible obtener otros indicadores como la relación beneficio-costo o la tasa interna de retorno (TIR). A continuación en la figura 64 se muestra el análisis financiero final.

Figura 64. Resultados Finales VPN.

EN MILLONES (USD)							
	AÑO	0 (2013)	1	2	3	4	5 (2018)
Perdidas(GANACIAS)	Corrosion	\$213	\$217	\$222	\$226	\$230	\$235
Costos	Operarios	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0
	Adicionales (80% DEL TOTAL POR CORROSION)	-\$170	-\$174	-\$177	-\$181	-\$184	-\$188
	COSTOS OPERACIONALES	-\$170	-\$174	-\$177	-\$181	-\$184	-\$188
	Flujo Operacional	\$43	\$43	\$44	\$45	\$46	\$47
INVERSION	Equipo 1	-\$0,01	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0
	Equipo 2	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0
	FCL	\$43	\$43	\$44	\$45	\$46	\$47
	Portenaje de ahorro esperado	20%					
	Tasa Interna de Oportunidad	31,26%			TIO	31,26%	
	TIO = DTF - IPC + i1 + ie				VPN	\$148,95148335	
	DTF	4,46%					
	IPC	3,2%					
	i ₁	15%	asumido				
	i _e	15%	asumido				

Fuente: Elaborado por los autores

6. CONCLUSIONES

- Los posibles daños que se pueden llegar a ocasionar en las líneas de descarga de pozos (productivos, de infraestructura, ambientales y sociales) conllevan a problemas tanto económicos como estructurales en la industria del petróleo.
- Por medio del uso de los ensayos no destructivos se logra realizar un análisis cuantitativo y cualitativo de manera óptima, sin la necesidad de realizar ningún proceso adicional que afecte el normal proceso de producción y transporte de hidrocarburos en el campo "A".
- A partir de la norma ASME B 31.4 se establecieron los límites operacionales y requisitos en los cuales la matriz de toma de decisión tiene la capacidad de ser utilizada de manera adecuada.
- Con el uso de la matriz, a partir de los datos ingresados, se obtuvo como resultado que el mejor ajuste matemático para la línea de conducción estudiada fue el polinómico.
- Una vez implementada la matriz se evidenció que ésta organiza los datos tomados en la inspección de ensayos no destructivos, estima el desgaste de la tubería analizada y a partir de ello toma una decisión con respecto a los tramos afectados para finalmente otorgar los costos asociados a cambio de tramo y la respectiva calificación del mismo.
- Debido al amplio número de variables que influyen en la corrosión y la aleatoriedad de sucesos para que ésta ocurra, se evidenció por medio del uso de la matriz y de los resultados obtenidos que la corrosión no posee un comportamiento matemático definido en los modelos planteados en el proyecto.
- Con la implementación del proyecto, se obtuvo un ahorro total estimado en $VPN=+148'951'483.35$ de Dólares lo cual refleja un beneficio económico en el proyecto.

7. RECOMENDACIONES

- Se recomienda complementar el diseño de la matriz de toma de decisión para fenómenos de desgaste por deposición de sólidos, viéndose reflejado en aumento de espesor. Igualmente validar dichos datos mediante normas ASME para de esta forma lograr generar una mayor credibilidad en los resultados obtenidos.
- Realizar un estudio detallado de como el fenómeno de la corrosión en líneas de conducción de hidrocarburos, afectan de forma directa el medio ambiente, teniendo en cuenta los diferentes tipos de accidentes que pueden ocurrir por influencia en derrames en cuerpos de agua y terrenos por la producción y transporte de hidrocarburos.
- Generar un modelo matemático complejo que busque representar gráficamente el comportamiento de la corrosión para de esta forma manejar una mayor exactitud al momento de extrapolar los datos obtenidos y realizar una toma de decisión más acertada.
- Llevar a cabo un mayor número de medidas de control de espesor en diferentes periodos de tiempo con el fin de brindar mayor exactitud en la construcción de los ajustes de los modelos matemáticos propuestos.
- Implementar un análisis económico el cual busque generar una comparación de diferentes empresas prestadoras de servicio de ensayos no destructivos para el análisis de corrosión y de esta manera determinar la mejor opción.

BIBLIOGRAFIA

ACOSEND, Asociación Colombiana de Soldadura y Ensayos No Destructivos. Quienes Somos: Misión, Visión e Historia. [EN LÍNEA]. 2017. [Revisado en 29 de Marzo de 2018]. Disponible en internet: <http://www.acosend.org/acosend.html>

AMERICAN SOCIETY OF MECHANICAL ENGINEERS, ASME B 31.4: Pipeline Transportation Systems For Liquids Hydrocarbons And Other Liquids. United States of America. 2002

AMERICAN SOCIETY OF MECHANICAL ENGINEERS, ASME B 31.4: Pipeline Transportation Systems For Liquids Hydrocarbons And Other Liquids. United States of America. 2016

ASOCIACIÓN EGRESADOS UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER (ASEDUIS BOGOTÁ). Más de 26 mil millones de pesos pierde la industria colombiana debido a la corrosión de materiales [Recurso en línea]. 29 de agosto de 2013. [Consultado el 24 de octubre de 2018]. Disponible en <https://noticias.universia.net.co/actualidad/noticia/2013/08/29/1045848/mas-26-mil-millones-pesos-pierde-industria-colombiana-debido-corrosion-materiales.html>

BALLESTEROS ALTUVE, Andrea. Inflación nacional creció 3,20 % en doce meses: Dane [Recurso en línea]. 2018. [Consultado el 10 de noviembre de 2018]. Disponible en <http://www.elcolombiano.com/negocios/economia/inflacion-en-colombia-a-junio-de-2018-HJ8957449>

BUNGE, Jorge. MAGALLANES, Diego. Ensayos No Destructivos. Buenos Aires, Argentina. TenarisSiat. 28 de junio de 2011.

CASTILLO GONZALEZ, Sergio Andrés. INOSTROZA HERNANDEZ, Matías Javier. ENSAYOS NO DESTRUCTIVOS MEDIANTE ULTRASONIDO EN EQUIPOS TERMICOS [Recurso en línea]. 2013. [Consultado el 12 de Septiembre de 2018]. Disponible en: http://repobib.ubiobio.cl/jspui/bitstream/123456789/798/1/Castillo_Gonzalez_Sergio.pdf

CONTRACTSTANDARDS. Minimun Purchase Quantity. [recurso en línea]. [Consultado el 21 de Octubre de 2018] Disponible en <<https://www.contractstandards.com/public/clauses/minimum-purchase-quantity-distribution>>

CORTÉS, María. ORTIZ, Pablo. Corrosión. Bogotá, Colombia. Diciembre 2014.

DÓLAR/WEB. DTF. EN: <https://dolar.wilkinsonpc.com.co>[Pagina web]. [Citado el 5 de noviembre de 2018]. Disponible en <<https://dolar.wilkinsonpc.com.co/df.html>>

FERNANDEZ, Marianela. CORROSIÓN EN LA INDUSTRIA PETROLERA. Maracaibo, Venezuela. Junio de 2011.

FERRER, Magdalena. Propiedades de los fluidos. En: Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos. Maracaibo, Venezuela. 2009.

HELLIER, Charles. HANDBOOK OF NONDESTRUCTIVE EVALUATION. United States of America. The McGraw-Hill. 2003.

INTERNATIONAL ATOMIC ENERGY AGENCY. TRAINING GUIDELINES IN NONDESTRUCTIVE TESTING TECHNIQUES. Vienna, Austria. Manual for visual testing at level 2. 2013.

INSTITUTO COLOMBIANO DE NORMAS TÉCNICAS Y CERTIFICACIÓN. Compendio de normas para trabajos escritos. NTC-1486-6166. Bogotá D.C. El instituto, 2018. ISBN 9789588585673 153 p.

LABORBEDARF BOCHEM. ¿Qué significa DN?. En: www.bochem.com [Página web]. [Citado el 13 noviembre de 2018]. Disponible en <http://www.bochem.com/es/Informaci%C3%B3n+%C3%BAtil/DN.html>

LIBREOFFICE, Funcion Input Box. [Recurso en línea]. 27 de Diciembre 2016. [Consultado el 23 de Octubre de 2018]. Disponible en https://help.libreoffice.org/Basic/InputBox_Function_Runtime/es

LOPEZ ARENALES, José Carlos. Mantenimiento Predictivo Impacto de las vibraciones en el Mantenimiento [Recurso en línea]. [Consultado el 12 de Septiembre de 2018]. Disponible en <http://biblio3.url.edu.gt/Libros/2013/ing/mme/1.pdf>

MENDOZA GONZALEZ, Edward Yesid. QUINTERO ORTIZ, Amparo. SANTOS CASTAÑEDA, Gerardo. ENSAYOS NO DESTRUCTIVOS COMO HERRAMIENTA PARA EL DIMENSIONAMIENTO DE DISCONTINUIDADES EN LA SUPERFICIE EXTERNA DE TUBERÍAS. Santander, Colombia. UIS Ingenierías. Volumen 9. Diciembre 2010.

MICROSOFT. Información general sobre el control del ComboBox. [recurso en línea]. 2017. [Consultado el 20 de Octubre de 2018]. Disponible en <<https://docs.microsoft.com/es-es/dotnet/framework/winforms/controls/combobox-control-overview-windows-forms>>

PDVSA. Producción. En: pdvsa.com [página web]. [Citado el 28 de agosto del 2018]. Disponible en: <http://www.pdvsa.com/images/pdf/cuadernos/Produccion.pdf>

PELLICER LLOPIS, Vicente. Ensayos no destructivos en hormigón. Georadar y ultrasonidos. Valencia, España. UNIVERSITAT POLITÈCNICA DE VALÈNCIA.

SALAZAR, José. Introducción al fenómeno de corrosión: tipos, factores que influyen y control para la protección de materiales (Nota técnica). Costa Rica. Julio-Septiembre de 2015.

SMITH, L. Control of corrosion in oil and gas production tubing. Cirencester, UK. 1999. British Corrosion Journal. Volumen 34. Número 4.

SMITH, William. HASHEMI, Javad. Fundamentos de la ciencia e ingeniería de materiales. Edición 4. México, D.F. MCGRAW-HILL INTERAMERICANA EDITORES, S. A. DE C.V. 2006.

TUBING CHINA. Calculate of Wall thickness of Pipe. [recurso en línea]. [Consultado el 20 de Octubre de 2018]. Disponible en < <https://tubingchina.com/Calculate-wall-thickness-of-pipe.htm>>

UN, Agencia de Noticias. Rayos gamma identifican corrosión en tuberías de petróleo. [EN LÍNEA]. 2017. [Revisado en 29 de Marzo de 2018]. Disponible en internet: <https://agenciadenoticias.unal.edu.co/detalle/article/rayos-gamma-identifican-corrosion-en-tuberias-de-petroleos.html#>

VALDEZ SALAS, Benjamin. SCHORR WIENER, Michael. Corrosión y preservación de la infraestructura industrial. España. OmniaScience. 2013. Prólogo.

VARITESA, La cedula de las tuberías. [recurso en línea]. 2016. [Consultado el 20 de Octubre de 2018]. Disponible en < <http://vasitesa.com.mx/la-cedula-de-las-tuberias/>>

ANEXOS

ANEXO A
REFERENCIA DE TUBERÍAS. DIÁMETROS, ESPEORES Y PESO.

Referencias Diámetros Nominales y Espesores.

Tecnituberías

Importadores - Distribuidores

Tubería en acero

LINE PIPE - TUBING - CASING

TUBERIA ACERO AL CARBON SCH 20, 30, 40, 60, 80, 120, 160

ASTM A500 - ASTM A53 - ASTM A106 - API 5L - GRADOS A, B, C, X42, X65, X80

ESPECIFICACIONES TUBERIA LINE PIPE								
Diámetro Nominal	Cédula Calibre	Diámetro Ext.		Diámetro Int.		Espesor		Peso Kg x Mt
		Pulg.	m.m.	Pulg.	m.m.	Pulg.	m.m.	
1/8"	40	0.405"	10.29	0.269"	6.83	0.068"	1.73	0.357
	70	0.405"	10.29	0.215"	5.46	0.095"	2.41	0.461
1/4"	40	0.540"	13.72	0.364"	9.25	0.088"	2.24	0.625
	80	0.540"	13.72	0.302"	7.67	0.119"	3.02	0.804
3/8"	40	0.675"	17.15	0.493"	12.52	0.091"	2.31	0.846
	80	0.675"	17.15	0.439"	10.74	0.126"	3.20	1.101
1/2"	40	0.840"	21.34	0.622"	15.80	0.109"	2.77	1.265
	80	0.840"	21.34	0.546"	13.87	0.147"	3.73	1.622
	160	0.840"	21.34	0.466"	11.84	0.167"	4.75	1.935
	XXS	0.840"	21.34	0.252"	6.40	0.294"	7.47	2.544
3/4"	40	1.050"	26.67	0.824"	20.93	0.113"	2.87	1.682
	80	1.050"	26.67	0.742"	18.85	0.154"	3.91	2.188
	160	1.050"	26.67	0.614"	15.80	0.218"	3.54	2.887
	XXS	1.050"	26.67	0.434"	11.02	0.308"	7.82	3.631
1"	40	1.315"	33.40	1.049"	26.64	0.133"	3.38	2.500
	80	1.315"	33.40	0.957"	24.31	0.179"	4.55	3.229
	160	1.315"	33.40	0.815"	20.70	0.250"	6.35	4.226
	XXS	1.315"	33.40	0.599"	15.21	0.358"	9.09	5.446
1.1/4"	40	1.660"	42.16	1.380"	35.05	0.140"	3.56	3.378
	80	1.660"	42.16	1.278"	32.46	0.191"	4.85	4.464
	160	1.660"	42.16	1.160"	29.46	0.250"	6.35	5.595
	XXS	1.660"	42.16	0.896"	22.76	0.382"	9.70	7.752
1.1/2"	40	1.900"	48.26	1.610"	40.89	0.145"	3.68	4.084
	80	1.900"	48.26	1.500"	38.10	0.200"	5.08	5.402
	160	1.900"	48.26	1.338"	33.99	0.281"	7.14	7.232
	XXS	1.900"	48.26	1.100"	27.94	0.400"	10.16	9.538
2"	40	2.375"	60.33	2.067"	52.50	0.154"	3.91	5.435
	80	2.375"	60.33	1.939"	49.25	0.218"	5.54	7.471
	160	2.375"	60.33	1.639"	42.90	0.343"	8.71	11.072
	XXS	2.375"	60.33	1.503"	38.18	0.436"	11.07	13.437
2.1/2"	40	2.875"	73.03	2.469"	62.71	0.203"	5.16	8.616
	80	2.875"	73.03	2.323"	59.00	0.276"	7.01	11.399
	160	2.875"	73.03	2.125"	53.98	0.375"	9.53	14.896
	XXS	2.875"	73.03	1.771"	44.98	0.552"	14.02	20.386
3"	40	3.500"	88.90	3.068"	77.93	0.216"	5.40	11.280
	80	3.500"	88.90	2.000"	73.86	0.300"	7.62	15.254
	160	3.500"	88.90	2.625"	66.68	0.438"	11.13	21.310
	XXS	3.500"	88.90	2.300"	58.42	0.600"	15.24	27.647
3.1/2"	40	4.000"	101.60	3.548"	90.12	0.226"	5.74	13.557
	80	4.000"	101.60	3.364"	85.45	0.318"	8.08	18.617
	160	4.000"	101.60					
	XXS	4.000"	101.60	2.728"	69.29	0.636"	16.15	32.906

Referencias Diámetros Nominales y Espesores (Continuación)

Tecnituberías

Importadores - Distribuidores

ESPECIFICACIONES TUBERIA LINE PIPE								
Diámetro Nominal	Cédula Calibre	Diámetro Ext.		Diámetro Int.		Espesor		Peso Kg x Mt
		Pulg.	m.m.	Pulg.	m.m.	Pulg.	m.m.	
4"	40	4.500"	114.30	4.026"	102.26	0.237"	6.02	16.057
	80	4.500"	114.30	3.826"	97.18	0.337"	8.56	22.293
	120	4.500"	114.30	3.625"	92.08	0.438"	11.12	28.290
	160	4.500"	114.30	3.428"	87.33	0.531"	13.19	33.498
	XXS	4.500"	114.30	3.152"	80.06	0.674"	17.12	40.980
5"	40	5.563"	141.30	5.047"	128.19	0.258"	6.55	21.757
	80	5.563"	141.30	4.813"	122.25	0.375"	9.53	30.924
	120	5.563"	141.30	4.563"	115.90	0.500"	12.70	40.240
	160	5.563"	141.30	4.313"	109.55	0.625"	15.88	49.050
	XXS	5.563"	141.30	4.063"	103.20	0.750"	19.05	57.362
6"	40	6.625"	168.28	6.065"	154.05	0.280"	7.11	28.230
	80	6.625"	168.28	5.761"	146.33	0.432"	10.97	42.517
	120	6.625"	168.28	5.501"	139.73	0.562"	14.27	54.154
	160	6.625"	168.28	5.189"	131.80	0.718"	18.24	67.414
	XXS	6.625"	168.28	4.897"	124.38	0.864"	21.95	79.102
8"	20	8.625"	219.08	8.125"	206.28	0.250"	6.35	33.275
	30	8.625"	219.08	8.071"	205.00	0.277"	7.04	36.758
	40	8.625"	219.08	7.981"	202.72	0.322"	8.18	38.022
	60	8.625"	219.08	7.813"	198.45	0.406"	10.31	53.038
	80	8.625"	219.08	7.625"	193.68	0.500"	12.70	64.571
	100	8.625"	219.08	7.439"	188.95	0.593"	15.06	75.703
	120	8.625"	219.08	7.189"	182.60	0.718"	18.24	90.227
	140	8.625"	219.08	7.001"	177.83	0.812"	20.62	100.838
	160	8.625"	219.08	6.875"	174.63	0.875"	22.23	100.761
10"	20	10.750"	273.05	10.250"	260.35	0.250"	6.35	41.725
	30	10.750"	273.05	10.136"	257.45	0.307"	7.80	50.955
	40	10.750"	273.05	10.020"	254.51	0.365"	9.27	60.241
	60	10.750"	273.05	9.750"	247.65	0.500"	12.70	81.402
	80	10.750"	273.05	9.564"	242.93	0.593"	15.06	95.733
	100	10.750"	273.05	9.314"	236.58	0.718"	18.24	114.484
	120	10.750"	273.05	9.064"	230.23	0.843"	21.41	132.744
	140	10.750"	273.05	8.750"	222.25	1.000"	25.40	154.962
	160	10.750"	273.05	8.500"	215.90	1.125"	28.98	172.106
12"	20	12.750"	323.85	12.250"	311.15	0.250"	6.35	69.675
	30	12.750"	323.85	12.090"	307.09	0.330"	8.36	65.137
	40	12.750"	323.85	11.938"	303.23	0.406"	10.31	79.661
	60	12.750"	323.85	11.626"	295.30	0.562"	14.27	108.874
	80	12.750"	323.85	11.376"	288.95	0.687"	17.45	131.717
	100	12.750"	323.85	11.064"	281.03	0.843"	21.41	159.531
	120	12.750"	323.85	10.750"	273.05	1.000"	25.40	186.749
	140	12.750"	323.85	10.500"	266.70	1.125"	28.58	207.866
	160	12.750"	323.85	10.126"	257.20	1.312"	33.32	238.507
14"	10	14.000"	355.60	13.500"	342.90	0.250"	6.35	54.630
	20	14.000"	355.60	13.373"	339.75	0.312"	7.92	67.979
	30	14.000"	355.60	13.250"	336.55	0.375"	9.53	81.209
	40	14.000"	355.60	13.126"	333.40	0.437"	11.10	94.305
	60	14.000"	355.60	12.814"	325.48	0.593"	15.06	126.360
	80	14.000"	355.60	12.500"	317.50	0.750"	19.05	157.938
	100	14.000"	355.60	12.126"	308.80	0.937"	23.80	194.547
	120	14.000"	355.60	11.814"	300.08	1.093"	27.76	224.221
	160	14.000"	355.60	11.500"	292.10	1.250"	35.71	253.315
160	14.000"	355.60	11.188"	284.18	1.406"	35.75	281.441	

Fuente: TABLA ESPECIFICACIÓN TUBERÍA [Recurso en línea]. [Consultado 15 de Septiembre de 2018]. Disponible en <http://www.tecnituberias.com/Spanish/Casing_files/TABLA%20ESPECIFICACION%20TUBERIA.pdf>

ANEXO B
ESPECIFICACIONES DE TUBERÍAS. DIÁMETROS, ESPESORES Y PESO.
Referencias Diámetros Nominales y Espesores.



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

www.vemacero.com

Diámetro Nominal NPS DN		Diámetro Exterior Real		Espesor de Pared		Identificación		Peso del Tubo		ASTM A53 PRESION DE PRUEBA			
Pulgadas in.	Milímetros mm.	(in.)	mm.	Pulgadas (in.)	Milímetros (mm.)	Weight Class	Schedule	lb/pie	kg/m	Grado A		Grado B	
										psi	Kg/cm2	psi	Kg/cm2
1/2	15	0.840	21.3	0.109	2.77	STD	40	0.85	1.27	700	49	700	49
				0.147	3.73	XS	80	1.09	1.62	850	60	850	60
3/4	20	1.050	26.7	0.113	2.87	STD	40	1.13	1.69	700	49	700	49
				0.154	3.91	XS	80	1.47	2.20	850	60	850	60
1	25	1.315	33.4	0.133	3.38	STD	40	1.68	2.50	700	49	700	49
				0.179	4.55	XS	80	2.17	3.24	850	60	850	60
1-1/4	32	1.660	42.2	0.140	3.56	STD	40	2.27	3.39	1200	84	1300	91
				0.191	4.85	XS	80	3.00	4.47	1800	127	1900	134
1-1/2	40	1.900	48.3	0.145	3.68	STD	40	2.72	4.05	1200	84	1300	91
				0.200	5.08	XS	80	3.63	5.41	1800	127	1900	134
2	50	2.375	60.3	0.154	3.91	STD	40	3.65	5.44	2300	162	2500	176
				0.218	5.54	XS	80	5.02	7.48	2500	176	2500	176
2-1/2	65	2.875	73	0.203	5.16	STD	40	5.79	8.63	2500	176	2500	176
				0.276	7.01	XS	80	7.66	11.41	2500	176	2500	176
				0.375	9.52	-	160	-	-	2500	176	2500	176
				0.552	14.02	XXS	-	-	-	2500	176	2500	176
3	80	3.500	88.9	0.125	3.18	-	-	4.51	6.72	1290	91	1500	105
				0.156	3.96	-	-	5.57	8.29	1600	112	1870	131
				0.188	4.78	-	-	6.65	9.92	1930	136	2260	159
				0.216	5.49	STD	40	7.58	11.29	2220	156	2500	176
				0.250	6.35	-	-	8.68	12.93	2500	176	2500	176
				0.281	7.14	-	-	9.66	14.40	2500	176	2500	176
				0.300	7.62	XS	80	10.25	15.27	2500	176	2500	176
4	100	4.500	114.3	0.125	3.18	-	-	5.84	8.71	1000	70	1170	82
				0.156	3.96	-	-	7.24	10.78	1250	88	1460	103
				0.188	4.78	-	-	8.66	12.91	1500	105	1750	123
				0.219	5.56	-	-	10.01	14.91	1750	123	2040	143
				0.237	6.02	STD	40	10.79	16.07	1900	134	2210	155
				0.250	6.35	-	-	11.35	16.90	2000	141	2330	164
				0.281	7.14	-	-	12.66	18.87	2250	158	2620	184
				0.312	7.92	-	-	13.98	20.78	2500	176	2800	197
				0.337	8.56	XS	80	14.98	22.32	2700	190	2800	197
				0.438	11.13	-	120	19.00	28.32	2800	197	2800	197
				0.531	13.49	-	160	22.51	33.54	2800	197	2800	197
0.674	17.12	XXS	-	27.54	41.03	2800	197	2800	197				
5	125	5.563	141.3	0.188	4.78	-	-	10.79	16.09	1220	86	1420	100
				0.219	5.56	-	-	12.50	18.61	1420	100	1650	116
				0.258	6.55	STD	40	14.62	21.77	1670	117	1950	137
				0.281	7.14	-	-	15.85	23.62	1820	128	2120	149
				0.312	7.92	-	-	17.50	26.05	2020	142	2360	166
				0.344	8.74	-	-	19.17	28.57	2230	157	2600	183
6	150	6.625	168.3	0.375	9.52	XS	80	20.78	30.94	2430	171	2800	197
				0.188	4.78	-	-	12.92	19.27	1020	72	1190	84
				0.219	5.56	-	-	14.98	22.31	1190	84	1390	98
				0.250	6.35	-	-	17.02	25.36	1360	96	1580	111
				0.280	7.11	STD	40	18.97	28.26	1520	107	1780	125
				0.312	7.92	-	-	21.04	31.32	1700	120	1980	139
				0.344	8.74	-	-	23.08	34.39	1870	131	2180	153
				0.375	9.52	-	-	25.02	37.28	2040	143	2380	167
				0.432	10.97	XS	80	28.57	42.56	2350	165	2740	193
				0.562	14.27	-	120	36.39	54.20	2800	197	2800	197
				0.719	18.26	-	160	45.35	67.56	2800	197	2800	197
0.864	21.95	XXS	-	53.16	79.22	2800	197	2800	197				

Referencias Diámetros Nominales y Espesores. (Continuación)

Diámetro Nominal NPS DN		Diámetro Exterior Real		Espesor de Pared		Identificación		Peso del Tubo		ASTM A53 PRESION DE PRUEBA			
Pulgadas in.	Milímetros mm.	(in.)	mm.	Pulgadas (in.)	Milímetros (mm.)	Weight Class	Schedule	lb/ft	kg/m	Grado A		Grado B	
										psi	Kg/cm2	psi	Kg/cm2
8	200	8.625	219,1	0.188	4.78	-	-	16.94	25.26	780	55	920	65
				0.203	5.16	-	-	18.26	27.22	850	60	1000	70
				0.219	5.56	-	-	19.66	29.28	910	64	1070	75
				0.250	6.35	-	20	22.36	33.31	1040	73	1220	86
				0.277	7.04	-	30	24.70	36.81	1160	82	1350	95
				0.312	7.92	-	-	27.70	41.24	1300	91	1520	107
				0.322	8.18	STD	40	28.55	42.55	1340	94	1570	110
				0.344	8.74	-	-	30.42	45.34	1440	101	1680	118
				0.375	9.52	-	-	33.04	49.20	1570	110	1830	129
				0.406	10.31	-	60	35.64	53.08	1700	120	2000	141
				0.438	11.13	-	-	38.30	57.08	1830	129	2130	150
				0.500	12.70	XS	80	43.39	64.64	2090	147	2430	171
				0.594	15.09	-	100	50.95	75.92	2500	176	2800	197
				0.719	18.26	-	120	60.71	90.44	2800	197	2800	197
				0.812	20.62	-	140	67.76	100.92	2800	197	2800	197
				0.875	22.22	XXS	-	72.42	107.88	2800	197	2800	197
0.906	23.01	-	160	74.69	111.27	2800	197	2800	197				
10	250	10.750	273,0	0.188	4.78	-	-	21.21	31.62	630	44	730	51
				0.203	5.16	-	-	22.87	34.08	680	48	800	56
				0.219	5.56	-	-	24.63	36.67	730	51	860	60
				0.250	6.35	-	20	28.04	41.75	840	59	980	69
				0.279	7.09	-	-	31.20	46.49	930	65	1090	77
				0.307	7.80	-	30	34.24	51.01	1030	72	1200	84
				0.344	8.74	-	-	38.23	56.96	1150	81	1340	94
				0.365	9.27	STD	40	40.48	60.29	1220	86	1430	101
				0.438	11.13	-	-	48.19	71.87	1470	103	1710	120
				0.500	12.70	XS	60	54.71	81.52	1670	117	1950	137
				0.594	15.09	-	80	64.43	95.97	1990	140	2320	163
				0.719	18.26	-	100	77.03	114.70	2410	169	2800	197
				0.844	21.44	-	120	89.29	133.00	2800	197	2800	197
				1.000	25.40	XXS	140	104.13	155.09	2800	197	2800	197
				1.125	28.57	-	160	115.65	172.21	2800	197	2800	197
				12	300	12.750	323,8	0.203	5.16	-	-	27.20	40.55
0.219	5.56	-	-					29.31	43.63	620	44	720	51
0.250	6.35	-	20					33.38	49.71	710	50	820	58
0.281	7.14	-	-					37.42	55.75	790	56	930	65
0.312	7.92	-	-					41.45	61.69	880	62	1030	72
0.330	8.38	-	30					43.77	65.18	930	65	1090	77
0.344	8.74	-	-					45.58	67.90	970	68	1130	79
0.375	9.52	STD	-					49.52	73.78	1060	75	1240	87
0.406	10.31	-	40					53.52	79.70	1150	81	1340	94
0.438	11.13	-	-					57.59	85.82	1240	87	1440	101
0.500	12.70	XS	-					65.42	97.43	1410	99	1650	116
0.562	14.27	-	60					73.15	108.92	1590	112	1850	130
0.688	17.28	-	80					88.63	132.04	1940	136	2270	160
0.844	21.44	-	100					107.32	159.86	2390	168	2780	195
1.000	25.40	XXS	120					125.49	186.91	2800	197	2800	197
1.125	28.57	-	140					139.68	208.00	2800	197	2800	197
1.312	33.32	-	160	160.27	238.68	2800	197	2800	197				

Fuente: GRUPO VEMACERO. Tubería de acero al Carbón [Recurso en línea]. [Consultado 15 de Septiembre de 2018]. Disponible en < <https://www.vemacero.com/Tablas/A53MP.pdf>>

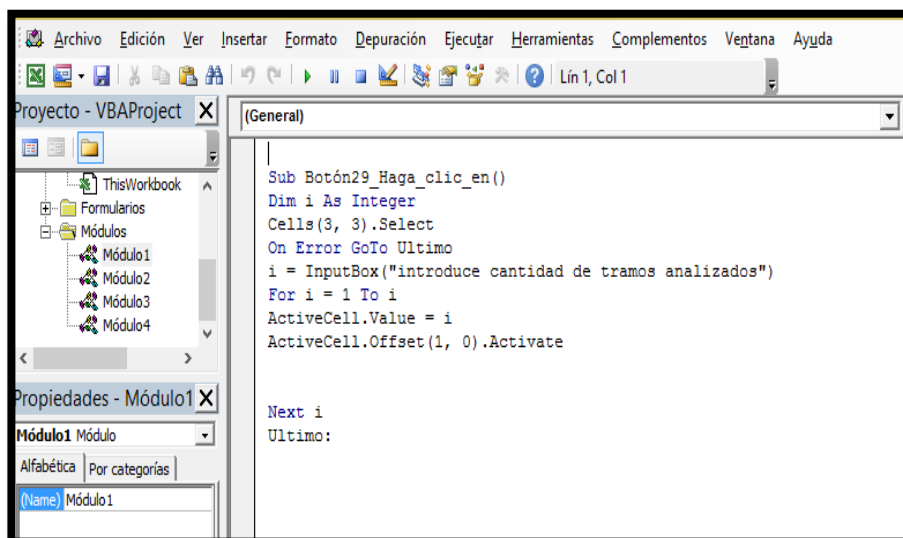
ANEXO C

Sección C1: PROGRAMACIÓN VISUAL BASIC COMBO BOX

```
Private Sub ComboBox1_Change()  
If Me.ComboBox1.Value = "Tubería Acero al Carbon 1/8 Cédula 40" Then  
Range("A4").Value = 0.405  
Range("B4").Value = 0.269  
  
End If  
  
If Me.ComboBox1.Value = "Tubería Acero al Carbon 1/8 Cédula 70" Then  
Range("A4").Value = 0.405  
Range("B4").Value = 0.215  
  
End If  
  
If Me.ComboBox1.Value = "Tubería Acero al Carbon 1/4 Cédula 40" Then  
Range("A4").Value = 0.54  
Range("B4").Value = 0.364  
Range("B6").Value = 1.4987934  
  
End If  
  
If Me.ComboBox1.Value = "Tubería Acero al Carbon 1/4 Cédula 80" Then  
Range("A4").Value = 0.54  
Range("B4").Value = 0.302  
Range("B6").Value = 1.4987934  
  
End If  
  
If Me.ComboBox1.Value = "Tubería Acero al Carbon 3/8 Cédula 40" Then  
Range("A4").Value = 0.675  
Range("B4").Value = 0.493
```

Fuente: Elaboración propia.

Sección C2: PROGRAMACIÓN VISUAL BASIC, TRAMOS AUTOMATICOS.



Fuente: Elaboración propia.

Es importante aclarar varios aspectos señalados en la sección C2. En primer lugar, se lee “Sub Boton29_Haga_clic_en ()”. Hace referencia al sub proceso que tendrá asociado hacer clic allí, entonces lo que se programe en adelante hará parte de dicho proceso.

Luego de ello se lee “Dim i As Integer”. En esta parte se define “i” como número entero, siendo “i” el número de tramos que el inspector decide analizar y que a su vez será el número de datos que se generarán al introducir dicha cantidad. A su vez “Cells (3, 3). Select” indica desde qué celda se comenzarán a llenar los datos consecutivamente de los tramos a analizar.

Se aclara también en el consecutivo “On Error GoTo Ultimo” que en caso de que “i” sea diferente a un número entero positivo, generará un error y terminara un proceso. Es importante que para el inspector sea claro en donde consignar este “i” o número de tramos en los que dividió la tubería para la realización del análisis. Por ello se genera un input box, el cual se define como “un método adecuado para introducir texto a través de un dialogo”.⁷⁵

Por esta razón se lee “i=InputBox (“Introduce cantidad de tramos analizados”))”, lo cual quiere decir que el número entero positivo que se introduzca en dicho input box será la cantidad de tramos que se van a generar a partir de la realización de la macro.

Posterior a ello, se generarán los datos, es decir que, al introducir el número de tramos, por ejemplo: “3”, se produzcan consecutivamente los datos 1, 2, y 3 en las celdas C3, C4 y C5 respectivamente y de manera automática. Esto se pensó con la finalidad de obtener velocidad para el ingreso de datos en la matriz. A

⁷⁵ LIBREOFFICE, Funcion Input Box. [Recurso en línea]. 27 de Diciembre 2016. [Consultado el 23 de Octubre de 2018]. Disponible en

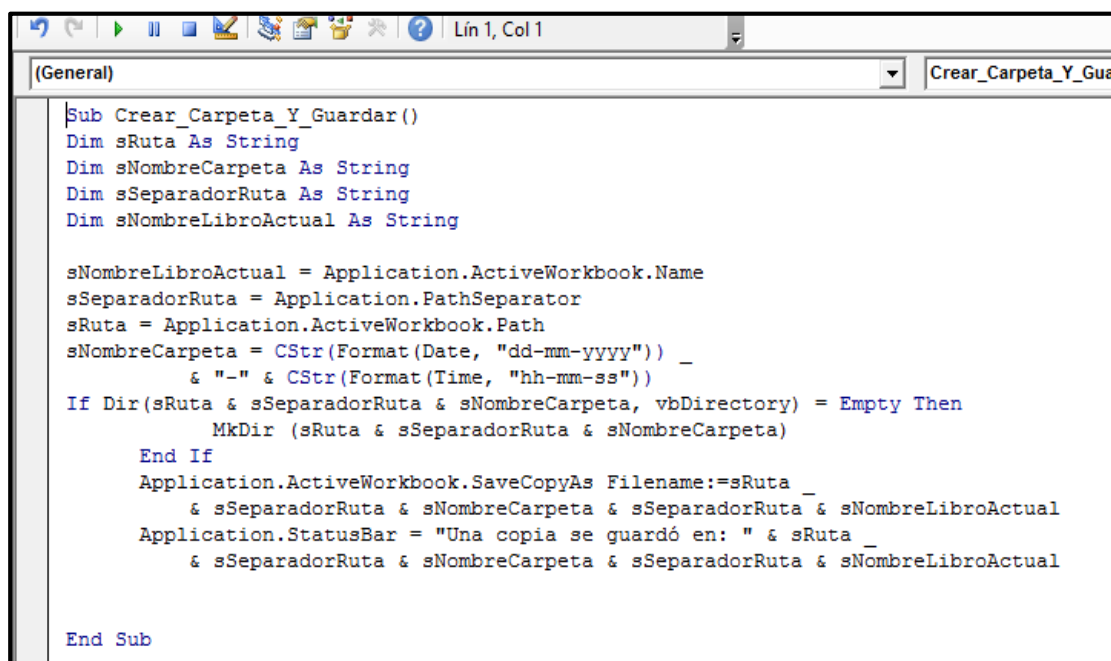
<https://help.libreoffice.org/Basic/InputBox_Function_Runtime/es>

partir de lo anterior se introduce “For i=1 to i”, siendo 1 (Uno) el mínimo de tramos permitidos a generar y siendo “i” el número máximo de tramos a analizar, es decir que 1 (uno) actúa como el límite inferior de tramos e “i” el límite superior.

Finalmente se lee “ActiveCell.Value= i” que será desde donde se iniciara el conteo y generación de los datos como se describe y que previamente se señaló en la celda C3 y que posteriormente el comando “ActiveCell.Offset (1,0).Activate” permitirá que el conteo se genere en las siguientes celdas verticalmente consecutivas. Luego de ello se pide un “Next i” En caso de que se quiera agregar más tramos.

Sección C3:

PROGRAMACIÓN VISUAL BASIC, HOJAS POR TRAMO AUTOMÁTICO.



```
Sub Crear_Carpeta_Y_Guardar()  
Dim sRuta As String  
Dim sNombreCarpeta As String  
Dim sSeparadorRuta As String  
Dim sNombreLibroActual As String  
  
sNombreLibroActual = Application.ActiveWorkbook.Name  
sSeparadorRuta = Application.PathSeparator  
sRuta = Application.ActiveWorkbook.Path  
sNombreCarpeta = CStr(Format(Date, "dd-mm-yyyy")) _  
    & "-" & CStr(Format(Time, "hh-mm-ss"))  
If Dir(sRuta & sSeparadorRuta & sNombreCarpeta, vbDirectory) = Empty Then  
    MkDir (sRuta & sSeparadorRuta & sNombreCarpeta)  
End If  
Application.ActiveWorkbook.SaveCopyAs Filename:=sRuta _  
    & sSeparadorRuta & sNombreCarpeta & sSeparadorRuta & sNombreLibroActual  
Application.StatusBar = "Una copia se guardó en: " & sRuta _  
    & sSeparadorRuta & sNombreCarpeta & sSeparadorRuta & sNombreLibroActual  
  
End Sub
```

Fuente: laboración propia.

A partir de la programación mostrada, se define lo que se mencionaba anteriormente seleccionando la creación de una nueva carpeta cuyo nombre sea el mes, año, día, hora, minuto y segundo al cual se generó dicha modificación.

ANEXO D

Sección D1:

FORMULA QUE ESTABLECE LOS LÍMITES PERMISIBLES DE FUNCIONAMIENTO A PARTIR DE LA NORMA ASME B 31.4

```
=(SI(O(E3>=80),"Crítico",(SI(O(E3>20),"Condiciones Operativas Riesgosas","Aceptable"))))
```

Fuente: Elaboración propia.

Sección D2:

FORMULA DE MICROSOFT EXCEL QUE ESTABLECE LOS LÍMITES DE LAS MEDIDAS

```
=SI(F3="Aceptable","Condiciones Operativas Óptimas",SI(F3="Condiciones Operativas Riesgosas","Tener Bajo Análisis","Cambio inmediato"))
```

Fuente: Elaboración propia.