

**EVALUACIÓN DE DEFECTOS EN TUBERÍAS CORROÍDAS POR MEDIO
DEL CÓDIGO ASME B31G Y LA NORMA API 579**

**EVALUACIÓN DE DEFECTOS EN TUBERÍAS CORROÍDAS POR MEDIO DEL
CÓDIGO ASME B31G Y LA NORMA API 579**

**MARÍA MARGARITA HERNÁNDEZ AYALA
ÓSCAR FABIÁN GARCÍA GARCÍA**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO-QUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA METALÚRGICA Y CIENCIA DE MATERIALES
BUCARAMANGA**

2010

**EVALUACIÓN DE DEFECTOS EN TUBERÍAS CORROÍDAS POR MEDIO
DEL CÓDIGO ASME B31G Y LA NORMA API 579**

**EVALUACIÓN DE DEFECTOS EN TUBERÍAS CORROÍDAS POR MEDIO DEL
CÓDIGO ASME B31G Y LA NORMA API 579**

**MARÍA MARGARITA HERNÁNDEZ AYALA
OSCAR FABIÁN GARCÍA GARCÍA**

**Trabajo de Grado para optar al Título de
Ingenieros Metalúrgicos y Ciencia de Materiales**

**Director
M.Sc. IVÁN URIBE PÉREZ
Ingeniero Metalúrgico**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO-QUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA METALÚRGICA Y CIENCIA DE MATERIALES
BUCARAMANGA
2010**

AGRADECIMIENTOS

A Dios por permitirme culminar con éxito nuestros estudios profesionales, a la Universidad Industrial de Santander por ofrecernos la posibilidad de superarnos personal e intelectualmente.

Agradezco a mi familia y hermano por su paciencia y apoyo económico necesario para la culminación de mi vida universitaria, a mi novio Ronald y a todos mis amigos de metalúrgica, geología, industrial civil, química, mecánica, petróleos, electrónicos y sistemas ya que fueron parte de un camino importante para el desarrollo personal y social.

A nuestro director, el ingeniero Iván Uribe Pérez, por otorgarnos trabajar con él y compartirnos sus conocimientos para el desarrollo de este proyecto.

A nuestros profesores Custodio Vásquez, Luis Emilio Forero, Arnaldo Alonso, Afranio Cardona, Orlando Gómez, Hugo Estupiñán, Luis Aguirre, Iván Uribe, Julio Elías Pedraza, Walter Pardavé, Jaime González, Gustavo Neira a todos ellos por proporcionarnos amistad y conocimiento valioso para nuestro desarrollo profesional.

De igual forma agradecemos al los técnicos de nuestra escuela, Ambrosio Carrillo, Mario Navarrete, Daniel Garavito, Javier Quintana, Fermín por su disposición y colaboración durante toda esta etapa.

TABLA DE CONTENIDO

	Pág.
INTRODUCCIÓN	1
Capítulo 1.	
FUNDAMENTOS TEÓRICOS	4
1.1. DEFINICIÓN DE LAS TUBERÍAS	4
1.2. HISTORIA DE LAS TUBERÍAS	4
1.3. IMPORTANCIA DE LAS TUBERÍAS	6
1.4. CÓMO Y PORQUÉ EVALUAR LAS TUBERÍAS	7
1.5. TIPOS DE MANTENIMIENTO EN LAS TUBERÍAS	10
1.6. TIPO DE DEFECTOS	11
1.6.1. Definiciones de los tipos de defectos	13
1.6.1.1. Defectos por corrosión	13
1.6.1.2. Defectos mecánicos	14
1.6.1.3. Defectos por soldadura	14
1.7. TÉCNICAS DE INSPECCIÓN Y MONITOREO DE LAS TUBERÍAS.	16
1.7.1. Tecnología de pigs.	16
1.7.1.1. Pig de limpieza y aseguramiento del flujo.	16
1.7.1.2. Pig para la verificación de la geometría de la tubería.	17
1.7.1.3. Pigs para detección temprana de la corrosión.	17
1.7.1.3.1. Pig Magnético de corrosión.	17
1.7.1.3.2. Pig de ultrasonido	19
1.7.1.3.3. Pig de perfiles para la corrosión interna – Pigs palito	20
1.7.1.4. Pigs especiales	21
1.7.2. Métodos de evaluación de la resistencia de las tuberías corroídas.	22

**EVALUACIÓN DE DEFECTOS EN TUBERÍAS CORROÍDAS POR MEDIO
DEL CÓDIGO ASME B31G Y LA NORMA API 579**

Capítulo 2.

DESARROLLO EXPERIMENTAL	24
2.1. METODOLOGÍA	24
2.1.1. Obtención de datos.	24
2.1.2. Investigación del tipo de tubería.	25
2.1.3. Estudio e interpretación de las Normas Código ASME B31G Y API 579.	26
2.1.4. Evaluación de los defectos aplicando la norma ASME B31.G	26
2.1.4.1. Limitaciones del código	28
2.1.4.2. Métodos de aceptación	28
2.1.4.3. Criterios de evaluación	29
2.1.4.4. Porcentaje de profundidad	29
2.1.4.5. Longitud máxima admisible permitida	29
2.1.4.6. Máxima Presión de Operación Admisible (MAOP) aplicando el Tercer Criterio del Código ASME B.31.G.	31
2.1.4.7. Máxima presión segura para el área corroída (P´).	32
2.1.4.8. Máxima presión de operación en la tubería.	33
2.1.5. NORMA API 579.	33
2.1.5.1. Aplicabilidad y limitaciones del procedimiento.	34
2.1.5.2. Niveles 1 Y 2	35
2.1.5.3. Datos requeridos	36
2.1.5.4. Evaluación de técnicas y criterio de aceptación.	36
2.1.6. Resultados obtenidos en los ítems anteriores.	37

Capítulo 3.

RESULTADOS Y ANÁLISIS	39
CONCLUSIONES	46
RECOMENDACIONES	47
BIBLIOGRAFÍA	48
ANEXOS	53

LISTA DE TABLAS

	Pág.
Tabla1. Requerimientos químicos por colada y análisis de producto en porcentaje en peso.	25
Tabla 2. Propiedades mecánicas.	26
Tabla 3. Clasificación de la clase.	31
Tabla 4. Designación Básica del factor F.	32

LISTA DE FIGURAS

	Pág.
Figura 1. Oleoducto averiado por corrosión	12
Figura 2. Ejemplo de tipos de defectos de corrosión y daños mecánicos en tuberías.	15
Figura 3. Ejemplos de defectos causados por la soldadura.	15
Figura 4. Pig magnético de corrosión.	18
Figura 5. Representación del módulo sensor MFL completo.	18
Figura 6. Registro típico de un pig MFL.	19
Figura 7. Representación de un pig típico de ultrasonido	20
Figura 8. Registro típico de un pig de ultrasonido	21
Figura 9. Pig Palito	22

LISTA DE GRÁFICAS

	Pág.
Gráfica 1. Profundidad vs. Distancia	39
Gráfica 2. Longitud admisible vs. Distancia	41
Gráfica 3. Longitud media vs. Distancia	41
Gráfica 4. Defectos a reparar.	42
Gráfica 5. Relación Longitud medida y admisible vs Profundidad	43
Gráfica 6. Rata de Corrosión obtenida por medio de la Norma API 579.	44
Gráfica 7. Vida Remanente.	45

LISTA DE ANEXOS

	Pág.
ANEXO.1. Datos obtenidos por el pig instrumentado.	53
ANEXO 2. Datos obtenidos por un pig instrumentado según los datos del tubo API5LX52	61
ANEXO 3. Datos Obtenidos por el código ASME B31.G.	69
ANEXO 4. Resultados obtenidos por la norma API 579.	77

RESUMEN

TÍTULO: EVALUACIÓN DE DEFECTOS EN TUBERÍAS CORROÍDAS POR MEDIO DEL CÓDIGO ASME B31G Y LA NORMA API 579.¹

AUTORA: HERNÁNDEZ AYALA, Margarita. GARCIA GARCIA Oscar Fabián²

PALABRAS CLAVE: Tuberías, Defectos por Corrosión, Evaluación Estructural, Métodos de Evaluación, Código ASME B31G, Norma API 579, Pigs.

DESCRIPCIÓN:

El presente proyecto hace un estudio del Código ASME B31G y del Capítulo Cuatro de la Norma API 579, para realizar una evaluación de defectos en una tubería que presenta daños por corrosión.

Se realizó una recolección de datos, la cual se hizo con un pig instrumentado, el cual proporciona datos del defecto como el espesor, la profundidad, la distancia y la longitud en la tubería API 5L X52, identificamos una serie de defectos que tal cual esperábamos permitieron ubicarnos en el Código ASME B31.G para realizar la valoración.

De este modo los datos se evaluaron según el Código ASME B31G mediante tres criterios: el primero mide la profundidad. Sabiendo que el Código establece un porcentaje sobre el cual se rechazan los defectos o se aprueban se pasa hacia el siguiente criterio. El criterio dos toma los datos que no fueron rechazados en el primero y los evaluados de acuerdo a la longitud de los defectos, estableciendo que la longitud medida por el pig no puede ser mayor que la longitud admisible la cual se calcula por una fórmula que establece el código. Los defectos que no son rechazados por el criterio dos pasan a ser valorados por el criterio tres, los defectos rechazados a ser reparados. El tercer criterio toma los datos aprobados por el criterio anterior y los evalúa calculando su máxima presión de operación en las zonas corroídas. Esta máxima presión se compara con la presión de operación del tubo en las zonas corroídas.

Como complemento de la investigación tomamos el Capítulo Cuatro de la Norma API 579 y calculamos la vida útil remanente para calcularla obtuvimos primero la rata de corrosión una vez hallada, se pudo estimar la próxima valoración que se le realizaría al tubo en cuanto a la evaluación de defectos producidos por corrosión.

¹ Tesis de Grado

² Facultad de Ingenierías físico-químicas, Escuela de Ingeniería Metalúrgica y Ciencia de Materiales. Director MSc Ivan Uribe Perez

ABSTRACT

TITLE: Defects evaluation in corroded pipes by means of the Code ASME B31G and Standard API 579.³

AUTHOR: HERNÁNDEZ AYALA, María Margarita, GARCIA GARCIA Oscar Fabián⁴

KEY WORKS: Pipes, Corrosion Defects, Structural Assessment, Evaluation Methods, Code ASME B31G, Standard API 579, Pigs.

DESCRIPTION: This project studies the Code ASME B31.G and Chapter Number Four from Standard API579; to make a defect evaluation in a pipe with corrosion damages.

Thus, after making data collection; which was made with an instrumented pig that provides information such as thickness, depth, distance and length in pipe API 5LX52, we identified a group of defect that, as expected, allowed us to get in the ASME B31.G Code to make the study.

In this way, data were evaluated according to ASME B31.GCode with the following criteria: Depth. The code establishes a percentage in which defects are rejected or approved; we can go in to the second criteria. We take the non-rejected data firstly viewed establishing that the measured length by the pig can not be greater than the admissible one; which is calculated by a formula established previously by the code. Defects that are not rejected by criteria number two are evaluated by criteria number three. The third criteria take the approved data for previous operation pressure in the corroded zones. This compares maximum pressure of the pipe inside the corroded zones

As a complement for the research, we took chapter Number four from Standard API 579 and calculated the useful life remaining. In order to do this, we got the corrosion ratio, considering then, the next evaluation that will be performed to the pipe corresponding to defects evaluation caused by corrosion.

³ Thesis of Grade

⁴ Faculty of Engineering physics-chemical, School of Metallurgical Engineering and Science Materiales. MSc Director Ivan Perez Uribe

**EVALUACIÓN DE DEFECTOS EN TUBERÍAS CORROÍDAS POR MEDIO
DEL CÓDIGO ASME B31G Y LA NORMA API 579**

OBJETIVO GENERAL

- Evaluar una tubería de conducción de petróleo que presenta defectos por corrosión aplicando el Código ASME B31.G y la Norma API 579.

OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- Obtener datos que se requieren para utilizar el código ASME B31G y la norma API 579 por medio de un pig instrumentado.
- Evaluar los defectos producidos por corrosión en una tubería API 5L X52, empleando el código ASME B31G y la norma API 579.
- Discusión de resultados de los defectos a reparar y recomendaciones para la disminución de los mismos en la tubería.

INTRODUCCIÓN

De acuerdo a las siguientes definiciones se puede entender la diferencia existente entre una tubería y un ducto; la tubería definida como un conducto que cumple la función de transportar agua u otros fluidos. Esta se suele elaborar con materiales muy diversos; el ducto, es una tubería que sirve para el transporte de crudo o gas natural entre dos puntos, ya sea interno o externo.

Con el desarrollo de la tecnología se ha ido avanzando en la detección temprana de los defectos que sufren las tuberías; de modo que la inspección y evaluación de los defectos se vuelve de vital importancia para las empresas que tienen a cargo tuberías que transportan agua, gas natural, aguas residuales, derivados del petróleo tales como la gasolina, el diesel, las pulpas entre otros, ya que esto permite prever problemas de ruptura en las mismas, o derrame de material que perjudicaría tanto económicamente como ambiental e industrialmente a la empresa, evitando, por ende, disminuir así el riesgo al que constantemente se encuentra la población, el ambiente y los trabajadores que están alrededor de las tuberías.

Consecuentemente, hoy en día se han creado normas que estandarizan los procesos de inspección en tuberías como API, ASME, ISO, ICONTEC lo cual ha ayudado a que la identificación de los defectos encontrados tenga una mayor confiabilidad, beneficiando con esto económicamente a las empresas. Por lo tanto para el ingeniero inspector el conocer estas normas son fundamentales como directrices de su trabajo. Alrededor de estas de estas observaciones surgió la pregunta de investigación. ¿Cómo determinar los defectos en tuberías corroídas establecidos bajo las normas ASME B31.G y API 579?

Es así que por razones como las anteriores se decide trabajar con el Código ASME B31.G ya que estandariza un proceso más conservador, y es uno de los

EVALUACIÓN DE DEFECTOS EN TUBERÍAS CORROÍDAS POR MEDIO DEL CÓDIGO ASME B31G Y LA NORMA API 579

más utilizados por las empresas para la valoración y corrección de los defectos. Para poder trabajar con él es fundamental tener una recolección de datos que se hace durante un proceso de inspección por medio de un pig instrumentado. De este modo se constituye como objetivo de esta investigación, evaluar una tubería de conducción de petróleo que presenta defectos por corrosión aplicando el código ASME B31G y la norma API 579 y como objetivos específicos:

- Obtener datos que se requieren para utilizar el código ASME B31G y la norma API 579 por medio de un pig instrumentado.
- Evaluar los defectos producidos por corrosión en una tubería API 5L X52, empleando el código ASME B31G y la norma API 579.
- Informar los resultados de los defectos a reparar y recomendaciones para la disminución de estos en algunas zonas de la tubería.

Otra proyección del proyecto es la Norma API 579, la cual permite calcular la vida remanente de la tubería en zonas corroídas, ya que es fundamental saber el tiempo necesario para realizar una nueva inspección. Ahora como se está trabajando con daños ocurridos por defectos de corrosión, hay que tener en cuenta el Capítulo Cuatro de la norma en mención ya que en este se encuentra especificado lo referente al tema. Además, se hace necesario mencionar que otra motivación subyacente en la realización de este proyecto es que en la Universidad Industrial de Santander, hasta la fecha son pocos los proyectos de grado enfocados en la parte de integridad de tuberías, por eso es nuestro deseo aportar en la creación de conocimiento de esta rama dado que, actualmente es una salida laboral muy aplicada para los ingenieros metalúrgicos.

Es así como este proyecto investigativo pretende ayudar a la comunidad de la Escuela de Ingeniería Metalúrgica y Ciencia de Materiales a tener conocimiento sobre las normas más utilizadas en la inspección de tuberías, y su aplicación en los diferentes problemas que se presenten.

EVALUACIÓN DE DEFECTOS EN TUBERÍAS CORROÍDAS POR MEDIO DEL CÓDIGO ASME B31G Y LA NORMA API 579

De este modo el desarrollo de este proyecto consta de la obtención de datos suministrados por una empresa particular, sobre una inspección realizada. Se utilizó un pig instrumentado que evalúa la tubería que contiene defectos por corrosión, con el objeto de realizar un detallado estudio y análisis teniendo como finalidad la ubicación precisa y minuciosa de los diferentes puntos con defectos donde la tubería tendrá que ser reparada, controlando así los aspectos que influyen negativamente en las tuberías como las fugas, las pérdidas de material, fallas, rupturas, entre otros.

Finalmente el presente trabajo se ha estructurado en tres capítulos así:

Capítulo 1: Fundamentos teóricos.

Está relacionado con la importancia de las tuberías, tipos de defectos, técnicas de inspección y monitoreo de las tuberías por medio de pigs magnéticos, de ultrasonido y palito.

Capítulo 2: Desarrollo experimental.

Se encuentra todo el proceso de los datos, el estudio y la interpretación del Código ASME B31.G y la norma API 579.

Capítulo 3: Resultados y análisis.

Se presenta como soporte de los resultados las gráficas donde se fundamenta los defectos encontrados con el fin de analizar y recomendar soluciones que eviten que la tubería siga en riesgo.

FUNDAMENTOS TEÓRICOS

1.1. DEFINICIÓN DE LAS TUBERÍAS

El tubo se define como un circuito cerrado de sección transversal y circular, puede ser hecho de cualquier material apropiado, como el acero o el plástico. Existen diferentes usos donde se emplean las tuberías tales como las de aguas residuales, tuberías de gas natural, de oleoductos para el petróleo crudo, para los productos petrolíferos refinados como la gasolina, y el diesel; tuberías de sólidos, entre otros.

Este proyecto trata tuberías empleadas en el transporte de petróleo y sus derivados, las cuales constan de una larga serie de segmentos conectados con bombas, válvulas, control de dispositivos y otros equipos necesarios para el funcionamiento del sistema. El termino oleoducto implica una tubería especializada, para el transporte de petróleo, gas natural a largas distancias.⁵

1.2. HISTORIA DE LAS TUBERÍAS

El uso de tuberías se remonta aproximadamente hacia más de 1.000 años atrás los romanos utilizaban tuberías de plomo en su sistema de acueducto para abastecer a Roma, los asiáticos utilizaban tubos de bambú envuelto con tela encerada para el transporte de gas natural para la iluminación. Con el transcurrir del tiempo, una mejora importante de la tecnología se produjo en el siglo XVIII con

⁵ Work, H. N. (2003). *ENERGIA*. Retrieved from www.glosario.net.

EVALUACIÓN DE DEFECTOS EN TUBERÍAS CORROÍDAS POR MEDIO DEL CÓDIGO ASME B31G Y LA NORMA API 579

la fabricación de tuberías fundidas para utilizarlas como líneas de agua, alcantarillas y gas.⁶

Con el descubrimiento del petróleo en 1879 en Pensilvania, fue construido el primer oleoducto a larga distancia; se produjo el desarrollo de tubos de acero de alta resistencia, utilizado para el transporte de líquidos como el gas natural, petróleo crudo y productos derivados del petróleo, a través de largas distancias. Inicialmente, todos los tubos de acero tuvieron uniones roscadas que con el tiempo se hicieron complicados emplearlos para grandes diámetros debido al trabajo de las altas presiones. Los tubos de acero sin soldadura fue otro hito importante, no obstante en 1920, con el desarrollo de la soldadura se hizo posible construir tuberías a prueba de fugas, alta presión y de gran diámetro. Hoy en día, prácticamente todas las tuberías de alta presión se componen de tubos de acero con uniones soldadas.

Las principales innovaciones en la tecnología de tubería fueron realizadas desde 1950 incluyendo, entre ellas se cuentan:

- Introducción de materiales nuevos, como tuberías de hierro dúctil y gran diámetro, tuberías de presión de hormigón para el agua, el PVC (Cloruro de Polivinilo) y tubos para alcantarillas.
- El uso de pigs para limpiar el interior de las tuberías y realizar las respectivas inspecciones de evaluación.
- Lotes de productos petrolíferos diferentes en un oleoducto común.
- Aplicación de la protección catódica para reducir la corrosión y ampliar la vida de las tuberías.

⁶ Andrew Cosham, Phil Hopkins. (2003). *THE PIPELINE DEFECT ASSESSMENT MANUAL (PDAM)*. Penspen Limited (formerly Andrew Palmer and Associates) Hawthorn Suite Units 7-8 St Peter's Wharf St Peter's Basin Newcastle upon Tyne NE6 1TZ.

EVALUACIÓN DE DEFECTOS EN TUBERÍAS CORROÍDAS POR MEDIO DEL CÓDIGO ASME B31G Y LA NORMA API 579

- Uso de grandes barreras laterales para colocar tuberías, máquinas para taladrar, doblar tubos grandes, radiografías para detectar defectos de soldadura, y así sucesivamente.

Desde 1970, grandes avances se han hecho en la tecnología de nuevas tuberías incluyendo construcción de zanjas como las perforaciones direccionales que permiten a los gasoductos que se instalen fácilmente debajo de los ríos, lagos y otros obstáculos; la vigilancia de los ductos en el envío de los pigs inteligentes a través de tuberías para detectar el deterioro de la pared ocurrido por la corrosión, grietas y otros defectos; equipos para controlar y operar oleoductos, estaciones de microondas y satélites para la comunicación entre la sede y las estaciones remotas, y las tecnologías de nuevos gasoductos para el transporte de sólidos con largas distancias, por ejemplo: las tuberías para el transporte de lodos de carbón y otros minerales, y la cápsula de gasoductos para el transporte de materiales a granel.

1.3. IMPORTANCIA DE LAS TUBERÍAS

Las tuberías son poco conocidas por el público en general, por encontrarse en los subterráneos. A pesar de esto las tuberías son de vital importancia para el bienestar económico y la seguridad de la mayoría de las naciones utilizándolas para el transporte de:

- Plantas de tratamientos de agua de las casas y edificios.
- Aguas residuales de las casas a las plantas de tratamiento.
- Gas natural que se consume ya sea en una casa, fábrica, escuela, o planta de energía, que se encuentra a miles de kilómetros de distancia.
- Petróleo crudo de los yacimientos petroleros a las refinerías.

EVALUACIÓN DE DEFECTOS EN TUBERÍAS CORROÍDAS POR MEDIO DEL CÓDIGO ASME B31G Y LA NORMA API 579

- Productos de petróleo refinado ya mencionados que se transportan desde las refinerías a varias ciudades de más de cientos de kilómetros.

El objetivo de la tubería, puede cambiar la estrategia operacional y también los parámetros, esto demuestra que la estrategia y los lineamientos que rigen a una tubería pueden cambiar con el tiempo. Sobre la base de la estrategia operacional, los parámetros y los equipos existentes, así como otras consideraciones, un procedimiento operativo puede, y debe, ser establecido si se expone claramente en el manual de operaciones, además, éste no sólo debe describir el procedimiento de rutina, sino también lo que hay que hacer en diversas situaciones de emergencia, como cuando se detecta un gran daño. El manual será necesario no sólo para los operarios de la tubería, sino también para el diseño del flujo de gráficos y programas de ordenador utilizados para el control automático del sistema de tuberías bajo las condiciones normales y de emergencia.⁷

Por otra parte, las necesidades de mantenimiento de la tubería deben ser cuidadosamente evaluadas, establecidas y regidas por las diferentes normas como la API 579, API 580, API 581, el Código ASME B31.G, ASME B31.4 ASME B31.8, ISO13623 existentes para un buen procedimiento de evaluación y reparación de las tuberías.

1.4. COMÓ Y PORQUÉ EVALUAR LAS TUBERÍAS

Los ductos que requieren alta capacidad tecnológica, tales como petroquímicos, refinerías, químicos, etc., poseen componentes contenedores de presión, cañerías y equipos que operan en condiciones extremas. En la actualidad, la tecnología

⁷ Andrew Cosham, Phil Hopkins. (2003). *THE PIPELINE DEFECT ASSESSMENT MANUAL (PDAM)*. Penspen Limited (formerly Andrew Palmer and Associates) Hawthorn Suite Units 7-8 St Peter's Wharf St Peter's Basin Newcastle upon Tyne NE6 1TZ.

EVALUACIÓN DE DEFECTOS EN TUBERÍAS CORROÍDAS POR MEDIO DEL CÓDIGO ASME B31G Y LA NORMA API 579

alcanzada en el diseño de dichos ductos, permiten operar a elevadas presiones y temperaturas o en situaciones desfavorables en cuanto a la degradación o corrosión de los materiales, pero manteniendo los límites de seguridad y controles requeridos.

Por otro lado, el correcto funcionamiento de los ductos exige –como ya se ha mencionado– del control de especialistas con un alto grado de conocimiento y preparación, con el fin de mantener y asegurar operativos a sus equipos. Así, el control de las variables operativas del proceso, el aseguramiento de la calidad, el mantenimiento planificado de las tuberías y el conocimiento de la vida remanente de los equipos instalados que hacen parte de los ductos, son los factores preponderantes que los hacen seguros.

Es así como en los últimos años han surgido nuevas especificaciones destinadas a la adecuada selección de los materiales y a cumplir con requerimientos de análisis más exigentes, los cuales se incorporan en el diseño, la fabricación y la inspección. Por lo cual, los gobiernos de diferentes países, En los últimos años los gobiernos de diferentes países, han promulgado numerosas leyes y normas sobre la seguridad de los ductos. Algunas de las adquisiciones de estas leyes y normas no sólo son costosas para el funcionamiento de las tuberías, sino también ineficaces en cuanto a la seguridad. Esto ha causado gran preocupación en la industria, por lo tanto se han establecido las siguientes condiciones de operación de las tuberías.

- Inspecciones periódicas de las tuberías al menos una vez cada cinco años en las zonas de población o de alta sensibilidad ambiental.
- Establecimiento de un programa de certificación para los empleados que realizan la inspecciones en las tuberías.
- La ampliación de programas para informar a los organismos gubernamentales y educar a la población sobre los riesgos de la tubería.

**EVALUACIÓN DE DEFECTOS EN TUBERÍAS CORROÍDAS POR MEDIO
DEL CÓDIGO ASME B31G Y LA NORMA API 579**

- Sanciones penales por el derrame de petróleo y otros líquidos peligrosos.

Existe la necesidad de evaluar las tuberías debido a los diferentes daños que se manifiestan, como por ejemplo, la corrosión, siendo el daño más frecuente que se presenta y ocasionado por la pérdida de espesor de la pared de la tubería. Esto es especialmente grave para las altas presiones y altas temperaturas que se manejan en estos tipos de tuberías. Por lo tanto, cuando las tuberías se encuentran con estos daños, hay que reemplazar algunas partes produciendo un alto costo para la empresa. La mejor opción para estos daños es renovar, reparar y reforzar la mayoría de las tuberías, de esta manera la vida útil aumenta y el daño será mínimo. Eventualmente será más el costo de la reparación que el de la reconstrucción, hay que tener en cuenta la amenaza constante que existe para el medio ambiente y la salud pública, debido al transporte de estos productos ya que son altamente volátiles y resultan un peligro de incendio o de explosión, fomentando la contaminación de las aguas superficiales, subterráneas y suelos, entre otros.

Por ende debe existir un programa de gestión de integridad de tuberías en el cual se deberá tener en cuenta los siguientes componentes:

- Un proceso para identificar los segmentos de tubería sin que se afecte el área.
- Un plan de evaluación.
- Un análisis que contenga toda la información disponible acerca de la integridad de toda la tubería y de las consecuencias de una falla.
- Los criterios para las acciones de reparación, de manera que los problemas de integridad sean planteados por el plan de evaluación y el análisis de información.
- Un proceso continuo en la evaluación de integridad de las tuberías.
- La identificación de las medidas preventivas y de mitigación para proteger las tuberías de graves consecuencias.

EVALUACIÓN DE DEFECTOS EN TUBERÍAS CORROÍDAS POR MEDIO DEL CÓDIGO ASME B31G Y LA NORMA API 579

- ▀ Los métodos para medir la efectividad del programa.
- ▀ Un proceso para la revisión de los resultados de la evaluación de la integridad y análisis de la información.

1.5. TIPOS DE MANTENIMIENTO EN LAS TUBERÍAS

Existen dos tipos de mantenimiento de la tubería, el de rutina y el de rehabilitación. El de rutina es necesario para mantener la tubería en buen funcionamiento, pero no lo hace necesariamente una causa relevante en la vida útil de la tubería. El de rutina incluye no solo el mantenimiento si no también todo el equipo necesario para el correcto funcionamiento como son las válvulas, los transductores, entre otros, todo el equipo debe ser atendido y sujetado de acuerdo a su mantenimiento. Para la evaluación hay que tener en cuenta un calendario donde se establezca las condiciones necesarias para una vida útil y adecuada para la tubería esto incluye la comprobación periódica del sistema de protección catódica para tubos de acero, pruebas de presión de todas las tuberías de posibles fugas por el envejecimiento, corrosión, y el mantenimiento periódico para limpiar los desechos, mediante la limpieza de pigs detectando posibles daños. Todas estas prevenciones, además de muchas otras medidas que no se mencionan aquí, son parte del mantenimiento rutinario.

El mantenimiento por rehabilitación, por el contrario, incluye medidas más costosas que se toman en cuenta cuando el exterior de la tubería ya está bastante corroído o cuando el interior del tubo está seriamente dañado por la corrosión interna o incrustaciones. En el caso de una tubería de acero seriamente corroído, la solución podría ser la instalación de un revestimiento *in situ*. Muchas de estas tecnologías han ido mejorando los últimos años con un desarrollo continuo, sin duda se encontrará un uso cada vez más beneficioso para la renovación de tuberías que estén sometidas a altas presiones y temperaturas, de modo que los

miles de kilómetros de tubería corroídas pueden ser renovados proporcionando una segunda vida y funcionando por lo menos por otros treinta años más.

1.6. TIPO DE DEFECTOS

A pesar que las tuberías son una de las formas más seguras y confiables para el transporte del petróleo y sus derivados, las empresas del sector se preocupan constantemente por la seguridad operacional de las mismas, pues saben que un accidente puede causar inmensos daños económicos, sociales, ambientales y perjudicar la imagen de la empresa. En particular son tuberías de miles de kilómetros, con una vida útil considerable que deben ser monitoreadas de forma permanente, los problemas encontrados deben ser valorados de forma confiable para evaluar la pérdida de la integridad estructural de la tubería y permitir la reparación ejecutándolo de manera segura, antes de que ocurra un accidente.

Así, la integridad de las tuberías es una actividad que certifica la seguridad en las diferentes operaciones que se realizan, obteniendo información detallada en las diversas áreas del proyecto de operación, inspección y mantenimiento. De este modo, la aplicación de un programa de gestión en la integridad de tuberías asume un papel fundamental para sistematizar las informaciones obtenidas, manteniendo una visión integral de los problemas.⁸

Para mantener la integridad de una tubería se debe identificar las causas que llevan a una tubería a fallar. Un estudio realizado por la empresa de Tecnología de Saneamiento Ambiental de Sao Pablo CETESB-SP determinó las siguientes causas de fugas como las más comunes en las tuberías:

⁸ CABRAL, H. L.; Oleoducto roto por corrosión en Campinas-Sao Pablo, (2007), VIRTUS IMPAVIDA.

**EVALUACIÓN DE DEFECTOS EN TUBERÍAS CORROÍDAS POR MEDIO
DEL CÓDIGO ASME B31G Y LA NORMA API 579**

- Causas naturales, eventos asociados con la acción de la naturaleza tal como erosión, deslizamientos de tierra y movimientos del suelo.
- Acción de terceros, eventos asociados con perforaciones no intencionales de las tuberías, actos de vandalismo, entre otros.
- Fallas operacionales, las fallas de los operadores debido a las actividades inadecuadas durante su funcionamiento.
- Fallas mecánicas, los defectos asociados al mal funcionamiento de válvulas, bridas, juntas, bien como desgaste o por fatiga del material.
- Fallas de mantenimiento, eventos asociados durante los trabajos de mantenimiento de las tuberías.
- Corrosión, eventos asociados a la acción de la corrosión.

De acuerdo al estudio realizado, se encontró que en la mayoría de tuberías la causa de falla más común es la corrosión; sin embargo, esto significa que generalmente una tubería falle precisamente por la corrosión misma, más sí debido a una falla en el sistema de control de la corrosión por completo (véase en la Figura 1 un ejemplo).

Figura 1. Oleoducto averiado por corrosión



Fuente: CABRAL, H. L.; Oleoducto roto por corrosión en Campinas-Sao Pablo, (2007), VIRTUS IMPAVIDA.

1.6.1. Definiciones de los tipos de defectos

Uno de los prerequisites para que una tubería continúe operando de forma segura es garantizar un alto nivel de confiabilidad en la integridad estructural del mismo durante su vida útil. Tal integridad puede estar amenazada por defectos introducidos en la tubería durante el proceso de fabricación, instalación u operación.

Es importante dejar por sentado que un defecto es una discontinuidad o irregularidad del material o en su geometría que es detectada en la inspección de acuerdo con los requerimientos de varios códigos y normas que definen los límites de rechazo de los defectos.

Un defecto no se considera aceptable cuando su magnitud es suficiente para garantizar el rechazo sobre la base de los requisitos de los códigos, normas y otros medios utilizados para evaluarlo. Los principales defectos encontrados en las tuberías pueden ser agrupados en tres categorías de acuerdo a sus causas. A continuación las mismas:

1.6.1.1. Defectos por corrosión

- Corrosión uniforme o generalizada: Pérdida uniforme o gradual del espesor de la pared de la tubería a lo largo de su extensa área.
- Corrosión por picadura: Corrosión localizada, con grandes profundidades que disminuyen considerablemente el espesor de la tubería.
- El agrietamiento por tensión en medio corrosivo: Acontece cuando un material es sometido a tensiones de tracción aplicadas o residuales, y colocado en contacto con un medio corrosivo específico.

**EVALUACIÓN DE DEFECTOS EN TUBERÍAS CORROÍDAS POR MEDIO
DEL CÓDIGO ASME B31G Y LA NORMA API 579**

- Agrietamiento por hidrógeno: Ocurre cuando el hidrógeno migra al interior del material y se acumula en diversos sitios intersticiales en zonas de alta concentración de esfuerzos, provocando agrietamiento.

1.6.1.2. Defectos mecánicos

- Muesca o hendiduras: Muesca causada por un evento que produce una variación visible en la curvatura de la pared de la tubería o un componente sin que ocurra variación en el espesor de la pared de la tubería.
- Daños superficiales: Imperfecciones en la superficie causada por la remoción mecánica del material deformaciones provocando reducción en el espesor de la pared de la tubería.
- Grietas: Estas pueden causar concentración de tensiones en un determinado punto pudiendo, así, ser considerado como un defecto.
- Huecos Superficiales: Huecos generados en la superficie del ducto.

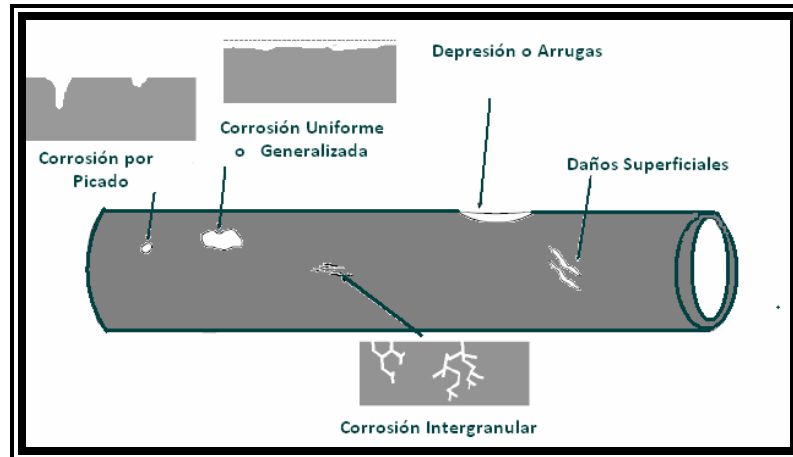
1.6.1.3. Defectos por soldadura

- Penetración incompleta: Cuando la raíz de la junta al ser soldada no es fundida completamente, causando poca penetración.
- Fusión incompleta: Se refiere a la ausencia de la unión entre el metal base y la soldadura por la falta de fusión.
- Inclusiones: Ocurre cuando partículas de óxido y otros sólidos no metálicos se encuentran atrapados entre los cordones de soldadura o entre el metal base y la soldadura.
- Porosidad: La porosidad es formada por la evolución de los gases, en la parte posterior del cordón de soldadura durante la solidificación del mismo.
- Mordeduras: Son recovecos agudos formados por la acción de la fuente de calor de la soldadura por arco entre un cordón de soldadura y el metal base o entre cordones adyacentes.

EVALUACIÓN DE DEFECTOS EN TUBERÍAS CORROÍDAS POR MEDIO DEL CÓDIGO ASME B31G Y LA NORMA API 579

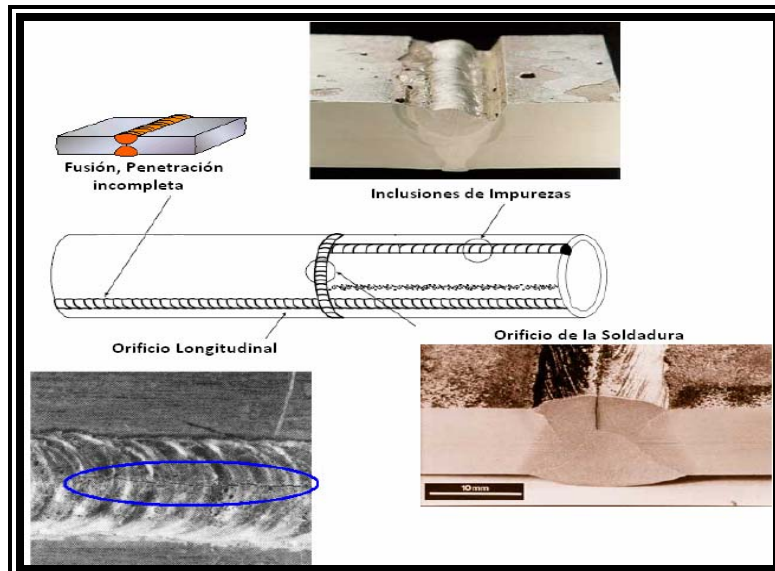
Las siguientes Figuras ilustran algunos ejemplos de defectos de corrosión mecánicos y de soldadura comúnmente encontrados en las tuberías.

Figura 2. Ejemplo de tipos de defectos de corrosión y daños mecánicos en tuberías.



Fuente: CABRAL, H. L; Oleoducto roto por corrosión en Campinas-Sao Pablo. Brasil, (2007), VIRTUS IMPAVIDA.

Figura 3. Ejemplos de defectos causados por la soldadura.



Fuente: CABRAL, H. L; Oleoducto roto por corrosión en Campinas-Sao Pablo. Brasil, (2007), VIRTUS IMPAVIDA.

1.7. TÉCNICAS DE INSPECCIÓN Y MONITOREO DE LAS TUBERÍAS.

Existen innumerables técnicas de inspección de tuberías que aumentan la seguridad y la eficiencia del sistema ocasionando accidentes e interrupciones de las líneas. Estas incluyen una serie de medidas que reflejan el estado actual de la integridad de la tubería y el medio ambiente en el que se encuentra, lo que permite identificar, ubicar y trazar posibles defectos en las tuberías antes que se transformen en pérdidas o causar grandes accidentes. Es así como las tecnologías actuales permiten la detección temprana de cualquier defecto que se cause en la tubería. Entre las diversas técnicas existentes se destacan las tecnologías de los pigs. Veamos:⁹

1.7.1. Tecnología de pigs.

Los pigs son dispositivos que se mueven por el interior de las tuberías, realizando una tarea predeterminada y son generalmente impulsados por el fluido bombeado. Existen diversos tipos de pigs, cada uno diseñado para una aplicación específica.

Además, estos son herramientas indispensables para la buena gestión de operación de las tuberías, debido a que ayudan a detectar la corrosión interna, facilitan la reducción de presión por la caída del flujo durante el bombeo y realizan inspecciones para la detección de defectos. Existen diferentes tipos de pigs estos son.

1.7.1.1. Pig de limpieza y aseguramiento del flujo.

Durante la operación de las tuberías es normal la acumulación de desechos ya sea como resultado de los procesos de corrosión interna o de los diferentes

⁹ FREIRE, J. L. (2009). *ENGENHARIA DE DUCTOS*. RIO DE JANEIRO: ABCM Associação Brasileira de Engenharia e Ciências Mecânicas.

procesos al que se ha sometido el líquido antes de ser bombeado, reduciendo drásticamente los procesos de corrosión interna. Algunos pigs de limpieza y control de flujo son: (a) Pigs espuma; (b) pigs raspadores; (c) flexpigs; (d) pigs esfera y (e) pigs de limpieza magnética.

1.7.1.2. Pig para la verificación de la geometría de la tubería.

Algunos pigs son especialmente utilizados para identificar anomalías en la geometría de la tubería, especialmente en relación con el diámetro de estos. A partir de la evaluación del diámetro interno estos pigs pueden identificar abolladuras, rebordes y otras obstrucciones internas; son equipos pesados y de poca tolerancia a la variación del diámetro de la tubería, la inspección del diámetro interno es ineludible para evitar el aprisionamiento de la herramienta. De este tipo de pigs se pueden clasificar en: pig de placa calibradora y pig geométrico.

1.7.1.3. Pigs para detección temprana de la corrosión.

La corrosión representa uno de los principales mecanismos de deterioro de las tuberías, sin importar donde se ocasione este defecto ya sea en la parte interna o externa de la tubería. Existen varios tipos de pigs para la detección de la corrosión entre los cuales se destacan el pig magnético y el pig de ultrasonido.

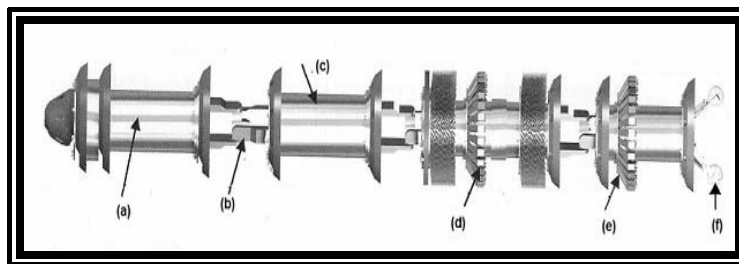
1.7.1.3.1. Pig Magnético de corrosión.

Es una herramienta tradicional en la inspección de tuberías, debido a su historia y al estatus que ocupa en el mercado es muy utilizado en la integridad estructural de las tuberías. También conocida por la abreviatura de su método "Pig MFL" (*Magnetic Fluxleakage*), esta herramienta de inspección es muy versátil, robusta y eficiente para la detección, cuantificación y localización de la corrosión. En la siguiente Figura se presentan esquemáticamente los principales componentes de un pig magnético MFL. Por tratarse de una herramienta completa, la mayoría de veces está compuesta por diversos módulos unidos por medio de juntas

EVALUACIÓN DE DEFECTOS EN TUBERÍAS CORROÍDAS POR MEDIO
DEL CÓDIGO ASME B31G Y LA NORMA API 579

mecánicas: el primer módulo contiene las baterías; el segundo módulo tiene un sistema electrónico de control y registro; en el tercer módulo está el sistema de medición magnético; y, en el cuarto, y último módulo, se encuentra una segunda secuencia de sensores y discriminadores que identifican un punto de origen del defecto.

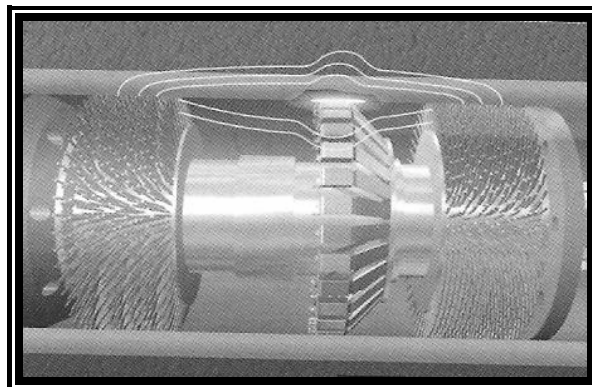
Figura 4. Pig magnético de corrosión.



Fuente: FREIRE, J. L; Pig magnético de corrosión; (a) módulo de baterías, (b) juntas universales, (c) módulo electrónicos, (d) módulo sensor, (e) módulo discriminador, (f) odómetros, (2009), ABCM.

Es importante mencionar, además que el pig magnético conocido como MFL, utiliza un método magnético de campos de fuga para detectar y cuantificar la corrosión (véase la Figura 5), creando así un fuerte campo magnético continuo aplicado a la parte de la tubería, por medio de imanes permanentes.

Figura 5. Representación del módulo sensor MFL completo.

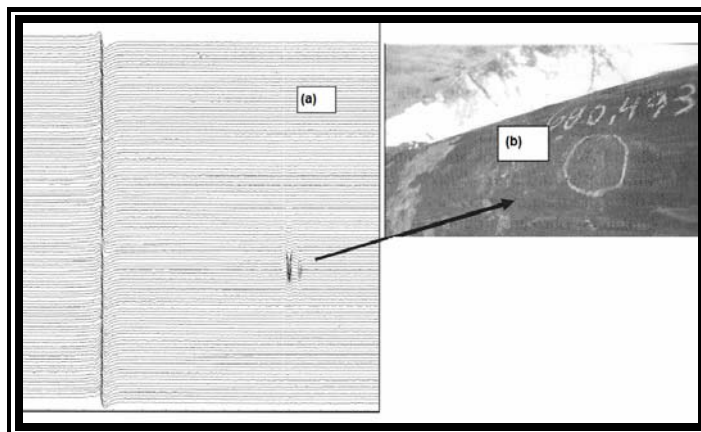


Fuente: FREIRE, J. L; Representación del módulo sensor MFL completo, (2009), ABCM.

EVALUACIÓN DE DEFECTOS EN TUBERÍAS CORROÍDAS POR MEDIO DEL CÓDIGO ASME B31G Y LA NORMA API 579

Ahora, la Figura 6 representa un registro típico de un pig MFL, donde se verifica la presencia de dos alvéolos externos. Como esos defectos son externos no son detectados por los sensores. El eje horizontal de la figura representa el desplazamiento del pig de izquierda a derecha en unidades métricas. Las diversas líneas registran la amplitud de cada sensor. Cuando mayor es la deformación, es decir la amplitud de la señal, mayor es el campo de fuga. Por este tipo de gráfico también se pueden identificar cuántos sensores detectan el defecto, permitiendo la estimación de la anchura de la anomalía.

Figura 6. Registro típico de un pig MFL.



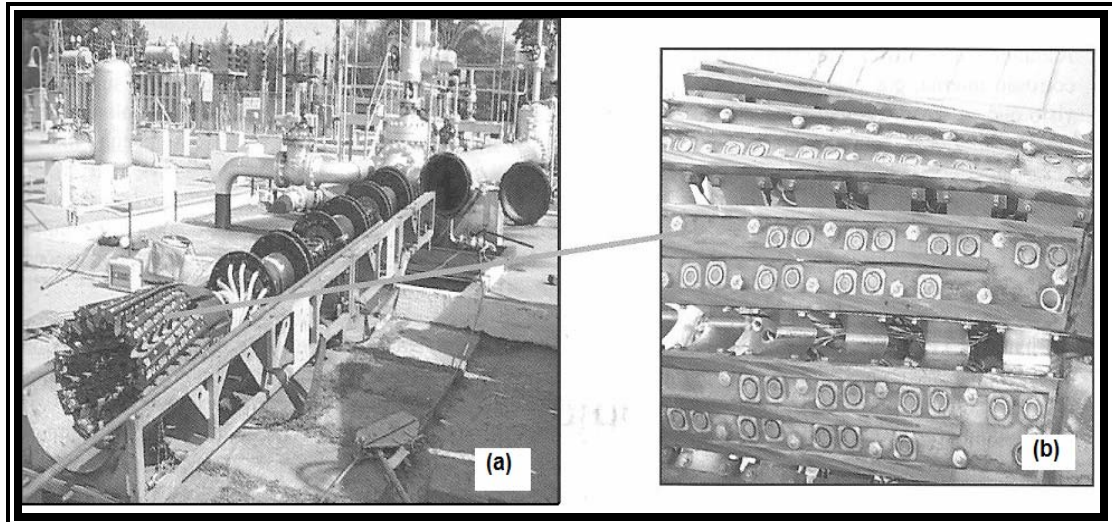
Fuente: FREIRE, J. L.; Registro típico de un pig MFL, (a) Registro de corrosión por un pig MFL, a partir de dos principales sensores Hall, (b) foto de dos alveolos que darán origen al registro, (2009), ABCM.

1.7.1.3.2. Pig de ultrasonido

Los pigs de ultrasonido han sido desarrollados para competir con el pig MFL, ofreciendo precisión y dimensionamiento directo en las discontinuidades. Como este método es por ultrasonido, es capaz de medir directamente el espesor del acero en cada punto, la herramienta en cuestión presenta grandes ventajas en relación al sistema MFL. La Figura 7 representa un pig de ultrasonido típico, con énfasis en el módulo donde se ubican los transductores de ultrasonido.

EVALUACIÓN DE DEFECTOS EN TUBERÍAS CORROÍDAS POR MEDIO DEL CÓDIGO ASME B31G Y LA NORMA API 579

Figura 7. Representación de un pig típico de ultrasonido



Fuente: FREIRE, J. L.; Representación de un pig típico de ultrasonido, (a) Pig de ultrasonido preparado para ser lanzado en la tubería, (b) indica el módulo del sensor donde son montados los transductores de ultrasonido. El perfil de soporte garantiza una distancia constante en relación a la superficie interna de la tubería. Los otros módulos transportan el control y el registro electrónico como las baterías. , (2009), ABCM.

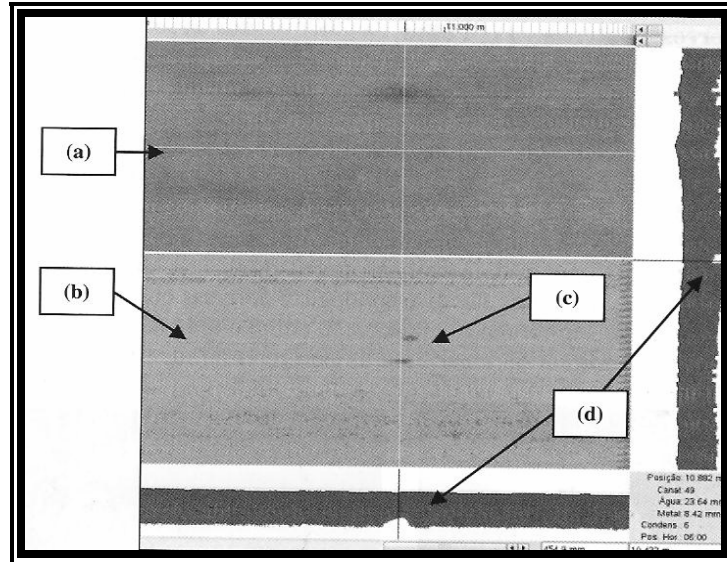
Los pigs de ultrasonido requieren una limpieza más rigurosa que los pigs de tipo MFL. La Figura 8 representa una imagen generada por un pig de ultrasonido. Normalmente, el pig de ultrasonido genera dos tipos de imágenes: la primera imagen es obtenida con medidas realizadas en la superficie interna, a partir del primer eco; y, la segunda imagen, se refiere a la diferencia medida entre el primer y segundo eco. Cuando un defecto es identificado solamente en la segunda imagen, esto significa que se trata de un defecto externo.

1.7.1.3.3. Pig de perfiles para la corrosión interna – Pigs palito.

Los pigs de perfiles de corrosión interna, también conocido como “pig palito”, es una tecnología especialmente desarrollada en Brasil para la detección y cuantificación de la corrosión interna, es muy común en los ductos de producción de petróleo en razón de la presencia de agua salada.

EVALUACIÓN DE DEFECTOS EN TUBERÍAS CORROÍDAS POR MEDIO DEL CÓDIGO ASME B31G Y LA NORMA API 579

Figura 8. Registro típico de un pig de ultrasonido



Fuente: FREIRE, J. L.; Registro típico de un pig de ultrasonido; (a) imagen de la superficie interna del ducto, (b) imagen obtenida a partir de los valores de espesor, (c) dos alvéolos de corrosión externa, (d) imagen de la sección del defecto seleccionado, (2009), ABCM.

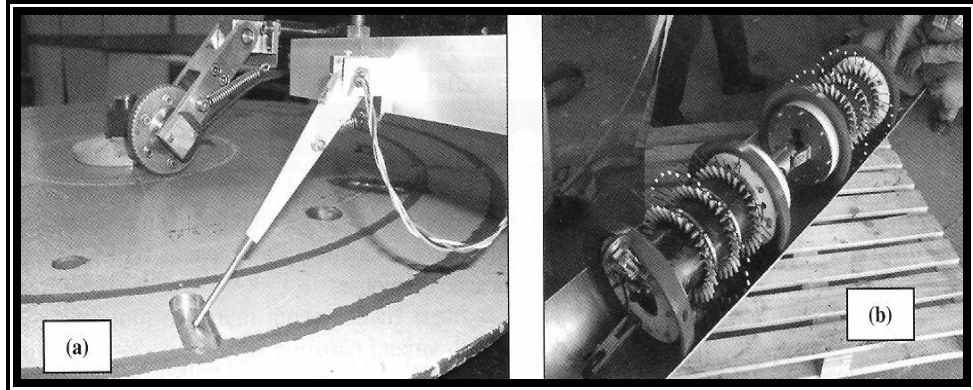
El método consiste en la medida precisa de diferentes ángulos, palitos, distribuidos a lo largo del cuerpo del pig. Como se observa en la Figura 9, los palitos son distribuidos en diversas coronas de los sensores, de tal forma que muchos sensores perfilan la corrosión. De esta forma, además de diferenciar los defectos entre internos y externos, el pig MFL más el palito posibilitara el dimensionamiento preciso de la corrosión interna.

1.7.1.4. Pigs especiales.

Estos tipos de pigs son para usos especiales y son: (a) pig inercial; (b) pigs de bloqueo; y, (c) pig de perfiles.

EVALUACIÓN DE DEFECTOS EN TUBERÍAS CORROÍDAS POR MEDIO DEL CÓDIGO ASME B31G Y LA NORMA API 579

Figura 9. Pig Palito



Fuente: FREIRE, J. L.; Pig Palito; (a) El método consiste en el control preciso de tallos, que permanecen en contacto directo con la superficie de la tubería, (b) Pig Palito de 16 pulgadas, con 18 palos preparado para ser lanzado al ducto, (2009), ABCM.

1.7.2. Métodos de evaluación de la resistencia de las tuberías corroídas.

Al recibir un informe de inspección por un pig instrumentado con una lista de defectos caracterizados por su forma y tamaño, el analista debe tener una metodología para la evaluación de las mismas, y comprobará si esa configuración del defecto es aceptable para que la tubería continúe operando de forma segura. Por lo tanto se utilizan normas, códigos y recomendaciones desarrolladas por grandes empresas del sector como son las API y el Código ASME, donde se desarrollan determinados procedimientos para analizar los defectos específicos y para atender las diferentes necesidades de una determinada empresa.

Dichos procedimientos semiempíricos desarrollados son todavía bastante empleados, sin embargo con el paso del tiempo, las pruebas en escala real se han hecho para comparar las normas existentes y proporcionar correcciones cuando sea necesario.¹⁰

¹⁰ Andrew Cosham, Phil Hopkins. (2003). *THE PIPELINE DEFECT ASSESSMENT MANUAL (PDAM)*. Penspen Limited (formerly Andrew Palmer and Associates) Hawthorn Suite Units 7-8 St Peter's Wharf St Peter's Basin Newcastle upon Tyne NE6 1TZ.

**EVALUACIÓN DE DEFECTOS EN TUBERÍAS CORROÍDAS POR MEDIO
DEL CÓDIGO ASME B31G Y LA NORMA API 579**

También, los métodos más sofisticados están cada vez siendo más aplicados como medio de evaluación a la resistencia de las tuberías corroídas. Entre ellos se pueden citar el análisis numérico en 3 – D no lineal, el método de elementos finitos, análisis límite, análisis probabilístico, análisis de riesgo y análisis de confiabilidad.

DESARROLLO EXPERIMENTAL

2.1. METODOLOGÍA

Teniendo en cuenta el objetivo general y los específicos, con las expectativas del proyecto, se desarrollo la siguiente metodología, teniendo en cuenta los aspectos generales del Código ASME B31.G y la Norma API 579: §2.1.1 Obtención de datos; §2.1.2 Investigación del tipo de tubería; §2.1.3 Estudio e interpretación del Código ASME B31.G y la Norma API 579. Además, en §2.1.4 se estudiarán el Código y la Norma que permiten desarrollar este proyecto. Del mismo modo que en §2.1.5 se evaluarán los defectos aplicando la Norma Código ASME B31.G y en §2.1.6 se calculará la vida remanente aplicando el Capítulo Cuarto de la Norma API 579 para, finalmente, en el §2.1.7 presentar los resultados y el análisis obtenido en los ítems anteriores.

2.1.1. Obtención de datos.

Como se ha mencionado, se realizo la recopilación de los datos que fueron obtenidos por una empresa particular, en donde se realizó una inspección de una determinada tubería con las siguientes características, el tiempo que lleva en servicio es de 10 años, el material es API 5L X52, con un diámetro nominal de 10 pulgadas, espesor de 4.78mm, con protección catódica presente, utilizando un pig instrumentado el cual arrojó la siguiente información, son 217 puntos distribuidos en 178.336Km y de cada uno de estos puntos se obtuvieron otros datos como distancia, espesor, profundidad, longitud y ancho,.(los datos suministrados se pueden apreciar en el Anexo 1).

**EVALUACIÓN DE DEFECTOS EN TUBERÍAS CORROÍDAS POR MEDIO
DEL CÓDIGO ASME B31G Y LA NORMA API 579**

2.1.2. Investigación del tipo de tubería.

Las especificaciones de las tuberías, usadas en el transporte de petróleo o gas, obedecen a las determinaciones establecidas por ciertas normas internacionales. En este caso se utilizó la Norma de *American Petroleum Institute* denominada API 5L. Esta es una descripción para los tubos sin o con soldadura, de acero al carbono, de alta resistencia y baja aleación. La norma especifica once grados de resistencia para el material de tubos, que son denominados entre otros: A25, A, B, X42, X46, X52, X60, X65, X70 y X80. La norma además, establece dos niveles de especificación del producto (*Product specification level*) por sus siglas en inglés corresponde a PSL1 y PSL2, respectivamente. Estas dos designaciones definen diferentes niveles de requerimientos de especificaciones técnicas. De este modo, para este Proyecto se ha trabajado con el material API 5L X 52.

Tabla1. Requerimientos químicos por colada y análisis de producto en porcentaje en peso.

PSL1						
Grado	C Carbono % Máximo ^a	Mn Manganeso % Máximo ^a	P Fósforo % Máximo	S Azufre % Máximo	Ti Titanio % Máximo	Otros % Máximo
B	0,26	1,20	0,030	0,030	0,04	b,c,d
X42	0,26	1,40	0,030	0,030	0,04	c,d
X52	0,26	1,40	0,030	0,030	0,04	c,d
X60 ^f	0,26	1,40	0,030	0,030	0,04	c,d
PSL2						
Grado	C Carbono % Máximo ^a	Mn Manganeso % Máximo ^a	P Fósforo % Máximo	S Azufre % Máximo	Ti Titanio % Máximo	Otros % Máximo
B	0,22	1,20	0,025	0,015	0,04	d,e
X42	0,22	1,30	0,025	0,015	0,04	c,d
X52	0,22	1,40	0,025	0,015	0,04	c,d
X60 ^f	0,22	1,40	0,025	0,015	0,04	c,d

Fuente: Industrias Unicon, C. Requerimientos químicos por colada y análisis de producto en porcentaje en peso, 2005.

EVALUACIÓN DE DEFECTOS EN TUBERÍAS CORROÍDAS POR MEDIO DEL CÓDIGO ASME B31G Y LA NORMA API 579

Tabla 2. Propiedades mecánicas.

PSL1									
Grado	Límite de Fluencia		Resistencia a la Tracción		Alargamiento en 50,8 mm (2 pulg), Mínimo %				
	psi	Mpa	psi	Mpa					
B	35,000	241	60,000	414	a				
X42	42,000	290	60,000	414	a				
X52	52,000	359	66,000	455	a				
X60	60,000	414	75,000	517	a				
PSL2									
Grado	Límite de Fluencia				Resistencia a la Tracción		Alargamiento en 50,8 mm (2 pulg), Mínimo %		
	Mínimo		Máximo ^b		Mínimo			Máximo ^c	
	psi	Mpa	psi	Mpa	psi	Mpa		psi	Mpa
B	35,000	241	65,000 ^d	448	60,000	414	110,000	758	a
X42	42,000	290	72,000	496	60,000	414	110,000	758	a
X52	52,000	359	77,000	531	66,000	455	110,000	758	a
X60	60,000	414	82,000	565	75,000	517	110,000	758	a

Fuente: Industrias Unicon, C. Propiedades mecánicas, 2005.

2.1.3. Estudio e interpretación de las Normas Código ASME B31G Y API 579.

Se realizó un estudio de las normas para obtener los resultados de la máxima presión de operación y la vida remanente de la tubería, de esta manera aplicar la información obtenida, realizando una adecuada comprensión demostrando que los datos sean reales y confiables, identificando los defectos que afectan la tubería con el propósito de que la evaluación de inspección sea satisfactoria, entregando un informe donde se pueda verificar lo estudiado, analizado y recomendado. Proporcionando una mejora a las empresas debido a que existen errores que afectarían de manera drástica el trabajo, la economía y el medio ambiente que rodea a las tuberías. Durante el desarrollo del trabajo se dará una explicación más detallada de la aplicación en la evaluación de los datos.

2.1.4. Evaluación de los defectos aplicando la norma ASME B31.G

Esta norma es el manual para determinar la resistencia remanente de las tuberías corroídas. Este código sirve de apoyo a los operadores de las tuberías en la toma

**EVALUACIÓN DE DEFECTOS EN TUBERÍAS CORROÍDAS POR MEDIO
DEL CÓDIGO ASME B31G Y LA NORMA API 579**

de decisiones de mantener en funcionamiento la tubería con defectos por corrosión de forma segura con la presión máxima de operación, definidos para el sistema en funcionamiento.

Este método de evaluación con defectos fue incluido en las Normas ASME B31.4 y ASME B31.8 y descrito en detalles en el documento ANSI / ASME B31G Manual para determinar la resistencia de las tuberías corroídas, el cual fue revisado y reeditado como ASME B31.G en 1991. Ahora, es conveniente mencionar que existen diversas Normas según su función particular; estas son:

- B31.1. Tubería de alimentación.
- B31.3, Tuberías de proceso.
- B31.4, Tubería de Sistemas de Transporte de hidrocarburos líquidos y de Otros líquidos.
- B31.5, Tuberías de refrigeración y componentes de Transferencia de Calor.
- B31.8, Sistemas de Distribución de transmisión de gas en tuberías.
- B31.8S, Sistema de Gestión de Integridad de Gasoductos.
- B31.9, Servicios de construcción de tuberías.
- B31.11, Sistema de Transporte de pulpas en tuberías.
- B31G-1991. Manual para determinar la resistencia de tuberías corroídas.

Además, tener presente que el uso de este método se limita a las siguientes condiciones:

- Tuberías construidas según las Normas ASME B31.4, ASME B31.8 y ASME B31.11.
- Tuberías con corrosión, fabricados con acero al carbono y aceros de alta resistencia de baja aleación de tipo ASTM A 53, A 106, A381, API 5LX y API 5L.
- Corrosión en el cuerpo del ducto, con contornos relativamente suaves que no causen una alta concentración de tensiones.

EVALUACIÓN DE DEFECTOS EN TUBERÍAS CORROÍDAS POR MEDIO DEL CÓDIGO ASME B31G Y LA NORMA API 579

- No puede ser aplicado para corrosión en soldaduras longitudinales o circunferenciales, áreas afectadas térmicamente, daños mecánicos como surcos y defectos de fabricación de la chapa de acero.
- Tuberías sujetas únicamente a la carga de presión interna.
- Defectos de corrosión con profundidades comprendida entre el 10% y el 80% del espesor de la pared de la tubería.

De otra parte, cabe mencionar que este método fue concebido a partir de una ecuación semiempírica NG-18 "*Surface Flaw Equation*". El empleo de este método está limitado a varias condiciones, entre ellas podemos destacar:

- Solo a la aplicación de presiones internas.
- Defectos de corrosión con profundidades comprendida entre el 10% y el 80% del espesor de la pared del ducto.

2.1.4.1. Limitaciones del código

- Corrosión en aceros de tubería categorizadas como aceros al carbono de alta resistencia o baja aleación.
- No da pronósticos para la falla o ruptura del material.
- No puede ser usado para evaluar la vida remanente de zonas afectadas por corrosión longitudinal, daños, defectos mecánicos y defectos introducidos a la tubería.

2.1.4.2. Métodos de aceptación

Algunas regiones corroídas son aceptadas por el criterio de este manual con el fin de continuar en servicio, para esto es necesario establecer la MAOP (Máxima Presión de Operación Admisible), ya que por pruebas realizadas podría ser capaz de resistir presiones, produciendo en muchos casos una presión del 100% del tubo.

2.1.4.3. Criterios de evaluación

Se debe tener en cuenta el porcentaje de profundidad, la longitud máxima admisible permitida y el MAOP en el área corroída.

2.1.4.4. Porcentaje de profundidad

Se puede obtener la profundidad de un defecto producido por corrosión mediante la siguiente ecuación (1):

$$\boxed{\% \text{ profundidad} = 100 \left(\frac{d}{t} \right)} \quad (1)$$

Donde:

- d = Medida máxima de la profundidad del área corroída (in).
- t = Espesor nominal de la pared de la tubería (in).

2.1.4.5. Longitud máxima admisible permitida

En este criterio hay que tener en cuenta la longitud máxima admisible la cual se determina por la ecuación (2) que sigue:

$$\boxed{L_{adm} = 1.12B\sqrt{Dt}} \quad (2)$$

Donde:

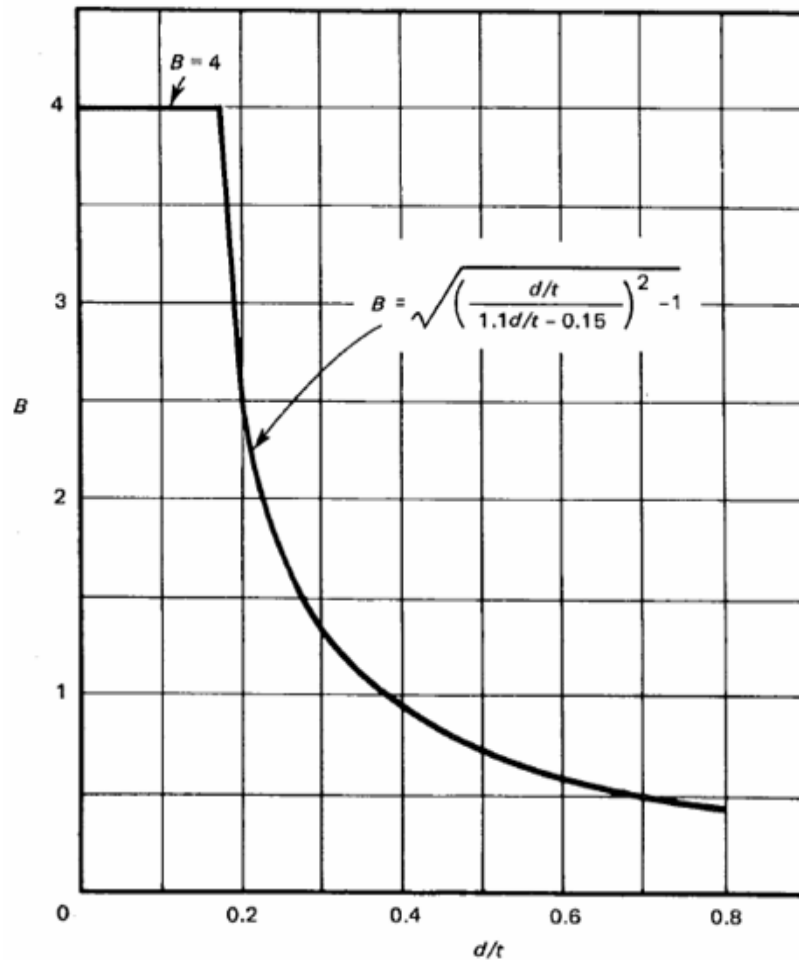
- B = Valor que puede determinarse a partir de la Figura (10).
- D = Diámetro nominal fuera de la tubería (in).

Es importante tener en cuenta que si la profundidad de corrosión está entre el 10% y el 17.5% se toma $B = 4$, si no B se puede calcular por medio de la siguiente ecuación (3):

EVALUACIÓN DE DEFECTOS EN TUBERÍAS CORROÍDAS POR MEDIO
DEL CÓDIGO ASME B31G Y LA NORMA API 579

$$B = \sqrt{\left(\frac{d/t}{1.1(d/t) - 0.15}\right)^2 - 1} \quad (3)$$

Figura 10: Curva para determinar el valor de B



Fuente: ASME CODE FOR PRESSURE PIPING, B. A. (1991). ASME B31G-1991. Manual for Determining the Remaining Strength of Corroded pipelines A supplement to ASME B31 Code for Pressure Piping. Curva para determinar el valor de B. New York, U.S.A.: The American Society of Mechanical Engineers.

**EVALUACIÓN DE DEFECTOS EN TUBERÍAS CORROÍDAS POR MEDIO
DEL CÓDIGO ASME B31G Y LA NORMA API 579**

2.1.4.6. Máxima Presión de Operación Admisible (MAOP) aplicando el Tercer Criterio del Código ASME B.31.G.

Para realizar este criterio hay que tener en cuenta diferentes variables como son el área, el SMYS (Mínimo Límite Elástico Especificado) y la clasificación en la que se encuentra la tubería basado en las Normas ASME B31.4 y ASME B31.8. Para hallar sus valores hay que asumir las condiciones de trabajo del tubo X52 de la norma API 5L, de acuerdo con su caracterización existe una clasificación (véase la Tabla 3).

Tabla 3. Clasificación de la clase.

INSTALACIÓN DE CUALQUIER SECCIÓN	
Clase 1, División 1 y 2	Áreas tales como terrenos baldíos y tierras de cultivo con escasa población. Divisiones 1 y 2 se refiere a las presiones de prueba.
Clase 2	Instalaciones por la ocupación humana de 10 a 46.
Clase 3	Instalaciones por la ocupación humana por encima de 46.
Clase 4	Áreas donde prevalecen edificios de varios pisos, el tráfico es pesado o denso y existen numerosos servicios públicos subterráneos.

Fuente: ASME CODE FOR PRESSURE PIPING, B. A. Clasificación de la clase.(2003). ASME B31.8 -2003. *Gas transmission and distribution piping system* . U.S.A.: The American Society Mechanical Enginners.

Entonces, se puede determinar que nuestra clase es la 1 debido a que las tuberías inspeccionadas se encuentran en sitios de campo abierto. Una vez determinada la ubicación de la clase, se puede hallar el factor que es estipulado por la norma (véase la Tabla 4) el tiempo que se debe tener en cuenta entre una y otra inspección es importante en este caso se trabaja con un tiempo de 10 años.

**EVALUACIÓN DE DEFECTOS EN TUBERÍAS CORROÍDAS POR MEDIO
DEL CÓDIGO ASME B31G Y LA NORMA API 579**

Tabla 4. Designación Básica del factor F.

LOCALIZACIÓN DE LA CLASE	FACTOR DESIGNADO F
Localización Clase 1, División 1	0.80
Localización Clase 1, División 2	0.72
Localización Clase 2	0.60
Localización Clase 3	0.50
Localización Clase 4	0.40

Fuente: ASME CODE FOR PRESSURE PIPING, B. A. Designación Básica del factor F. (2003).
ASME B31.8 -2003. *Gas transmission and distribution piping system*. U.S.A.: The American Society
Mechanical Engineers

Después de determinar todos estos parámetros se puede continuar con la evaluación del criterio 3 y la cual se determina por la siguiente ecuación (4):

$$A = 0.893 \left(\frac{L_{med}}{\sqrt{Dt}} \right) \quad (4)$$

Donde:

- L_{med} = Longitud medida del área corroída.
- D = Diámetro nominal fuera de la tubería.
- t = Espesor nominal de la pared de la tubería.

2.1.4.7. Máxima presión segura para el área corroída (P').

P' se determina por medio de la siguiente ecuación (5):

$$P' = 1.1 P \left[\frac{1 - \frac{2}{3} \left(\frac{d}{t} \right)}{1 - \frac{2}{3} \left(\frac{d}{t \sqrt{A^{2+1}}} \right)} \right] \quad (5)$$

EVALUACIÓN DE DEFECTOS EN TUBERÍAS CORROÍDAS POR MEDIO
DEL CÓDIGO ASME B31G Y LA NORMA API 579

Cuando $A > 4$ se debe emplear, la siguiente ecuación (6):

$$P' = 1.1 P \left(1 - \frac{d}{t} \right) \quad (6)$$

2.1.4.8. Máxima presión de operación en la tubería.

Se determina por la siguiente ecuación (7):

$$P = 2StFT / D \quad (7)$$

Donde:

- S = Rendimiento mínimo especificado en (Psi).
- t = Espesor nominal de la pared.
- T = Temperatura cuando se determino el factor.
- F = Factor designado por el código B31.
- D = Diámetro exterior nominal de la tubería (in).

El criterio indica que deben ser reparados todos los defectos identificados con el segundo criterio en donde P' sea mayor que P (MAOP).

2.1.5. NORMA API 579.

El campo de (*Fitness - for - Service*) FFS es una tarea multidisciplinar, está compuesto por tres áreas de tecnología que son: la mecánica, los materiales y la inspección, donde cada uno tiene diversas funciones en virtud de cada área, complementando de esta manera el trabajo. La necesidad de una evaluación más precisa y las condiciones económicas llevaron a muchas plantas de proceso con presupuestos restringidos a sustituir las tuberías como una solución de los

problemas de fallas de tuberías. Además, la capacidad de cerrar un flujo de proceso para sustituir una tubería no es siempre una opción disponible. La necesidad de adecuación de los servicios proviene de los defectos desarrollados en las tuberías tales como grietas, picaduras, áreas finas localizadas (LTA), abolladuras. Estos defectos son causados por la corrosión, erosión y la exposición ambiental a diversas sustancias.

2.1.5.1. Aplicabilidad y limitaciones del procedimiento.

Los procedimientos de evaluación en esta parte pueden ser usados a evaluar la pérdida de metal generalizada. Así que las pérdidas de metal en general pueden ocurrir fuera o dentro del componente.

De otra parte los procedimientos de evaluación están basados en lecturas de espesores en un punto los cuales son proporcionados por los pigs instrumentados, dependen de los tipos de datos de medidas disponibles, las características del metal perdido y el grado de conservatismo aceptado para la evaluación.

De este modo, solo se evaluarán pérdidas de metal para los componentes a presión; los cálculos se utilizan para encontrar la MAWP (Máxima Presión de Operación Admisible). Veamos los tres tipos de componentes que son usados para determinar un nivel de evaluación permisible estos son:

■ Componentes de tipo A

Tienen una ecuación de diseño que se refiere específicamente a la presión, de acuerdo al espesor de pared requerido; por ejemplo: recipientes a presión de sección cilíndrica y cónica; recipientes a presión de forma esférica y esferas de almacenamiento; secciones rectas de los sistemas de tuberías; codos o curvas de tuberías, no tienen adjuntos estructurales.

■ Componentes de tipo B

No tienen la ecuación de diseño que se refiere específicamente a la presión de espesor requerida, estos componentes tienen un código de procedimiento de diseño para determinar una configuración aceptable. Por ejemplo, boquillas de recipientes a presión, de tanques y tuberías de colecciones; zonas de refuerzo de transición de forma cónica; sistemas de tuberías.

■ Componentes de tipo C

Son componentes que no tienen ecuación de diseño, que se refiere específicamente a la presión de espesor requerido y tampoco tienen un código de procedimiento de diseño. Entre ellos la tapa del recipiente de presión para uniones, el fondo del tanque o el soporte de los recipientes a presión.

2.1.5.2. Niveles 1 y 2

En estos niveles de los procedimientos de evaluación en aplican solo si las siguientes condiciones son satisfechas:

- Los criterios de diseño original están en conformidad con un código reconocido o estándar.
- La región de la pérdida de metal tienen contornos lisos, sin muescas. No hay concentraciones de tensión.
- El componente no está en servicio cíclico.

Ahora, las siguientes limitaciones son requisitos en los tipos de componentes y cargas aplicadas:

- Una evaluación de Nivel 1: se aplican los componentes de tipo A. Son sujetos a presiones de tipo internas o externas.
- Evaluación de Nivel 2: componentes de tipo A o B (sujetos a presión de tipo interno externo, o cualquier combinación de ambos).

**EVALUACIÓN DE DEFECTOS EN TUBERÍAS CORROÍDAS POR MEDIO
DEL CÓDIGO ASME B31G Y LA NORMA API 579**

- Un Nivel 3 de evaluación se realiza cuando no se aplican los niveles anteriores o cuando estos niveles de evaluación producen resultados excesivamente muy conservadores.

2.1.5.3. Datos requeridos

- Datos de diseños del equipo original.
- Historial de mantenimiento y operación.
- Datos requeridos/ medidas para una evaluación de FFS.
- Recomendación para la técnica de inspección y requisito del tamaño.

2.1.5.4. Evaluación de técnicas y criterio de aceptación.

- Descripción general.
- Nivel de evaluación1.
- Nivel de evaluación2.
- Nivel de evaluación3.

Para determinar la vida remanente de la tubería hay que tener en cuenta las ecuaciones:

Se debe calcular la rata de corrosión determinada en milímetros por año; para poder obtener esta información se necesita tener datos del espesor inicial y actual, el tiempo que existe entre una y otra inspección, los cuales ya fueron determinados anteriormente (los datos se pueden apreciar en el Anexo 2). Veamos la ecuación (8) que permite determinar este parámetro.

$$C_{rata} = \frac{t_{inicial} - t_{actual}}{tiempo} \quad (8)$$

**EVALUACIÓN DE DEFECTOS EN TUBERÍAS CORROÍDAS POR MEDIO
DEL CÓDIGO ASME B31G Y LA NORMA API 579**

Donde:

- ▀ C_{rata} : Es la rata de corrosión.
- ▀ $t_{inicial}$: Espesor inicial de la tubería.
- ▀ t_{actual} : Es el espesor real; es el medido en el momento de la inspección de un componente (se determina en pulgadas o en milímetros).
- ▀ tiempo: El requerido entre una y otra inspección.

Mientras que para determinar la vida remanente de la tubería determinada en años hay que tener en cuenta la siguiente ecuación (9):

$$\boxed{Vida\ remanente = \frac{t_{inicial} - t_{requerido}}{C_{rata}}} \quad (9)$$

Donde:

- ▀ Vida remanente: Se determina para valorar el tiempo estimado entre una y otra inspección.
- ▀ t_{actual} : Es el espesor real, se determina en pulgadas o milímetros, es el medido en el momento de la inspección de un componente.
- ▀ $t_{requerido}$: Es el espesor inicial $t_{inicial}$ menos la tolerancia futura a la corrosión FCA.
- ▀ C_{rata} : Es la rata de corrosión.

2.1.6. Resultados obtenidos en los ítems anteriores.

Los datos que se vera en el Anexo 3 son los resultados finales que se analizaron por los diferentes criterios del Código ASME B31G, realizados en Excel donde, al final de todo el trabajo, se pueden determinar los valores de la presión máxima de operación de la tubería, teniendo como finalidad la evaluación de los criterios y definiendo los parámetros que darán un resultado en la discusión de los datos.

**EVALUACIÓN DE DEFECTOS EN TUBERÍAS CORROÍDAS POR MEDIO
DEL CÓDIGO ASME B31G Y LA NORMA API 579**

Finalmente en el Anexo 4 se pueden observar los datos que se obtuvieron a partir del trabajo y el desarrollo de la Norma API 579 del Capítulo Cuarto, que son el resultado de utilizar las diferentes ecuaciones para poder tener la vida remanente y la rata de corrosión de la tubería trabajada, con el fin de entregar un reporte de los puntos defectuosos que pueden causar un peligro para la tubería si no se tiene en cuenta y se hace la respectiva reparación de los daños a tiempo.

RESULTADOS Y ANÁLISIS

Los resultados que se han obtenido en la metodología, se pueden representar de forma gráfica, teniendo en cuenta los parametros establecidos por la Norma ASMEB31.G.

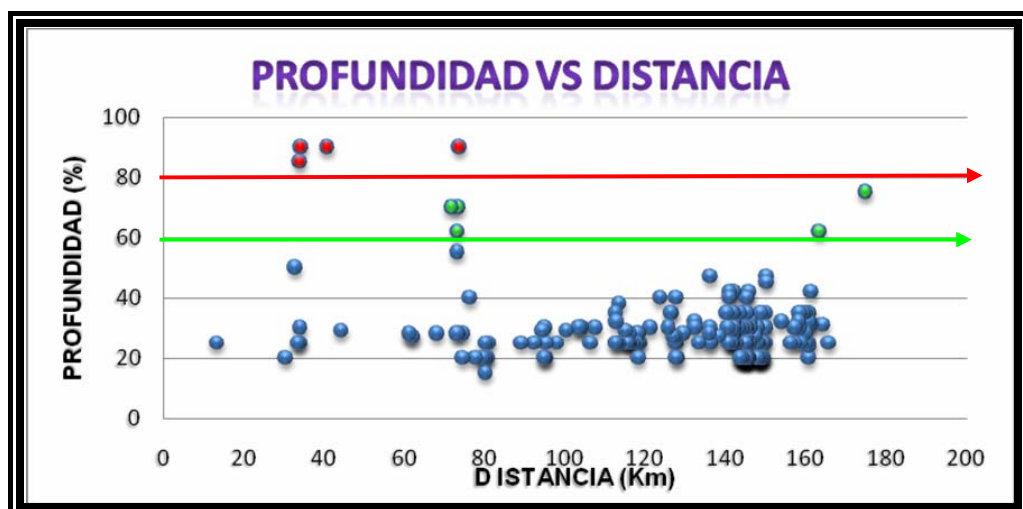
En el primer criterio se determina el porcentaje de la profundidad con la ecuación (1):

$$\% \text{ profundidad} = 100 \left(\frac{d}{t} \right) \quad (1)$$

Se establecen las siguientes condiciones:

- si % profundidad > 80% = El defecto debe ser reparado.
- si % profundidad < 80% = El defecto sigue a la etapa 2.

Gráfica 1. Profundidad Vs Distancia



**EVALUACIÓN DE DEFECTOS EN TUBERÍAS CORROÍDAS POR MEDIO
DEL CÓDIGO ASME B31G Y LA NORMA API 579**

Se encontraron cuatro defectos que superan el 80%, los cuales de acuerdo a la Norma deben ser reparados inmediatamente. Estos defectos se encuentran entre el kilometro 20 y 80 de la tubería. Los defectos a ser reparados se identifican en la Gráfica (1) por estar en color rojo.

Los puntos de color azul que aparecen en la Gráfica, son defectos que aprobaron el criterio uno del código y deben pasar a valorarse por el criterio dos.

Los puntos que se encuentran de color verde en la Gráfica, son defectos que contienen una profundidad entre el 60% y el 80% que según la norma pueden continuar trabajando y seguir la evaluación del segundo criterio sin exigir reparaciones inmediatas, pero es recomendable hacerles un seguimiento ya que están ubicados en un límite de profundidad, siendo los más opcionados a una próxima reparación.

En el segundo criterio hay que evaluar la longitud admisible que se determina por la ecuación:

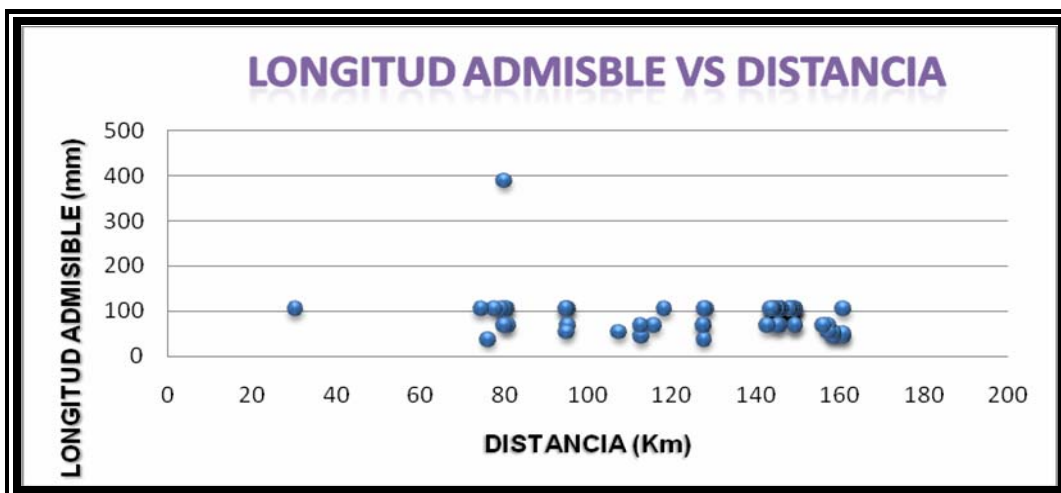
$$\boxed{L_{adm} = 1.12B\sqrt{Dt}} \quad (2)$$

Se compara los datos con la longitud medida y se establece por medio de los siguientes parámetros la continuidad de la evaluación.

- Si el $L_{medido} > L_{adm}$ = Se sigue para la etapa 3.
- Si el $L_{medido} < L_{adm}$ = El segmento de la tubería puede seguir operando

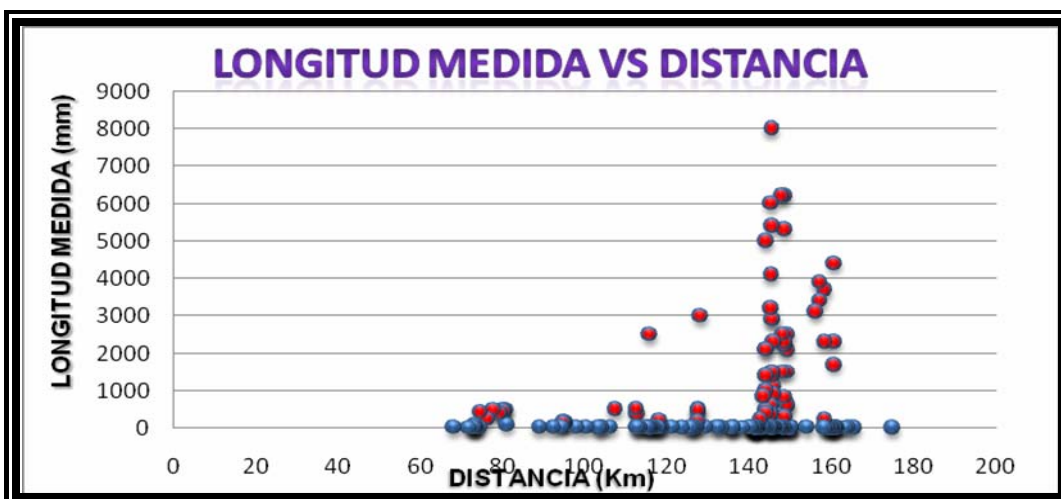
EVALUACIÓN DE DEFECTOS EN TUBERÍAS CORROÍDAS POR MEDIO DEL CÓDIGO ASME B31G Y LA NORMA API 579

Gráfica 2. Longitud admisible Vs Distancia



Los puntos que se observan en la Gráfica 2, son defectos donde el L_{medido} es mayor que el L_{adm} , según los parámetros de la norma estos defectos deben continuar la evaluación con el criterio tres.

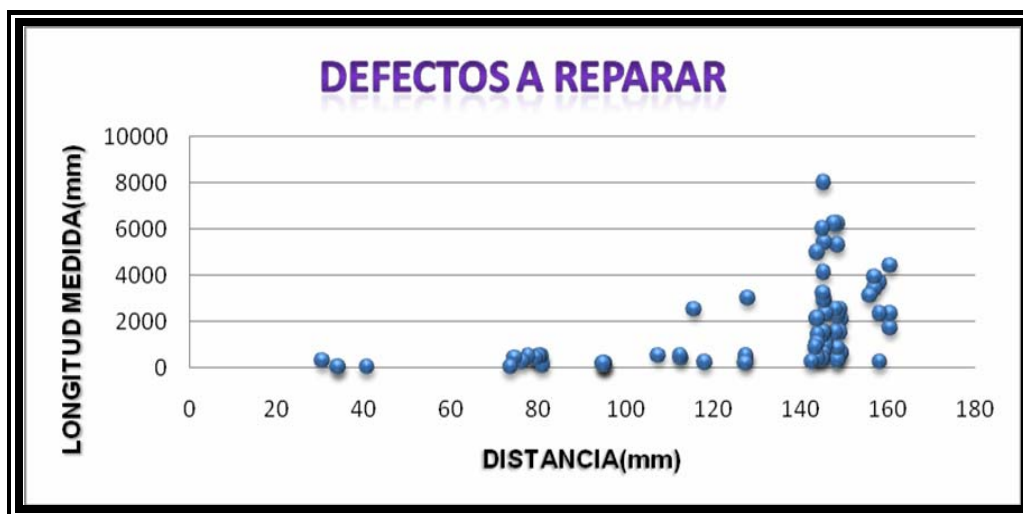
Gráfica 3. Longitud media Vs Distancia



EVALUACIÓN DE DEFECTOS EN TUBERÍAS CORROÍDAS POR MEDIO DEL CÓDIGO ASME B31G Y LA NORMA API 579

Los puntos de color rojo que se observan en la Gráfica 3 indican cuales son los defectos que pueden continuar con la evaluación y pasar al criterio tres y los puntos de color azul, son defectos que son rechazados por el criterio dos.

Gráfica 4. Defectos a reparar.



En la Gráfica 4 se muestran todos los defectos rechazados tanto por el criterio uno como por el criterio dos de la norma, con respecto a la distancia de la tubería, estos defectos hay que corregirlos inmediatamente, pero teniendo en cuenta siempre todos los criterios de evaluación de la norma y los parámetros establecidos con el fin de no cometer ningún error.

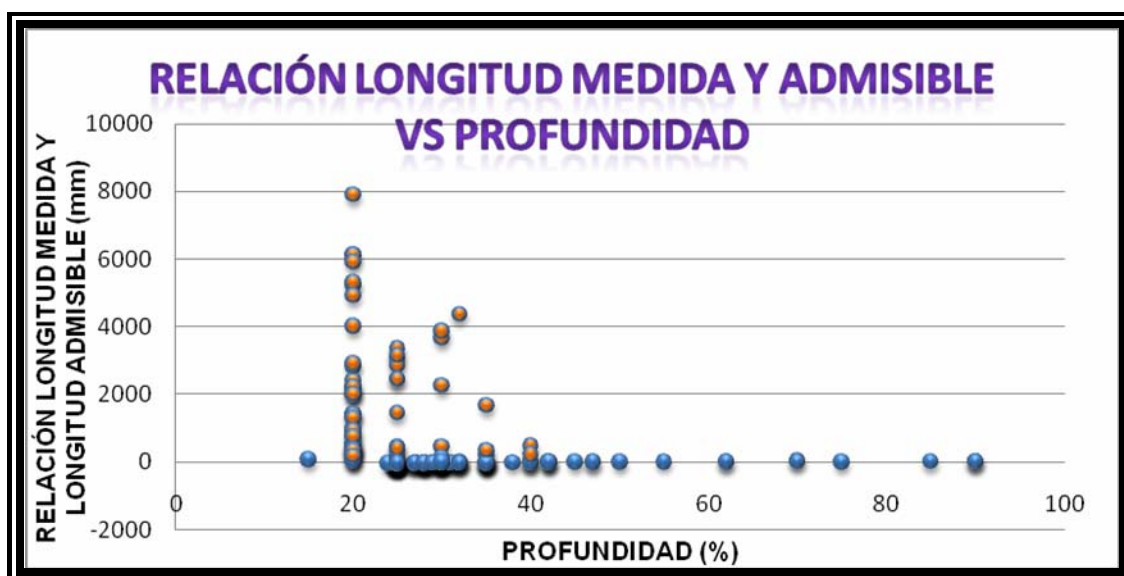
Además, se observan que entre las distancias 140km y 160km existen varios defectos por corregir, hay que predeterminar las causas del por qué es más frecuente en estas zonas que en el resto de la tubería, y hacer las correcciones necesarias para cada caso.

En la Gráfica 5 se observa la relación que existe entre la longitud medida y la longitud admisible, ya que esto me determina la diferencia encontrando puntos

EVALUACIÓN DE DEFECTOS EN TUBERÍAS CORROÍDAS POR MEDIO DEL CÓDIGO ASME B31G Y LA NORMA API 579

negativos, puntos de color azul que son los defectos rechazados por el criterio dos y los puntos de color naranja son puntos donde la tubería puede seguir operando, lo que me determina que estos defectos tienen que ser evaluados por el criterio tres.

Gráfica 5. Relación Longitud medida y admisible vs Profundidad



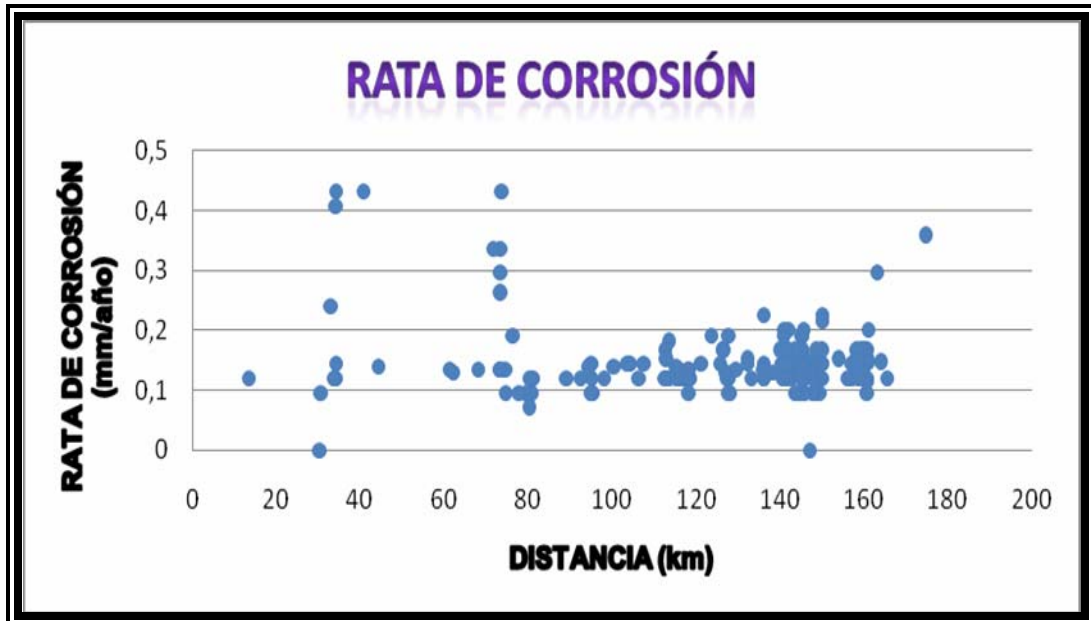
Cuando se evalúa el tercer nivel se observa en los datos que el $MAOP < P'$ en todos los casos por eso no se continúa con la evaluación del tercer criterio.

Para evaluar la vida remanente, primero se determina la tasa de corrosión a través de la ecuación (8) que se indicó en el Capítulo anterior.

La Gráfica 6 determina el tiempo que la tubería puede durar en servicio, se observa que existe una zona entre los 20km y 80 km que aumenta la tasa de corrosión, afirmando que los defectos encontrados en la Gráfica 4 son los que presentan mayor riesgo, pero hay que tener en cuenta el tiempo de vida de la tubería que es aproximadamente de 10 años puesto en servicio.

EVALUACIÓN DE DEFECTOS EN TUBERÍAS CORROÍDAS POR MEDIO
DEL CÓDIGO ASME B31G Y LA NORMA API 579

Gráfica 6. Rata de corrosión obtenida por medio de la norma API 579.

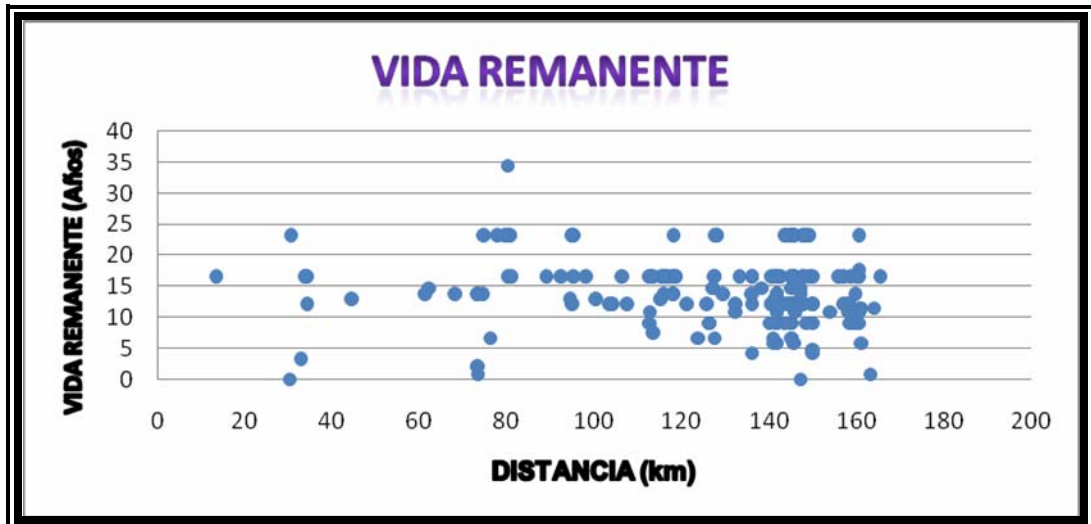


En las zonas donde los defectos registran una velocidad de corrosión alta es necesario realizar un estudio para determinar las causas y posibles soluciones, ya sean recubrimientos o protección catódica etc.

Finalmente, se determina la vida remanente de la tubería, ver Gráfica 7. Se observa que en el kilómetro 80 el tiempo es mayor de los demás, esto se debe a que la mayoría de defectos por reparar se encuentran en este tramo, lo que hace que el daño de la tubería aumente de manera considerable y por tanto el desgaste que sufre es mayor.

EVALUACIÓN DE DEFECTOS EN TUBERÍAS CORROÍDAS POR MEDIO DEL CÓDIGO ASME B31G Y LA NORMA API 579

Gráfica 7. Vida remanente de la tubería inspeccionada.



Se observa que después de realizar algunas reparaciones, la tubería puede durar aproximadamente cinco años más en servicio sin necesidad de hacer reparaciones por daños producidos por la corrosión dándole la razón a la norma API 570, la cual recomienda que para estos tipos de tubería de clase uno se debe hacer inspecciones en plazos no mayores de cinco años.

CONCLUSIONES

- Se estudiaron las Normas Código ASME B31.G y API579 y se puede establecer que en la inspección de tuberías es necesario tener un amplio conocimiento en el diseño, operación y mantenimiento, ya que son de gran importancia para un buen análisis de resultados con el fin de que las tuberías tengan un menor riesgo y así evitar algún desastre.
- Los resultados obtenidos por el paso de los pigs instrumentados deben ser válidos con el fin de estimar las incertidumbres inherentes a la técnica, ya que esto puede perjudicar el estudio realizado y modificar algunas reparaciones que no son necesarias para la tubería aumentando de manera considerable un gasto innecesario para la empresa.
- Los datos que se obtuvieron como resultados, indica que la tubería tiene defectos producidos por corrosión, y en algunas zonas estos defectos se incrementan, pero en ningún momento es necesario el cambio de ese tramo de la tubería, pero si hay que estar pendiente de estos puntos, debido a que si no se hacen los procedimientos adecuados y establecidos por las Normas la tubería puede fallar y ocasionar un desastre no deseado.

RECOMENDACIONES

- Se consideró que los datos obtenidos por este proyecto deben ser utilizados y manejados por un software donde se desarrolle esta técnica ya que, se puede simular diferentes puntos y verificar la información obtenida por el estudio de las Normas.
- Se recomienda que este trabajo se siga desarrollando en los diferentes temas como son la parte de fractura y el comportamiento mecánico ya que es importante adquirir otros conocimientos, con el fin de manejar de una forma más adecuada las Normas
- Analizar los datos representativos de la tubería con el fin de caracterizar la naturaleza del proceso de corrosión y determinar las formas más adecuadas de mitigar este defecto.

BIBLIOGRAFÍA

A.Antaki, G. (2005). *Piping and Pipeline Engineering Design, Construction, Maintenance, Integrity, and Repair*. South Carolina: MARCEL DEKKER, INC.

Alkazraji, D. (2008). *A Quick Guide to Pipeline Engineering*. Cambridge: QG Publishing is a Matthews Engineering Training Ltd company.

Andrew Cosham, Phil Hopkins. (2003). *THE PIPELINE DEFECT ASSESSMENT MANUAL (PDAM)*. Penspen Limited (formerly Andrew Palmer and Associates) Hawthorn Suite Units 7-8 St Peter's Wharf St Peter's Basin Newcastle upon Tyne NE6 1TZ.

ASME CODE FOR PRESSURE PIPING, B. A. (2001). ASME B31.1-2001. *POWER PIPING* . New York, U.S.A.: THE AMERICAN SOCIETY OF MECHANICAL ENGINEERS.

ASME CODE FOR PRESSURE PIPING, B. A. (2002). ASME B31.3 -2002. *PROCESS PIPING* . New York, U.S.A.: THE AMERICAN SOCIETY MECHANICAL ENGINEERS.

ASME CODE FOR PRESSURE PIPING, B. A. (2002). ASME B31.4 2002. *PIPELINE TRANSPORTATION SYSTEMS FOR LIQUID HYDROCARBONS AND OTHER LIQUIDS* . New York, NY 10016-5990, U.S.A.: THE AMERICAN SOCIETY OF MECHANICAL ENGINEERS.

ASME CODE FOR PRESSURE PIPING, B. A. (2003). ASME B31.8 -2003. *GAS TRANSMISSION AND DISTRIBUTION PIPING SYSTEM* . New York 10016-5990, U.S.A.: THE AMERICAN SOCIETY MECHANICAL ENGINEERS.

EVALUACIÓN DE DEFECTOS EN TUBERÍAS CORROÍDAS POR MEDIO
DEL CÓDIGO ASME B31G Y LA NORMA API 579

ASME CODE FOR PRESSURE PIPING, B. A. (1991). ASME B31G-1991. *Manual for Determining the Remaining Strength of Corroded Pipelines A supplement to ASME B31 Code for Pressure Piping*. New York, U.S.A.: The American Society of Mechanical Engineers.

Work, H. N. (2003). *ENERGIA*. Retrieved from www.glosario.net

BARRETO, M. (31 de AGOSTO de 2005). IEC Instalações e Engenharia de Corrosão Ltda . *UTILIZAÇÃO DA METODOLOGIA "DIRECT ASSESSMENT" PARA INSPEÇÃO DE DUTOS NÃO PIGÁVEIS*. RIO DE JANEIRO, BRAZIL.

Bueno, A. H. (2007). *AVALIAÇÃO INTEGRADA DE MECANISMOS DE FALHA POR CORROSÃO EM DUTOS*. RIO DE JANEIRO: Universidade Federal do Rio de Janeiro, COPPE.

CABRAL, H. L. (2007). *DESENVOLVIMENTO DE FERRAMENTAS COMPUTACIONAIS PARA MODELAGEM E ANÁLISE AUTOMÁTICA DE DEFEITOS DE CORROSÃO EM DUTOS*. Rio de Janeiro: VIRTUS IMPAVIDA, UNIVERSIDADE FEDERAL DE PERNAMBUCO .

Claudio S. Camerini, Miguel Freitas, Carla Marinho, Luis Domingos, Fabiana Raphael Jean Pierre von der Weid. *MÉTODO PARA PERFILAGEM DA CORROSÃO INTERNA – PIG MULTISIZE*. RIO DE JANEIRO: PETROBRAS/CENPES PUC-Rio/CETUC.

DESARROLLO, D. P. (20 de ENERO de 2005). *MEMORIA DESCRIPTIVA DEL PROYECTO*. Recuperado el OCTUBRE de 2009, de MEMORIA DESCRIPTIVA DEL PROYECTO:

<http://www.cre.gob.mx/registro/permisos/gas/Anexos/177lpt05/anex31.pdf>

EVALUACIÓN DE DEFECTOS EN TUBERÍAS CORROÍDAS POR MEDIO
DEL CÓDIGO ASME B31G Y LA NORMA API 579

DNV. (2000). OFFSHORE STANDARD DNV- OS-F101. *SUBMARINE PIPELINE SYSTEMS* . DET NORSKE VERITAS.

DNV. (2001). OFFSHORE STANDARD DNV- OS-F201. *DYNAMIC RISERS* . DET NORSKE VERITAS.

DNV. (OCTUBRE de 2001). RECOMMENDED PRACTICE RP-C203 . *FATIGUE STRENGTH ANALYSIS OF OFFSHORE STEEL STRUCTURES* . DET NORSKE VERITAS.

DNV. (6 de JUNIO de 2001). TECHNICAL REPORT. *ASSESSMENT METHODS FOR DEFECTS IN PIPELINE GIRTH WELDS AND SEAM WELDS* . PIPELINE GIRTH WELDS AND SEAM WELDS.

Engineers, t. A. (2007). Fitness-For-Service. *API 579-1/ASME FFS-1* . Washington D.C, 1220 L Street, N.W.,, United States: API Publishing Services.

Escoe, A. K. (2006). *Piping and Pipeline Assessment Guide*. Oxford: Elsevier.

FREIRE, J. L. (2009). *ENGENHARIA DE DUCTOS*. RIO DE JANEIRO: ABCM Associacao Brasileira de Engenharia e Ciencias Mecanicas.

Golzman, I. F. (2003). CURSO de PIPING. *CAÑERÍAS INDUSTRIALES* .

Industrias Unicon, C. (2005). *ESPECIFICACIONES DE PRODUCTO Tubos para gasoductos/Oleodcutos/Acueductos, Revestimiento y Producción de Pozos Petroleros* . Recuperado el 2009, de ESPECIFICACIONES DE PRODUCTO

EVALUACIÓN DE DEFECTOS EN TUBERÍAS CORROÍDAS POR MEDIO
DEL CÓDIGO ASME B31G Y LA NORMA API 579

Tubos para gasoductos/Oleoductos/Acueductos, Revestimiento y Producción de Pozos Petroleros:

http://www.unicon.com.ve/petroleo_tubos_de_linea.html#pagetop

INSTITUTE, A. P. (NOVEMBER de 2001). Managing System Integrity for Hazardous Liquid Pipelines. *API STANDARD 1160* . Washington. D.c, U.S.A.: API Publishing Services.

INSTITUTE, A. P. (2001). Piping Inspection Code. *Inspection, Repair, Alteration, and Rerating of in- service Piping Systems API579* . Washington. D.C, U.S.A.: API Publishing Services.

J. Phillip Ellenberger, P. (2005). *Piping Systems & Pipeline ASME Code B31 Simplified*. New York: McGraw-Hill.

J.N.H.Tiratsoo, BSc, CEng, MICE, MIWES, MICorr, MIHT. (1999). *PIPELINE PIGGING TECHNOLOGY*.

HOUSTON: Gulf Professional Publishing an imprint of Butterworth-Heinemann.

LIU, H. (2005). *PIPELINE ENGINEERING*. Boca Raton London New York Washington, D.C.: LEWIS PUBLISHERS.

Miranda, I. V. (2003). *PIG MAGNÉTICO INSTRUMENTADO XRP3000*. Rio de Janeiro: PIPEWAY.

Per Olav Gartland and Roy Jonsen, Ingar Ovstetun. (2003). *APPLICATION OF INTERNAL CORROSION MODELING IN THE RISK ASSESSMENT OF PIPELINES*. HOUSTON: NACE International, publications Division.

EVALUACIÓN DE DEFECTOS EN TUBERÍAS CORROÍDAS POR MEDIO
DEL CÓDIGO ASME B31G Y LA NORMA API 579

PIPING, U. S. (1968). USAS B31.2. *FUEL GAS PIPING* . New York, U.S.A: THE AMERICAN SOCIETY OF MECHANICAL ENGINEERS.

Pople, D. A. (2003). *Magnetic Flux Leakage Pigs or Ultrasonic Pigs? The Case for Combined Intelligent Pig Inspections*. BERLIN: Penspen Integrity International Conference, Pipeline Rehabilitation and Maintenance.

ROSEN, C. d. (27 de Fevereiro de 2007). Apresentação das Tecnologias de Inspeção da ROSEN para a PPSA. Rio de Janeiro, BRAZIL.

Silva, J. A. (SEPTIEMBRE de 2005). 1º ENDUTOS. *MFL em Tubulações* . BRAZIL: PipeWay.

Souza, R. D. (2003). *AVALIAÇÃO ESTRUTURAL DE DUTOS COM DEFEITOS DE CORROSÃO REAIS*. RIO DE JANEIRO: PUC- Rio.

EVALUACIÓN DE DEFECTOS EN TUBERÍAS CORROÍDAS POR MEDIO
DEL CÓDIGO ASME B31G Y LA NORMA API 579

ANEXOS

ANEXO.1 Datos obtenidos por el pig instrumentado.

Punto	Distancia	Km	Espesor (mm)	Longitud (mm)	Ancho (mm)	Profundidad (%)
1	3438,13	174,84	4,78	9	9	75
2	12681,63	165,6	4,78	10	10	25
3	14058,21	164,22	4,78	13	13	31
4	14928,33	163,35	4,78	12	12	62
5	17012,68	161,27	4,78	8	8	42
6	17014,37	161,26	4,78	9	9	31
7	17293,78	160,99	4,78	12	12	31
8	17532,02	160,75	4,78	8	8	35
9	17532,76	160,75	4,78	1700	50	35
10	17544,37	160,73	4,78	2300	70	20
11	17555,88	160,72	4,78	4400	50	32
12	17556,3	160,72	4,78	15	15	25
13	17556,83	160,72	4,78	15	15	24
14	17557,88	160,72	4,78	14	14	32
15	17926,6	160,31	4,78	14	14	25
16	17969,35	159,95	4,78	8	8	28
17	18331,31	159,95	4,78	10	10	35
18	18935,39	159,34	4,78	10	10	35
19	19465,7	158,81	4,78	16	16	25
20	19850,18	158,43	4,78	2300	80	30
21	19851,98	158,43	4,78	220	50	35
22	19858,1	158,42	4,78	3700	150	30
23	20049,16	158,23	4,78	10	12	32
24	21086,9	157,19	4,78	3400	200	25

**EVALUACIÓN DE DEFECTOS EN TUBERÍAS CORROÍDAS POR MEDIO
DEL CÓDIGO ASME B31G Y LA NORMA API 579**

Punto	Distancia	Km	Espesor (mm)	Longitud (mm)	Ancho (mm)	Profundidad (%)
25	21087,96	157,19	4,78	3900	90	30
26	22168,13	156,11	4,78	3100	120	25
27	24218,27	154,06	4,78	23	23	32
28	28154,22	150,12	4,78	7	7	47
29	28154,49	150,12	4,78	22	22	45
30	28190,47	150,09	4,78	23	23	25
31	28190,83	150,09	4,78	11	11	30
32	28191,48	150,09	4,78	10	10	35
33	28192,38	150,09	4,78	15	15	30
34	28856,18	149,42	4,78	580	60	20
35	28856,71	149,42	4,78	630	70	20
36	28859,24	149,42	4,78	2080	100	20
37	28899,04	149,38	4,78	1500	70	25
38	28899,46	149,38	4,78	2500	70	25
39	29581,57	148,7	4,78	300	50	20
40	29583,69	148,7	4,78	2200	70	20
41	29586,43	148,69	4,78	300	70	20
42	29591,39	148,69	4,78	2300	70	20
43	29592,13	148,69	4,78	820	70	20
44	29595,51	148,68	4,78	5300	70	20
45	29596,46	148,68	4,78	6200	70	20
46	29596,88	148,68	4,78	9	9	35
47	30000,35	148,28	4,78	23	23	25
48	30074,64	148,2	4,78	2500	70	20
49	30074,74	148,2	4,78	1500	70	20
50	30392	147,89	4,78	13	13	30
51	30426,99	147,85	4,78	6200	70	20
52	30444,74	147,83	4,78	16	16	25

**EVALUACIÓN DE DEFECTOS EN TUBERÍAS CORROÍDAS POR MEDIO
DEL CÓDIGO ASME B31G Y LA NORMA API 579**

Punto	Distancia	Km	Espesor (mm)	Longitud (mm)	Ancho (mm)	Profundidad (%)
53	30485,01	147,79	4,78	22	22	25
54	30488,28	147,79	4,78	13	13	30
55	30844,35	147,43	4,78	19	19	28
56	30972,93	147,31	4,78			
57	30989,76	147,29	4,78	18	18	27
58	32102,53	146,18	4,78	18	18	30
59	32159,69	146,12	4,78	11	8	32
60	32160,14	146,12	4,78	18	18	30
61	32357,12	145,92	4,78	1100	100	20
62	32357,33	145,92	4,78	2300	70	20
63	32360	145,92	4,78	900	70	20
64	32393,79	145,89	4,78	13	13	25
65	32494,03	145,78	4,78	26	26	42
66	32515,88	145,76	4,78	2900	100	25
67	32693,63	145,59	4,78	5400	70	20
68	32694,06	145,58	4,78	1500	70	20
69	32728,36	145,55	4,78	1400	70	20
79	32731,64	145,55	4,78	2900	70	20
71	32732,06	145,55	4,78	1500	70	20
72	32737,23	145,54	4,78	4100	100	20
73	32738,18	145,54	4,78	8000	70	20
74	32929	145,35	4,78	18	35	40
75	32979,53	145,3	4,78	12	12	30
76	32990,78	145,29	4,78	600	100	20
77	32992,26	145,29	4,78	600	60	20
78	32992,79	145,29	4,78	3200	100	25
79	32993,42	145,29	4,78	400	60	20
80	32994,37	145,28	4,78	360	50	20

**EVALUACIÓN DE DEFECTOS EN TUBERÍAS CORROÍDAS POR MEDIO
DEL CÓDIGO ASME B31G Y LA NORMA API 579**

Punto	Distancia	Km	Espesor (mm)	Longitud (mm)	Ancho (mm)	Profundidad (%)
81	33017,42	145,26	4,78	14	14	30
82	33020,75	145,26	4,78	15	15	27
83	33021,18	145,26	4,78	6000	70	20
84	33021,18	145,26	4,78	9	9	40
85	33026,78	145,25	4,78	14	14	35
86	33117,24	145,16	4,78	12	12	35
87	33215,39	145,06	4,78	14	14	25
88	33287,82	144,99	4,78	16	16	30
89	34162,64	144,12	4,78	18	18	30
90	34164,27	144,11	4,78	1400	60	20
91	34166,38	144,11	4,78	480	60	20
92	34167,12	144,11	4,78	400	60	20
93	34207,86	144,07	4,78	1000	100	20
94	34218,53	144,06	4,78	5000	100	20
95	34223,7	144,06	4,78	2100	70	20
96	34223,91	144,06	4,78	2100	70	20
97	34688,15	143,59	4,78	840	70	20
98	34688,47	143,59	4,78	10	10	35
99	35034,24	143,24	4,78	50	27	30
100	35510,24	142,77	4,78	220	100	25
101	36263,87	142,02	4,78	14	14	32
102	36283,38	142	4,78	18	18	28
103	36283,45	142	4,78	12	12	32
104	36289,05	141,99	4,78	9	9	42
105	36289,5	141,99	4,78	9	9	42
106	36297,97	141,98	4,78	21	21	30
107	36298,12	141,98	4,78	8	8	30
108	36301,4	141,98	4,78	15	15	28

**EVALUACIÓN DE DEFECTOS EN TUBERÍAS CORROÍDAS POR MEDIO
DEL CÓDIGO ASME B31G Y LA NORMA API 579**

Punto	Distancia	Km	Espesor (mm)	Longitud (mm)	Ancho (mm)	Profundidad (%)
109	36317,9	141,96	4,78	15	15	28
110	36345,63	141,93	4,78	17	17	28
111	36347,57	141,93	4,78	12	12	35
112	36362,78	141,92	4,78	17	17	28
113	36372,36	141,91	4,78	15	15	25
114	36372,6	141,91	4,78	15	15	28
115	36441,53	141,84	4,78	18	18	25
116	36504,39	141,77	4,78	18	18	25
117	36600,52	141,68	4,78	11	11	35
118	36776,78	141,5	4,78	15	15	25
119	36781	141,5	4,78	18	18	29
120	37242,97	141,04	4,78	16	16	42
121	37243,67	141,04	4,78	15	15	40
122	37581,6	140,7	4,78	22	22	25
123	37714,94	140,56	4,78	13	13	30
124	38106,54	140,17	4,78	15	15	35
125	39949,81	138,33	4,78	12	12	27
126	42090,11	136,19	4,78	16	16	25
127	42090,21	136,19	4,78	14	14	47
128	42090,3	136,19	4,78	14	14	30
129	42090,35	136,19	4,78	15	15	25
130	42210,83	136,07	4,78	16	12	28
131	44951,31	133,33	4,78	25	18	25
132	45885,5	132,41	4,78	13	8	32
133	48810	132,39	4,78	16	12	30
134	50104,69	129,47	4,78	16	12	28
135	50104,69	128,17	4,78	3000	70	20
136	50557,43	127,72	4,78	400	200	25

**EVALUACIÓN DE DEFECTOS EN TUBERÍAS CORROÍDAS POR MEDIO
DEL CÓDIGO ASME B31G Y LA NORMA API 579**

Punto	Distancia	Km	Espesor (mm)	Longitud (mm)	Ancho (mm)	Profundidad (%)
137	50557,53	127,72	4,78	500	50	40
138	50580,33	127,7	4,78	480	200	20
139	50789,69	127,49	4,78	165	140	25
140	50906,6	127,37	4,78	17	17	27
141	51280,25	127	4,78	17	17	27
142	51775,29	126,5	4,78	13	13	35
143	51868,9	126,41	4,78			
144	51874,84	126,4	4,78	8	8	35
145	52299,3	125,98	4,78			
146	52509,57	125,77	4,78	9	9	30
147	54475,39	123,8	4,78	9	9	40
148	57101,21	121,18	4,78	15	10	30
149	59561,54	118,72	4,78	18	18	25
150	59932,01	118,35	4,78	15	10	25
151	59995,77	118,28	4,78	13	13	28
152	60006,77	118,27	4,78	200	50	20
153	60296,38	117,98	4,78	17	17	28
154	60349,28	117,93	4,78	16	16	25
155	61446,61	116,83	4,78	17	17	25
156	62121,52	116,16	4,78	26	26	25
157	62153,54	116,13	4,78	17	17	25
158	62350,07	115,93	4,78	17	17	28
159	62543,64	115,74	4,78	2500	70	25
160	62811,79	115,47	4,78	15	15	25
161	63083,57	115,20	4,78	16	16	29
162	64751,66	113,53	4,78	12	12	38
163	64751,78	113,53	4,78	16	16	25
164	65491,84	112,79	4,78	23	23	25

**EVALUACIÓN DE DEFECTOS EN TUBERÍAS CORROÍDAS POR MEDIO
DEL CÓDIGO ASME B31G Y LA NORMA API 579**

Punto	Distancia	Km	Espesor (mm)	Longitud (mm)	Ancho (mm)	Profundidad (%)
165	65588,55	112,69	4,78	380	85	35
166	65687,79	112,59	4,78	510	140	25
167	68422,57	112,86	4,78	13	13	32
168	70799,99	107,48	4,78	500	100	30
169	71963,47	106,32	4,78	18	18	25
170	74060,41	104,22	4,78	18	18	30
171	74151,92	104,13	4,78	15	15	30
172	74830,05	103,45	4,78	10	10	30
173	77902,00	100,38	4,78	14	14	29
174	80195,54	98,08	4,78	16	16	25
175	83019,04	95,26	4,78	140	60	20
176	83041,53	95,24	4,78	150	50	25
177	83147,88	95,13	4,78	120	50	20
178	83330,88	94,95	4,78	160	50	30
179	83428,87	94,85	4,78	140	50	20
180	83860,48	94,42	4,78	13	13	29
181	85876,07	92,40	4,78	17	17	25
182	89191,25	89,09	4,78	17	17	25
183	97184,11	81,09	4,78	90	210	25
184	97460,43	80,82	4,78	480	50	20
185	98006,17	80,27	4,78	450	70	20
186	98006,17	80,27	4,78	450	70	20
187	98069,50	80,21	4,78	480	98	25
188	98069,61	80,21	4,78	450	70	15
189	98845,14	79,43	4,78	390	220	20
190	100506,96	77,77	4,78	480	70	20
191	102000,80	76,28	4,78	240	140	40
192	103670,94	74,61	4,78	430	70	20

**EVALUACIÓN DE DEFECTOS EN TUBERÍAS CORROÍDAS POR MEDIO
DEL CÓDIGO ASME B31G Y LA NORMA API 579**

Punto	Distancia	Km	Espesor (mm)	Longitud (mm)	Ancho (mm)	Profundidad (%)
193	103781,99	74,50	4,78	15	15	28
194	104657,70	73,62	4,78	15	15	90
195	104942,01	73,34	4,78	65	75	70
196	104992,39	73,29	4,78	15	15	28
197	105004,94	73,27	4,78	18	18	62
198	105028,69	73,25	4,78	33	40	55
199	105229,93	73,05	4,78	14	14	28
200	106550,06	71,73	4,78	12	12	70
201	110199,60	68,08	4,78	16	16	28
202	116178,76	62,10	4,78	17	17	27
203	116178,82	62,10	4,78	16	16	27
204	117048,52	61,23	4,78	17	17	28
205	133993,99	44,29	4,78	18	18	29
206	134339,23	43,94	4,78			
207	137504,79	40,77	4,78	10	10	90
208	144133,17	34,15	4,78	13	13	90
209	144166,47	34,11	4,78	35	35	30
210	144267,14	34,01	4,78	17	17	85
211	144271,30	34,01	4,78	12	12	25
212	144404,92	33,87	4,78	18	18	25
213	144737,58	33,54	4,78	14	14	25
214	145497,05	32,78	4,78	16	16	50
215	147883,16	30,40	4,78	280	70	20
216	148134,83	30,14	4,78			
217	164894,57	13,38	4,78	30	100	25

**EVALUACIÓN DE DEFECTOS EN TUBERÍAS CORROÍDAS POR MEDIO
DEL CÓDIGO ASME B31G Y LA NORMA API 579**

ANEXO 2. Datos obtenidos por un pig instrumentado según los datos del tubo
API5LX52

ESPESOR INICIAL(mm)	PROFUNDIDA D (mm)	FCA (mm)	ESPESOR MEDIDO (mm)	TIEMPO (Años)	ESPESOR REQUERIDO (mm)
4,775	2,24425	3,175	2,53075	10	1,6
4,775	1,19375	3,175	3,58125	10	1,6
4,775	1,48025	3,175	3,29475	10	1,6
4,775	1,19375	3,175	3,58125	10	1,6
4,775	2,0055	3,175	2,7695	10	1,6
4,775	1,48025	3,175	3,29475	10	1,6
4,775	1,48025	3,175	3,29475	10	1,6
4,775	1,67125	3,175	3,10375	10	1,6
4,775	1,67125	3,175	3,10375	10	1,6
4,775	0,955	3,175	3,82	10	1,6
4,775	1,528	3,175	3,247	10	1,6
4,775	1,19375	3,175	3,58125	10	1,6
4,775	1,146	3,175	3,629	10	1,6
4,775	1,528	3,175	3,247	10	1,6
4,775	1,19375	3,175	3,58125	10	1,6
4,775	1,337	3,175	3,438	10	1,6
4,775	1,67125	3,175	3,10375	10	1,6
4,775	1,67125	3,175	3,10375	10	1,6
4,775	1,19375	3,175	3,58125	10	1,6
4,775	1,4325	3,175	3,3425	10	1,6
4,775	1,67125	3,175	3,10375	10	1,6
4,775	1,4325	3,175	3,3425	10	1,6
4,775	1,528	3,175	3,247	10	1,6
4,775	1,19375	3,175	3,58125	10	1,6
4,775	1,4325	3,175	3,3425	10	1,6

**EVALUACIÓN DE DEFECTOS EN TUBERÍAS CORROÍDAS POR MEDIO
DEL CÓDIGO ASME B31G Y LA NORMA API 579**

ESPESOR INICIAL(mm)	PROFUNDIDA D (mm)	FCA (mm)	ESPESOR MEDIDO (mm)	TIEMPO (Años)	ESPESOR REQUERIDO (mm)
4,775	1,19375	3,175	3,58125	10	1,6
4,775	1,528	3,175	3,247	10	1,6
4,775	1,4325	3,175	3,3425	10	1,6
4,775	2,14875	3,175	2,62625	10	1,6
4,775	1,19375	3,175	3,58125	10	1,6
4,775	1,4325	3,175	3,3425	10	1,6
4,775	1,67125	3,175	3,10375	10	1,6
4,775	1,4325	3,175	3,3425	10	1,6
4,775	0,955	3,175	3,82	10	1,6
4,775	0,955	3,175	3,82	10	1,6
4,775	0,955	3,175	3,82	10	1,6
4,775	1,19375	3,175	3,58125	10	1,6
4,775	1,19375	3,175	3,58125	10	1,6
4,775	0,955	3,175	3,82	10	1,6
4,775	0,955	3,175	3,82	10	1,6
4,775	0,955	3,175	3,82	10	1,6
4,775	0,955	3,175	3,82	10	1,6
4,775	0,955	3,175	3,82	10	1,6
4,775	0,955	3,175	3,82	10	1,6
4,775	0,955	3,175	3,82	10	1,6
4,775	0,955	3,175	3,82	10	1,6
4,775	1,67125	3,175	3,10375	10	1,6
4,775	1,19375	3,175	3,58125	10	1,6
4,775	0,955	3,175	3,82	10	1,6
4,775	0,955	3,175	3,82	10	1,6
4,775	1,4325	3,175	3,3425	10	1,6
4,775	0,955	3,175	3,82	10	1,6
4,775	1,19375	3,175	3,58125	10	1,6
4,775	1,19375	3,175	3,58125	10	1,6

**EVALUACIÓN DE DEFECTOS EN TUBERÍAS CORROÍDAS POR MEDIO
DEL CÓDIGO ASME B31G Y LA NORMA API 579**

ESPESOR INICIAL(mm)	PROFUNDIDA D (mm)	FCA (mm)	ESPESOR MEDIDO (mm)	TIEMPO (Años)	ESPESOR REQUERIDO (mm)
4,775	1,4325	3,175	3,3425	10	1,6
4,775	1,337	3,175	3,438	10	1,6
4,775	0	3,175	4,775	10	1,6
4,775	1,28925	3,175	3,48575	10	1,6
4,775	1,4325	3,175	3,3425	10	1,6
4,775	1,528	3,175	3,247	10	1,6
4,775	1,4325	3,175	3,3425	10	1,6
4,775	0,955	3,175	3,82	10	1,6
4,775	0,955	3,175	3,82	10	1,6
4,775	0,955	3,175	3,82	10	1,6
4,775	1,19375	3,175	3,58125	10	1,6
4,775	2,0055	3,175	2,7695	10	1,6
4,775	1,19375	3,175	3,58125	10	1,6
4,775	0,955	3,175	3,82	10	1,6
4,775	0,955	3,175	3,82	10	1,6
4,775	0,955	3,175	3,82	10	1,6
4,775	0,955	3,175	3,82	10	1,6
4,775	0,955	3,175	3,82	10	1,6
4,775	0,955	3,175	3,82	10	1,6
4,775	0,955	3,175	3,82	10	1,6
4,775	0,955	3,175	3,82	10	1,6
4,775	1,91	3,175	2,865	10	1,6
4,775	1,4325	3,175	3,3425	10	1,6
4,775	0,955	3,175	3,82	10	1,6
4,775	0,955	3,175	3,82	10	1,6
4,775	1,19375	3,175	3,58125	10	1,6
4,775	0,955	3,175	3,82	10	1,6
4,775	0,955	3,175	3,82	10	1,6
4,775	1,4325	3,175	3,3425	10	1,6

**EVALUACIÓN DE DEFECTOS EN TUBERÍAS CORROÍDAS POR MEDIO
DEL CÓDIGO ASME B31G Y LA NORMA API 579**

ESPESOR INICIAL(mm)	PROFUNDIDA D (mm)	FCA (mm)	ESPESOR MEDIDO (mm)	TIEMPO (Años)	ESPESOR REQUERIDO (mm)
4,775	1,28925	3,175	3,48575	10	1,6
4,775	0,955	3,175	3,82	10	1,6
4,775	1,91	3,175	2,865	10	1,6
4,775	1,67125	3,175	3,10375	10	1,6
4,775	1,67125	3,175	3,10375	10	1,6
4,775	1,19375	3,175	3,58125	10	1,6
4,775	1,4325	3,175	3,3425	10	1,6
4,775	1,4325	3,175	3,3425	10	1,6
4,775	0,955	3,175	3,82	10	1,6
4,775	0,955	3,175	3,82	10	1,6
4,775	0,955	3,175	3,82	10	1,6
4,775	0,955	3,175	3,82	10	1,6
4,775	0,955	3,175	3,82	10	1,6
4,775	0,955	3,175	3,82	10	1,6
4,775	0,955	3,175	3,82	10	1,6
4,775	0,955	3,175	3,82	10	1,6
4,775	0,955	3,175	3,82	10	1,6
4,775	1,67125	3,175	3,10375	10	1,6
4,775	1,4325	3,175	3,3425	10	1,6
4,775	1,19375	3,175	3,58125	10	1,6
4,775	1,528	3,175	3,247	10	1,6
4,775	1,337	3,175	3,438	10	1,6
4,775	1,528	3,175	3,247	10	1,6
4,775	2,0055	3,175	2,7695	10	1,6
4,775	2,0055	3,175	2,7695	10	1,6
4,775	1,4325	3,175	3,3425	10	1,6
4,775	1,4325	3,175	3,3425	10	1,6
4,775	1,337	3,175	3,438	10	1,6
4,775	1,337	3,175	3,438	10	1,6

**EVALUACIÓN DE DEFECTOS EN TUBERÍAS CORROÍDAS POR MEDIO
DEL CÓDIGO ASME B31G Y LA NORMA API 579**

ESPESOR INICIAL(mm)	PROFUNDIDA D (mm)	FCA (mm)	ESPESOR MEDIDO (mm)	TIEMPO (Años)	ESPESOR REQUERIDO (mm)
4,775	1,337	3,175	3,438	10	1,6
4,775	1,67125	3,175	3,10375	10	1,6
4,775	1,337	3,175	3,438	10	1,6
4,775	1,19375	3,175	3,58125	10	1,6
4,775	1,337	3,175	3,438	10	1,6
4,775	1,19375	3,175	3,58125	10	1,6
4,775	1,19375	3,175	3,58125	10	1,6
4,775	1,67125	3,175	3,10375	10	1,6
4,775	1,19375	3,175	3,58125	10	1,6
4,775	1,38475	3,175	3,39025	10	1,6
4,775	1,19375	3,175	3,58125	10	1,6
4,775	1,19375	3,175	3,58125	10	1,6
4,775	1,19375	3,175	3,58125	10	1,6
4,775	1,4325	3,175	3,3425	10	1,6
4,775	1,4325	3,175	3,3425	10	1,6
4,775	1,28925	3,175	3,48575	10	1,6
4,775	1,19375	3,175	3,58125	10	1,6
4,775	2,24425	3,175	2,53075	10	1,6
4,775	1,4325	3,175	3,3425	10	1,6
4,775	1,19375	3,175	3,58125	10	1,6
4,775	1,337	3,175	3,438	10	1,6
4,775	1,19375	3,175	3,58125	10	1,6
4,775	1,528	3,175	3,247	10	1,6
4,775	1,4325	3,175	3,3425	10	1,6
4,775	1,337	3,175	3,438	10	1,6
4,775	0,955	3,175	3,82	10	1,6
4,775	1,19375	3,175	3,58125	10	1,6
4,775	1,91	3,175	2,865	10	1,6

**EVALUACIÓN DE DEFECTOS EN TUBERÍAS CORROÍDAS POR MEDIO
DEL CÓDIGO ASME B31G Y LA NORMA API 579**

ESPESOR INICIAL(mm)	PROFUNDIDA D (mm)	FCA (mm)	ESPESOR MEDIDO (mm)	TIEMPO (Años)	ESPESOR REQUERIDO (mm)
4,775	0,955	3,175	3,82	10	1,6
4,775	1,19375	3,175	3,58125	10	1,6
4,775	1,28925	3,175	3,48575	10	1,6
4,775	1,28925	3,175	3,48575	10	1,6
4,775	1,67125	3,175	3,10375	10	1,6
4,775	1,528	3,175	3,247	10	1,6
4,775	1,4325	3,175	3,3425	10	1,6
4,775	1,91	3,175	2,865	10	1,6
4,775	1,4325	3,175	3,3425	10	1,6
4,775	1,19375	3,175	3,58125	10	1,6
4,775	1,19375	3,175	3,58125	10	1,6
4,775	1,337	3,175	3,438	10	1,6
4,775	0,955	3,175	3,82	10	1,6
4,775	1,337	3,175	3,438	10	1,6
4,775	1,19375	3,175	3,58125	10	1,6
4,775	1,19375	3,175	3,58125	10	1,6
4,775	1,19375	3,175	3,58125	10	1,6
4,775	1,19375	3,175	3,58125	10	1,6
4,775	1,19375	3,175	3,58125	10	1,6
4,775	1,337	3,175	3,438	10	1,6
4,775	1,19375	3,175	3,58125	10	1,6
4,775	1,19375	3,175	3,58125	10	1,6
4,775	1,38475	3,175	3,39025	10	1,6
4,775	1,8145	3,175	2,9605	10	1,6
4,775	1,19375	3,175	3,58125	10	1,6
4,775	1,19375	3,175	3,58125	10	1,6
4,775	1,67125	3,175	3,10375	10	1,6
4,775	1,19375	3,175	3,58125	10	1,6
4,775	1,19375	3,175	3,58125	10	1,6

**EVALUACIÓN DE DEFECTOS EN TUBERÍAS CORROÍDAS POR MEDIO
DEL CÓDIGO ASME B31G Y LA NORMA API 579**

ESPESOR INICIAL(mm)	PROFUNDIDA D (mm)	FCA (mm)	ESPESOR MEDIDO (mm)	TIEMPO (Años)	ESPESOR REQUERIDO (mm)
4,775	1,4325	3,175	3,3425	10	1,6
4,775	1,19375	3,175	3,58125	10	1,6
4,775	1,28925	3,175	3,48575	10	1,6
4,775	1,337	3,175	3,438	10	1,6
4,775	1,337	3,175	3,438	10	1,6
4,775	1,38475	3,175	3,39025	10	1,6
4,775	1,19375	3,175	3,58125	10	1,6
4,775	0,955	3,175	3,82	10	1,6
4,775	1,19375	3,175	3,58125	10	1,6
4,775	0,955	3,175	3,82	10	1,6
4,775	1,4325	3,175	3,3425	10	1,6
4,775	0,955	3,175	3,82	10	1,6
4,775	1,91	3,175	2,865	10	1,6
4,775	1,19375	3,175	3,58125	10	1,6
4,775	1,19375	3,175	3,58125	10	1,6
4,775	1,19375	3,175	3,58125	10	1,6
4,775	0,955	3,175	3,82	10	1,6
4,775	0,955	3,175	3,82	10	1,6
4,775	0,955	3,175	3,82	10	1,6
4,775	1,19375	3,175	3,58125	10	1,6
4,775	0,71625	3,175	4,05875	10	1,6
4,775	0,955	3,175	3,82	10	1,6
4,775	0,955	3,175	3,82	10	1,6
4,775	1,91	3,175	2,865	10	1,6
4,775	0,955	3,175	3,82	10	1,6
4,775	1,337	3,175	3,438	10	1,6
4,775	4,2975	3,175	0,4775	10	1,6
4,775	3,3425	3,175	1,4325	10	1,6

**EVALUACIÓN DE DEFECTOS EN TUBERÍAS CORROÍDAS POR MEDIO
DEL CÓDIGO ASME B31G Y LA NORMA API 579**

ESPESOR INICIAL(mm)	PROFUNDIDA D (mm)	FCA (mm)	ESPESOR MEDIDO (mm)	TIEMPO (Años)	ESPESOR REQUERIDO (mm)
4,775	1,67125	3,175	3,10375	10	1,6
4,775	2,9605	3,175	1,8145	10	1,6
4,775	2,62625	3,175	2,14875	10	1,6
4,775	1,67125	3,175	3,10375	10	1,6
4,775	3,3425	3,175	1,4325	10	1,6
4,775	1,28925	3,175	3,48575	10	1,6
4,775	1,337	3,175	3,438	10	1,6
4,775	1,4325	3,175	3,3425	10	1,6
4,775	1,337	3,175	3,438	10	1,6
4,775	1,38475	3,175	3,39025	10	1,6
4,775	4,2975	3,175	0,4775	10	1,6
4,775	4,2975	3,175	0,4775	10	1,6
4,775	1,8145	3,175	2,9605	10	1,6
4,775	4,05875	3,175	0,71625	10	1,6
4,775	2,0055	3,175	2,7695	10	1,6
4,775	2,9605	3,175	1,8145	10	1,6
4,775	1,38475	3,175	3,39025	10	1,6
4,775	2,3875	3,175	2,3875	10	1,6
4,775	0,955	3,175	3,82	10	1,6
4,775	3,58125	3,175	1,19375	10	1,6

**EVALUACIÓN DE DEFECTOS EN TUBERÍAS CORROÍDAS POR MEDIO
DEL CÓDIGO ASME B31G Y LA NORMA API 579**

ANEXO 3 Datos Obtenidos por el código ASME B31.G.

Punto	Profundidad (%)	D(mm)	Ladm(mm)	B	A	MAOP (Mpa)	P'(Mpa)
1	75	254	18,90092768	4,347519716	0,484399596	531	530,9867925
2	25	254	67,59420378	8,221569423	1,732327936	531	530,9942079
3	31	254	49,88934541	7,063239017	1,278581623	531	530,9923099
4	62	254	23,35633914	4,832839655	0,598584442	531	530,987686
5	42	254	35,16913231	5,930356845	0,901326844	531	530,9900007
6	31	254	49,88934541	7,063239017	1,278581623	531	530,9923099
7	31	254	49,88934541	7,063239017	1,278581623	531	530,9923099
8	35	254	43,0732677	6,563022756	1,103896795	531	530,9913328
9	35	254	43,0732677	6,563022756	1,103896795	531	530,9913328
10	20	254	104,4490147	10,22003007	2,676855942	531	530,9963511
11	32	254	47,94835532	6,924475093	1,228837249	531	530,9920474
12	25	254	67,59420378	8,221569423	1,732327936	531	530,9942079
13	24	254	72,29876546	8,502868072	1,852898091	531	530,9945893
14	32	254	47,94835532	6,924475093	1,228837249	531	530,9920474
15	25	254	67,59420378	8,221569423	1,732327936	531	530,9942079
16	28	254	57,09639824	7,556215868	1,463286498	531	530,993183
17	35	254	43,0732677	6,563022756	1,103896795	531	530,9913328
18	35	254	43,0732677	6,563022756	1,103896795	531	530,9913328
19	25	254	67,59420378	8,221569423	1,732327936	531	530,9942079
20	30	254	52,03404233	7,213462575	1,333546667	531	530,992586
21	35	254	43,0732677	6,563022756	1,103896795	531	530,9913328
22	30	254	52,03404233	7,213462575	1,333546667	531	530,992586
23	32	254	47,94835532	6,924475093	1,228837249	531	530,9920474
24	25	254	67,59420378	8,221569423	1,732327936	531	530,9942079
25	30	254	52,03404233	7,213462575	1,333546667	531	530,992586
26	25	254	67,59420378	8,221569423	1,732327936	531	530,9942079
27	32	254	47,94835532	6,924475093	1,228837249	531	530,9920474

**EVALUACIÓN DE DEFECTOS EN TUBERÍAS CORROÍDAS POR MEDIO
DEL CÓDIGO ASME B31G Y LA NORMA API 579**

Punto	Profundidad (%)	D(mm)	Ladm(mm)	B	A	MAOP (Mpa)	P'(Mpa)
28	47	254	31,2222435	5,587686775	0,800174595	531	530,98926
29	45	254	32,68194901	5,716812837	0,837584439	531	530,9895392
30	25	254	67,59420378	8,221569423	1,732327936	531	530,9942079
31	30	254	52,03404233	7,213462575	1,333546667	531	530,992586
32	35	254	43,0732677	6,563022756	1,103896795	531	530,9913328
33	30	254	52,03404233	7,213462575	1,333546667	531	530,992586
34	20	254	104,4490147	10,22003007	2,676855942	531	530,9963511
35	20	254	104,4490147	10,22003007	2,676855942	531	530,9963511
36	20	254	104,4490147	10,22003007	2,676855942	531	530,9963511
37	25	254	67,59420378	8,221569423	1,732327936	531	530,9942079
38	25	254	67,59420378	8,221569423	1,732327936	531	530,9942079
39	20	254	104,4490147	10,22003007	2,676855942	531	530,9963511
40	20	254	104,4490147	10,22003007	2,676855942	531	530,9963511
41	20	254	104,4490147	10,22003007	2,676855942	531	530,9963511
42	20	254	104,4490147	10,22003007	2,676855942	531	530,9963511
43	20	254	104,4490147	10,22003007	2,676855942	531	530,9963511
44	20	254	104,4490147	10,22003007	2,676855942	531	530,9963511
45	20	254	104,4490147	10,22003007	2,676855942	531	530,9963511
46	35	254	43,0732677	6,563022756	1,103896795	531	530,9913328
47	25	254	67,59420378	8,221569423	1,732327936	531	530,9942079
48	20	254	104,4490147	10,22003007	2,676855942	531	530,9963511
49	20	254	104,4490147	10,22003007	2,676855942	531	530,9963511
50	30	254	52,03404233	7,213462575	1,333546667	531	530,992586
51	20	254	104,4490147	10,22003007	2,676855942	531	530,9963511
52	25	254	67,59420378	8,221569423	1,732327936	531	530,9942079
53	25	254	67,59420378	8,221569423	1,732327936	531	530,9942079
54	30	254	52,03404233	7,213462575	1,333546667	531	530,992586
55	28	254	57,09639824	7,556215868	1,463286498	531	530,993183

**EVALUACIÓN DE DEFECTOS EN TUBERÍAS CORROÍDAS POR MEDIO
DEL CÓDIGO ASME B31G Y LA NORMA API 579**

Punto	Profundidad (%)	D(mm)	Ladm(mm)	B	A	MAOP (Mpa)	P'(Mpa)
57	27	254	60,12458306	7,754004324	1,540893879	531	530,9935061
58	30	254	52,03404233	7,213462575	1,333546667	531	530,992586
59	32	254	47,94835532	6,924475093	1,228837249	531	530,9920474
60	30	254	52,03404233	7,213462575	1,333546667	531	530,992586
61	20	254	104,4490147	10,22003007	2,676855942	531	530,9963511
62	20	254	104,4490147	10,22003007	2,676855942	531	530,9963511
63	20	254	104,4490147	10,22003007	2,676855942	531	530,9963511
64	25	254	67,59420378	8,221569423	1,732327936	531	530,9942079
65	42	254	35,16913231	5,930356845	0,901326844	531	530,9900007
66	25	254	67,59420378	8,221569423	1,732327936	531	530,9942079
67	20	254	104,4490147	10,22003007	2,676855942	531	530,9963511
68	20	254	104,4490147	10,22003007	2,676855942	531	530,9963511
69	20	254	104,4490147	10,22003007	2,676855942	531	530,9963511
79	20	254	104,4490147	10,22003007	2,676855942	531	530,9963511
71	20	254	104,4490147	10,22003007	2,676855942	531	530,9963511
72	20	254	104,4490147	10,22003007	2,676855942	531	530,9963511
73	20	254	104,4490147	10,22003007	2,676855942	531	530,9963511
74	40	254	37,0741941	6,088858193	0,950150435	531	530,9903411
75	30	254	52,03404233	7,213462575	1,333546667	531	530,992586
76	20	254	104,4490147	10,22003007	2,676855942	531	530,9963511
77	20	254	104,4490147	10,22003007	2,676855942	531	530,9963511
78	25	254	67,59420378	8,221569423	1,732327936	531	530,9942079
79	20	254	104,4490147	10,22003007	2,676855942	531	530,9963511
80	20	254	104,4490147	10,22003007	2,676855942	531	530,9963511
81	30	254	52,03404233	7,213462575	1,333546667	531	530,992586
82	27	254	60,12458306	7,754004324	1,540893879	531	530,9935061
83	20	254	104,4490147	10,22003007	2,676855942	531	530,9963511
84	40	254	37,0741941	6,088858193	0,950150435	531	530,9903411

**EVALUACIÓN DE DEFECTOS EN TUBERÍAS CORROÍDAS POR MEDIO
DEL CÓDIGO ASME B31G Y LA NORMA API 579**

Punto	Profundidad (%)	D(mm)	Ladm(mm)	B	A	MAOP (Mpa)	P'(Mpa)
85	35	254	43,0732677	6,563022756	1,103896795	531	530,9913328
86	35	254	43,0732677	6,563022756	1,103896795	531	530,9913328
87	25	254	67,59420378	8,221569423	1,732327936	531	530,9942079
88	30	254	52,03404233	7,213462575	1,333546667	531	530,992586
89	30	254	52,03404233	7,213462575	1,333546667	531	530,992586
90	20	254	104,4490147	10,22003007	2,676855942	531	530,9963511
91	20	254	104,4490147	10,22003007	2,676855942	531	530,9963511
92	20	254	104,4490147	10,22003007	2,676855942	531	530,9963511
93	20	254	104,4490147	10,22003007	2,676855942	531	530,9963511
94	20	254	104,4490147	10,22003007	2,676855942	531	530,9963511
95	20	254	104,4490147	10,22003007	2,676855942	531	530,9963511
96	20	254	104,4490147	10,22003007	2,676855942	531	530,9963511
97	20	254	104,4490147	10,22003007	2,676855942	531	530,9963511
98	35	254	43,0732677	6,563022756	1,103896795	531	530,9913328
99	30	254	52,03404233	7,213462575	1,333546667	531	530,992586
100	25	254	67,59420378	8,221569423	1,732327936	531	530,9942079
101	32	254	47,94835532	6,924475093	1,228837249	531	530,9920474
102	28	254	57,09639824	7,556215868	1,463286498	531	530,993183
103	32	254	47,94835532	6,924475093	1,228837249	531	530,9920474
104	42	254	35,16913231	5,930356845	0,901326844	531	530,9900007
105	42	254	35,16913231	5,930356845	0,901326844	531	530,9900007
106	30	254	52,03404233	7,213462575	1,333546667	531	530,992586
107	30	254	52,03404233	7,213462575	1,333546667	531	530,992586
108	28	254	57,09639824	7,556215868	1,463286498	531	530,993183
109	28	254	57,09639824	7,556215868	1,463286498	531	530,993183
110	28	254	57,09639824	7,556215868	1,463286498	531	530,993183
111	35	254	43,0732677	6,563022756	1,103896795	531	530,9913328
112	28	254	57,09639824	7,556215868	1,463286498	531	530,993183

**EVALUACIÓN DE DEFECTOS EN TUBERÍAS CORROÍDAS POR MEDIO
DEL CÓDIGO ASME B31G Y LA NORMA API 579**

Punto	Profundidad (%)	D(mm)	Ladm(mm)	B	A	MAOP (Mpa)	P'(Mpa)
113	25	254	67,59420378	8,221569423	1,732327936	531	530,9942079
114	28	254	57,09639824	7,556215868	1,463286498	531	530,993183
115	25	254	67,59420378	8,221569423	1,732327936	531	530,9942079
116	25	254	67,59420378	8,221569423	1,732327936	531	530,9942079
117	35	254	43,0732677	6,563022756	1,103896795	531	530,9913328
118	25	254	67,59420378	8,221569423	1,732327936	531	530,9942079
119	29	254	54,4203277	7,377013467	1,394703224	531	530,9928766
120	42	254	35,16913231	5,930356845	0,901326844	531	530,9900007
121	40	254	37,0741941	6,088858193	0,950150435	531	530,9903411
122	25	254	67,59420378	8,221569423	1,732327936	531	530,9942079
123	30	254	52,03404233	7,213462575	1,333546667	531	530,992586
124	35	254	43,0732677	6,563022756	1,103896795	531	530,9913328
125	27	254	60,12458306	7,754004324	1,540893879	531	530,9935061
126	25	254	67,59420378	8,221569423	1,732327936	531	530,9942079
127	47	254	31,2222435	5,587686775	0,800174595	531	530,98926
128	30	254	52,03404233	7,213462575	1,333546667	531	530,992586
129	25	254	67,59420378	8,221569423	1,732327936	531	530,9942079
130	28	254	57,09639824	7,556215868	1,463286498	531	530,993183
131	25	254	67,59420378	8,221569423	1,732327936	531	530,9942079
132	32	254	47,94835532	6,924475093	1,228837249	531	530,9920474
133	30	254	52,03404233	7,213462575	1,333546667	531	530,992586
134	28	254	57,09639824	7,556215868	1,463286498	531	530,993183
135	20	254	104,4490147	10,22003007	2,676855942	531	530,9963511
136	25	254	67,59420378	8,221569423	1,732327936	531	530,9942079
137	40	254	37,0741941	6,088858193	0,950150435	531	530,9903411
138	20	254	104,4490147	10,22003007	2,676855942	531	530,9963511
139	25	254	67,59420378	8,221569423	1,732327936	531	530,9942079
140	27	254	60,12458306	7,754004324	1,540893879	531	530,9935061

**EVALUACIÓN DE DEFECTOS EN TUBERÍAS CORROÍDAS POR MEDIO
DEL CÓDIGO ASME B31G Y LA NORMA API 579**

Punto	Profundidad (%)	D(mm)	Ladm(mm)	B	A	MAOP (Mpa)	P'(Mpa)
141	27	254	60,12458306	7,754004324	1,540893879	531	530,9935061
142	35	254	43,0732677	6,563022756	1,103896795	531	530,9913328
144	35	254	43,0732677	6,563022756	1,103896795	531	530,9913328
146	30	254	52,03404233	7,213462575	1,333546667	531	530,992586
147	40	254	37,0741941	6,088858193	0,950150435	531	530,9903411
148	30	254	52,03404233	7,213462575	1,333546667	531	530,992586
149	25	254	67,59420378	8,221569423	1,732327936	531	530,9942079
150	25	254	67,59420378	8,221569423	1,732327936	531	530,9942079
151	28	254	57,09639824	7,556215868	1,463286498	531	530,993183
152	20	254	104,4490147	10,22003007	2,676855942	531	530,9963511
153	28	254	57,09639824	7,556215868	1,463286498	531	530,993183
154	25	254	67,59420378	8,221569423	1,732327936	531	530,9942079
155	25	254	67,59420378	8,221569423	1,732327936	531	530,9942079
156	25	254	67,59420378	8,221569423	1,732327936	531	530,9942079
157	25	254	67,59420378	8,221569423	1,732327936	531	530,9942079
158	28	254	57,09639824	7,556215868	1,463286498	531	530,993183
159	25	254	67,59420378	8,221569423	1,732327936	531	530,9942079
160	25	254	67,59420378	8,221569423	1,732327936	531	530,9942079
161	29	254	54,4203277	7,377013467	1,394703224	531	530,9928766
162	38	254	39,22929917	6,263329719	1,005382223	531	530,9907116
163	25	254	67,59420378	8,221569423	1,732327936	531	530,9942079
164	25	254	67,59420378	8,221569423	1,732327936	531	530,9942079
165	35	254	43,0732677	6,563022756	1,103896795	531	530,9913328
166	25	254	67,59420378	8,221569423	1,732327936	531	530,9942079
167	32	254	47,94835532	6,924475093	1,228837249	531	530,9920474
168	30	254	52,03404233	7,213462575	1,333546667	531	530,992586
169	25	254	67,59420378	8,221569423	1,732327936	531	530,9942079
170	30	254	52,03404233	7,213462575	1,333546667	531	530,992586

**EVALUACIÓN DE DEFECTOS EN TUBERÍAS CORROÍDAS POR MEDIO
DEL CÓDIGO ASME B31G Y LA NORMA API 579**

Punto	Profundidad (%)	D(mm)	Ladm(mm)	B	A	MAOP (Mpa)	P'(Mpa)
171	30	254	52,03404233	7,213462575	1,333546667	531	530,992586
172	30	254	52,03404233	7,213462575	1,333546667	531	530,992586
173	29	254	54,4203277	7,377013467	1,394703224	531	530,9928766
174	25	254	67,59420378	8,221569423	1,732327936	531	530,9942079
175	20	254	104,4490147	10,22003007	2,676855942	531	530,9963511
176	25	254	67,59420378	8,221569423	1,732327936	531	530,9942079
177	20	254	104,4490147	10,22003007	2,676855942	531	530,9963511
178	30	254	52,03404233	7,213462575	1,333546667	531	530,992586
179	20	254	104,4490147	10,22003007	2,676855942	531	530,9963511
180	29	254	54,4203277	7,377013467	1,394703224	531	530,9928766
181	25	254	67,59420378	8,221569423	1,732327936	531	530,9942079
182	25	254	67,59420378	8,221569423	1,732327936	531	530,9942079
183	25	254	67,59420378	8,221569423	1,732327936	531	530,9942079
184	20	254	104,4490147	10,22003007	2,676855942	531	530,9963511
185	20	254	104,4490147	10,22003007	2,676855942	531	530,9963511
186	20	254	104,4490147	10,22003007	2,676855942	531	530,9963511
187	25	254	67,59420378	8,221569423	1,732327936	531	530,9942079
188	15	254	388,2991381	19,70530736	9,951466351	531	530,9991505
189	20	254	104,4490147	10,22003007	2,676855942	531	530,9963511
190	20	254	104,4490147	10,22003007	2,676855942	531	530,9963511
191	40	254	37,0741941	6,088858193	0,950150435	531	530,9903411
192	20	254	104,4490147	10,22003007	2,676855942	531	530,9963511
193	28	254	57,09639824	7,556215868	1,463286498	531	530,993183
194	90	254	15,01135144	3,874448533	0,384716174	531	530,9860628
195	70	254	20,45451088	4,522666346	0,524215371	531	530,9870999
196	28	254	57,09639824	7,556215868	1,463286498	531	530,993183
197	62	254	23,35633914	4,832839655	0,598584442	531	530,987686
198	55	254	26,50222069	5,148030759	0,679208197	531	530,9883247

**EVALUACIÓN DE DEFECTOS EN TUBERÍAS CORROÍDAS POR MEDIO
DEL CÓDIGO ASME B31G Y LA NORMA API 579**

Punto	Profundidad (%)	D(mm)	Ladm(mm)	B	A	MAOP (Mpa)	P'(Mpa)
199	28	254	57,09639824	7,556215868	1,463286498	531	530,993183
200	70	254	20,45451088	4,522666346	0,524215371	531	530,9870999
201	28	254	57,09639824	7,556215868	1,463286498	531	530,993183
202	27	254	60,12458306	7,754004324	1,540893879	531	530,9935061
203	27	254	60,12458306	7,754004324	1,540893879	531	530,9935061
204	28	254	57,09639824	7,556215868	1,463286498	531	530,993183
205	29	254	54,4203277	7,377013467	1,394703224	531	530,9928766
207	90	254	15,01135144	3,874448533	0,384716174	531	530,9860628
208	90	254	15,01135144	3,874448533	0,384716174	531	530,9860628
209	30	254	52,03404233	7,213462575	1,333546667	531	530,992586
210	85	254	16,20670509	4,02575522	0,415351116	531	530,9862792
211	25	254	67,59420378	8,221569423	1,732327936	531	530,9942079
212	25	254	67,59420378	8,221569423	1,732327936	531	530,9942079
213	25	254	67,59420378	8,221569423	1,732327936	531	530,9942079
214	50	254	29,26914881	5,410096932	0,75012	531	530,9888783
215	20	254	104,4490147	10,22003007	2,676855942	531	530,9963511
217	25	254	67,59420378	8,221569423	1,732327936	531	530,9942079

**EVALUACIÓN DE DEFECTOS EN TUBERÍAS CORROÍDAS POR MEDIO
DEL CÓDIGO ASME B31G Y LA NORMA API 579**

ANEXO 4. Resultados obtenidos por la norma API 579.

RATA DE CORROSIÓN (mm/ Año)	VIDA REMANENTE (Años)
0,1195	16,56903766
0,14818	11,42664327
0,29636	0,713321636
0,20076	5,814903367
0,14818	11,42664327
0,14818	11,42664327
0,1673	8,977884041
0,1673	8,977884041
0,0956	23,21129707
0,15296	10,75706067
0,1195	16,56903766
0,11472	17,67608089
0,15296	10,75706067
0,1195	16,56903766
0,13384	13,72235505
0,1673	8,977884041
0,1673	8,977884041
0,1195	16,56903766
0,1434	12,14086471
0,1673	8,977884041
0,1434	12,14086471
0,15296	10,75706067
0,1195	16,56903766
0,1434	12,14086471
0,1195	16,56903766
0,15296	10,75706067
0,22466	4,132466839
0,2151	4,760576476
0,1195	16,56903766
0,1434	12,14086471
0,1673	8,977884041
0,1434	12,14086471
0,0956	23,21129707

**EVALUACIÓN DE DEFECTOS EN TUBERÍAS CORROÍDAS POR MEDIO
DEL CÓDIGO ASME B31G Y LA NORMA API 579**

RATA DE CORROSIÓN (mm/ Año)	VIDA REMANENTE (Años)
0,0956	23,21129707
0,0956	23,21129707
0,1195	16,56903766
0,1195	16,56903766
0,0956	23,21129707
0,0956	23,21129707
0,0956	23,21129707
0,0956	23,21129707
0,0956	23,21129707
0,0956	23,21129707
0,0956	23,21129707
0,1673	8,977884041
0,1195	16,56903766
0,0956	23,21129707
0,0956	23,21129707
0,1434	12,14086471
0,0956	23,21129707
0,1195	16,56903766
0,1195	16,56903766
0,1434	12,14086471
0,13384	13,72235505
0,12906	14,60096079
0,1434	12,14086471
0,15296	10,75706067
0,1434	12,14086471
0,0956	23,21129707
0,0956	23,21129707
0,0956	23,21129707
0,1195	16,56903766
0,20076	5,814903367
0,1195	16,56903766
0,0956	23,21129707
0,0956	23,21129707
0,0956	23,21129707

**EVALUACIÓN DE DEFECTOS EN TUBERÍAS CORROÍDAS POR MEDIO
DEL CÓDIGO ASME B31G Y LA NORMA API 579**

RATA DE CORROSIÓN (mm/ Año)	VIDA REMANENTE (Años)
0,0956	23,21129707
0,0956	23,21129707
0,0956	23,21129707
0,0956	23,21129707
0,1912	6,605648536
0,1434	12,14086471
0,0956	23,21129707
0,0956	23,21129707
0,1195	16,56903766
0,0956	23,21129707
0,0956	23,21129707
0,1434	12,14086471
0,12906	14,60096079
0,0956	23,21129707
0,1912	6,605648536
0,1673	8,977884041
0,1673	8,977884041
0,1195	16,56903766
0,1434	12,14086471
0,1434	12,14086471
0,0956	23,21129707
0,0956	23,21129707
0,0956	23,21129707
0,0956	23,21129707
0,0956	23,21129707
0,0956	23,21129707
0,0956	23,21129707
0,0956	23,21129707
0,0956	23,21129707
0,0956	23,21129707
0,1673	8,977884041
0,1434	12,14086471
0,1195	16,56903766
0,15296	10,75706067
0,13384	13,72235505
0,15296	10,75706067

**EVALUACIÓN DE DEFECTOS EN TUBERÍAS CORROÍDAS POR MEDIO
DEL CÓDIGO ASME B31G Y LA NORMA API 579**

RATA DE CORROSIÓN (mm/ Año)	VIDA REMANENTE (Años)
0,20076	5,814903367
0,20076	5,814903367
0,1434	12,14086471
0,1434	12,14086471
0,13384	13,72235505
0,13384	13,72235505
0,13384	13,72235505
0,1673	8,977884041
0,13384	13,72235505
0,1195	16,56903766
0,13384	13,72235505
0,1195	16,56903766
0,1195	16,56903766
0,1673	8,977884041
0,1195	16,56903766
0,13862	12,90434281
0,20076	5,814903367
0,1912	6,605648536
0,1195	16,56903766
0,1434	12,14086471
0,1673	8,977884041
0,12906	14,60096079
0,1195	16,56903766
0,22466	4,132466839
0,1434	12,14086471
0,1195	16,56903766
0,13384	13,72235505
0,1195	16,56903766
0,15296	10,75706067
0,1434	12,14086471
0,13384	13,72235505
0,0956	23,21129707
0,1195	16,56903766
0,1912	6,605648536

**EVALUACIÓN DE DEFECTOS EN TUBERÍAS CORROÍDAS POR MEDIO
DEL CÓDIGO ASME B31G Y LA NORMA API 579**

RATA DE CORROSIÓN (mm/ Año)	VIDA REMANENTE (Años)
0,0956	23,21129707
0,1195	16,56903766
0,12906	14,60096079
0,12906	14,60096079
0,1673	8,977884041
0,1673	8,977884041
0,1434	12,14086471
0,1912	6,605648536
0,1434	12,14086471
0,1195	16,56903766
0,1195	16,56903766
0,13384	13,72235505
0,0956	23,21129707
0,13384	13,72235505
0,1195	16,56903766
0,1195	16,56903766
0,1195	16,56903766
0,1195	16,56903766
0,13384	13,72235505
0,1195	16,56903766
0,1195	16,56903766
0,13862	12,90434281
0,18164	7,479630037
0,1195	16,56903766
0,1195	16,56903766
0,1673	8,977884041
0,1195	16,56903766
0,15296	10,75706067
0,1434	12,14086471
0,1195	16,56903766
0,1434	12,14086471
0,1434	12,14086471
0,1434	12,14086471
0,13862	12,90434281

**EVALUACIÓN DE DEFECTOS EN TUBERÍAS CORROÍDAS POR MEDIO
DEL CÓDIGO ASME B31G Y LA NORMA API 579**

RATA DE CORROSIÓN (mm/ Año)	VIDA REMANENTE (Años)
0,1195	16,56903766
0,0956	23,21129707
0,1195	16,56903766
0,0956	23,21129707
0,1434	12,14086471
0,0956	23,21129707
0,13862	12,90434281
0,1195	16,56903766
0,1195	16,56903766
0,1195	16,56903766
0,0956	23,21129707
0,0956	23,21129707
0,0956	23,21129707
0,1195	16,56903766
0,0717	34,28172943
0,0956	23,21129707
0,0956	23,21129707
0,1912	6,605648536
0,0956	23,21129707
0,13384	13,72235505
0,13384	13,72235505
0,29636	0,713321636
0,2629	2,076835299
0,13384	13,72235505
0,13384	13,72235505
0,12906	14,60096079
0,12906	14,60096079
0,13384	13,72235505
0,13862	12,90434281
0,1434	12,14086471
0,1195	16,56903766
0,1195	16,56903766
0,1195	16,56903766