



REPÚBLICA DE CUBA
MINISTERIO DE EDUCACION SUPERIOR
INSTITUTO SUPERIOR MINERO METALÚRGICO DE MOA
“Dr. Antonio Núñez Jiménez”
FACULTAD DE METALURGIA Y ELECTROMECAÁNICA
DEPARTAMENTO DE METALURGIA

TESIS PRESENTADA PARA OPTAR AL TÍTULO DE MASTER EN
ELECTROMECAÁNICA

***COMPORTAMIENTO DE LAS TUBERÍAS PARA TRANSPORTAR PETRÓLEO
CRUDO AFECTADAS POR DEFECTOS Y GRIETAS***

MARIA ELENA DEL CARMEN MATOS MONTILLA

2015



REPÚBLICA DE CUBA
MINISTERIO DE EDUCACION SUPERIOR
INSTITUTO SUPERIOR MINERO METALÚRGICO DE MOA
“Dr. Antonio Núñez Jiménez”
FACULTAD DE METALURGIA Y ELECTROMECÁNICA
DEPARTAMENTO DE METALURGIA

TESIS PRESENTADA PARA OPTAR AL TÍTULO DE MASTER EN
ELECTROMECÁNICA

***COMPORTAMIENTO DE LAS TUBERÍAS PARA TRANSPORTAR PETRÓLEO
CRUDO AFECTADAS POR DEFECTOS Y GRIETAS***

Autor: Ing. MARIA ELENA DEL CARMEN, MATOS MONTILLA

Tutores: Prof. Tít., Ing. Tomás Hernaldo Fernández Columbié, Dr. C.

Prof. Tít., Ing. Isnel Rodríguez González, Dr. C

2015

Resumen

En el presente estudio se analizaron los mecanismos de formación de defectos y grietas presentes en los sistemas de tuberías, en las condiciones de operación del proceso de extracción de petróleo en el Lago de Maracaibo, se desarrollo la identificación y determinación de la morfología y el tipo de defecto mediante el método fractográfico, el análisis microestructural permitió establecer el comportamiento microestructural de los aceros ASTM A-53 y API 5L, reflejando que no hay presencia de defectos, inclusiones o corrosión intercristalina, además de que dicha microestructura corresponde con las establecidas por las normas para estos aceros. La modelación por el método de elementos finitos corrobora que los defectos y las grietas son elevados concentradores de tensión. El análisis económico refleja que por concepto de reparación de averías se produce una afectación de BsF 543 966,14 y \$7 917 264,00.

Agradecimientos

A Dios en primera instancia por darme vida, salud y el impulso necesario para cumplir con este objetivo.

A los profesores de la Maestría, a todos y cada uno de ellos por su dedicación, constancia y paciencia.

A los Doctores Isnel Rodríguez y Tomás Fernández muy especialmente, por su dedicación en tiempo y conocimientos para llevar a feliz término este trabajo de investigación.

Al personal de los laboratorios de mecánica y química del IUTC de Cabimas; así como al personal de mantenimiento y departamento de postgrado por toda la colaboración prestada.

A mis compañeros de la maestría por el apoyo mutuo mostrado.

A los ingenieros de la empresa PDVSA, Machado Joel y Silva Juan por su colaboración en la obtención de información para este trabajo.

A todos y cada uno de los que de uno u otro modo contribuyeron con su apoyo y cooperación en el desarrollo de este trabajo.

Dedicatoria

A Dios todopoderoso por ser el autor de mis días, por darme salud y sabiduría para avanzar día a día.

A la memoria de mi amado y extrañado padre José Lorenzo “Cheo”, que aún a más de 09 años de su partida física se le recuerda siempre.

A mi madre Ninfa, por toda la paciencia y confianza manifestada en mí para avanzar en este trabajo y por darme ánimo para continuar aún en la adversidad.

A mi pequeño Ángel terrenal y motor que me impulsa, mi hijo Sebastián David, porque aún siendo un niño ha comprendido el gran esfuerzo que hago por él día tras día, TE AMO mi pijoito.

A mis hermanos, por la motivación expresada para continuar hacia adelante.

A mis Amigo(a)s, que han sabido dar una palabra de aliento para continuar en el camino para mejorar en todos los aspectos.

Al ya fallecido “Gigante entre los Gigantes” presidente Hugo Rafael Chávez Frías, por afianzar los lazos entre los gobiernos de dos naciones hermanas: Cuba y Venezuela, y promover el intercambio de conocimientos mediante este tipo de convenios; y al presidente Nicolás Maduro por continuar con su legado, solo en revolución esto es posible.

CONTENIDO

Pág.

INTRODUCCIÓN

CAPÍTULO 1. MARCO TEÓRICO DE LA INVESTIGACIÓN

1.1	Introducción.....	10
1.2	Modelo reológico del transporte por tuberías.....	10
1.2.1.	Comportamiento reológico del transporte por tuberías.....	12
1.3.	Trasiego de fluidos complejos por tuberías.....	13
1.3.1.	Parámetros del transporte de fluidos pseudoplásticos por tuberías.....	16
1.4.	Transporte de petróleo por tuberías.....	17
1.4.1.	Aplicación del transporte de petróleo por tuberías.....	17
1.4.2.	Ventajas del transporte por sistemas de tuberías.....	18
1.4.3.	Clasificación de las tuberías para el transporte de hidrocarburos.....	19
1.4.3.1.	Tubería de acero soldadas y sin costura.....	19
1.4.3.2.	Tubería de acero soldadas y sin costura para altas temperaturas.....	19
1.4.3.3.	Tuberías para líneas de conducción.....	19
1.4.4.	Materiales empleados en tuberías de transporte de petróleo.....	20
1.5.	Microestructura de los aceros al carbono.....	21
1.6.	La aparición de defectos en tuberías transportadoras de petróleo.....	22
1.6.1.	Defecto de fractura.....	26
1.6.2.	Defecto de corrosión en los metales.....	26
1.6.2.1.	Corrosión en tuberías de transporte de fluidos.....	27
1.6.2.2.	Tipos de corrosión.....	27
1.6.2.2.1.	Corrosión uniforme.....	28
1.6.2.2.2.	Corrosión galvánica.....	28
1.6.2.2.3.	Corrosión por picadura (pitting)	28
1.6.2.2.4.	Corrosión por fisura (crevice)	28
1.6.2.2.5.	Corrosión erosión.....	29
1.6.2.2.6.	Corrosión intergranular.....	29
1.6.2.2.7.	Corrosión bacteriológica.....	29
1.6.2.2.8.	Corrosión bajo tensión (Stress Corrosión Cracking SCC)	29
1.6.2.2.9.	Corrosión fatiga.....	30

1.6.2.2.10. Corrosión inducida por flujo.....	30
1.6.2.2.11. Corrosión dulce o por dióxido de carbono (CO ₂).....	30
1.6.2.2.12. Corrosión ácida por sulfuro de hidrógeno (H ₂ S)	30
1.6.2.2.13. Corrosión combinada de H ₂ S y CO ₂	31
1.6.2.3. Erosión en sistemas de tuberías.....	31
1.6.2.3.1. Métodos para determinar la resistencia al desgaste y erosión.....	32
1.6.3. Revestimientos externos para tuberías.....	32
Conclusiones del capítulo 1.....	33
CAPÍTULO 2. MATERIALES, MÉTODOS Y CONDICIONES	
EXPERIMENTALES.....	34
2.1. Introducción.....	34
2.2. Tuberías empleadas en el transporte de petróleo crudo en el Lago de Maracaibo.....	34
2.2.1. Composición química del material de las tuberías	35
2.3. Análisis fractográfico.....	37
2.4. Diseño de experimentos.....	38
2.4.1. Selección de las muestras.....	38
2.4.2. Corte de las probetas.....	38
2.4.3. Desbaste de las muestras.....	39
2.4.4. Pulido de las muestras.....	39
2.4.5. Limpieza, lavado y secado de las probetas.....	40
2.4.6. Ataque químico de las muestras seleccionadas.....	40
2.4.7. Análisis metalográfico.....	40
2.5. Ensayos de dureza y microdureza.....	40
2.6. Determinación de los esfuerzos en las tuberías.....	41
2.7. Determinación de la resistencia al desgaste.....	42
2.7.1. Cálculo de velocidades de desgaste.....	44
2.8. Medición de espesor por ultrasonido.....	45
2.9. Análisis de los esfuerzos en las grietas.....	45
2.10. Modelación y simulación por el método de elementos finitos.....	50
2.11. Simulación por el método de elementos finitos.....	50

2.11.1. Condiciones y parámetros establecidos.....	51
2.11.2. Algoritmo para la simulación (ANSYS versión 15.0)	51
2.12. Procesamiento estadístico de los datos.....	53
2.12.1. Determinación de los coeficientes de regresión.	54
2.12.2. Cálculo de la varianza.....	54
Conclusiones del capítulo 2.....	55
CAPÍTULO 3. ANÁLISIS DE LOS RESULTADOS.....	57
3.1. Introducción.....	57
3.2. Análisis químico.....	57
3.3. Análisis fractográfico de las tuberías utilizadas en el Lago de Maracaibo.....	58
3.4. Análisis metalográfico.....	59
3.5. Análisis de la falla.....	62
3.6. Cálculo de resistencia mecánica.....	62
3.7. Análisis de la resistencia al desgaste.....	63
3.7.1. Determinación de la velocidad de desgaste.....	65
3.8. Análisis de los resultados de la simulación por el método de elementos finitos.....	65
3.9. Análisis estadístico de resultados.....	67
3.9.1. Análisis de varianza.....	67
3.10. Valoración económica.....	68
3.11. Análisis medio ambiental.....	69
Conclusiones del capítulo 3.....	71
CONCLUSIONES GENERALES.....	72
RECOMENDACIONES.....	73
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	74
ANEXOS.....	86

CAPITULO 1:

MARCO TEÓRICO DE LA INVESTIGACIÓN

INTRODUCCIÓN

Petróleos de Venezuela, S.A. se inició el 30 de Agosto de 1975 y fue nacionalizada el 01 de Enero de 1976, más tarde para el año 1978 fue fundada la primera productora de kerosén en el Táchira. Pero fue en 1986, cuando la compañía Minera-Petróleo del Táchira, realizó la exploración en mayor escala, en búsqueda de la promisoría riqueza, en ese momento el presidente de la república Jaime Lusinchi concedía las facilidades para ello, a través de las concesiones petroleras. Dicha industria es actualmente la principal fuente de ingresos en el país, por ser la casa matriz encargada del desarrollo industrial petrolero, petroquímico y carbonífero, además asume funciones de planificación, coordinación, supervisión, controlando las actividades operativas de sus divisiones dentro y fuera del país.

En el primer año de operación inició sus acciones con 14 filiales, quedando posteriormente solo con tres de ellas: Lagoven, Maraven y Corpoven. Años después es creada la Petroquímica de Venezuela, S.A. (Pequíven), dirigido a organizar el negocio de la producción petroquímica. Para mediados de los años 80, inicia su expansión a nivel nacional como internacional, a partir de la compra y participación en diversas refinerías ubicadas en Europa, Estados Unidos y el Caribe. El 15 de Septiembre adquiere a la empresa Citgo en Tulsa, Estados Unidos, estrategia de comercialización de hidrocarburos en Norteamérica, con más de 100 estaciones de servicios y casi el 20% de ventas de gasolina en EE.UU. Mientras que para el 01 de Enero de 1998 integra en su estructura operativa y administrativa a tres filiales, en este sentido se crearon tres divisiones funcionales y que constituyen sus objetivos:

- **Exploración y producción:** es el primer eslabón de la cadena, el cual se ubica aguas arriba del negocio. de esta fase depende el hallazgo de hidrocarburos (gaseosos y no gaseosos) en el subsuelo.
- **Refinación:** proceso que se encarga de la transformación de los hidrocarburos en productos derivados del mismo, gasolinas, naftas, kerosén, entre otros.

- **Comercialización:** es el último eslabón de la cadena productiva. En esta etapa se establecen las fórmulas de precios que reflejan las variaciones del mercado para garantizar precios e ingresos justos para el pueblo venezolano.
- **Gas:** con unas reservas probadas por 147 billones cúbicos, Venezuela es una de las potencias mundiales en el sector de hidrocarburos gaseosos, estimándose una existencia de gas para miles de años.

La misión es maximizar la explotación de las reservas de hidrocarburos, de manera eficiente, segura y rentable; en armonía con el ambiente, promoviendo el desarrollo, la seguridad y la calidad de vida del trabajador, así como el crecimiento de la región. Mientras que la visión es la ser reconocida internacionalmente como empresa líder de creación de valor en el negocio de producción de hidrocarburos, a través del aprovechamiento óptimo de sus yacimientos, la eficiencia operacional y la introducción oportuna de nuevas tecnologías; personal calificado y motivado, preservando su integridad y la de todos los activos en total armonía con el medio ambiente y el entorno.

Además de ser la organización líder, de Exploración y Producción en la generación de los lineamientos técnicos para el establecimiento de las estrategias a mediano y largo plazo, garantiza la actualización e integración continua de información técnica, estratégica y económica del país, para ser reconocida como el mejor equipo de la industria petrolera nacional. Dentro de sus funciones se encuentran: planificar, coordinar, supervisar y controlar las actividades en materia de Exploración y Producción de sus empresas operadoras y filiales tanto en Venezuela como en el exterior. Estas actividades están dirigidas hacia la búsqueda de nuevas reservas de crudo, a fin de sustentar los planes de crecimiento de la capacidad de producción, para profundizar el conocimiento de las áreas prospectivas.

El negocio de exploración y producción se encuentra desplegado en todo el territorio nacional, tanto en tierra como en territorio lacustre (Lago de Maracaibo) y costa afuera, con sentido nacionalista y en línea con las políticas de soberanía petrolera. Teniendo su principal sede en la ciudad de Caracas. Se distribuye en cuatro divisiones: Occidente, Oriente, Centro Sur y Costa Afuera; las cuales a su

vez están conformadas por 9 Distritos: 4 en Occidente y 3 en Oriente y 2 en Centro Sur.

Este distrito “Tía Juana” (figura 1), está conformado por tres Unidades de Explotación: Tía Juana Lago, Lagunillas Lago y Rosa Mediano posee una producción de 217 mil barriles diarios de crudo y 169 millones de pie cúbico diarios de gas; conformando uno de las más grandes instalaciones petroleras sublacustres y terrestres, que van desde las instalaciones asentadas en el lago de Maracaibo como estaciones de flujos, plantas de inyección de agua, gas, vapor y plantas de gas hasta los patios de almacenamiento de crudo y gas en tierra.

El distrito pertenece a la División Occidente de PDVSA, se encuentra ubicado en la parte noreste del estado Zulia, específicamente en el extremo derecho del lago de Maracaibo, limitando con las ciudades de Cabimas y Bachaquero; colindando a su vez con los estados Falcón y Lara.



Figura 1. Ubicación geográfica del distrito social “Tía Juana”

El transporte, recolección y distribución del crudo existente en los yacimientos detectados en el lago de Maracaibo requiere del tendido de tuberías, las cuales permiten transportar los fluidos, de petróleo, a las diferentes estaciones de flujo donde serán separados y almacenados temporalmente para luego ser bombeados a los patios de tanques con el fin de su almacenamiento y posterior envío hacia otras instalaciones, en todo este largo recorrido tienen su función principal las tuberías sublacustres. En este proceso se involucran tres tipos de fluido: petróleo, agua y gas, pero en este caso se analiza solo las tuberías de transporte de petróleo crudo.

Durante el transporte se pueden suscitar una serie de fallas en las tuberías, debido a la incidencias de varios factores como fracturas por la errónea selección del material, esto según lo especificado en el diseño inicial, un inadecuado procedimiento de revestimiento o atizamiento del mismo, y en ocasiones por el exceso tiempo de uso (tuberías de más de 20 años de tendidas), por corrosión, por golpes con objeto pesados, entre muchas otras causas, acarreando serias y costosas consecuencias como fugas de crudo, elevados costos de reparación y reemplazo, impacto ambiental y en la seguridad personal.

PYTCO (2007) expone que las tuberías empleadas para la conducción de hidrocarburos bajo la especificación API 5L, están fabricadas de acero al carbono, cuyos diámetros van de 50,8 mm a 254 mm, de igual modo Matos y Adames (2008), mencionan ,las tuberías ASTM A-53 y A-106, que al igual a las API son empleadas en el transporte de petróleo, también son de acero al carbono, y sus diámetros van desde 3.18 mm a 1,219.20 mm de espesor de pared nominal (promedio) de acuerdo al ANSI B 36.10. estos tipos de conductos son resistentes a las condiciones de trabajo expuestas, si se eligen, en su diseño, cumpliendo con ciertas especificaciones y regulaciones, aportan gran resistencia y durabilidad para poder soportar altas presiones y condiciones adversas en la mayoría de los medios; exteriormente son revestidas, con resina epóxica, para aumentar su resistencia a agentes externos como la corrosión y fractura por golpes.

Matos y Adames (2008), argumentó que internamente las tuberías están expuestas a la corrosión, debido a la naturaleza del fluido transportado, el cual puede contener elementos altamente corrosivos generadores de pequeñas grietas y defectos que socavan la estructura de la tubería hasta la falla total, adicionalmente un aumento en la presión y temperatura interna, del fluido conducido, conlleva al colapso del sistema. De igual modo, externamente existen elementos causantes de grietas, como el atizamiento del revestimiento el cual debilita la tubería ante un choque, roce o contacto con elementos pesados; así mismo la ausencia del sistema de protección catódica; deduciéndose así, que según las condiciones de operación presentes en el lago de Maracaibo, el material seleccionado en el diseño de las

tuberías es el adecuado, ya que cumple con los parámetros metalúrgicos para tolerar fracturas y grietas en ese medio.

Tradicionalmente, la metalurgia física ha estudiado los problemas de fractura siguiendo la teoría de Griffith, donde se da un tratamiento matemático al problema, en el cual se asume, por una parte, que la energía superficial del material es mayor que el nivel de energía necesaria para causar la fractura y por la otra, la ausencia de deformaciones inelásticas alrededor del frente de la grieta (Griffith, 1920; Rodríguez, 2011).

En física se define la microestructura de un material como la estructura micrográfica detallada de un sólido, en especial de un mineral o de un metal (Wordreference, 2014). En concordancia con el tema en Wikipedia, (2014) se establece que el tamaño de grano tiene un notable efecto en las propiedades mecánicas del acero y que por ende los efectos del crecimiento de grano provocados por el tratamiento térmico son fácilmente predecibles. La temperatura, los elementos aleantes y el tiempo de impregnación térmica afectan el tamaño del grano, y por consiguiente incide directamente en dichas propiedades mecánicas en pro del material o en detrimento de este. En aceros, por lo general, es preferible un tamaño de grano pequeño que uno grande. Los aceros de grano pequeño tienen mayor resistencia a la tracción, mayor dureza y se distorsionan menos durante el temple, así como también son menos susceptibles al agrietamiento. El grano fino es mejor para herramientas y dados; mientras que en los aceros el grano grueso incrementa el endurecimiento, lo cual es deseable a menudo para la carburización, y también para el acero que se someterá a largos procesos de trabajo en frío.

Situación problemática

En los últimos años en la industria petrolera se ha observado un incremento importante en los reportes de incidentes asociados a grietas en las tuberías tendidas en el lago. Este fenómeno genera serios problemas de índole ambiental y económica, entre otros. Trayendo consigo incremento de los costos de reparación, producción y una incidencia negativa sobre el ambiente, con lo que la imagen de la empresa, como mentor ambiental en Venezuela y más específicamente en el Zulia,

se ve afectada por los constantes derrames de crudo en el entorno acuífero del Lago de Maracaibo.

La recurrencia de estos incidentes conlleva a la necesidad de un estudio de la mencionada problemática; por tal razón se busca determinar los factores asociados a las grietas y al crecimiento de estas en las tuberías transportadoras de petróleo (ver figura 1.2) pertenecientes a las Unidades de Explotación “Tía Juana” Lago, Lagunillas Lago y Rosa Mediano.



Figura 2. Grieta y corrosión en una tubería del Lago de Maracaibo

Asegurar un buen funcionamiento de la red de tuberías, si se toma en cuenta que la producción de petróleo constituye la mayor producción del Distrito, lo cual se traduce en una gran pérdida para la industria y para el país, si disminuye dicha producción por fallas en las mismas, por lo que este estudio es de vital importancia. El valor agregado que genera la aplicabilidad de el presente estudio a la industria, es que permite establecer una base sobre la condición actual de las grietas en las tuberías transportadoras de petróleo y el modo de avance de estas, a la vez que se propondrán soluciones y se evaluará la factibilidad de las mismas, para asegurar el buen funcionamiento de esta importante red de tuberías.

Planteamiento del problema

Las teorías existentes relacionadas con el comportamiento microestructural y la formación de grietas en las líneas de tuberías que transportan petróleo crudo en la localidad del distrito “Tía Juana”, son insuficientes.

Como objeto de la investigación se establece:

Comportamiento microestructural y formación de grietas en tuberías conductoras de petróleo.

Campo de acción es el siguiente:

Procesos de formación de grietas en tuberías conductoras de petróleo crudo.

Objetivo general

Determinar el comportamiento microestructural y los mecanismos que inciden en el crecimiento de grietas en las líneas de tuberías para el transporte de petróleo en el distrito “Tía Juana”.

Para cumplir el objetivo general del trabajo se establecen los siguientes objetivos específicos:

1. Definir las regularidades del comportamiento microestructural y mecánico de las tuberías transportadoras de petróleo crudo fabricadas de acero al carbono, sometidas a la acción de la presión externa e interna.
2. Analizar los factores que provocan el agrietamiento en las tuberías transportadoras de petróleo crudo considerando los dos tipos más empleados API 5L y ASTM A-53 en la empresa PDVSA.
3. Determinar la resistencia al desgaste de los dos tipos de materiales analizados, API 5L y ASTM A-53.

Hipótesis

Si se establece el mecanismo de formación de grietas, teniendo en cuenta el tipo de material y las condiciones reales del transporte por tuberías en el distrito “Tía Juana”, entonces se podría predecir la formación de dichas grietas y la sustitución de tuberías evitando pérdidas económicas.

Dentro de las **tareas** a desarrollar, se encuentran:

1. Sistematizar información y conocimientos relacionados con el transporte de petróleo crudo por tuberías.
2. Establecimiento de una metodología que permita caracterizar la formación de grietas en tuberías de petróleo.

3. Planificación, diseño y realización de experimentos.
4. Definición del carácter de la grieta en función de la geometría de la tubería y el tipo de material.
5. Planteamiento de los efectos económicos, sociales y ambientales.

CAPÍTULO 1. MARCO TEÓRICO DE LA INVESTIGACIÓN

1.1. Introducción

Desde el punto de vista reológico los fluidos se clasifican en newtonianos y no newtonianos, a su vez los fluidos no newtonianos quedan clasificados en tres grupos (Skelland, 1970; Tejeda, 1985; Perry, 1988; Garcell et al., 1988; Díaz, 1990; Darby, 2001; Turro, 2002; Gardea, 2008 y Laurencio, 2009).

En los fluidos newtonianos existe una relación lineal entre el esfuerzo cortante aplicado y la velocidad de deformación resultante, siguiendo de esta forma la ley de Newton de la viscosidad.

Se define como **objetivo** de este capítulo el establecimiento del estado del arte en relación con el transporte de petróleo crudo por tuberías y los defectos que las afectan.

1.2. Modelo reológico del transporte por tuberías

Según Laurencio (2009), los crudos presentan un comportamiento no newtoniano del tipo pseudoplástico, partiendo de que su viscosidad es función del gradiente de velocidad y por tanto, cambia con la variación de dicho gradiente, aún cuando se mantienen la temperatura y otras condiciones constantes; se demuestra que su viscosidad disminuye con el incremento del gradiente de velocidad; donde esta comienza a fluir apenas se les aplica un esfuerzo cortante $\tau > 0$. Su curva de flujo se describe por el modelo de ecuación de Ostwald de Waele:

$$\tau_{x,y} = K \cdot \left(-\frac{dv_x}{dy} \right)^n \quad (1.1)$$

Donde:

n .- índice de flujo

K .- índice de consistência másica; (Pa. s)

Según Khatib (2006), la viscosidad aparente, de acuerdo con la ecuación 1.1 viene dada por la relación:

$$\mu_a = K \cdot \left(\dot{\gamma} \right)^{n-1} \quad (1.2)$$

Para los líquidos pseudoplásticos y dilatantes el gradiente de velocidad en la tubería se puede expresar en función de la velocidad media del fluido (v), y del índice de flujo (n), mediante la ecuación:

$$\dot{\gamma} = \left(\frac{3 \cdot n + 1}{4 \cdot n} \right) \cdot \left(\frac{8 \cdot v}{D} \right) \quad (1.3)$$

Al representar gráficamente la relación del esfuerzo de corte como función del gradiente de velocidad, se obtienen las curvas que describen el comportamiento reológico de los fluidos newtonianos y no newtonianos, las que se denominan curvas de flujo (ver figura 1.1).

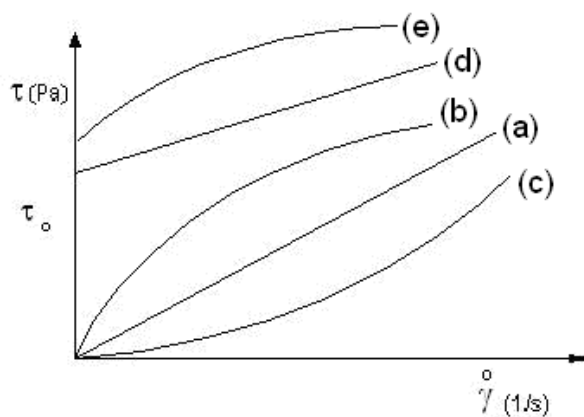


Figura 1.1. Curvas de flujo típica: (a)- Newtonianos; (b)- Seudoplásticos; (c)- Dilatantes; (d)- Plástico ideal (Bingham); (e)- Plástico real. **Fuente:** Garcell, 2001; Laurencio 2012.

La clasificación reológica tiene su aplicación fundamentalmente en la correcta selección de métodos aplicables a la evaluación de instalaciones, por ejemplo, para determinar la caída de presión necesaria para que un material no newtoniano fluya

por una tubería de diámetro conocido, lo que favorece significativamente al objetivo de la investigación del transporte del petróleo pesado.

1.2.1. Comportamiento reológico del transporte por tuberías

En las industrias químicas, de la minería y petrolera se presenta el flujo multifásico a través de tuberías, muy complejo debido a la presencia de varias fases (Kunii, 1991). Estas mezclas de comportamiento no newtoniano, en algunos casos presentan un esfuerzo de corte inicial (Gillies et al., 1991; Doron y Barnea, 1995); la reología de estos sistemas se ha estudiado por años y desafortunadamente la mayoría de las aproximaciones matemáticas basadas en sistemas ideales, son de uso limitado para definir el comportamiento reológico al variarse diferentes factores.

Cuando la interacción neta es repulsiva, se observa un comportamiento newtoniano, en cambio, cuando la interacción neta es atractiva el fluido puede exhibir un comportamiento pseudoplástico o plástico, debido a la formación de agregados o flocos, o de una estructura espacial (Cerpa, 1997; Cerpa y Garcell, 1998).

Laurencio (2012) define que en el proceso de explotación de petróleos, varios factores tienen efecto directo en el comportamiento reológico y en gran medida son aplicados como métodos para mejorar la viscosidad de los mismos. Entre los factores más involucrados al proceso de transporte de petróleos, donde se pueden mencionar los que mayor influencia ejercen:

Efecto de la presión: La viscosidad de los líquidos a temperaturas inferiores a la normal de ebullición no está muy afectada, para valores moderados de la presión; a presiones muy elevadas la viscosidad puede aumentar considerablemente. Al parecer, este último crece con la complejidad molecular, pero no se tiene ningún método seguro de estimación de la viscosidad y en general de las propiedades reológicas de los líquidos a bajas temperaturas y elevadas presiones, (Costa, 1984; Hunter, 2007).

Efecto de la temperatura: en principio, el comportamiento del fluido siempre y cuando no exista ninguna reacción o proceso físico, pudiera seguir un

La disminución de la viscosidad puede deberse a dos efectos (Garcell, 1993; Laurencio y Delgado 2008b; Cárdenas y Fonseca, 2009).

- Paul (1978); Pelaez y Stachenco (1999), plantean que por debajo del punto de enturbiamiento ciertos crudos tienen un rápido aumento de viscosidad debido a la precipitación de parafina y debilitamiento de enlace entre componentes. El efecto de la temperatura sobre la viscosidad de líquidos se representa mediante la ecuación 1.4 (Reid y Sherwood, 1966a; Andrade *et al.*, 2009; Vandresen *et al.*, 2009).

Para lo que:

t.- temperatura; ($^{\circ}\text{C}$)

De acuerdo con la ecuación 1.4, la viscosidad de los líquidos disminuye exponencialmente con el aumento de la temperatura. En la práctica, la aplicación del efecto de la temperatura en la viscosidad del petróleo es el método de mayor aplicabilidad, con la dificultad de que la temperatura de transporte del petróleo se selecciona a de manera irracional, (Laurencio y Delgado 2007).

1.3. Trasiego de fluidos complejos por tuberías

Para el transporte de fluidos no newtonianos, los estudios existentes son limitados a casos muy específicos, donde diferentes factores han sido analizados. Un ejemplo de estos estudios se relaciona por Nakayama et al. (1980) con la determinación de las caídas de presión a través de una tubería; donde se determinó valores bajos en las pérdidas de energía, atribuidos a la naturaleza del comportamiento no newtoniano de tipo plástico de Bingham.

En los estudios realizados por García y Steffe (1987); Liu y Masliyah (1998) se subraya la importancia que tiene la consideración del esfuerzo de cedencia o umbral de fluencia (t_0) en la correcta predicción de las pérdidas de presión en la tubería; en este caso las predicciones del coeficiente de fricción se relacionaron con el índice de flujo, los números de Reynolds y Hedstrom.

Laurencio (2012) expone que los trabajos, dedicados al hidrot transporte, han servido de aporte en la comprensión de los métodos que describen el comportamiento del flujo de fluidos complejos en tuberías. Dentro de estos trabajos se destacan los trabajos de Ivenski (1957); Iakovlev y Dalkov (1961); Pérez (1979) donde sobre la base de las investigaciones teóricas y experimentales, determinaron los parámetros y los regímenes racionales de hidrot transporte de diferentes minerales.

Pakrovskaya (1985), realiza un amplio estudio teórico-práctico donde abarcan temas muy importantes entre los que se destacan; características, parámetros y regímenes de transportación de hidromezclas de diferentes grados de saturación y la efectividad del transporte hidráulico (Laurencio, 2007).

Manssur y Rajie (1988) desarrollaron una ecuación explícita generalizada para el factor de fricción de fluidos newtonianos y no newtonianos en conductos circulares y no circulares, considerada por sus creadores como un paso primario en el desarrollo de una expresión universal para la determinación del factor de fricción de todo tipo de fluido, conducto y régimen de circulación, para la cual se utiliza el criterio generalizado de Reynolds (Laurencio, 2007).

Wojs (1993) y Laurencio (2012) realizan estudios del comportamiento de los fluidos complejos en tuberías lisas y rugosas con soluciones diluidas, desarrollaron una

ecuación teórico-experimental que aunque concuerda adecuadamente con los resultados experimentales no analizan el efecto que sobre la durabilidad y resistencia de la tubería poseen dichos factores.

Pedroso *et al.* (2000) aplicó como base el modelo de Otswald de Waele, obtuvo la expresión para el cálculo de la velocidad media de transporte de un fluido y los gradientes de velocidad a que son transportadas las mieles y meladuras en un conducto, permitiendo obtener el perfil universal de distribución de la velocidad a través de la sección de un conducto circular, dependiendo del valor del índice de flujo. Este resultado da la posibilidad de visualizar los diferentes tipos de perfiles de velocidad en el flujo laminar (Laurencio, 2012).

Entre las investigaciones relacionadas para el transporte de petróleos pesados por tuberías se pueden encontrar varios trabajos (Liang, 1999; Laurencio 2012), donde se presentaron resultados comparativos de pruebas para transporte de crudo tratado magnéticamente a grandes distancias a través de oleoductos. Las pruebas se corrieron en un aparato de tratamiento magnético para varias intensidades y diferentes configuraciones del campo magnético bajo ciertas temperaturas, flujo y caída de presión. Los resultados mostraron que los factores más importantes en el tratamiento son la intensidad y configuración del campo magnético (Laurencio, 2007).

Haoulo *et al.* (2005) evalúan el efecto de la densidad y de la viscosidad dinámica de mezcla en la determinación del gradiente de presión longitudinal de flujo de petróleo bifásico en tuberías horizontales considerando un fluido pseudohomogéneo. Se evalúan ecuaciones de viscosidad de mezcla y ecuaciones de densidad de mezcla, sin embargo no se consideran la durabilidad de los tubos en la línea de transporte, lo que introduce defectos y concentración de tensiones.

Los modelos de desplazamiento por tubería de un petróleo crudo, los mismos son aplicables a diferentes regímenes de flujo (transición, laminar y turbulento), considerando diferentes diámetros de tubería, lo cual amplía el campo de aplicación de los modelos para casos prácticos (Frigaard *et al.*, 2007; Laurencio, 2012).

En tal sentido, resulta significativo para el caso de fluidos no newtonianos, el trabajo de Díaz y Hechavarría (1999) realizado a partir de Skelland (1970), donde se presentan una metodología para el cálculo del diámetro óptimo de tubería aplicable a cualquier tipo de fluido no newtoniano. Plantean que los costos debidos a tuberías y accesorios pueden representar una parte importante de la inversión total de una planta química.

1.3.1. Parámetros del transporte de fluidos pseudoplásticos por tuberías

El parámetro más importante del flujo en tuberías es el gradiente de presión; dicho gradiente tiene comportamiento que depende de la velocidad en un fluido no newtoniano y en particular el de petróleos pesados, es sustancialmente diferente del comportamiento newtoniano (Doron y Barnea, 1995; Doron et al., 1997). La predicción de las caídas de presión y los patrones de flujo es un problema muy complejo (Laurencio 2012).

Darby (2001) y Gardea (2008) Laurencio (2012), tratan el factor de fricción de Fanning f_F mediante la gráfica obtenida por Dodge y Metzner para fluidos que se ajustan a la ley de potencia, adaptada por Levenspiel (1986) (figura 1.2). Para este caso $f_F = f/4$, siendo f el factor de fricción de la ecuación 1.5.

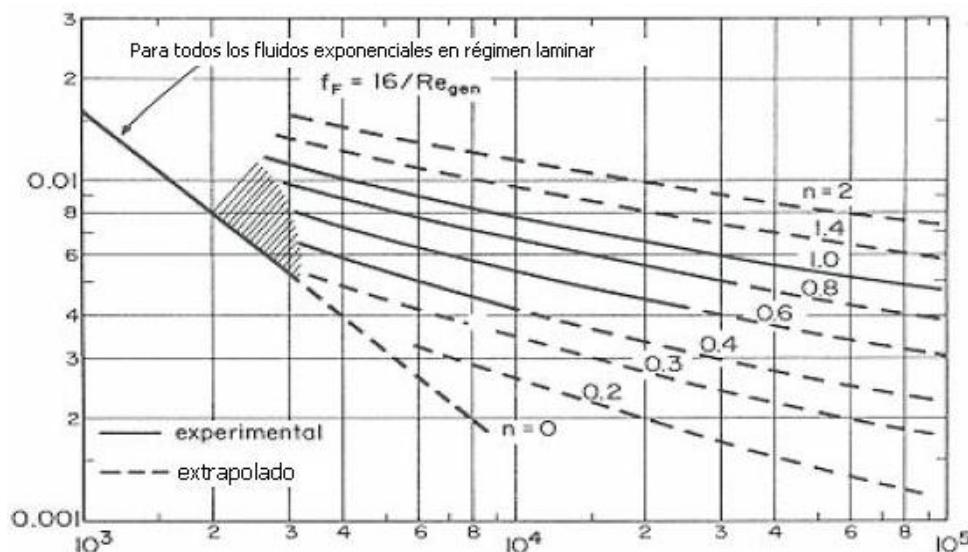


Figura 1.2. Diagrama del factor de fricción para fluidos pseudoplásticos. Fuente: Gardea (2008).

Según Martínez y Linares (2001) el coeficiente de fricción para el manejo de fluidos pseudoplásticos se puede ajustar a la ecuación obtenida por Manssur y Rajie (1988). Este modelo no incluye los efectos de la rugosidad de la tubería (e/d) para la determinación del coeficiente de fricción de fluidos no newtonianos, lo cual limita su aplicación.

Por otra parte, Darby (2001) recomienda un conjunto de correlaciones para la determinación del factor de fricción de Fanny.

$$f = \left(\alpha \right) f_L + \frac{\alpha}{\left(f_T^{-8} + f_{Tr}^{-8} \right)^{1/8}} \quad (1.5)$$

Donde:

f_L .- factor de fricción laminar

f_T .- factor de fricción turbulento

f_{Tr} .- factor de fricción de transición

α - coeficiente de modelo.

1.4. Transporte de petróleo por tuberías

Debido a la viscosidad que poseen algunos tipos de petróleo crudo se torna complicado su transporte por líneas de tuberías, por lo que son calentados para reducir dicha viscosidad y garantizar que sea un fluido más manejable.

1.4.1. Aplicación del transporte de petróleo por tuberías

Los oleoductos y los buques tanqueros son los medios por excelencia para el transporte del crudo. El oleoducto, es el complemento indispensable y a veces el competidor del navío de alta mar, mediante el cual se conduce el petróleo desde el yacimiento hasta puerto de embarque, del yacimiento directamente a la refinería o del puerto de desembarco a la refinería.

Se definen dos momentos definidos en el transporte de petróleo: primero se traslada la materia prima desde los yacimientos hasta la refinería, donde finalmente será procesada para obtener los productos derivados; en segundo lugar se distribuye, cuando los subproductos llegan hasta los centros de consumo.

Los oleoductos troncales (o principales) son tuberías de acero cuyo diámetro puede medir hasta más de 0,8 m y que se extienden a través de grandes distancias, desde los yacimientos hasta las refinerías o los puertos de embarque. Están generalmente aterrados y protegidos contra la corrosión mediante revestimientos especiales.

La construcción de un oleoducto que debe tener que cruzar montañas, ríos o desiertos, constituye una gran tarea de ingeniería. El sistema de transporte de hidrocarburos por tuberías resulta el más eficiente y económico cuando se han tenido en cuenta sus parámetros racionales de operación en su diseño.

1.4.2. Ventajas del transporte por sistemas de tuberías

El transporte por tuberías tiene una gran aplicación en las industrias y en el trabajo de minas; además, en la industria metalúrgica tiene efectividad para la transportación de concentrados de materiales no ferrosos, carbón, petróleo, gas, materias primas hacia plantas metalúrgicas y puertos marítimos (Laurencio, 2007 y 2012).

En la actualidad, en las industrias de explotación de petróleo crudo, se utilizan diversas formas de transportación, con un gran auge el transporte por tuberías, debido a que tiene gran efectividad económica con respecto a los demás sistemas de transporte.

La efectividad de este tipo de transporte crece, principalmente, debido a la aplicabilidad y la posibilidad de simplificar la longitud de la vía debido al relieve del lugar, lográndose una productividad superior de la instalación (Laurencio, 2012). El transporte por tuberías posee significativas ventajas en comparación con otros tipos, a saber:

- Garantiza un proceso tecnológico continuo disminuyendo considerablemente el volumen de las operaciones principales,
- Facilidad en la variación a la dirección y superación de obstáculos,
- Ausencia de vías de transporte especiales,
- Eleva la productividad del trabajo,
- Poca necesidad en servicio de personal,

- Posibilita la automatización de todo el proceso de transportación,
- No existen pérdidas del material durante su transportación,
- Las instalaciones y equipos principales son pequeños y de poco peso,
- El material puede ser beneficiado simultáneamente durante su transportación.

La desventaja principal de este tipo de transporte pertenece a gastos elevados de energía, asociados con la operación fuera de los parámetros racionales y deposición de sedimentos en las tuberías. Estas desventajas son compensadas con las disímiles ventajas que se ofrecen en el caso de transportar petróleos pesados estableciendo sus parámetros racionales de flujo.

1.4.3. Clasificación de las tuberías para el transporte de hidrocarburos

En el transporte de crudos se emplean tuberías de acero, pero generalmente son tres tipos las más empleadas, por su resistencia y versatilidad, y estas son:

- Tuberías soldadas y sin costura, negra y de inmersión en caliente,
- Tuberías de acero al carbono sin soldadura para alta temperatura de servicio; y
- Tubería para líneas de conducción bajo ANSI/API Especificación 5L

1.4.3.1. Tubería de acero soldadas y sin costura

La tubería de acero soldadas y sin costura, es generalmente “negra” y se utiliza en líneas con inmersión en caliente, se emplea además un recubrimiento galvánico de zinc para la protección exterior, de acuerdo al estándar ASTM A 53/A 53M, en el mercado están disponibles con diámetros que van desde 1/8 pulgadas (3,18mm) a 26 pulgadas (660,40 mm) (Phione Limited, 2015)

1.4.3.2. Tubería de acero soldadas y sin costura para altas temperaturas

Las líneas de tubería de acero sin soldadura, se emplea para el transporte de fluidos a altas temperaturas de servicio, disponibles con diámetros que van desde 1/8 pulgadas (3,18mm) hasta 48 pulgadas (1,219.20mm) de espesor de pared nominal (promedio) de acuerdo al ANSI B 36.10. Tubos bajo esta especificación están disponibles en los siguientes grados: grado A, grado B y grado C (Phione Limited, 2015).

1.4.3.3. Tuberías para líneas de conducción

Las tuberías para la conducción de petróleo bajo la norma ANSI/API para diferentes procesos, tales como: sin soldadura (SMLS), estirado en frío (CW), soldadura de arco sumergido longitudinal (SAWL) o el proceso más ampliamente utilizado soldadura por arco sumergido helicoidal (SAWH); se suministran en diferentes tipos de extremos: bordes planos (a 90 grados), acampanado, biselado a 30 o 35 grados aplicables a diferentes recubrimientos externos epóxico, mono-capa, doble-capa y tri-capa en diferentes materiales y en condiciones diversas de trabajo (Phione Limited, 2015).

1.4.4. Materiales empleados en tuberías de transporte de petróleo

Existe una gran diversidad de materiales empleados en la elaboración de tuberías de transporte de fluidos, materiales que deben cumplir con criterios específicos de cargas, cambios de temperaturas, vibraciones, entre muchos otros factores a considerar, que hacen idóneo uno u otro según sea la aplicación. La figura 1.3 muestra la clasificación de las tuberías de acuerdo con el material de fabricación.

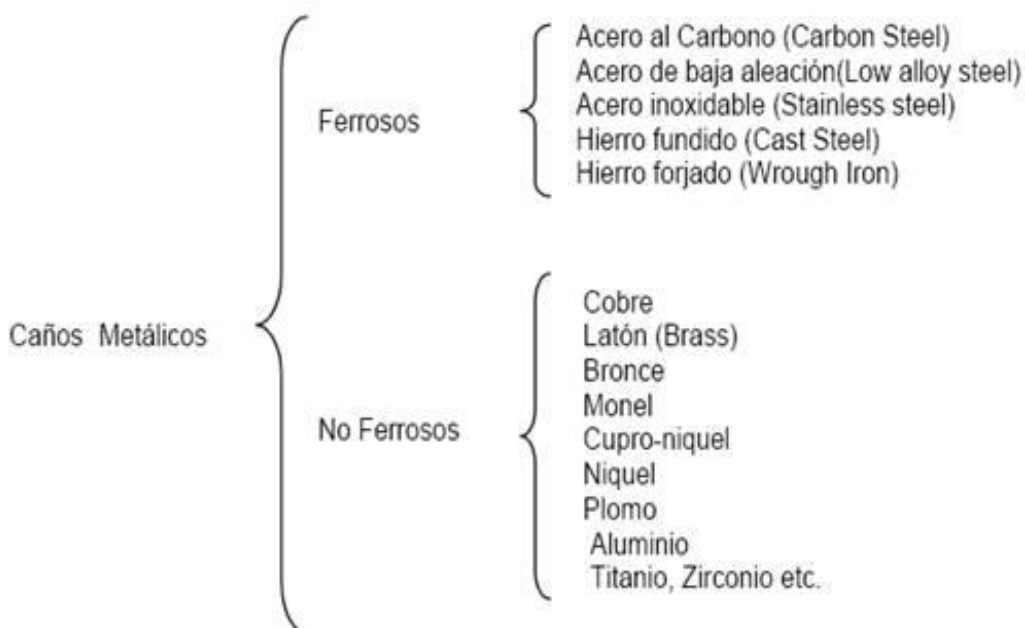


Figura 1.3. Clasificación de las tuberías de acuerdo con el material de fabricación

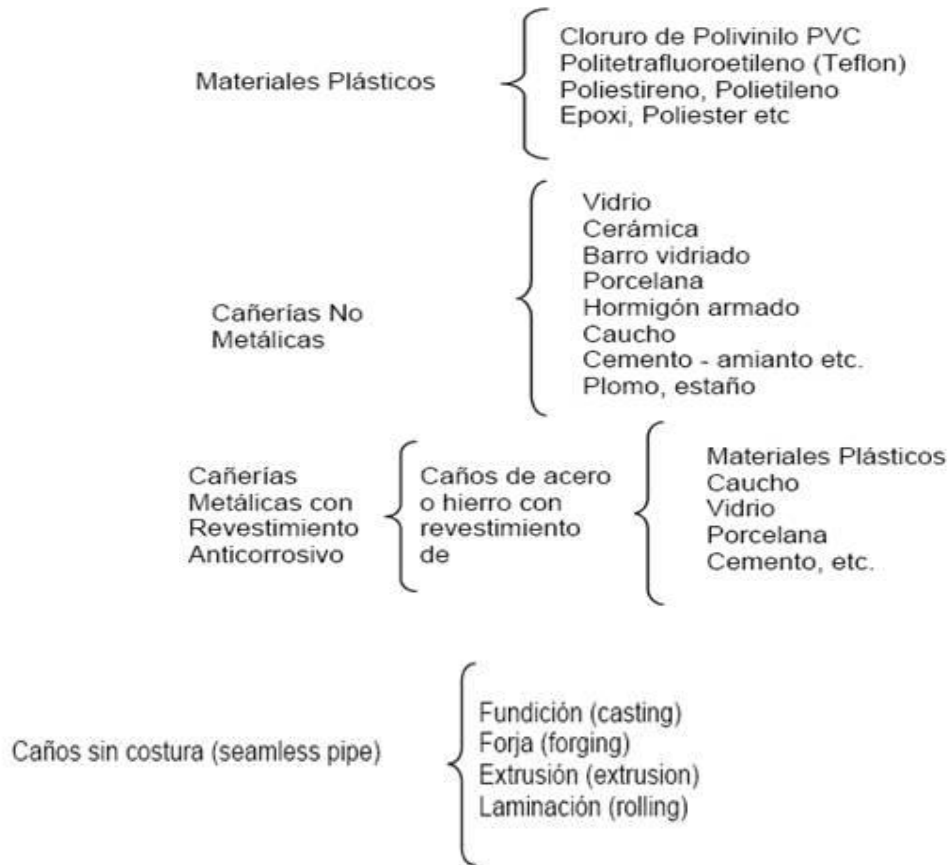


Figura 1.3. Continuación

1.5. Microestructura de los aceros al carbono

La microestructura del acero en estado de equilibrio se determina por su contenido de carbono como lo demuestra en el diagrama de estado **Fe- Fe₃C**; con el incremento del contenido de carbono en el acero la estructura cambia de la siguiente forma: la estructura del acero con un contenido mínimo de carbono (el hierro técnicamente puro) representa en sí a la **ferrita**, la cual tiene una estructura granular (poliédrica). En la estructura del acero con un contenido medio de carbono fundido o sobrecalentado se observan extensas zonas de segregaciones laminares de ferrita en la perlita (estructura de Widmannstätten); en estos propios aceros se observan segregaciones de ferrita en las fronteras de los granos de la perlita (Ashby y Jones, 2002).

Un aumento insignificante del contenido de carbono, inclusive en el orden de las centésimas de por ciento, a consecuencia de baja solubilidad en el Fe_α (hasta 0,006

% a 20° C) provoca la formación de la segunda fase: la **cementita**; cuando el contenido de carbono es aproximadamente 0,025 %, la cementita está presente en la estructura en forma de relativamente pequeñas cantidades de **cementita ternaria**, que se desprende de la ferrita durante el enfriamiento, como consecuencia de la disminución de la solubilidad del carbono en el Fe_α . La cementita ternaria se ubica fundamentalmente por la frontera de los granos de la ferrita, lo que reduce la plasticidad y tenacidad del acero (Smallman y Bishop, 1999).

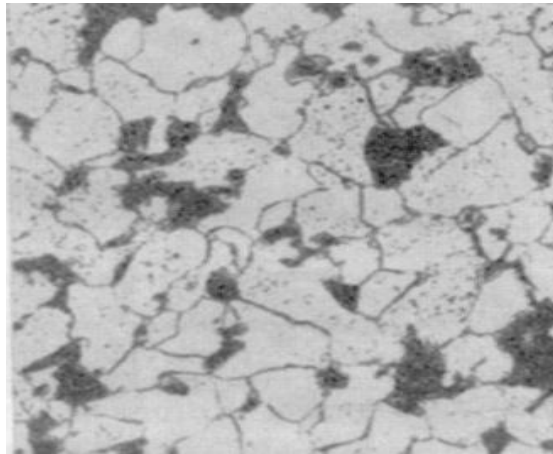


Fig. 1.4. Microestructura de un acero con contenido medio de carbono. Fuente: Brindis (2002)

1.6. La aparición de defectos en tuberías transportadoras de petróleo

Existe una gran variedad de defectos relacionados con tubos y recipientes cilíndricos sometidos a presión interna, los cuales pueden potencialmente desarrollar una falla en cierto momento durante su funcionamiento. Los defectos son clasificados generalmente en tres grandes categorías como:

- Pérdidas de metal,
- Grietas o defectos en forma de grietas; y
- Anomalías geométricas.

Mientras las pérdidas de metal son en gran medida el defecto más común, el agrietamiento es a menudo la amenaza más preocupante para la integridad de tubos, empleados para el transporte de fluidos, por su potencial de falla súbita que inhabilita parcial o totalmente el sistema (Wolf, 2001).

En el transporte de fluidos por tuberías las grietas existentes, en tubos, pueden ser de diversos orígenes, geometría y localización; éstas se clasifican según la orientación en la pared de dicha tubería (ver tabla 1.1).

Tabla 1.1. Categoría de grietas y localización en tubos

Categoría de la grieta	Orientación en la pared del tubo
Agrietamiento por corrosión y esfuerzo (SSC)	En su mayor parte longitudinal y perpendicular a la superficie del tubo
Agrietamiento inducido por hidrógeno	Típicamente paralela a la superficie del tubo
Grietas por fatiga	Típicamente longitudinal y perpendicular a la superficie del tubo
Grietas en la soldadura o zona afectada por calor	En su mayor parte longitudinal y perpendicular a la superficie del tubo
Otros defectos en forma de grieta	Perpendicular a la superficie del tubo

Fuente: Fernández (2010)

El agrietamiento inducido por hidrógeno juega un papel importante en la industria del petróleo y gas natural. El agrietamiento inducido, por hidrógeno, es el fenómeno de formación de grietas en el acero debido a la absorción de hidrógeno proveniente de la reacción de corrosión interna en un tubo, que conduce hidrocarburos amargos. Puede ocurrir en tubos de acero, de cualquier nivel de resistencia, bajo la presencia de H_2S y es comúnmente asociado con inclusiones no metálicas y defectos en la red cristalina. Tiene su origen en la reacción de corrosión entre el material del tubo y el fluido transportado. El hidrógeno atómico es un subproducto del mecanismo de corrosión anódica en la superficie interna del acero del tubo (González, 1997).

El agrietamiento inducido por hidrógeno puede crecer en el cuerpo del tubo, pero normalmente se detiene en las uniones soldadas. Una laminación puede crecer grandes distancias a lo largo de un tubo sin provocar una fuga o falla, ya que el defecto es paralelo a los esfuerzos presentes en la pared del mismo; llega a tornarse peligrosa si se deflexiona hacia la superficie y se abre o se desprende. La elevada presión interna acumulada dentro de una laminación genera un campo de esfuerzos en la punta de la grieta, influenciado por el esfuerzo generado en el tubo por la presión interna del fluido contenido. La presencia del agrietamiento inducido

por hidrógeno en la región metal base-zona afectada por calor-metal depositado (MB-ZAC-MD) plantea la necesidad de considerar la no linealidad del material, debido a la plastificación de las diversas regiones en el entorno de la grieta (González, 1997).

El mencionado autor, aplicando el método del elemento finito (MEF) al caso de tubos API 5L X52 exentos de esfuerzos externos y cargado de hidrógeno conteniendo grietas internas e inclusiones en planos paralelos, estimó la presión de hidrógeno suficiente para causar deformaciones plásticas en puntas de grietas, la configuración de las zonas deformadas y la dirección de flujo de los esfuerzos principales. De aquí estableció las suposiciones para el mecanismo del agrietamiento escalonado:

1. La presión del hidrógeno molecular causa una separación entre la matriz metálica y la inclusión, acompañada por deformación plástica en las puntas de grieta.
2. Las regiones plásticas son fragilizadas por el hidrógeno.
3. La grieta propaga a través de las regiones fragilizadas en una dirección normal a la misma (Ikeda, 1977).

Otros autores, Zakaria y Davies (1993), consideran la teoría de la presión interna del hidrógeno y la teoría de la descohesión. Los átomos de hidrógeno precipitan como hidrógeno molecular en un defecto microestructural y ejercen una presión interna que actúa sobre la grieta de una forma hidrostática. Al aumentar el tamaño de la grieta la presión de hidrógeno en la grieta disminuye y, dependiendo del criterio de energía y de la concentración de hidrógeno locales, la propagación de la grieta se detiene o disminuye lentamente.

Después de un tiempo t , bajo condiciones de cargado continuo o de súper saturación de la retícula con hidrógeno, precipita más hidrógeno y la presión incrementa a un valor crítico, lo que promueve la propagación de la grieta. Dicho fenómeno no puede ocurrir en las grietas más grandes porque el incremento de presión requerido en algunas de las grietas más pequeñas será alcanzado antes que en las grietas grandes, puesto que las grietas pequeñas requieren de menor

cantidad de hidrógeno para generar una presión elevada, causando que esas grietas pequeñas se propaguen, posiblemente por clivaje. Algunas de las grietas pueden detenerse o abombarse (redondearse) por la presencia de partículas coherentes o incoherentes, límites de grano o por una interface débil (Zakaria y Davies,1993).

Para grietas suficientemente cercanas, con el tiempo pueden operar el efecto de un gradiente de concentración de hidrógeno entre una región instantáneamente de alta presión (una grieta pequeña) hacia una región de baja presión (grieta grande). El gradiente de concentración proporciona la fuerza motriz para la difusión del hidrógeno hacia la grieta grande y produce condiciones para la propagación de la misma, si no se detiene como se describió anteriormente (Morales, 1996; Vázquez, 2000).

Esta secuencia, se repetirá en eventos escalonados con agrietamiento, detención, difusión de hidrógeno, caídas e incrementos de presión en una secuencia de sub-etapas. Esta secuencia de sub-etapas origina el desarrollo natural de la forma “S”, característica en la interconexión de grietas, dependiendo del tiempo, la secuencia citada se puede expresar en términos de “retardo” que involucra un gran número de grietas, algunas de las cuales no contribuyen a la fractura final. Esta secuencia causa agrietamiento y conexión en forma de agrietamiento escalonado, disminuyendo el área transversal de los ligamentos de material sin clivaje entre los arreglos de grietas en cualquier región, con lo que la falla final ocurre de forma dúctil sin afectación de hidrógeno (Lino, 1978; González *et al*, 1997).

Se han desarrollado una serie de estudios para comprender mejor el fenómeno dentro del ámbito del estudio de grietas relacionadas con el agrietamiento inducido por hidrógeno, entre los que destacan los siguientes:

Existe una gran diversidad de estudios que relacionan la ocurrencia del agrietamiento inducido por hidrógeno en aceros al carbono usados en el transporte de hidrocarburos. El resultado principal de esos estudios fue la identificación de inclusiones no metálicas de sulfuro de manganeso como sitios de iniciación de agrietamiento inducido por hidrógeno; como consecuencia de este hallazgo, una

nueva especificación de aceros tratados con calcio fueron destinados para servicio amargo, la cual incluye bajos contenidos de azufre e inclusiones (Fernández, 2010).

1.6.1. Defecto de fractura

Desde el año 1850, se ha reconocido que un metal sometido a esfuerzos repetidos o fluctuantes fallará a un esfuerzo mucho más bajo que el necesario para producir la fractura en una sola aplicación de carga. Este tipo de fallas ocurridas bajo condiciones dinámicas y durante largos períodos de servicio se conocieron con el nombre de fallas por fatiga. Posteriormente se ha ido desarrollando con gran intensidad el estudio del mecanismo de fractura por fatiga y en la actualidad se ha llegado a afirmar que el 90 % de todas las fracturas en servicios se deben al mecanismo de fatiga (Molinari, 2002 y Espinosa, 2012).

Es importante considerar que las entallas en las piezas reducen notablemente la resistencia a la fatiga de los aceros, pudiendo llegar a veces a reducirse la resistencia a la fatiga a la mitad o a un cuarto de la resistencia del acero. Las roturas por fatiga se acentúan cuando las piezas están descarburadas superficialmente y suelen disminuir las roturas cuando las piezas de aceros están cementadas o nitruradas y también, cuando han sido sometidas a un trabajo en frío de la superficie que endurece la zona periférica. La fatiga ha sido extensamente investigada en estudios previos (Rojek, 2001 y Chabanet, 2003).

1.6.2. Defecto de corrosión en los metales

La corrosión consiste en el deterioro de un material, comúnmente un metal, como resultado de las reacciones de éste con su ambiente (NACE, 2002). También se define como la tendencia que tienen los metales a volver a su estado combinado, es decir al estado en que se encuentran en la naturaleza, que es termodinámicamente hablando, el estado estable o de menor energía potencial (Aguilera, 2011).

1.6.2.1. Corrosión en tuberías de transporte de fluidos

La corrosión de las tuberías depende principalmente del medio ambiente en que están instaladas, del material de su fabricación y del régimen de funcionamiento a

que se ven sometidas. El Ingeniero proyectista deberá tener en cuenta estos factores para elegir la protección adecuada.

Los factores que influyen en la corrosión de tuberías metálicas o de las armaduras de las tuberías de hormigón pueden encuadrarse en los grupos siguientes:

- La porosidad o accesibilidad del medio en la cual esta se encuentre instalada, que determina la aireación y por tanto, la acumulación de oxígeno a la superficie de la pieza metálica.
- Los electrolitos existentes en el medio, que determinan su conductividad.
- Factores eléctricos, como pueden ser la diferencia de potencial existente entre dos puntos de la superficie del metal, el contacto entre dos metales distintos y las corrientes parásitas.
- El pH de equilibrio del medio.
- La acción bacteriana, que influye en la corrosión de tuberías instaladas en un determinado medio, junto con la aireación y la presencia de sales solubles.
- El aumento de la agresividad, producido por la superposición de dos o más de los factores anteriores (Díaz, 2011).

Tabla 1.2. Factores y elementos que contribuyen a la incidencia de la corrosión

FACTOR	SUBFACTORES Y ELEMENTOS QUE CONTRIBUYEN
Material	Composición química de la aleación, estructura cristalina, límite de grano de composición, condición de superficie.
Medio ambiente y química	Tipo, la química, concentración, fase, conductividad, velocidad, depósitos, la fina capa de equilibrio con la humedad relativa, humedecimiento y secado.
Temperatura	Metal expuesto al medio ambiente, cambios con el tiempo.
Tiempo	Cambio en la química del grano, cambio en la estructura, variación de los depósitos de la superficie, química o transferencia de calor, resistencia, desarrollo de defectos superficiales, picaduras o erosión y relajación de la tensión.
Geometría	Creación de potenciales galvánicos, grietas químicas, discontinuidades como intensificadores de <i>stress</i> , efectos de concentración y orientación frente al medio.
Stress	Producida por productos químicos, residual e intencional.

Fuente: Pierre, (1999), Aguilera, (2011); Díaz, (2012)

1.6.2.2. Tipos de corrosión

De acuerdo a la morfología de daño, se han definido varios tipos de corrosión entre los cuales se encuentran:

- Corrosión uniforme
- Corrosión galvánica
- Corrosión por picadura (pitting)
- Corrosión por fisura (crevice)
- Corrosión erosión
- Corrosión intergranular
- Corrosión bacteriológica
- Corrosión bajo tensión (stress corrosión cracking SCC)
- Corrosión fatiga
- Corrosión inducida por flujo
- Corrosión dulce o por dióxido de carbono (CO_2)
- Corrosión ácida por sulfuro de hidrógeno (H_2S)
- Corrosión combinada de H_2S y CO_2

1.6.2.2.1. Corrosión uniforme

Es la forma más común, caracterizada por el desgaste uniforme y general del material por una reacción electroquímica en la superficie de este (Palacios, 1999). El material se va adelgazando lentamente hasta que falla, este tipo es frecuente en tuberías expuestas a ambientes y fluidos muy corrosivos (Aguilera, 2011).

1.6.2.2.2. Corrosión galvánica

Es un proceso electroquímico de corrosión acelerado que ocurre cuando dos materiales disímiles en contacto eléctrico en un medio corrosivo o solución conductora producen una diferencia de potencial entre ellos (Palacios, 1999).

1.6.2.2.3. Corrosión por picadura (pitting)

Es una forma localizada de corrosión por la cual se producen cavidades o “agujeros”, en el material, las picaduras son consideradas más peligrosas, que los daños causados por corrosión uniforme, ya que estos son más difíciles de detectar y predecir (Pierre, 2000).

1.6.2.2.4. Corrosión por fisura (crevice)

Es una forma localizada de corrosión general asociada a una solución estancada sobre el nivel microambiental, tales como bajo juntas, arandelas, material de aislamiento, uniones y abrazaderas, debido a la difusión de oxígeno en la grieta, una celda de aireación diferencial tiende a ser establecida entre la grieta (Pierre, 2000).

1.6.2.2.5. Corrosión erosión

Se define como la degradación acelerada por la presencia de un movimiento relativo que suele ser uno de alta velocidad con el desgaste mecánico (como los generados en tuberías, codos, articulaciones válvulas, bombas, inyectores, intercambiadores de calor, laminas de las turbinas, pantallas y molinos) y los efectos de la abrasión. Surcos, bordes redondeados y las olas en la superficie por lo general indica direccionalidad caracterizando a este tipo de daño (Pierre, 2000).

1.6.2.2.6. Corrosión intergranular

La microestructura de los metales y aleaciones está compuesta por granos, separadas por límites de grano. La corrosión intergranular es el ataque localizado a lo largo de los límites de grano, o adyacente a este, mientras que el grueso de los granos se ve en gran medida afectado. Esta forma de corrosión se asocia con los efectos químicos de la segregación (impurezas) o fases específicas que precipitan sobre los límites del grano (Pierre, 2000).

1.6.2.2.7. Corrosión bacteriológica

Definida como el proceso resultante de la actividad de organismos vivos. Usualmente por sus procesos de ingestión de nutrientes y eliminación de desperdicios que son ácidos o hidróxidos corrosivos que atacan el material (Palacios, 1999).

1.6.2.2.8. Corrosión bajo tensión (stress corrosión cracking SCC)

Los metales y las aleaciones sometidas a esfuerzos de atracción y expuestas a ciertas condiciones ambientales, pueden desarrollar grietas que no ocurrirían en la ausencia de los parámetros de control. No todos los ambientes que son corrosivos

para un metal promueven la corrosión bajo tensión, pero incluso algunas sustancias aparentemente inocuas como el agua, pueden provocar grietas en algunos materiales, la composición y estructura de los cuales es fundamental en la incidencia o no se SCC (Uhling, 2000).

1.6.2.2.9. Corrosión fatiga

La corrosión fatiga es causada por el desarrollo de grietas bajo la acción simultánea de la corrosión y la acción fluctuante, o la tensión cíclica. Un metal sometido a una tensión fluctuante fallará con un esfuerzo mucho menor que la requerida para causar falla bajo carga constante (Ulhig's, 2000).

1.6.2.2.10. Corrosión inducida por flujo

Muchos aspectos de dinámica de los fluidos se relacionan y definen las interacciones de un fluido con la superficie que son importantes para la corrosión. El flujo es caracterizado como laminar o turbulento, cuando fluye sobre una superficie sólida, en la mayor parte de las situaciones, donde el efecto de flujo de fluido sobre la corrosión es importante el flujo presenta un régimen de flujo turbulento (Ulhig's, 2000).

1.6.2.2.11. Corrosión dulce o por dióxido de carbono (CO₂)

El material de construcción más utilizado por su bajo costo es el acero al carbono, el cual es más propenso a ser atacado por la corrosión, debido a la presencia de un alto contenido de dióxido de carbono (CO₂), éste en presencia del agua libre es muy corrosivo, por la producción de ácido carbónico (H₂CO₃). A medida que la presión parcial de CO₂ aumenta, las velocidades de corrosión se incrementan (Adames y Matos, 2008).

1.6.2.2.12. Corrosión ácida por sulfuro de hidrógeno (H₂S)

El sulfuro de hidrógeno (H₂S) disuelto en agua, en pequeñas cantidades puede crear un ambiente muy corrosivo. Este tipo de ataque puede ser reconocido por la formación de incrustaciones negras de sulfuro de hierro sobre la superficie metálica. A parte de la corrosión general, los tipos de corrosión que se pueden manifestar en presencia del H₂S, son: corrosión bajo tensión en presencia de sulfuro (SSCC) y

agrietamiento inducido por hidrógeno (HIC). Se diferencian, en que uno trabaja bajo tensión (SSCC) y el otro sin tensión (HIC) (Adames y Matos, 2008).

1.6.2.2.13. Corrosión combinada de H₂S y CO₂

La presencia de CO₂ y H₂S en un medio acuoso, puede producir graves daños por corrosión, pero la combinación de los mismos puede acelerar o disminuir la velocidad de la misma y la criticidad del daño. Es importante el efecto del H₂S en la corrosión por CO₂ y su comportamiento, ya que pueden formarse películas de productos de corrosión en forma competitiva entre el Sulfuro de Hierro (FeS) y Carbonato de Hierro (FeCO₃), lo que puede acelerar o disminuir la velocidad de corrosión en función de la temperatura, concentración del agente corrosivo y presión (Adames y Matos, 2008).

1.6.2.3. Erosión en sistemas de tuberías

Existen muchas formas de ataque relacionadas con la velocidad del fluido y el régimen de flujo, estas incluyen la erosión, erosión-corrosión, choque y cavitación. La erosión es la pérdida abrasiva del metal en ausencia de una acción corrosiva causada por una alta velocidad del fluido, particularmente cuando el fluido contiene sólidos o partículas suspendidas (Goncalves, 2008).

Mientras que la erosión-corrosión combina el efecto de la erosión, en la remoción de la película protectora, con la posterior exposición del material al ataque corrosivo. En muchos casos el daño por erosión de la película protectora de FeCO₃ es visible a simple vista, la erosión deja el metal liso impidiendo identificar con claridad la morfología del daño por corrosión, considerando que el ataque por corrosión-erosión normalmente ocurre en áreas donde hay cambios de sección en la tubería, conexiones que originan turbulencia en el fluido (codos, T, Y, entre otros), ésta se manifiesta en forma de surcos, ondas, hoyuelos, entre otros, que usualmente presentan un patrón direccional (Adames y Matos, 2008).

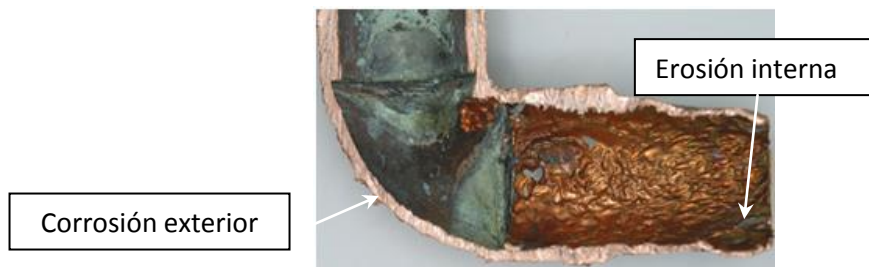


Figura 1.5. Corrosión erosión. Fuente: Adames y Matos, 2008

Dependiendo de las características del yacimiento, el hidrocarburo se puede encontrar en diferentes fases: líquida, gaseosa y/o mezcla de ambas. Este fluido generalmente se encuentra acompañado de agentes no deseables como CO_2 , H_2S , agua libre, arena, asfaltenos, entre otros. En el caso particular de la arena esta puede incrementar la magnitud de los daños en varios órdenes.

En pozos, independientemente del sistema de producción, siempre son susceptibles a la erosión. En el caso de las bombas electro sumergibles, aparte de los daños a estas, también lo generan a todo lo largo del trayecto, en especial a las tuberías de producción y evidentemente también sobre las tuberías de flujo, lo cual incrementa el efecto de desgaste, debido a las grandes cantidades de arena que arrastran dichas bombas y que impulsan a altas velocidades aguas abajo del proceso (Cordero, 2009).

1.6.2.3.1. Métodos para determinar la resistencia al desgaste y erosión

Rojas-Fernández, M (2012), proponen para determinar el nivel de degradación o pérdida en un material sometido a esfuerzos de desgaste y erosión, el método gravimétrico, aunque también se emplean diferentes métodos, dentro de los cuales podemos mencionar:

- Método gravimétrico
- Cálculo de velocidades de desgaste
- Medición de espesor por ultrasonido

1.6.3. Revestimientos externos para tuberías

Básicamente existen cuatro tipos de revestimientos externos para la protección anticorrosiva de estructuras, y más específicamente para tuberías (Adames y Matos, 2008), como lo son:

- Monocapa con resina epóxica en polvo (FBE).
- Bicapa con resina epóxica en polvo
- Tricapa epóxy-polietileno
- Tricapa epoxy-polipropileno

Los revestimientos con resina epóxica son aplicados electrostáticamente y adheridos por termofusión, varían según la cantidad de capas del polímero que se aplican sobre la superficie, pueden ser de una, dos o tres capas. La aplicación de revestimiento se desarrolla empleando dos tipos de resinas o materiales poliméricos, o ambos inclusive.



A



B

Figura 1.6. Tuberías revestidas (A- de una, B- varias capas)

Conclusiones del capítulo 1

1. En la revisión bibliográfica revisada se evidencia que los principales defectos que afectan el transporte de crudo por tuberías son: la corrosión y la erosión interna.
2. La literatura consultada recomienda el empleo de recubrimiento externo para las tuberías de acero al carbono que transportan petróleo crudo y están sumergidas en aguas saladas.

CAPITULO 2:
MATERIALES, MÉTODOS Y
CONDICIONES
EXPERIMENTALES

CAPÍTULO 2. MATERIALES, MÉTODOS Y CONDICIONES EXPERIMENTALES

2.1. Introducción

La microestructura de un acero se representa por las diferentes estructuras metalográficas presentes en ellos, bien sea ferrita, perlita, cementita, austenita, martensita, bainita o combinaciones de las mismas, obtenida ya sea por enfriamiento lento en condiciones de equilibrio o por tratamiento térmico en condiciones fuera de equilibrio.

Analizar el comportamiento microestructural del acero al carbono, y mas específicamente los defectos que afectan a las tuberías transportadoras de petróleo, es necesario desarrollar ensayos experimentales para determinar su mecanismo de avance; así como evaluar el nivel de influencia de los diferentes factores que sobre estas inciden, como son: el tipo de material de la tubería, su dureza y microestructura, el fluido transportado y la composición química del mismo, las condiciones a las cuales es transportado el fluido y la corrosión presente en dichas tuberías.

En el presente capítulo tiene como **objetivo** definir los métodos, procedimientos y condiciones experimentales que fundamentan el comportamiento microestructural y el fenómeno de agrietamiento y desgaste, por erosión y corrosión, que se genera en las tuberías transportadoras de petróleo, del tipo API 5L y ASTM A-53, según las condiciones de operación para establecer medidas correctivas.

2.2. Tuberías empleadas en el transporte de petróleo crudo en el Lago de Maracaibo

La empresa PDVSA, emplea para el transporte de petróleo crudo, en las aguas del Lago de Maracaibo, tuberías de acero al carbono, según los parámetros de diseño las mismas son del tipo API 5L grado B y ASTM A-53 grado B, con diámetros de 2" (50,8 mm), 4" (101,6 mm), 8" (203,2 mm), 10" (254 mm), 12" (304,8 mm), 16" (406,4 mm), 18" (457,2 mm) y 24" (609,6 mm), a una profundidad aproximada de 31,850 mm, estos tipos de conductos son resistentes a las condiciones de trabajo existentes en el medio, si se eligen en su diseño, cumpliendo con las especificaciones y se aplican los debidos métodos de protección (ver tabla 2.1).

Tabla 2.1. Propiedades mecánicas acero A-53

Propiedad	Grado A	Grado B
Resistencia a la tracción, min:	48,000 psi [330 MPa]	60,000 psi [415 MPa]
Fluencia, min:	30,000psi [205 MPa]	35,000psi [240 MPa]

Fuente: Phione limited, (2015)

Tabla 2.2. Propiedades mecánicas acero API 5L

Propiedad	Grado B, PSL 1	Grado B, PSL 2
Resistencia a la tracción, min:	60,000 psi [414 MPa]	60,000 psi [414 MPa]
Fluencia, min:	35,000psi [241 MPa]	35,000psi [241 MPa]

Fuente: Unicon, (2015).

2.2.1. Composición química del material de las tuberías

Para realizar el análisis de la composición química del material de las muestras tomadas se utilizó el método de espectrometría de masa con un espectrómetro OXFORD PMI Máster Pro de fabricación alemana, ubicado en el laboratorio de control de metales de la Empresa Mecánica del Niquel “Gustavo Machin Hoed de Beche” (EMNi) de Moa. Este equipo es capaz de determinar 27 elementos como mínimo, diseñado por el fabricante con un margen mínimo de error, capaz de ser corregido en el análisis de las muestras, con tres tomas de muestras en lugares diferentes de la probeta. Para realizar el examen se utilizan los procedimientos para el manejo del espectrómetro de masa, la EMNi, la cual establece que en la preparación de la muestra o pieza, debe realizarse el desbaste de las mismas, sobre papeles abrasivos de diferentes grados, colocados sobre discos giratorios y se va pasando de un abrasivo a otro de 60 a 120 (granos), de manera que quede la superficie plana y sin vestigio de óxidos. Para ser capaz de conseguir y mantener el pleno rendimiento de su espectrómetro, el equipo dispone de tres modos de manejo dependiendo de sus necesidades analíticas:

El modo de clasificación: es el adecuado para comparar de forma muy rápida, si diferentes piezas son del mismo material o no. El programa de clasificación identifica si el material está en su librería de identificación.

El modo de identificación: es adecuado para una separación fácil y rápida de diferentes materiales conocidos, se tiene una base de datos con diez o más materiales de diferentes clases, con el mismo espectro como el que se quiere clasificar.

El modo de análisis: es adecuado para realizar un análisis cuantitativo del material, se puede leer la pantalla del equipo, almacenarlo en la base de datos interna, imprimir certificado de libre diseño y exportar los datos a un ordenador externo personal, puede crear una librería con sus especificaciones del material. Después de realizado el análisis, dicho equipo puede identificar automáticamente el grado de material y mostrarlo en pantalla donde se ha excedido los límites. La calidad del análisis depende directamente de la preparación de la muestras en el modo, chispa o arco, se necesita argón según las especificaciones de la hoja técnica. Los resultados de los tres o la cantidad mínima necesaria se promedian al finalizar el procedimiento, los que se muestran en pantalla.

Para analizar la muestra: es necesario realizar, operaciones de conexión y verificación el equipo, como: Conectar la fuente de alimentación de CA 110 V o bloques de baterías CD, para alimentarlo en caso de que el suministro de corriente alterna falle o en área de difícil acceso a esta. Conectar el suministro de argón con una presión de 0,5 MPa, que su función principal es proteger el electrodo de tungsteno, el cual produce un arco o chispa en dependencia del modo que sea elegido.

Modo de análisis: El Hierro (Fe), el Níquel (Ni) u otra aleación, marcando el flujo de argón, se selecciona recalibrando para estandarizar el equipo (ver figura 2.1), luego en la parte superior izquierda en letras grande el software solicita el chispeo de la muestra, se enciende un arco y se apaga automáticamente hasta obtener un resultado, si los resultados de los elementos son bastante parejos se toman hasta tres muestras en diferentes lugares, distanciadas un centímetro una de la otra no

deben de coincidir las mediciones en el mismo punto, en la pantalla aparecerá el promedio de las mediciones realizadas. Estos resultados se transfieren a una base de datos y se imprimen.

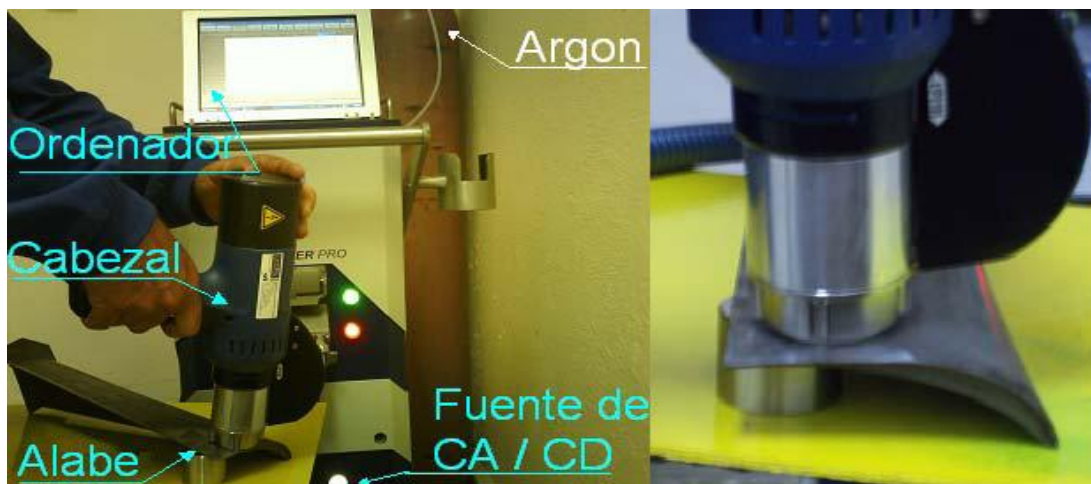


Figura 2.1. Espectrómetro cuántico de masa

Se efectuó el análisis químico de las muestras, según los procedimientos explicados anteriormente y luego se comparó, la composición química, con los estándares establecidos (ver tablas 2.3 y 2.4) para conocer su correspondencia con las aleaciones a investigar.

Tabla 2.3. Composición química estándar del acero API 5L

COMPOSICIÓN QUIMICA (% máx.)				
C	Si	Mn	P	S
0,22-0,26	0-0,001	1,15-1,20	0,25-0,030	0,25-0,030

Tabla 2.4. Composición química estándar del acero ASTM A- 53

COMPOSICIÓN QUIMICA (% máx.)						
C	Cu	Mn	P	Ni	Cr	S
0,27-0,30	0,37-0,40	1,15-1,20	0,03-0,05	0,36-0,40	0,36-0,40	0,03-0,05

2.3. Análisis fractográfico

Las superficies de fractura, las macro y microgrietas se estudiaron fractográficamente a través de la observación visual y la microscopía con aumentos

de 20X, en un microscopio óptico de la marca OLYMPUS BX51M, el que posee magnificación de hasta 1000X.

2.4. Diseño de experimentos

Previo a la preparación metalográfica se realizaron una serie de operaciones, siguiendo las normas NC 10-56:86 y ASTM E3-95, las cuales se resumen de la siguiente manera:

1. Selección de las muestras.
2. Corte de las muestras.
3. Preparación de las muestras.
4. Ataque químico de las muestras.
5. Análisis microscópico.
6. Obtención de microfotografías

2.4.1. Selección de las muestras

De este paso depende, en gran medida, el éxito de los experimentos, porque aquí se debe garantizar un replicado representativo del material a ser examinado bajo el microscopio. Se procura que las replicas seleccionadas contengan similares características a la de las aleaciones estudiadas, y que sean de utilidad para el ensayo propuesto. Según los informes de mantenimiento sobre las fallas ocurridas en las tuberías sublacustres transportadoras de crudo en la empresa PDVSA, revelan que las fallas más frecuentes han sido ubicadas en zonas de tramos con revestimiento rasgado o dañado; previa inspección visual, se seleccionan muestras procedentes de secciones en esta condición, acotando que, para efecto de este estudio, solo se consideran dos de los tres tipos mencionados por ser las que se emplean operativamente en la empresa con mayor frecuencia, ambas muestras son de acero al carbono, una correspondiente al tipo API 5L de 2" (50,8 mm) y otra ASTM A-53 de 4" (101,6 mm).

2.4.2. Corte de las probetas

El procedimiento de corte de las probetas se realizó con sierra mecánica, aplicando refrigeración continua para evitar el calentamiento producido por la fricción entre la

herramienta de corte y la probeta, para evitar las posibles transformaciones en la microestructura por cambios de fase en el metal. A cada una de las muestras se les extrajo dos réplicas, es decir, dos réplicas para la muestra de 2" (50,8 mm) y dos para la muestra de 4" (101,6 mm). Se procuro el cumplimiento de las norma ASTM E 646 – 00, para este proceso.

2.4.3. Desbaste de las muestras

El desbaste de las muestras se efectúa sobre papeles abrasivos de grano medio de N° 100, el procedimiento se aplico de manera manual durante un tiempo aproximado de 30 minutos para cada una de las replicas tomadas, lo que permitió garantizar la planicidad adecuada para las futuras operaciones. Luego las muestras fueron instaladas en la maquina lijadora y se colocaron papeles abrasivos de diferentes grados (se aconseja pasar la probeta por toda la serie de abrasivos: 120, 150, 160, 200, 400, 600, 800, pues eliminar algún abrasivo retarda la operación en vez de acelerarla) fijadas sobre discos giratorios. Al pasar de un abrasivo a otro, debe girarse la probeta 90 grados y desbastar hasta que se borren por completo las huellas del abrasivo anterior, teniendo siempre el cuidado de lavar la probeta con agua abundante.

Al final del desbaste, deben lavarse con agua abundante, tanto las probetas como las manos del operador para evitar que las partículas del abrasivo o del metal, en la etapa del desbaste, pasen a la pulidora lo cual los haría inservibles.

2.4.4. Pulido de las muestras

Según plantea Kehl (1994), el pulido de una probeta metalográfica tiene por objeto eliminar de su superficie las rayas finas producidas en la última operación de desbaste y conseguir una superficie sin rayas y a "brillo de espejo". Una vez desbastadas las replicas de las muestras se llevaron a la pulidora metalográfica de marca Metasinex (checa), la cual está ubicada en el laboratorio de Ciencias de los Materiales del Instituto Superior Minero Metalúrgico de Moa, el procedimiento consiste en impregnar un paño de cerda suave (fieltro) con una solución de alúmina de 5,0 μm , para eliminar las rayas de la última lija (800 grid), el paño está insertado en un plato giratorio eléctrico el cual se deberá graduar para alcanzar velocidades

de rotación entre 300 y 500 min⁻¹. Luego se paso a otro paño con alúmina de 0,05 μm para el pulido final.

2.4.5. Limpieza, lavado y secado de las probetas

Luego de preparadas las superficies, cada una de las replicas de las muestras se lavó, con acetona, para eliminar restos de grasa, polvo y pasta de pulir cuidando no frotar la superficie pulida. Posteriormente se limpian con etanol absoluto para eliminar cualquier vestigio de humedad (Kehl, 1994) y se secan con papel de filtro.

2.4.6. Ataque químico de las muestras seleccionadas

El procedimiento de ataque químico de las muestras se realizó con el fin de resaltar la estructura obtenida, después de efectuado el pulido, dicho ataque se ejecuto de manera manual con una solución de Nital al 4 %, lo que permitió revelar la estructura metalográfica que poseen los materiales analizados, según ASTM E-262-Practice A. La composición del reactivo y las condiciones en las que se aplicó el ataque se muestran en la tabla 2.5.

Tabla 2.5. Característica del ataque químico

Composición del reactivo de ataque	
Reactivo de ataque:	acido nítrico (Nital) al 4%
Composición:	4 cc de acido nítrico HNO ₃ y 96 cc de alcohol etílico
Usos:	hierros y aceros

2.4.7. Análisis metalográfico

Este análisis permite estudiar la estructura interna, del material, para determinar si la misma ejerce algún tipo de influencia sobre la corrosión y el desgaste por erosión en los tramos de las tuberías de transporte de petróleo crudo en el Lago de Maracaibo, se empleó un microscopio óptico binocular marca NOVEL modelo NIM-100, el cual está dotado con una cámara instalada en el mismo y software IMI.VIDEOCAPTURE.exe (2006), que refleja la micrografía en el computador.

2.5. Ensayos de dureza y microdureza

Los ensayos de dureza, según los procedimientos de la norma ISO 3738, se realizaron en un durómetro Rockwell con bola de acero, tomando 4 mediciones distanciadas 1 cm una de otra para cada probeta. El análisis de la microdureza se efectuó con el empleo de un durómetro Vickers, de acuerdo con la norma ASTM E 384-0, la carga aplicada fue de 0,7848 N. Los datos se tabularon para su posterior procesamiento (Rodríguez, 2011).

2.6. Determinación de los esfuerzos en las tuberías

Los tubos usados en la conducción de hidrocarburos asumen el comportamiento de un recipiente de pared delgada, por poseer una relación $D / t > 10$. Las paredes de un recipiente de pared delgada oponen poca resistencia a la flexión, siendo las fuerzas internas ejercidas tangentes a la superficie del mismo. Los esfuerzos resultantes en un elemento de pared delgada están contenidos en un plano tangente a la superficie del mismo (Fernández, 2010).

La determinación de los esfuerzos en las tuberías se realizara según la teoría de cálculo de recipientes cilíndricos de paredes delgadas en los que actúa una presión interior, siguiendo lo establecido por Shigley (2008), para lo que es necesario considerara la presión interior que actúa sobre dicha tubería y los parámetros geométricos de la misma (diámetro interior, diámetro exterior y espesor). En la conducción de fluidos a altas presiones se desarrollan esfuerzos radiales y tangenciales con magnitudes que dependen del radio del elemento bajo consideración. Al determinar el esfuerzo radial σ_r y el esfuerzo tangencial σ_t , se supone que la elongación longitudinal es constante alrededor de la circunferencia del cilindro, y actúa la presión de columna líquida del agua encima de la tubería, según se observa en la figura 2.2.

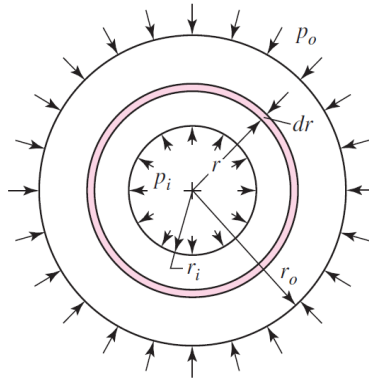


Figura 2.2. Modelo de cálculo de una sección de tubería. Fuente: Shigley (2008)

La figura 2.2 permite establecer, para la presión exterior el par de ecuaciones (2.1 y 2.2) el cálculo de la distribución de los esfuerzos en el espesor de la pared de la tubería analizada. Debe considerarse que existen esfuerzos longitudinales cuando el propio recipiente a presión toma las reacciones en los extremos debido a la presión interna.

$$\sigma_t = \frac{p_i r_i^2 - p_o r_o^2 - r_i^2 r_o^2 (p_o - p_i)}{r_o^2 - r_i^2} r^2 \quad (2.1)$$

$$\sigma_r = \frac{p_i r_i^2 - p_o r_o^2 + r_i^2 r_o^2 (p_o - p_i)}{r_o^2 - r_i^2} \quad (2.2)$$

Para lo cual:

p_o .- presión exterior que actúa sobre la tubería

r_o .- radio exterior de la tubería

p_i .- presión interior de la tubería

r_i .- radio interior de la tubería

σ_r .- esfuerzo radial

σ_t .- esfuerzo tangencial

Este esfuerzo resulta como lo muestra la ecuación 2.3.

$$\sigma_t = \left(\frac{p_i \cdot r_i^2}{r_o^2 - r_i^2} \right) \leq \sigma_{t-} \quad (2.3)$$

Donde:

$\bar{\sigma}_t$.- Esfuerzo admisible del material:

$$\bar{\sigma}_t = \frac{\sigma_{-1}}{n} \quad (2.4)$$

σ_{-1} .- limite de fluencia

n .- factor de seguridad

Para la determinación de las presiones que actúan sobre la tubería se considerara que a una profundidad determinada, la altura de la columna liquida ejerce una carga sobre la misma por lo que:

$$p_0 = \rho \cdot g \cdot h \quad (2.5)$$

Para la cual:

ρ .- densidad del agua que actúa encima de la tubería

g .- aceleración de la gravedad

h .-altura de la columna de agua que actúa encima de la tubería

2.7. Determinación de la resistencia al desgaste

La resistencia al desgaste se determino mediante el método gravimétrico, el cual consiste en comprobar la pérdida de peso que experimentan las muestras, midiendo su peso inicial y su peso final, luego de ser sometida a un proceso de desgaste, para lo que se empleo la lijadora definida en el epígrafe 2.4.3.

Una vez definidas las variables y sus niveles se realizó entonces la experimentación física, con el empleo de un diseño factorial completo (Hernández-Sampieri *et al.* 1991; Chacin, 2000) para estimar y comparar los efectos de los factores seleccionados, sus interacciones y la estimación de la varianza. El número de experimentos a realizar se determina de acuerdo con la siguiente expresión:

$$N = 2^Z \quad (2.6)$$

Z – número de factores

.- tiempo total de desgaste

2.8. Medición de espesor por ultrasonido

El examen por Ultrasonido Industrial (UT) es un procedimiento de inspección no destructiva, que se basa en la impedancia acústica, la que se manifiesta como el producto de la velocidad máxima de propagación del sonido entre la densidad de un material.

Los equipos de ultrasonido que se emplearon permiten detectar discontinuidades superficiales, sub-superficiales e internas, dependiendo del tipo de palpador utilizado y de las frecuencias que se seleccionen dentro de un ámbito de 0,25 hasta 25 MHz.

2.9. Análisis de los esfuerzos en las grietas

La concentración del esfuerzo (vea la sección 3-13) es un efecto muy localizado. En algunos casos puede deberse a una rayadura superficial. Si el material es dúctil y la carga estática, la carga de diseño puede causar fluencia en el punto crítico sobre la muesca. Esta fluencia puede implicar endurecimiento por deformación del material y un incremento de la resistencia de fluencia en el punto crítico de la muesca. Como las cargas son estáticas, esa parte puede soportarlas de manera satisfactoria, sin presentar una fluencia general. En estos casos el diseñador establece que el factor geométrico de la concentración del esfuerzo (teórico) K_t es igual a la unidad (Minikin, s/f).

Normalmente, un recipiente cilíndrico sometido a presión interna que transporta algún tipo de hidrocarburo opera por normatividad en niveles de esfuerzo por debajo del límite de cedencia del material. Al presentarse en el recipiente un defecto contenido en el espesor, el nivel de esfuerzos puede eventualmente rebasar el valor de cedencia del material, llevando al tramo afectado a operar en régimen elastoplástico. Un nivel de esfuerzos mayor al esfuerzo de cedencia inválida el uso de las ecuaciones de la teoría de la elasticidad, siendo necesario utilizar la teoría de la plasticidad para explicar el comportamiento posterior a la cedencia (no linealidad por plasticidad). (Beer y Rusell 1995). Una estructura es no lineal si la carga causa un cambio significativo en su rigidez.

La teoría de la plasticidad incremental provee una relación matemática que caracteriza los incrementos de esfuerzos y deformaciones, para representar el comportamiento de un material en el rango plástico. Hay 3 componentes básicos en la teoría de plasticidad incremental: (ANSYS, 2001)

- . Criterio de cedencia

- . Regla de flujo

- . Regla de endurecimiento

Las leyes elastoplásticas son de trayectoria dependiente y disipativa. Una gran parte del trabajo consumido en deformar plásticamente el material es irreversiblemente convertido en otras formas de energía, particularmente calor. El esfuerzo depende del historial completo de la deformación y no puede escribirse como una función simple evaluada de la deformación; puede especificarse como una relación entre valores estimados de esfuerzo y deformación (Belytschko, 2001).

2.2.2 Criterios de cedencia

Cuando un material alcanza su esfuerzo de cedencia en tensión uniaxial, comienza a deformarse plásticamente. Sin embargo, en situaciones prácticas es muy común que el material se encuentre bajo un estado combinado de esfuerzos y la deformación plástica puede ocurrir a un esfuerzo diferente al esfuerzo de cedencia en tensión uniaxial. A la manera de calcular si existe cedencia bajo un estado combinado de esfuerzos se le llama criterio de cedencia (González, 2003). Éste debe de ser un invariante, porque no debe depender de la orientación y debe eliminar el esfuerzo hidrostático, ya que éste no causa deformación (Khan, 1995). Existen dos criterios de cedencia principales, descritos como:

a. Criterio de Tesca.

$$\sigma_1 - \sigma_3 = \sigma_y \quad (2.10)$$

b. Criterio de von Mises.

$$\sigma_y = \frac{1}{\sqrt{2}} \cdot \sqrt{(\sigma_1 - \sigma_2)^2 + (\sigma_2 - \sigma_3)^2 + (\sigma_1 - \sigma_3)^2} \quad (2.11)$$

La cedencia ocurre cuando el esfuerzo equivalente excede al esfuerzo de fluencia del material: $\sigma_e > \sigma_y$

El criterio de Tesca es el más empleado para el análisis y diseño de estructuras por ser más sencillo y por predecir que los esfuerzos que producen cedencia son menores, lo que da un margen de seguridad adicional. El criterio de von Mises es más exacto, y es válido si consideramos que para iniciar la deformación plástica se debe de suministrar un valor crítico de energía (González, 2003).

2.2.3. Regla de flujo

Prescribe la dirección de la deformación plástica cuando ocurre la cedencia. Define como las componentes individuales de la deformación plástica ($\epsilon_{x^{pl}}, \epsilon_{y^{pl}}, \epsilon_{z^{pl}}$) desarrollan en cedencia. Las ecuaciones de flujo, las cuales son derivadas desde el criterio de cedencia, implican típicamente que las deformaciones plásticas desarrollan en una dirección normal a la superficie de cedencia.

2.2.4 Regla de endurecimiento

Describe como el criterio de cedencia inicial cambia con la progresiva deformación plástica. La regla de endurecimiento describe como la superficie de cedencia es modificada durante el flujo plástico. Determina cuando el material cederá nuevamente si la carga es mantenida o si la carga es invertida. La superficie de cedencia varía en cada etapa de la deformación plástica, adoptando un modelo alternativo para el endurecimiento por deformación.

Partiendo de la consideración de un plástico perfecto, hay 2 reglas básicas de endurecimientos usadas para describir la modificación de la superficie de cedencia: endurecimiento isotrópico y endurecimiento cinemático. En el endurecimiento isotrópico la superficie de cedencia expande uniformemente en todas las direcciones con el flujo plástico. En el endurecimiento cinemático la superficie de cedencia permanece constante en tamaño y se traslada en dirección de la cedencia. La mayoría de los metales exhiben un comportamiento de endurecimiento cinemático para cargas cíclicas con pequeñas deformaciones.

2.2.5 Formulación general para pequeñas deformaciones en plasticidad

Partiendo de la consideración del esfuerzo uniaxial σ y la correspondiente deformación axial ε , e idealizando la relación esfuerzo-deformación como bilineal, cuando el esfuerzo σ incrementa desde cero la cedencia iniciará en un esfuerzo σ_y en la deformación correspondiente ε_y . En general la cedencia se define por $F = 0$, siendo F la función de cedencia tal que: (Cook, et al 2002)

$$F = |\sigma| - \sigma_y \quad (2.12)$$

El criterio de cedencia uniaxial, modificado por la acción de las reglas de endurecimiento se establece en las formas:

$$F = |\sigma| - \sigma_0 \quad (2.13)$$

Endurecimiento isotrópico

$$F = |\sigma - \alpha| - \sigma_y \quad (2.14)$$

Endurecimiento cinemático

Donde:

$$\sigma_0 = \sigma_y + \alpha \quad (2.15)$$

es la magnitud más grande del esfuerzo uniaxial alcanzado en la deformación plástica previa. El coeficiente α llamado cambio cinemático, usado en la regla de endurecimiento cinemático, asume un valor cero antes del inicio de la cedencia. Condiciones elásticas se predicen para $F < 0$, cedencia para $F = 0$ y sin significado físico para $F > 0$.

Para deformaciones mayores que ε_y , un incremento en la deformación $d\varepsilon$ puede ser descompuesto en sus contribuciones elástica $d\varepsilon^e$ y plástica $d\varepsilon^p$ en la forma:

$$d\varepsilon = d\varepsilon^e + d\varepsilon^p \quad (2.16)$$

Los incrementos de esfuerzo son asociados con solo la componente elástica,

$$d\sigma = [E] d\varepsilon^e = [E] (d\varepsilon - d\varepsilon^p) = [E] d\varepsilon - [E] d\varepsilon^p \quad (2.17)$$

Siendo $[E]$: matriz de propiedades elásticas, $[Hp]$: parámetro de endurecimiento por

deformación y $[Et]$: módulo de rigidez tangente. Considerando la función de cedencia:

$$F = F(\sigma, \alpha, W_p) \quad (2.18)$$

Donde los valores de α, W_p cuentan para el endurecimiento describiendo como una superficie de cedencia es alterada en el espacio de esfuerzos multidimensional, por cambios en el tamaño o localización en respuesta a las deformaciones plásticas.

La regla de flujo se establece en términos de una función Q , llamada potencial plástico. Con un escalar $d\lambda$ llamado multiplicador plástico, los incrementos en la deformación plástica son dados por:

$$d\epsilon^p = \left\{ \frac{\partial Q}{\partial \sigma} \right\} d\lambda \quad (2.19)$$

Para el modelado considerando un endurecimiento cinemático, éste es representado por el vector α , el cual considera la traslación de la superficie de cedencia en el espacio vectorial, representado como:

$$\alpha = \int \mathbb{P}^{-1} d\epsilon^p \quad (2.20)$$

expresión obtenida de la integración de:

$$d\alpha = \mathbb{P}^{-1} d\epsilon^p \quad (2.21)$$

$$\mathbb{P}^{-1} = \frac{2}{3} H_p \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ \frac{1}{2} & \frac{1}{2} & \frac{1}{2} \end{bmatrix} \quad (2.22)$$

siendo H_p el módulo plástico del material. Para un incremento en la deformación plástica, $dF = 0$, se obtiene de la función de cedencia:

$$\left\{ \frac{\partial F}{\partial \sigma} \right\}^T d\sigma + \left\{ \frac{\partial F}{\partial \alpha} \right\}^T d\alpha = 0 \quad (2.23)$$

Sustituyendo los incrementos en la deformación plástica en la ecuación para el incremento del esfuerzo asociado con la componente elástica, así como los vectores del endurecimiento cinemático, se obtiene:

$$d\sigma = \mathbb{E} \left(d\epsilon + \left\{ \frac{\partial Q}{\partial \sigma} \right\} d\lambda \right) \quad (2.24)$$

$$d\alpha = \left[\frac{\partial Q}{\partial \alpha} \right] d\lambda, \quad (2.25)$$

Sustituyendo las expresiones para $d\sigma$ y $d\alpha$ en la penúltima ecuación y resolviendo la ecuación resultante para el multiplicador plástico $d\lambda$ se obtiene:

$d\lambda = \left[\mathbf{P}_\lambda \right]^{-1} d\epsilon$ donde $\left[\mathbf{P}_\lambda \right]^{-1}$ es la matriz fila:

$$\left[\mathbf{P}_\lambda \right]^{-1} = \frac{\left\{ \frac{\partial F}{\partial \sigma} \right\}^T \left[\mathbf{E} \right]^{-1}}{\left\{ \frac{\partial F}{\partial \sigma} \right\}^T \left[\mathbf{E} \right]^{-1} \left\{ \frac{\partial Q}{\partial \sigma} \right\} - \left\{ \frac{\partial F}{\partial \alpha} \right\}^T \left[\mathbf{E} \right]^{-1} \left\{ \frac{\partial Q}{\partial \alpha} \right\}} \quad (2.26)$$

Finalmente, de las ecuaciones para $d\sigma$, $d\alpha$ y $d\lambda$ se obtiene:

$$d\sigma = \left[\mathbf{E}_{ep} \right]^{-1} d\epsilon, \quad \left[\mathbf{E}_{ep} \right]^{-1} = \left[E \left(\left[\mathbf{I} \right] - \left\{ \frac{\partial Q}{\partial \sigma} \right\} \left[\mathbf{P}_\lambda \right]^{-1} \right) \right]. \quad (2.27)$$

Donde $\left[\mathbf{I} \right]$ es una matriz unitaria. La matriz elastoplástica $\left[\mathbf{E}_{ep} \right]^{-1}$ puede considerarse una forma generalizada del módulo tangente $\left[\mathbf{E}_t \right]^{-1}$.

2.10. Modelación y simulación por el método de elementos finitos

La modelación y simulación del comportamiento de la instalación de la tubería se realizó por medio del método de los elementos finitos (MEF) para verificar la conducta de los materiales sometidos a las elevadas presiones, tanto internas como externas. Dicho método garantiza la reducción de los costos y la cantidad de ensayos a realizar con una precisión aceptable. Las corridas se hicieron con ayuda del software ANSYS V.15.0, al coincidir con Friedel, (2004); García *et al.*, (2007) y Rodríguez *et al.*, (2007).

2.11. Simulación por el método de elementos finitos

Durante el transporte de petróleo crudo a través de tuberías sumergidas en aguas del Lago de Maracaibo se da un diferencial de presión, debido a la acción simultánea de la presión interna y la externa ejercida por la columna de agua que actúa sobre estas a una profundidad de 31,8 m. Para la simulación se empleará el software ANSYS V.15.0, se trabajará con una sección de la pieza de un metro de

longitud y combinación de defectos. Las propiedades del material del tubo son constantes, como la conductividad térmica y coeficiente de expansión térmica en correspondencia con los valores de temperatura y presión, según ANSYS V.15.0. En dependencia de la presión exterior como resultado de la columna líquida, las variables a tener en cuenta en la simulación del proceso son:

1. Temperatura del agua en el exterior (36 °C)
2. Temperatura del fluido transportado (36° C)
3. Conductividad térmica (50 W/m·K)
4. Coeficiente de expansión térmica ($11,1 \times 10^{-6}$ m/m·K)
5. Coeficiente de Poisson (0,3)
6. Densidad del agua en el exterior (1,023 gr/cm³)
7. Densidad y viscosidad del petróleo crudo (0,91-0,87 gr/cm³), (grado api 22.4 – 31.1)
8. Capacidad calorífica (460 J/kg·K)
9. Módulo de elasticidad longitudinal ($2,05 \times 10^5$ MPa)
10. Tipo y profundidad del defecto (cónico, circular y ovalado alargado)

2.11.1. Condiciones y parámetros establecidos

Se elaboró un modelo geométrico equivalente al objeto investigado, el que se discretizó con elementos tetraédricos de nodos intermedios del tipo “SOLID93”. Se establecieron, además, las condiciones de frontera siguientes: se consideró que el material es homogéneo e isotrópico. El módulo de elasticidad y el coeficiente de Poisson varían en función de la temperatura.

2.11.2. Algoritmo para la simulación (ANSYS versión 15.0)

El algoritmo desarrollado por etapas para el análisis que desarrolla el paquete ANSYS fue:

Primera etapa: Modelado de la tubería de pequeñas dimensiones sometidos a presión de trabajo.

Segunda etapa: Modelado de las tuberías de los materiales estudiados a la presión de trabajo, según las condiciones de diseño, sin afectaciones del medio (figura 2.3), y de tuberías con diferente tipología de defectos (figura 2.4).

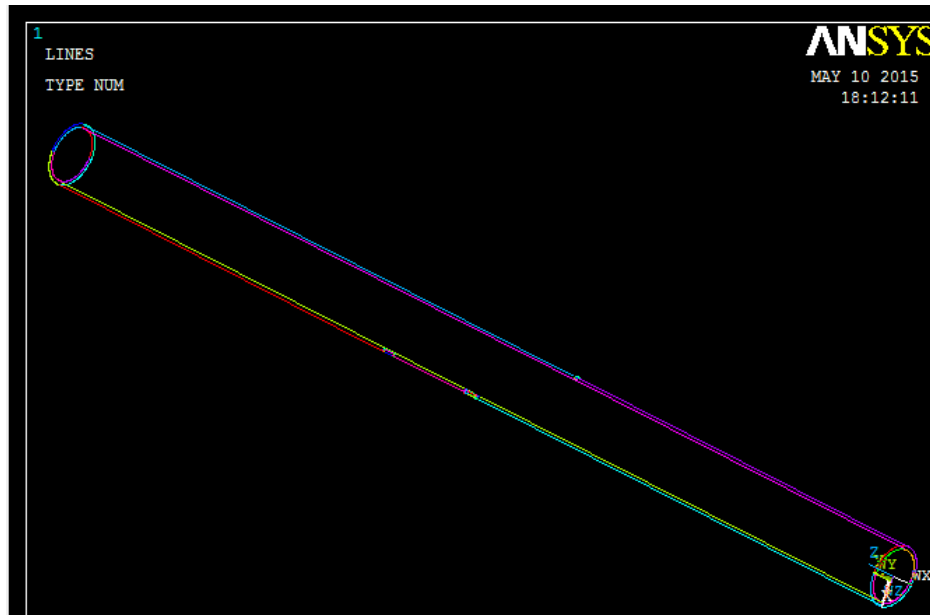


Figura 2.3. Modelo geométrico de las tuberías sin defectos

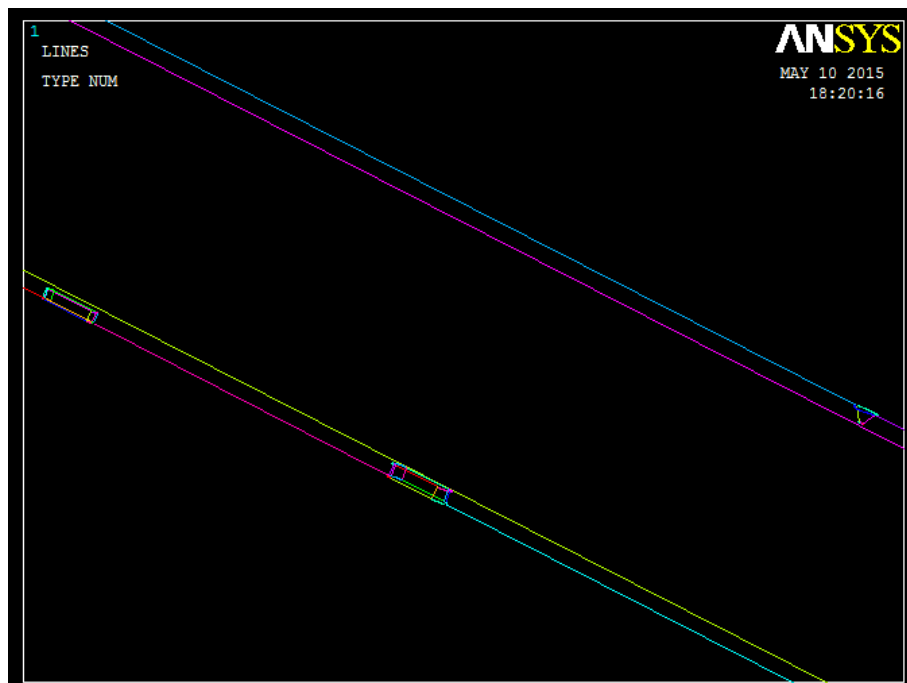


Figura 2.4. Modelo geométrico de las tuberías con defectos de diferente tipología

Tercera etapa: Generación del mallado y aplicación de las condiciones de frontera, en la figura 2.5 se puede observar la división del modelo geométrico, para lo que se empleó elementos tetraédricos, en las zonas donde aparecen los defectos dichos elementos poseen menores dimensiones lo que garantiza una mayor precisión de los resultados

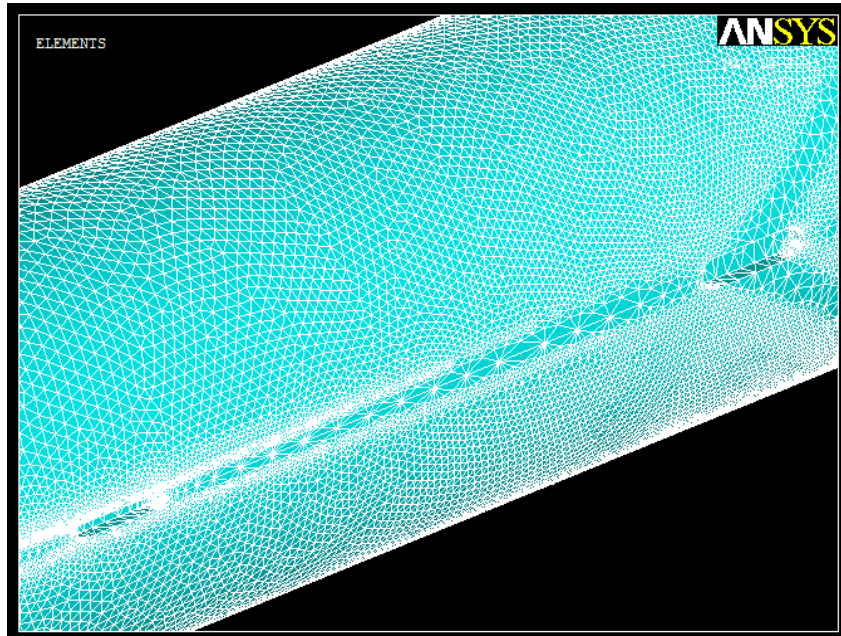


Figura 2.5. Modelo geométrico mallado con elementos tetraédricos

Cuarta etapa: Procesamiento de los resultados.

Quinta etapa: Post procesamiento y valoración de los resultados.

2.12. Procesamiento estadístico de los datos

El diseño estadístico de experimentos contempla una amplia variedad de estrategias experimentales que son adecuadas para generar la información que se busca. Estos experimentos están planeados de forma que se varían simultáneamente varios factores, pero se evita que se cambien siempre en la misma dirección. Al no haber factores correlacionados se evitan experimentos redundantes. Además, los experimentos se complementan de tal modo que la información buscada se obtiene combinando las respuestas de todos ellos.

Una vez definidas las variables y sus niveles, se procede a la realización de los experimentos de aplicación de rodadura en las probetas. Este diseño propuesto en el epígrafe 2.5.1. es muy apropiado cuando han de ser investigados varios factores a dos o más niveles y la interacción entre ellos pueden ser importantes. En este caso se investigan dos factores, cada uno a tres niveles, ensayando todas las combinaciones entre los mismos. Se pretende:

1. Estimar y comparar los efectos de los factores seleccionados.

[illegible]

$$e_e = \frac{\sum |X_1 - \mu|}{n} \quad (2.32)$$
$$S^2 = \frac{\sum (i - \mu)^2}{n-1} \quad (2.33)$$

$$S^2 = \frac{\sum_{i=1}^n (i - \mu)^2}{n-1} \quad (2.33)$$

Conclusiones del capítulo 2

1. Se han definido los métodos, procedimientos y condiciones experimentales que permiten fundamentar el comportamiento microestructural y el fenómeno de agrietamiento y desgaste, por erosión y corrosión, que se genera en las tuberías transportadoras de petróleo.
2. Se estableció la modelación por el método de elementos finitos que permitirá obtener la respuesta en el dominio de las tensiones de tuberías de petróleo sometidas a presión interior y exterior como resultado de la acción del agua del Lago de Maracaibo sobre dichas tuberías.

CAPITULO 3:

ANÁLISIS DE LOS RESULTADOS

CAPÍTULO 3. ANÁLISIS DE LOS RESULTADOS

3.1. Introducción

En este capítulo se presentan los resultados obtenidos luego de realizados los ensayos experimentales y las expresiones matemáticas que describen las regularidades del comportamiento microestructural de los aceros, durante la aparición de defectos en este, en las condiciones de trabajo, de las tuberías, en el Lago de Maracaibo.

El **objetivo** del capítulo es:

Valorar los resultados que permiten caracterizar la microestructura y la aparición de defectos en tuberías del Lago de Maracaibo, lo que permite dar solución al problema planteado a partir de la interpretación de las regularidades observadas.

3.2. Análisis químico

Los análisis de composición química muestran que no hay diferencias significativas en los materiales analizados (tablas 3.1 y 3.2).

Tabla 3.1. Composición química del acero API 5L

COMPOSICIÓN QUÍMICA (% máx.)				
C	Si	Mn	P	S
0,25	0	1,18	0,031	0,028

Tabla 3.2. Composición química del acero ASTM A- 53

COMPOSICIÓN QUÍMICA (% máx.)						
C	Cu	Mn	P	Ni	Cr	S
0,31	0,38	1,19	0,04	0,41	0,39	0,045

Como se aprecia, los valores obtenidos, para cada uno de los elementos, que conforman las aleaciones analizadas, permiten descartar que los defectos encontrados sean producto del incumplimiento, por parte de los inversionistas, de la colocación de los materiales, según las especificaciones de diseño.

3.3. Análisis fractográfico de las tuberías utilizadas en el Lago de Maracaibo

El análisis fractográfico muestra que, como resultado de la exposición prolongada, a un ambiente agresivo, con la presencia de iones cloruro en las aguas del Lago de Maracaibo, sin la debida protección por recubrimiento externo establecida, según las condiciones de diseño, hay presencia de corrosión superficial (ver figura 3.1.) lo que conduce a la pérdida de material (ver figura 3.2.) y reduce la resistencia a las condiciones de trabajo exigidas en las que se manifiesta una presión interior producto del trasiego del fluido y una presión exterior producto de la columna líquida sobre la tubería.

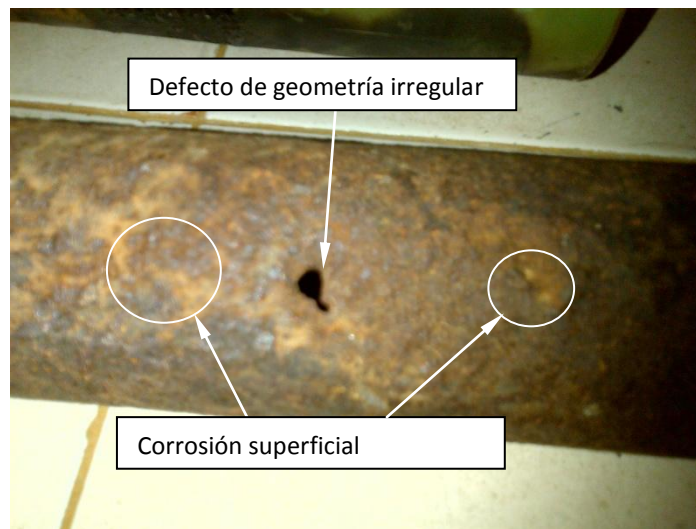


Figura 3.1. Defectos en tubería de 2" (50,8 mm)



Figura 3.2. Defectos en tubería de 4" (101,6 mm)

Los mencionados defectos provocan la falla de los tramos de líneas en tuberías (figura 3.3), también conocidos como “boca de sapo”, de las dimensiones analizadas, que inhabilitan totalmente la misma y conducen a desarrollar acciones correctivas de sustitución parcial o total de dichas líneas.



Figura 3.3. Falla total en tubería de 4" (101,6 mm)

3.4. Análisis metalográfico

Las micrografías de la figura 3.4 muestran la microestructura típica del material de las tuberías analizadas con diferentes aumentos. Como se observa, la estructura de la aleación es típica del acero hipoeutectoide del tipo ferrita + perlita.

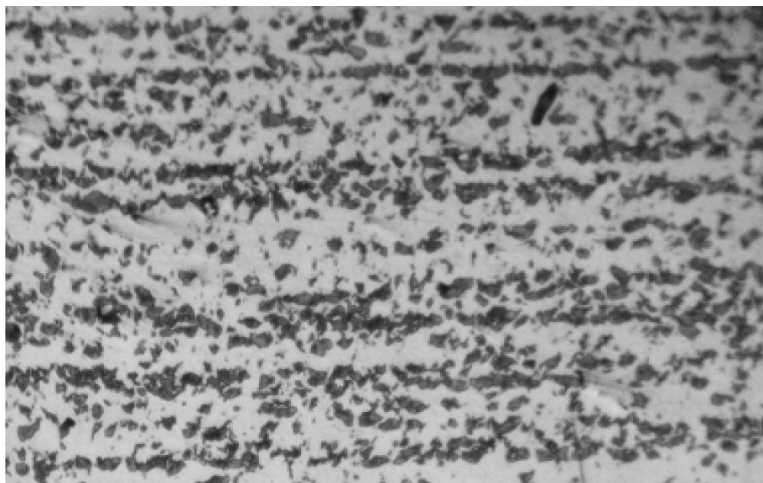


Figura 3.4. Microestructura del Acero ASTM A-53 (tubería de 50,8 mm) a 100X

Cuando se incrementa el aumento, se puede observar (figura 3.5) que la microestructura esta balanceada con una base típica del material, compuesta fundamentalmente por ferrita.

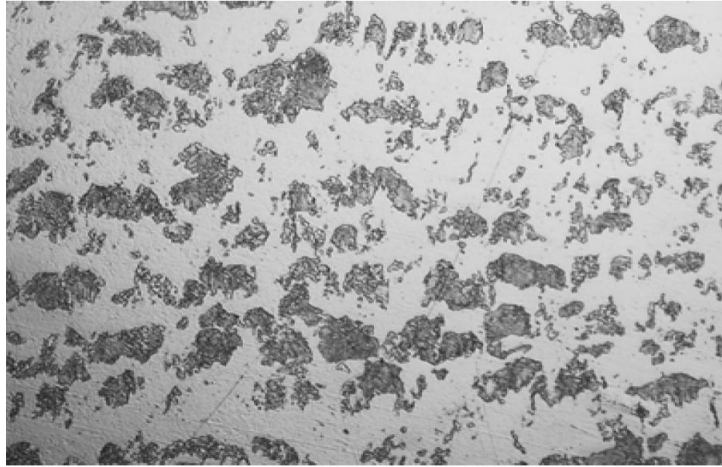


Figura 3.5. Microestructura del Acero ASTM 53 (tubería de 50,8 mm) a 400X

En la figura 3.6 y 3.7 se aprecia, claramente, la orientación de los granos en el sentido de la laminación, lo que presupone la ausencia de procesos de recristalización durante la fabricación de los tubos analizados.

Este indicio conduce, además, al criterio de que la laminación de los mismos fue en frío, por lo que, según las especificaciones de la ASTM (Boiler Tube Company of America, 2012) el material, con que están fabricados los tubos, es un acero de contenido bajo de carbono, del tipo API 5L.



Figura 3.6. Microestructura del Acero API 5L (tubería de 50,8 mm) a 200X

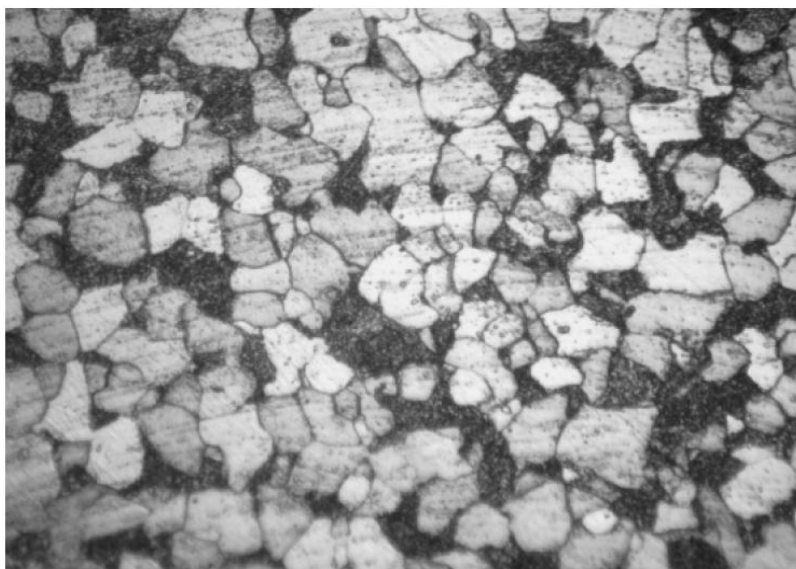


Figura 3.7. Microestructura del Acero API 5L (tubería de 50,8 mm) a 400X

Las propiedades mecánicas (límite de rotura y de fluencia), de los materiales analizados, se mantienen dentro de los parámetros establecidos por los estándares (Unicon, 2015), se puede notar (tablas 3.3 y 3.4) que los valores no exceden el 5%.

Tabla 3.3. Propiedades mecánicas acero A-53

Propiedad	Grado B
Resistencia a la tracción	410 MPa
Límite de fluencia	232 MPa

Tabla 3.4. Propiedades mecánicas acero API 5L

Propiedad	Grado B
Resistencia a la tracción	412 MPa
Límite de fluencia	237 MPa

Las proporciones de ferrita ($Fe\alpha$) y perlita (P) se pueden determinar si se aplica la regla de los segmentos (palanca) al acero en cuestión en el diagrama de la figura 3.8. En el punto “a”, ubicado en la zona correspondiente al acero API 5L.

Estas cantidades de ferrita ($Fe\alpha$) y perlita (P) se corresponden con lo observado en el microscopio, donde predominan los granos de perlita a un 81,3 % sobre los de

ferrita (18,7 %). El tamaño de los granos, según la norma ASTM E112, es ASTM No. 7-8.

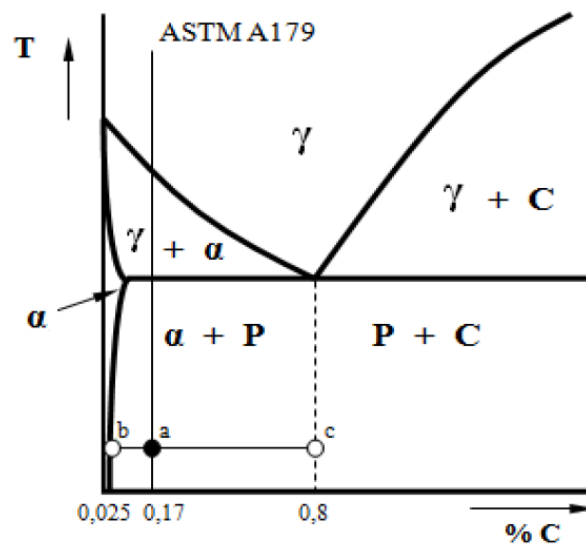


Figura 3.8. Región hipoeutectoide del diagrama Fe-C para el acero API 5L

Esta estructura de grano fino garantiza una buena resistencia de los tubos, pues esta posee una mayor energía total superficial, de bordes de granos, que la estructura de granos gruesos y, por ende, durante las deformaciones el movimiento de las dislocaciones se dificulta más, lo que incrementa la resistencia a la falla.

3.5. Análisis de la falla

Un adecuado enfoque del problema de la falla de los tubos, se identifican los bordes de las roturas, en unos casos se presentaron de forma roma, ligeramente dentados, en otros conservaron la mayor parte de su espesor original de pared. En ninguno de los casos, se experimentó incremento en el diámetro de los tubos sin que se produjeran deformaciones radiales. Como se puede apreciar, además, existen tubos colapsados con roturas y fisuras transversales (radiales), lo que es un indicio de que la falla ocurrió por crecimiento de las grietas como resultado de la combinación por afectación de la corrosión y las cargas de trabajo. No se experimentaron tensiones térmicas debido a que las temperaturas se mantienen en un rango casi constante, lo que corresponde con lo planteado por Callister (2004).

3.6. Cálculo de resistencia mecánica

El cálculo de resistencia (Anexo 6) realizado por el método descrito en el epígrafe 2.6, arrojó que los valores de esfuerzo de tensión producidos por las presiones son de $\sigma_1 = 4,605 \times 10^6$ Pa y $\sigma_2 = 2,302 \times 10^6$ Pa, para la tubería de 50,8mm, mientras que para la tubería de 101,6 mm, los resultados son $\sigma_1 = 6,999 \times 10^6$ Pa y $\sigma_2 = 3,5 \times 10^6$ Pa, si se compara con la tensión admisible del material (ASTM A-53, con coeficiente de seguridad $n = 2,5$):

$$\sigma_t \leq \frac{S_t}{n}$$

Por lo que se evidencia que para ambos casos las tuberías soportan las presiones de trabajo con un factor de seguridad elevado.

Las deformaciones radiales en el interior y exterior de los tubos, pueden favorecer un aumento en las tensiones y la posterior rotura de los mismos en zonas cercanas a la aparición de los defectos (figura 3.3).

Aunque las tensiones producidas por las cargas externas, no se acercan a los valores admisibles, es bueno precisar que durante los procesos de expansión y contracción del material, se pueden generar secciones más delgadas que pueden no soportar estos valores de esfuerzo, y por consiguiente los tubos serán proclives a fallar en esta zona, el hecho se acrecienta si se producen en zonas cercanas a algún defecto de los estudiados en el presente trabajo.

No obstante, los resultados obtenidos demuestran que las tuberías, tanto de 50,8 mm como de 101,6 mm de los tipos ASTM A-53 y API 5L, evidenciaron que las mismas por poseer pequeñas dimensiones radiales, generan el incremento de pérdidas en el transporte de fluidos y las presiones interiores toman valores máximos, hecho que contradice lo estipulado en las normas API SPECIFICATION 5L y ASTM-53, así como las normas internas de la empresa PDVSA EM-18-00/03 y PDVSA HG-252, donde se recomienda garantizar un adecuado recubrimiento (PDVSA EM-01-00/01) para los tubos elaborados de acero de contenido medio y bajo de carbono, se recomienda además emplear dimensiones superiores a 8" (203,2 mm).

3.7. Análisis de la resistencia al desgaste

La determinación de la resistencia al desgaste se desarrolló según el método descrito en el epígrafe 2.7, en el que se comprobó la pérdida de peso que experimentaron las muestras, para lo que se emplearon las ecuaciones 2.7 y 2.8, se programó un libro de Excel con las ecuaciones y los datos obtenidos (Anexo 5). Una vez sometidas al proceso de desgaste, se pudo observar que en las tuberías elaboradas de acero ASTM A-53 hubo una pérdida promedio de 0,08575 g (figura 3.8a); mientras que para las del tipo API 5L la pérdida promedio fue de 0,0993 g (figura 3.8b).

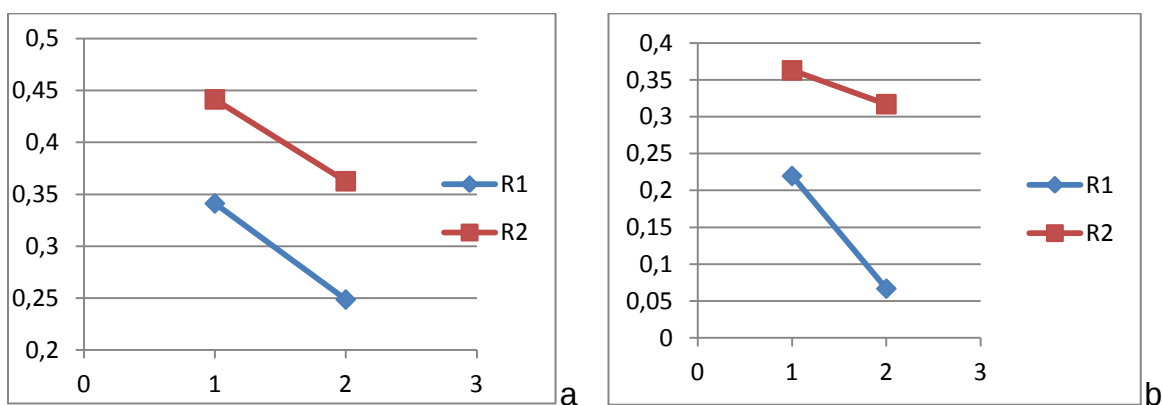


Figura 3.8. Pérdida de peso en las muestras de (a-. ASTM A-53 y de b-. API 5L)

La integración de los gráficos muestra que hay pérdida de peso, con una tendencia a mantenerse constante durante todo el ensayo, conservando una distancia prácticamente similar entre las curvas, de peso inicial y peso final, para ambos tipos de tuberías, lo que permite plantear, que la resistencia al desgaste no experimenta diferencia significativa, según se muestra en la figura 3.9.

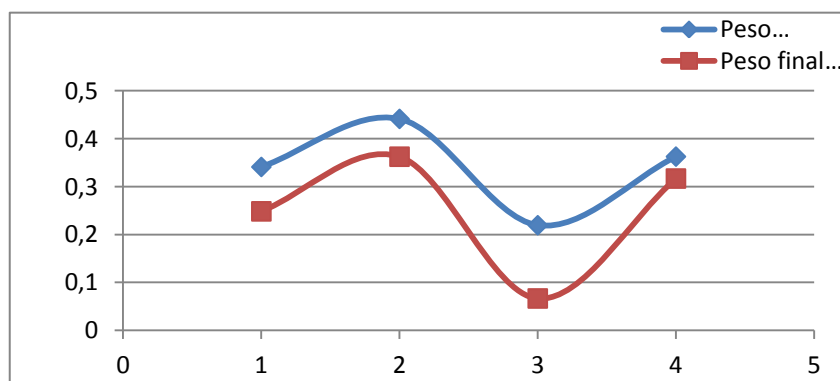


Figura 3.9. Diferencias integrada de pesos en las muestras

Lo anteriormente planteado refuerza la idea de que los materiales seleccionados son capaces de cumplir, con las condiciones de diseño establecidas, siempre que no existan agentes externos que reduzcan el espesor de las tuberías, cuando estas no poseen el recubrimiento adecuado.

3.7.1. Determinación de la velocidad de desgaste

La velocidad del desgaste se determinó con el empleo de la ecuación 2.9, para lo que se considero tuberías de diferentes materiales y espesores.

Tubería del tipo API 5L:

$t = 3,42 \text{ mm}$; $t = 3,417 \text{ mm}$ y $t = 0,5 \text{ h}$, por lo que sustituyendo:

Tubería del tipo ASTM A-53:

$t = 4,5 \text{ mm}$; $t = 4,4973 \text{ mm}$ y $t = 0,5 \text{ h}$, por lo que sustituyendo:

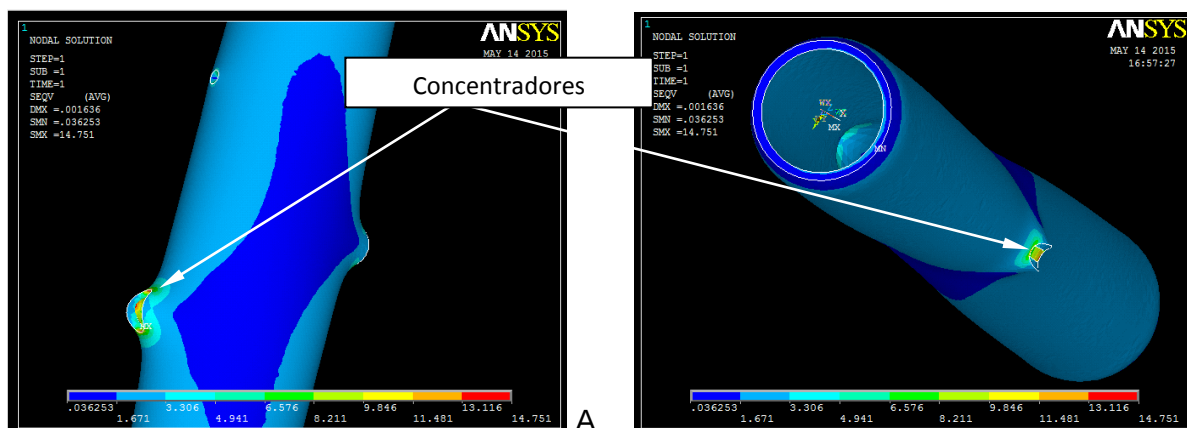
El cálculo demuestra que no se experimentan elevadas diferencias, de reducción del espesor en ambos materiales, manteniéndose casi similar la velocidad de desgaste para ambos tipos de tuberías.

3.8. Análisis de los resultados de la simulación por el método de elementos finitos

Para el análisis a través del método de elementos finitos para lo que se desarrolló un modelo geométrico de forma tubular, según el procedimiento expuesto en el epígrafe 2.6. Como se muestra (figuras 3.9A y B), producto de la presión a la que trabajan los tubos del sistema de transporte, se generan expansiones medias, que originan elevadas tensiones de tracción que, cuando se combinan con los defectos internos presumiblemente se producirá la posterior fractura, como puede verse se evidencian concentración de esfuerzos en dichos defectos, los que toman valores máximos en las esquinas de todos los defectos, hecho que fue también registrado por Rodríguez (2011).

Durante el funcionamiento, en condiciones de trabajo, las zonas que se vieron afectadas por la deformación plástica en frío, resultan las que están afectadas por

grietas, con diferente morfología, que aparecen como resultado de la pérdida de material, donde las tuberías han perdido el recubrimiento epoxidico.



B

Figura 3.9. Distribución de tensiones en tuberías de 50,8 afectadas por defectos

Aunque las tensiones generadas, por la presión interior en las líneas de tuberías, no alcanzan el límite elástico, sí son valores peligrosos, si se tiene en cuenta la baja resistencia a la corrosión, cuando no poseen el recubrimiento protector, en el acero ASTM A-53.

Para el caso de tuberías de API 5L, cuando los tubos son elaborados con un diámetro de 101,6 mm, se puede observar que las tensiones se incrementan cuando las presiones interiores similares a las de 50,8 y se localizan también en los concentradores de esfuerzos que aparecen como resultado de la pérdida superficial de material (ver figura 3.10).

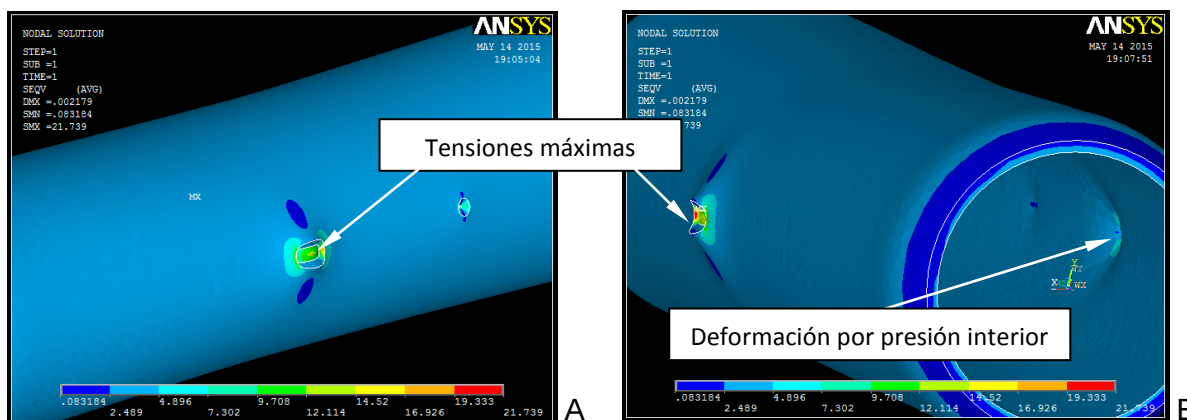


Figura 3.10. Distribución de tensiones en tuberías de 101,6 afectadas por defectos

La modelación realizada refuerza la idea de que, en presencia de concentradores de tensión, la resistencia de las tuberías se ven afectada, fenómeno que con el paso del tiempo se acrecienta y que conduce a la inhabilitación parcial a total de los sistemas de transporte de petróleo crudo.

3.9. Análisis estadístico de resultados

El análisis estadístico de resultados muestra que para la variable peso inicial la media es 0,3413 g, existiendo un error típico de 0,0459, mientras que para la pérdida de peso la media fue de 0,0925 g y el error típico en 0,0223. La desviación estándar para ambos casos se comporto en 0,918 para la primera variable y en 0,0447 en la variable dependiente. Se puede aseverar que los resultados obtenidos responden a la realidad con un nivel de confianza superior al 95% obteniendo un error en el mismo de 0,1461% (ver tabla 3.5).

Tabla 3.5 . Análisis estadístico

Columna1		Columna2	
Media	0,3413	Media	0,0925
Error típico	0,0459	Error típico	0,0223
Mediana	0,352	Mediana	0,0857
Moda	#N/A	Moda	#N/A
Desviación estándar	0,0918	Desviación estándar	0,0447
Varianza de la muestra	0,0084	Varianza de la muestra	0,0020
Curtosis	1,4963	Curtosis	1,4904
Coficiente de asimetría	-0,6749	Coficiente de asimetría	0,8526
Rango	0,2219	Rango	0,107
Mínimo	0,2196	Mínimo	0,0458
Máximo	0,4415	Máximo	0,1528
Suma	1,3651	Suma	0,3701
Cuenta	4	Cuenta	4
Mayor (1)	0,4415	Mayor (1)	0,1528
Menor(1)	0,2196	Menor(1)	0,0458
Nivel de confianza (95,0%)	0,1461	Nivel de confianza (95,0%)	0,0711

3.9.1. Análisis de varianza

El análisis de varianza se realizo según el método de Fisher, el que permitió evaluar la significación de las variaciones que se produjeron en los experimento, como el estadístico $F = 4,2175$ es menor que el valor critico de $F_{crit} (9,2767)$, se puede

aceptar la hipótesis de que no existe diferencia significativa con los resultados obtenidos en la variación de los pesos en las muestras, por lo que los resultados reproducen con un nivel de confianza superior al 95% de la realidad.

3.10. Valoración económica

En caso de salida de servicio por avería, el tiempo mínimo de parada es de 2 días. La puesta en operación de la línea de tuberías, trae consigo limitación y reducción de la producción, lo que reduce los ingresos por ese concepto para la empresa PDVSA.

Un factor negativo y relevante a considerar son los gastos a cargo de las reparaciones, dentro de los mismos se encuentran gastos de mano de obra, materiales y equipos utilizados en la reparación, según las estadísticas durante la salida de servicio se utilizan un promedio de 22 tubos de acero ASTM A-53 y API 5L por sustitución de los averiados.

Durante un mes pueden suscitarse 20 fallas como promedio, lo que generaría un gasto mensual, para las reparaciones, dividido en gastos por mano de obra, gastos por renta y utilización de los equipos y gastos por insumos y materiales (ver tabla 3.6; 3.7 y 3.8).

Tabla 3.6. Gastos por mano de obra

Descripción	Cantidad	Tiempo (h)	Tarifa (BsF/h)	Importe (BsF)
Soldador	4	64	52,08	3 333,33
Obrero	8	128	41,66	5 332,48
Ingeniero/inspector de calidad	2	32	62,5	2 000,00
Buzos	2	32	72,91	2 333,33
administración	1	16	83,33	1 333,33
Total			312,48	14 332,47

Tabla 3.7. Gastos por renta y utilización de equipos

Descripción	U/M	Cantidad de horas	Importe por horas	Importe (bs)
Gabarra	1	48	5 000,00	240 000,00
Barcaza	1	48	4 500,00	216 000,00
Máquina para soldar	2	48	2 000,00	96 000,00
Lancha	1	48	3 500,00	168 000,00
total		192	15 000,00	720 000,00

Tabla 3.8. Materiales e insumos empleados

Descripción	U/M	Cantidad	Importe unitario (BsF)	Importe (BsF)
Tuberías	m	176	350,00	61 600,00
Grapas	-	10	560,00	5 600,00
Electrodos	kg	11,11	1 200,00	13 332,00
Otros	-	25	2500,00	62500,00
Total			4610,00	143 032,00

Tabla 3.9. Ingresos dejados de percibir por concepto de reparación

Descripción	Cant. Afectac.	Cantidad (h)	Afectación (Barr/mes)	Importe (USD)
Pozo petrolero	20	48	18 000,00	1 099 620,00

Los gastos totales en que se incurren, por concepto de reparación, ascienden a BsF 877 364,47, si se llevan las tuberías al diámetro que corresponde e igualmente se revisten adecuadamente, según los procedimientos establecidos para el diseño se podrá reducir hasta un 62% las averías, lo que conduciría a un ahorro de BsF 543 966,14. En cuanto a los ingresos dejados de percibir por concepto de afectación a la producción, se tiene que en un año llegarían a \$13 195 440,00, por lo que considerando la reducción de las averías, al por ciento establecido, reportaría \$7 917 264,00 de ahorro.

Si se consideran ambas afectaciones (por concepto de reparación y por ingresos dejados de percibir) se obtiene un monto total de BsF 543 966,14 y \$7 917 264,00.

3.11. Análisis medio ambiental

La protección del medio ambiente se ha convertido, en los últimos años, en una de las cuestiones que más inquietan a la humanidad. Los adelantos técnicos de que dispone el hombre para explorar las riquezas naturales, el acelerado desarrollo de la economía y el crecimiento de la población, han dado lugar a consecuencias indeseables para la humanidad, tales como: el agotamiento de los recursos naturales, la contaminación ambiental, los ruidos y la pérdida de los valores estéticos del medio circundante entre otros. Por ellos las organizaciones científicas, sociales, políticas, los estados y gobiernos de muchas partes del mundo se hayan

preocupado por tomar medidas que de una forma u otra, están dirigidas a garantizar un uso racional de los recursos naturales y la protección del medio.

En el proceso del transporte de petróleo crudo en el Lago de Maracaibo, se generan contaminantes que causan afectaciones respiratorias al personal que opera las instalaciones y a la población aledaña. Así como daño a los ecosistemas, entre ellos se encuentran el vertimiento a las aguas de los vertimientos del fondo, el ruido y los gases acompañantes y los que son producto de la combustión. Dentro de los gases producto de la combustión, entre otros elementos se encuentra el monóxido de carbono, gas incoloro e inodoro que es emitido a la atmosfera y afecta la capa de ozono. A partir de las mediciones realizadas, por especialistas de la empresa PDVSA en Venezuela, se determino que por cada tonelada de crudo que se produce se emiten al medio unas 0,00021 t de CO₂. Dentro de los efectos más importantes de los vertimientos producto de las grietas y averías en las líneas de tuberías, se encuentran:

- Afectaciones a la capacidad respiratoria de personas y animales
- Afectación al ecosistema marino y la muerte de animales que entran en contacto con el crudo derramado
- Contaminación de las aguas superficiales y del manto freático

Conclusiones del capítulo 3

1. La micrografía realizada muestra que para ambos casos, tanto para el ASTM A-53 y para el API 5L, la microestructura obtenida corresponde a una aleación típica de acero hipoeutectoide con una presencia mayoritaria de ferrita mas perlita.
2. En el análisis realizado se demuestra que, en ambos casos, las tuberías con presencia de defectos con morfología múltiple no resisten las condiciones de trabajo, establecidas en las instalaciones del Lago de Maracaibo, en largos periodos de tiempo.
3. Se evidenció que las tuberías del acero ASTM A-53 poseen una resistencia mecánica y al desgaste ligeramente superior a las de API 5L.

CONCLUSIONES GENERALES

1. La microestructura obtenida, en los ensayos realizados, tanto para el ASTM A-53 y para el API 5L, corresponde a una aleación típica de acero hipoeutectoide con una presencia mayoritaria de ferrita mas perlita.
2. Se determinó que las causas que originan la rotura en los tubos de transporte de crudo en el lago de Maracaibo están asociadas a la pérdida de material debido al desprendimiento del recubrimiento o la incapacidad del mismo.
3. Las dimensiones de las tuberías que se utilizan actualmente no responden a las condiciones de trabajo establecidas para garantizar una adecuada resistencia.
4. La salida de servicio de las tuberías de transporte de crudo trae consigo vertimientos peligrosos al medio y gastos económicos por concepto de reparación y mantenimiento, así como por reducción de la producción.

RECOMENDACIONES

1. Sugerir a la empresa PDVSA el empleo de las tuberías elaboradas de material ASTM A-53, de preferencia con dimensiones iguales o superiores a 8" (203,2 mm) revestidas con resina epóxica que garantice una adecuada protección de dichas tuberías.
2. Continuar investigando los aspectos relacionados con la durabilidad de las tuberías en explotación en presencia de defectos múltiples para conocer con precisión el tiempo de vida una vez que aparecen los defectos.
3. Desarrollar investigaciones que permitan conocer, con mayor precisión, el estado de las líneas de tuberías en el Lago de Maracaibo, que garantice llevar a cabo acciones correctivas desde el momento en que aparecen los defectos.
4. Profundizar en la determinación experimental de los factores de intensidad de tensiones de las aleaciones estudiadas en presencia de defectos múltiples.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

1. Adames, M.; Matos, M. 2008. Metodología para el análisis de fallas de las líneas sub-lacustres del distrito Tía Juana de PDVSA (tesis de grado). Tutor: Ms. C. Raúl Ojeda. Universidad del Zulia. Núcleo costa oriental del lago. Venezuela.
2. Aguilera, O. 2011. Determinación de los mecanismos de degradación asociados a la corrosión interna, de las tuberías de crudo diluyente, de las unidades de producción de crudo pesado y extra-pesado del distrito San Tomé (tesis de grado).Tutor: Lic. Manuel Ríos. Universidad de Oriente. Departamento de ingeniería química. Escuela de ingeniería y ciencias aplicadas. Núcleo de Anzoátegui. Venezuela.
3. American Petroleum Institute. 2000. API Specification 5L, specification for line pipe. 42 Editions.
4. Ángeles, H. 2008. "Propagación de grietas por fatiga en soldaduras SAW de tubo de acero API 5L en probetas SEN curvas no estándar en la dirección corta radial". Tesis de Maestría. SEPI-ESIQIE Zacatenco, IPN, México.
5. ANSYS. 2001. "Análisis de no linealidades básico". ANSYS Release, 5.7. Grupo SSC México.
6. Ashby, M.; Jones, D. 2002. Engineering materials 1: an introduction to their properties and application. Ed. Butterworth Heinemann Oxford, UK.
7. Askeland, D., & Phulé, P. 2006. Science and Engineering of the Materials. (5ta. ed.). Ed. Thompson Brooks. México.
8. ASTM E 384-89. Test Methods for Microhardness of Materials.
9. ASTM E-646-00. Standard Test Method for Tensile Strain-Hardening Exponents (n-Values) of Metallic Sheet Materials.
10. ASTM E112 – 13. ASTM designation number identifies a unique version of an ASTM standard.E112 – 13. Standard Test Methods for Determining Average Grain Size.
11. ASTM A53 / A53M – 12. An ASTM designation number identifies a unique version of an ASTM standard.A53 / A53M – 12. Standard Specification for Pipe, Steel, Black and Hot-Dipped, Zinc-Coated, Welded and Seamless.

12. Balagui, S., Mohammadifar, M. y Zargaraan, A. 2010. "Physicochemical and rheological characterization of gum tragacanth exudates from six species of Iranian Astragalus". *Journal of food biophys*". 5(4) 59-71.
13. Beer, F.; Rusell, E. 1995. *Mecánica de los materiales*. Edit. McGraw-Hill. Segunda edición.
14. Bell, C., & Johnson, D. 2007. *Resistencias de materiales*. (4ta. edición). México: McGraw-Hill.
15. Bello, C.; Villalba, R. 2006. Crude oil effect on corrosive potential at Pirital-Santa Barbara oilfield North District in Venezuela. 61st Annual Conference & exposition, Corrosión NACEExpo 2006. Paper N°06379.
16. Belytschko, T.; Kam, L.; Moran, B. 2001. "Non Linear Finite Elements for Continua and Structures", Editorial: John Wiley.
17. Branco, I.; Gasparetto, C. 2003. "Response surface methodology applied to the study of temperature effect on the rheological behavior of ternaries mixtures with mango pulp and orange and carrot juices". *Science and Alimentary Technologic*. 23 (1) 166–171.
18. Brindis, E. 2002. *Apuntes sobre la interrelación composición-microestructura-propiedades del acero*.
19. Budynas, R.; Nisbett, J. 2008. *Diseño en ingeniería mecánica de Shigley*. (8ta. ed.). Ed. McGraw-Hill. México.
20. Cabrera, C. 2008. *Determinación de las tendencias corrosivas en tuberías de 20 pulgadas del campo Dación Distrito San Tomé PDVSA*. Tesis de Grado. Universidad de Oriente. Departamento de Ingeniería Química. Puerto La Cruz, Venezuela.
21. Cárdenas, J.; Fonseca, E. 2009. "Modelación del comportamiento reológico de asfalto convencional y modificado con polímero reciclado, estudiada desde la relación viscosidad-temperatura". *EIA*. 12(2) 125-137.
22. Castro, N. 2014. *Análisis micro estructural de la zapata de freno del Metro de Caracas*. Tesis de Maestría. Tutor: Fernández Tomás. Instituto Superior Minero Metalúrgico de MOA. "Dr. Antonio Núñez Jiménez". Cuba.

23. Cerpa, A. 1997. Propiedades de flujo de suspensiones minerales lateríticas. Influencia de la mineralogía y de las propiedades coloide-químicas. Tesis de doctorado. Universidad Autónoma de Madrid, España,
24. Cerpa, A.; Garcell, L. 1998. Propiedades superficiales y reológicas de suspensiones minerales lateríticas. La Habana: Informe al evento Metalurgia 98. Cuba.
25. Callister, W. 2004. Materials Science and Engineering. An Introduction. Fifth Edition. Department of Metallurgical Engineering. University of Utah John Wiley & Sons. Inc.
26. Chacín, F. 2000. Diseño y análisis de experimentos I. Ed. FEPUVA-UCV. Caracas, Venezuela.
27. Chenlo, F., Moreira, R. y Silva, C. 2010. "Rheological behaviour of aqueous systems of tragacanth and guar gums with storage time". Journal of food engineering. 9(6), 107-113.
28. Cook, R., Malkus, D.; Plesha, M.; Witt, R. 2002. Concepts and applications of finite element analysis. Editorial John Wiley & Sons Inc. Fourth edition.
29. Costa N. E., Fenómenos de transporte, Editorial Alambra S.A., Madrid, 1984.
30. Cova, C. 2010. Evaluación del proceso de corrosión y la eficiencia de un producto químico inhibidor aplicado en la línea de flujo desde la estación Cotoperí III (CTOPIII) hasta el múltiple de producción planta Rusio Viejo Distrito Furiel estado Monagas. Tesis de Grado. Universidad de Oriente. Departamento de Ingeniería Química. Barcelona, Venezuela.
31. Criterios de Diseño de Esfuerzo en Sistemas de Tuberías .1998. Norma PDVSA HG-252. 1era Revisión.
32. Darby, R. 2001. Laminar and Turbulent Pipe Flows of Non Newtonian Fluids, in Flow Dynamics and Transport Phenomena.
33. Da Silva, F.; Guimaraes, D.; Gasparetto, C. 2005. "Rheology of acerola juice, effects of concentration and temperature". Science and Alimentary Technologic. 25(1) 121-126.

34. Dak, M.; Verma, R.; Jaaffrey, S. 2007. "Effect of temperatures and concentration on rheological properties of Kesar". Journal of Food Engineering. 80(4) 011-1015.
35. Díaz, A., Hechavarría, T. 1999. "Selección del diámetro óptimo de tuberías para fluidos no newtonianos viscosos. Método generalizado. Régimen turbulento". Tecnología química. 19 (3).
36. Díaz, A. 1990. Manual de hidráulica aplicada. Santiago de Cuba, Ediciones ISPJAM.
37. Díaz, J. 2006. Evaluación del sistema de distribución e inyección de diluyente desde el rebombeo de Miga hacia el campo melones Oeste, PDVSA-Distrito San Tomé. Tesis de Grado. Universidad de Oriente. Departamento de Ingeniería Mecánica. Puerto La Cruz, Venezuela.
38. Díaz, L. 2011. Estudio desgaste prematuro en tuberías sistema de emulsión Universidad nacional experimental politécnica "Antonio José de Sucre. Disponible en la web: <http://www.monografias.com/trabajos96/estudio-desgaste-prematuro-tuberias-sistema-emulsion/estudio-desgaste-prematuro-tuberias-sistema-emulsion.shtml#ixzz3Y8novWDm>. Accedido el día: 23/04/2015.
39. Domínguez G. E., 1997. "Correlaciones entre la energía de impacto tenacidad a la fractura en materiales API-5L-X-52". Tesis de Licenciatura. ESIQIE Zacatenco, IPN, México.
40. Doron, P.; Barnea, D. 1995. "Pressure drop and limit deposit velocity for solid-liquid flow in pipes". Journal of Multiphase Flow. 15 (3) 231-243.
41. Doron, P.; Simkhis, M.; Barnea, D. 1997. "Flow of solid-liquid mixtures in inclined pipes". Journal of Multiphase Flow. 23 (2) 313-323.
42. Espinosa, E. 2012. Análisis de falla de un tubo colapsado del generador de vapor en la Comandante Felton. Instituto superior minero metalúrgico de Moa "Dr. Antonio Núñez Jiménez". Cuba.
43. Fernández, M. 2010. Análisis por mef del comportamiento mecánico de grietas internas en la región metal base – zac – metal depositado de soldadura saw en tubo API 5L X52. Tesis de doctorado. Instituto Politécnico Nacional. Escuela

superior de ingeniería química e industrias extractivas. Sección de estudios de posgrado e investigación. Departamento de ingeniería metalúrgica. Cuba.

44. Fernández, T. 2007. Comportamiento de las variaciones mecánicas superficiales mediante la Deformación Plástica por rodadura. Tesis de Máster. Instituto Superior Minero Metalúrgico de MOA. "Dr. Antonio Núñez Jiménez". Cuba.
45. Ferrer, C.; Borrás, V. 2005. Tecnología de materiales. México: Alfa y Omega.
46. Friedel, F.; Katz, C. 2004. Structural Analysis with Finite Elements. Berlin: Springer-Verlag, pp: 484.
47. Frigaard, I.; Vinay, G.; Wachs, A. 2007. "Model of displacement flow of a crude oil from a pipeline". Journal of Non-Newtonian Fluid Mechanics. 213(6).
48. Garcell, L.; Díaz, A.; Surís, G. 1988. Transferencia de cantidad de movimiento, calor y masa. Editorial Pueblo y Educación, Ciudad de la Habana, Cuba.
49. Garcell, L., 1993. Comportamiento reológico de la pulpa laterítica. Trabajo investigativo. ISPJAM, Facultad Ingeniería Química. Cuba.
50. Garcell, L., 1993. Composición mineralógica de las suspensiones de limonita de Moa, en períodos de sedimentación normal y crítica. Informe investigativo. ISPJAM. Facultad de Ingeniería química. Cuba.
51. Garcell, L. 2001. Flujo por tuberías de suspensiones minerales no newtonianas. Apuntes para una monografía.
52. Garcia, E.; Steffe, J. 1987. Comparison of Friction Factor Equations for Non-Newtonian Fluids in Pipe Flow. Journal of Food Process Engineering: 9, 93-120.
53. García, J.; Villa, G.; Hernández, L.; Castillo, M. 2007. La precipitación de carburos intergraníticos y su efecto en las propiedades mecánicas de un acero inoxidable austenítico tipo 310. 8º Congreso Iberoamericano de Ingeniería Mecánica. Del 23 al 25 de Octubre de 2007. Cusco, Colombia.
54. Gardea, H. 2008. Dos propuestas para el proyecto del bombeo de fluidos no newtonianos. Caso de los lodos residuales de plantas de tratamiento de aguas negras". Ingeniería, investigación y tecnología. 9(2).

55. Gillies, G., Shook, A., and Wilson, K. 1991. "An improved two layer model for horizontal slurry pipeline flow". Canadian Journal Chemical Engineer. 8(69) 173-178.
56. González, J. 2008. Propagación de grietas por fatiga en soldaduras SAW de Tubo de Acero API 5L en Probetas SEN Curvas no Estándar en la Dirección Corta Radial. Tesis de maestría. ESIQUIE-IPN, México, D. F).
57. González, J; Ramírez, R; Hallen, J; Guzmán, R. 1997. "Hydrogen Induced Crack Growth Rate in Steel Plates Exposed to Sour Environments", Corrosion, the Journal of Science and Engineering, Vol. 53, No. 12.
58. González, J; Hallen J. 1998. "Mecánica de Fractura en Ductos de Recolección y Transporte de Hidrocarburos" 3er Congreso de Ductos PEMEX, México. Vol. 1, págs. 183-191.
59. González, J. 2003. Metalurgia mecánica. Editorial Limusa. Primera reimpresión.
60. Griffith, A. 1920. The phenomena of rupture and flow in solids. Phil. Trans. Royal Society. London, (A221): 163–198.
61. Haoulo, M.; García, F.; Soto, J. 2005. "Gradiente de presión de flujo de gas y líquido en tuberías horizontales considerando el efecto de las propiedades de mezcla". Revista de la Facultad de Ingeniería Universidad Central de Venezuela. 20 (4).
62. Hernández-Sampieri, R. Fernández-Collado, C. Baptista Lucio, P. 1991. Metodología de la Investigación. Ed. McGraw-Hill. Santafé de Bogotá, Colombia.
63. Hunter, R. 2007. Fundamental of colloid science. Segunda Edición. Oxford University, New York.
64. Ikeda, A., Morita, Y., Terasaki, F., Takeyama, M., 1977. "On the Hydrogen Induced Cracking of Line-Pipe Steel Under Wet Hydrogen Sulfide Environment", Paper Number 47A, Second International Congress on Hydrogen in Metals, June 6-11.
65. Irwin, G. 1957. Analysis of stresses and strains near the end of a crack traversing a plate. Journal of Applied Mechanics 24, 361–364.

66. Ivenski, B. 1957. Transporte de las mezclas de materiales para la construcción por tuberías, Gosstroishdat, Moscú.
67. Kehl, George. 1994. Fundamentos de la práctica metalográfica. Sexta Edición. Madrid: Aguilar.
Khan, S. 1995. "Continuum Theory of Plasticity", Editorial: John Wiley & Sons Inc.
68. Khatib, M. 2006. The development of poiseuille flow of a pseudoplastic fluid. The Arabian Journal for Science and Engineering. 31(1). www.sciencedirect.com/science.
69. Kunii, O. 1991. Fluidization engineering, Second Edition. Butterworth-Heinemann Reed Publishing, Boston, Mass., USA.
70. Lakovlev, S.; Dalkov Y. 1961. Transporte de calizas y sedimentos de aguas residuales. Moscú: Gosstroishdat, 232 p.
71. Laurencio, H. 2007. Método de cálculo para el transporte de emulsión de petróleo crudo cubano por tuberías (Tesis de Máster). Instituto Superior Minero Metalúrgico de MOA. "Dr. Antonio Núñez Jiménez". Cuba.
72. Laurencio, H. y Turro, A. 2009. "Método de cálculo para el transporte de petróleo crudo cubano por tuberías", CINAREM, ISMM. Moa, Cuba.
73. Laurencio, H.; Delgado, Y. 2008. "Comportamiento reológico de emulsiones de petróleo pesado en agua". Ingeniare, Revista Chilena de ingeniería. 16(2) 244-250. <http://redalyc.uaemex.mx>.
74. Laurencio, H.; Delgado, Y. 2008. "Influencia de la temperatura en las propiedades reológicas de la emulsión de petróleo pesado". Minería y Geología. 24(2). www.ismm.edu.cu/revistamg.
75. Levenspiel, O. 1986. Engineering flow and heat exchange. Plenum Press. New York, London.
76. Liang, C. 1990. Experimental Study of the Effect of Magnetic Treatment on Crude Oil in a Pipeline, Oil & Gas Storage Transp., V 9, No. 1.
77. Liang, C. 1999. "Experimental study of the effect of magnetic treatment on crude oil in a pipeline". Oil & Gas Storage Transport. 9(1).

78. Lino, M. 1978. "The Extension of Hydrogen Blister-Crack Array in Linepipe teels" Metallurgical Transactions, Volume 9A, No. 11.
79. Liu, S. y Masliyah, J. 1998. On Non-Newtonian Fluid Flow in Ducts and Porous Media, Chemical Engineering Science: 53 (6), 1175-1201.
80. Maciel H. 2002. "Análisis elastoplástico de grietas longitudinales no pasantes en tuberías". Tesis de Maestría. SEPI – ESIME Zacatenco, IPN, México.
81. Manssur, R.; Rajie, T. 1988. "Generalized explicit equation for de friction factor for de Newtonian and non Newtonian fluids in tooth circular and non circular ducts". Chemical.-Engineer.-Technique. 60(4).
82. Márquez, R. Materiales de Ingeniería Química. Disponible en la web. http://www.webdelprofesor.ula.ve/ingenieria/.../7_Aleaciones-Ferrosas.pdf. (Accedido el día: 05/05/2015).
83. Martínez, T. 2000. "Análisis elastoplástico de estructuras agrietadas". Tesis de Maestría. SEPI – ESIME Zacatenco, IPN, México.
84. Martinez, L.; Linares J. 2001. Resistance Coefficients of Fittings for Power-Law Fluids in Laminar Flow. Journal of Food Process Engineering: 24, 135-144.
85. Metalografía y Tratamientos Térmicos. Basado en texto del Ing. Va Larre. Disponible en la web: http://www.frro.utn.edu.ar/.../5.../5-_Estructuras_del_acero_v2.pdf. (Accedido el día: 05/05/2015).
86. Metalografías-monografias.com. Disponible en: www.monografias.com/trabajos67/metalografia/metalografia.shtml. Accedido el día: 20/04/2015.
87. Microestructura-definición. Disponible en <http://www.wordreference.com/definicion/microestructura>. Accedido el día: 20/04/2015.
88. Microestructura-imágenes. <http://www.esi2.us.es/IMM2/Pract-html/ferrita.html>. Accedido el día: 05/05/2015.
89. Minikin, N. s/f. The application of expansión joints to pipework systems. 4ta. Edición. Editorial Sons Limited.

90. Morales, M. 1996. "Determinación del factor de intensidad de esfuerzos en tuberías que presentan agrietamiento escalonado". Tesis de Maestría. SEPI-ESIQIE Zacatenco, IPN, México.
91. Morales, R. 2004. "Análisis de estabilidad mecánica de laminaciones escalonadas en recipientes cilíndricos con presión interna aplicando el método del elemento finito", Tesis Doctoral. SEPI-ESIQIE Zacatenco, IPN, México.
92. Morales. 1999. Aplicó MEF para determinar factores de intensidad de esfuerzos en grietas escalonadas, presentes en líneas de conducción para transporte de gas amargo, considerando tuberías de acero grado API X-52 con agrietamiento inducido por hidrógeno.
93. NACE corrosion engineer's reference book (2002). (3era edición). Houston: nace international.
94. Nakayama, T.; Niwa, E.; Hamada, I. 1980. Pipe Transportation of Minced Fish Paste. Journal of Food Science: 45 (4), 844-847.
95. Núñez, C. 2002. "Estudio de la distribución de esfuerzos en áreas con agrietamiento interno de tubos a presión". Tesis de Maestría. SEPI-ESIQIE Zacatenco, IPN, México.
96. Ordóñez, Y. 2004. Evaluación del estudio de fallas por corrosión que se generan en la tubería de producción de los pozos JOA del área de JOBO- 02, PETROUDO S.A. Estado Monagas. Tesis de grado. Universidad de Oriente, Maturín. Escuela de Ingeniería de Petróleo. Venezuela.
97. Pakrovskaya, V. 1985. El transporte hidráulico en la industria minera. Moscú: Nedra. 192 p.
98. Palacios, C. 1995. Corrosión. Edición de Gerencia de ingeniería de Petróleo CORPOVEN. Puerto La Cruz Venezuela.
99. Palacios, C. 1999. Corrosión. Edición de Gerencia de ingeniería de Petróleo CORPOVEN. Puerto La Cruz, Venezuela.
100. Paul, J. 1978. Effect of Chemical Struture on the Conduction and Breadkdown of Paraffin Oil, Indian J. Technol., V 8.
101. PDVSA HG-252. 1998. Criterios de Diseño de Esfuerzo en Sistemas de Tuberías. Norma, 1era Revisión.

102. PDVSA EM-01-00/01. 1998. Resina Epóxica en Polvo para Tubería Metálica. Norma, 3era Revision.
103. PDVSA EM-18-00/03. 2003. Supplementary Specification to API Specification 5L. Norma, 4ta Revisión.
104. Pedroso, I.; Turiño, I.; Jáuregui, S.; González, G. 2000. "Gradiente de velocidad para la transportación de mieles y meladuras en conductos circulares". Centroazúcar, 2(3).
105. Peláez, C; Stachenco, E. 1999. Estudio del Efecto del Campo Magnético en Crudos Parafínicos por Cromatografía de Gases de Alta Resolución, Ecopetrol – ICP.
106. Pérez, R. 1979. Investigación de los parámetros del transporte hidráulico de las menas y concentrados en flujos de alta concentración. Tesis de Doctorado. Krivoi Rog.
107. Perry, J. 1988. Chemical engineers handbook. 6 editions. New York: McGraw Hill Book.
108. Phione limited. Tubería para líneas de conducción bajo ANSI/API Especificación 5L. Disponible en: <http://www.spanish.phione.co.uk/products/pipes/api-5l/propiedades-quimicas-api-5l>. (Accedido el día: 22/04/2015).
109. Phione limited. Tubería de acero soldada y sin costura, negra y de inmersión en caliente, con recubrimiento de zinc de acuerdo al estándar ASTM A 53/A 53M. Disponible en la web. <http://www.spanish.phione.co.uk/products/pipes/a-53>. (Accedido el día: 22/04/2015).
110. Ramírez, P. 2002. "Agrietamiento inducido por hidrógeno en acero grado tubería expuesto a un medio amargo". Tesis Doctoral. SEPI-ESIQIE Zacatenco, IPN, México.
111. Ramírez, J. 2003. "Susceptibilidad al agrietamiento inducido por hidrógeno absorbido, de la soldadura y zona afectada por el calor, en aceros para transporte de hidrocarburos". Tesis de Maestría. SEPI-ESIQIE Zacatenco, IPN, México.

112. Reid, R.; Sherwood, T. 1966. The properties of gases and liquids. 2da. Edición, editorial McGraw-Hillbook Company, New York.
113. Resendiz, R. 2002. "Análisis elastoplástico por el método del elemento finito de ductos agrietados". Tesis de Maestría. SEPI-ESIQIE Zacatenco, IPN, México.
114. Resina Epóxica en Polvo para Tubería Metálica .1998. Norma PDVSA EM-01-00/01. 3era Revisión.
115. Ríos, G. 2006. Efecto de la microestructura de un acero API 5L- X42 sobre la resistencia a la corrosión por CO₂. Tesis de grado. Universidad Simón Bolívar. Caracas, Venezuela.
116. Rodríguez, I. 2011. Método para el cálculo de la fractura tridimensional de tramos horadados en transportadores sinfín de minerales lateríticos de la Empresa "Comandante Ernesto Che Guevara". Tesis de doctorado. Instituto Superior Minero Metalúrgico de MOA. "Dr. Antonio Núñez Jiménez". Cuba.
117. Rodríguez, I.; Fernández, T.; Guardado, R.; Ngendanzi, V. 2007. Modelación por elementos finitos de la ruptura del tubo en el transportador de mineral laterítico reducido. Revista Geología y Minería, XXIII (4): 1-13.
118. Rojas-Fernández, M. 2012. Resistencia al desgaste abrasivo del hierro fundido aleado Ni-Resist con la adición de aluminio. Tesis de maestría en metalurgia. Tutor: Alberto Velázquez Del Rosario. Moa. Cuba.
119. Santos, P. 2009. Evaluación del sistema de distribución de diluyente de la Unidad de Producción de Extra-Pesado, Distrito San Tomé, Exploración y Producción Faja del Orinoco. Puerto La Cruz. Tesis de Grado. Departamento de Ingeniería Mecánica. Universidad de Oriente. Venezuela.
120. Saucedo, E. 2006. "Análisis de propagación de grietas en tuberías a presión utilizando la mecánica de fractura y el método del elemento finito". Tesis de Maestría. SEPI- ESIA Zacatenco, IPN, México.
121. Shigley, J. 2008. Diseño en ingeniería mecánica. 8va edición. McGraw-Hill.
122. Shigley, J., & Mischke, C. 1990. Diseño en ingeniería mecánica. 4ta. Edición. México: McGraw-Hill.

123. Skelland, A. 1970. Non-Newtonian Flow and Heat Transfer. La Habana, Cuba: Instituto Cubano del Libro.
124. Smallman, R; Bishop, R .1999. Modern physical metallurgy & materials engineering. Editorial Butterworth Heinemann. Reino Unido.
125. Smith, W.; & Hashemi, J. 2007. Basis of the Science and Engineering of Materials. 4ta. Edición. México: McGraw-Hill.
126. Specification API 5L. 2004. NORMA API. 43st Edición.
127. Supplementary Specification to API Specification 5L. 2003. Norma PDVSA EM-18-00/03. 4ta Revisión.
128. Tejeda, H. 1985. Efecto del deslizamiento efectivo en viscosímetros rotacionales. Trabajo de diploma, ISJAM.
129. Tuberías para el transporte de crudo API 5L y ASTM-A53. Disponible en la web: <http://www.pytco.com.mx>. Accedido el día: 10/10/2007.
130. Turro, B. 2002. Estudio del Hidrotransporte de las Colas en el Proceso Carbonato Amoniacal. Tesis en Opción al Grado Científico de Doctor en Ciencias Técnicas. ISMM, Moa. Cuba.
131. Uhling, H. 2000. Corrosión Handbook. 2da Edición. U.S.A.
132. Unicon. Propiedades mecánicas y requerimientos de tracción. Disponible en: www.unicon.com.ve/petroleo_tubos_de_linea.html. (Accedido el día: 12/05/2015).
133. Vázquez, M. 2000. “Análisis numérico tridimensional de grietas circunferenciales en ductos”. Tesis de Maestría. SEPI–ESIME Zacatenco, IPN, México.
134. Viñales, M. 2013. Análisis de falla en tubos colapsados del calentador de alta presión #1 de la Termoeléctrica “Lidio Ramón Pérez. Tesis de grado. Instituto Superior Minero Metalúrgico de MOA. “Dr. Antonio Núñez Jiménez”. Cuba.
135. Wojs, K. 1993. “Laminar and turbulent flow of dilute polymer solutions in smooth and rough pipes”. Journal of non Newtonian fluid mechanise. 48(2) 337-355.

136. Wolf, T. 2001. "Ultrasonic inspection is used most to detect and size cracks", Technology Report, PII Pipetronix GmbH, Stutensee, Alemania, Vol. 84, No. 9, Feature Article.
137. Zacarías, M., Davies, T. 1993. "Formation and Analysis of Stack Cracks in a Pipeline Steel", Journal of Material Science, Vol. 28, pp 3322-3328.
138. Zapata, L. 2000. "Aplicación del método del elemento finito para la modelación de propagación de fractura". Tesis de Maestría. SEPI-ESIA Zacatenco, IPN, México.A

Anexos

Anexo 1

Tabla 1. Composición química acero A-53

Composición, Propiedades mecánicas acero A53 %	Tipo S Sin costura		Tipo E Soldada con resistencia Eléctrica (ERW)		Tipo F Soldada a tope en alto horno
	Grado A	Grado B	Grado A	Grado B	Grado A
Carbono, max	0.25	0.30	0.25	0.30	0.30
Manganeso	0.95	1.20	0.95	1.20	1.20
Fósforo, max	0.05	0.05	0.05	0.05	0.05
Azufre, max	0.05	0.05	0.05	0.05	0.05
Cobre, max	0.40	0.40	0.50	0.50	0.40
Níquel, max	0.40	0.40	0.40	0.40	0.40
Cromo, max	0.40	0.40	0.40	0.40	0.40
Molibdeno, max	0.15	0.15	0.15	0.15	0.15
Vanadio, max	0.08	0.08	0.08	0.08	0.08

Fuente: Phione limited, (2015).

ANEXO 2

Tabla 2. Composición Química y Propiedades Mecánicas API 5L

Pipe Grade		Yield strength		Tensile strength		Elongation %	% of Mass fraction, based upon heat and product analyses				
		MPa(ksi)		MPa(ksi)			C max.	Mn max.	P	S	Si
		minimum	maximum	minimum	maximum				max.	max.	max.
API 5L PSL1	L175 or A25	175 (25 400)		310 (45 000)		See API SPEC 5L	0,21	0,60	0,030	0,030	
	L175P or A25P	175 (25 400)		310 (45 000)			0,21	0,60	0,045-0,080	0,030	
	L210 or A	210 (30 500)		335 (48 600)			0,22	0,90	0,030	0,030	
	L245 or B	245 (35 500)		415 (60 200)			0,26	1,20	0,030	0,030	
	L290 or X42	290 (42 100)		415 (60 200)			0,26	1,30	0,030	0,030	
	L320 or X46	320 (46 400)		435 (63 100)			0,26	1,40	0,030	0,030	
	L360 or X52	360 (52 200)		460 (66 700)			0,26	1,40	0,030	0,030	
	L390 or X56	390 (56 600)		490 (71 100)			0,26	1,40	0,030	0,030	
	L415 or X60	415 (60 200)		520 (75 400)			0,26 ^e	1,40	0,030	0,030	
	L450 or X65	450 (65 300)		535 (77 600)			0,26	1,45	0,030	0,030	
	L485 or X70	485 (70 300)		570 (82 700)			0,26 ^e	1,65	0,030	0,030	
	API 5L PSL2	L245M or BM		245 (35 500)			450 (65 300)	415 (60 200)	760 (110 200)	See API SPEC 5L	
L290M or X42M		290 (42 100)	495 (71 800)	415 (60 200)	760 (110 200)	0,22	1,30	0,025	0,015		0,45
L320M or X46M		320 (46 400)	525 (76 100)	435 (63 100)	760 (110 200)	0,22	1,30	0,025	0,015		0,45
L360M or X52M		360 (52 200)	530 (76 900)	460 (66 700)	760 (110 200)	0,22	1,40	0,025	0,015		0,45
L390M or X56M		390 (56 600)	545 (79 000)	490 (71 100)	760 (110 200)	0,22	1,40	0,025	0,015		0,45
L415M or X60M		415 (60 200)	565 (81 900)	520 (75 400)	760 (110 200)	0,12 ^f	1,60	0,025	0,015		0,45
L450M or X65M		450 (65 300)	600 (87 000)	535 (77 600)	760 (110 200)	0,12 ^f	1,60	0,025	0,015		0,45
L485M or X70M		485 (70 300)	635 (92 100)	570 (82 700)	760 (110 200)	0,12 ^f	1,70	0,025	0,015		0,45
L555M or X80M		555 (80 500)	705 (102 300)	625 (90 600)	825 (119 700)	0,12 ^f	1,85	0,025	0,015		0,45
L625M or X90M		625 (90 600)	775 (112 400)	695 (100 800)	915 (132 700)	0,10	2,10	0,020	0,010		0,55
L690M or X100M		690 (100 100)	840 (121 800)	760 (110 200)	990 (143 600)	0,10	2,10	0,020	0,010		0,55
L830M or X120M		830 (120 400)	1 050 (152 300)	915 (132 700)	1 145 (166 100)	0,10	2,10	0,020	0,010		0,55

Fuente: Phione limited, (2015).

ANEXO 3



Figura 1. Tuberías de transporte de petróleo.

ANEXO 4

Tabla 3. Condiciones de Diseño y Operacionales de las tuberías sublacustres en el distrito Tía Juana de PDVSA

Tipo de Fluido Propiedades	Crudo	Agua	Gas
Material	API 5L grado B o ASTM A-53 o A-106 grado B		
Diámetros Externos y Espesor (Sch)	8", 10", 12", 16", 18", 24": sch 40	6", 8", 10", 12": sch 80 y sch 120	6" 8", 12", 16", 20", 24" 30" 40": sch 80
Resistencia a la Tensión	60 Ksi (415 Mpa)		
Resistencia a la Fluencia	35 Ksi (240 Mpa)		
Rugosidad específica	0,046 mm		
Dureza (UTS)	60000-111000		
Máx. Profundidad de Tendido	31,85 m		
Resistencia a la Salinidad	Moderada		
Presión de Diseño	55-100 Psi	100-1600 Psi	500-2500 Psi
Presión de Operación	90 Psi	1500 Psi	1300 Psi

Fuente: Adames y Matos, (2008)

ANEXO 5

Tabla 4. Matriz de diseño experimental

Muestras	Réplicas	Peso inicial (g)	Peso final (g)	Pérdidas (g)
ASTM A-53	R ₁	27,3412	27,2486	0,0926
	R ₂	21,4415	21,3626	0,0789
API 5L	R ₁	28,2196	28,0668	0,1528
	R ₂	27,3628	27,317	0,0458

ANEXO 6

Cálculos de resistencia mecánica (epígrafe 3.6)

Calculo de la resistencia de la tubería de 2" (50,8 mm)

$$p_c := (620000 \text{ Pa}) \quad \text{Presión manométrica del fluido}$$

$$r_{ic} := 25.4 \text{ mm} \quad \text{Radio interior del cilindro}$$

$$e_c := 3.42 \text{ mm} \quad \text{Espesor de la pared del cilindro}$$

Esfuerzo de costilla Esfuerzo longitudinal

$$\sigma_1 := \frac{p_c \cdot r_{ic}}{e_c} \qquad \sigma_2 := \frac{p_c \cdot r_{ic}}{2e_c}$$

$$\sigma_1 = 4.605 \times 10^6 \text{ Pa} \qquad \sigma_2 = 2.302 \times 10^6 \text{ Pa}$$

Calculo de la resistencia de la tubería de 4" (101,6 mm)

$$p_c := (620000 \text{ Pa}) \quad \text{Presión manométrica del fluido}$$

$$r_{ic} := 50.8 \text{ mm} \quad \text{Radio interior del cilindro}$$

$$e_c := 4.5 \text{ mm} \quad \text{Espesor de la pared del cilindro}$$

Esfuerzo de costilla Esfuerzo longitudinal

$$\sigma_1 := \frac{p_c \cdot r_{ic}}{e_c} \qquad \sigma_2 := \frac{p_c \cdot r_{ic}}{2e_c}$$

$$\sigma_1 = 6.999 \times 10^6 \text{ Pa} \qquad \sigma_2 = 3.5 \times 10^6 \text{ Pa}$$

ANEXO 7

Tabla 6. Análisis estadístico

Columna1		Columna2	
Media	0,341275	Media	0,092525
Error típico	0,045928556	Error típico	0,022364308
Mediana	0,352	Mediana	0,08575
Moda	#N/A	Moda	#N/A
Desviación estándar	0,091857113	Desviación estándar	0,044728617
Varianza de la muestra	0,008437729	Varianza de la muestra	0,002000649
Curtosis	1,496313032	Curtosis	1,490413034
Coefficiente de asimetría	-0,674899092	Coefficiente de asimetría	0,852593087
Rango	0,2219	Rango	0,107
Mínimo	0,2196	Mínimo	0,0458
Máximo	0,4415	Máximo	0,1528
Suma	1,3651	Suma	0,3701
Cuenta	4	Cuenta	4
Mayor (1)	0,4415	Mayor (1)	0,1528
Menor(1)	0,2196	Menor(1)	0,0458
Nivel de confianza(95,0%)	0,146165165	Nivel de confianza(95,0%)	0,071173211

Tabla 7. Prueba de Fisher

	Variable 1	Variable 2
Media	0,341275	0,092525
Varianza	0,008437729	0,002000649
Observaciones	4	4
Grados de libertad	3	3
F	4,217495655	
P(F<=f) una cola	0,13395367	
Valor crítico para F (una cola)	9,276628154	

ANEXO 8



Muestra de tubería de 2" (50,8 mm)



Muestra de tubería de 4" (101,6 mm)