ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIEROS INDUSTRIALES Y DE TELECOMUNICACIÓN

UNIVERSIDAD DE CANTABRIA

Proyecto / Trabajo Fin de Carrera

Análisis del Riesgo de Rotura en Servicio de Tuberías de Gas Natural

(Risk assessment of Failure in Service on Natural Gas Pipelines)

Para acceder al Titulo de

INGENIERO INDUSTRIAL

Autor: Vidal Miguel Barquín Aja

Marzo -2014

ÍNDICE

CAPÍTULO 1. JUSTIFICACIÓN Y OBJETIVOS **1**
1.1 Justificación 2
1.2 Objetivos 2
CAPÍTULO 2. ESTADO DEL ARTE **5**
2.1Introducción 6
2.2 Sector Petroquímico 6
2.2.1Gas Natural 6
2.2.1.1 Tipos de Gas Natural 8
2.2.1.2 Importancia del gas natural 10
2.2.1.3 Yacimientos y reservas mundiales de gas natural 13
2.2.1.4 El Gas Natural en el Mundo 15
2.2.1.5 El Gas Natural en España 17
2.2.1.6 Instalaciones del Sistema Gasista 18
2.2.1.7 Sistema Gasista en España 20
2.2.2 Petróleo 21
2.2.2.1Clasificación de hidrocarburos 22
2.2.2.2 Yacimientos de Petróleo 24
2.2.2.3 El Petróleo en el Mundo 25
2.2.2.3 El Petróleo en España 28
2.2.2.5 Impacto Ambiental 29
2.3 Tuberías Empleadas en el Sector Petroquímico. Oleoductos y Gaseoductos **30**
2.3.1.Introducción 30
2.3.2. Composición Química 30
2.3.3. Fabricación 33
2.3.4. Microestructura 34
2.3.5. Propiedades Mecánicas de los Aceros API 34
2.3.6. Métodos de Unión 35
2.4 Defectología en Tuberías **36**
2.4.1Introducción 36
2.4.2 Corrosión 37

2.4.2.1Definición 37
2.4.2.2 Formas de Corrosión 38
2.4.2.3 Corrosión en Tuberías Enterradas 43
2.4.2.4 Métodos de Protección 45
2.4.3 Agrietamiento por Hidrógeno 48
2.4.4 Abolladuras 50
2.4.5 Defectos de Manufactura 51
2.4.6. Normativas 52
2.5 Métodos de Inspección 57
2.5.1Introducción 57
2.5.2 Inspección Mediante Ensayos No Destructivos 57
2.5.2.1 Inspección Visual 57
2.5.2.2 Líquidos Penetrantes 58
2.5.2.3 Partículas Magneticas 60
2.5.2.4 Métodos Radiográficos 61
2.5.2.5 Ultrasonidos 62
2.5.2.6 Emisión Acústica 64
2.5.3. Inspección Indirecta 64
2.5.3.1Inspección y levantamiento de Línea 64
2.5.3.2 Inspección en Línea o PIG 65
2.6 Accidentes. 67
2.6.1Introduccíon 67
2.6.2 Cronología 68
2.6.3Estudio Particular. Paquistán 69
CAPITULO 3. Metodología 73
3.1Introducción 74
3.2 Tubería 74
3.3 Defectología 76
3.3.1Introducción 76
3.3.2Corrosión 78
3.3.3 Fisura 80
3.3.4 Abolladura 81

3.4 Protocolo Empleado En la Modelación de elementos Finitos de la Tubería **82**
3.4.1 Introducción 82
3.4.2 Tubería. Definición de sus Dimensiones 84
3.4.3 Defectologia 86
3.4.4 Material 90
3.4.5 Condiciones de contorno 91
3.4.6 Mallado 92
3.4.7Protocolo de Obtención de Resultados 93
3.5 Análisis de Resultados **94**
3.5.1 Introducción 94
3.5.2 COMSOL 96
3.5.3 Normativas 96
CAPÍTULO .4 ANÁLISIS DE RESULTADOS 99
4.1 Análisis de Normativas 100
4.2 Análisis de Simulaciones por Elementos Finitos 103
CAPÍTULO 5. CONCLUSIONES **115**
CAPÍTULO 6. ANEXOS **117**
CAPÍTULO 7. REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS **127**

CAPÍTULO 1. JUSTIFICACIÓN Y OBJETIVOS

CAPÍTULO 1. OBJETIVOS Y JUSTIFICACIÓN

1.1. Justificación

El gas natural es una fuente energética de gran importancia para España, en 2012 supuso el 24% de toda la energía consumida. El mercado español se caracteriza por la alta utilización del gas en generación eléctrica, con una alta volatilidad en el consumo en función de factores como la climatología (pluviosidad e incidencia del viento) y la competitividad del gas con respecto a otros combustibles.

El sector del gas natural tiene una importancia crítica en la economía. Actualmente, existe una gran preocupación con el conflicto de la península de Crimea. Los gaseoductos que transportan el gas que proviene de Rusia atraviesan Ucrania, y existe un peligro de corte del suministro del 33% del gas natural que se consume en Europa. [1]

La estructura molecular más simple del gas natural facilita que queme limpiamente, por ello su combustión no produce partículas sólidas ni azufre. El gas natural se consume tal y como se encuentra en la naturaleza. Desde que se extrae de los yacimientos hasta que llega a los hogares y puntos de consumo, el gas natural no pasa por ningún proceso de transformación.

Las infraestructuras actuales para el transporte de gas natural en nuestro país se componen más de 10.000 km de gaseoductos, a los que hay que sumar más de 60.000 km de gaseoductos de distribución.

Transportar gas natural en tuberías a presión tiene el riesgo de que se puedan producir fallos que conlleven al escape del gas. El riesgo más importante es la aparición de un incendio o una explosión tras la rotura del gaseoducto. A lo largo de la historia han sucedido numerosos accidentes, que van desde pequeñas fugas de gas a grandes desastres con consecuencias catastróficas para la población. Las principales causas de rotura son fuerzas externas aunque también se pueden dar por corrosión, defectos de los materiales o fallos de diseño.

1.2. Objetivos

El objetivo del presente Proyecto Fin de Carrera es la realización de un análisis de los riesgos que poseen las tuberías empleadas en un gaseoducto, principalmente los fallos causados por defectos de corrosión, golpes, impactos, abolladuras y cortes. La rotura de estos elementos ha de evitarse siempre, ya que tiene un gran impacto, desde el punto de vista social, medioambiental, económico y de salubridad. En la Figura 1.1 se puede ver el esquema de las variables que se estudiaran en el Proyecto de Fin de Carrera.

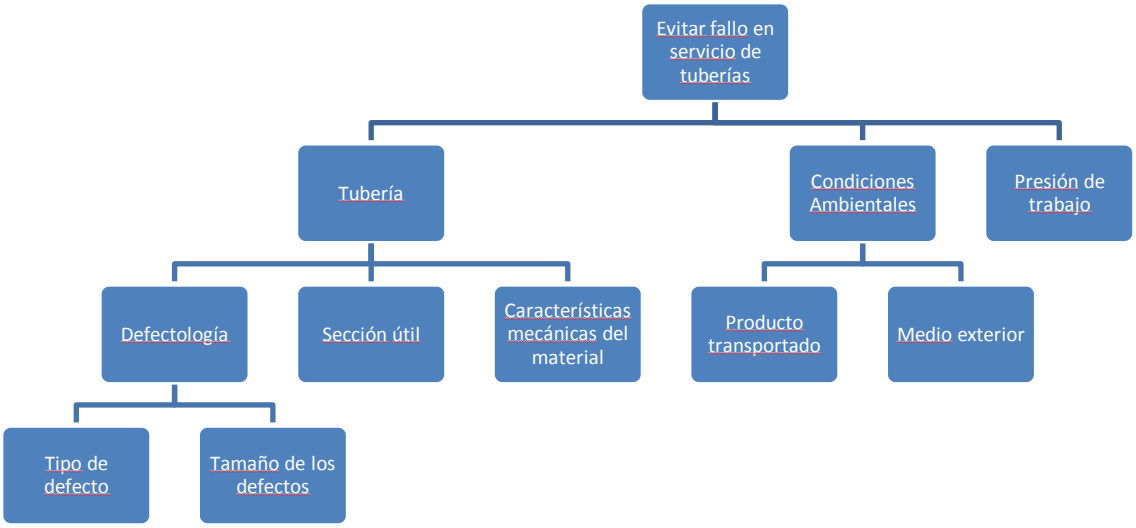


Figura 1.1. Esquema de los temas abordados en el Proyecto Fin de Carrera

Para determinar las condiciones en las que se pueden producir fallos en las tuberías, que provoquen la rotura, se simularán tramos rectos de la misma mediante el programa de elementos finitos COMSOL Multiphysics versión 4.2.

Por otra parte, se comparan dos de las normativas actuales más utilizadas en el sector petroquímico, la ASME B31G y la PCORRC, para conocer cuáles son las presiones seguras de trabajo y los defectos críticos.

La presión segura de trabajo, conocida como *SWP* por sus iniciales en inglés, es la presión máxima a la que puede llegar una tubería, en servicio, sin fallar.

Se han seleccionado para el estudio tuberías fabricadas con acero microaleado API 5L del grado X-70. Las dimensiones son 609,6 mm de diámetro exterior y 12,7 mm ó 19,05 mm de espesor. Este tipo de tuberías es uno de los más usados en el sistema gasístico de distribución europeo.

En este Proyecto de Fin de Carrera, para simplificar el estudio, se tendrán en cuenta sólo tres tipos de defectos. Uno que simulará una abolladura o golpe, otro simulará un defecto producido por corrosión y un último tipo que simulará una fisura. Se harán simulaciones con un defecto aislado en la tubería y otras con tres defectos del mismo tipo colocados en línea, ya que en una tubería real es realmente difícil encontrar un defecto aislado. En la figura 1.2 se muestran las modelizaciones de los defectos estudiados por elementos finitos.

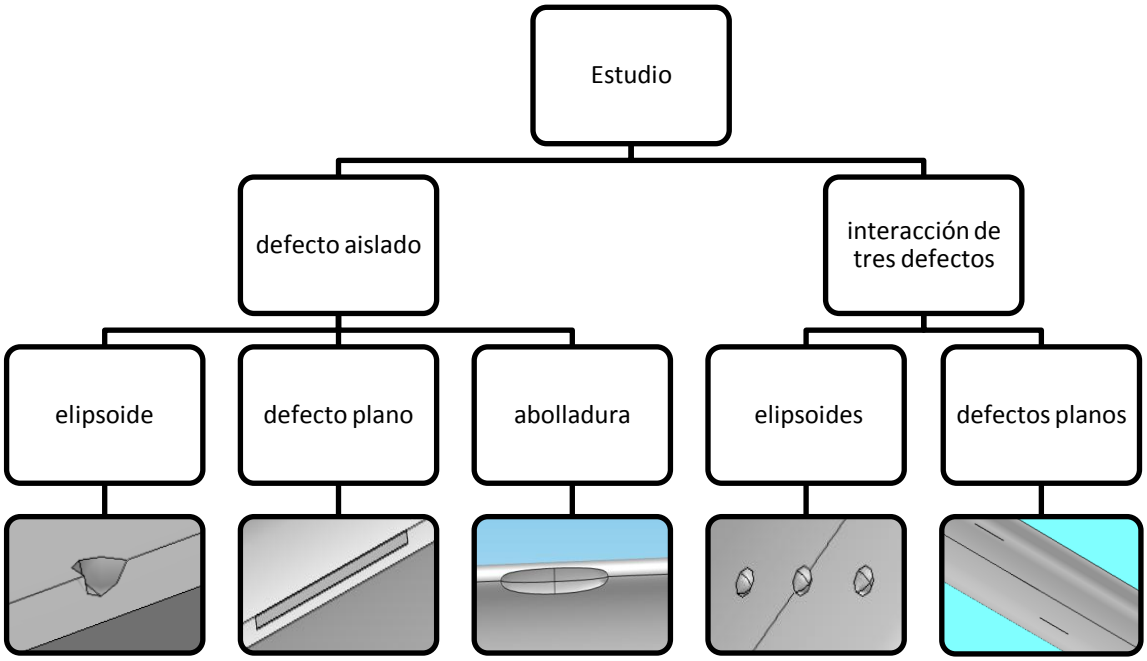


Figura 1.2 Esquema de los defectos del estudio

El objetivo que se persigue con las modelizaciones mediante el programa COMSOL Multiphysicis 4.2 es conocer las distintas distribuciones de von Mises que producen los distintos defectos. En el estudio, se comparan las diferentes morfologías con las tensiones que se obtienen.

CAPÍTULO 2. ESTADO DEL ARTE

CAPÍTULO 2. ESTADO DEL ARTE

2.1. Introducción

En este capítulo se describirán los principales conceptos que se tendrán en cuenta más tarde en el desarrollo del Proyecto Fin de carrera. Puesto que el objetivo fundamental es un análisis de riesgos de una tubería del sector petroquímico, se hablará de los productos transportados, del tipo de tuberías y de los riesgos que pueden aparecer.

2.2. Sector Petroquímico

La industria petroquímica utiliza el gas natural o el petróleo como materias primas para obtención de productos químicos, por lo que es un sector de fuerte impacto económico a nivel mundial. A continuación se expondrán las principales características del gas natural y del petróleo.

2.2.1. Gas Natural

El gas natural es una mezcla de hidrocarburos en fase gaseosa o en solución con el petróleo crudo que hay en los yacimientos naturales.

Su composición incluye variedad de hidrocarburos gaseosos, con predominio del metano, con un porcentaje alrededor del 90% en volumen, y en, proporciones menores, etano, propano, butano, pentano y una pequeña presencia de gases inertes como dióxido de carbono y nitrógeno. A continuación, se presenta la tabla 2.1 con la composición volumétrica del gas natural.[2]

Tabla 2.1 Componentes del Gas Natural

Componente	Nomenclatura	Composición (%)	Estado Natural
Metano	CH_4	90-95	Gas
Etano	C_2H_4	2-6	Gas
Propano	C_3H_8	0-2	Gas licuable (GLP)
Dióxido de carbono	CO_2	0-2	Gas
Nitrógeno	N_2	0-1	Gas
Butano Pentano Hexano	C_4H_{10} C_5H_{12} C_6H_{14}	0-1	Gas licuable (GLP) Líquido Líquido

El gas natural se formó hace millones de años, cuando una serie de organismos descompuestos como animales y plantas, quedaron sepultados

bajo lodo y arena en lo más profundo de antiguos lagos y océanos.

En la medida que se acumulaba lodo, arena y sedimento, se fueron formando capas de roca a gran profundidad. La presión causada por el peso sobre éstas capas, más el calor de la tierra, transformaron lentamente el material orgánico en petróleo crudo y en gas natural.

El gas natural se acumula en bolsas entre la porosidad de las rocas subterráneas. Pero, en ocasiones, el gas natural se queda atrapado debajo de la tierra por rocas sólidas que evitan que el gas fluya, formándose lo que se conoce como un yacimiento. En la Figura 2.1 se muestra el proceso de formación del petróleo. [3]

Figura 2.1 Proceso de formación de los yacimientos gas y petróleo.

En el gas natural se pueden encontrar diversas impurezas como ácido sulfhídrico, nitrógeno, vapor de agua, etc. La cantidad de contaminantes es específica, dependiendo de su formación geológica, es decir, existe una dependencia de la proporción de cada componente con la región en que se formó. En la tabla 2.2, se enumeran los contaminantes más importantes encontrados en los yacimientos de gas natural. [4]

Tabla 2.2 Contaminantes en los yacimientos de gas natural.

Contaminante	Fórmula Química
Ácido Sulfhídrico	H_2S
Dióxido de Carbono	CO_2
Vapor de agua	H_2O
Dióxido de azufre	SO_2
Óxidos de nitrógeno	NO_x
Comp. orgánicos Volátiles	VOCS
Comp. volátiles de cloro	Cl_2
Comp. volátiles de flúor	F_2
Nitrógeno	N_2
Monóxido de carbono	CO

Sulfuro de Carbonilo	COS
Bisulfuro de Carbono	CS_2
Comp. orgánicos de azufre	S
Ácido cianhídrico	HCN

2.2.1.1. Tipos de gas natural

El gas natural puede ser clasificado según su origen o según su composición [5].

Según el origen puede ser asociado o no asociado:

- **Gas asociado**: Es el que se extrae junto con el petróleo, y contiene grandes cantidades de hidrocarburos, como etano, propano, butano y naftas.

- **Gas no asociado**: Es el que se encuentra en depósitos que no contienen petróleo.

Según su composición puede ser seco o húmedo, y amargo o dulce.

- **Gas natural seco:** Este tipo de gas no presenta un contenido de hidrocarburos líquidos que puedan recuperarse y comercializarse. Sus componentes principales son metano y etano, con una proporción pequeña de propano y butano. Este tipo de gas se puede considerar como el gas natural comercial.

- **Gas natural húmedo:** Es la mezcla de hidrocarburos obtenida del proceso del gas natural mediante el cual se eliminan las impurezas o compuestos que no son hidrocarburos, obteniendo un contenido de componentes más pesados que el metano. Este tipo de gas, a su vez, se clasifica en gas húmedo dulce y gas húmedo amargo. Para este caso, la proporción de butano y propano es considerable en la fase gaseosa, siendo la fase líquida una variante de la gasolina.

- **Gas natural amargo:** Corresponde a la mezcla de gas natural con compuestos gaseosos e impurezas (derivados del azufre como ácido sulfhídrico, sulfuros, disulfuros y mercaptanos), que se encuentran en el yacimiento.

- **Gas dulce**: Libre de derivados del azufre; se obtiene generalmente al endulzar el gas amargo, utilizando solventes químicos o físicos, o adsorbentes.

En la tabla 2.3, se observa la clasificación del gas natural en función de su origen y de su composición.

Tabla 2.3. Clasificación del gas natural.

	Gas no asociado		Gas asociado	
Denominación	Gas dulce seco	Gas amargo seco	Gas dulce húmedo	Gas amargo húmedo
Etano	<10%	<10%	>10%	>10%
Ácido sulfhídrico	<1%	>1%	<1%	>1%
Dióxido de carbono	<2%	>2%	<2%	>2%

En el planeta existe una gran cantidad de yacimientos que contienen gas de tipo amargo, donde la concentración de contaminantes es grande. Por ello el gas natural debe someterse al proceso de endulzamiento. De los contaminantes, son especialmente perjudiciales el ácido sulfhídrico y el dióxido de carbono ya que son altamente corrosivos en presencia de agua y disminuyen el poder calorífico. Para llevar a cabo este se proceso se emplean técnicas de absorción química, con soluciones acuosas de alcanolaminas, la absorción física y la destilación criogénica. [4]

Por este motivo, numerosos países han establecido estándares para la concentración de contaminantes presentes en el gas natural con el propósito de que éste pueda ser comercializado y distribuido. En España, los parámetros que definen la calidad del gas según la comisión nacional de energía son: [6]

- Composición molar (%): En la tabla 2.4, se expone la composición molar que debe tener el gas natural en España.

Tabla 2.4 Composición molar.

Componente	% mínimo	% máximo
Metano	79	97
Etano	0,10	11,4
Propano	0,05	3,7
Butano	0,01	0,7
Pentano	0,01	0,3
Hexano	0,05	0,29
Nitrógeno	0,5	6,5
Dióxido de carbono	0,0	1,5
Impurezas	Agua	< 80mg/m^3
	Derivados de azufre	< 150mg/m^3

- **Poder Calorífico superior (PCS)**: es el calor desprendido en una combustión completa de una unidad de volumen de gas, considerando el agua producto de la reacción en estado líquido. Sus valores se encuentran en un rango de 9000 a 11.000 Kcal/m^3.

- **Poder Calorífico superior (PCI):** Análogo al anterior, pero considerando el agua resultado de la combustión en estado vapor.

- **Densidad:** La densidad absoluta del gas natural es función de su composición. Oscila entre 0,75 y 0,85 Kg/m^3. Un factor de conversión aceptado es considerar que 1m^3 de GNL equivale a 580 m^3 de GN.

- **Índice de Wobbe:** (PCS / $d^{0,5}$) Indica la intercambiabilidad entre gases desde el punto de vista de la aplicación final. En función del mismo, se clasifican típicamente en tres familias:

    - Familia 1: Gas manufacturado entre 22,4 y 24,8 MJ/m^3.

    - Familia 2: Gas natural. Aire propanado entre 39,1 y 44,8 MJ/m^3.

    - Familia 3: GLP (butano y propano) entre 72,9 y 87,3 MJ/m^3.

2.2.1.2. Importancia del gas natural

El gas natural es una de las fuentes de energía fósiles más limpia y sus principales ventajas frente a otras fuentes de energía son:

- Es la que emite menos gases contaminantes (SO_2, CO_2, NO_x y CH_4) por unidad de energía producida. En las figuras 2.2 y 2.3, se

muestran las emisiones de contaminantes por unidad de energía eléctrica producida.

- No necesita una transformación para ser usado.

- Puede usarse en vehículos y reducir las emisiones en las ciudades. En la figura 2.4, se observa una comparativa con el gasóleo.

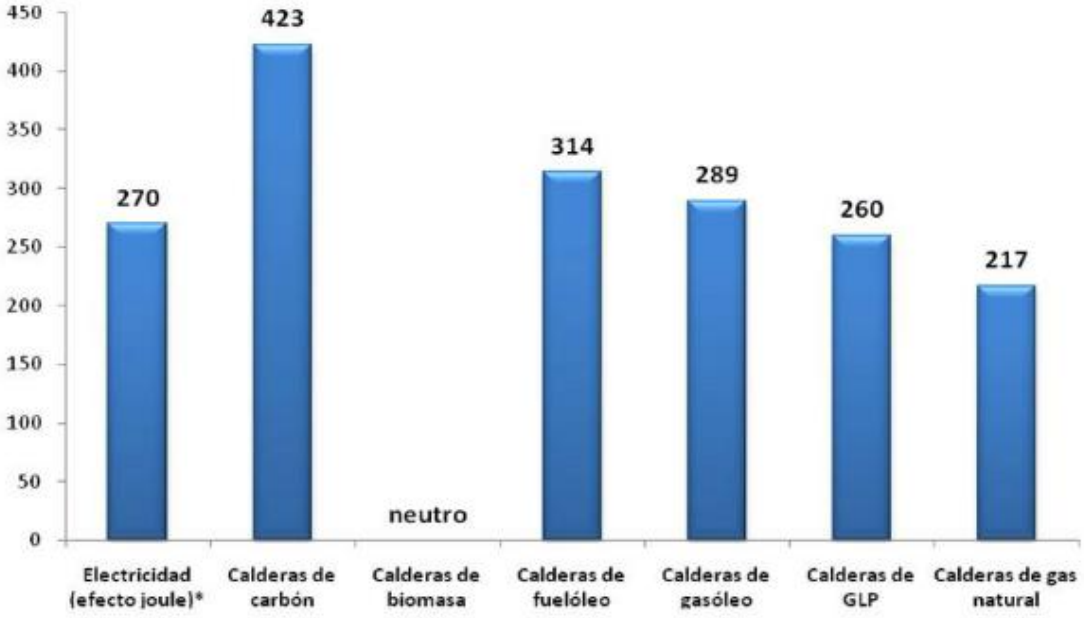


Figura 2.2 Las emisiones de CO_2 asociadas al consumo de electricidad

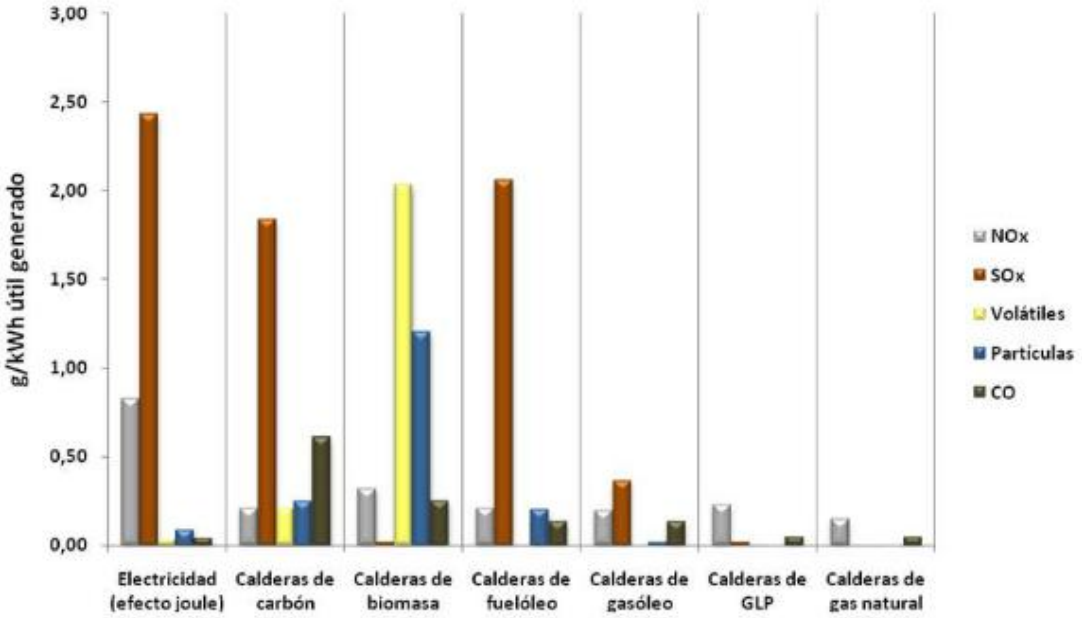


Figura 2.3 Emisiones de contaminantes asociadas al consumo de energía.

Comparativa vehículos pesados	CO2 (1) g/km	CO g/km	NOx g/km	NMHCs g/km	Particulas g/km	SO2 g/km
Gas Natural	1046	2,11	0,52	0,35	0,027	0
Gasóleo	1240	2,82	6,59	0,95	0,139	1,46
Reducción	16%	25%	92%	63%	81%	100%

(1) Para el gasòleo EURO 3 + CRT

Comparativa vehículos ligeros	CO2 g/km	CO g/km	NOx g/km	NMHCs g/km	Particulas g/km	SO2 g/km
Gas Natural	148	0,6	0,12	0,03	0,003	0
Gasóleo	157	0,8	0,74	0,56	0,087	0,23
Reducción	6%	25%	84%	95%	97%	100%

Figura 2.4 Comparativa de las emisiones en el sector del transporte con el gasóleo.

La estructura molecular más simple del gas natural facilita que queme limpiamente, por ello su combustión no produce partículas sólidas ni azufre. El gas natural se consume tal y como se encuentra en la naturaleza. Desde que se extrae de los yacimientos hasta que llega a los hogares y puntos de consumo, el gas natural no pasa por ningún proceso de transformación.[4]

A continuación se expondrán los principales contaminantes emitidos por la combustión del gas natural.

Emisiones de CO_2

El gas natural como cualquier otro combustible produce CO_2; sin embargo, debido a la alta proporción de hidrógeno-carbono de sus moléculas, sus emisiones son un 40-50% menores de las del carbón y un 25-30% menores que las del fuel-oil.

Emisiones de NO_x

Los óxidos de nitrógeno se producen en la combustión al combinarse radicales de nitrógeno, procedentes del propio combustible o bien, del propio aire, con el oxigeno de la combustión. Este fenómeno tiene lugar en reacciones de elevada temperatura, especialmente procesos industriales y en motores alternativos, alcanzándole proporciones del 95-98% de NO y del 2-5% de NO_2. Dichos óxidos, por su carácter ácido contribuyen, junto con el SO2 a la lluvia ácida y a la formación del "smog" (término anglosajón que se refiere a la mezcla de humedad y humo que se produce en invierno sobre las grandes ciudades).

La naturaleza del gas, ya que su combustión tiene lugar en fase gaseosa, permite alcanzar una mezcla más perfecta con el aire de

combustión, lo que conduce a combustiones completas y más eficientes, con un menor exceso de aire.

La propia composición del gas natural genera dos veces menos emisiones de NO_x que el carbón y 2,5 veces menos que el fuel-oil. Las modernas instalaciones tienen a reducir las emisiones actuando sobre la temperatura, concentración de nitrógeno y tiempos de residencia, o eliminándolo, una vez formado mediante dispositivos de reducción catalítica.

Emisiones de SO_2

Se trata del principal causante de la lluvia ácida, que a su vez es el responsable de la destrucción de los bosques y la acidificación de los lagos. El gas natural tiene un contenido en azufre inferior a las 10ppm, en forma de odorizante, por lo que la emisión de SO2 en su combustión es 150 veces menor a la del gas-oil, entre 70 y 1.500 veces menor que la del carbón y 2.500 veces menor que la que emite el fuel-oil.

Emisiones de CH_4

El metano, que constituye el principal componente del gas natural, es un causante del efecto invernadero más potente que el CO2, aunque las moléculas de metano tienen un tiempo de vida en la atmósfera más corto que el del CO2.De acuerdo con estudios independientes, las pérdidas directas de gas natural durante la extracción, trasporte y distribución a nivel mundial, se han estimado en 1% del total del gas transportado.

El gas natural se caracteriza por la ausencia de cualquier tipo de impurezas y residuos, lo que descarta cualquier emisión de partículas sólidas, hollines, humos, etc. Y, además, permite en muchos casos el uso de los gases de combustión de forma directa (cogeneración) o el empleo en motores de combustión interna. [5]

2.2.1.3. Yacimientos y reservas mundiales de gas natural

Las reservas probadas de gas natural en el mundo a principios de 2010 eran de más de 194,7 billones de m3. Las mayores concentraciones de gas se localizan en Oriente Medio (41% del total mundial), seguido del conjunto de países de la CEI (31%). Las reservas europeas siguen con la tendencia bajista, representando solamente el 2,7% de las reservas probadas de gas natural. En la tabla 2.5, se muestra la evolución de las reservas mundiales probadas de gas natural por países. [7]

Tabla 2.5 Evolución de las reservas mundiales probadas de gas natural.

	1970	**1975**	**1980**	**1985**	**1990**	**1995**	**2000**	**2005**	**2010**	**2011**	**2012**
América de Norte	9.5	8.5	8.0	8.4	7.7	6.5	6.5	7.0	9.4	9.9	10.8
América Central y Sur	2.0	2.4	4.4	5.4	6.9	7.8	7.7	7.4	7.8	7.9	8.1
Europa	3.9	4.1	4.4	5.7	5.7	6.2	8.1	6.5	5.8	5.5	5.4
CEI	11.3	24.2	29.1	38.0	48.9	58.9	52.7	53.7	60.5	62.0	61.9
África	3.8	5.2	5.6	5.9	8.5	9.9	11.4	14.1	14.7	14.5	14.3
Oriente Medio	6.6	15.3	18.5	25.9	37.8	44.7	54.7	72.5	75.5	79.0	82.3
Asia-Oceanía	1.4	3.4	4.6	7.0	8.6	13.1	11.9	13.9	16.2	16.5	15.5
TOTAL MUNDIAL	**38.5**	**63.1**	**74.6**	**96.3**	**124.1**	**147.1**	**153.1**	**175.1**	**189.9**	**195.3**	**198.3**

Entre los nuevos hallazgos destacamos como muestras los realizados por Petrobas y Repsol en las aguas profundas de Brasil y el descubrimiento de Eni frente a las costas de Mozambique, a 1.600 metros de profundidad en el fondo marino.

La Federación Rusa ocupa la posición más alta en este listado, con unos 48.000 bcm de reservas probadas. Sigue Irán (casi 37.000 bcm), Catar (25.000 bcm) y Arabia Saudita. Turkmenistán se sitúa en quinto lugar, seguido de EE.UU, Venezuela y Abu Dabi. En la siguiente tabla, se exponen los países con mayores reservas de gas natural.

Tabla 2.6 Distribución por países de las reservas de gas natural (billones de m^3).

RUSIA	48.1
IRÁN	37
QATAR	25
EMIRATOS A.U	5.8
ARABIA SAUDI	5.4
EE.UU	4.7
VENEZUELA	4.0
ARGELIA	3.7
NIGERIA	3.2
IRAK	3.1
TURKEMISTAN	2.9
MALASIA	2.3
INDONESIA	2.0
CANADA	1.9
MEXICO	1.9
HOLANDA	1.8

Con los datos disponibles hoy en día las reservas evaluadas de gas natural son suficientes para abastecer al mundo, con un consumo como el de 2007, durante más de 65 años. También se puede decir que las reservas probadas de gas natural equivalen al 87% de las de petróleo, relación que ha descendido en los últimos años, debido al empuje de los nuevos recursos de crudo en aguas profundas. [6]

2.2.1.4. El gas natural en el Mundo

En el siguiente apartado, se comentará la evolución del uso del gas natural como energía primaria en el mundo. En la figura 2.5, se muestra por continentes las reservas, producción y consumo de gas natural. [7]

Figura 2.5 El gas natural en el Mundo.

El consumo mundial de gas natural creció un 2,2% en 2011. El crecimiento del consumo fue superior al promedio en Asia, Oriente Medio y América del Norte, donde los bajos precios llevaron a un crecimiento más robusto. Fuera de Norteamérica, los mayores aumentos de volumen en el consumo fueron en China (21,5%), Arabia Saudita (13,2%) y Japón (11,6%). Estos aumentos fueron parcialmente compensados por el mayor descenso registrado en el consumo de gas de la UE (-9,9%), impulsado por una economía débil, la subida de los precios, el clima cálido y el crecimiento continuo en la generación eléctrica con energías renovables.

Por el lado de la oferta, la producción mundial de gas natural creció un 3,1%. Los EE.UU. (7,7%) registraron el mayor aumento del volumen, a pesar de los precios del gas más bajos, y siguen siendo el mayor productor del mundo gracias a la explotación de los yacimientos de gas natural no convencional. La producción también creció rápidamente en Qatar (25,8%), Rusia (3,1%) y Turkmenistán (40,6%), compensando los descensos en Libia (-75,6%) y Reino Unido (-20,8%). Como fue el caso para el consumo, la UE registró el mayor descenso de la producción de gas (-11,4%), debido a una combinación de campos maduros, el mantenimiento y el consumo regional débil.

Debido a la evolución del consumo, el comercio mundial de gas natural refleja un aumento relativamente modesto, del 4% en 2011. Los envíos de GNL crecieron un 10,1%, con las exportaciones de Qatar a la cabeza (34,8%). Entre los importadores de GNL, el mayor crecimiento volumétrico fue en Japón y el Reino Unido. Las necesidades energéticas de Japón tras los accidentes nucleares de Fukushima provocaron que el gobierno nipón estimulara de forma muy significativa sus importaciones de GNL, con el consiguiente impacto en el comercio y los mercados mundiales.

El aumento del comercio de gas natural entre países recae principalmente en las mayores capacidades e infraestructuras de GNL. De hecho, el GNL representa actualmente el 32,3% del comercio mundial de gas. Los envíos por gasoducto crecieron sólo un 1,3%, con caídas en las importaciones por parte de Alemania, el Reino Unido, EE.UU. e Italia, que compensan los aumentos en China (de Turkmenistán), Ucrania (de Rusia) y Turquía (de Rusia e Irán).

En cuanto a la progresión de la explotación del gas no convencional, éste representa actualmente la mitad de la base estimada de los recursos naturales de gas y su distribución geográfica es más dispersa que la de gas convencional, un hecho que tiene implicaciones positivas para la seguridad de suministro de gas. La proporción de gas no convencional alcanzará una quinta parte de la producción total de gas para el año 2035, aunque el ritmo de esta evolución variará considerablemente según la región. El crecimiento de la oferta dependerá también del éxito de la industria para hacer frente a los desafíos medioambientales que supone la extracción del gas no convencional. [8]

2.2.1.5. El gas natural en España

España es un mercado gasista de tamaño medio en Europa, con un peso del gas en la matriz de energía primaria del 24%, por detrás de las principales economías europeas, aunque por encima de nuestro país vecino Francia, con una política energética fundamentada en el uso de energía nuclear como principal fuente de electricidad. Sin embargo, España es el primer consumidor de GNL europeo (26 Bcm) y tercero a nivel mundial, tras Japón y Corea del Sur.

El mercado español se caracteriza por la alta utilización del gas en generación eléctrica, con una alta volatilidad en el consumo en función de factores como la climatología, nivel de lluvias, almacenamiento en los embalses e incidencia del viento, y la competitividad del gas con respecto a otros combustibles.

El desarrollo de la industria del gas natural ha permitido una importante reducción de las emisiones de CO_2 en nuestro país, ya que gran parte del crecimiento se ha producido a través de la situación de combustibles fósiles más contaminantes. Sin embargo el objetivo Europeo de reducción de las emisiones fijado en el paquete verde, con una reducción del 20% de los gases de efecto invernadero respecto a valores de 1990, supondrá un esfuerzo adicional significativo en nuestro país. [9]

Aunque la contribución más directa del gas natural, al cumplimiento de los objetivos del paquete verde, sea permitir la penetración de las energías renovables no contaminantes en la generación eléctrica, también se manifiesta en todos los sectores consumidores de gas. La clave de esta contribución reside en la sustitución de los combustibles fósiles más contaminantes por gas natural.

La demanda del gas en el sector doméstico-comercial ha aumentado un 8,3%, principalmente, por el esfuerzo comercial que continúa haciendo el sector gasista para la captación de nuevos clientes en los municipios con gas (penetración vertical, en zonas de vivienda consolidada). [7]

Pese a mantenerse el Sector industrial por debajo de su actividad normal (el consumo de electricidad ha bajado alrededor de un 5% en 2012 en las empresas industriales de consumo medio-alto, según el indicador IRE de REE), la demanda de gas ha aumentado un 6,1% en 2012, alcanzando los 217 TWh. [8]

2.2.1.6. Instalaciones del sistema gasista

Un sistema gasista está compuesto por la Red Básica de Transporte, la Red de Transporte Secundario, la Red de Distribución y demás instalaciones complementarias. En las figura 2.6, se presenta un esquema con las instalaciones que presenta un sistema gasista. [6]

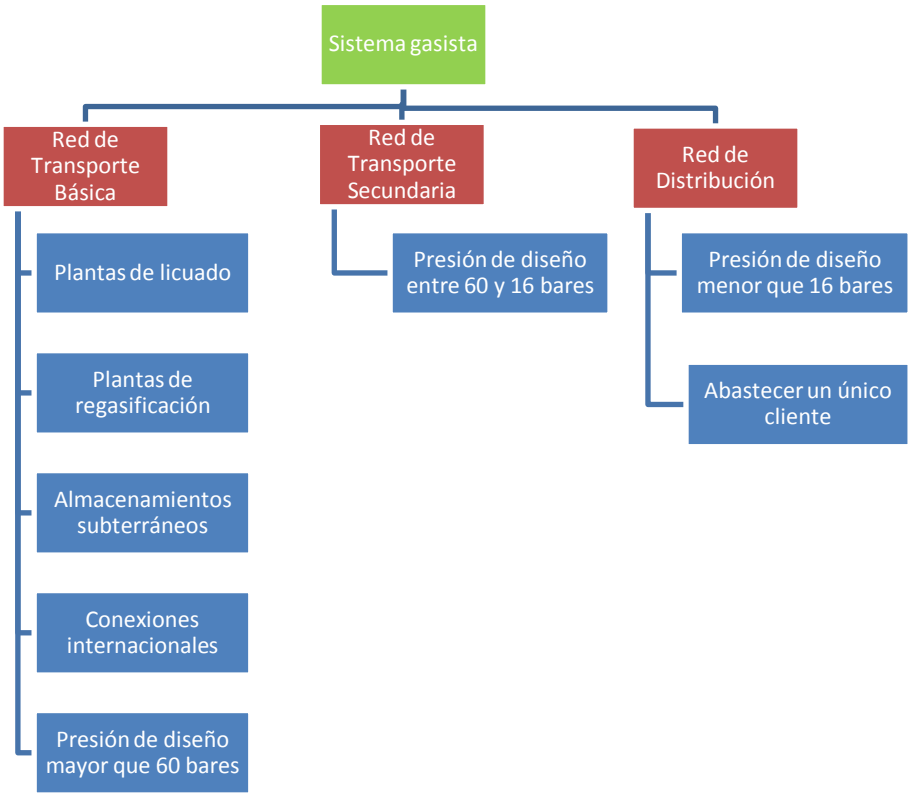


Figura 2.6 Componentes del sistema gasista

La red básica está formada por:

- **Las Plantas de Licuado**: transforman el gas natural al estado líquido para facilitar su almacenamiento y transporte en buques gaseros.

- **Las Plantas de Regasificación**: transforman el gas natural líquido de los buques gaseros al estado gaseoso, mediante la aportación de calor para introducirlo en la red de gasoductos.

- **Los Almacenamientos Subterráneos**: almacenan gas en el subsuelo para asegurar la continuidad y suministro de gas, en caso de fallo de los aprovisionamientos y modular la demanda. Generalmente son antiguos yacimientos.

- **Las Conexiones Internacionales**: gaseoductos que conectan el sistema gasista español con otros sistemas o con yacimientos en el exterior.

- **Los Gasoductos de Transporte Primario**: son aquellos cuya presión máxima de diseño es igual o superior a 60 bares.

Forman parte de la Red de transporte Secundario aquellos cuya presión máxima de diseño está comprendida entre 60 y 16 bares.

Forman parte de la Red de Distribución los gasoductos cuya presión máxima de diseño sea igual o inferior a 16 bares y aquello otros que, con independencia de su presión máxima de diseño, tengan por objeto conducir el gas a un único consumidor partiendo de un gasoducto de la red básica o de transporte secundario.

2.2.1.7. Sistema gasista en España

Las infraestructuras actuales de gas natural en España se componen de seis plantas de regasificación de gas natural licuado, (estando otras tres en construcción en Asturias, Tenerife y Gran Canaria) más de 10.000 km de gasoductos de transporte, más de 60.000 km de gasoductos de distribución, dos almacenamientos subterráneos (estando otros tres preparados para entrar en operación en Marismas, Yela y Castor), tres yacimientos y seis conexiones internacionales (con Argelia, con Marruecos, dos con Francia y dos con Portugal), además de otras instalaciones auxiliares, estaciones de compresión y plantas satélite de GNL. El sistema gasista español se refleja en la figura 2.7. [7]

Figura 2.7 Infraestructuras de Gas Natural en España

El desarrollo de las infraestructuras gasistas en España ha sido condicionado por la escasa producción de gas nacional, y por la situación

geográfica de España alejada de los yacimientos europeos del Mar del Norte y Rusia. Ambos factores provocaron un desarrollo tardío del sistema de gas natural, que comenzó a finales de los sesenta, con la construcción de la primera planta de regasificación en Barcelona, abastecida a partir de GNL libio y argelino, seguida de las de Huelva (1988) y Cartagena (1989). Posteriormente, en 1993 se realiza la conexión por gasoducto con Francia, que conecta la red española con el yacimiento francés de Lacq. En 1996 se finaliza el gasoducto del Magreb, que conecta la Península Ibérica con los yacimientos de gas argelinos, atravesando Marruecos y el estrecho de Gibraltar. La planta de regasificación de Bilbao entró en servicio en 2003, y las de Sagunto y Mugardos, en 2006 y 2007 respectivamente. A su vez el gasoducto Medgaz, entre Argelia y Almería, entró en operación en marzo de 2011. Dichas instalaciones se han ido incorporando con el fin de hacer frente al desarrollo de la demanda y equilibrar la operación del sistema. Las futuras ampliaciones de las interconexiones con Francia, a finalizar en distintas fases en 2014 y 2015, proporcionarán mayor flexibilidad de suministro, y permitirán la vehiculación del gas desde España hacia los mercados europeos. [10]

La peculiaridad del sistema de gas español, en comparación con otros países europeos, es la elevada dependencia de las importaciones y el elevado protagonismo de las plantas de regasificación en el aprovisionamiento. Asimismo es importante el desarrollo de las instalaciones de almacenamientos subterráneos a fin de proporcionar mayor autonomía, seguridad y flexibilidad al sistema. El desarrollo de las infraestructuras de gas está condicionado por la elevada extensión territorial, así como por la distribución de la población y la industria. En este desarrollo ha jugado también un papel clave el alto desarrollo de las centrales eléctricas de ciclo combinado.

2.2.2. Petróleo

El producto es un compuesto químico complejo en el que coexisten partes sólidas, líquidas y gaseosas. Lo forman, por una parte, unos compuestos denominados hidrocarburos, formados por átomos de carbono e hidrógeno y, por otra, pequeñas proporciones de nitrógeno, azufre, oxígeno y algunos metales. Se presenta de forma natural en depósitos de roca sedimentaria y sólo en lugares en los que hubo mar. Su color es variable, entre el ámbar y el negro y el significado etimológico de la palabra petróleo es aceite de piedra, por tener la textura de un aceite y encontrarse en yacimientos de roca sedimentaria.

El petróleo natural no se usa como se extrae de la naturaleza. Mediante diversas operaciones de destilación y refino se obtienen de él distintos productos utilizables con fines energéticos o industriales, como la gasolina, la nafta, el queroseno, el gasóleo, etc. Todos los tipos de petróleo

se componen de hidrocarburos, aunque también suelen contener unos pocos compuestos de azufre y de oxígeno.

2.2.2.1. Clasificación de hidrocarburos

A continuación, se expondrá la clasificación de los hidrocarburos.

Los hidrocarburos se pueden clasificar por su peso molecular, por su densidad o por el número de enlaces entre los átomos de carbono.

Atendiendo a su peso molecular existen esencialmente tres grupos de hidrocarburos componentes en cada tipo de petróleo crudo [12]:

- **Componentes ligeros (de bajo peso molecular):** se caracterizan porque contienen de 1 a 10 átomos de carbono, por ejemplo, el benceno, tolueno, etibenceno, alcanos, etc. Se evaporan y disuelven más fácilmente que lo medios y pesados. Son potencialmente inflamables y fácilmente inhalables, por lo que su control es de gran importancia para la seguridad y salud humana.
- **Componentes medios (de peso molecular medio):** estos contienen de 11 a 22 átomos de carbono, tales como los hidrocarburos policíclicos aromáticos.
- **Componentes pesados (de alto peso molecular):**Contienen 23 o más átomos de carbono, por ejemplo los asfaltenos.

El Instituto Americano del Petróleo (API) clasifica los hidrocarburos según su densidad relativa (gravedad específica); en donde la densidad de los hidrocarburos puede expresarse de dos formas:

- En unidades de masa por unidad de volumen (Kg/m^3).
- En función de la densidad API, la densidad relativa se valora en función de la del agua dulce (1 Kg/m^3).

$$API = \frac{141{,}5}{densidad\ relativa} - 131{,}5 \qquad (2.1)$$

Por lo general, los hidrocarburos que tienen una baja densidad (alta densidad API) suelen tener viscosidades bajas y contienen una gran proporción de componentes volátiles. En la figura 2.8 se muestra la clasificación API. [13]

Crudo	Densidad (g/cm^3)	API
Extrapesado	>1	10,0
Pesado	1,0-0,92	10,0-22,3
Mediano	0,92-0,87	22,3-31,1
Ligero	0,87-0,83	31,1-39,0
Superligero	< 0,83	39,0

Figura 2.8 Clasificación API de los hidrocarburos

Los hidrocarburos del petróleo también se pueden dividir en dos tipos diferentes, atendiendo al tipo de enlaces entre los átomos de carbono, individuales o dobles:

- **Saturados**: Sólo tienen enlaces individuales entre los átomos de carbono. Son los alcanos y los cicloalcanos.
- **Insaturados**: Poseen al menos un enlace doble entre los átomos de carbono. Incluyen los aromáticos y olefinas.

Dicha clasificación se presenta en la Figura 2.9.

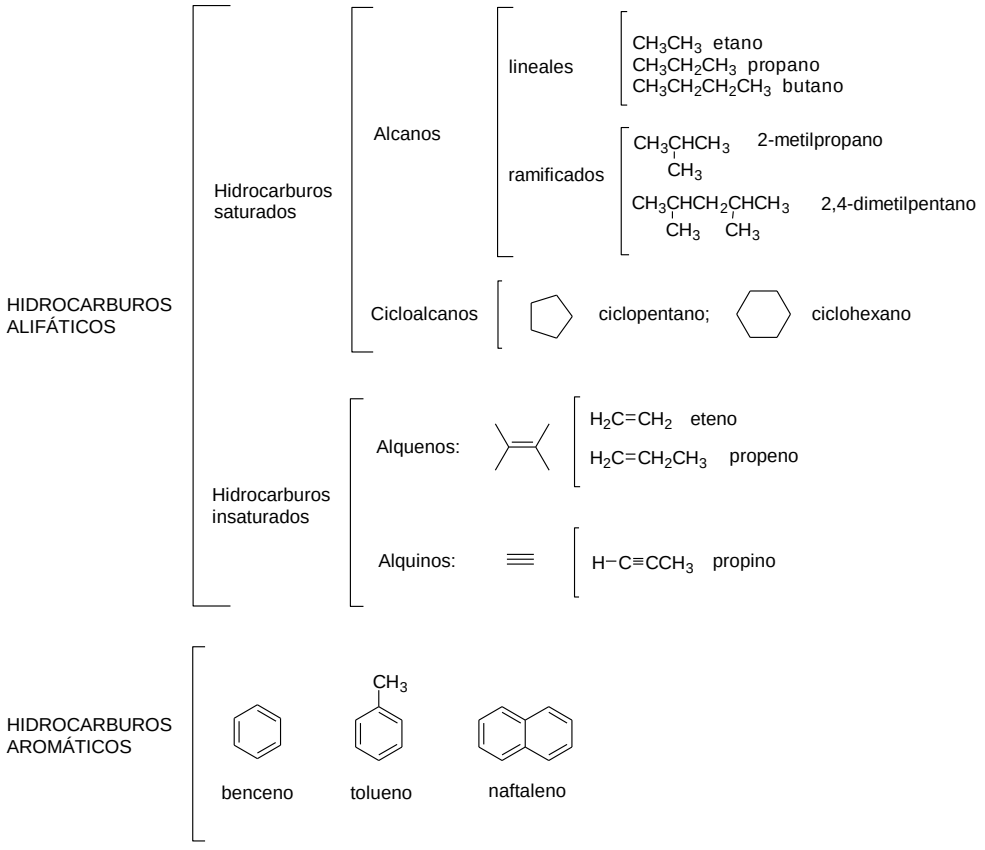


Figura 2.9 Clasificación química de los hidrocarburos del petróleo

Los petróleos crudos están compuestos de varias combinaciones de componentes de cada una de las tres categorías. La proporción hidrógeno/ carbono es aproximadamente 1,85/1. Además de los hidrocarburos, hay dos fracciones de no hidrocarburos en las que, además de carbono e hidrógeno, están presentes otros elementos como nitrógeno, azufre y oxígeno; en algunos petróleos crudos, éstos suponen del 1% al 7% de la composición total. Dichas fracciones de no hidrocarburos son los asfaltenos y las resinas.

La composición química de los 636 tipos de petróleo crudo de todo el mundo es diferente, ya que las proporciones de saturados, aromáticos, resinas y asfaltenos pueden variar mucho, aunque para la mayoría son estas: 40% a 80% de saturados, 15% a 40% de aromáticos y 0% a 20% de resinas y asfaltenos. [11]

2.2.2.2. Yacimientos de petróleo

Al ser un compuesto líquido, su presencia no se localiza habitualmente en el lugar en el que se generó, sino que ha sufrido previamente un movimiento vertical o lateral, filtrándose a través de rocas porosas, a veces una distancia considerable, hasta encontrar una salida al exterior, en cuyo caso parte se evapora y parte se oxida al contactar con el aire. De esta forma el petróleo en sí desaparece, o hasta encontrar una roca no porosa que le impide la salida. Entonces se habla de un yacimiento.

El petróleo no se encuentra distribuido de manera uniforme en el subsuelo. Deben existir al menos cuatro condiciones básicas para que éste se acumule:

- Debe existir una roca permeable de forma tal que bajo presión el petróleo pueda moverse a través de los poros microscópicos de la roca.
- La presencia de una roca impermeable, que evite la fuga del aceite y gas hacia la superficie.
- El yacimiento debe comportarse como una trampa, ya que las rocas impermeables deben encontrarse dispuestas de tal forma que no permitan movimientos laterales de fuga de hidrocarburos.
- Debe existir material orgánico suficiente y necesario para convertirse en petróleo por el efecto de la presión y temperatura que predomine en el yacimiento.

Los yacimientos, en función de su morfología, pueden ser:

- **Estratigráficos**: En forma de cuña alargada que se inserta entre dos estratos.
- **Anticlinal**: En un repliegue del subsuelo, que almacena el petróleo en el arqueamiento del terreno.

- **Falla**: Cuando el terreno se fractura, los estratos que antes coincidían se separan. Si el estrato que contenía petróleo encuentra entonces una roca no porosa, se forma la bolsa o yacimiento. [13]

En la figura 2.10 Se presenta la morfología de los yacimientos.

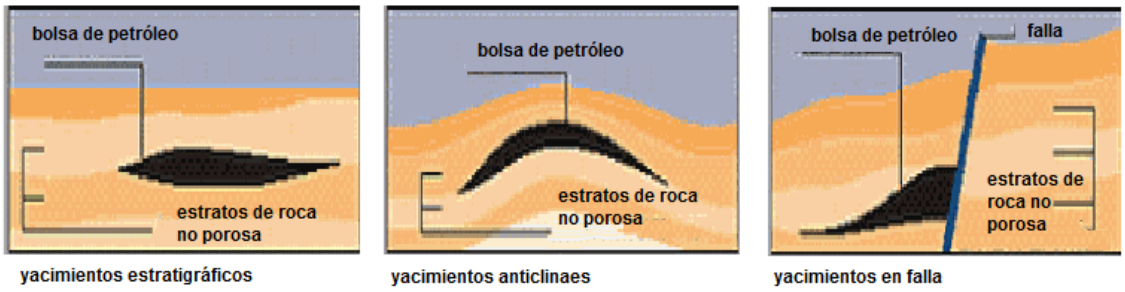


Figura 2.10 Morfología de los yacimientos

En las últimas décadas se ha potenciado la búsqueda de yacimientos bajo el mar, los cuales, si bien tienen similares características que los terrestres, en cuanto a estructura de las bolsas, presentan muchas mayores dificultades a la hora de su localización y, por añadidura, de su explotación.

2.2.2.3. El petróleo en el Mundo

Normalmente, los pozos petrolíferos se encuentran en zonas muy alejadas de los lugares de consumo, por lo que el transporte del crudo se convierte en un aspecto fundamental de la industria petroquímica, que exige una gran inversión, tanto si el transporte se realiza mediante oleoductos, como si se realiza mediante buques especiales denominados "petroleros".

En las figuras 2.11 y 2.12 se refleja la evolución de las reservas de petróleo y su distribución por países. [7]

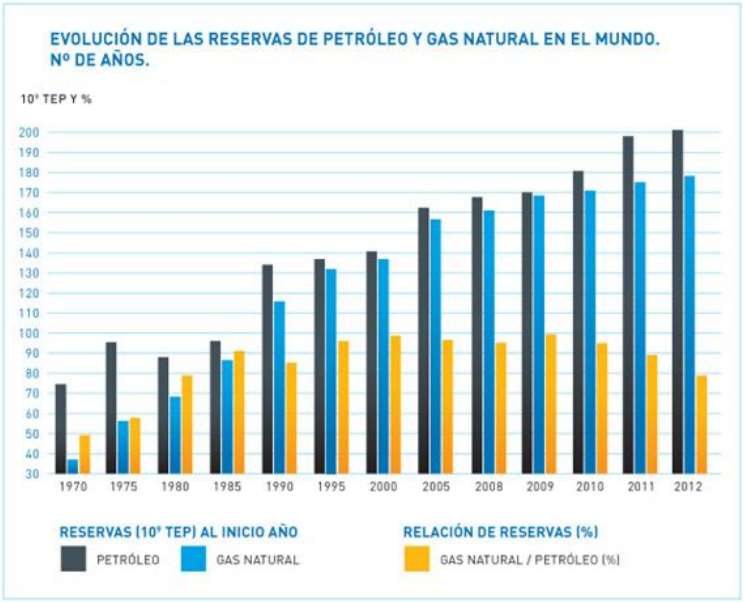


Figura 2.11 Evolución de las reservas de petróleo y gas natural en el mundo

	País/región	Reservas(barriles)	Año
-	Unión Europea	5.718.000.000	2009
1	Venezuela	316.000.000.000	2013
2	Arabia Saudita	267.501.000.000	2010
3	Canadá	178.100.000.000	2009
4	Irak	177.500.000.000	2010
5	Irán	137.600.000.000	2009
6	Kuwait	101.500.000.000	2009
7	Emiratos Árabes Unidos	97.800.000.000	2009
8	Rusia	79.000.000.000	2009
9	Libia	46.000.000.000	2009
10	Nigeria	36.220.000.000	2009
11	Kazajistán	30.002.000.000	2009
12	Catar	27.190.000.000	2009
13	Estados Unidos	21.320.000.000	2009
14	China	15.700.000.000	2009
15	Argelia	15.150.000.000	2009

Figura 2.12. Distribución de las reservas de petróleo probadas en los 15 países más importantes y la UE

Al principio de la industria petroquímica, el petróleo, generalmente, se refinaba cerca del lugar de producción. A medida que la demanda fue en aumento, se consideró más conveniente transportar el crudo a las refinerías,

situadas en los países consumidores. Por este motivo, el papel del transporte en la industria petroquímica es muy importante. Hay que tener en cuenta que Europa occidental importa el 97% de sus necesidades –principalmente de Africa y de Oriente Medio– y Japón, el 100%.

Los países que se autoabastecen también necesitan disponer de redes de transporte eficaces, puesto que sus yacimientos más importantes se encuentran a millares de kilómetros de los centros de tratamiento y consumo, como ocurre en Estados Unidos, Rusia, Canadá o América del Sur.

En Europa, el aprovisionamiento de zonas industriales alejadas del mar exige el equipamiento de puertos capaces de recibir los superpetroleros de 300.000 y 500.000 Tm de carga, almacenamientos para la descarga y tuberías de conducción de gran capacidad.

Los informes de la OPEP muestran una caída global de la demanda de petróleo. Europa y los Estados Unidos reducen su demanda de petróleo por la acentuada desaceleración mundial que está teniendo la economía global y que para el caso europeo, se vería potenciada por los planes de austeridad. También la caída de la demanda de productos petrolíferos se debe al perfeccionamiento de la eficiencia de vehículos y otros métodos de transporte y, en especial, al desarrollo de nuevas tecnologías, como la híbrida que gradualmente alcanza mayores cuotas en el mercado. Los países emergentes, principalmente China e India, asumen prácticamente la totalidad de la nueva demanda de petróleo, sobre todo para abastecer a su nueva flota de vehículos de uso privado y comercial. [14]

Sin embargo pese a que la demanda disminuye, el precio sigue aumentando. Para muchos analistas (Baker Hughes, CGES, etc.) esto no es más que una consecuencia de los incrementos en los costes de producción, que afecta incluso a países con costes relativamente bajos, como Arabia Saudita, que debe aplicar cada vez una tecnología más avanzada y costosa para cumplir con sus metas de producción.

Para el caso concreto de este país, la propia compañía estatal, Saudi Aramco, estima que el agotamiento promedio de los campos existentes de petróleo es del 29%. El campo de Abqaiq, el más antiguo, con un 74 % de sus reservas agotadas, el gigantesco campo de Ghawar, al 48 % de sus reservas agotadas y con el más joven Shaybah, sólo con el 5 % agotado. La propia Saudi Aramco ha reconocido que, con el fin de ayudar a compensar la disminución natural de los campos maduros, llevará a cabo perforaciones adicionales en los campos existentes e iniciará proyectos de producción off-shore. [6]

Por otra parte, las nuevas potencias energéticas como Brasil y Angola, cuyas futuras fuentes de recursos provendrán principalmente de

campos marítimos, aumentarán la capacidad de producción global, pero a unos mayores costes de producción.

2.2.2.4. El petróleo en España

España es un país fuertemente dependiente del petróleo. Además exporta el 100% de esta materia por lo que, estratégicamente, depende de las exportaciones de terceros países. En el año 201,1 el 47% de la energía que consumió provino del petróleo, frente al 33% en el resto del mundo. [6]

En las figuras se 2.13 y 2.14 se muestran las fuentes de energía primaria en España y en el mundo, claramente el petróleo es la fuente más utilizada.

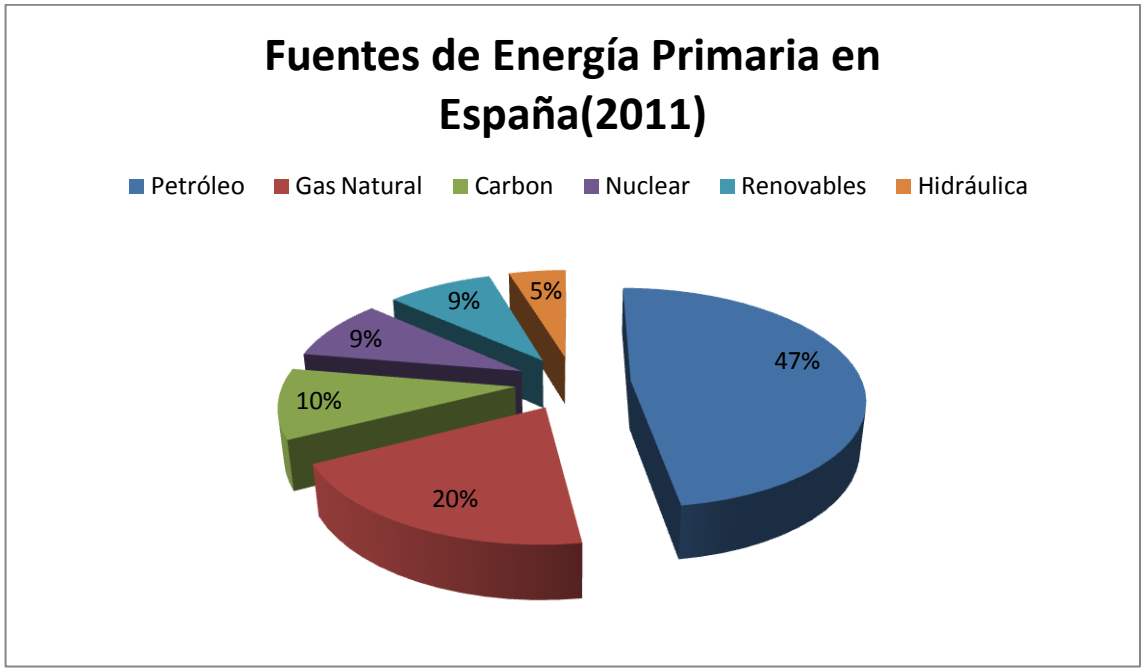


Figura 2.13 Fuentes de Energía Primaria en España (2011).

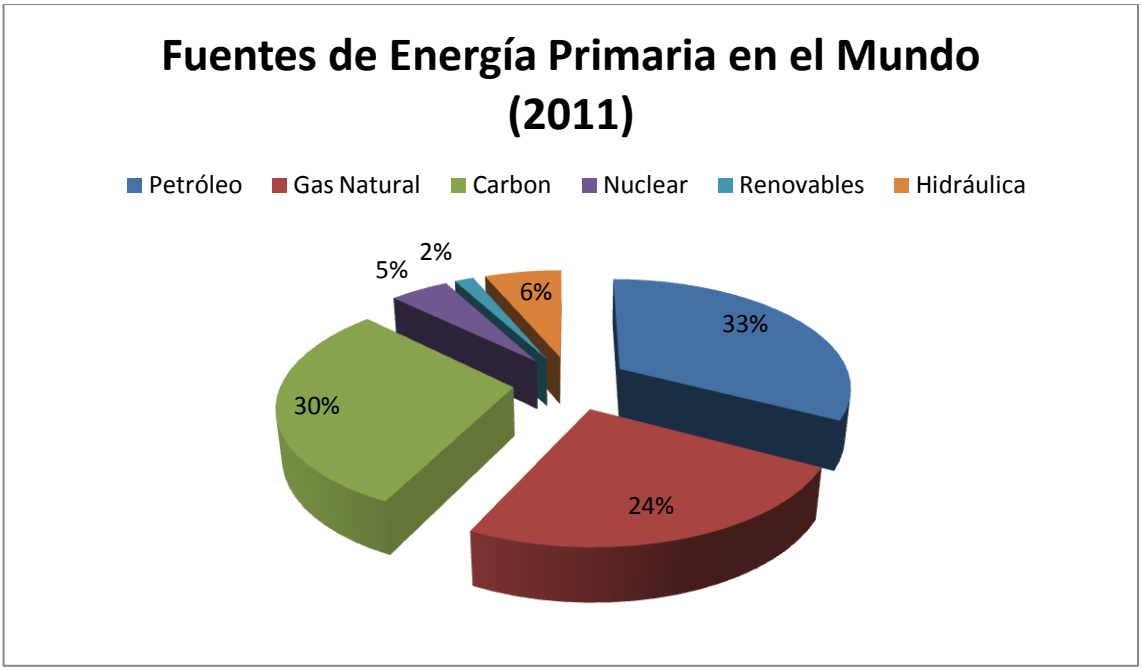


Figura 2.14 Fuentes de Energía Primaria en el Mundo (2011)

El consumo total de petróleo en España en el año 2012 fue de 58317 Ktep, sufriendo un descenso del 4,4% respecto al del año anterior, similar al descenso de los consumos finales totales de energía, debido a la crisis económica.

2.2.2.5. Impacto ambiental

La extracción y el transporte del petróleo, los distintos procesos de su transformación en productos derivados y su consumo masivo en forma de combustible, requieren unas medidas de respeto y conservación del medio ambiente.

La contaminación por petróleo se produce por su liberación accidental o intencionada en el ambiente, provocando efectos adversos sobre el hombre o sobre el medio, directa o indirectamente. La contaminación involucra todas las operaciones relacionadas con la explotación y transporte de hidrocarburos, que conducen inevitablemente al deterioro gradual del ambiente. El transporte de hidrocarburos es el que ha producido los mayores accidentes con graves consecuencias ecológicas, ya que afecta de forma directa al suelo, al agua, al aire y la fauna y flora. [16]

Afecta al suelo porque las zonas ocupadas por pozos, refinerías y oleoductos ocupan una gran superficie del terreno que resulta degradada. Esto se debe a que los derrames de petróleo y los desechos producen una alteración del sustrato original en que se implantan las especies vegetales dejando suelos inutilizables durante años.

El agua se ve afectada por el vertido de petróleo u otros desechos, esto produce la disminución del contenido de su oxígeno. En el caso de las aguas subterráneas, el mayor deterioro se manifiesta en un aumento de la salinidad, por contaminación de los acuíferos con el agua de producción de petróleo, de alto contenido salino.

Afecta al aire porque, por lo general, conjuntamente con el petróleo producido se encuentra gas natural. La captación del gas está determinada por la relación gas/petróleo; si este valor es elevado, el gas es captado y si es bajo, es expulsado y/o quemado por medio de antorchas. Estos gases, contaminan extensas zonas.

Los efectos sobre la flora y la fauna se producen de una forma variada. Dentro de la fauna, las aves son las más afectadas, por contacto directo con los cuerpos de agua o vegetación contaminada, o por envenenamiento por ingestión. Si la zona de explotación es costera o mar adentro el derrame de hidrocarburos produce daños irreversibles sobre la fauna marina.

2.3. Tuberías empleadas en el sector petroquímico. Oleoductos y Gaseoductos

2.3.1. Introducción

La composición y fabricación de tuberías sigue la normativa API 5.1, el material de construcción se utiliza casi en la totalidad de los casos es el acero al carbono de alta resistencia y baja aleación.

2.3.2. Composición Química

El Instituto Americano de Petróleo (API) normaliza la fabricación de tuberías del sector petroquímico con la normativa API 5L. Los aceros cubiertos por esta especificación vienen clasificados en los grados estándar A, B, X42, X46, X52, X56, X60, X65, X70, X80, X100 y X120. La letra A,B o X vienen seguidas por un número, que expresa la resistencia a fluencia expresada en ksi. En la tabla 2.7 se presenta la composición química, en % de peso, de cada uno de los aceros según la normativa API 5L. [16]

Tabla 2.7 La composición química de cada uno de los aceros.

Grado	C	Mn	P	S	Otros	Fe
X42	0,29	1,25	0,04	0,05	a	bal
X46	0,31	1,35	0,04	0,05	a	Bal
X52	0,31	1,35	0,04	0,05	a	Bal
X56	0,26	1,35	0,04	0,05	b	Bal
X60	0,26	1,35	0,04	0,05	b	Bal
X65	0,26	1,40	0,04	0,05	b	Bal
X70	0,24	1,40	0,04	0,05	c	Bal
X80	0,18	1,80	0,03	0,018	d	Bal
X100	0,06	1,80	0,03	0,018	e	Bal
X120	0,06	1,90	0,025	0,02	f	Bal

Tabla Composición química de las tuberías API 5L (valores máximos de % en peso).

a) Nb, Ti, V: Se pueden emplear mediante acuerdo con el fabricante.

b) Mínimo 0,005% Nb, mínimo 0,02% V o una combinación a juicio del fabricante.

c) Por acuerdo con el fabricante: 0,05% Nb, 0,04% V, 0,06% Ti, 0,2% Si y Ni, 0,01% Cr, 0,24% Mo, 0,003% Co, 0,01% Cu, 0,03% Al

d) Por acuerdo con el fabricante: 0,07% Nb, 0,025% V, 0,02% Ti, 0,3% Si, 0,25% Ni, 0,15% Cr, 0,2% Mo, 0,02% Cu.

e) Por acuerdo con el fabricante: 0,05% Nb, 0,018% Ti, 0,3% Si, 0,25% Ni, 0,2% Mo.

f) Por acuerdo con el fabricante: 0,05% Nb, 0,018% Ti, 0,45% Si, 0,25% Ni, 0,2% Mo.

Con la evolución de los materiales, se ha ido disminuyendo el contenido en carbono sustituyéndolo por otros elementos químicos como el manganeso y otros microaleantes. Estos aceros son hipoeutectoides.

A continuación se enumeraran los principales elementos químicos [18].

Carbono (C): El carbono es un soluto intersticial que aumenta la resistencia mecánica en aceros estructurales. Sin embargo, en el caso de aceros en tuberías, debe ser utilizado en la menor cantidad posible para garantizar una mejor soldabilidad.

Silicio (Si): Actúa como agente desoxidante para el acero y también es un elemento de refuerzo. Si el contenido de Si es inferior a un 0,05%, se produce una desoxidación insuficiente. Si se encuentra por encima de un 0,5%, se puede formar martensita en bandas en grandes cantidades en la zona afectada por el calor de la soldadura, disminuyendo la tenacidad. Por lo tanto, el intervalo de contenido en Si apropiado es de 0,05 a 0,5%.

Manganeso (Mn): Es un elemento esencial que hace que un acero sea duro y resistente. A niveles por debajo de 0,8%, el efecto es insuficiente. Para porcentajes que superen un 2,0%, la segregación central llega a ser notable, reduciéndose la tenacidad del metal base; la soldabilidad también se deteriora. Por lo tanto, el contenido apropiado de Mn oscila de 0,8 a 2,0%.

Fósforo (P): Es una impureza y, cuando su contenido es mayor de un 0,02%, la segregación central llega a ser importante, dando lugar a una disminución de la tenacidad del metal base; puede producirse también una formación de grietas en caliente en la etapa de soldadura. Por lo tanto, el contenido en fósforo debe ser tan bajo como sea posible.

Azufre (S): También es una impureza y, cuando su contenido es mayor de un 0,01%, aumenta la tendencia a la formación de grietas inducida por el hidrógeno en bloques de acero, y a una fragilización producida por el hidrógeno en la etapa de soldadura. Por lo tanto, el contenido de S debe ser tan bajo como sea posible.

Los aceros con mayor grado API tienen mejor soldabilidad, debido a su menor contenido de carbono, mayor tenacidad y menor tamaño del grano. La soldabilidad se define como la capacidad por la que los aceros pueden ser unidos con menores riesgos de agrietamiento en la zona más crítica, es decir, la zona afectada térmicamente. Para ello es necesario conocer el contenido de Carbono equivalente (CE), que involucra la presencia de varios elementos de aleación en el acero, además de su contenido en carbono, de la forma: [16]

$$CE = \%C + \%Mn/6 + \%(Cu+Ni)/15 + \%(Cr+Mo+V)/5 \qquad (2.2)$$

Existe otra expresión para el Carbono Equivalente, que se utiliza para aceros con contenidos en carbono menores al 0,18% en peso:

CE= %C + %Si/30 + %(Mn+Cu+Cr)/20 + %Ni/60 + %Mo/15 + %V/10 + %B (2.3)

2.3.3. Fabricación

Las dimensiones de las tuberías se fabrican siguiendo la normativa ANSI ASME B36-10. Los diámetros utilizados van desde los 40 a 155 cm. en ramales principales, estos se fabrican a partir de aceros laminados que se curvan y se sueldan longitudinalmente. En ramales secundarios se usan diámetros entre 15 y 40 cm. Éstos se pueden fabricar sin soldadura, se conforman en caliente a partir de un lingote macizo cilíndrico. Los tramos se suministran en longitudes que van desde los 6 m. hasta los 20 m. y se sueldan entre sí a tope o solape. [19]

La fabricación de un tubo de acero API 5L, básicamente consta de tres pasos ilustrados en la Figura 2.15.Existen diferentes procesos de unión, que en esencia se dividen en dos grandes grupos: tubos sin soldar y tubos con soldadura. [16]

El proceso sin soldadura es un proceso de deformación plástica en caliente de acero para formar un cilindro sin costura, se muestra en los apartados (a) y (b) de la figura 2.15. Posteriormente es acabado en frío, apartado (d), para producir la forma deseada, las dimensiones y propiedades.

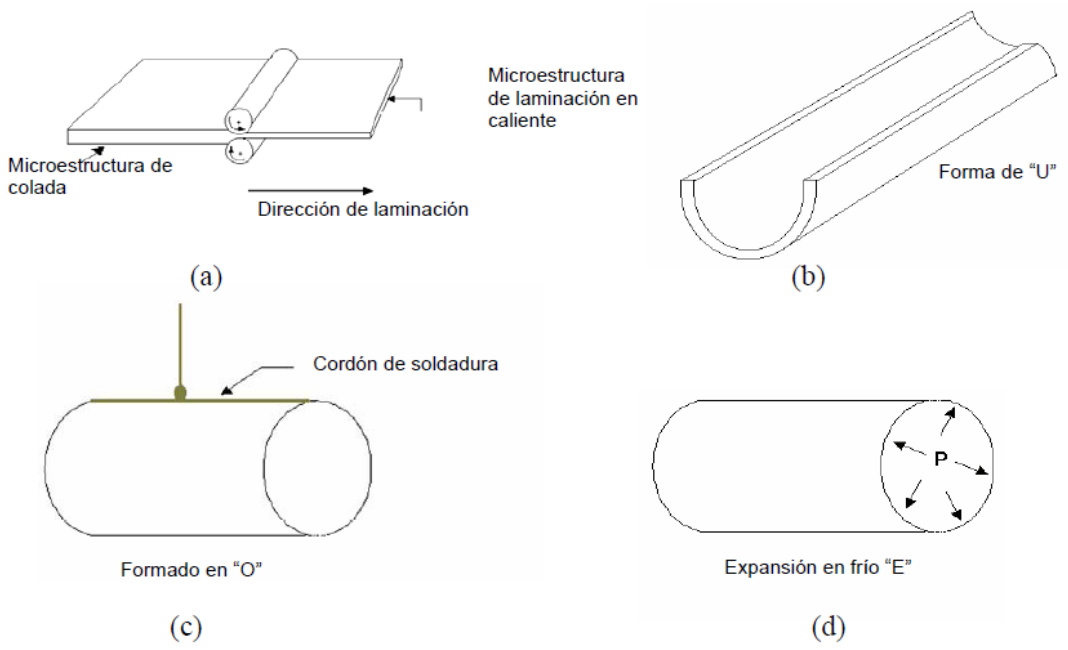


Figura 2.15. Fabricación de la tubería API 5L

El segundo grupo utiliza la soldadura para formar el tubo, (c), y puede ser con o sin la aplicación de metal de aporte, y con o sin el empleo de presión

2.3.4. Microestructura

La microestructura final es una variable clave en la determinación de las propiedades del material. Debe ser diseñada específicamente para conseguir un servicio seguro y óptimo en condiciones de funcionamiento. La mayoría de los aceros modernos para tuberías, tiene diferentes y complejas microestructuras, en función de su composición química y de su proceso de fabricación. Sin embargo, prevalece una tendencia general a reducir el contenido de carbono.

Los nuevos tipos de acero desarrollados tienen diferentes formas y combinaciones de bainita, martensita, ferrita y perlita con el fin de conseguir la resistencia, objetivo, tenacidad y ductilidad. Estas propiedades se basan en un diseño cuidadoso de la química y de procesamiento del acero con el fin de controlar las transformaciones de fase de austenita, tales como bainita inferior y martensita.

La tubería de acero de alta resistencia debe presentar una estructura metalográfica formada por martensita y/o bainita con una relación de porcentajes tal que el área de martensita y/o bainita no sea inferior de 80%. Si se presenta tal microestructura, la tubería de acero puede ser denominada de acero de alta resistencia con un límite de elasticidad no inferior a 551 MPa [20].

2.3.5. Propiedades mecánicas de los aceros API

Las propiedades mecánicas de cualquier metal dependen íntimamente de su composición química y de los tratamientos térmicos y termomecánicos que han experimentado durante su procesado y, por lo tanto, de su micro estructura.

Los valores de resistencia a tracción y límite elástico han aumentado a medida que la serie API 5L ha desarrollado nuevos aceros. Este aumento se debe, a pesar de la reducción del contenido de carbono, al aumento de la proporción de manganeso y a la presencia de elementos como por ejemplo cromo, cobre o el niobio, que proporcionan mejoras en las propiedades resistentes del acero. En la Tabla 2.8 se presentan las propiedades mecánicas de los aceros API 5L [17].

Tabla 2.8 Propiedades mecánicas de los aceros API 5L

Grado	Límite elástico (MPa)	Tensión de rotura (MPa)
X42	289	413
X46	317	435
X52	358	459
X56	386	490
X60	413	519
X65	448	535
X70	482	565
X80	551	752
X100	689	886
X120	827	1005

2.3.6. Métodos de unión

Los métodos de unión sirven para unir tramos de tuberías entre sí y para conectar los diversos accesorios, como válvulas y equipos. Los principales medios de unión son los siguientes:

- Uniones roscadas.
- Uniones soldadas.
- Uniones bridadas.
- Uniones adhesivas.

Muchos son los factores que inciden en el tipo de unión, tales como operatividad, coste, seguridad, presión y temperatura de trabajo, fluido contenido, diámetro de la tubería, etc.

El método más empleado para la unión de tuberías de transporte de sustancias petroquímicas es la soldadura. Siendo la más utilizada la soldadura de arco protegido, que además pueden ser: “a tope” (*butt Weld*) o “solapada”, (*socket Weld*). La soldadura a tope es la que se utiliza normalmente en los gaseoductos, pues permite unir tuberías de grandes dimensiones que van a transportar gas a alta presión

Entre las ventajas más importantes de las uniones soldadas destacan:

- Buena resistencia mecánica, casi siempre equivalente a la de la tubería.
- Estanqueidad perfecta y permanente.

- Facilidad en la aplicación de recubrimientos y pinturas protectoras.
- Ninguna necesidad de mantenimiento.
- Buena apariencia.

En cuanto a las desventajas más destacadas:

- Dificultad en desmontaje de las tuberías.
- Requieren mano de obra especializada para su ejecución.

Este tipo de soldadura se aplica para todos valores de presiones y temperaturas. Las tuberías y los accesorios deben tener sus extremos preparados con biseles que dependerán del espesor de la pared de la tubería. En la Figura 2.16 se presenta un ejemplo de soldadura a tope.

Figura 2.16 Soldadura a tope

2.4. Defectología en tuberías.

2.4.1. Introducción

Las tuberías para transporte de gas y petróleo tienen un nivel muy alto de seguridad. Esto se debe a una combinación de buen diseño, los materiales y las prácticas de operación. Sin embargo, como cualquier estructura de ingeniería, las tuberías no están exentas de defectos. Las causas más comunes de daños en conductos del sector petroquímico son los factores externos (daño mecánico con alta concentración de tensión), y

la corrosión [21]. En la figura 2.17 se muestra el esquema con la clasificación estudiada en este Proyecto de Fin de Carrera.

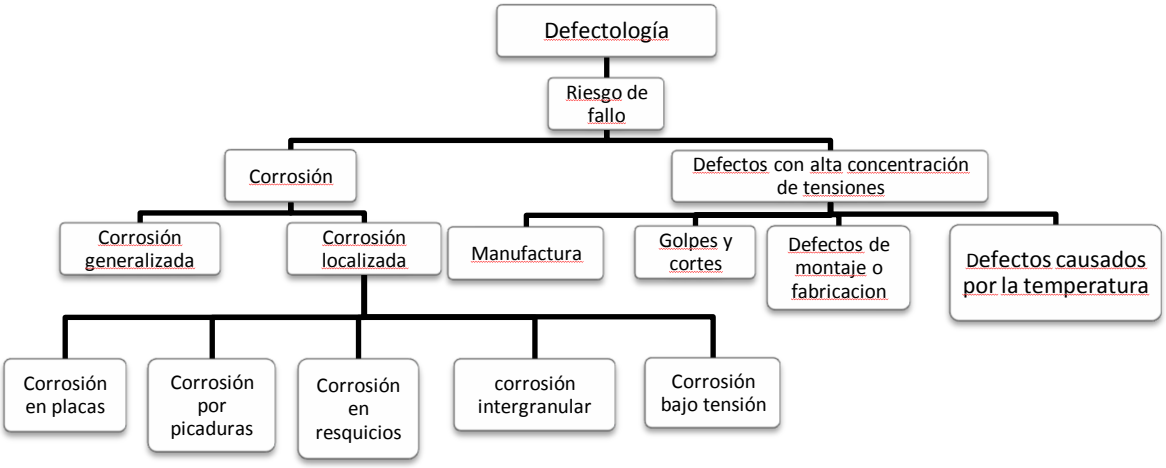


Figura 2.17. Clasificación de los defectos

2.4.2. Corrosión

2.4.2.1. Definición

La corrosión pude definirse como la reacción química o electroquímica de un metal o su aleación con su medio circundante con el consiguiente deterioro de sus propiedades. De manera más general, puede entenderse como la tendencia general que tienen los materiales a buscar su forma más estable o de menor energía interna, normalmente un óxido. El proceso de corrosión es natural y espontáneo. [22]

La reacción básica de la corrosión se caracteriza por la disolución anódica del metal, de la forma:

$$Me \rightarrow Me^{n+} + ne^{-} \qquad (2.4)$$

Paralelamente existe una sustancia oxidante que3 experimenta la reacción de captación de electrones. Para un medio neutro o alcalino se da:

$$O_2 + 2H_2O + 4e^{-} \rightarrow 4OH^{-} \qquad (2.5)$$

Resultando la reacción global:

$$2Fe + 3H_2O \rightarrow Fe_2O_3 + 3H_2 \qquad (2.6)$$

La reacción de oxidación se denomina reacción anódica y la reacción de reducción reacción catódica. Ambas son necesarias para que haya corrosión, es decir, la oxidación causa la pérdida real de metal, pero debe existir también una reacción de reducción que consuma los electrones liberados, manteniendo así la neutralidad de la carga.

La parte donde se oxida el metal es el ánodo o parte anódica. En este lado la corriente eléctrica continua se dirige desde la superficie del metal hacia el electrolito mientras los iones metálicos abandonan la superficie. Esta corriente circula en el electrolito hacia el lugar donde el oxígeno, agua u otras sustancias están siendo reducidas. Esta parte es denominada como cátodo o lugar catódico.

Existen dos clases de pérdidas desde el punto de vista económico: directas e indirectas.

Los costes directos son las que afectan de manera inmediata cuando se produce el ataque. Estas se pueden clasificar en varios tipos también, de las cuales las más importantes son el coste de las reparaciones o sustituciones de los equipos deteriorados y Costes por Medidas Preventivas.

Los costes indirectos son muy difíciles de cuantificar y se consideran que derivan de los fallos debidos a los ataques de corrosión. Los principales son la detención de la producción, pérdidas de producto, de rendimiento, costes por sobredimensionamiento y las responsabilidades por accidentes derivados de la corrosión. [23]

Se estima que la relación entre gastos indirectos y directos se sitúa entre 1:6 y 1:10.

Según el informe HOAR de la Universidad de Cambridge de 1971[24], los costes producidos por la corrosión oscilan cerca del 3,5% del P.I.B. en los países industrializados. Se podría evitar cerca del 23% de los costes con un mayor y mejor uso de los conocimientos y técnicas que hoy en día están disponibles. Los últimos estudios recogen que, en España, las pérdidas derivadas de la corrosión ascendieron a 33.000 millones de €, lo que se traduce en el 2,5 % del PIB del país. [25]

2.4.2.2. Formas de corrosión

Existen diferentes métodos para clasificar los tipos de corrosión. El criterio que se ha seguido para clasificarlos, en este estudio, ha sido según

la morfología del ataque. En la figura 2.18 se muestra un esquema con la tipología utilizada.

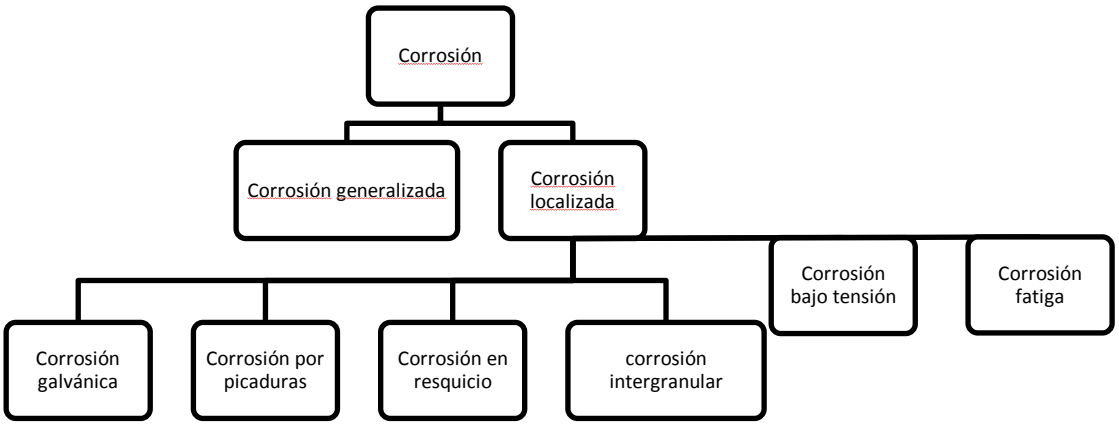


Figura 2.18 Tipos de Corrosión

Corrosión generalizada, homogénea o uniforme.

En este tipo, la pérdida de material se distribuye por toda la superficie expuesta al ambiente. La penetración media es, aproximadamente, la misma en todos los puntos. Cuando la corrosión se presenta en esta forma existe una relación directa entre pérdida de material, reducción de espesor y magnitud o gravedad del fenómeno. Es relativamente fácil predecir la vida útil en servicio, una vez conocida la evolución del proceso en las primeras etapas. [22]

La presencia de agua y oxígeno hacen prácticamente inevitable la corrosión. Si la capa de óxido es soluble, porosa o se desprende con facilidad, la corrosión uniforme avanza produciendo la pérdida de espesor. La corrosión sucede por una reacción de oxidación-reducción (intercambio de electrones) al formarse pilas galvánicas por la presencia de heterogeneidades a nivel microscópico. [26]

El caso particular del acero, al ser una aleación de hierro y carbono, que presenta diferentes fases. Las más típicas son la ferrita y la perlita. Ambas fases son conductoras, siendo la ferrita más anódica (activa) que la fase perlítica (noble).La humedad atmosférica forma películas muy finas y casi imperceptibles sobre la superficie metálica, constituyendo el electrolito.Cátodo, ánodo y electrolito constituyen la pila de corrosión a nivel granular. Las reacciones de oxidación-reducción se suceden. El resultado se muestra en la Figura 2.19.

Figura 2.19 Oxidación uniforme

Proceso de corrosión uniforme.

Los principales factores que determinan la intensidad de la corrosión uniforme son: [22]

- Humedad o presencia de agua.
- Temperatura.
- Contaminación atmosférica.
- Composición del metal y propiedades del óxido formado.

La corrosión localizada se produce en lugares discretos en un material. Es debido al efecto localizado del medio ambiente que causa el ataque acelerado de los materiales. En este tipo de corrosión existen unas altas tasas de penetración del electrolito y por lo tanto del ataque, mientras que el resto del metal no se ve afectado. El ataque también pueden ser más difícil de detectar, debido a que gran parte del daño que puede haber está bajo la superficie, con sólo una pequeña abertura visible para el ojo. Por otra parte, estas formas de ataque son económicamente importantes y peligrosas, ya que pueden dar lugar el fallo prematuro de una estructura por la penetración rápida con poca pérdida de peso global. Dentro de este tipo de ataque se pueden distinguir diferentes tipos.

Corrosión selectiva. El ataque se localiza en determinadas zonas de la superficie metálica. El caso más característico se da en aleaciones que presentan distintas fases con diferentes contenidos en los metales que la constituyen.

Estas fases, con diferentes composiciones químicas, presentan diferente comportamiento frente a la corrosión en determinados medios agresivos, originándose el ataque selectivo sobre alguna de ellas permaneciendo inalteradas otras. Uno de los casos

Corrosión por picaduras. Constituye un caso límite en cuanto a la localización del fenómeno de corrosión. El ataque se centra en un área muy reducida en comparación con la superficie total expuesta. En ocasiones, el área expuesta no constituye mucha más del 1% de la superficie libre. Tras la aparición de la picadura, el defecto se propaga hacia el interior formando pequeños túneles que avanzan habitualmente con bastante rapidez. El fenómeno se da preferentemente en materiales metálicos pasivables, pues suele iniciarse como consecuencia de la rotura local de la película pasiva. La pérdida de material es pequeña debido a lo reducido de la superficie afectada, pero los inconvenientes que puede causar son a menudo importantes.

La rotura va seguida de la formación de una célula electrolítica. El ánodo es una minúscula zona de metal activo, y el cátodo un considerable área de metal pasivo. Las reacciones de oxidación-reducción se suceden. La resistencia de la capa pasiva de alrededor y la acidez de los productos de la corrosión hacen que la tendencia de la picadura sea a profundizar en el sustrato. Las condiciones reinantes en el interior de la picadura son las propicias para que la corrosión continúe, la picadura profundiza en un proceso autocatalítico.

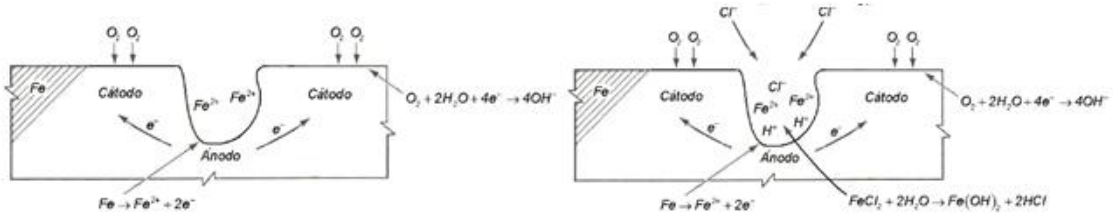


Figura 2.20 Proceso del avance de una picadura

Corrosión en resquicios. Se presenta en uniones, intersticios, zonas de solape, zonas roscadas, y, en general, en aquellas regiones mal aireadas o en las cuales la renovación del medio corrosivo está condicionada por mecanismos de difusión.

Este tipo de corrosión se debe a la formación de pilas de aireación diferencial originadas como consecuencia de la presencia de distintas presiones parciales de oxígeno en diferentes zonas de la superficie metálica.

La formación de productos sólidos de corrosión dificulta, con el tiempo, el acceso de oxígeno, por lo que contribuye a favorecer el fenómeno.

Cualquier resquicio, grieta o fisura puede ser lugar de inicio de la corrosión. La pasividad de las superficies expuestas al medio se mantiene mientras se tenga acceso al oxígeno del ambiente. La capilaridad hace que los líquidos penetren en las hendiduras. El oxígeno disuelto en el electrolito de la hendidura se consume para mantener la capa pasiva, mientras, la superficie del substrato tiene acceso al oxígeno del aire, pasando a ser catódico con relación a la hendidura. Las reacciones se suceden, con transferencia de electrones entre ánodo y cátodo. Las pequeñas cantidades de iones metálicos disueltos disminuyen el pH, y la presencia de cloruros facilitan la rotura de la capa pasiva. Esto hace que el medio, dentro de la hendidura, sea cada vez más agresivo. Como resultado, el ataque en la hendidura profundiza, propagándose a menudo con gran velocidad. En la figura 2.21 se observa un proceso de corrosión por resquicios.

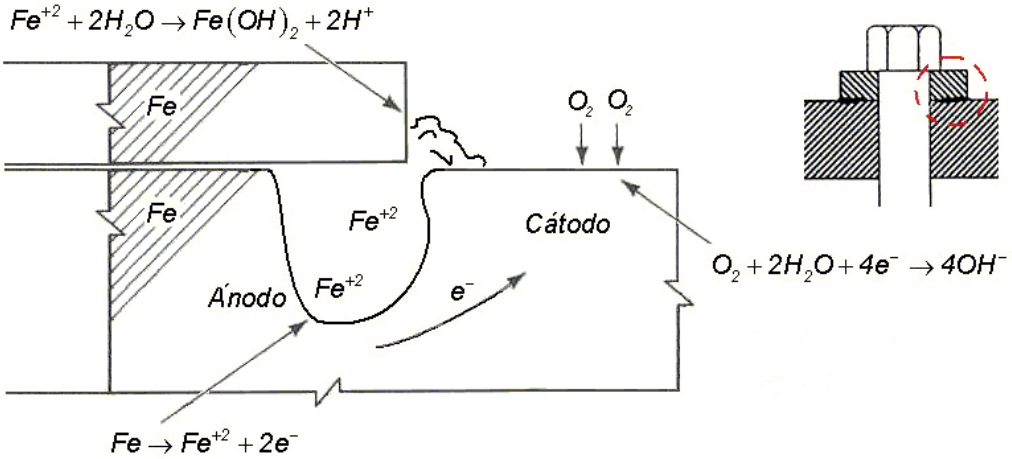


Figura 2.21 Proceso de corrosión por resquicios

Corrosión intergranular: Éste tipo se da cuando el ataque se localiza en los límites de grano del material metálico. Como consecuencia de ello, se pierde la coherencia entre granos y el material reduce significativamente los valores de sus características mecánicas habituales. Es una forma peligrosa de la corrosión debido a que las fuerzas de cohesión entre los granos pueden ser demasiado pequeñas para resistir esfuerzos de tracción, reduciéndose la dureza del material seriamente en una etapa relativamente temprana, y la fractura puede ocurrir sin previo aviso. Los granos podrían caer, dejando hoyos o ranuras.

Corrosión bajo tensión. Se da cuando la aleación, es muy extraño que aparezca en metales puros, está sometida a tensión mecánica de

tracción y se encuentra en contacto con un medio agresivo que suele ser específico para cada material.

Se caracteriza por la aparición de grietas o fisuras que avanzan en la dirección normal a la de la aplicación de la tensión a velocidades variables llegando en su última fase en valores de hasta 2 mm/hora. El desplazamiento de la grieta puede ser a través del grano (transgranular) o a lo largo del límite de grano (intergranular), esto depende de las características metalúrgicas de la aleación.

Corrosión fatiga. Cuando la tensión aplicada es cíclica, el proceso se conoce como corrosión fatiga. En estas condiciones no se precisa de un medio agresivo específico y el fenómeno se caracteriza, de la misma manera que en el caso anterior por la aparición de grietas que pueden originar la rotura del material en tiempos cortos, morfológicamente las grietas se diferencian porque no están ramificadas. [24]

2.4.2.3. Corrosion en tuberías enterradas

Por necesidades mecánicas, económicas y de seguridad, los gasoductos han de ser enterrados. En esta situación se ven sometidos a un proceso de corrosión ya que el terreno tiene un contenido variable de humedad, sales y materia orgánica en descomposición. [27]

Para tener un buen control de la corrosión de estas estructuras se han de combinar los dos tipos de protección a nuestro alcance: un buen recubrimiento pasivo, complementado por un sistema de protección catódica adecuado. Confiar la protección anticorrosiva de una estructura enterrada solamente a la protección catódica, puede hacerse, pero será siempre antieconómico si la estructura no es de dimensiones pequeñas.

El suelo generalmente es un medio heterogéneo en donde se dan muchas variaciones en la velocidad de corrosión de los metales. Un suelo natural contiene los siguientes elementos: arena, arcilla, cal y humus. Estos componentes pueden estar mezclados en el suelo en diferentes proporciones que darán lugar a distintos grados de agresividad.[28]

Por lo general, los suelos arenosos, margo-arenosos, margo-calcáreos y calcáreos no son agresivos; los suelos arcillosos en algunas condiciones son agresivos. Los que son agresivos de por sí son las turbas, los humus libres de cal y también los suelos cenagosos y de aluvión.

Los suelos artificiales, esto es los formados por escorias y basuras, elementos en putrefacción y residuos humanos e industriales también son agresivos.

Si el oxígeno atmosférico no puede penetrar el suelo, es frecuente el caso en suelos arcillosos o turbosos, el hidrógeno producido a consecuencia de la reacción catódica en la estructura enterrada puede llegar a ser eliminado (oxidado) por una acción microbiana. Este proceso es el resultado de la actividad metabólica de un microorganismo (la bacteria *Sporovibrio desulfuricans*) que se desarrolla en ausencia completa de oxígeno libre (condiciones anaerobias).

Para oxidar el hidrógeno de estos medios nutritivos orgánicos, esta bacteria no utiliza el oxígeno libre, sino el ion sulfato ($\mathbf{SO}_2^{-4}$), reduciéndolo a sulfuro ($\mathbf{S^{2-}}$). El resultado neto es que la corrosión continúa y se denomina corrosión anaerobia. Los síntomas característicos en las conducciones metálicas enterradas son el ennegrecimiento local del suelo por la formación del sulfuro de hierro y a veces el olor a ácido sulfhídrico.

Uno de los mecanismos más comúnmente aceptados para explicar lo anterior es el siguiente:

$$4\ Fe\ 4 \longrightarrow Fe^{2+} + 8\ e^- \quad (2.7)$$

$$8\ H^+ + 8e^- \longrightarrow 8\ H \quad (2.8)$$

$$S0^{2-}{}_4 + 8\ H \longrightarrow S^{2-} + 4\ H_2O \quad (2.9)$$

$$Fe^{2+} + S2- \longrightarrow FeS \quad (2.10)$$

} productos de corrosión

$$3\ Fe^{2+} + 6\ OH^- \longrightarrow 3\ Fe(OH)_2 \quad (2.11)$$

La agresividad del suelo se puede medir en función de su resistividad, pH y potencial rédox.

La resistividad de un terreno depende, en particular, de su estructura, de las dimensiones de sus partículas constituyentes, de su porosidad y permeabilidad, del contenido de agua (humedad) y de su contenido de iones.

La resistividad de un terreno y especialmente la de los estratos superiores, puede variar notablemente con las estaciones del año, la precipitación pluvial, la actividad agrícola e industrial, etcétera. La temperatura no ejerce una influencia tan marcada, a menos que supere el punto de congelación, después de lo cual hay un aumento significativo de la resistividad. [27]

En lo que se refiere a la acidez, los suelos muy ácidos (**pH <5.5**) pueden motivar una rápida corrosión del metal desnudo, y la agresividad del suelo aumenta con el incremento de la acidez (disminución del pH), pero estos valores de pH no son frecuentes. La mayor parte de los suelos tienen pH comprendidos entre 5.0 y 8.0, en cuyo caso la corrosión depende de otros factores. En suelos alcalinos parece existir una cierta correlación entre conductividad y agresividad.

En un medio anaerobio es posible predecir la corrosión midiendo el pH y el potencial rédox. Estas medidas permiten establecer las condiciones que favorecen la actividad microbiológica responsable de la corrosión anaerobia. El pH más favorable oscila entre 5.5 y 8.5 . En estas condiciones, la medida del potencial rédox efectuada con un electrodo de platino, permite establecer si un terreno está predispuesto al crecimiento de bacterias sulfatoreductoras.

En tuberías enterradas se puede dar corrosión por corrientes vagabundas. Éstas corrientes eléctricas circulan en el suelo, fuera de los circuitos previstos; su intensidad con frecuencia es variable y depende esencialmente de la naturaleza y funcionamiento de la fuente que las emite. La corriente eléctrica busca siempre recorridos de menor resistencia y, por esta razón, sigue con facilidad las canalizaciones metálicas enterradas. La corrosión se produce siempre en los lugares en donde la corriente sale de la estructura que ha recorrido, provocando una disolución anódica, tanto más peligrosa cuanto más localizada esté.

2.4.2.4. Métodos de protección

Existen cuatro métodos comúnmente utilizados para controlar la corrosión en tuberías:

- **Selección adecuada de materiales.**
- **recubrimientos protectores y revestimientos**.
- **protección catódica.**
- **inhibidores de corrosión.**

Selección adecuada de materiales: cuando se diseña una instalación hay que seleccionar y emplear materiales resistentes a la corrosión como acero inoxidable, plásticos y aleaciones especiales que alarguen su vida útil. Sin embargo, en la selección de materiales resistentes a la corrosión el criterio fundamental no es, en esencia, la protección de una estructura, sino la protección o conservación del medio donde esta existe.

Recubrimientos y revestimientos: son las principales herramientas contra la corrosión, a menudo son aplicados en conjunción con sistemas de protección catódica para optimar el costo de la protección de tuberías.

Protección catódica: en este método se utiliza corriente eléctrica directa para contrarrestar la normal corrosión externa del metal del que está constituido la tubería. La protección catódica es utilizada en los casos donde toda la tubería o parte de ella se encuentra enterrada o sumergida bajo el agua. En tuberías nuevas, la protección catódica ayuda a prevenir la corrosión desde el principio; en tuberías con un período de operación considerable puede ayudar a retardar el proceso de corrosión existente y evitar un deterioro mayor.

Inhibidores de Corrosión: son productos que actúan ya sea formando películas sobre la superficie metálica, tales como los molibdatos, fosfatos o etanolaminas, o bien entregando sus electrones al medio. Los inhibidores de corrosión extienden la vida de las tuberías, previniendo fallas y evitando escapes involuntarios.

Evaluar el ambiente en el cual está la tubería o en el sitio donde se ha de colocar, es muy importante para el control de la corrosión. Modificar el ambiente en las inmediaciones de la tubería, como por ejemplo reduciendo la humedad o mejorando el drenaje, puede ser una manera simple y efectiva de reducir la potencialidad de la corrosión.

Las tuberías enterradas, a diferencia de las superficiales, se encuentran completamente sumergidas en un medio electrolítico. Cada suelo tiene características particulares de resistividad-conductividad específicas, y a lo largo de la longitud de la línea esta resistividad varía por efectos de cercanías a cuerpos de agua, instalaciones enterradas, bases de edificaciones, torres de alta tensión, otras tuberías,etc. Para garantizar la protección contra la corrosión de una tubería enterrada no es suficiente un recubrimiento de pintura. Es necesaria la aplicación de revestimientos que aíslen la tubería del medio en que se encuentra.

Estos revestimientos pueden ser, entre otros polietileno o polipropileno, resina epóxica, brea epóxica, imprimante y cinta plástica adhesiva (teipe). El polietileno, polipropileno y resina epóxica son de aplicación industrial y las tuberías deben enviarse a plantas de revestimiento especializadas en aplicar este tipo de protección a los tubos. La brea y la combinación de imprimantes y teipes pueden aplicarse en sitio.

Ningún revestimiento garantiza una protección del 100%. Impurezas en el material o proceso de aplicación de la capa protectora, golpes o ralladuras al momento del transporte o instalación pueden desmejorar el aislamiento. Es por esta razón que, para garantizar la prolongación de la vida útil de una tubería revestida se acompañe de un sistema de protección catódica.

En la figura 2.22 se muestra el mecanismo de corrosión de una tubería enterrada.

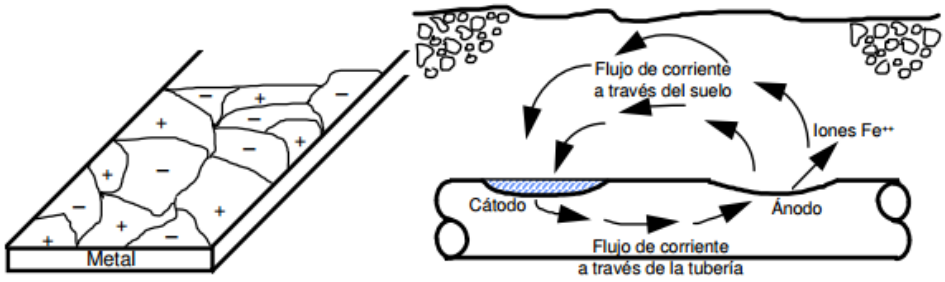


Figura 2.22 Corrosión en una tubería enterrada

Cada metal, sumergido en un electrolito, tiene un potencial respecto al electrodo de hidrógeno, de potencial 0. Este potencial particular de cada metal, es la suma algebraica de los potenciales de las innumerables pilas formadas sobre su superficie. Al proteger a este metal catódicamente, su potencial se hará más electronegativo.

Para estructuras grandes, como un gaseoducto, se hace necesario emplear un sistema de protección catódica por corriente impresa. Este sistema consiste en unir eléctricamente la estructura que se trata de proteger con el polo negativo de una fuente de alimentación de corriente continua (pura o rectificada) y el positivo con un electrodo auxiliar que cierra el circuito. Los electrodos auxiliares se hacen de chatarra de hierro, aleación de ferrosilicio, grafito, titanio platinado, etc. Es completamente indispensable la existencia del electrolito (medio agresivo) que completa el circuito para que se realice el proceso electrolítico.

Un sistema típico de protección de corriente catódica forzada (CIPC) para un gasoducto incluiría un rectificador de corriente alterna accionado con una potencia máxima de salida de CC de entre 10 y 50 amperios y 50 voltios de potencial. El terminal positivo de DC de salida se conecta a través de un cable de la matriz de ánodos enterrados en el suelo (el ánodo *groundbed*). Para muchas aplicaciones los ánodos se instalan a 60 m de profundidad, 25 cm de diámetro vertical y relleno con conductores Coque (un material que mejora el rendimiento y la vida de los

ánodos). Un cable clasificado para la corriente de salida se conecta el polo negativo del rectificador a la tubería. La salida de funcionamiento del rectificador se ajusta al nivel óptimo después de realizar varias pruebas incluyendo medidas del potencial electroquímico. En la figura 2.23 se muestra una protección catódica por corriente impresa.

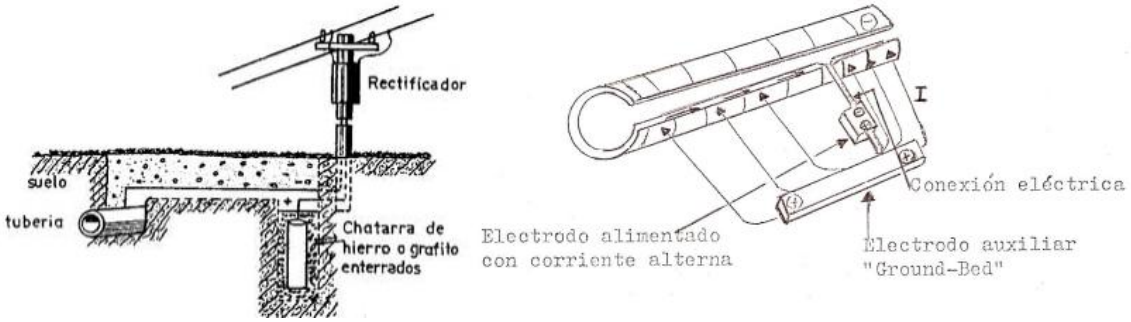


Figura 2.23 Protección catódica por corriente impresa

Existen varios criterios para la elección del potencial de protección catódica.

Un primer criterio consiste en llevar el potencial del cátodo a un valor cercano al potencial del ánodo a circuito abierto, por ejemplo un cambio negativo en el potencial estructura-electrolito de 0,25 a 0,30 V (la velocidad de corrosión es aceptable y compatible con la vida útil de la estructura); un segundo criterio consiste en producir un cambio catódico de una estructura exactamente al potencial del ánodo a circuito abierto (la estructura está teóricamente protegida totalmente); un tercer criterio consiste en producir una variación catódica del potencial de toda la estructura a un valor más negativo que el potencial del ánodo a circuito abierto (se asegura así una protección total desde un punto de vista práctico); un cuarto criterio consiste en proteger catódicamente una estructura metálica exclusivamente en sus puntos anódicos (*hot spot*). [26]

Uno de los problemas asociados a un exceso de protección catódica conlleva una descomposición del electrolito, con rotura la molécula de hidrógeno, este fenómeno sumamente agresivo, disminuye notablemente la vida en servicio de las tuberías. A continuación se hablará del mismo.

2.4.3. Agrietamiento por hidrógeno

Proceso que conlleva a una reducción de la tenacidad o ductilidad de un metal, debida a la absorción de hidrógeno. Aparece, en general, en materiales metálicos de alta resistencia como aceros de alta resistencia a la tracción y aleaciones de aluminio y titanio. Muchos autores consideran el fenómeno como un caso particular de la corrosión bajo tensión. [28]

Los metales férreos son susceptibles, en especial, al agrietamiento por hidrógeno cuando se han tratado térmicamente para formar martensita o en la soldadura, pero son menos sensibles si la estructura es ferrítica.

En los gasoductos es un problema importante, especialmente, si se transporta gas amargo. Este tipo de gas contiene cantidades importantes de acido sulfhídrico que puede reaccionar en presencia de agua.

Las situaciones en las que puede formarse hidrógeno atómico en la superficie metalica expuesta al medio agresivo son las siguientes: [22]

- Por reacción catódica de electronización de protones si el metal opera en medio ácido. En una etapa intermedia del mecanismo de reacción se produce hidrogeno atómico.

$$H^+ + e^- \rightarrow H \qquad (2.12)$$
$$H + H \rightarrow H_2 \qquad (2.13)$$

- Por hidrólisis del catión en cavidades de difícil regeneración del electrolito, como zonas de resquicio o picaduras, con posterior reducción catódica del protón.

$$Me^{n+} + H_2O \rightarrow Me(OH)^{n-1} + H^+ \qquad (2.14)$$
$$H^+ + e^- \rightarrow H \qquad (2.15)$$
$$H + H \rightarrow H_2 \qquad (2.16)$$

- Por reducción del agua si el material metálico se sitúa a potenciales inferiores a los marcados por la línea de reducción del disolvente correspondiente a su diagrama de Pourbaix, lo cual es típico en estructuras protegidas catódicamente.

$$\begin{array}{l} 2H_2O + 2e^- \Rightarrow H_2 + 2OH^- \\ \qquad\quad \Downarrow\Uparrow \\ \qquad\quad H + H \end{array} \qquad (2.17)$$

Por otra parte, los átomos de hidrógeno son adsorbidos sobre la superficie metálica antes de originar la molécula de hidrógeno. Estos átomos por su tamaño, difunden fácilmente por la red cristalina debido a su tamaño, incluso a temperatura ambiente. Al introducirse en el metal crean pequeñas distorsiones aumentando la energía interna del cristal. Los átomos tienden a acumularse en zonas con defectos en la red y así disminuir la energía de deformación, al juntarse los átomos forman moléculas de gas hidrogeno que pueden llegar a formar microporos y si estas formaciones están muy cerca de la superficie, pueden llegar a iniciar una fisura. La aparición de microgrietas internas reduce apreciablemente la capacidad de deformación, aumentando su fragilidad.

2.4.4. Abolladuras

Una abolladura en una tubería es una deformación plástica permanente de la sección transversal circular, que provoca una tensión local, una concentración de las tensiones y una reducción local en el diámetro de la tubería. Es provocada por una fuerza externa. [29]

En la Figura 2.24 se muestra la sección de una tubería tras sufrir una abolladura.

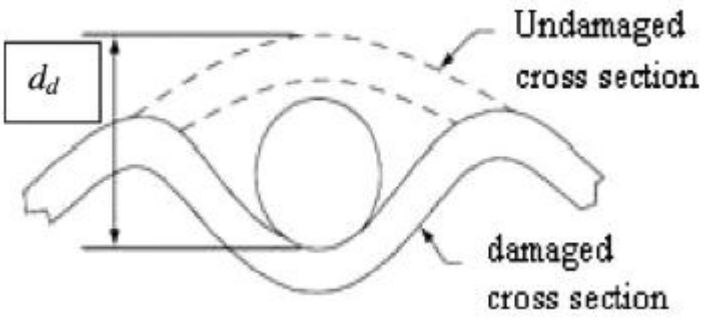


Figura 2.24 Comparación entre las secciones de una tubería antes y después de la abolladura

La profundidad de la abolladura es el factor más importante que afecta a la resistencia a la rotura y a la fatiga. Las variables críticas relacionadas con las abolladuras son: [29]

- Profundidad: Distancia entre la sección transversal en buen estado y sección dañada
- Geometría de la tubería (relación entre el diámetro y el espesor).
- Perfil de curvatura de la abolladura.
- La presión de servicio.
- Rango aplicado de presión cíclica

Las abolladuras se pueden clasificar en dos tipos básicos:

- **Abolladuras simples:** Cambios puntuales en la superficie de la tubería, pero en ausencia de concentradores de esfuerzos, producidas por rocas en el relleno o impactos mecánicos.

- **Abolladuras con concentradores de esfuerzos:** Este tipo de defectos se presentan cuando existen concentradores de esfuerzos, tales como grietas, acanaladuras, estrías, quemaduras por arco eléctrico durante la soldadura, localizados dentro de la zona donde se

encuentra el defecto. Estos defectos pueden causar el fallo o rotura de la tubería. Son potencialmente peligrosos, y crean graves problemas a la integridad de la tubería. Este tipo de abolladuras deben ser reparadas.

Además de lo expuesto anteriormente existen otros tipos de abolladuras:

- **Abolladuras dobles:** Cuando se solapan dos abolladuras en el eje de la tubería, creando un área de curvatura invertida en dirección longitudinal. Las grietas por fatiga se desarrollan en la intersección de las dos abolladuras y, a menudo, evolucionan hasta alcanzar dimensiones críticas a velocidades superiores que las grietas por fatiga en abolladuras simples.

- **Abolladuras que afectan a soldaduras:** Las abolladuras que se presentan sobre las costuras o sobre cordones de soldadura pueden ser analizadas por técnicas de fatiga existentes y deben ser reparadas con prioridad.

- **Acanaladuras:** Son estrías alargadas o cavidades causadas por remoción mecánica del metal. Puede ser reconocida porque presentan bordes afilados.

- **Quemaduras por arco eléctrico:** También se le conoce con el nombre de quemaduras por contacto. Generalmente son una serie de pequeños agujeros o socavaduras adyacentes a la superficie de soldadura causado por el arco eléctrico entre el electrodo de soldadura y la superficie de la tubería.

2.4.5. Defectos de manufactura

Los defectos durante la fabricación de elementos tubulares pueden producirse durante los procesos de laminado, forjado, conformado, etc. Algunos de estos defectos son difíciles de detectar durante el transcurso de la fabricación o en la inspección final. Cuando se utilizan en condiciones de servicio, pueden causar la rotura debido a este problema.

Se pueden clasificar los defectos como: [29]

- Laminaciones: Se deben principalmente a inclusiones o sopladuras. En el proceso de laminado quedan alargadas.
- Costras: Especie de escamas sobre la superficie.

- Pliegues: Se originan en el proceso de laminado, y se producen cuando, en el laminado previo, quedan salientes del metal, los cuales al nuevo paso del laminador, se introducen en el metal.
- Grietas: Se suelen producir durante el proceso de conformado del tubo.
- Hendiduras: Aparecen como resultado de la fragilidad en caliente.
- Capas descarburadas: Penetraciones intergranulares de óxidos de la superficie del tubo.

2.4.6. Normativas

La evaluación de la integridad de las tuberías ha sido durante mucho tiempo, y continúa siendo, una preocupación para la industria. Métodos para evaluar los defectos de pérdida de la corrosión de metales han estado disponibles desde hace muchas décadas, como por ejemplo la ecuación de NG - 18 y el Método ASME B31G. A lo largo de los años se ha propuesto y adoptado muchas modificaciones en el método original. En los últimos años, varios métodos alternativos han sido desarrollados sobre la base de estudios con elementos finitos. [30]

Estos métodos derivan de la ecuación NG-18

$$\sigma_R = \sigma_F \left(\frac{1 - r \times \frac{d}{t}}{1 - r \times \frac{d}{t.M}} \right) \quad (2.18)$$

En donde:

σ_R = tensión residual

σ_F = tensión flujo

d = profundidad del defecto

r = relación geométrica del defecto

t = espesor de pared

M = factor de Folias

$$M = \sqrt{1 + 0{,}4 \left(\frac{2C}{\sqrt{\frac{Dt}{2}}} \right)^2}$$

El factor de Folias es una corrección geométrica, relacionada con la concentración de esfuerzos debido a la dilatación que se produce bajo una carga de presión interna. [31]

ASME B31G

El origen de la normativa ASME B31G tuvo lugar a finales de 1960 y principios de 1970 en un proyecto patrocinado por AGA-NGI8, donde se creó una fórmula de fractura mecánica semi-empírica para el cálculo de la resistencia de una pieza con de un defecto de pérdida de metal. Este criterio fue aceptado por ASME y en el año 1984 es incorporado dentro del apéndice G del código B31.

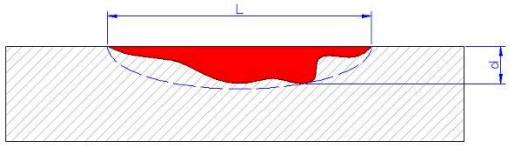
$$\sigma_R = \sigma_F \left(\frac{1 - \frac{A}{A_0}}{1 - \frac{A}{A_0} M^{-1}} \right) \quad (2.19)$$

A_o= Área de metal faltante

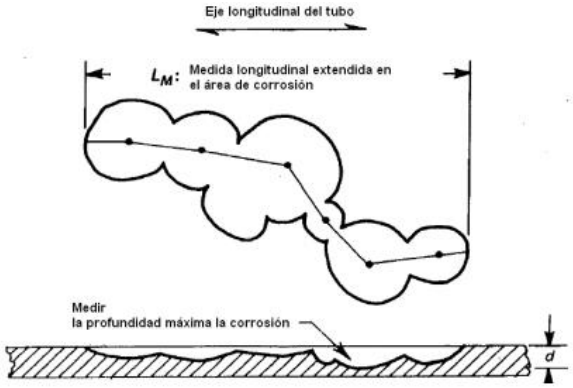
A= Área antes de cualquier pérdida de metal

Este criterio establece una aproximación del área de metal faltante a través del área de una parábola.

$$A_0 = \frac{2}{3} * L * d \qquad (2.20)$$



Los parámetros longitud del defecto (L) y profundidad máxima se toman como se indica en la figura.



Para relaciones $\frac{0.8\,L^2}{D*t} <= 20$

$$M = (1 + \frac{0.8\,L^2}{D*t})^{0,5} \quad (2.21)$$

Para relaciones $\frac{0.8\,L^2}{D*t} > 20$;

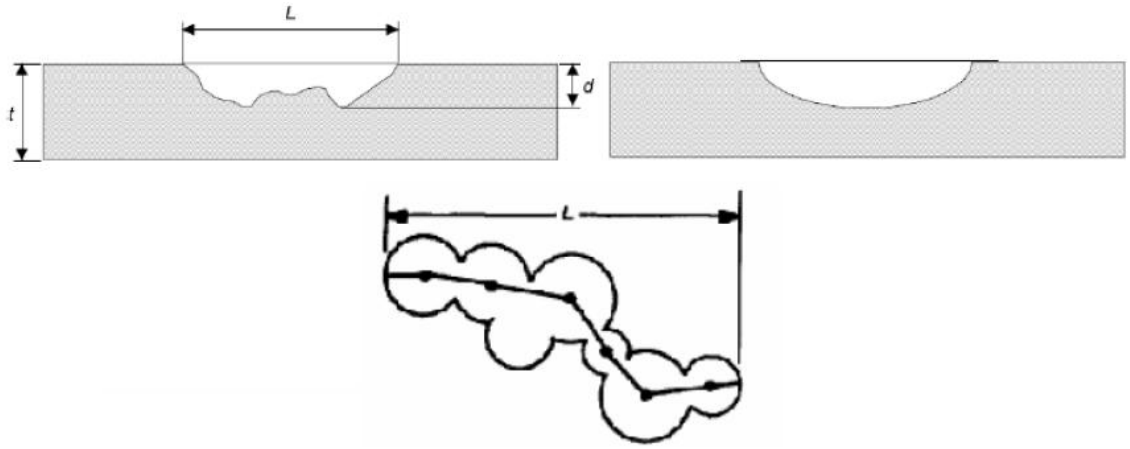
$$M = 0{,}032\left(\frac{L^2}{Dt}\right) + 3.3 \qquad (2.22)$$

La presión de fallo es:

$$P = \frac{1{,}1\times\sigma_y\times 2\times t}{D}\left[\frac{1-\left\{0{,}85\times\left(\frac{d}{t}\right)\right\}}{1-0{,}85\times\left(\frac{d}{t}\right)\times\left(\frac{1}{M}\right)}\right] \quad (2.23)$$

PCORRC

Este método ha sido desarrollado recientemente sobre la base de uso extensivo de análisis de elementos finitos y pruebas a gran escala. Es un método que produce resultados más exactos que el modelo B31G para todas las longitudes de defecto y presenta menor dispersión de resultados. Está específicamente orientado al colapso plástico. Su aplicación es más apropiada en aceros con un alto grado de resistencia, mayor que el X60. Es un método que aproxima los defectos con una forma elíptica.



$$P = \frac{2\times t\times\sigma_u}{D}\left[1-\left(\frac{d}{t}\,M\right)\right] \qquad (2.24)$$

$$M = 1 - e^{\left[-0.157\times\left(\frac{L}{\sqrt{\frac{D}{2}(t-d)}}\right)\right]} \qquad (2.25)$$

DNV F101 (RP-F101)

El desarrollo de la normativa DNV (RP-F101) fue iniciado porque no se podía trabajar con la norma ASME B31G y los principios de diseño de defectos adoptados por la DNV. Las ecuaciones en RP-F101 fueron derivadas por una calibración probabilística de las incertidumbres en las medidas defectuosas y en su capacidad para desencadenarse. Las

ecuaciones conllevan una mejora en la precisión de la medida del defecto de la corrosión, y con esta, de la presión de fallo. [32]

El RP-F101 se recomienda para la evaluación de las tuberías corroídas sujetas a presión interna y presión interna combinada con tensiones de comprensión longitudinal. Además este criterio provee un método de evaluación para un solo defecto aislado, interacciones de defectos y formas complejas defectuosas[ ]. Estos tres diferentes tipos de defectos pueden ser descritos de la siguiente manera:

- Defecto aislado. Los defectos no interactúan con defectos de vecinos. Por lo tanto, se asume que la presión de fallo es para un solo defecto y es independiente de otro defecto en la tubería.

- Defecto de interacción. Estos defectos interactúan con los defectos vecinos ya sea de forma axial o circunferencial. La interacción reducirá la presión de fallo.

- Defecto complejo de forma. Un defecto que resulta de la combinación de colonias de defectos.

La presión máxima admisible de las tuberías con un solo defecto es:

$$P = \left(\frac{\gamma_m \times 2 \times SMTS \times \left(1 - \gamma_d \left(\frac{d}{t}\right)^*\right)}{(D-t)\left[1 - \gamma_d \left(\frac{d}{t}\right)^*\right] Q^{-1}} \right) \qquad (2.26)$$

$$Q = \sqrt{1 + 0.31 \left[\frac{L}{Dt^{0.5}}\right]^2} \qquad (2.27)$$

$$\left(\frac{d}{t}\right)^* = \frac{d}{t} + \varepsilon_d StD \left(\frac{d}{t}\right) \qquad (2.28)$$

γ_m = Factor parcial de seguridad

γ_d = Factor parcial de seguridad para la profundidad del defecto de corrosión

ε_d = Factor para definir un valor de mediana para la profundidad del defecto de corrosión.

StD [d/t] = desviación estándar para d/t

SMTS = tensor de fuerza mínimo especifico

El factor de seguridad parcial γ_m y γ_d y el valor de ε_d son determinados por tablas que dependen de la clase de seguridad, la calidad de tubería, método de inspección y precisión del tamaño de la herramienta de inspección.

Tabla 2.9 desviación estándar STD [D/T],

Exactitud de medición relativa	NIVEL DE CONFIANZA	
	80%	90%
Exacto	StD[d/t] = 0.00	StD[d/t] = 0.00
+- 5%	StD[d/t] = 0.04	StD[d/t] = 0.03
+-10%	StD[d/t] = 0.08	StD[d/t] = 0.06
+-15%	StD[d/t] = 0.16	StD[d/t] = 0.12

Tabla 2.10 factor parcial de seguridad γ_m para las mediciones del defecto.

Requerimientos de materiales adicionales	Clase de protección γ_m		
	Bajo	Normal	Alto
Realizados	0.79	0.74	0.70
No realizados	0.82	0.77	0.72

Tabla 2.11 factor de seguridad parcial, γ_d y ε_d

Precisión de la medida	ε_d	Clase de protección γ_d		
		Bajo	Normal	Alto
0.00	0.0	1.00	1.00	1.00
0.04	0.0	1.16	1.16	1.16
0.08	1.0	1.20	1.28	1.32
0.16	2.0	1.20	1.38	1.58

SHELL 92

Hay empresas del sector petroquímico que han desarrollado sus propias normativas. Shell es una de ellas. Su criterio es prácticamente igual al ASME B31G. Es el método más conservativo de todos.

La tensión de fluencia se toma como el 90% de la tensión de rotura.

$\sigma_F = 0{,}9\ \sigma_U$

La presión máxima segura de trabajo es:

$$P = \frac{F*\sigma_F*2*t}{D}\left(\frac{1-\frac{D}{t}}{1-\frac{D}{t}M^{-1}}\right) \qquad (2.29)$$

F = Factor de seguridad (0,72 para gasoductos)

2.5. Métodos de inspección

2.5.1. Introducción

En este apartado se realiza una clasificación de los diferentes métodos de inspección existentes empleados en el sector del transporte de gas y petróleo para la detección de anomalías o defectos.

En un gasoducto, es de vital importancia conocer con exactitud su nivel de integridad. La inspección de la tubería es el proceso mediante el cual se monitoriza la condición mecánica del conducto y se determinan las características de los hallazgos, a fin de reducir la probabilidad de que ocurran incidentes que puedan alterar el normal funcionamiento. Los resultados de esta valoración permiten actuar en el momento justo de acuerdo con los programas de mantenimiento preventivo o correctivo y garantizar la integridad de la tubería.

2.5.2. Inspección directa mediante ensayos no destructivos

En la inspección de gasoductos es fundamental dejar las piezas inspeccionadas inalteradas, hay que usar ensayos no destructivos (END). Existe una gran variedad de este tipo de ensayos, a continuación se expondrán los más importantes: [33]

- Inspección visual
- Inspección mediante líquidos penetrantes
- Ensayo magnético
- Métodos radiográficos
- Inspección por ultrasonidos
- Ensayo por emisión acústica

2.5.2.1. Inspección visual

Dentro de los diferentes métodos de control mediante técnicas no destructivas es el más básico, y, no por ello menos importante la Inspección Visual.

La inspección visual es el primer control de componentes nuevos y también durante y después de su ciclo de vida. Consiste en revisar la calidad de las superficies, revelando defectos de superficie durante la manufactura y posteriormente en la operación. Su objetivo es detectar y examinar una gran variedad de fallas superficiales tales como: abrasión, daños mecánicos, procesos de fabricación, corrosión, contaminación, acabado y discontinuidades en uniones, como soldaduras, sellados, conexiones soldadas etc.

La principal limitación de este método es cuanto se refiere a la detección de fisuras, pues como es comprensible, la visión humana tiene sus limitaciones. Se requiere de personal capacitado y experimentado que utilice los procedimientos válidos y los estándares apropiados de calibración con equipos efectivos, en buen estado y dentro de un ambiente adecuado para las tareas de inspección y mantenimiento. Se requiere de una buena limpieza previa a la inspección.

El examen visual directo normalmente puede hacerse al ojo a unos 600 mm y el ángulo de visión no menos de 30º de la superficie a ser examinada. Pueden usarse espejos para mejorar el ángulo de visión, al igual que lentes de aumentos o lupas. Se debe tener el área suficientemente iluminada. La iluminación puede ser natural o artificial.

Este tipo de ensayo es, en primera instancia la más simple de cuantas se pueden utilizar. Los principales inconvenientes de esta técnica son:

- Falta de accesibilidad a muchos elementos del equipo a analizar.
- La necesidad muchas veces de interrumpir el servicio del equipo a examinar.
- Únicamente permite detectar defectos superficiales, pasando desapercibidos los defectos internos, o bien aquellos que queden ocultos tras una pintura, suciedad u óxido.

2.5.2.2. Líquidos penetrantes

La inspección por Líquidos Penetrantes es un ensayo no destructivo empleado para detectar e indicar discontinuidades que afloran en la superficie de los materiales examinados.

La superficie a inspeccionar debe limpiarse para eliminar cualquier tipo de contaminante que puedan interferir en la penetración, eliminación o dar indicaciones falsas. Para dicha limpieza se puede utilizar un chorro de arena y/o herramienta mecánica. Cuando la superficie se encuentre limpia y seca se aplica de forma homogénea el líquido penetrante, evitando el secado de este sobre la superficie. La aplicación se realiza por aerosol o por inmersión según los requerimientos del código ASME. Una vez transcurrido el tiempo de penetración indicado, se limpia con solvente y/o agua los excedentes, para proceder a la aplicación del revelador. El líquido revelador puede ser en forma de polvo o líquido, que se aplica en forma de rocío formando una capa delgada y uniforme que permita un contraste de fondo con el líquido penetrante. En la siguiente Figura 2.26 se muestra el procedimiento.

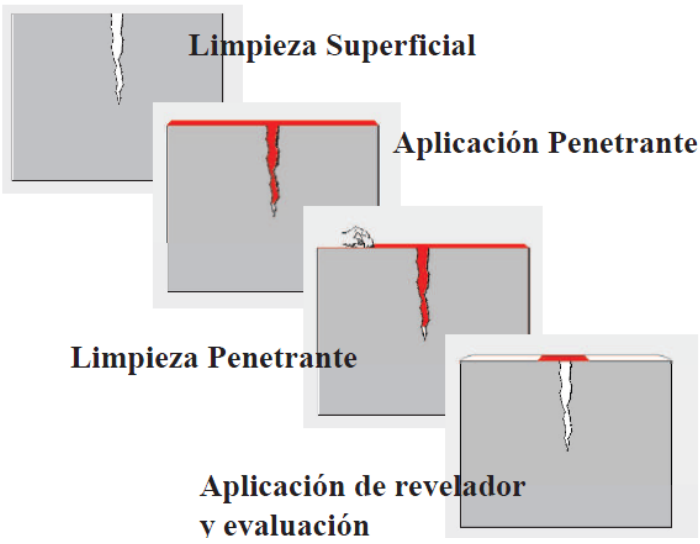


Figura 2.25. Protocolo de actuación con líquidos penetrantes

El fundamento de esta técnica se encuentra en que el líquido penetrante se introduce en las grietas y posteriormente se extrae por efectos de la capilaridad.

Las ventajas de este tipo de ensayo son las siguientes:

- Muy económico.
- Inspección a simple vista.
- No se destruye la pieza.
- Se obtienen resultados inmediatos.

Las desventajas son:

- Sólo detecta defectos superficiales.
- Difícil establecimiento de patrones.
- La superficie a inspeccionar debe estar limpia y sin recubrimientos.
- No se puede inspeccionar materiales demasiado porosos.

2.5.2.3. Partículas magnéticas

La técnica de partículas magnéticas es una técnica no destructiva relativamente sencilla, basada en la propiedad de ciertos materiales de convertirse en un imán, se emplea para la detección de posibles discontinuidades en la inspección de materiales ferromagnéticos. Se aplica a todos los materiales ferrosos excepto a los aceros austeníticos.

Detecta defectos de Poros, grietas, rechupes, traslapes, costuras, laminaciones, etc. Las fallas son de tipo superficiales y subsuperficiales (muy cercanas a la superficie).

Antes del examen es básico realizar una buena limpieza del área que va a examinarse. Dicha superficie no debe contener contaminantes como polvo, grasa, aceite u otra materia extraña. Es común esmerilar o lijar la superficie. Después, la superficie a examinar tiene que ser magnetizada, y a continuación se aplican partículas ferromagnéticas finamente divididas. Durante la realización del ensayo, las partículas se acercan a las discontinuidades de la pieza, debido a las fugas del campo magnético de la zona. La técnica se basa en la distorsión que sufre el campo magnético aplicado a una pieza cuando, en su camino, se interpone alguna discontinuidad. Si dicha discontinuidad tiene baja permeabilidad magnética, en el material ferromagnético supone una barrera a las líneas de fuerza del campo magnético, se producirá una distorsión en el recorrido de éstas a los dos polos del imán, de modo que pueda sortearse la discontinuidad, formando lo que se denomina campo de fuga. Las partículas tienden a acumularse sobre los campos de fuga y dejan desiertas las zonas defectuosas, por lo que se otea su localización y dimensiones.

El campo se proporciona a través de imanes permanentes, electroimanes o bobinas. En la Figura 2.28 se aprecia un electroimán para la inspección.

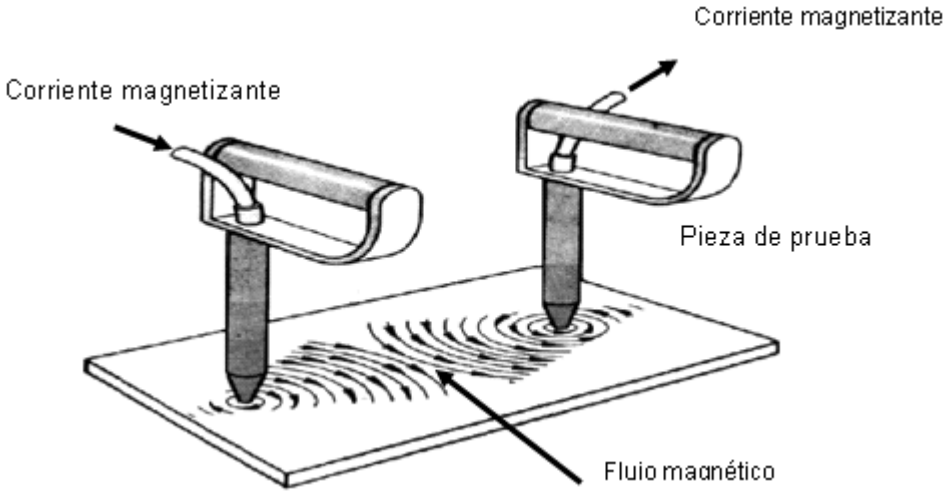


Figura 2.26. Electroimán para la inspección

2.5.2.4. Métodos radiográficos

Este tipo de ensayo tiene la ventaja de que los Rayos X o Rayos gamma pueden penetrar materiales opacos. La imagen radiográfica se produce por la capacidad que tienen las radiaciones ionizantes de impresionar una película fotográfica. A la película le llegan diferentes intensidades de radiación, motivadas por diferentes absorciones del material a radiografiar, causadas por diferencias de espesor o por inclusiones de diferentes materiales (por ejemplo aire de los defectos). En la Figura 2.29 se observa lo explicado.

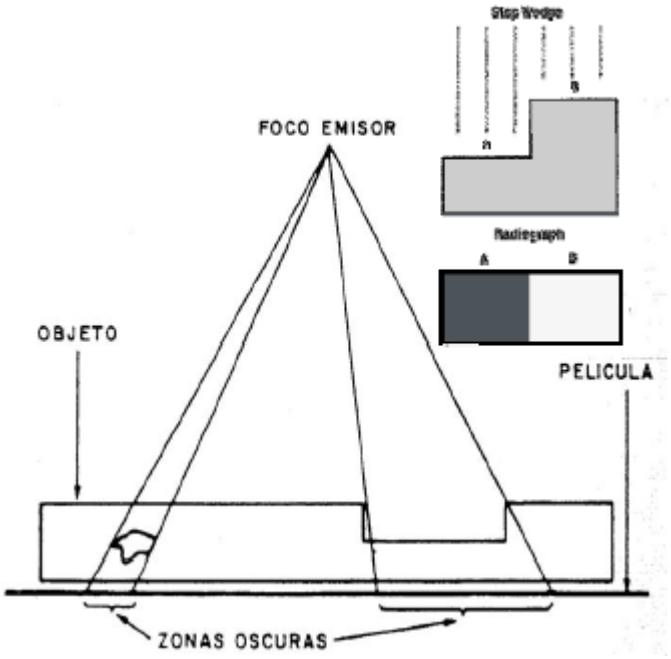


Figura 2.27. Detección de defecto por medio de radiografía

De este modo, un orificio o rotura aparecen como un área más oscura. Aunque la radiografía de metales se ha utilizado principalmente para revisar piezas fundidas y productos soldados, también puede utilizarse para medir el espesor del material.

2.5.2.5. Ultrasonidos

Con este método se permite detectar y dimensionar discontinuidades internas de carácter planar que presenten un área lo suficientemente grande para producir la reflexión de un haz ultrasónico introducido de forma perpendicular, recta, u oblicua a la pared del componente. Este método es uno de los principales métodos de ensayos no destructivos, para el control de la calidad y evaluación de materiales.

Posee una gran fiabilidad y ofrece grandes posibilidades para la automatización del ensayo de materiales, particularmente en control de calidad. En programas de mantenimiento también se hace un uso intensivo de esta técnica, ya que, durante las inspecciones, pueden detectarse fallos ocasionados por la corrosión en la estructura de los materiales.

Esta técnica transmite ondas con un ángulo de refracción determinado con respecto a la superficie de exploración. Todos los equipos que trabajen con la técnica de contacto requieren de un acoplante en forma de película fina, debido a que el aire atenuaría la mayoría de la energía

ultrasónica. Este método de contacto se adapta perfectamente a la geometría de la tubería y además es mucho más práctico.

Es apropiado realizar una limpieza manual en toda el área a examinar y sus alrededores, con el propósito de eliminar todo rastro de suciedad presente en la misma.

Una vez limpia la superficie se aplica el acoplante, en generalmente aceite. Si el haz ultrasónico es suficientemente divergente, se cubre la altura o espesor de la unión sin necesidad de desplazar el palpador con movimiento de vaivén. En la Figura 2.30 se puede apreciar el método de transparencia o sombra.

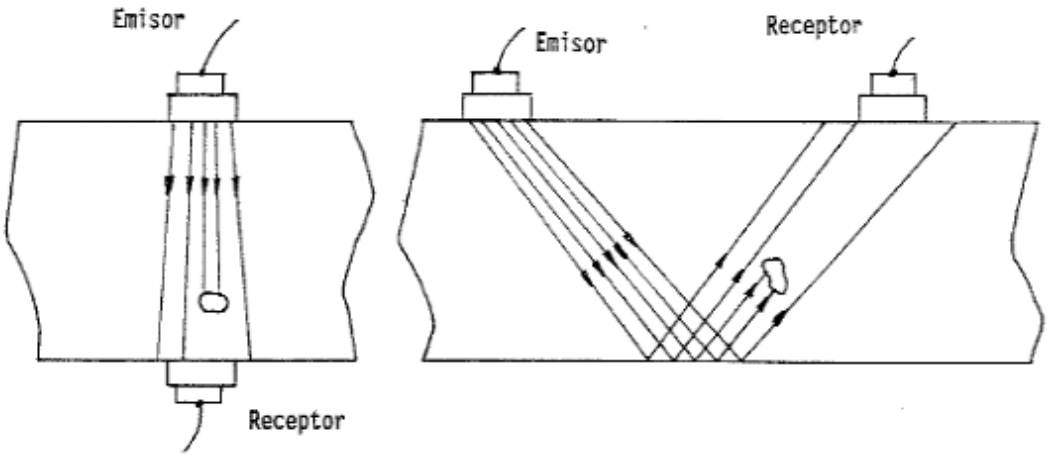


Figura 2.28. Esquema de detección de defectos por el método de transparencia o sombra

Además de indicar la existencia de grietas internas en el material, la inspección por ultrasonidos presenta la ventaja de ofrecer una estimación de su tamaño, lo que lo hace extremadamente útil cómo técnica predictiva, puesto que permite un seguimiento del estado y la evolución del defecto, y por lo tanto, programar la reparación antes de que se produzca el fallo catastrófico.

Las principales ventajas son:

- Elevada sensibilidad de detección.
- Poca dependencia de la geometría de la pieza, (acceso a una sola de las caras)
- Ensayo volumétrico con pocas limitaciones de espesor (hasta un metro en metales).
- Rapidez de la inspección y resultado inmediato.

- Aparatos manuales y de poco peso y poco gasto en materiales de consumo y energía eléctrica.
- Mismo equipo en distintos tipos de examen (detección de defectos y medición de espesores)
- Ausencia de riesgos para el operador y el personal

En cuanto a las posibles limitaciones se enumeran a continuación:

- Pueden existir limitaciones en su uso ya sea por la naturaleza del material, el tipo de estructura interna, las condiciones de la superficie, la geometría, etc.
- Es necesario un mayor entrenamiento del operador con respecto al requerido para otros ensayos.
- La interpretación correcta de la información obtenida presenta una mayor dificultad.

2.5.2.6. Emisión acústica

Es una técnica dinámica y detecta la actividad de un defecto bajo la acción de una presión, esfuerzo o carga, puesto que al activarse un defecto, se van a producir ondas acústicas en el material, siendo detectadas inmediatamente por un transductor piezoeléctrico. Cuando la señal es captada, se procesa y clasifica, según sus características de amplitud, frecuencia, energía, duración y tiempo de llegada. [34]

Este examen es muy útil para establecer si un determinado defecto crece o si disminuye los valores de resistencia mecánica del material, además de determinar su localización. Es una técnica muy sensible y puede cubrir superficies muy grandes con una sola prueba, en comparación con otros Ensayos No Destructivos.

2.5.3. Inspección indirecta

Es un proceso por el cual, mediante la aplicación de distintas técnicas, consistentes en la medición e interpretación de señales eléctricas y electromagnéticas, se pueden cuantificar a distancia distintos aspectos asociados a la integridad de la tubería. Este tipo de inspección se utiliza cuando no es posible una inspección directa en la tubería por diferentes motivos, como las condiciones del ambiente, el tiempo o la cantidad de tuberías a inspeccionar. Para ello se opta por la elección de equipos especiales como son los equipos instrumentados de inspección interna y el vehículo de control remoto, que se exponen a continuación.

2.5.3.1. Inspección y levantamiento de línea

Con este método obtenemos el potencial catódico, el perfil batimétrico de la línea de la tubería submarina, así como del fondo marino. Esta información es muy útil para realizar el análisis de flexibilidad a las líneas submarinas, el cual, entre otras informaciones, nos da los esfuerzos a los que están sometidas las tuberías debido a las corrientes marinas. De este modo se resalta la importancia de la ubicación del trazado de las tuberías. Para que estos trabajos se lleven a cabo se utilizan los siguientes sistemas:

- Vehículo a control remoto.
- Sistema de inspección de protección catódica con sonda multielectrodos y celda remota.
- Embarcación de apoyo con posicionamiento dinámico.

2.5.3.2. Inspección en línea o *Pigs*

El control de tuberías por la utilización de dispositivos de inspección en línea o *Pipeline Inspection Gauge* (*PIG*), se utiliza fundamentalmente para la detección de la corrosión interna y externa en las conducciones de petróleo y gas con grandes diámetros. El objetivo principal es la detección precoz de defecto y/o grietas. La traducción al español significa *galga o calibrador interno para tuberías.*

La inspección consiste en pasar un vehículo inteligente por el interior de la tubería, partiendo desde una “trampa” de lanzamiento hasta una “trampa” de recepción. A medida que va avanzando, va detectando paso a paso el espesor de las paredes de las tuberías, almacenando los datos. Posteriormente son interpretados y analizados. Las trampas son un conjunto de tuberías, válvulas y accesorios que permiten la colocación de los *PIG* de manera fácil y rápida.

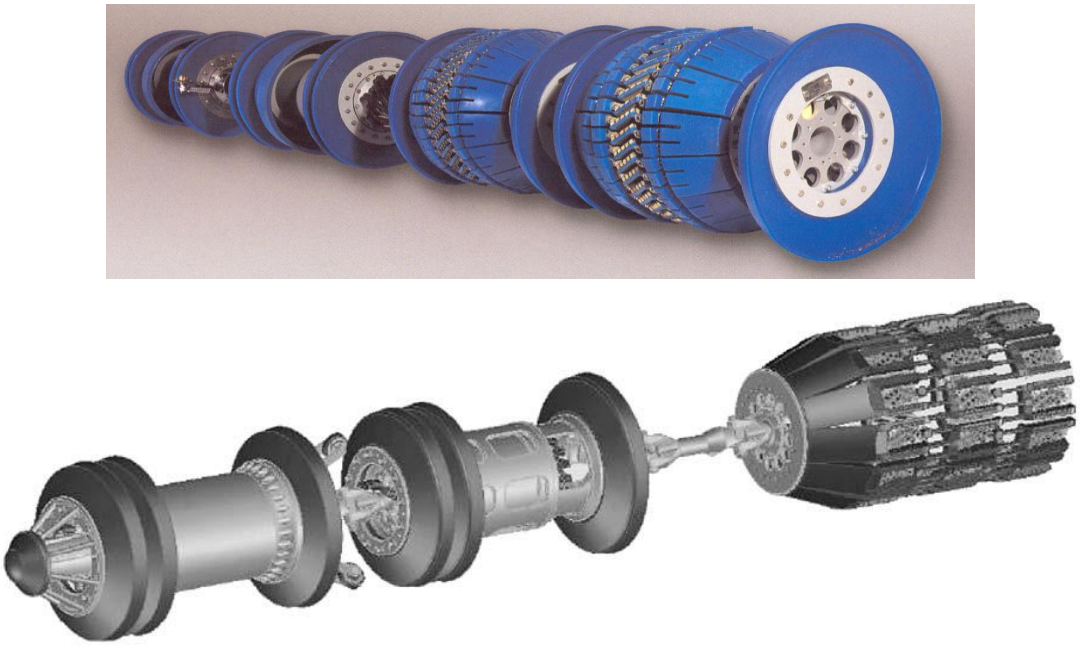


Figura 2.29. Diferentes perspectivas de un *PIG*

Dependiendo del diámetro de la tubería, el sistema consta de dos o más cuerpos, que están conectados por acoplamientos universales. Los *PIG* tiene forma cilíndrica y se fabrica un eje metálico, en el que se fija la instrumentación y se instalan copas de poliuretano para que hagan contacto con la tubería Dichas copas son fijadas con tornillos, para facilitar su cambio debido al elevado desgaste o rotura. Tal sistema tiene generalmente los siguientes componentes:

Cuerpo de la batería: Debido a que el sistema tiene que trabajar de forma autónoma después de ser lanzado en el interior tubería, los requerimientos de energía son suministrados por medio de baterías.
Cuerpo Electrónico: Esta parte contiene los dispositivos electrónicos para producir y recibir ultrasonidos (tableros de transmisor-receptor), así como los centros de tratamiento de datos que se realizan por microprocesadores de alta velocidad. Además, en este cuerpo, los módulos de almacenamiento de datos están integrados.

Ruedas cuentakilómetros: Dependiendo del diámetro de la tubería, de dos o tres ruedas del cuentakilómetros se aplican para registrar la información de posición. En los sistemas técnicos descritos aquí, la información del odómetro se utiliza para producir una señal de disparo dependiente de la distancia para activar los emisores de impulsos ultrasónicos.

Portador del sensor: El portador del sensor está situado en el extremo del

sistema. Se compone de varios patines de poliuretano y conectados por medio de muelles flexibles.

En la Figura 2.30 se muestran un esquema de un *PIG.*

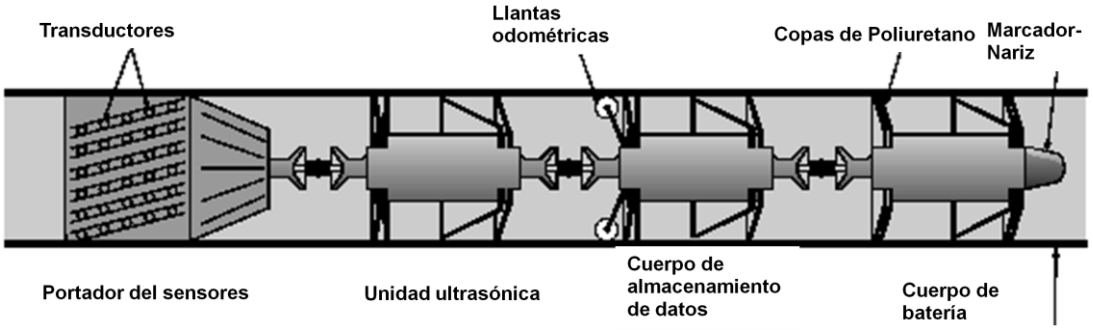


Figura 2.30. Esquema de un PIG con sus diferentes partes

La medición y caracterización aportadas por esta herramienta, posibilitan un análisis detallado del crecimiento de las pérdidas de metal y daños geométricos. Además, proporcionan una visualización de referencia, base en mapas de satélite, para identificar riesgos, evaluación de áreas críticas y vías de acceso para llegar a los puntos objeto de intervención.

La inspección en línea es, a día de hoy, realizada de forma rutinaria. Los Organismos reguladores y experto en la industria petroquímica aceptan este tipo de inspección cada vez más, como una alternativa a las clásicas pruebas de presión. [ ]

El sistema de inspección en conducciones de hidrocarburos emplea los principios de la tecnología de la dispersión del flujo magnético. Al magnetizar la tubería, hasta un nivel de inspección óptimo y en el cual no se encuentran defectos, todas las líneas del flujo magnético se encontrarán contenidas en la pared de la tubería. Si existieran defectos, las líneas de flujo magnético se redistribuirían alrededor del defecto. El resultado será que algunas de las líneas de flujo magnético se dispersaran fuera del medio circundante. Un sensor de campo magnético, que explora a lo largo de la pared, detectará cualquier campo de dispersión y provocará la salida de una señal eléctrica proporcional a la profundidad y forma del defecto. La pérdida de pared en la tubería creará esquemas de dispersión de flujo. Estas líneas de flujo atraviesan las bobinas montadas en la sección del magnetizador, y crean voltajes eléctricos relativos a la cantidad de pérdida. En la Figura 2.33 a) y b) se puede ver cómo funciona la técnica de dispersión de flujo magnético, en ausencia y presencia de defecto en la tubería.

En general, las ventajas de los PIG´s son numerosas en comparación con los métodos vistos anteriormente.

En primer lugar, no es necesario que el aislamiento de la tubería sea desmantelado, a diferencia del ensayo radiográfico o del ensayo de ultrasonidos. Además el PIG de inspección es una unidad autónoma que genera una inspección completa y rápida, desde que se produce el lanzamiento hasta la recepción. Permite que el gas siga circulando mientras trabaja, disminuyendo de este modo la necesidad de elaborar planes de contingencia para reducir la capacidad de transporte, y con ello, sus consecuencias.

El principal problema que tienen los PIG, es la geometría de las tuberías, ya que tienen dificultades para pasar por codos, válvulas y demás elementos. También tienen problemas en las zonas con soldaduras y en las tuberías con recubrimiento interno.

2.6. Accidentes

2.6.1. Introducción

Transportar gas natural en tuberías a presión tiene el riesgo de que se puedan producir fallos que conlleven al escape del gas. El riesgo más importante es la aparición de un incendio o una explosión tras la rotura del gaseoducto.

Las principales causas de accidente catastrófico son fuerzas externas aunque también se pueden dar por corrosión, defectos de los materiales o fallos de diseño. También caben resaltar factores tales como:

- La operación negligente de maquinaria.
- Movimiento de la tierra debido a un hundimiento, derrumbe o terremoto.
- Efectos del clima (viento, tempestades, fuerzas térmicas).
- Atentados premeditados.

A continuación se exponen los principales accidentes relacionados con gasoductos suigiendo una cronología de aparición del evento

2.6.2. Cronología

Junio de 1989: Explota el mayor gasoducto de la URSS en los Urales. Dos trenes en movimiento produjeron chispas que detonaron gas natural de un gasoducto con fugas. Hubo unas 645 personas muertas.

Septiembre 1993: Durante los trabajos de colocación de fibra óptica en la Autopista Regional del Centro en Venezuela, la rotura accidental de un

gasoducto principal provocó una explosión y subsecuente incendio, dejando 53 personas muertas y 70 heridas.

Noviembre 1993: Explota gasoducto en la provincia de Quang Ninh,Vietnam. Mueren 39 personas.

Febrero 1994: Explota gasoducto que unía las instalaciones de Pemex en el estado de Tabasco, México. Mueren 10 personas.

Diciembre 1994: Explota gasoducto en el estado de Monagas (Venezuela). Mueren 70 personas.

Enero 1995: Explota gasoducto de Jian, provincia china de Shandog. Mueren 11 personas.

Agosto 1996: Explosión gasoducto en Henan, centro de China, produjo 100 muertos; la explosión fue causada por un intento de robo.

1998: Explosión en Nigeria; mueren 100 personas.

Diciembre 1998: Explota gasoducto en Arroyo de Piedras (Colombia). Mueren 15 personas y 200 heridos. Se presume corrosión por la existencia de colonias de bacterias.

Agosto 2000: Explota un tren cisterna que transportaba gas licuado en Nairobi. Mueren 25 personas.

Agosto 2000: Explosión de gasoducto cerca de Carlsbad, Nuevo México, EU, mató a 12 miembros de la misma familia. La causa fue corrosión interna del gasoducto.

Diciembre 2003: Explota yacimiento de gas natural en Chongqing (China). Mueren 193 personas y fueron afectados 28 núcleos urbanos.

Julio 2004: Explosión gasoducto en Ghislenghien, Bélgica, matando por lo menos 23 personas y 122 heridos.

Enero 2004: Explosión en el perímetro de la planta gasística de Skikda (Argelia). Mueren 22 personas y 74 heridos.

Diciembre 2006: Explota gasoducto en Nigeria dejando más de 500 muertos.

Mayo 2006: Explosión en Nigeria; mueren 150 personas.

Septiembre 2007: Accidentes en varios gasoductos de la petrolera estatal mexicana (PEMEX) en el estado de Veracruz, aunque no causó víctimas, obligó a evacuar a 21,000 personas

Agosto 2010: Dos explosiones ocurridas en Texas con 5 muertes y 8 heridos.

2.6.3. Estudio particular. Paquistán.

El siguiente estudio se hizo en Pakistán porque se observó que, tras 20 años en servicio, los gasoductos fallaban catastróficamente. Estos ocurrían poco después las estaciones de compresión, donde las temperaturas del gas son más altas. [35]

La tubería de este caso es de 457,2 mm de diámetro exterior y está constituida por un acero API L5 X-60. Tras la rotura, un tramo de 11,6 m de longitud se seccionó completamente. La presión de trabajo era de 80 bares. Lo más probable es que la explosión se produjo por la formación de una fuga y la proximidad del tendido eléctrico. Una persona falleció por el impacto de partes metálicas del gasoducto. En la figura 2.36 se aprecia el esquema de cómo quedó la tubería tras el accidente.

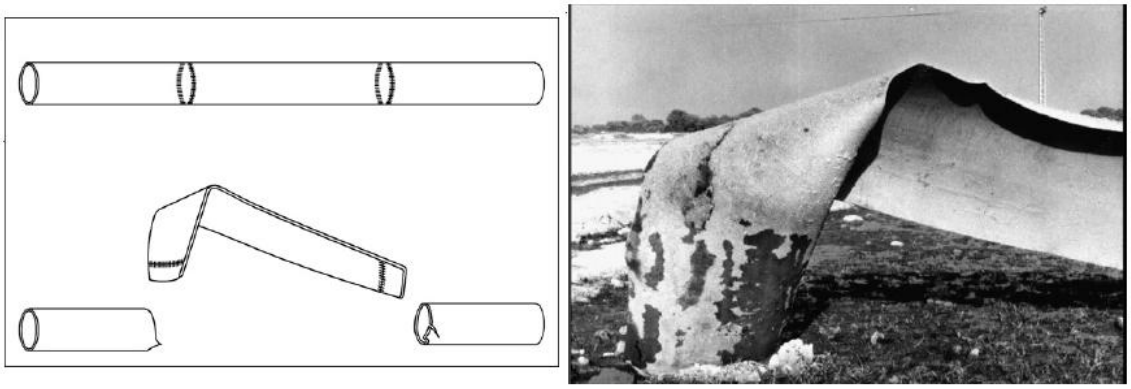


Figura 2.31 Esquema de la rotura

El oleoducto roto había sido recubierto con un esmalte a base de alquitrán de hulla con fibra de vidrio interior y exterior. Para la mitigación de la corrosión se instaló un sistema de protección catódica de corriente impresa.

Hay que señalar que la sección de la tubería, en la que se produjo la rotura, había mostrado una inadecuada protección catódica. Durante un estudio de mantenimiento llevado a cabo en mayo de 1992 se dedujo esta causa. En consecuencia, se realizaron ajustes la sección volvió a estar protegida adecuadamente hasta la revisión de noviembre de 1992. En este momento, se encontró de nuevo que estaba protegida de forma inadecuada. Esto indica el pobre estado del revestimiento que podía acarrear una disminución de la protección. Por ello, se planeó reemplazar el recubrimiento

deteriorado pero, antes de que pudiera empezar cualquier trabajo de reemplazo, la línea colapsó, en noviembre de 1993.

Tras examinar los restos de la tubería, se descubrió una gran cantidad de óxido bajo el recubrimiento producto de la corrosión. Además se observó un polvo blanco alrededor del metal, tras el análisis de los restos se averiguó que eran carbonatos y bicarbonatos. La presencia de estos elementos indica que la tubería ha estado en contacto en un medio alcalino de un alto pH durante un período considerable de tiempo. En la figura 2.34 se observan los depósitos.

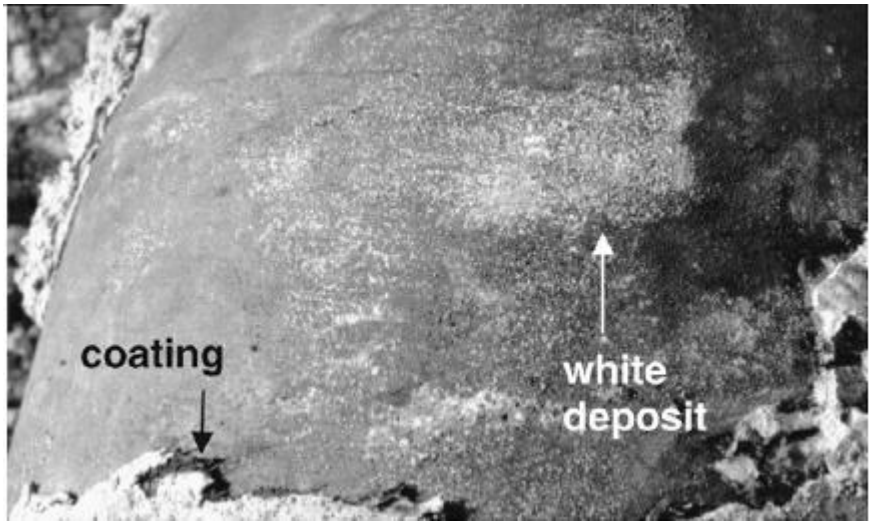


Figura 2.32 Depósitos hallados bajo el recubrimiento

El modo de agrietamiento que se observó en el tubo roto tenía todas las características de haber sido corrosión bajo tensión. Grietas de profundidades notables y ramificadas se pueden desarrollar sin ninguna corrosión significativa en la superficie del metal.

Las roturas formadas por corrosión bajo tensión son generalmente intergranulares, sin embargo, las grietas trans-granulares también se pueden dar bajo altas tensiones y entornos menos agresivos. Además, los fallos pueden exhibir una extensa ramificación.

En esta rotura, la presencia de grietas profundas sin un ataque significativo en la superficie de la tubería por corrosión, la naturaleza intergranular de las grietas y la extensa ramificación presente, apoya claramente la opinión de que el fallo fue causad por corrosión bajo tensión

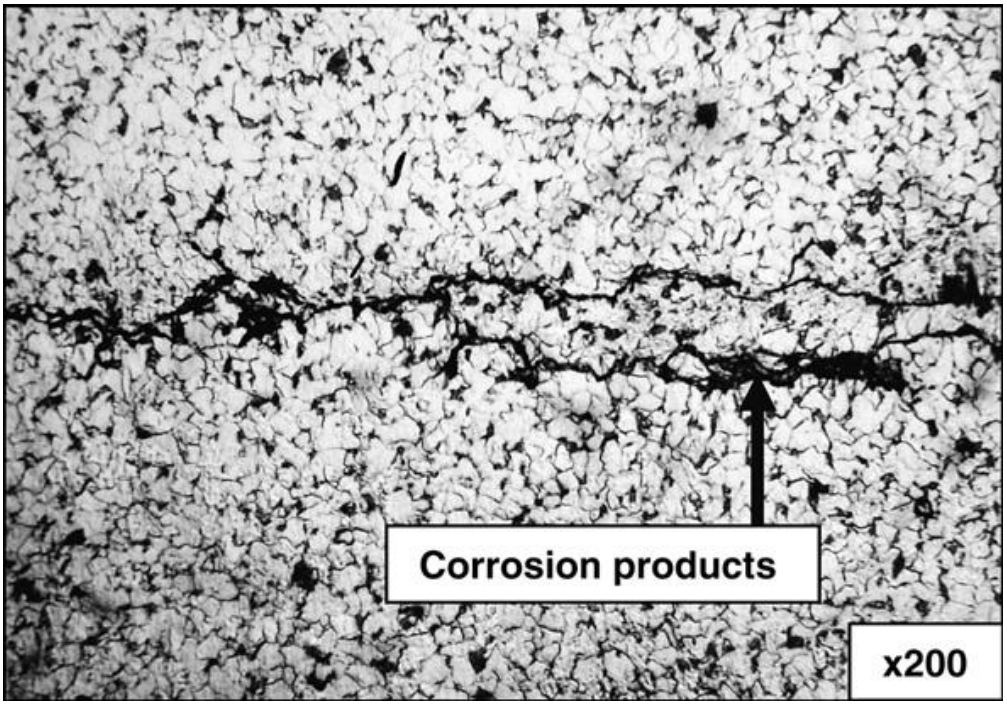


Figura 2.33 Fotografía de los defectos de corrosión

Una de las conclusiones principales de este estudio fue que los revestimientos con base de alquitrán de hulla , en un tiempo de 15 a 20 años , comienzan a desarrollar falta de adherencia, de tal manera que el agua del suelo y la humedad (con sus componentes solubles) pueden tener acceso a la superficie de la tubería. Este tiempo puede ser notablemente reducido por el aumento de las temperaturas. Los fallos en Pakistán se produjeron a los pocos kilómetros tras las estaciones de compresión, lo que refleja que las temperaturas más altas del gas (justo después de la compresión) habían acelerado el deterioro del recubrimiento, presumiblemente por la desecación de los constituyentes volátiles del alquitrán de hulla.

CAPÍTULO 3.METODOLOGÍA

CAPÍTULO .3 METODOLOGÍA

3.1 Introducción

En el siguiente capítulo se mostrará el procedimiento seguido para llevar a cabo el objetivo del Proyecto Fin de Carrera.

Se puede decir que hay cuatro fases principales:

- la selección de la tubería
- el modelo de defectología
- la simulación mediante herramientas informáticas
- el análisis de los resultados.

En la figura 3.1 se presenta el flujograma con las etapas principales que se seguirán en el estudio las tuberías.

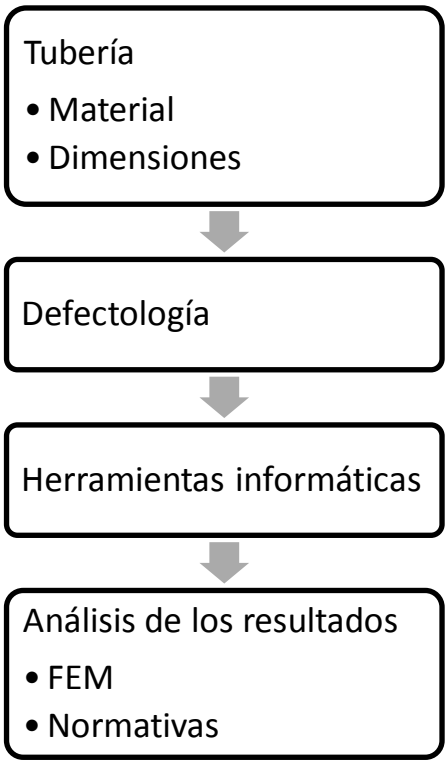


Figura 3.1. Esquema de las etapas del proyecto

3.2 Tubería

La primera etapa es el estudio de la tubería, como se puede ver en la Figura 3.2.

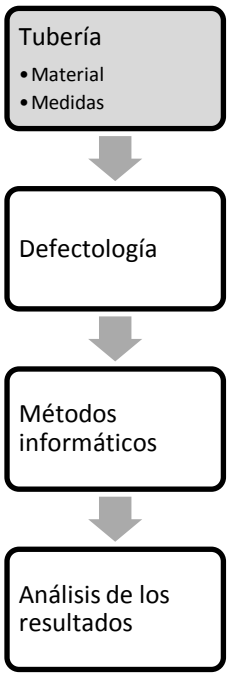


Figura 3.2 Fase de estudio de la tubería

La tubería utilizada en el estudio está fabricada con un acero API 5L del grado de resistencia X-70. La nomenclatura viene del instituto americano del petróleo, que tiene normalizados los aceros para la fabricación de tuberías usadas en el sector petroquímico con la norma API 5L. Se usa este material ya que es de los más empleados actualmente en el sistema gasista de distribución europeo en las tuberías de nueva construcción.

Se usarán tramos tramos rectos de tuberías de 6 metros de longitud con diámetro exterior de 508 mm; los espesores que se utilizarán son de 19,05 mm y 12,7mm. Se usan este tipo de medidas porque son comunes en el sistema gasista español. Se prescinde en el estudio de codos para simplificar los cálculos. [36]

En el esquema de la figura 3.3 se observa la tubería escogida para el estudio.

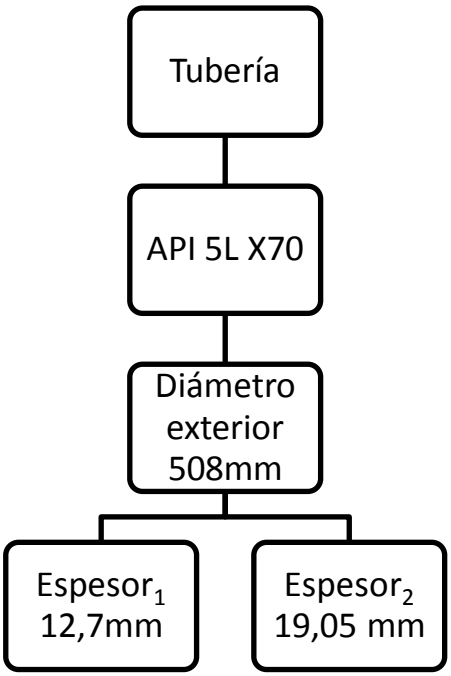


Figura 3.3 Estudio de la tubería

3.3 Defectología

3.3.1 Introducción

La defectología es la segunda etapa a estudiar.

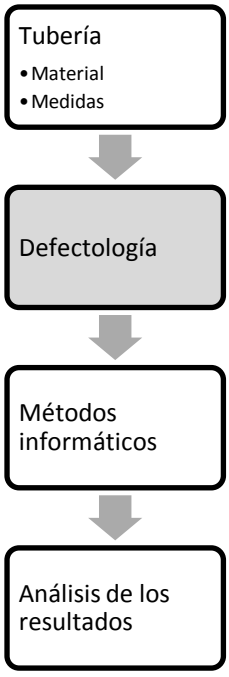


Figura 3.4. Fase de estudio de la defectología

Los defectos por los que comúnmente falla una tubería en servicio en países desarrollados son a defectos producidos por fuerzas externas con alta concentración de tensiones y a defectos de corrosión. En la figura 3.5 se muestran los defectos que crean los riesgos de fallo.

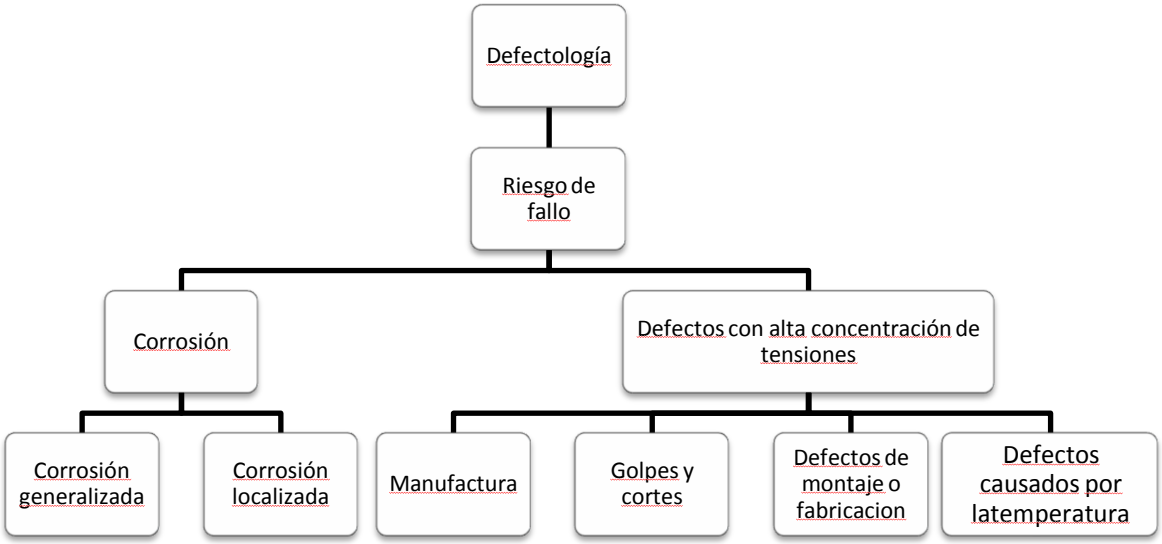


Figura 3.5 Esquema de la defectología

En este proyecto para simplificar el estudio, se tendrán en cuenta sólo tres tipos de defectos. Uno que simulará una abolladura o golpe, otro simulará un defecto producido por corrosión y un último tipo que simulará una fisura.

Se harán simulaciones con un defecto aislado en la tubería y otras con tres defectos del mismo tipo colocados en línea, ya que en una tubería real es imposible encontrar un defecto actuando en solitario.

En la figura 3.6 se muestran los defectos a los que se ha simplificado el estudio y en la figura 3.7 se puede ver su efecto sobre las tuberías.

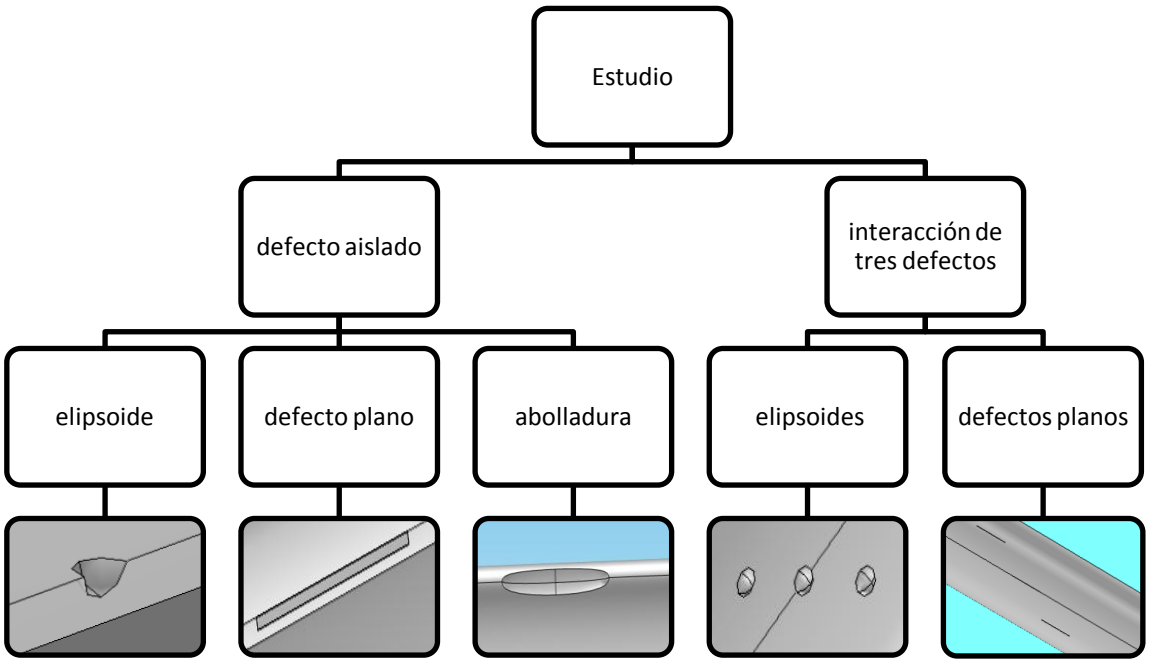


Figura 3.6. Esquema de los defectos del estudio

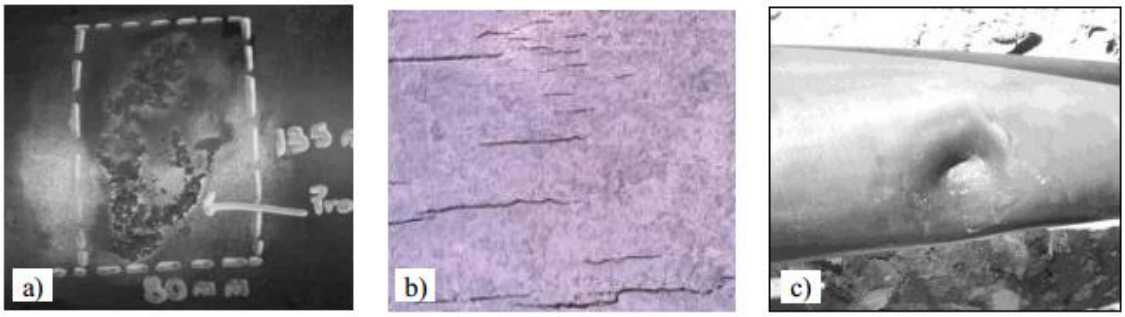


Figura 3.7. a) Defecto elíptico de corrosión b) Fisura c) Abolladura

Se puede decir que los defectos de fisura y de corrosión se acercarán bastante a la realidad pero el modelo de defecto producido por abolladura presenta bastantes limitaciones como se verá a continuación.

3.3.2 Corrosión

Según la Sociedad Americana de Ingenieros Mecánicos (ASME), los defectos de corrosión pueden modelarse según su tamaño. Sí son pequeños se pueden representar como una parábola, si poseen una longitud importante se pueden considerar como un rectángulo. En la figura 3.8 se muestra un esquema de las modelizaciones de los defectos de corrosión. Para simplificar en el modelo de elementos finitos sólo se usarán los defectos pequeños de forma elíptica. En este caso, simularán corrosión por picaduras. [37]

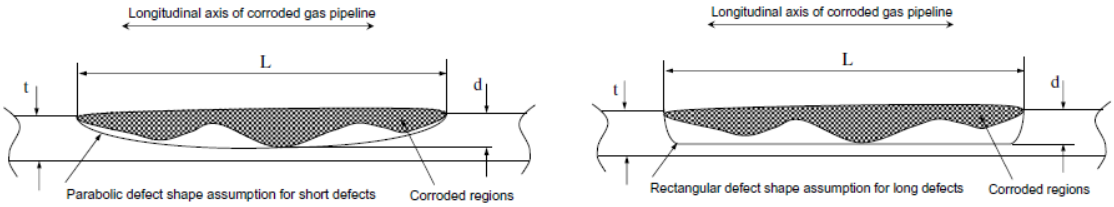


Figura 3.8. Idealización del fondo del defecto de corrosión

En la Figura 3.9 se observa en detalle el efecto que produce el defecto de corrosión por picadura en la tubería que se estudiará por elementos finitos.

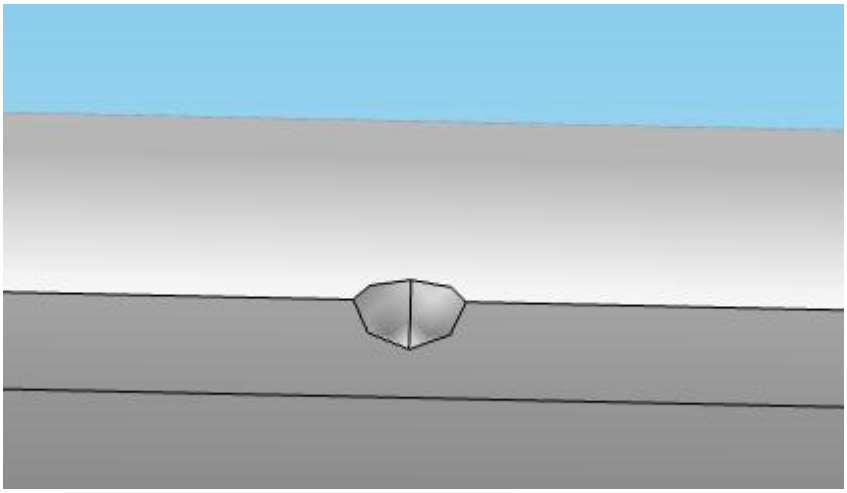


Figura 3.9 Defecto de corrosión en elementos finitos

En la Figura 3.10 se muestra la modelización de la interacción de defectos producidos por corrosión por picaduras. Estos defectos, se colocan en línea y a la distancia que los separa es de 30 mm.

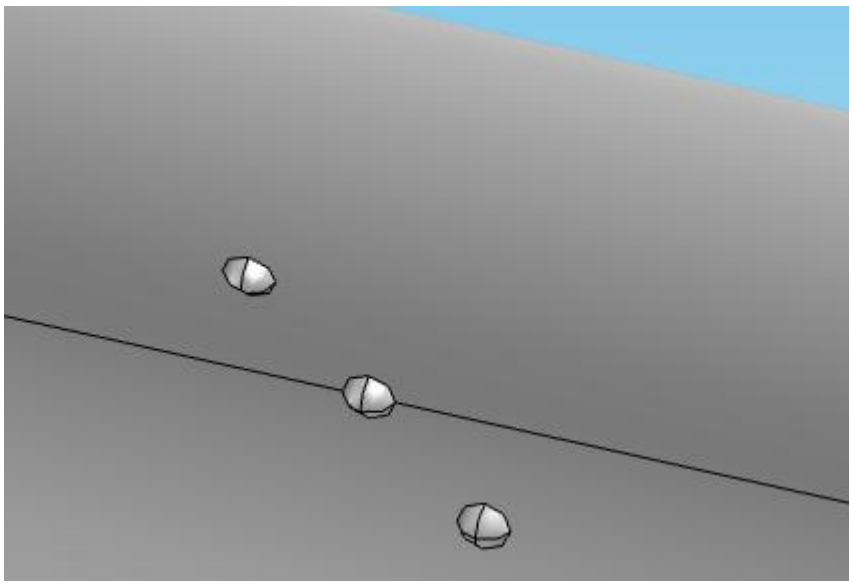


Figura 3.10 Interacción de defectos de corrosión

3.3.3 Fisura

Las fisuras son defectos estructurales, que se pueden generar tanto durante la fabricación como en la instalación del elemento estructural como durante su servicio. Estas grietas superficiales son generalmente semielípticas. En este estudio se simularán como rectángulos ya que su longitud comparada con la profundidad es de un orden superior de magnitud.

Las grietas en los gasoductos pueden ser tanto transversales como axiales, el presente trabajo se va a centrar en el estudio que presenta una tubería con una grieta transversal rectangular en la superficie exterior.

En la figura 3.11 se observa una fotografía ampliada de una fisura real.

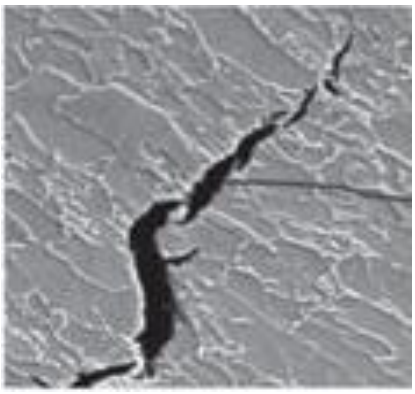


Figura 3.11 Imagen ampliada de una fisura

La Figura 3.12 se muestra en detalle una fisura modelizada por elementos finitos.

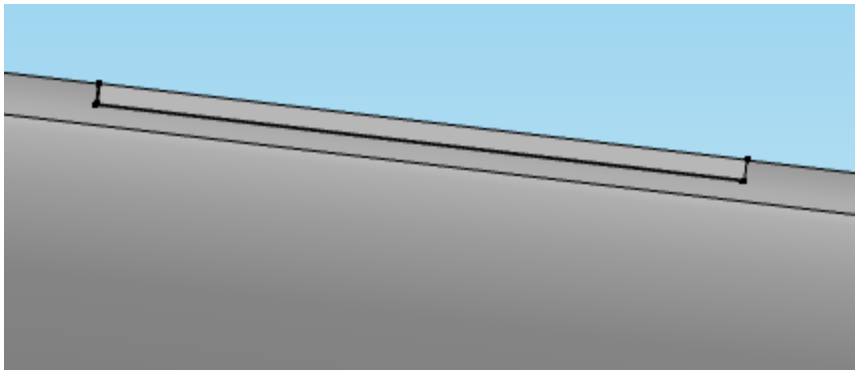


Figura 3.12 Fisura en elementos finitos

En la Figura 3.13 se muestra la modelización de la interacción de defectos producidos por fisuras o grietas. Estos defectos, son igual longitud, se colocan en línea y están separados por una distancia igual a su longitud.

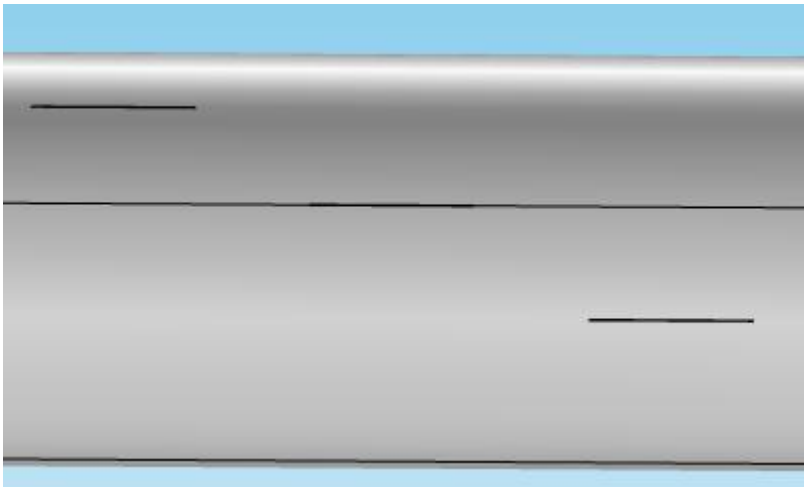
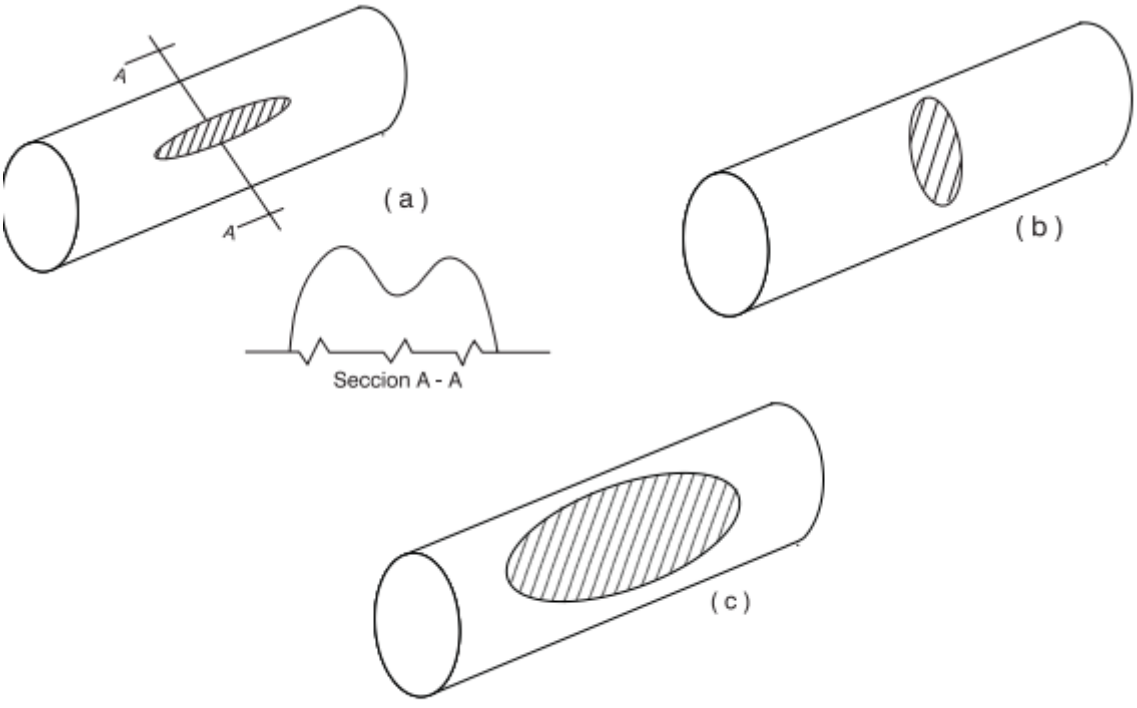


Figura 3.13 Modelización de la interaccion de fisuras en elementos finitos

3.3.4 Abolladura

Desde el punto de vista geométrico se pueden tener abolladuras longitudinales, transversales y mixtas. En la observación de los casos ocurridos en diferentes artículos se presentan varios tipos posibles de defectos, según sean los radios de curvatura transversales y longitudinales (Figura 3.14). En estos estudios, se muestra que las zonas que se iniciaron la falla en las pruebas hidrostáticas están alejadas de la zona central de la abolladura donde aparentemente existe mayor daño.



Esquema de los tipos de abolladuras.
(a) Abolladura longitudinal; (b) transversal y (c) mixta.

Figura 3.14 Esquema de los tipos de abolladura.

La desviación del modelo con la realidad viene de la dificultad de dibujar una geometría real en el programa de elementos finitos, ya que hay una gran cantidad de cambios de curvatura. Además, la deformación conlleva que las características mecánicas de la tubería varíen de una zona a otra. En este proyecto se ha optado por una geometría mixta. [38]

En la Figura 3.15 se muestra la modelización de un defecto producido por una abolladura en elementos finitos.

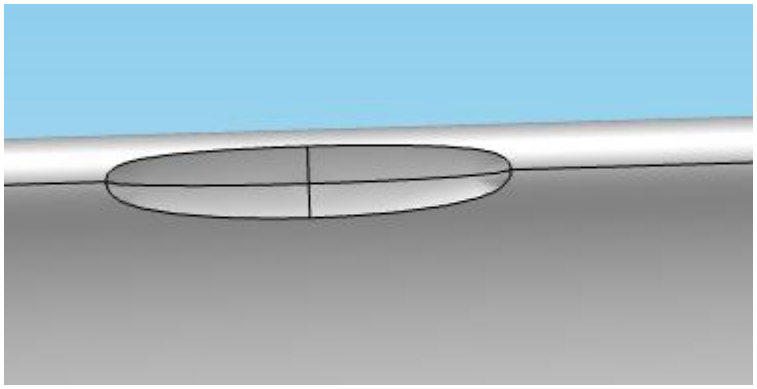


Figura 3.15 Defecto de tipo abolladura modelizado en elementos finitos

3.4 Protocolo empleado en la modelización de elementos finitos de la tubería

3.4.1 Introducción

Las herramientas informáticas, es la tercera etapa de las cuatro que componen la metodología del Proyecto de Fin de Carrera, Figura 3.16.

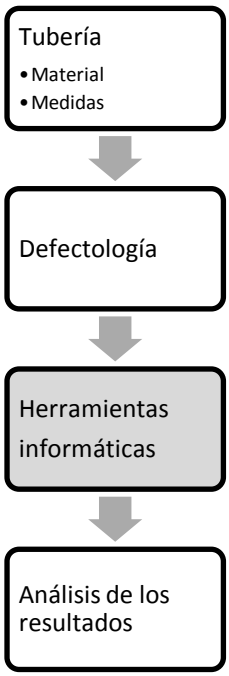


Figura 3.16 Herramientas informáticas

Para simular el estudio se usará el programa de elementos finitos COMSOL Multiphysics 4.2. Esta herramienta ayudará a analizar el riesgo de rotura de las tuberías en servicio y determinar las condiciones en las que se pueden producir fallos. El resultado final que se obtendrá es la distribución de tensiones en la tubería para cada tipo de defectología y estando sometida a la presión de trabajo.

Este software de análisis virtual puede modelar cualquier fenómeno físico con ecuaciones diferenciales parciales (EDP), incluyendo corrosión, movimiento de fluidos, y mecánica estructural. Las prestaciones de multifísica capacitan al usuario para modelar simultáneamente cualquier combinación de fenómenos. [39]

En este proyecto se hará un estudio en régimen estacionario de la mecánica estructural en las diferentes tuberías.

Para trabajar con este programa hay que efectuar cinco pasos principales, Figura 3.17.

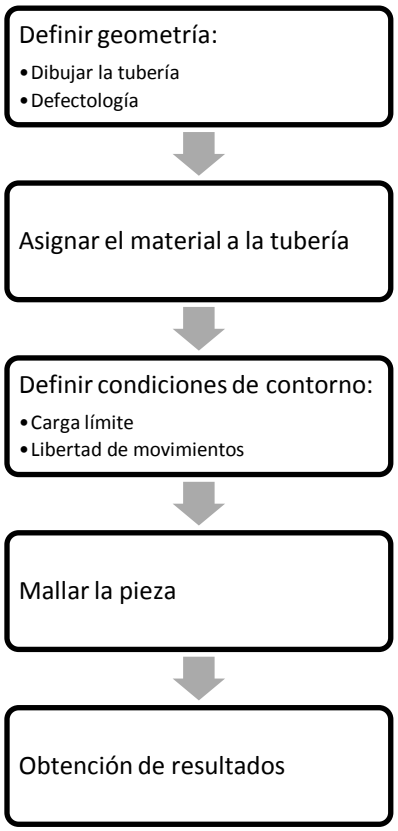


Figura 3.17 Fases de trabajo de COMSOL

3.4.2 Tubería: Definición de sus dimensiones

Las tuberías que se estudiarán en este proyecto, se muestran en la Figura 3.18, son tramos rectos de tuberías y tienen unas dimensiones de 6 metros de longitud con diámetro exterior de 508 mm; los espesores que se utilizarán son de 19,05 mm y 12,7mm. La única diferencia entre ambas se encuentra en el espesor.

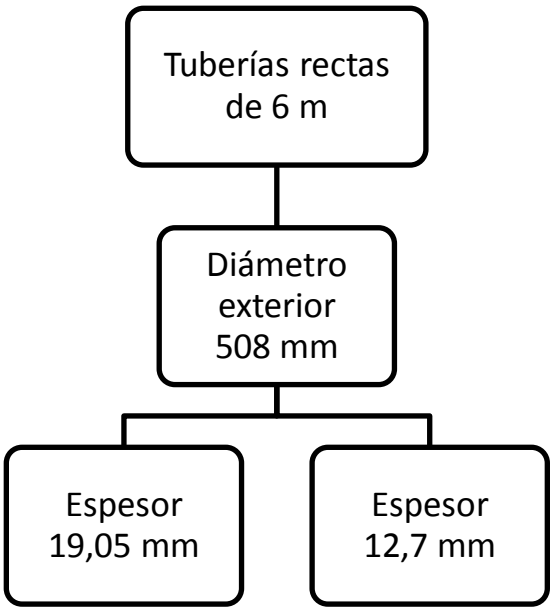


Figura 3.18 Tramo de tubería seleccionada para el estudio.

El método seguido en COMSOL para elaborar la tubería ha sido dibujar dos cilindros concéntricos, uno con el diámetro exterior y otro restándole dos veces el espesor al anterior; como se muestra en la figura 3.19.

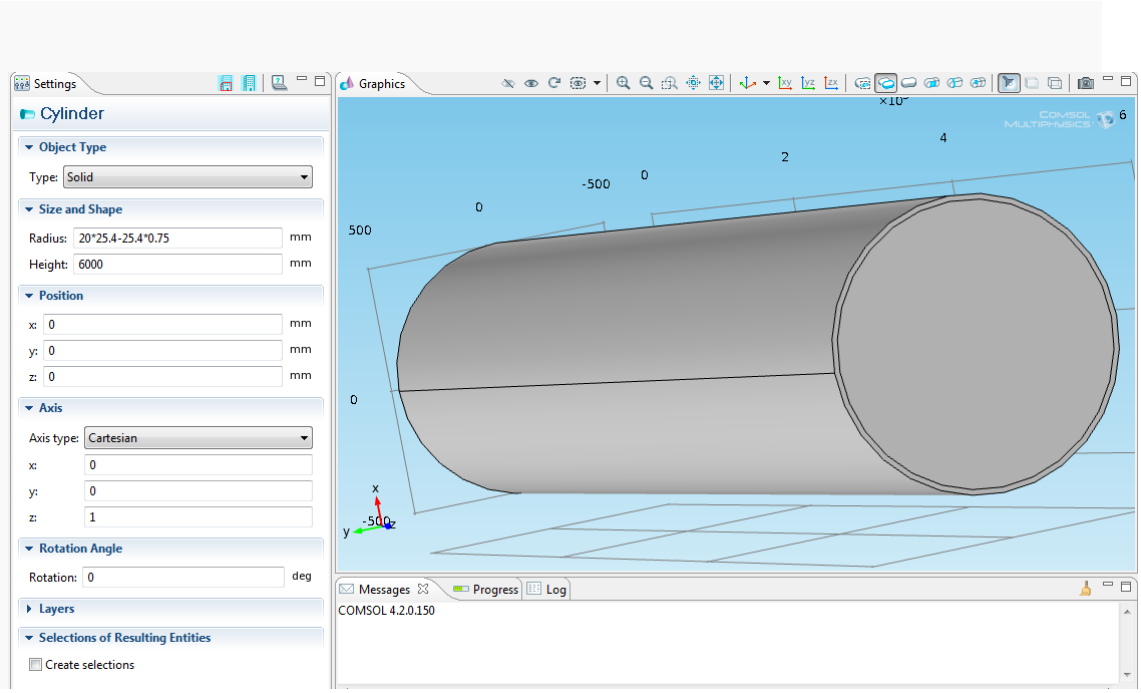


Figura 3.19 Cilindros concéntricos

Para ahuecar el cilindro se crea la diferencia del primer cilindro menos el segundo y obtenemos la tubería. En la figura 3.20 se muestra la tubería finalizada.

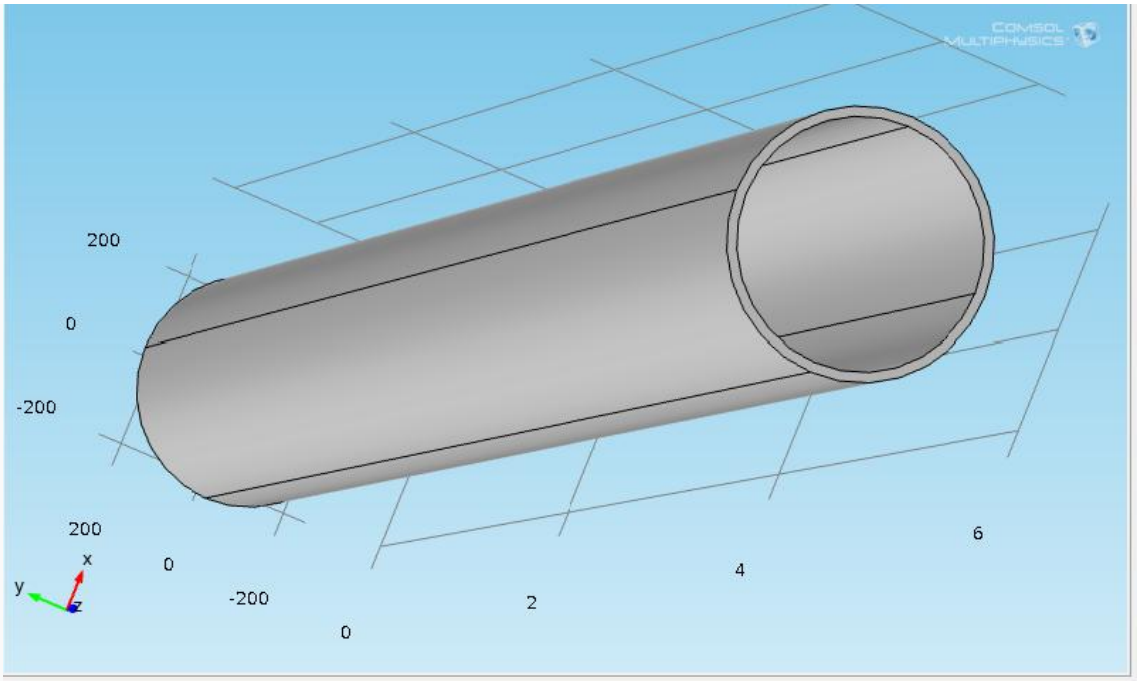


Figura 3.20 Tubería finalizada.

3.4.3 Defectología

La defectología será simulada mediante tres tipos de defectos que se aproximarán a los defectos producidos por fisuras, corrosión y golpes o abolladuras. Su profundidad será del 50% del espesor.

- Las fisuras serán de 200 ó 400 mm de longitud.

Para dibujarlas en COMSOL, se parte de la tubería anterior y se crea un plano de trabajo en el centro de la cara exterior, éste se muestra en la Figura 3.21. Ahí se dibuja una línea con la longitud de la fisura, que se extrusiona hacia el interior la profundidad deseada. La inteaccion de fisuras se hará del mismo modo, la distancia entre defecto de la longitud del propio defecto. En la Figura 3.22 se presenta la modelización de la fisura y en la Figura 3.23 una fotografía de una grieta real.

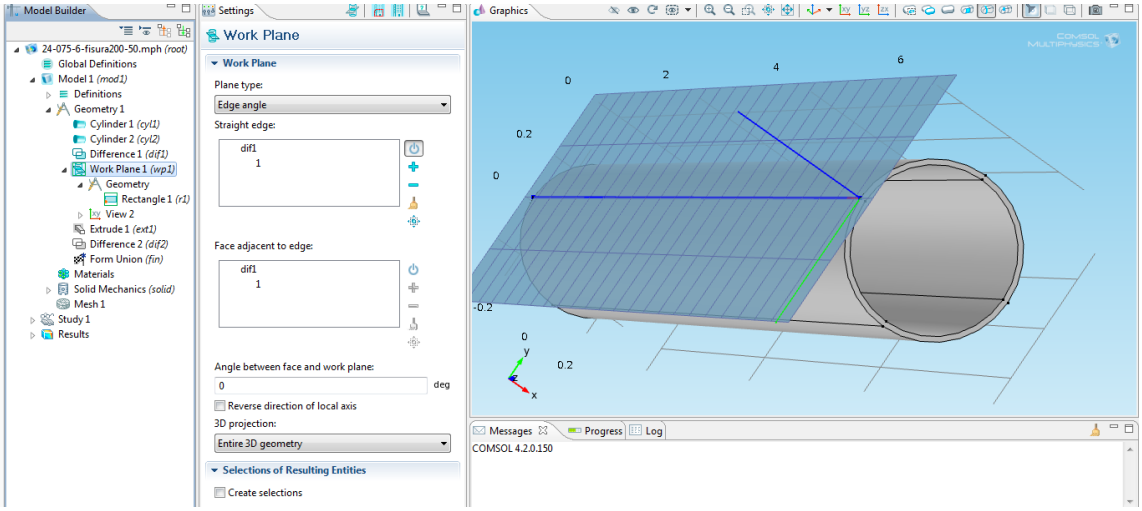


Figura 3.21 Plano de trabajo

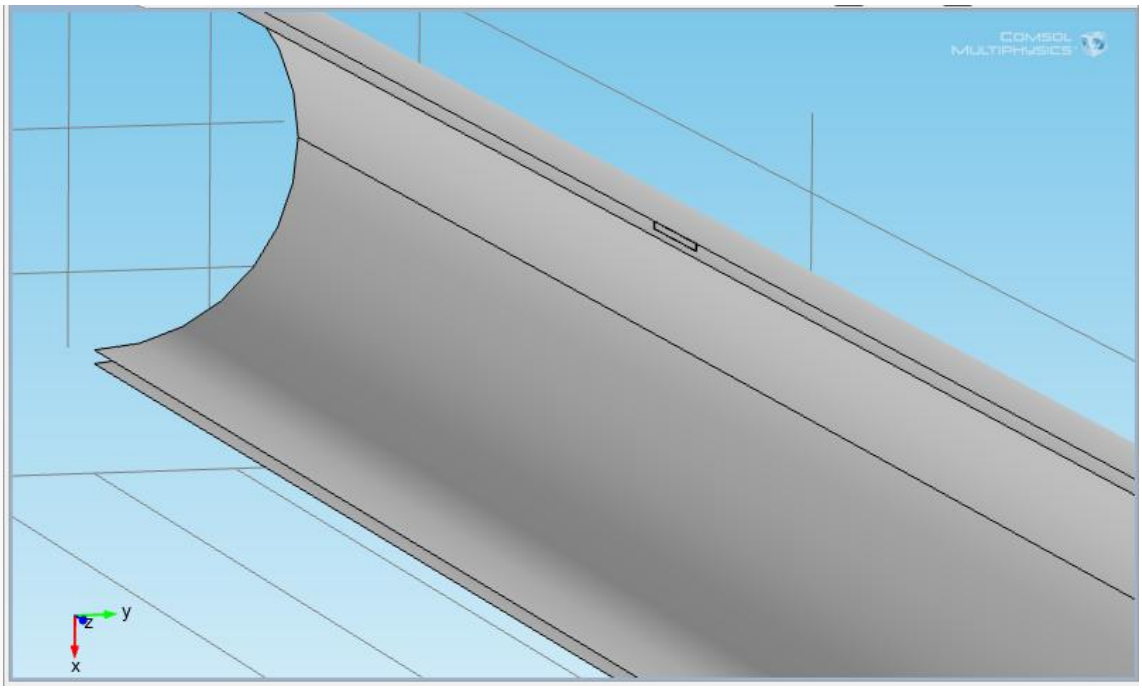


Figura 3.22 Tubería finalizada con una fisura

Figura 3.23 Fisura real

- Los defectos de abolladuras y golpes se simularán como superficies mixtas [38] con dimensiones 400X200 y 200X100 mm a los que se impone un desplazamiento de la mitad de de su espesor. El procedimiento para construirla es quitar parte de un elipsoide a la superficie exterior de la tubería y añadírsela a superficie interior. El resultado final se puede ver en la Figura 3.24, en la Figura 3.25 se muestra un defecto real producido por una abolladura.

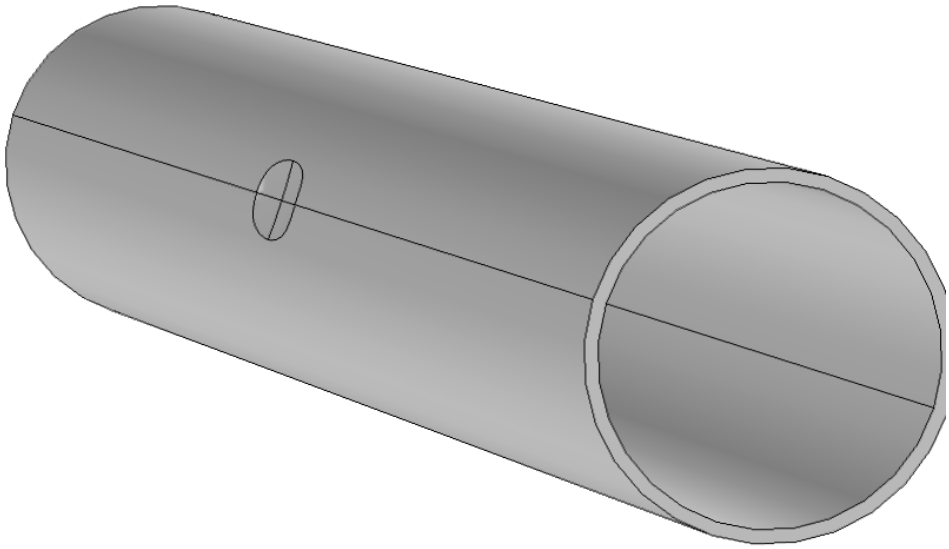


Figura 3.24 Tubería con defecto de abolladura

Figura 3.25 Tubería con abolladura real.

- Los defectos de corrosión se simularán como elipsoides con una excentricidad angular de 20º y 45º. Con este ángulo la longitud oscila entre los 9 mm para los 45º y los 13 mm para los 20º.

El elipsoide se crea sobre la cara exterior y después se hace la diferencia entre este y la tubería. En las interacciones, la distancia entre defectos es de 100mm. En la figura 3.26 se muestra el elipsoide construido por el programa de elementos finitos.

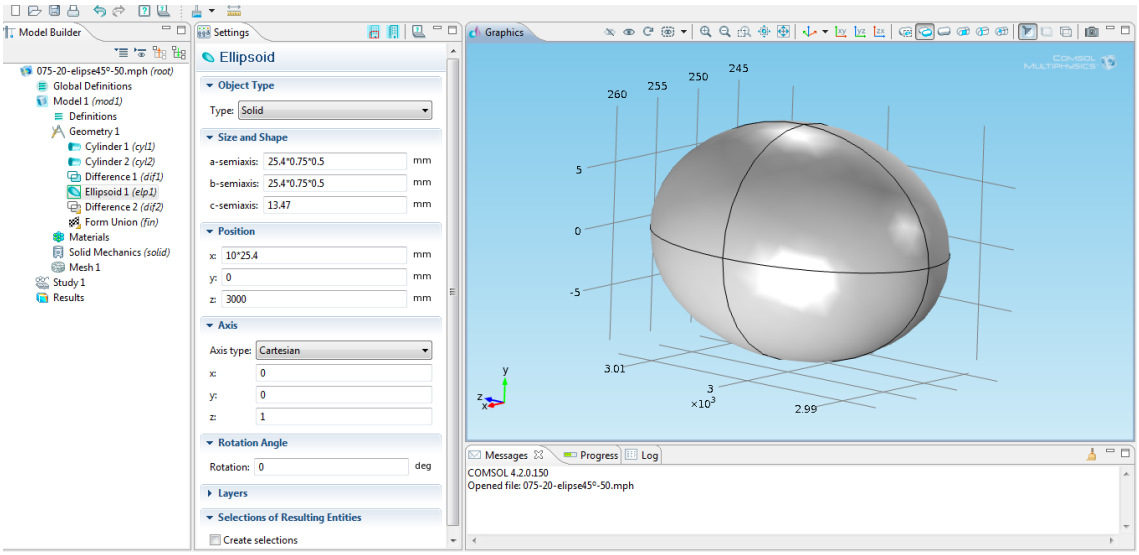


Figura 3.26 Elipsoide que se restará a la tubería

En la Figura 3.27 se observa cómo afecta a la sección de una tubería un defecto de corrosión con forma elíptica, de forma simulada y real.

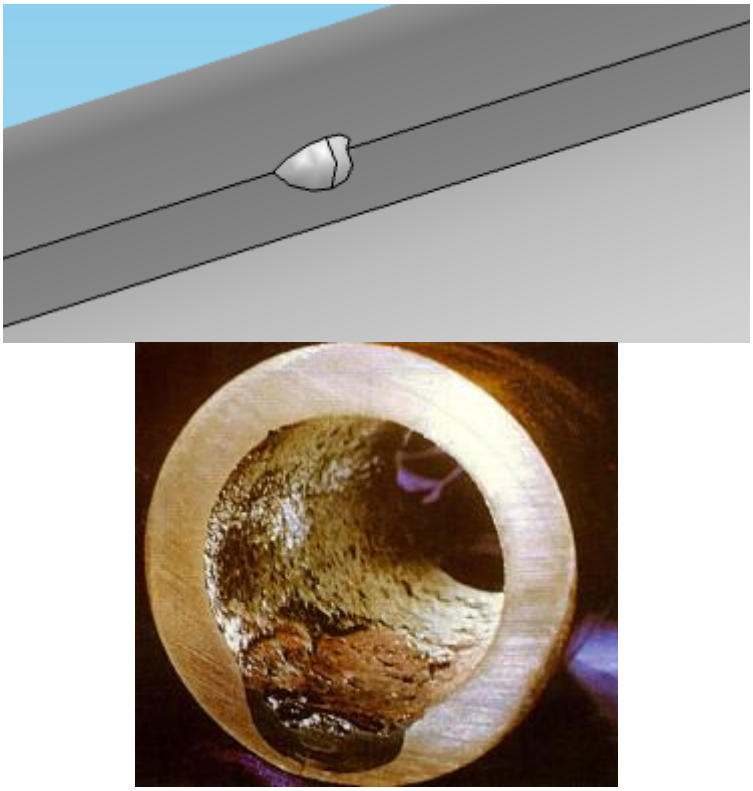


Figura 3.27 Comparación entre el defecto simulado y un defecto de corrosión real

3.4.4 Definir el material

El siguiente paso consiste en asignar el material al tramo de tubería. El material que se usarán en el estudio es acero microaleado API 5L del tipo X-70. [16]

Para ello, creamos en la biblioteca de materiales del programa de elementos finitos COMSOL Multiphysics 4.2 este nuevo elemento. Las características principales son el Módulo de Young, coeficiente de Poisson, densidad y límite elástico, en la Figura 3.28 se muestra la tabla de propiedades del programa. Se lo aplicaremos a todo el dominio. El módulo tangente isotrópico es una característica importante para el comportamiento del material en la deformación plástica, como es un dato que sólo poseen los fabricantes se ha optado por el 1% del módulo de Young.

Material Contents

	Property	Name	Value	Unit	Property group
✓	Poisson's ratio	nu	0.33	1	Basic
✓	Young's modulus	E	21000000...	Pa	Basic
✓	Density	rho	7850	kg/m^3	Basic
	Yield stress level	sigmags	485000000	Pa	Elastoplastic material model
	Isotropic tangent modulus	Et	1	Pa	Elastoplastic material model
	Kinematic tangent modulus	Ek	1	Pa	Elastoplastic material model
	Uniaxial tensile strength	sigmaut	570000000	Pa	Yield stress parameters
	Uniaxial compressive strength	sigmauc	1	Pa	Yield stress parameters
	Biaxial compressive strength	sigmabc	1	Pa	Yield stress parameters

Figura 3.28 Captura de pantalla con las propiedades del material

3.4.5 Definir condiciones de contorno

- La presión de trabajo a la que se someterán las tuberías en el estudio es de 8 MPa, ya que es la presión de trabajo más común en la de transporte primaria en España [36]. En el modelo se aplicará esta fuerza uniformemente repartida por la superficie interior, como se muestra en la Figura 3.29.

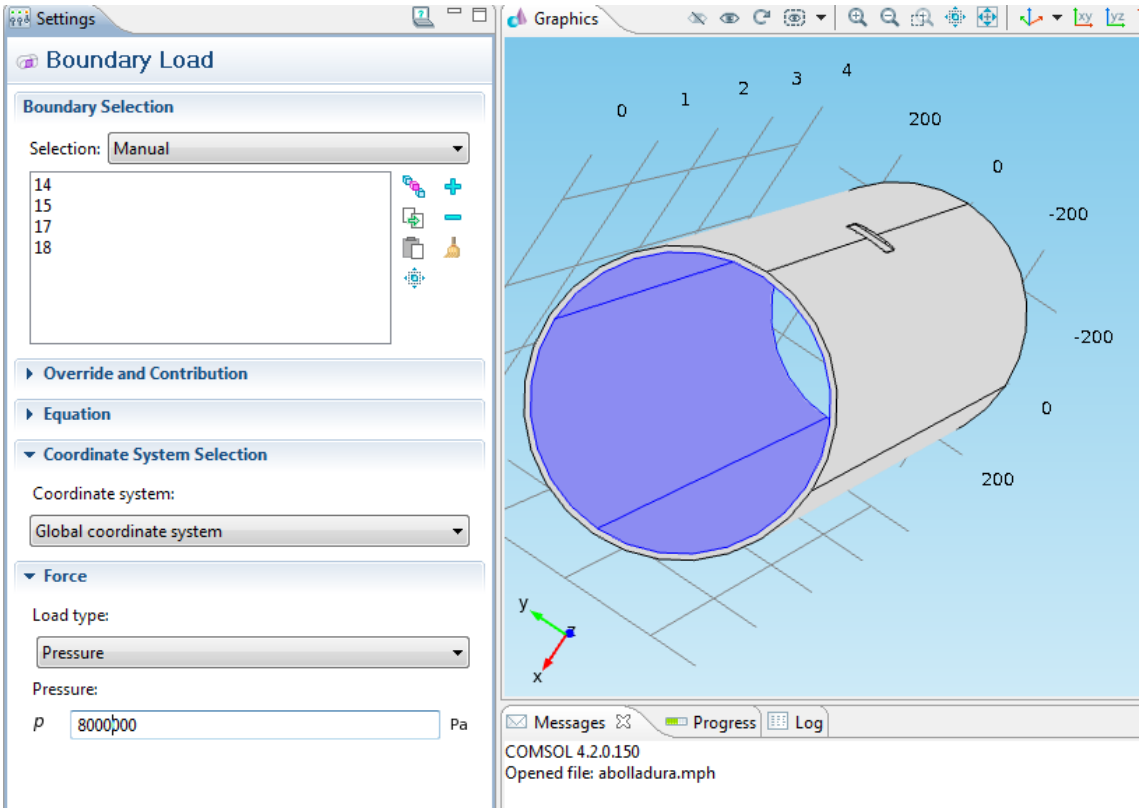


Figura 3.29 Captura de pantalla con la fuerza aplicada en la superficie interior

- Definir grados de libertad de movimiento. Se está trabajando con tramos rectos de tubería soldados en sus extremos, por lo que el único movimiento que se permite a la sección es expandirse en la dirección radial.

  Para simular estas condiciones en el programa de elementos finitos COMSOL, se fijan los dos extremos del cilindro con un empotramiento que no permite ni el movimiento ni el giro. En la figura 3.30 se muestra el empotramiento de los extremos.

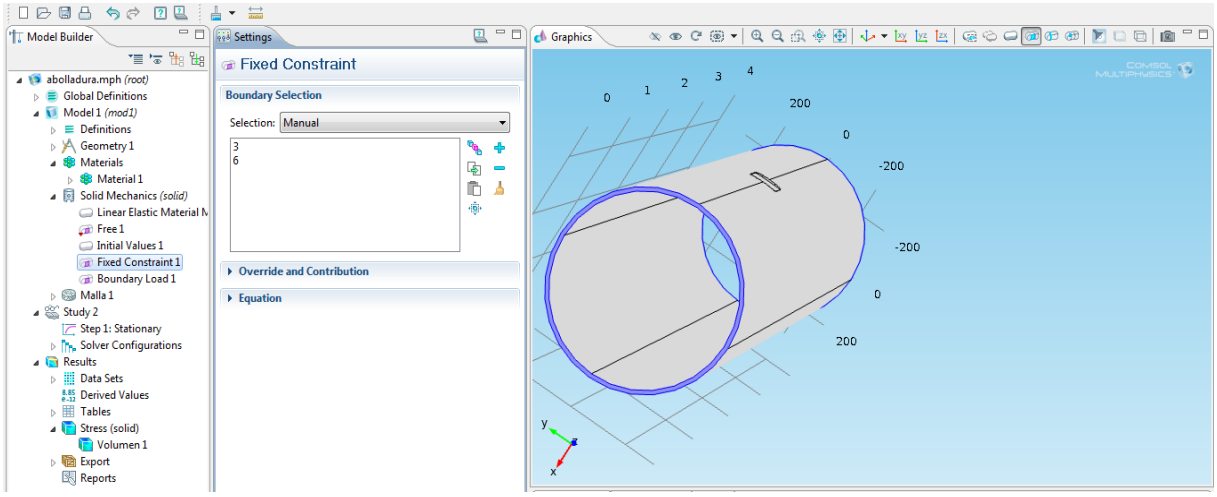


Figura 3.30 Captura de pantalla con los extremos fijados

3.4.6 Mallado

Este apartado es muy importante pues determina la precisión del estudio final. Cuantos más nodos haya, y más uniformemente estén colocados, más precisión tendremos. Como existe una limitación de cálculo computacional, se necesita un equilibrio entre el número de nodos y la precisión. En este caso se busca un mallado que sea más denso en la zona cercana al defecto, ya que es donde se concentrarán las tensiones.

En estas simulaciones se usa la opción de mallado fino con tetraedro libre, como en la Figura 3.31.

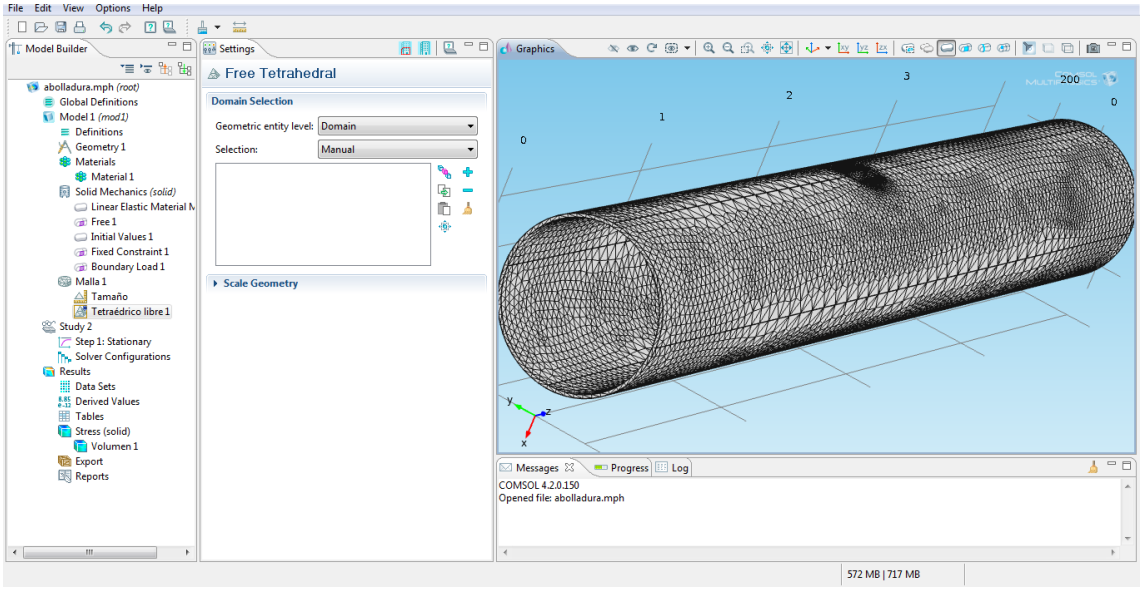


Figura 3.31 Captura de pantalla mostrando el mallado por tetraedro libre

3.4.7 Protocolo de obtención de resultados

Una vez definidas todas las variables de nuestro modelo en el programa de elementos finitos, se procede al cálculo de resultados. El programa resuelve las ecuaciones estructurales y nos devuelve una cantidad ingente de información. De todos estos datos, sólo, nos quedaremos con la distribución de von Mises, ya que es el dato que más informa sobre la integridad estructural de la tubería (Figura 3.32) y el diagrama de desplazamiento (Figura 3.33).

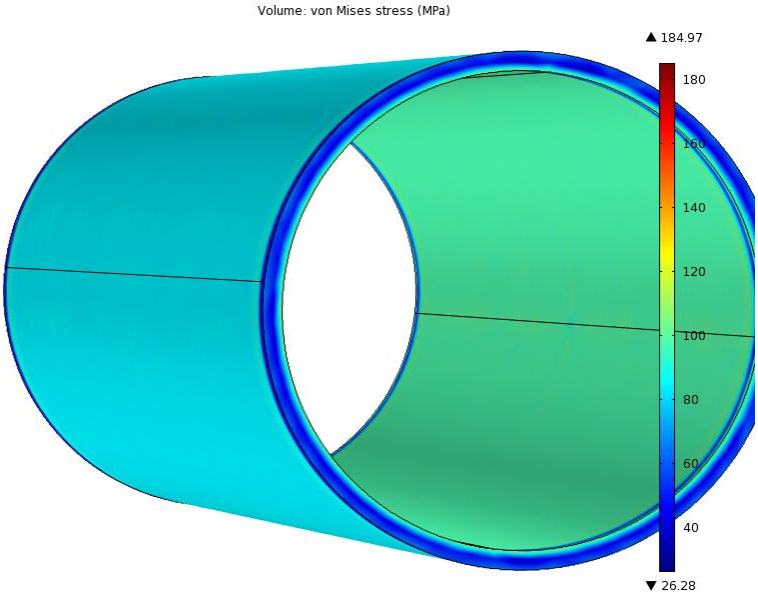


Figura 3.32 Distribución de tensiones de von Mises

Los datos se obtienen de la escala de colores del lateral de la imagen, el valor más alto será rojo-negro y viene indicado en la parte superior de la barra. Para tensión de von Mises, las unidades de la escala son mega pascales (MPa). En ninguna simulación se han superado los 600 MPa.

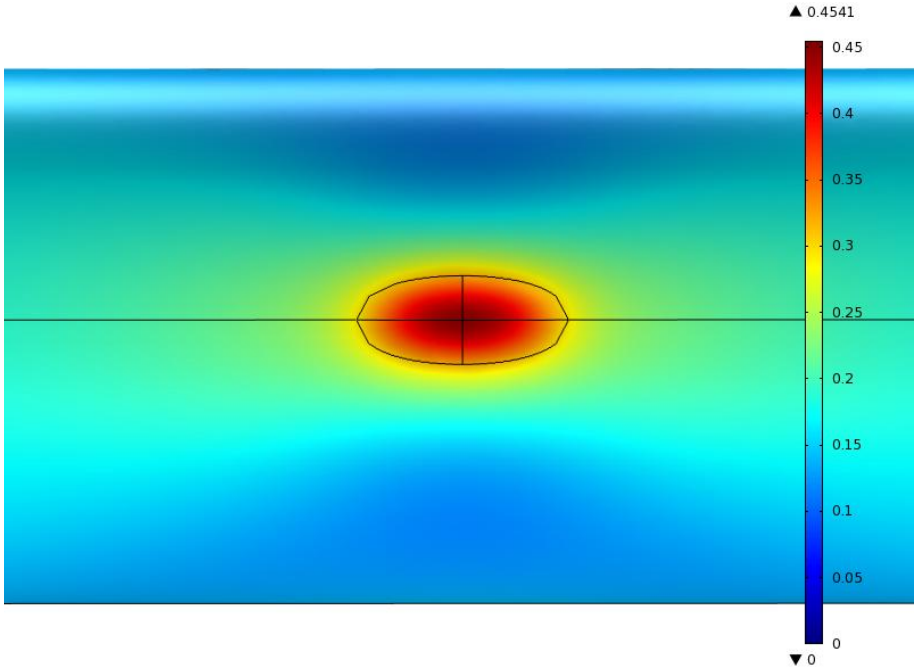


Figura 3.33 Deformación de la tubería

Los datos, como en la distribución de von Mises, se obtienen de la escala de colores del lateral de la imagen; el valor más alto será rojo-negro y viene indicado en la parte superior de la barra. La unidad para el desplazamiento es el milímetro (mm).

3.5 Análisis de resultados

3.5.1 Introducción

El análisis de los resultados es la última etapa de la metodología que sigue la secuencia recogida en la Figura 3.34.

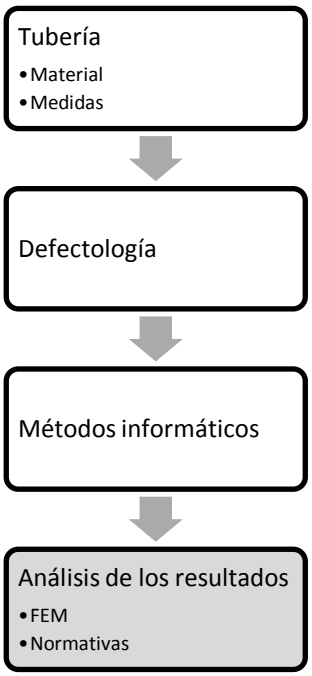


Figura 3.34 Análisis de resultados

Se divide en dos partes diferenciadas, en la primera se trabaja con el programa de elementos finitos COMSOL Multiphysics; y en la segunda, con las normativas ASME B31G y PCORRC. La Figura 3.35 muestra el esquema del análisis de resultados.

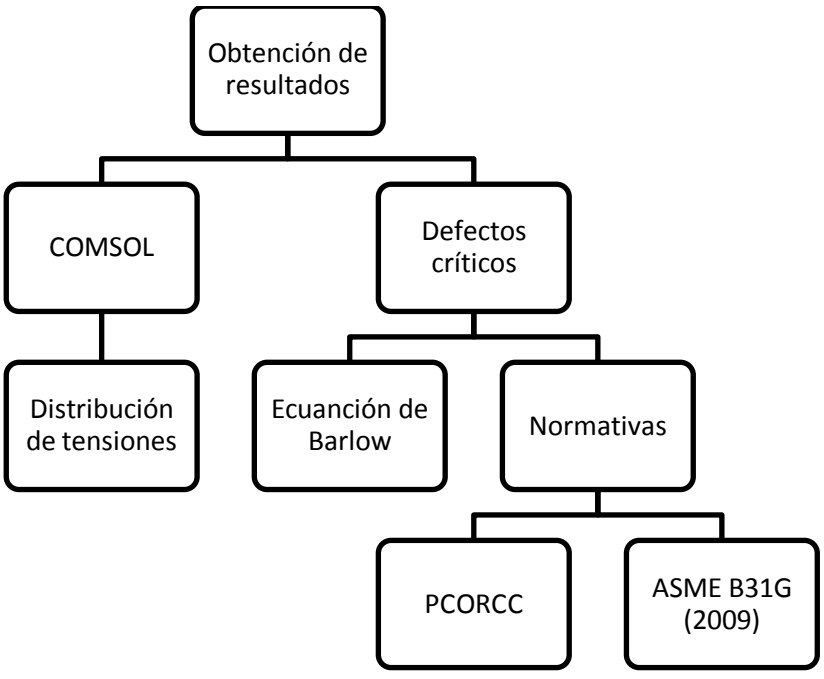


Figura 3.35 Esquema del análisis de resultados.

3.5.2. COMSOL

Con los resultados del programa de elementos finitos COMSOL, se construirán tablas y gráficos, como la Tabla 3.1 y la Figura 3.36, para comparar las tensiones de un mismo defecto con diferentes geometrías; de este modo se obtendrá los parámetros más importantes que definen el riesgo de cada tipo de defecto.

Tabla 3.1 .Tensiones máximas de von Mises producidas por defectos de abolladuras

Tensión máxima de von Mises			
Abolladuras	Espesor		
Medidas	12,7 mm	19,05 mm	Variación de la tensión (%)
200X100 mm	403,1 MPa	257,5 MPa	-36,12
400X200 mm	430,94 MPa	280,59 MPa	-34,89

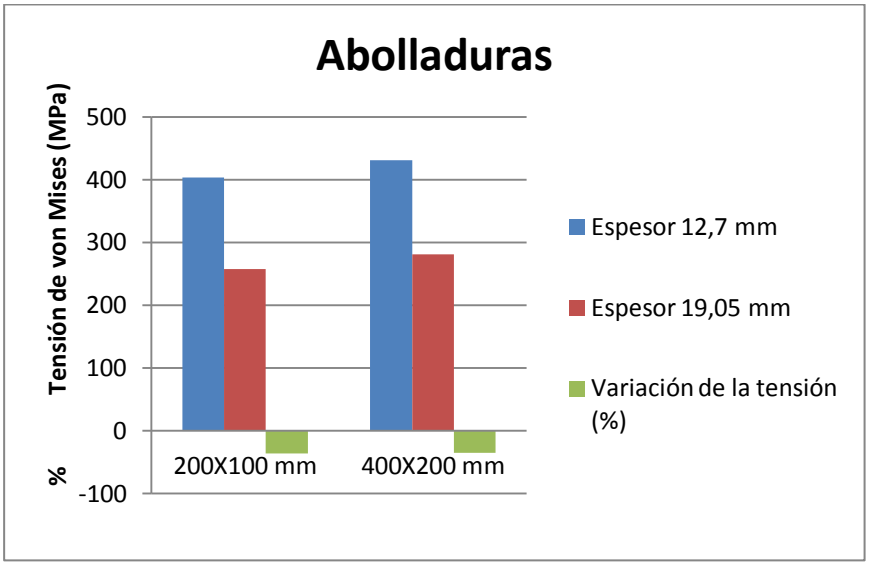


Figura 3.36 Variación de las tensiones máximas de von Mises en función de los tamaños de los defectos producidos por abolladuras y los espesores

3.5.3 Normativas

Las variables que inciden en este apartado son:

Donde:

P = presión de fallo

t = espesor de pared de la tubería

D = diámetro exterior de la tubería

d = profundidad del defecto

M = factor de Folias

σ_u= Tensión de rotura del material

σ_y = límite elástico del material

Lo primero que haremos será ver si la tubería sin defectos resiste la presión de trabajo. Para ello usaremos la ecuación de Barlow (3.1). Con ésta ecuación, en una tubería sin defectos, se obtiene la presión segura de trabajo. La presión máxima que puede alcanzar sin fallar; en función de sus medidas y de su límite elástico.

$$P = \frac{2\,\sigma y\, t}{D} \qquad (3.1)$$

Después se calcularán las presiones de fallo que nos dan las normativas ASME B31G (3.2) y PCORRC (3.3) en función de las geometrías de los defectos. [32]

La presión de fallo para la ASME B31G es:

$$P = \frac{1{,}1\times\sigma_y\times 2\times t}{D}\left[\frac{1-\left\{0{,}85\times\left(\frac{d}{t}\right)\right\}}{1-0{,}85\times\left(\frac{d}{t}\right)\times\left(\frac{1}{M}\right)}\right] \qquad (3.2)$$

La presión de fallo para la PCORRC es:

$$P = \frac{2\times t\times\sigma_u}{D}\left[1-\left(\frac{d}{t}\,M\right)\right] \qquad (3.3)$$

Con esto, se construyen tablas y gráficas para conocer, en función de las medidas de los defectos, los puntos de corte de las presiones de fallo de las normativas con la presión de trabajo segura. [40] En la Tabla 3.2 se muestra un ejemplo de las presiones de fallo obtenidas, en función de las variables anteriormente mencionadas. Hay que mencionar que las normativas no tienen en cuenta la anchura del defecto.

Tabla 3.2 .Presiones de fallo obtenidas de la normativa ASME B31G

Perfil	YS	UTS	D	t	L	D	M	Pfallo
X70	485	570	508	12,7	100	1,27	1,40	25,98
X70	485	570	508	12,7	100	3,81	1,40	24,29
X70	485	570	508	12,7	100	6,35	1,40	22,01
X70	485	570	508	12,7	100	10,16	1,40	16,58
X70	485	570	508	12,7	150	1,27	1,77	25,64
X70	485	570	508	12,7	150	3,81	1,77	23,21

En la Figura 3.37 se observa la tendencia entre la presión de fallo, la profundidad del defecto y las longitudes. De estas gráficas se obtendrán los puntos de corte con la presión segura de trabajo.

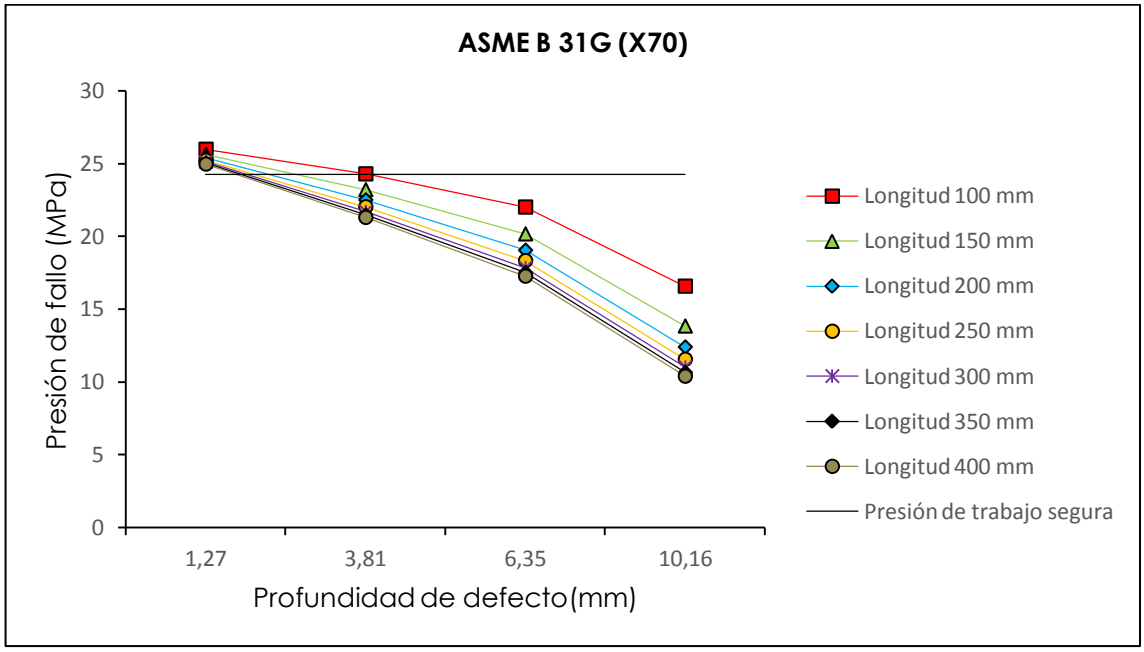


Figura 3.37. Comparación de la normativa con la presión de Barlow

Una vez que se tienen los puntos de corte, se construye un gráfico en función del tamaño crítico, como el de la figura 3.38 [40]

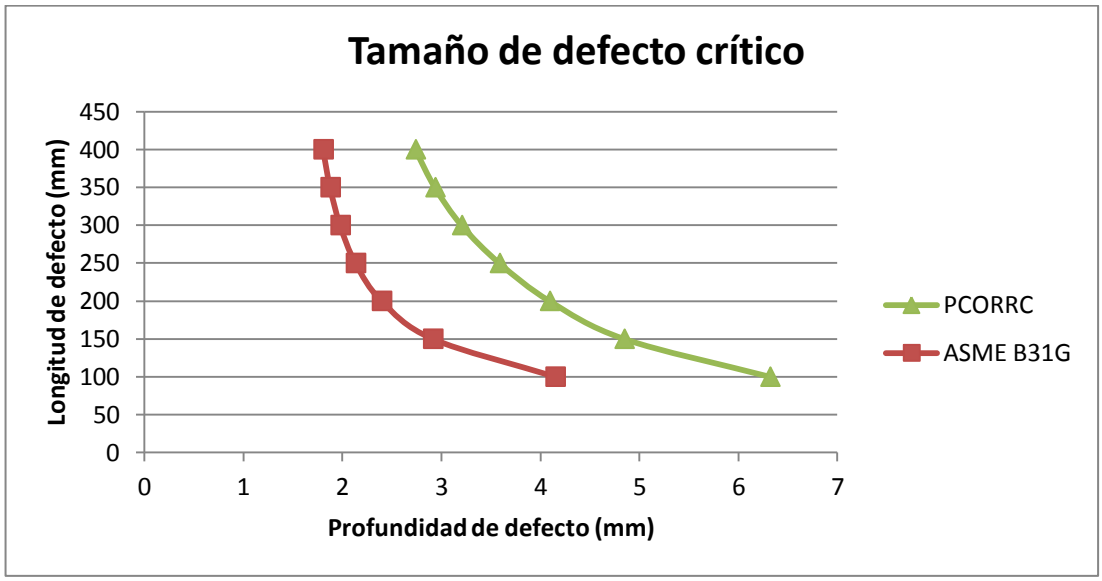


Figura 3.38 Tamaño de defecto crítico para las normativas PCORRC y ASME B31G.

CAPÍTULO 4. ANÁLISIS DE RESULTADOS

CAPÍTULO 4 ANÁLISIS DE RESULTADOS

4.1 Análisis de las normativas

Una tubería de 508 mm de diámetro exterior y espesor de 12,7 mm, tiene una presión de Barlow de 24,25 MPa. (3.1). Por encima de esta presión de trabajo, cualquier gasoducto sin defectos fallará. Por ello, consideraremos esta presión como la segura de trabajo.

Ahora se comparará la presión de Barlow con las que se obtienen con las normativas y, de este modo, conseguir las profundidades de defecto críticas que harán que la tubería no trabaje de forma segura.

Con las ecuaciones de las normativas y variando las medidas de los defectos, se obtienen las presiones de fallo. En la Tabla 4.1 se puede ver las presiones para la normativa ASME B31G y en la Tabla 4.2 para la normativa PCORRC.

Tabla 4.1. Presiones de fallo obtenidas de la normativa ASME B31G.

Perfil	YS	UTS	D	t	L	d	M	Pfallo
X70	485	570	508	12,7	100	1,27	1,40	25,98
X70	485	570	508	12,7	100	3,81	1,40	24,29
X70	485	570	508	12,7	100	6,35	1,40	22,01
X70	485	570	508	12,7	100	10,16	1,40	16,58
X70	485	570	508	12,7	150	1,27	1,77	25,64
X70	485	570	508	12,7	150	3,81	1,77	23,21
X70	485	570	508	12,7	150	6,35	1,77	20,17
X70	485	570	508	12,7	150	10,16	1,77	13,84
X70	485	570	508	12,7	200	1,27	2,18	25,40
X70	485	570	508	12,7	200	3,81	2,18	22,50
X70	485	570	508	12,7	200	6,35	2,18	19,05
X70	485	570	508	12,7	200	10,16	2,18	12,40
X70	485	570	508	12,7	250	1,27	2,60	25,23
X70	485	570	508	12,7	250	3,81	2,60	22,03
X70	485	570	508	12,7	250	6,35	2,60	18,33
X70	485	570	508	12,7	250	10,16	2,60	11,56
X70	485	570	508	12,7	300	1,27	3,02	25,12
X70	485	570	508	12,7	300	3,81	3,02	21,71
X70	485	570	508	12,7	300	6,35	3,02	17,85
X70	485	570	508	12,7	300	10,16	3,02	11,02
X70	485	570	508	12,7	350	1,27	3,42	25,03
X70	485	570	508	12,7	350	3,81	3,42	21,47
X70	485	570	508	12,7	350	6,35	3,42	17,51
X70	485	570	508	12,7	350	10,16	3,42	10,65
X70	485	570	508	12,7	400	1,27	3,81	24,97

X70	485	570	508	12,7	400	3,81	3,81	21,30
X70	485	570	508	12,7	400	6,35	3,81	17,27
X70	485	570	508	12,7	400	10,16	3,81	10,39

Tabla 4.2 .Presiones de fallo obtenidas de la normativa PCORCC.

Perfil	YS	UTS	D	t	L	d	M	Pfallo
X70	485	570	508	12,7	100	1,27	0,25	27,78
X70	485	570	508	12,7	100	3,81	0,28	26,09
X70	485	570	508	12,7	100	6,35	0,32	23,89
X70	485	570	508	12,7	100	10,16	0,46	17,99
X70	485	570	508	12,7	150	1,27	0,35	27,49
X70	485	570	508	12,7	150	3,81	0,39	25,16
X70	485	570	508	12,7	150	6,35	0,44	22,18
X70	485	570	508	12,7	150	10,16	0,60	14,72
X70	485	570	508	12,7	200	1,27	0,44	27,24
X70	485	570	508	12,7	200	3,81	0,48	24,37
X70	485	570	508	12,7	200	6,35	0,54	20,77
X70	485	570	508	12,7	200	10,16	0,71	12,32
X70	485	570	508	12,7	250	1,27	0,52	27,03
X70	485	570	508	12,7	250	3,81	0,56	23,69
X70	485	570	508	12,7	250	6,35	0,62	19,61
X70	485	570	508	12,7	250	10,16	0,79	10,56
X70	485	570	508	12,7	300	1,27	0,58	26,84
X70	485	570	508	12,7	300	3,81	0,63	23,12
X70	485	570	508	12,7	300	6,35	0,69	18,66
X70	485	570	508	12,7	300	10,16	0,84	9,27
X70	485	570	508	12,7	350	1,27	0,64	26,68
X70	485	570	508	12,7	350	3,81	0,69	22,64
X70	485	570	508	12,7	350	6,35	0,75	17,88
X70	485	570	508	12,7	350	10,16	0,89	8,32
X70	485	570	508	12,7	400	1,27	0,69	26,54
X70	485	570	508	12,7	400	3,81	0,73	22,23
X70	485	570	508	12,7	400	6,35	0,79	17,23
X70	485	570	508	12,7	400	10,16	0,92	7,62

En el análisis de los datos conseguidos por medio de las normativas, se ve que la normativa ASME B31G es más restrictiva que la PCORRC. En la Figura 4.1 se observa la relación entre la longitud del defecto, la profundidad del mismo y las dos normativas. La normativa ASME B31G tiene un criterio más conservativo, ya que tiene profundidades y longitudes críticas menores que la normativa PCORRC. Para un defecto de 200 mm de longitud, en la

ASME B31G, la profundidad crítica de defecto es de 2,3 mm. En la PCORRC, para la misma longitud es de 4,1mm.

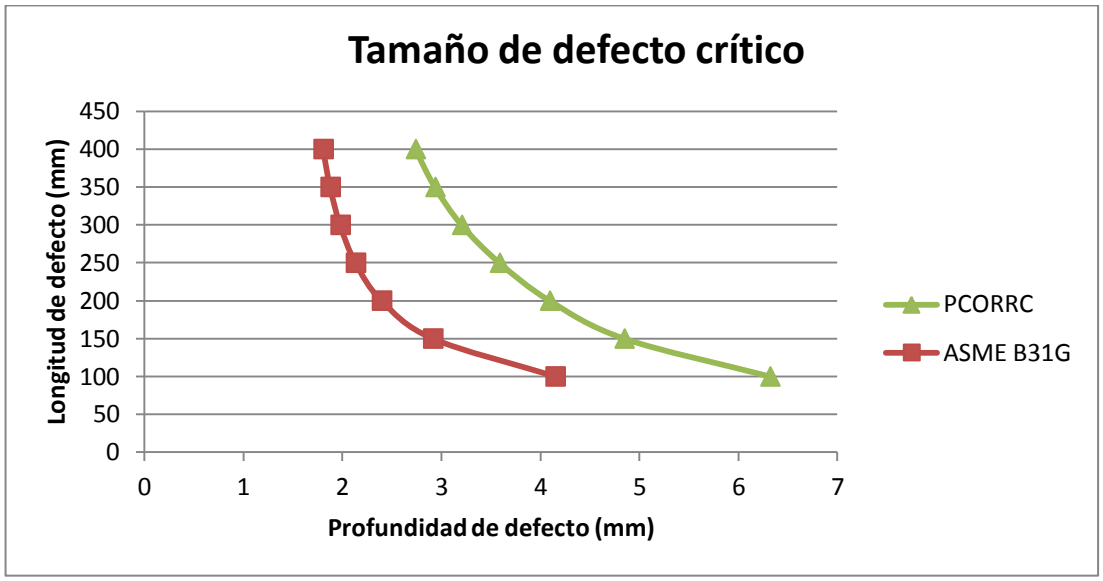


Figura 4.1. Variación entre la longitud del defecto, la profundidad del mismo y las normativas.

Las normativas tienden a reducir esta diferencia con el incremento de la longitud del defecto, tal y como refleja la Figura 4.2. En un defecto de 200 mm, la profundidad crítica de la normativa ASME es más restrictiva en un 41%, mientras que para un defecto de 400 mm es un 34%.

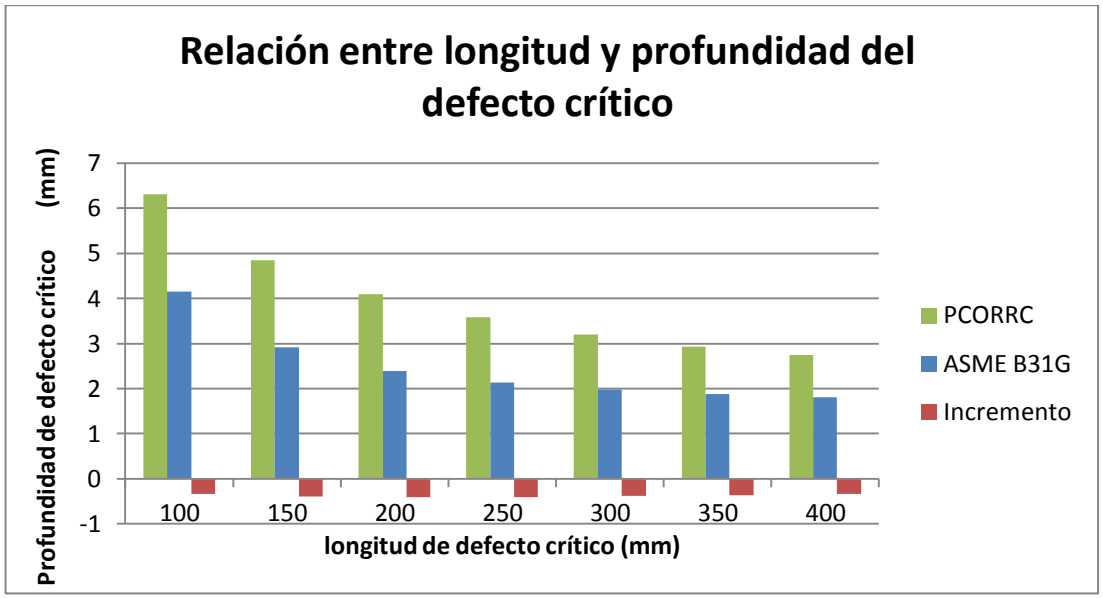


Figura 4.2 Relación entre longitud y profundidad del defecto crítico para las normativas PCORRC y ASME B31G.

4.2 Análisis de las simulaciones por elementos finitos

Las siguientes tablas y figuras muestran los resultados obtenidos de las simulaciones con elementos finitos, que se analizarán pormenorizadamente.

Defectos de corrosión (Picadura). Estos defectos tienen unos efectos muy localizados, y la variable fundamental, que afecta a la integridad de la tubería es la profundidad de dicho ataque por corrosión, muy frecuente en los medios ácidos intrínsecos a la composición química, bien del gas, o del terreno, en donde está enterrada, ya que pueden estar sometida a fuerte efecto de actividad microbiológica

En la Figura 4.3 se presenta la modelización de un tramo de tubería de 6 m en donde se ha ubicado una picadura que se propaga desde la superficie hacia su interior, consiguiendo una profundidad máxima del 50% de su espesor, esto es, 6,35 mm. Se puede apreciar que las deformaciones en todo el tramo alcanzan un valor máximo y constante de 0.1 mm, lo que supone el 0,88% del espesor del material.

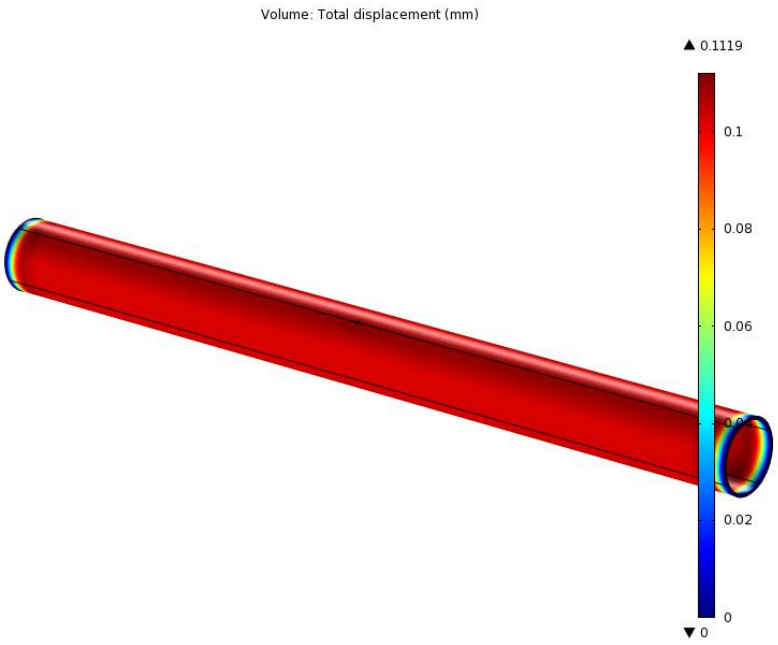


Figura 4.3 .Deformación producida por un defecto aislado de picadura.

En la Figura 4.4 se modeliza la distribución de tensiones de von Mises en ese defecto provocado por corrosión por picadura, con morfología de elipse.

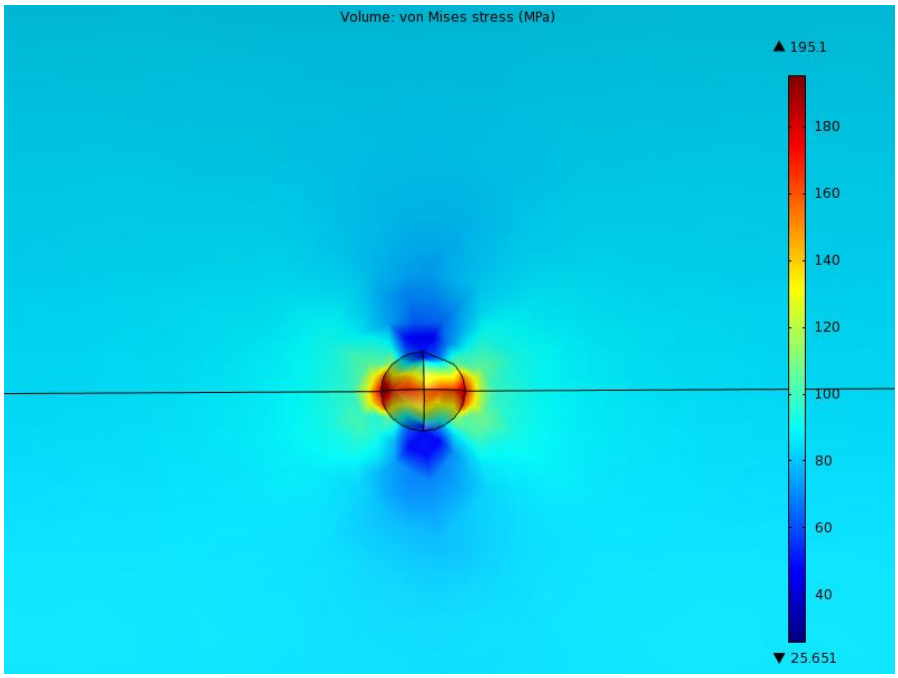


Figura 4.4 Distribución de von Mises en un defecto de picadura.

Se puede apreciar una fuerte distribución tensional en el centro de la picadura a lo largo del eje longitudinal de la tubería. Todo ello queda recopilado en la Tabla 4.3-

Se puede observar la elevada disminución de la tensión de von Mises con el aumento del espesor de la tubería, siendo del 43% para 20° de excentricidad y del 37,5% para 45°. La diferencia de longitud no es un parámetro fundamental en estos elementos, aunque su importancia aumenta al disminuir la sección útil de la tubería. La relación entre las longitudes de las diferentes excentricidades y los espesores es de un 31% (siendo mayor para 20°).

Tabla 4.3 .Tensiones máximas de von Mises producidas por corrosión por picaduras.

Tensión máxima de von Mises			
Picaduras	Espesor		
Medidas	12,7 mm	19,05 mm	Variación de la tensión (%) en función del espesor
20°	344,6 MPa	195,1 MPa	-43
45°	295,98 MPa	184,97 MPa	-37,5
Variación de la tensión (%) en función de la excentricidad	-14,1	-5,2	

En la Figura 4.5 se recopila y de modo comparativo, los valores de las tensiones de von Misses (MPa), con el grado de excentricidad de la grieta provocado por la corrosión por picadura, en donde se simula en todo momento a un elipsoide, en su camino de propagación por el material, y para los dos espesores de tubería estudiada. Para el espesor superior, 19,05 mm se aprecia una disminución del 43%, respecto al espesor inferior de tubería, 12, 7 mm y para la excentricidad de 20º. En el caso de la excentricidad de 45º; esa tendencia de disminución de tensiones es ligeramente inferior, 37,5%. La variación de la excentricidad en el espesor de 12,7 mm, es una disminución del 14,1%; y del 5,2% en 19,05.

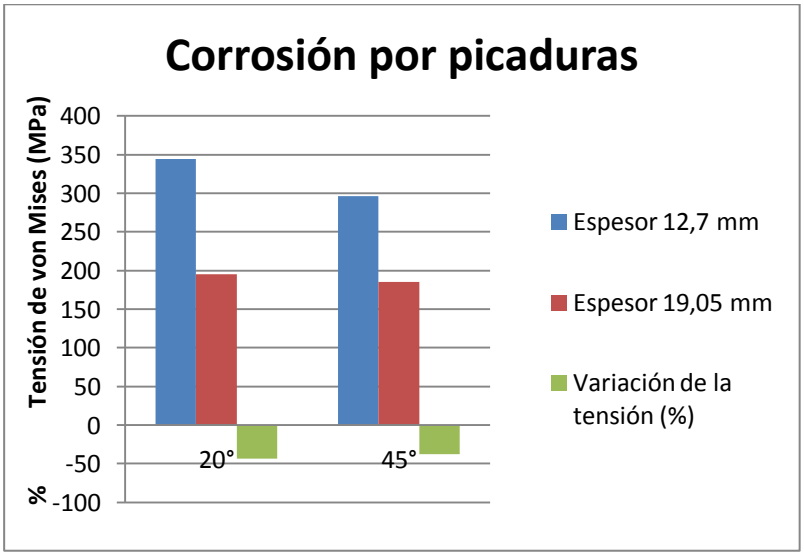


Figura 4.5 .relación entre la tensión máxima de von Mises producida por defectos de corrosión, el ángulo de excentricidad y el espesor las tuberías

Las abolladuras son defectos que dependen fundamentalmente de la relación entre la altura de la abolladura y su espesor, apenas hay relación

entre la longitud del defecto y las tensiones en la tubería. En la Figura 4.6, se ve la modelización de un tramo recto de tubería con un defecto producido por una abolladura en el centro. La deformación máxima se concentra en el centro del defecto, tiene un valor de 0,38 mm, lo que supone una deformación del 3% de su espesor. Esta deformación, ayuda a devolver a la tubería a su estado inicial sin el defecto.

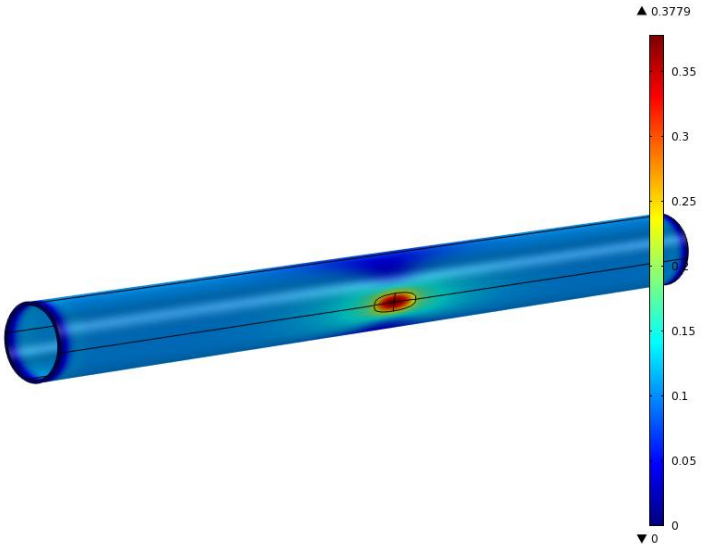


Figura 4.6 Deformación causada por un defecto producido por abolladura

Como se puede ver en la tabla 4.4, doblando la longitud del defecto, se obtiene un incremento de la tensión del 6,9% con un espesor de 12,7 mm y del 8,2 % con un espesor de 19,05 mm. Para una altura de abolladura de la mitad del espesor, se obtienen grandes diferencias. Para la medida de 200X100 el aumento del espesor disminuye la tensión en un 36,12%, mientras que para la medida de 400X200 es del 34,89%.

Si se dobla el área afectada por el defecto, se produce un incremento del 6,9% de la tensión máxima para el espesor de 12,7 mm; y del 8,9% para el espesor de 19,05 mm. Con esto, se deduce que es más importante el espesor de la tubería que el tamaño del defecto de abolladura.

Tabla 4.4 .Tensiones máximas de von Mises producidas por defectos de abolladuras.

Tensión máxima de von Mises			
Abolladuras	Espesor		
Medidas	12,7 mm	19,05 mm	Variación de la tensión (%) en función del espesor

200X100 mm	403,1 MPa	257,5 MPa	-36,12
400X200 mm	430,94 MPa	280,59 MPa	-34,89
Variación de la tensión (%) en función de las medidas	6,9	8,9	

En la Figura 4.7 se observa como la variable fundamental es el espesor, siendo las tensiones para 12,7 mm las más elevadas.

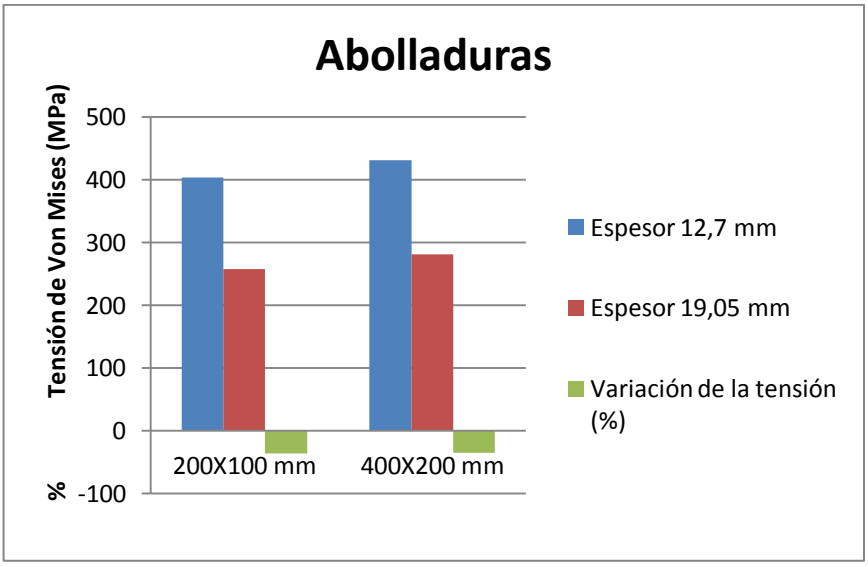


Figura 4.7 relación entre las tensiones de von Mises, las dimensiones del defecto y el espesor.

En la Figura 4.8 se modeliza la distribución de tensiones de von Mises en ese defecto provocado por una abolladura, con morfología mixta. Se puede ver toda la zona desplazada por la abolladura, sufre una tensión más alta que la que está sin deformar. La tensión se propaga en la dirección longitudinal.

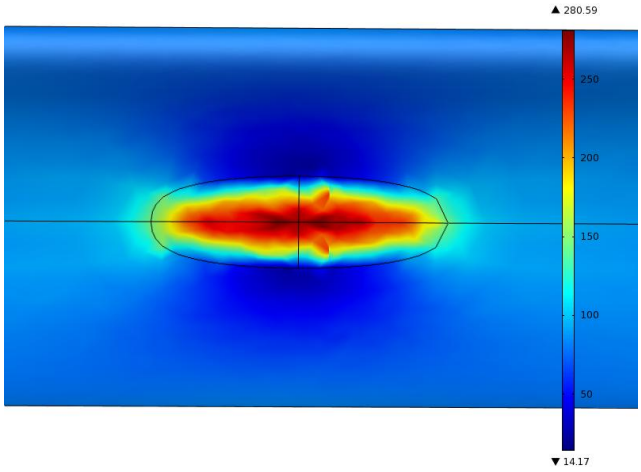


Figura 4.8 Distribución de von Mises en un defecto producido por una abolladura.

Con este tipo de defecto se obtienen unas deformaciones elevadas, mostradas en la Tabla 4.5. Por acción de la presión interior, la tubería tiende a recuperar su forma original. Las deformaciones incrementan el 40% superiores en el espesor de 12,7 mm que en el de 19,05 mm.

Tabla 4.5 .Deformaciones producidas por los defectos de abolladuras.

Deformaciones			
Medidas	Espesor 12,7 mm	Espesor 19,05 mm	Variación de la deformación (%)
200X100 mm	0,4541 mm	0,2587 mm	-43,02
400X200 mm	0,6471 mm	0,3779 mm	-41,6

Las fisuras muestran una alta concentración de tensiones en los bordes longitudinales. En la Figura 4.9 se presenta la modelización de un tramo de tubería de 6 m en donde se ha ubicado una fisura con una profundidad máxima del 50%. Se puede apreciar que existe en los bordes longitudinales una alta concentración de tensiones. Las fisuras o grietas tienen muy poca deformación plástica y los valores de tensión alcanzados, superiores al límite elástico, hacen que el defecto propague por esta zona.

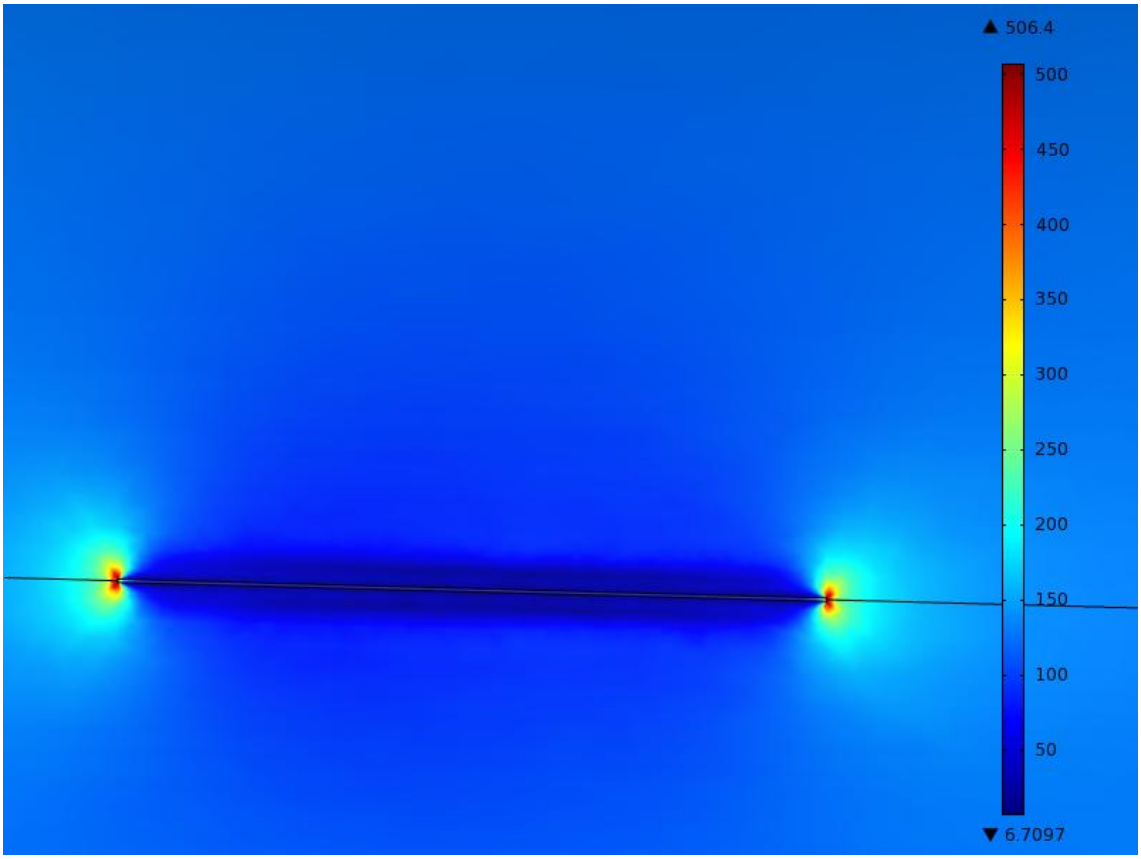


Figura 4.9 Distribución de tensión de von Mises alrededor de una grieta.

En todos los casos estudiados se ha superado el límite elástico, independientemente de la longitud de la fisura. En la tabla 4.6, se muestran los valores máximos. Las tensiones para un defecto de 200 mm de longitud son un 1,3 % menor en el espesor de 19,05 mm que en el 12,7 mm, y un 1,7% menores para un defecto de 400 mm de longitud. En la tubería de espesor 12,7 mm, la tensión para el defecto de 200 mm es un 1,2% menor que el que tiene 400 mm de longitud. En la tubería de 19,05 mm de espesor la diferencia es del 0,77%.

Tabla 4.6 Tensiones máximas de von Mises producidas por fisuras.

Tensión máxima de von Mises			
fisuras	Espesor		
Medidas	12,7 mm	19,05 mm	Variación de la tensión (%) en función del espesor
200 mm	500.3 MPa	493,73 MPa	-1,3
400 mm	506.4 MPa	497,55 MPa	-1,7
Variación de la tensión (%) en función de la longitud	1,2	0,77	

Con la alta concentración de tensiones, el material plastifica y endurece. Los valores de von Mises no son peligrosos porque estás muy alejados de la tensión de rotura. Como se ve en la tabla 4.7, los valores superan el límite elástico entre el 1,8% y el 4,4%.

Tabla 4.7 Relación entre la tensión máxima de von Mises y el límite elástico.

Espesor 12,7 mm	Tensión de von Mises (MPa)	Límite elástico (MPa)	Incremento respecto al límite elástico (%)
200 mm	500.3	485	3,1
400 mm	506.4	485	4,4
Espesor 19,05 mm	Tensión de von Mises (MPa)	Límite elástico (MPa)	Incremento respecto al límite elástico (%)
200 mm	493,73	485	1,8
400 mm	497,55	485	2,6

En la figura 4.10, se observa que la zona con alta concentración de tensiones, apenas tiene deformación.

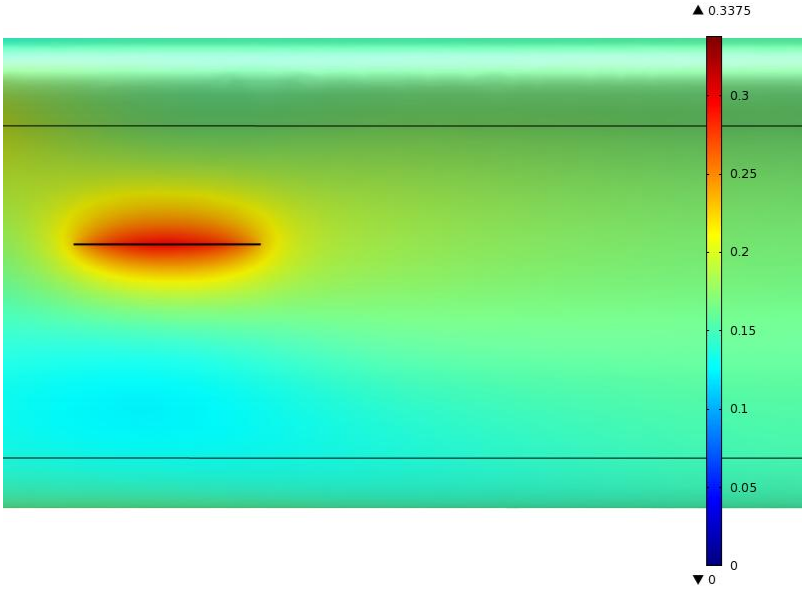


Figura 4.10 Deformación producida por una fisura.

La interacción de defectos de picadura apenas interaccionan entre ellos. Los resultados obtenidos son similares a los que se obtienen de forma aislada. De hecho, son sensiblemente menores, debido a la incertidumbre del cálculo por elementos finitos.

En la figura 4.11, se muestra las distribuciones de tensiones de von mises en un tramo recto de tubería. Se ve que las tensiones están concentradas en el propio defecto, a lo largo del eje longitudinal. Comparando la tabla 4.1 con la tabla 4.5 se observa una reducción de las tensiones del 8% en el caso más desfavorable, ángulo de 20° con espesor de 12,7 mm. La tensión más elevada se observa en el defecto central, siendo alrededor de un 10% mayor que en los defectos colindantes.

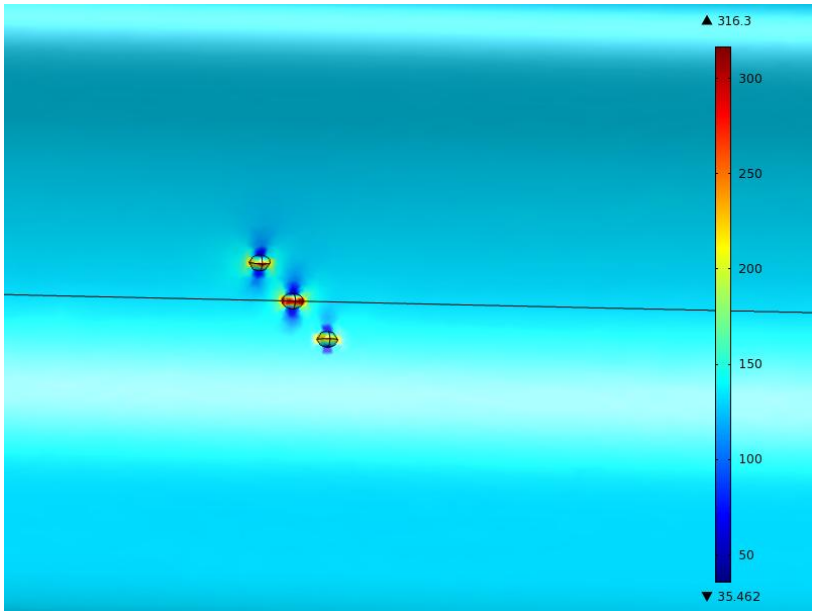


Figura 4.11 .Distribución de von Mises producida por defectos de picadura.

Se puede observar la elevada disminución de la tensión de von Mises con el aumento del espesor de la tubería, siendo del 34,62% para 20° de excentricidad y del 31,05% para 45°. La diferencia de longitud no es un parámetro fundamental en estos elementos, aunque su importancia aumenta al disminuir la sección útil de la tubería.

Comparando defectos del mismo espesor y diferente excentricidad, se observa que para el defecto de 12,7 mm, la tensión con 45º es un 11,7% menor que para 20º. Para el espesor de 45º, la relación disminuye hasta el 6,9%.

Tabla 4.8 .Tensiones máximas de von Mises producidas por interacción de defectos de corrosión por picaduras.

Tensión máxima de von Mises			
Interacción de Picaduras	Espesor		
Medidas	12,7 mm	19,05 mm	Variación de la tensión (%) en función del espesor
20°	316,3 MPa	206,82 MPa	-34,62
45°	279,1 MPa	192,45 MPa	-31,05
Variación de la tensión (%) en función de la excentricidad	-11,7	-6,9	

La Figura 4.12 muestra que la profundad del defecto es el valor determinante.

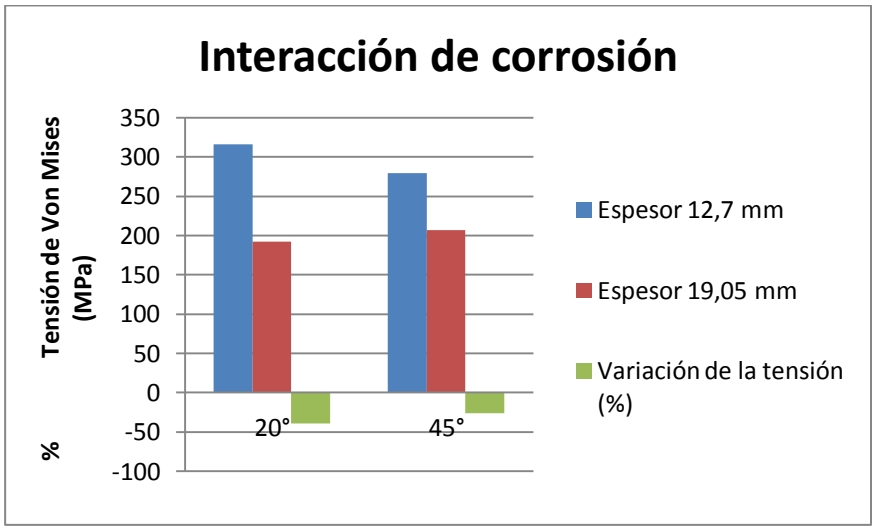


Figura 4.12 Relación de las tensiones máximas de von Mises producidas por interacción de picaduras, las excentricidades y los espesores.

La interacción de fisuras muestra unos resultados similares a los obtenidos mediante la simulación del defecto aislado. En la Figura 4.13, se muestra el efecto de tres defectos de 400 mm de longitud sobre una tubería recta de 6 m. En la distribución de la tensión de von Mises, se puede ver el efecto localizado sobre los extremos de las grietas, también se observa que estos defectos tienen un área de influencia reducido.

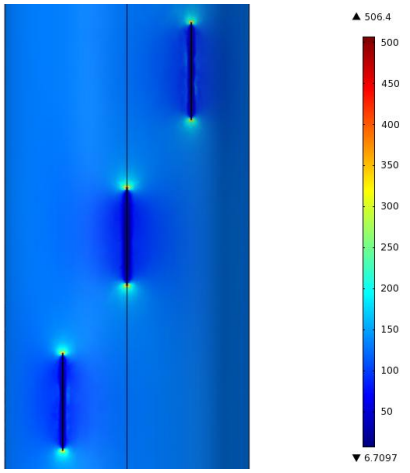


Figura 4.13 Distribución de von Mises producida por fisuras.

Las tensiones son similares independientemente de la geometría del defecto que interacciona. La Figura 4.14 muestra q las tensiones son, muy levemente, superiores para el espesor de 12,7 mm.

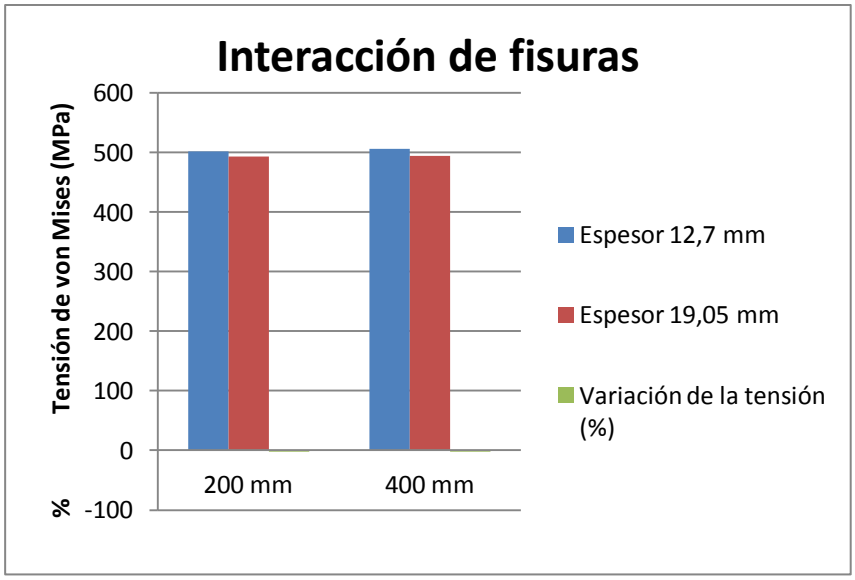


Figura 4.14 relación entre las tensiones máximas de von Mises producidas por interacción de fisuras, la longitud de los defectos y el espesor.

Las tensiones, como en el defecto aislado superan levemente el límite elástico. En las tablas 4.9 y 4.10 se observan los valores máximos y su relación con el límite elástico. Sí se compara la Tabla 4.6 con la 4.9 no se aprecia una diferencia significativa entre los resultados. Los defectos propagan en la dirección longitudinal, pero no llegan a interactuar a una distancia igual a la de su propia longitud, por lo que no hay interacción.

Tabla 4.9 Tensiones máximas de von Mises producidas por interacción de fisuras.

Tensión máxima de von Mises			
Interacción de fisuras	Espesor		
Medidas	12,7 mm	19,05 mm	Variación de la tensión (%) en función del espesor
200 mm	501,58 MPa	493,03 MPa	-1,7
400 mm	506,4 MPa	494,55 MPa	-2,34
Variación de la tensión (%) en función de la longitud	1,2	0,77	

La tensión de la interacción con defectos de 200 mm de longitud para 19,05 mm de espesor es un 1,7% menor, comparada con la que se produce con el espesor de 12,7 mm. Para defectos de 400 mm, la reducción es del 2,34%. Si comparamos defectos en el espesor de 12,7 mm, para 400mm de longitud de defecto frente al de 200 mm, se produce un 1,2 % más de tensión. Para espesores de 19,05 mm, la diferencia se reduce al 0,77%.

En la Tabla 4.10, se muestra como las tensiones máximas sobrepasan el límite elástico. Un defecto de 200 mm lo supera, para un espesor de de 12,7 mm, en un 3,4 %. Un defecto del mismo espesor y 400 mm de longitud lo supera en un 4,4%. Para tuberías con un espesor mayor, las tensiones se reducen, para un defecto de 200 mm se sobrepasa en un 1,7%, y para uno de 400 mm en un 2%.

Tabla 4.10 Relación entre la tensión máxima de von Mises y el límite elástico.

Espesor 12,7 mm	Tensión de von Mises (MPa)	Límite elástico (MPa)	Incremento respecto al límite elástico (%)
200 mm	501,58	485	3,4
400 mm	506,4	485	4,4
Espesor 19,05 mm	Tensión de von Mises (MPa)	Límite elástico (MPa)	Incremento respecto al límite elástico (%)
200 mm	493,03	485	1,7
400 mm	494,55	485	2

CAPÍTULO 5. CONCLUSIONES

CAPÍTULO 5 CONCLUSIONES

Las conclusiones más relevantes del Proyecto de Fin de Carrera "Análisis del Riesgo de Rotura en Servicio de Tuberías de Gas Natural" son las siguientes:

1. El parámetro principal que define el riesgo de un defecto es la profundidad. En las abolladuras se obtiene un incremento de la tensión del 6,9% al duplicar la longitud y un aumento del 36% al incrementar un tercio su profundidad. En los defectos de corrosión si disminuimos en un tercio la sección útil de la tubería, la tensión de von Mises crece hasta un 43%. En las fisuras, no se puede hablar de tensiones máximas; ya que con las concentraciones de tensiones se consiguen unos valores muy parecidos de tensión.

2. En las abolladuras, el factor crítico que define la presión de fallo es la medida del espesor de la tubería.

3. Los defectos propagan en la dirección longitudinal, y nunca propagan a una distancia igual o mayor a su longitud. Las tensiones provocadas por defectos por picaduras son muy localizadas y no propagan.

4. Las fisuras o grietas siempre tienen deformación plástica; ésta se localiza en los bordes longitudinales, por donde propaga. Las tensiones superan el límite elástico entre el 1,8% de la fisura de 200 mm en el espesor mayor, hasta el 4,4% del espesor menor con una fisura de 400 mm. El valor máximo es, prácticamente, independiente de la longitud de la fisura. Es el defecto más peligroso, desde el punto de vista tensional, ya que comparado con los otros tipos de fallo estudiados, apenas tiene zona para plastificar por lo que hay una alta concentración de tensiones.

5. La normativa ASME B31G es más conservativa que la PCORRC, ésta tendencia disminuye a medida que aumenta el tamaño del defecto. Para un defecto de 200 mm la profundidad crítica es un 41% en la ASME B31G, mientras que para un defecto de 400 mm es un 34% mayor.

6. No ha sido posible proporcionar un presupuesto detallado, puesto que las pérdidas, tanto directas como indirectas provocadas por un fallo en una tubería del sector petroquímico, quedan en el ámbito de secreto industrial y ha sido imposible acceder a ellos.

CAPÍTULO 6. ANEXOS

Lista de figuras

Figura 1.1. Esquema de los temas abordados en el Proyecto Fin de Carrera

Figura 1.2 Esquema de los defectos del estudio

Figura 2.2 Las emisiones de CO_2 asociadas al consumo de electricidad.

Figura 2.3 Emisiones de contaminantes asociadas al consumo de energía.

Figura 2.4 Comparativa de las emisiones en el sector del transporte con el gasóleo.

Figura 2.5 El gas natural en el Mundo.

Figura 2.6 Componentes del sistema gasista

Figura 2.7 Infraestructuras de Gas Natural en España

Figura 2.8 Clasificación API de los hidrocarburos.

Figura 2.9 Clasificación química de los hidrocarburos del petróleo.

Figura 2.10 Morfología de los yacimientos.

Figura 2.11 Evolución de las reservas de petróleo y gas natural en el mundo.

Figura 2.12. Distribución de las reservas de petróleo probadas en los 15 países más importantes y la UE.

Figura 2.13 Fuentes de Energía Primaria en España (2011).

Figura 2.14 Fuentes de Energía Primaria en el Mundo (2011).

Figura 2.15. Fabricación de la tubería API 5L

Figura 2.16 Soldadura a tope.

Figura 2.17. Clasificación de los defectos

Figura 2.18 Tipos de Corrosión

Figura 2.19 Oxidación uniforme

Figura 2.20 Proceso del avance de una picadura

Figura 2.21 Proceso de corrosión por resquicios.

Figura 2.22 Corrosión en una tubería enterrada

Figura 2.23 Protección catódica por corriente impresa

Figura 2.24 Comparación entre las secciones de una tubería antes y después de la abolladura

Figura 2.25. Protocolo de actuación con líquidos penetrantes.

Figura 2.26. Electroimán para la inspección

Figura 2.27. Detección de defecto por medio de radiografía

Figura 2.28. Esquema de detección de defectos por el método de transparencia o sombra

Figura 2.29. Diferentes perspectivas de un *PIG*.

Figura 2.30. Esquema de un PIG con sus diferentes partes

Figura 2.31 Esquema de la rotura

Figura 2.32 Depósitos hallados bajo el recubrimiento

Figura 2.33 Fotografía de los defectos de corrosión

Figura 3.1. Esquema de las etapas del proyecto.

Figura 3.2 Fase de estudio de la tubería.

Figura 3.3 Estudio de la tubería.

Figura 3.4. Fase de estudio de la defectología.

Figura 3.5 Esquema de la defectología.

Figura 3.6. Esquema de los defectos del estudio.

Figura 3.7. a) Defecto elíptico de corrosión. b) Fisura c) Abolladura

Figura 3.8. Idealización del fondo del defecto de corrosión.

Figura 3.9 Imagen de una fisura.

Figura 3.10 Esquema de los tipos de abolladura.

Figura 3.11. Herramientas informáticas.

Figura 3.12 Fases de trabajo de COMSOL.

Figura 3.13 Definir la tubería.

Figura 3.14 Cilindros concéntricos.

Figura 3.15. Tubería finalizada.

Figura 3.16. Plano de trabajo.

Figura 3.17. Tubería finalizada con una fisura.

Figura 3.18. Fisura real

Figura 3.19. Tubería con defecto de abolladura.

Figura 3.20. Tubería con abolladura real.

Figura 3.21. Elipsoide que se restará a la tubería.

Figura 3.22 Comparación entre el defecto simulado y un defecto de corrosión real

Figura 3.23. Captura de pantalla con las características del material.

Figura 3.24. Captura de pantalla con la fuerza aplicada en la superficie interior.

Figura 3.25. Captura de pantalla con los extremos fijados.

Figura 3.26. Captura de pantalla mostrando el mallado por tetraedro libre.

Figura 3.27. Distribución de tensiones de Von Mises.

Figura 3.28. Deformación de la tubería.

Figura 3.29. Análisis de resultados

Figura 3.30. Esquema del análisis de resultados

Figura 3.31 .Gráfico de tensiones máximas de Von Mises producidas por defectos de abolladuras.

Figura 3.32. Comparación de la normativa con la presión de Barlow.

Figura 3.33 .Tamaño de defecto crítico para las normativas PCORRC y ASME B31G.

Figura 4.1. Tamaño de defecto crítico para las normativas PCORRC y ASME B31G.

Figura 4.2. Relación entre longitud y profundidad del defecto crítico para las normativas PCORRC y ASME B31G.

Figura 4.3. Deformación producida por un defecto aislado de picadura.

Figura 4.4 Distribución de von Mises en un defecto de picadura.

Figura 4.5 .relación entre la tensión máxima de von Mises producida por defectos de corrosión, el ángulo de excentricidad y el espesor las tuberías

Figura 4.6 Deformación causada por un defecto producido por abolladura

Figura 4.7 relación entre las tensiones de von Mises, las dimensiones del defecto y el espesor.

Figura 4.8 Distribución de von Mises en un defecto producido por una abolladura.

Figura 4.9 Distribución de tensión de von Mises alrededor de una grieta.

Figura 4.10 Deformación producida por una fisura.

Figura 4.11 .Distribución de von Mises producida por defectos de picadura.

Figura 4.12 Relación de las tensiones máximas de von Mises producidas por interacción de picaduras, las excentricidades y los espesores.

Figura 4.13 Distribución de von Mises producida por fisuras.

Figura 4.14 relación entre las tensiones máximas de von Mises producidas por interacción de fisuras, la longitud de los defectos y el espesor.

Lista de tablas

Tabla 2.1 Componentes del Gas Natural

Tabla 2.2 Contaminantes en los yacimientos de gas natural.

Tabla 2.3. Clasificación del gas natural.
Tabla 2.4 Composición molar.

Tabla 2.5 Evolución de las reservas mundiales probadas de gas natural.

Tabla 2.6 Distribución por países de las reservas de gas natural (billones de m^3).

Tabla 2.7 La composición química de cada uno de los aceros.

Tabla 2.8 Propiedades mecánicas de los aceros API 5L.
Tabla 2.9 desviación estándar STD [D/T]

Tabla 2.10 factor parcial de seguridad γ_m para las mediciones del defecto.

Tabla 2.11 factor de seguridad parcial, γ_d y ε_d

Tabla 3.1 .Tensiones máximas de Von Mises producidas por defectos de abolladuras.

Tabla 3.2 .Presiones de fallo obtenidas de la normativa ASME B31G

Tabla 4.1. Presiones de fallo obtenidas de la normativa ASME B31G.

Tabla 4.2. Presiones de fallo obtenidas de la normativa PCORCC.

Tabla 4.3. Tensiones máximas de Von Mises producidas por corrosión por picaduras.

Tabla 4.4. Tensiones máximas de Von Mises producidas por defectos de abolladuras.

Tabla 4.5. Deformaciones producidas por los defectos de abolladuras.

Tabla 4.6. Tensiones máximas de Von Mises producidas por fisuras.

Tabla 4.7. Relación entre la tensión máxima de Von Mises y el límite elástico.

Tabla 4.8. Tensiones máximas de Von Mises producidas por interacción de defectos de corrosión por picaduras.

Tabla 4.9. Tensiones máximas de Von Mises producidas por interacción de fisuras.

Tabla 4.10. Relación entre la tensión máxima de Von Mises y el límite elástico.

producidas por interacción de defectos de corrosión por picaduras.

Tabla 4.9. Tensiones máximas de Von Mises producidas por interacción de fisuras.

Tabla 4.10. Relación entre la tensión máxima de Von Mises y el límite elástico.

Lista de ecuaciones

2.1 Ecuación $API = \frac{141{,}5}{densidad\ relativa} - 131{,}5$

2.2 Ecuación CE= %C + %Mn/6 + %(Cu+Ni)/15 + %(Cr+Mo+V)/5

2.3 Ecuación CE= %C + %Si/30 + %(Mn+Cu+Cr)/20 + %Ni/60 + %Mo/15 + %V/10 + %B

2.4 Ecuación $Me \rightarrow Me^{n+} + ne^{-}$

2.5 Ecuación $O_2 + 2H_2O + 4e^{-} \rightarrow 4OH^{-}$

2.6 Ecuación $2Fe + 3H_2O \rightarrow Fe_2\ O_3 + 3H_2$

2.7 Ecuación 4 Fe 4 $\longrightarrow$ Fe $^{2+}$ + 8 e^{-}

2.8 Ecuación 8 H^{+} + 8e^{-} $\longrightarrow$ 8 H

2.9 Ecuación S0 $^{2-}_{4}$ +8 H $\longrightarrow$ S^{2-} +4 H_2O

2.10 Ecuación Fe^{2+} + S2- $\longrightarrow$ FeS (2.10)

2.11 Ecuación 3 Fe $^{2+}$ + 6 OH^{-} $\longrightarrow$ 3 $Fe(OH)_2$

2.12 Ecuación $H^{+} + e^{-} \rightarrow H$

2.13 Ecuación $H + H \rightarrow H_2$

2.14 Ecuación $Me^{n+} + H_2O \rightarrow Me(OH)^{n-1} + H^{+}$

2.15 Ecuación $H^{+} + e^{-} \rightarrow H$

2.16 Ecuación $H + H \rightarrow H_2$

2.17 Ecuación $2H_2O + 2e^{-} \Rightarrow H_2 + 2OH^{-}$

$$\Downarrow\Uparrow$$

$$H + H$$

2.18 Ecuación $\sigma_R = \sigma_F \left(\frac{1-r\times\frac{d}{t}}{1-r\times\frac{d}{t.M}} \right)$

2.19 Ecuación $\sigma_R = \sigma_F \left(\frac{1-\frac{A}{A_0}}{1-\frac{A}{A_0}M^{-1}} \right)$

2.20 Ecuación $\frac{0.8\,L^2}{D*t} <= 20$

2.21 Ecuación $M = (1+\frac{0.8\,L^2}{D*t})^{0,5}$

2.22 Ecuación $M = 0{,}032\left(\frac{L^2}{Dt}\right) + 3.3$

2.23 Ecuación $P = \frac{1{,}1\times\sigma_y\times 2\times t}{D}\left[\frac{1-\left\{0{,}85\times\left(\frac{d}{t}\right)\right\}}{1-0{,}85\times\left(\frac{d}{t}\right)\times\left(\frac{1}{M}\right)}\right]$

2.24 Ecuación $P = \frac{2\times t\times\sigma_u}{D}\left[1-\left(\frac{d}{t}\ M\right)\right]$

2.25 Ecuación $M = 1 - e^{\left[-0.157\times\left(\frac{L}{\sqrt{\frac{D}{2}(t-d)}}\right)\right]}$

2.26 Ecuación $P = \left(\frac{\gamma_m\times 2\times SMTS\times\left(1-\gamma_d\left(\frac{d}{t}\right)^*\right)}{(D-t)\left[1-\gamma_d\left(\frac{d}{t}\right)^*\right]Q^{-1}}\right)$

2.27 Ecuación $Q = \sqrt{1+0.31\left[\frac{L}{Dt^{0.5}}\right]^2}$

2.28 Ecuación $\left(\frac{d}{t}\right)^* = \frac{d}{t} + \varepsilon_d StD\left(\frac{d}{t}\right)$

2.29 Ecuación $P = \frac{F*\sigma_F*2*t}{D}\left(\frac{1-\frac{D}{t}}{1-\frac{D}{t}M^{-1}}\right)$

3.1 Ecuación de Barlow $P = \frac{2\,\sigma y\,t}{D}$

3.2 Ecuación de $P = \frac{1{,}1\times\sigma_y\times 2\times t}{D}\left[\frac{1-\left\{0{,}85\times\left(\frac{d}{t}\right)\right\}}{1-0{,}85\times\left(\frac{d}{t}\right)\times\left(\frac{1}{M}\right)}\right]$

3.3 Ecuación $P = \frac{2\times t\times\sigma_u}{D}\left[1-\left(\frac{d}{t}\ M\right)\right]$

CAPÍTULO 7 REFERENCIAS

[1]http://www.invertia.com/noticias/afecta-crisis-ucrania-suministro-gas-europa-2949983.htm (visitada en marzo de 2014)

[2] http://docentes.educacion.navarra.es/metayosa/CTMA/Recursos5.html (visitada en diciembre de 2013)

[3] http://www.miprv.com/via-verde-un-vistazo-a-la-realidad-del-gas-natural-metano-y-su-extraccion/ (visitada en diciembre de 2013)

[4] Arthur L. Kohl, Richard Nielsen, “Gas Purification”, 5ª edición, 1997

[5] Arthur J. Kidnay, William R. Parrish, “Fundamentals of Natural Gas Processing”, 2006

[6]http://www.cne.es/cne/doc/publicaciones/informe_sectores/1999/gas/chap2.pdf (visitada en enero de 2014)

[7] http://www.sedigas.es/informeanual/2010/3.2_Reservas.htm (visitada en diciembre de 2013)

[8] http://www.minetur.gob.es/energia/gas/gas/paginas/gasnatural.aspx

[9] Julio Lumbreras Martín “La contribución del gas natural a la reducción de emisiones a la atmósfera en España”, 1ª edición, 2009

[10] Igor Bertuccio, “Análisis del Riesgo de Corrosión en Tuberías de Gas Natural”, Julio 2011

[11] http://www.iae.org.ar/archivos/educ9.pdf (visitada en enero de 2014)

[12] http://www.api.org/ (visitada en diciembre de 2013)

[13] http://usmpetrolero.wordpress.com/2012/05/ (visitada en enero 2014)

[14] http://www.pdvsa.com (visitada en enero 2014)

[15] Instituto Argentino del Petróleo, “Guía de recomendaciones para proteger el medio ambiente durante el desarrollo de la exploración y explotación de hidrocarburos”, 1991

[16] American Petroleum Institute “API 5L, Specification for Line Pipe” 43ª edición, 2004

[17] American Petroleum Institute. “Summary of Technical Differences between API 5L and ISO 3183”. 2008.

[18] Effect of alloing elements. Paxton & Vierling Steel. http://www.pvsteel.com (Visitada en enero de 2014).

[19] ASME/ANSI B36.10/19 (2010)

[20] Diego Belato rosado, Wim De Waele “Latest Developments In Mechanical Properties And Metallurgical Features Of High Strength Line Pipe Steels”, Sustainable Construction & Design, 4,1, 2013

[21] A. Cosham, P. Hopkins, K.A. Macdonald, “Best practice for the assessment of defects in pipelines – Corrosion” Engineering Failure Analysis, 14, 2007, 1245–1265

[22] Enrique Otero Huerta, “Corrosión y Degradación de Materiales”,1997

[23] M.V. Biezma, J.R. San Cristóbal. “Methodology to study cost of corrosion”. Corrosion Engineering, Science and Technology, 2005,40, (4), 344-352.

[24] T.P. Hoar, “Report of the Commettee on Corrosion and Protection” Dept. of Trade and Industry, Ed. HMSO, London, 1971.

[25] http://aceroinox.net/?p=364 (visitada en febrero de 2014)

[26] J. López Martínez, “Valoración de la resistencia mecánica remanente de una tubería API 5L x80 con defectos de corrosión”, enero 2010.

[27] Raquel Ruiz Saiz “Diseño Del Sistema De Protección Catódica De Una Tubería Enterrada. Caso Particular De La Industria Petroquímica”

[28] Javier Ávila, Joan Genescá, “Más Allá de la Herrumbre II. La lucha contra la corrosión”, 3ª edición, 1995

[29] M. Allouti, C. Schmitt, G. Pluvinage. “Assessment of a gouge and dent defect in a pipeline by a combined criterion”. Engineering Failure Analysis, Volume 36, January 2014, 1–13

[30] C. Rivera, “Estudio de la influencia de los defectos de corrosión en una tubería API X-100 empleando los métodos RSTRENG, Shell 92 y DNV”, Octubre 2009.

[31] O.H. Bjornoy, M.d. Marley, ” Assessment of Corroded Pipelines: Past, Present and Future” International Offshore and Polar Engineering Conference Stavanger, Norway, June 17-22, 2001

[32] W. Asmaliyana, “an Integrity assessment of corroding pipeline using SHELL 92 Code” 2008

[33]http://www.puretechltd.com/espanol/services/electromagnetics/magnetic_flux_leakage.shtml (visitada en febrero de 2014)

[34] Martínez Carral, Alberto “Comprobación de la defectología de un acero inoxidable con ensayos no destructivos: empleo de un patrón de fallo diagnosticado por los ultrasonidos de tipo ecopulso”, marzo 2013

[35] F. Hasan, J. Iqbal, F. Ahmed, “Stress corrosion failure of high-pressure gas pipeline”, Engineering Failure Analysis, 14, 5, 2007, 801–809

[36] http://www.europipe.com/ (visita en diciembre de 2013)

[37] M. Hadj Meliania, Y.G. Matvienkob, G. Pluvinage, “Corrosion defect assessment on pipes using limit analysis and notch fracture mechanics”, Engineering Failure Analysis, Volume 18, January 2011, 271–283

[38] G. Latorre *, R. Mora À, F. Mejía U, A. Martínez. Suárez, “Análisis Estructural De Tuberías De Oleoductos Abolladas Por Carga Explosiva”, Ciencia, Tecnología y Futuro, 4, 1998

[39] http://www.comsol.es/ (visitada en enero de 2014)

[40] M. V. Biezma, M. A. Andrés, J. C. Suárez, R. del Barrio, “Which is the critical failure pressure of high strength pipeline with corrosion defects?”